

TEMAT NUMERU | ZIELONA TRANSFORMACJA PRZEMYSŁU

W KIERUNKU NEUTRALNOŚCI

- | Przyszłość gospodarcza UE
- | Magazynowanie energii w branżach energochłonnych
- | Technologiczna i energetyczna transformacja
- | BioLPG – nowa alternatywa dla gazu ziemnego





budujemy możliwości
porozumienia

Konferencja Naukowo-Techniczna

NOWA ENERGIA DLA PRZEMYSŁU.

Nośniki Energii

20-21 MAJA
2025 r.
WARSZAWA

NEP

Więcej
INFORMACJI



ORGANIZATOR



PATRONAT
MERYTORYCZNY



Instytut
Studiów Energetycznych

ec^oekonomia.pl
bo biznes może być ECO



WODNOSPRAWY

ENERGETYKA

kierunekenergetyka.pl

CHEMIA

kierunekchemia.pl

ENERGETYKA

Z ŻYCIA BRANŻY

- 8 | Czy wodór to remedium na problemy z magazynowaniem energii?
Cezary Siwek
- 10 | Polska na peryferiach rewolucji AI?
Wojciech Jakóbiak
- 12 | Zielony Ład w likwidacji
Jan Sakławski
- 14 | Elektrownie wielkoskalowe czy SMR?
Emma Bartosik
- 24 | Pęknięcia na fundamencie Europejskiego Zielonego Ładu
Waldemar Jędrał
- 32 | Rynek energii elektrycznej '24
Kamil Moskwik

TEMAT NUMERU: ZIELONA TRANSFORMACJA PRZEMYSŁU

- 38 | Przyszłość polskiego przemysłu. Uwarunkowania globalne i europejskie
Henryk Kaliś
- 46 | AI – reaktor reaktorów i napęd dla OZE
Dawid Dębiński
- 52 | Klucz do stabilizacji. Magazynowanie energii w przemyśle energochłonnym
Hubert Put
- 59 | BioLPG – nowa alternatywa dla gazu ziemnego
Świętosław Kariuk
- 64 | Usuwanie tlenków azotu w instalacjach odsiarczania spalin
Dariusz Łuszkiewicz, Arkadiusz Świerczok, Maria Jędrusik
- 70 | Białe certyfikaty. Reforma kluczem do wyższej efektywności
Monika Mirończuk

CIEPŁOWNICTWO

- 74 | Gramy w zielone. O inwestycjach w MPEC Nowy Sącz
Paweł Kupczak
- 82 | Wykorzystanie systemu ORC w ciepłownictwie
BPOWER a.s.
- 84 | Energetyczne wykorzystanie ścieków. Korzyści wykraczające poza sektor wodociągowo-kanalizacyjny
Magdalena Biniek, Michał Cholewa

ALTERNATYWNE I ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

- 88 | Domowy magazyn energii. Niższe rachunki czy drogi gadżet?
Wojciech Naworyta
- 96 | Trudne przechodzenie na zieloną stronę
rozmowa z Tomaszem Guzowskim, OX2 Polska
- 100 | Efektywne strategie minimalizacji awarii w systemach energetyki odnawialnej
Wojciech Sikorski
- 104 | A może amoniak?
rozmowa z Wojciechem Adamczykiem, Grzegorzem Przybyłą, Grzegorzem Peczkisem, Hubertem Stępniewiczem
- 108 | Przedsiębiorczość jako siła napędowa postępu
rozmowa z Zygfriedem Gleaserem, Instytut Naukowo-Badawczy Sebastianum Silesiacum
- 112 | Łatawce do produkcji energii
Dominika Miensopust

TEMAT NUMERU: ZIELONA TRANSFORMACJA PRZEMYSŁU



Fot. 123rf

PRZYSZŁOŚĆ POLSKIEGO PRZEMYSŁU. UWARUNKOWANIA GLOBALNE I EUROPEJSKIE

Henryk Kaliś

CIEPŁOWNICTWO



GRAMY W ZIELONE. O INWESTYCJACH W MPEC NOWY SĄCZ

Paweł Kupczak

ALTERNATYWNE I ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII



DOMOWY MAGAZYN ENERGII. NIŻSZE RACHUNKI CZY DROGI GADŻET?

Wojciech Naworyta


Dominika Miensopust

redaktor wydania

tel. 32 415 97 74 wew. 15

tel. kom. 728 499 502

e-mail: dominika.miensopust@e-bmp.pl

Droga wyboista, ale nie niemożliwa

Przemysł energochłonny stoi dziś na rozdrożu. Rosnące koszty energii, niestabilność rynków i wymagania polityki klimatycznej stawiają przed przedsiębiorstwami wyzwania, które jeszcze dekadę temu wydawały się bardzo odległe. W obliczu transformacji energetycznej polski przemysł musi znaleźć rozwiązania pozwalające na zachowanie konkurencyjności, przy jednoczesnym dostosowaniu się do surowych regulacji środowiskowych. Pytanie o przyszłość jest kluczowe – którądy wiedzie droga do zrównoważonej i efektywnej produkcji? Czy możliwe jest wytyczenie jednej właściwej ścieżki dla wszystkich?

Jednym z najistotniejszych wyzwań jest konieczność uniezależnienia się od paliw kopalnych, w szczególności węgla, który przez lata stanowił fundament energetyki przemysłowej. Wzrost cen surowców i ich ograniczona dostępność wymuszają poszukiwanie alternatywnych źródeł. Wodór, energia jądrowa, OZE – to technologie, które mogą odegrać kluczową rolę w nowym modelu energetycznym. Równocześnie jednak ich wdrożenie wiąże się z wysokimi kosztami inwestycyjnymi oraz koniecznością modernizacji infrastruktury. Czy nadal będzie to opłacalny biznes?

W tej sytuacji kluczowa staje się przedsiębiorczość i umiejętność znajdowania nowych rozwiązań. Inwestowanie w badania i rozwój, współpraca z sektorem naukowym oraz wdrażanie innowacyjnych technologii (niektóre są jednak wciąż w fazie testowania) mogą stać się przepustką do nowej ery przemysłowej. Już teraz widzimy przykłady firm, które aktywnie angażują się w rozwój zielonych rozwiązań, takich jak produkcja zielonego wodoru, rozwój małych reaktorów jądrowych (SMR) czy inwestowanie w systemy magazynowania energii. Wszyst-

ko to wymaga jednak dużego wsparcia ze strony rządów i instytucji finansowych, aby zmniejszyć ryzyko inwestycyjne i przyspieszyć adaptację nowoczesnych rozwiązań.

W tej transformacji nie można pominąć także roli Unii Europejskiej. Polska, obejmując prezydencję w Radzie UE w 2025 roku, stanie przed zadaniem m.in. wytyczenia dalszego kierunku polityki energetycznej, który nie tylko pozwoli europejskiemu przemysłowi na skuteczną dekarbonizację, ale także zapewni bezpieczeństwo dostaw, stabilność gospodarczą i konkurencyjność. Warto jednak postawić pytanie o realność wyznaczonych celów: tempo i sposób odchodzenia od węgla muszą być dostosowane do krajowych uwarunkowań i możliwości przedsiębiorstw. Nie wszystkie regiony i branże są równie dobrze przygotowane na tak szybkie zmiany, a nadmierne obciążenie kosztowe może prowadzić do ograniczenia konkurencyjności firm na rynku globalnym. Dlatego tak istotne jest znalezienie złotego środka pomiędzy ekologicznymi ambicjami a gospodarczą realnością.

Czy polski przemysł znajdzie właściwą drogę w gąszczu regulacji, rosnących kosztów i dynamicznie rozwijających się technologii? Czy uda się pogodzić ochronę środowiska z konkurencyjnością na światowym rynku? Odpowiedzi na te pytania będą kształtować przyszłość sektora przemysłowego w najbliższych latach. Jedno jest pewne – transformacja jest nieunikniona, a jej tempo i kierunek zdecydują o tym, kto wyjdzie z niej silniejszy, a kto pozostanie w cieniu kryzysu.

**KIERUNEK
ENERGETYKA**

Wydawca:

BMP spółka z ograniczoną odpowiedzialnością spółka komandytowa
KRS: 0000406244, REGON: 242 812 437
NIP: 639-20-03-478
ul. Morcinka 35
47-400 Racibórz
tel./fax 32 415 97 74
tel.: 32 415 29 21, 32 415 97 93
energetyka@e-bmp.pl
www.kierunekenergetyka.pl

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

Rada Programowa:

prof. Andrzej Błaszczuk, prezes zarządu HYDRO-POMP

dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Politechnika Warszawska

dr hab. inż. Maria Jędrusiak, prof. nadzw. PWt, Politechnika Wrocławska

Henryk Kaliś, przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, prezes Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

dr hab. inż. Roman Krok, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska

prof. Janusz Lewandowski, Politechnika Warszawska

dr inż. Jerzy Łaskawiec, ekspert ds. energetyki

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, prezes zarządu Forum Energii

dr Małgorzata Niestępska, prezes zarządu Elektrociepłownia Ciepłownia

Jan Sakławski, radca prawny – Krajowa Izba Kłastrów Energii i OZE

dr inż. Andrzej Sikora, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

Waldemar Szulc, dyrektor biura, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

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

Redaktor naczelny
Przemysław Plonka

Redakcja techniczna
Marcelina Gąsior

Kolportaż
Zuzanna Ochman
zuzanna.ochman@e-bmp.pl

Sprzedaż:
Krzysztof Sielski, Jolanta Mikołajec-Piela,
Marta Mika, Magda Widzińska, Monika Majewska

Magazyn kierowany jest do prezesów, dyr. ds. technicznych i głównych specjalistów (mechaników, automatyków, energetyków) reprezentujących branżę energetyczną, organizatorów targów, sympozjów, imprez branżowych, urzędów, ministerstw, instytutów, wyższych uczelni oraz biur projektowych.

Redakcja nie odpowiada za treść reklam.
Niniejsze wydanie jest wersją pierwotną czasopisma

Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez wydawcę wyłącznie za zgodą redakcji. Redakcja zastrzega sobie prawo do opracowywania nadesłanych tekstów oraz dokonywania ich skrótów, możliwości zmiany tytułów, wyróżnień i podkreśleń w tekstach.

Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.

Fot. na okładce: I-Maximum sp. z o.o., 123rf



ELEKTROWNIA PGE NOWY RYBNIK

Budowa bloku gazowo-parowego PGE Nowy Rybnik osiągnęła kluczowy etap dzięki zakończeniu montażu turbiny gazowej. Ta ważąca niemal 390 ton jednostka przebyła ponad 500 km drogą wodną i lądową, aby dotrzeć na plac budowy. Nowy blok o mocy około 880 MW, charakteryzujący się sprawnością bliską 64%, ma rozpocząć działalność od 2027 roku. Inwestycja o wartości około 3,6 miliarda złotych przyczyni się do zasilania energią elektryczną około 2 milionów odbiorców oraz stworzenia licznych miejsc pracy w regionie. Dodatkowo, nowa jednostka będzie spełniać restrykcyjne normy emisyjne, z emisyjnością trzykrotnie niższą niż w przypadku tradycyjnych bloków węglowych

Fot. PGE S.A.



WIELKI PROGRAM MODERNIZACJI POLSKICH SIECI ENERGETYCZNYCH

Energa-Operator z Grupy ORLEN pozyskała ponad 7,5 mld zł z Krajowego Planu Odbudowy na największy w historii spółki program modernizacji i cyfryzacji sieci energetycznej w północnej i środkowej Polsce.

Program zakłada między innymi budowę ponad 11 tysięcy kilometrów nowych linii elektroenergetycznych oraz 7 tysięcy kilometrów linii kablowych i modernizację blisko 10 tysięcy kilometrów linii istniejących. W ramach programu planowane jest przyłączenie około 350 tysięcy nowych odbiorców energii elektrycznej i 1600 ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów, między innymi przy trasach A1 i S7. To także około 1000 zaawansowanych technologicznie transformatorów i elementów sterowania poziomami napięcia, poprawiających zdolność sieci do dystrybucji energii ze źródeł odnawialnych. Inteligentne sieci dystrybucyjne pozwolą między innymi na rozbudowę ciepłownictwa opartego o energię elektryczną.

Źródło i fot.: Energa-Operator

BRANŻA CEMENTOWA PRACUJE NAD TECHNOLOGIĄ WYCHWYTYWANIA CO₂

Branża cementowa nie jest w stanie produkować bez emisji dwutlenku węgla, dlatego szuka sposobów, by ograniczyć wpływ na środowisko.

Jedynymi znanymi sposobami walki z tzw. emisją procesową są technologie CCS, czyli wychwytywania i składowania CO₂. Producenci pracują nad ich rozwojem, ale problemem są koszty instalacji, ich energochłonność, a także infrastruktura do transportu i składowania dwutlenku węgla.

Polska branża cementowa jest w awangardzie działań dekarbonizacyjnych, gdyż obniżyła już emisję CO₂ o ponad 30%, a do 2030 roku ma to być 40%. Osiągnięcie neutralności klimatycznej nie będzie jednak możliwe bez technologii CCS. Branża jest prekursorem w zakresie ich wdrażania, ale są to bardzo kosztowne inwestycje. Opracowane przez ekspertów AGH w Krakowie studium wykonalności wskazuje, że szacowane koszty dla jednej średniej wielkości cementowni wynoszą od 0,5 do 1,5 mld zł.

Źródło: Newseria Biznes

POLSKA JEST 10. NAJWIĘKSZYM EMITENTEM GAZÓW CIEPLARNIANYCH W RELACJI DO PKB WŚRÓD PAŃSTW NALEŻĄCYCH DO OECD

Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) ocenia, że mimo starań Polsce nie uda się osiągnąć redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku. Mamy wprowadzić rekordowy poziom 30% energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, ale polska gospodarka w dalszym ciągu jest wysokoemisyjna ze względu na spory udział węgla.

Zdaniem OECD potrzebne jest bardziej ambitne wycofanie węgla, bo faza wygaszania tego sektora następuje zbyt wolno. W projekcie KPEiK oceniono, że popyt na węgiel kamienny osłabnie do poziomu 22,5 mln t w 2030 roku. Raport OECD wskazuje ponadto, że choć polskie władze zobowiązały się do zamknięcia kopalń węgla kamiennego do 2049 roku, to nie wyznaczyły celów wycofywania węgla brunatnego, który charakteryzuje się większą emisją CO₂. W raporcie zwrócono uwagę także na wysoki poziom emisji z budownictwa (10% udział), konieczność inwestycji w termomodernizację budynków i odchodzenie od węgla w systemach grzewczych. Wraz z wejściem w życie systemu handlu uprawnieniami do emisji ETS2 w 2027 roku największe obciążenia odczują gospodarstwa domowe ogrzewające się węglem kamiennym.

Źródło i fot.: Newseria Biznes



PIERWSI GÓRNICY PODJĘLI PRACĘ W ZAWODZIE TECHNIKA TURBIN WIATROWYCH

W lutym kolejnych dziesięciu uczestników rozpoczęło naukę w ramach czwartej edycji programu „Wiatr – Kopalnia możliwości”, który wspiera przebranżowienie górników na techników i serwisantów turbin wiatrowych.

Uczestnicy, którzy ukończą szkolenia, uzyskają honorowaną na całym świecie certyfikację Global Wind Organisation. Zaplanowano sześć edycji projektu. Szkolenie jest organizowane i finansowane przez EDF Renewables Polska we współpracy z Vulcan Training & Consultancy oraz Spółką Restrukturyzacji Kopalń. Dla zainteresowanych pracowników odchodzących z sektora wydobywania węgla kamiennego udział w kursach jest bezpłatny.

Źródło i fot.: EDF



PODSUMOWANIE XVII KONFERENCJI „REMONTY I UTRZYMANIE RUCHU W ENERGETYCE”

27-28 listopada 2024 roku Licheń zgromadził przedstawicieli branży energetycznej, ekspertów oraz naukowców, którzy dyskutowali o najnowszych rozwiązaniach, trendach i wyzwaniach związanych z utrzymaniem ruchu oraz modernizacją infrastruktury energetycznej.

Gospodarzem Honorowym konferencji była spółka ZE PAK S.A., która dzień przed oficjalnym rozpoczęciem wydarzenia zorganizowała dla uczestników wycieczkę techniczną. Partnerem Branżowym zostali: Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna. Organizatorem wydarzenia była firma BMP Sp. z o.o.

Więcej o konferencji na www.kierunekenergetyka.pl

Źródło i fot.: BMP

TAURON PRZEDSTAWIŁ PLANY DOTYCZĄCE ELEKTROWNI SIERSZA

Trwają zaawansowane analizy możliwości komercjalizacji lokalizacji np. poprzez repowering, czyli przygotowanie jednostek do spalania innego rodzaju paliwa. W grę wchodzi także inwestycje z zakresu budowy magazynów energii wraz z instalacją fotowoltaiczną oraz budowy gazowych jednostek szczytowych – także przygotowanych do spalania wodoru.

Dla każdej z zatrudnionych w Elektrowni Siersza osób przygotowana została spersonalizowana informacja dotycząca rozwiązań, z jakich będzie mogła skorzystać: kiedy może przejść na emeryturę lub wcześniejszą emeryturę i czy przysługuje jej urlop energetyczny, a także jaka ścieżka przekwalifikowania może zostać jej zaoferowana. TAURON potrzebuje wykwalifikowanych pracowników w związku z rozwojem obszarów dystrybucji, ciepła, OZE czy obsługi klienta.

Źródło: TAURON

60,2

MLD ZŁOTYCH

– tyle wynosi wsparcie publiczne na przygotowanie i realizację inwestycji – budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce.

Źródło: gov.pl

.....

”

Cały szereg podnoszonych publicznie zastrzeżeń i opinii, na temat negatywnych skutków Europejskiego Zielonego Ładu dla europejskiej gospodarki i społeczności państw członkowskich UE, powoduje, że dalsze bezwarunkowe egzekwowanie tego pakietu wymaga bardzo głębokiej refleksji

– Henryk Kaliś,

Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii.

(artykuł s. 38)

ROK 2025 KLUCZOWY DLA TERMINU STARTU BUDOWY ELEKTROWNI JĄDROWEJ W POLSCE

Rozpoczęcie prac przygotowawczych, kontynuacja badań geologicznych, negocjacje kluczowych umów i dalsze zabezpieczanie finansowania – to tylko niektóre z działań planowanych przez Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ) na najbliższe miesiące.

W tym roku, zgodnie z założeniami, mają rozpocząć się prace przygotowawcze. Spółka planuje m.in. zabezpieczenie terenu przyszłej budowy i prace geodezyjne. Jednym z niezbędnych działań w miejscu przyszłej elektrowni będzie też usunięcie roślinności. Wszystkie prace mają być realizowane zgodnie z warunkami określonymi w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla elektrowni jądrowej. Kontynuowane będą badania geologiczne na lądzie, a w dalszej perspektywie także na morzu, w rejonie układu chłodzenia elektrowni.

Źródło i fot.: PEJ



EQUINOR I POENERGIA Z WAŻNYM KONTRAKTEM NA WYKONANIE ZABEZPIECZENIA DNA MORSKIEGO DLA PROJEKTÓW BAŁTYK 2 I BAŁTYK 3

Umowa dotyczy zabezpieczenia dna morskiego w postaci narzutów kamiennych i została zawarta z holenderską firmą Van Oord. Morskie farmy wiatrowe Bałtyk to jeden z największych projektów infrastrukturalnych w historii Polski.

Equinor i Polenergia realizują na Morzu Bałtyckim trzy projekty morskich farm wiatrowych o łącznej mocy do 3 GW, które będą mogły zasilić zieloną energią 4 mln gospodarstw domowych w Polsce. W pierwszej fazie rozwoju mają powstać projekty Bałtyk 2 i Bałtyk 3, na które składa się 100 turbin o mocy 14,4 MW każda. Pierwsza energia ma z nich popłynąć do sieci w 2027 r., a komercyjny etap użytkowania rozpocznie się w 2028 r.

Źródło: informacja prasowa bałtyk123

Czy wodór to remedium na problemy z magazynowaniem energii?

Wodór jest zarówno obiecującym paliwem przyszłości, jak i sprzyja modernizacji współczesnych technologii. Prace nad jego wdrożeniem na skalę przemysłową wciąż trwają – wiele wskazuje na to, że skutecznie zastąpi obecne magazyny energii.

Wodór to najpowszechniejszy pierwiastek we wszechświecie, stanowi około 75% masy całego kosmosu. Nasza planeta również w znacznej części składa się właśnie z wodoru – jego ogromne ilości znaleźć można chociażby w oceanach. Problem jednak w tym, że prawie całe zasoby znajdują się w postaci związków chemicznych takich jak na przykład woda.

Czysty wodór jest bardzo kaloryczny, a spalanie go – trzy razy bardziej efektywne niż w przypadku ropy naftowej. Właściwość ta sprawia, że zaczyna być on postrzegany jako bardzo obiecujące paliwo, tu jednak konieczne jest wydzielenie go do wolnej postaci. Omawiany pierwiastek może być produkowany poprzez rozbicie cząsteczki wody osobno na wodór i tlen, ale wymaga to dużo energii, z której aż 40% jest tracone.

Magazynowanie wodoru

Wodór charakteryzuje się dużą przenikalnością, co wiąże się ze znacznymi stratami w procesie jego przechowywania. W celu minimalizowania tego problemu stosuje się duże zbiorniki kompozytowe, które trzymają wodór pod ciśnieniem paruset bar, jednak wciąż nie są one wystarczająco szczelne. Dodatkowo cechuje je bardzo duża masa, wielokrotnie przewyższająca masę samego paliwa.

Z rozwiązaniem tego problemu przychodzi polska myśl technologiczna. Na Uniwersytecie Medycznym imienia Marii Skłodowskiej-Curie opracowywane jest bardzo futurystyczne rozwiązanie. Badania prowadzone przez prof. Mariusza Krawca sugerują zastosowanie materiałów dwuwymiarowych jako ogniw dla wodoru. Miałyby one absor-

fot. zasoby autora



Cezary Siwek

student SGH w Warszawie
oraz członek SKN Energetyki.
Interesuje się energetyką
i fizyką cząstek elementarnych

bować ten pierwiastek, a następnie przechowywać go przy niewielkich stratach. Na wspomnianym uniwersytecie, jako materiał z potencjałem na nowy nośnik energii, rozpatruje się silicen, będący dwuwymiarową odmianą krzemu. Wodór miałby osadzać się na jego powierzchni, co – uwzględniając bardzo wysoki stosunek powierzchni do objętości – pozwoliłoby na znaczne odciążenie zbiorników.

Wykorzystanie wodorowych magazynów

Pomimo komplikacji, jakie wiążą się z magazynowaniem wodoru,

wciąż znajduje on sporo zastosowań. Jednym z nich jest umieszczenie urządzenia produkującego wodór niedaleko elektrowni OZE. Rozwiązanie takie pomaga odciążać sieć w momentach przeciążenia, generując przy tym paliwo, które może zostać zużyte w momencie niskiej produkcji energii. Przykładowym wykorzystaniem takiej techniki jest konstrukcja firmy Solhyd, która opracowuje technologię mającą na celu stworzenie domowych paneli fotowoltaicznych produkujących nawet do 250 litrów wodoru dziennie. Celem spółki jest utworzenie samowystarczalnego systemu zaopatrującego dom w energię elektryczną 24 godziny na dobę. Omawiane rozwiązanie nie musi ograniczać się tylko do produkcji dla gospodarstw domowych, ale może również stanowić wartość dodaną dla większych farm słonecznych i wiatrowych. Do przesyłu w tym przypadku można wykorzystać nawet gazociągi, które doprowadzałyby wodór do miast. Dzięki temu możliwym byłoby obniżenie cen prądu przy jednoczesnej stabilizacji taryfy opłat.

Transport wodorowy

Kolejnym istotnym zastosowaniem wodoru jest użycie go w transporcie. Obecne restrykcje nakładane na silniki spalinowe, jak i coraz mniejsze zasoby ropy naftowej, skłaniają nas do poszukiwania alternatyw dla tradycyjnych paliw. O ile rozwój samochodów elektrycznych wywołuje pewne nadzieje, tak poważne problemy pojawiają się przy cięższym i przez to znacznie mniej ekologicznym transporcie samochodami ciężarowymi czy też samolotami.

Zmiana napędu na elektryczny w takich przypadkach okazuje się być bardzo trudna do zrealizowania. Możliwe okazuje się natomiast użycie wodoru jako paliwa. Jego zdecydowaną przewagą nad klasycznymi samochodami elektrycznymi jest prędkość ładowania, a w zasadzie tankowania. Zapełnienie baku jest bowiem równie szybkie jak w przypadku samochodów spalinowych. Dodatkowo duże gabaryty ciężarówek sprzyjają skalowalności zbiorników paliwowych, co z kolei zwiększa zarówno wydajność, jak i zasięg na jednym tankowaniu. Obecnie rozpatruje się możliwość stworzenia silników napędzanych mieszkanką wodoru z pochodnymi ropy naftowej, gdzie procentowa zawartość tego drugiego wynosiłaby zaledwie kilka procent. Pomógłoby to płynnie przejść z wykorzystania silników spalinowych na silniki wodorowe.

” Wodór jest zarówno obiecującym paliwem przyszłości, jak i sprzyja modernizacji współczesnych technologii

Czy wodór może być zielony?

Omawiając wszystkie te kwestie nie sposób nie wspomnieć o ekologii, bowiem to ona determinuje kierunek współczesnej energetyki. O ile obecnie pozyskiwanie wodoru niesie za sobą znaczny ślad węglowy, to jednak zmiana metod produkcji może przyczynić się do bezemisyjnego wytwarzania tego surowca. Jeszcze korzystniej sytuacja przedstawia się w przypadku spalania wodoru w celu pozyskania energii. Pomimo że spalanie sugerować by mogło wytwarzanie CO₂, to w przypadku tej reakcji do atmosfery dostaje się tylko para wodna. Wykorzystanie wodoru nie będzie miało więc negatywnego wpływu na środowisko.

Wodór jest zarówno obiecującym paliwem przyszłości, jak i sprzyja modernizacji współczesnych technologii. Prace nad jego wdrożeniem na skalę przemysłową wciąż trwają, niemniej wiele wskazuje na to, że skutecznie zastąpi obecne magazyny energii. Dalszy rozwój tej technologii to nie tylko szansa na rozwój energetyki światowej, ale również na to, aby Polska stała się istotnym graczem na tym rynku.



ENERGY WEEK

 **12-16.05.2025**

 **SGH Warszawa**

**Weź udział w największej
studenckiej konferencji
naukowej
poświęconej
energetyce!**





SKN^e

Polska na peryferiach rewolucji AI?

Polacy mogą wziąć udział w rewolucji cyfrowej możliwej dzięki tak zwanej sztucznej inteligencji tylko pod warunkiem, że dostarczą u siebie energię w atrakcyjnej cenie i stabilnych dostawach.

AI to skrót reprezentujący nowy etap rewolucji cyfrowej. Tak zwana sztuczna inteligencja może zmienić gospodarkę globalną i będzie mieć przełomowe znaczenie dla sektora energetycznego. Po pierwsze, ułatwi działalność gospodarczą biorąc na siebie prostsze zadania i przyspieszając prace, ale także obniżając zatrudnienie. Z tego względu będzie atrakcyjna dla przedsiębiorców pragnących wytwarzać najbardziej zaawansowane produkty, a przy tym zwiększać efektywność pracy.

Po drugie, AI może zmienić funkcjonowanie energetyki. Będzie potrzebować coraz więcej energii, stając się rosnącą gałęzią przemysłu energochłonnego. Departament Energii USA opublikował dane, z których wynika, że zużycie energii przez centra danych wzrosło z 58 TWh w 2014 roku do 176 TWh w 2023 roku. A ma zwiększyć się jeszcze do 325-580 TWh do 2028 roku. Być może zapotrzebowanie AI na energię będzie rosło wykładniczo, jak moc obliczeniowa procesorów.

Konsekwencje rozwoju

Są dwie konsekwencje tego przełomu: giganci technologiczni, walczący o jak największą moc obliczeniową, będą także rywalizować o dostęp do taniej, dostępnej energii. Ponadto zapotrzebowanie na energię w gospodarce może szybko rosnąć i nie rozdzielić rozwoju gospodarczego od zużycia tego medium, jak chcieli zwolennicy teorii degrowth. Już teraz pojawiają się tezy, że AI zmieni tory transformacji energetycznej, zasysając nadwyżki energii z rynku i nie pozostawiając jej wystarczająco dużo, by zazieleniać inne obszary gospodarki.

Rozwój AI spowodował, że najwięksi gracze technologiczni na świecie jak Google czy Amazon zaczęli interesować się na nowo energetyką jądrową: dużą i małą – jakkolwiek, która da stabilne dostawy energii. Niektórzy, jak Amazon, szukają nowych technologii inwestując w start-upy, inni (Microsoft) stawiają na sprawdzone rozwiązania, z możliwością reanimacji kłopotliwej elektrowni Three Mile Island w USA, która w przeszłości zanotowała usterkę i została wygaszona.

Ta nowa rzeczywistość była tematem numer jeden dyskusji w Dolinie Krzemowej w 2024 roku i otwarcia sezonu



fot. zasoby autora

Wojciech Jakóbiak

Ośrodek Bezpieczeństwa
Energetycznego

konferencyjnego jesienią minionego roku, w tym podczas sympozjum Energetyka Bełchatów 2024, w którym brałem udział i rozmawiałem o znaczeniu energetyki jądrowej. Z kolei podczas Forum Ekonomicznego w Karpaczu przedstawiłem referat o tym, że bez atomu Polska nie będzie w stanie przyciągnąć inwestycji w centra danych w naszym kraju.

Rok Przełomu?

W tym kontekście program Rok Przełomu, zasygnalizowany przez obecny rząd w Warszawie, jawi się jako wpisany w generalny trend rozwoju nowoczesnych technologii. Premier Donald Tusk zapowiedział w lutym

2025 roku, że Polska będzie ściągać miliardowe inwestycje firm technologicznych, w tym Google. Mają dotyczyć właśnie centrów danych. O ile jednak polski rynek pracy oraz nasze uczelnie mogą zaoferować takim graczom wiele, to inaczej jest w przypadku sektora elektroenergetycznego, który regularnie ma najwyższe ceny hurtowej energii w Polsce.

Jeżeli Polska ma nie pozostać na peryferiach nowego etapu rewolucji cyfrowej, musi rywalizować na arenie międzynarodowej ceną stabilnych dostaw energii. Polacy nie spierają się już o to, czy budować energetykę jądrową. Ustawa o wsparciu pierwszego projektu na Pomorzu kwotą ponad 60 mld zł zyskała prawie jednogłośnie wsparcie Sejmu RP.

Jednakże nasze reaktory będą powstawać najwcześniej w latach trzydziestych, a do tego czasu nie pozostaniemy w próżni. Być może warto rozważyć preferencyjne taryfy na energię dla przemysłu energochłonnego, w tym centrów danych, które przekonają kapitał zagraniczny, by budować moce obliczeniowe właśnie u nas. Kolejnym elementem mogą być kontrakty długoterminowe na odbiór bezpośredni energii z polskich elektrowni jądrowych. Za interesowanie centrów danych mogłoby wręcz urentownić takie projekty; w przeszłości to kontrakt katarski dał podstawę do ostatecznej decyzji inwestycyjnej w sprawie naszego gazoportu. Pewne jest, że decyzje muszą zapadać szybko, abyśmy nie przespali kolejnej rewolucji, tym razem związanej ze sztuczną inteligencją.



Rozwiązania ERP, GIS, RM, CRM, BI i **Kalkulacje Taryf** w jednym systemie!



KALKULACJE TARYF TO NOWOCZESNY MODUŁ ZINTEGROWANEGO SYSTEMU INFORMATYCZNEGO ZSI UNISOFT USPRAWNIAJĄCY PROCES POZYSKANIA DANYCH ORAZ PRZYGOTOWANIA WNIOSKU TARYFOWEGO

Co zyskasz dzięki wykorzystaniu systemu?

-  **AUTOMATYZACJĘ PROCESU POZYSKANIA NIEZBĘDNYCH DANYCH** | W oparciu o zdefiniowane reguły tabelę wniosku taryfowego zostają automatycznie zasilone danymi pobranymi z systemu
-  **TRANSPARENTNOŚĆ KALKULACJI** | Przejrzystość reguł dostępu do danych umożliwia natychmiastowe stwierdzenie i udowodnienie prawidłowości danych i naliczeń - system ułatwia udzielanie odpowiedzi na zapytania dotyczące także innych okresów niż ten określony we wniosku
-  **ZGODNOŚĆ Z REGULACJAMI** | System uwzględnia wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla przedsiębiorców wnioskujących o zatwierdzenie taryfy dla ciepła
-  **ELASTYCZNOŚĆ I OTWARTOŚĆ** | Rozwiązanie wykorzystuje zalety osadzonego wewnątrz ZSI arkusza kalkulacyjnego i fakt jego powszechnej znajomości wśród osób przygotowujących dane do wniosków taryfowych - to bardzo dobre środowisko obliczeniowe i wygodne narzędzie zapewniające elastyczną formę prezentacji danych
-  **BEZPIECZEŃSTWO** | Dostęp do reguł naliczeń, jak i do wynikowych danych objęty jest systemem uprawnień ZSI - tylko uprawnione osoby mają dostęp do kalkulacji taryfy



ZIELONY ŁAD W LIKWIDACJI

Polska klasa dyskutująca, a więc dziennikarze, politycy i eksperci, kompletnie nie wie już, co oznacza zwrot „Zielony Ład”.

Debata publiczna w Polsce coraz bardziej zaczyna przypominać ring freakfightowy, na którym z lubością oglądamy okładających się bez ładu dziwolągów. Dziennikarze polityczni w tych warunkach mogliby się w zasadzie zamienić rolami z dziennikarzami sportowymi. Najważniejsze jest, kto komu przywalił, kto kogo obraził i moje ulubione: kto kogo zaorał. To powoduje, że dziennikarze ci – o ile można ich jeszcze tak nazywać – w zasadzie zrezygnowali ze zdobywania wiedzy i dokształcania się, co uniemożliwia im również zadawanie politykom trudnych pytań, punktujących niewiedzę lub powierzchowność poglądów. W takich warunkach robią oni za stojak na mikrofon.

Zaorał, zmiażdżył, zdeptał

Ostatnio ofiarą takiego stanu rzeczy padł „Zielony Ład”. Zacznę od tego, że w zasadzie polska klasa dyskutująca (a więc dziennikarze, politycy i eksperci) kompletnie nie wie już, co ten zwrot oznacza. Przykładowo – w dniu swojej inauguracji nowy prezydent Stanów Zjednoczonych Ameryki powiedział, że kończy z Nowym Zielonym Ładem (*drill, baby drill*), uruchamia zakłady samochodowe w Detroit, a z kranów będzie lecieć Johny Walker. W odpowiedzi na ten tekst



fot. zasoby autora

Jan Saklawski

radca prawny
– Krajowa Izba Kłastrów
Energii i OZE

polski komentariat w ekscytacji zawyro-
kował, że ogłoszony w 2019 przez Ursulę
von der Leyen program przemodelowa-
nia unijnej gospodarki w zasadzie prze-
stał obowiązywać. W mediach pojawiło
się mnóstwo „ekspertów”, którzy z mar-
sowymi minami wieszczili koniec polityki
klimatycznej Unii Europejskiej, koniec
dekarbonizacji, koniec transformacji
energetycznej. Czemu? Bo tak orzekł
Trump. Pan Donald mógł nie zauwa-
żyć, że żaden „Green Deal” nie stał się
nigdy częścią amerykańskiej legislacji.
Próbę taką podejmowała swego czasu
kongresmenka Alicia Occasio-Cortez,
ale nie udało się jej zakończyć z succe-
sem procesu legislacyjnego. Tymczasem
UE, w ramach Europejskiego Zielonego
Ładu, przyjęła już nową dyrektywę
o odnawialnych źródłach energii, nową
dyrektywę o efektywności energetycznej,
nową dyrektywę o charakterystyce

energetycznej budynków, rozporządzenie o wzmocnieniu
ekosystemu technologii neutralnych emisyjnie (tzw. *net-zero
industry act*), rozporządzenie w sprawie surowców krytycz-
nych, dyrektywę o kształcie rynku energii i wiele innych.
Duża część tych przepisów została implementowana do
prawodawstw krajowych.

Trump relegalizuje grilla

Jak Trump miałby zlikwidować taką ilość legislacji? Trudno powiedzieć, ale prawda na wojnie jest pierwszą ofiarą, a komentariat grzmiał i buczał, że w zasadzie przewodnicząca Komisji Europejskiej może już pakować manatki. Poziom głupot, jakie zaczęły się w tej sprawie pojawiać w przestrzeni publicznej, przebił sufit. Co jednak najważniejsze, dziennikarze kompletnie nie byli w stanie tych bredni skontrolować. Nie byli w stanie, bo nie mieli wiedzy, o czym toczy się dyskusja. Ciąg skojarzeń jest tutaj prosty – Trump mówi, że likwiduje jakiś zielony ład, no to eksperci skojarzyli, że to ten zielony ład co to kazał nam jeść robaki i zakazywał grilla. Oczywiście Pan Prezydent w swojej własnej narracji może uważać, że zrobi wszystko, ale najgorszą głupotą, jaką może zrobić reżim, to uwierzyć we własną propagandę. Inna sprawa, że chociaż wielu jutubowych geopolitików tłumaczy każde dziwactwo nowego lokatora Białego Domu jako element jakiejś niesamowitej strategii, to można też posłuchać Johna Boltana i innych byłych doradców Trumpa, którzy mówią, że czerpie on wiedzę z telewizji lub od swoich potakiwaczy, a przeczytanie jakiegokolwiek tekstu dłuższego niż pół strony przekracza jego możliwości. Jak jest naprawdę? Nie wiem, nie potrafię zajrzeć człowiekowi do głowy.

Linkedinowa papka

Niezależnie od nagranych telewizyjnych ekspertów zauważyłem również w ostatnim czasie ogromne wzmożenie denializmu klimatycznego wśród użytkowników Linkedina. Choć portal ten od dawna nie jest już sferą tylko profesjonalną, to jednak odróżniał się od swoich kuzynów tym, że nie było na nim foliarskiej papki. Niestety, ostatnio zmieniło się to i obecnie pod każdym niemal postem, który pojawiał się na mojej tablicy, te same osoby wstawiały swoje przemyślenia o tym, jak to „nie da się udowodnić niczego na przyszłość”, „a jak się niby bada temperaturę sprzed 200 lat” oraz moje ulubione: „naukowcy się spierają”. Dyskusja z takimi ludźmi nie niesie w mojej ocenie żadnej wartości, ale widziałem, że

Marcin Popkiewicz albo Bartłomiej Derski wchodzili w tego rodzaju polemiki. Czapki z głów, Panowie. Naprawdę doceniam Wasz syzyfowy wysiłek.

Nowa EWWiS?

Czy Europejski Zielony Ład przetrwa Pana Trumpa i ogólnoeuropejską reakcję foliarską? Tak, nie mam co do tego wątpliwości. Większość medialnych krytyków ZŁ, w tym politycy, eksperci i dziennikarze, nie do końca wie, z czym ma do czynienia, a legislacja unijna zabrnęła już naprawdę daleko we wdrażaniu poszczególnych rozwiązań. Będziemy mieli oczywiście do czynienia ze zmianami w narracji, zapewne więcej będzie o konkurencyjności, a mniej o klimacie.

”Może inaczej rozłożone zostaną akcenty, a przyjęte już akty zostaną delikatnie skorygowane, ale nie należy się spodziewać, że Unia z powrotem stanie się wspólnotą węgla i stali

Istotnym komponentem prawdopodobnie będzie rozmowa o przemyśle zbrojeniowym, który też przecież potrzebuje energii i surowców. Może inaczej rozłożone zostaną akcenty, a przyjęte już akty zostaną delikatnie skorygowane, ale nie należy się spodziewać, że pozbawiona swoich własnych surowców Unia nagle z powrotem stanie się wspólnotą węgla i stali. I bardzo dobrze. Unia ma już w relacjach z USA nadwyżkę handlową, wyższą oczekiwaną długość życia, lepszą (o niebo!) służbę zdrowia. Nie zaszkodzi, żeby miała też lepszą energetykę.

ELEKTROWNIE WIELKOSKALOWE CZY SMR?

foto. 123rf

Emma Bartosik

laureatka nagrody imienia dra inż. Andrzeja Nehrebeckiego

Rozwój technologii jądrowej jest kluczowy dla redukcji emisji CO₂ i przeciwdziałania zmianom klimatycznym. W kontekście przyszłości energetyki jądrowej rozważane są tu dwie główne opcje: wielkoskalowe elektrownie jądrowe oraz małe modułowe reaktory (SMR).

Elektrownie wielkoskalowe, jak PWR i BWR, oferują dużą wydajność i stabilność sieci energetycznej, ale ich budowa wiąże się z ogromnymi kosztami oraz ryzykiem dotyczącym bezpieczeństwa. SMR natomiast charakteryzują się elastycznością, niższymi kosztami początkowymi i zaawansowanymi systemami bezpieczeństwa, co czyni je atrakcyjnymi dla mniejszych lokalizacji i inwestorów poszukujących szybszych i mniej ryzykownych projektów. Czy SMR

mogą stanowić klucz do szybszej i bardziej zrównoważonej transformacji energetycznej? Jakie są przewagi implementacji wielkoskalowych elektrowni jądrowych?

Neutralność klimatyczna

Energia jądrowa może być kluczowym elementem w osiągnięciu globalnej zerowej emisji netto do 2050 roku. Międzynarodowa Agencja Energetyczna przewi-

duże, że moc energii jądrowej musi zostać podwojona w latach 2020-2050, aby osiągnąć ten cel.

Emisje gazów cieplarnianych są klasyfikowane w trzech zakresach. Zakres 1 obejmuje bezpośrednie emisje z własnych źródeł firmy, takie jak spalanie paliw, zakres 2 – pośrednie emisje z zakupionej energii elektrycznej, ciepła lub chłodu. Zakres 3 to inne pośrednie emisje wynikające z działalności firmy, takie jak emisje z łańcucha dostaw, transportu produktów i zużycia produktów przez konsumentów. Redukcja emisji we wszystkich zakresach jest kluczowa dla globalnych wysiłków na rzecz zrównoważonego rozwoju – Unia Europejska dąży do neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz redukcji emisji o 55% do 2030 roku w porównaniu z 1990 rokiem. W Polsce, według programu energetyki jądrowej, energia jądrowa ma stanowić około 27% miks energetyczny do 2045 roku.

Energetyka jądrowa w kontekście transformacji energetycznej Polski

Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ prowadzi do konieczności spadku udziału węgla w polskiej strukturze zużycia energii, co wymusza poszukiwanie alternatywnych źródeł energii. Pomimo rosnących inwestycji w OZE, takich jak fotowoltaika, której prognozowana moc zainstalowana ma zwiększyć się do około 6 GW w 2030 roku i 13 GW w 2040 roku, zainteresowanie technologiami jądrowymi znacząco wzrosło. Aktualne poparcie społeczne dla elektrowni jądrowych wynosi ponad 85%, podczas gdy trzy lata temu było to zaledwie 40%. Zmiana ta jest w dużej mierze efektem wojny na Ukrainie, która wyeksponowała konieczność uniezależnienia się od rosyjskiego gazu.

Do 2040 roku planowane jest zbudowanie niemal całkowicie nowego systemu elektroenergetycznego w Polsce, opartego na źródłach nisko- i zeroemisyjnych. Energetyka jądrowa odgrywa kluczową rolę w osiągnięciu samowystarczalności energetycznej, która jest fundamentalnym aspektem tej transformacji. Elektrownie jądrowe charakteryzują się stabilnością produkcji energii, przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza, co czyni je atrakcyjnym wyborem w kontekście walki z ubóstwem energetycznym dzięki zapewnieniu stabilnych dostaw energii po konkurencyjnych cenach. Ponadto rygorystyczne normy bezpieczeństwa obowiązujące w energetyce jądrowej zapewniają wysoki poziom ochrony i niezawodności. Co więcej, energia jądrowa stanowi strategiczny element w dążeniu do uniezależnienia się od importu paliw kopalnych, co jest kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Polityka energetyczna Polski uwzględnia rozwój zarówno odnawialnych źródeł energii, jak i energetyki jądrowej, aby zapewnić stabilność dostaw energii oraz spełnić cele klimatyczne. Nasz kraj ma szansę na stworzenie zrównoważonego i odpornego systemu energetycznego, który będzie w stanie sprostać wyzwaniom przyszłości. Prognozy wskazują, że do 2050 roku

zużycie energii elektrycznej wzrośnie u nas o ponad 70%, osiągając około 300 TWh rocznie w porównaniu do 178 TWh w 2022 roku. Oczekuje się tu znaczących zmian w strukturze miksu energetycznego. Obecnie 70% energii pochodzi z węgla, 18% ze źródeł odnawialnych (11% z elektrowni wiatrowych, 5% z instalacji fotowoltaicznych i 2% z elektrowni wodnych), a 7% energii zapewnia gaz ziemny. [1] Od 1990 roku, w ciągu około 30 lat, udział węgla jako źródła energii spadł o 25%. Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2040 roku (EPP2040) udział ten ma zmniejszyć się do 56% w ciągu najbliższych 6 lat, a udział energii ze źródeł odnawialnych osiągnie co najmniej 32% do 2030 roku.

Decyzja o wprowadzeniu energetyki jądrowej zapadła w 2005 roku, z planem uruchomienia pierwszej elektrowni wkrótce po 2020 roku. Raport przygotowany pięć lat później dla Ministerstwa Energii wskazał technologię jądrową jako jedną z najbardziej opłacalnych metod redukcji emisji CO₂. W wyniku tego raportu Rada Ministrów przyjęła uchwałę dotyczącą budowy co najmniej dwóch elektrowni jądrowych do 2030 roku.

”

Redukcja emisji we wszystkich zakresach jest kluczowa dla globalnych wysiłków na rzecz zrównoważonego rozwoju

Transformacja energetyczna w Polsce, z naciskiem na redukcję emisji i rozwój zrównoważonych źródeł energii, wymaga strategicznego podejścia do zarówno odnawialnych źródeł energii, jak i energetyki jądrowej. Wzrost udziału OZE i technologii jądrowych jest kluczowy dla osiągnięcia celów klimatycznych i zapewnienia stabilnych dostaw energii. Energetyka jądrowa, ze względu na swoją stabilność oraz zerową emisję zanieczyszczeń, stanowi istotny element tej transformacji, przyczyniając się do bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz walki z ubóstwem energetycznym.

Analizując możliwości wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce kluczowe jest odniesienie się do Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (EPP2040), przygotowanej przez ministra klimatu i środowiska w listopadzie 2018 roku. Dokument ten wyznacza osiem strategicznych celów, z których jeden bezpośrednio dotyczy rozwoju energetyki jądrowej. Plany te zakładają uruchomienie pierwszego bloku o mocy ponad 1 GWe w gminie Choczewo (Lubiatowo-Kopalino). Co ważne: istnieje ryzyko opóźnień biorąc pod uwagę, że budowa ma rozpocząć się w 2026 roku. Inwestycja

obejmuje trzy reaktory AP1000 firmy Westinghouse, które mają łącznie dostarczyć około 3 750 MWe mocy. Kolejne bloki (w sumie sześć) mają być uruchamiane co 2-3 lata. Według badań Polskiego Instytutu Ekonomicznego, 42% ekspertów przewiduje, że moc bloków SMR w Polsce przekroczy 5 GWe między 2041 a 2045 rokiem [2].

W 2022 roku podpisano porozumienie z 22 polskimi firmami, a w listopadzie tego roku rząd zaakceptował budowę pierwszej elektrowni w technologii AP1000.

”

Jednym z głównych wyzwań związanych z wdrożeniem technologii jądrowej są wysokie nakłady inwestycyjne oraz długi czas realizacji inwestycji, co może prowadzić do przekroczenia pierwotnych kosztów

Ekonomiczne korzyści i perspektywy energetyczne budowy reaktora jądrowego AP1000 w Polsce

Polska planuje rozwój energetyki jądrowej z budową od 6 do 9 GWe mocy w technologii reaktorów wodnych ciśnieniowych. Stawianie reaktora jądrowego Westinghouse AP1000 może znacząco wpłynąć na gospodarkę naszego kraju, oferując szerokie korzyści zarówno w krótkim, jak i długim okresie. Wpłynie na tworzenie miejsc pracy, wzrost PKB, rozwój technologiczny oraz długoterminowe oszczędności. Analizy wskazują, że w ciągu 20 lat projekt ten może zwiększyć PKB o 118,3 mld zł i stworzyć 205 tys. etatów, instalując dodatkowe 7 200 MW mocy. Średniorocznie przewiduje się wzrost PKB o 38 mld zł i utworzenie 16 300 miejsc pracy. W dłuższej perspektywie 60 lat projekt może wygenerować 2 282 mld zł PKB, prawie milion miejsc pracy, 363 mld zł dochodów z pracy i 981 mld zł wpływów podatkowych [3]. Omawiana inwestycja stanowi strategiczny krok w kierunku unowocześnienia polskiej infrastruktury energetycznej i wzmacniania niezależności energetycznej kraju.

Przyszłość energetyki jądrowej w Polsce: projekty KGHM i PEJ

14 kwietnia 2023 roku KGHM złożył wniosek o decyzję zasadniczą dotyczącą budowy elektrowni jądrowej. Tego samego dnia Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ) wnioskuje o decyzję w sprawie postawienia pierwszej dużej elektrowni jądrowej w Polsce [4]. Pod koniec miesiąca spółka Orlen Synthos Green Energy również

złożyła wniosek o budowę elektrowni bazujących na technologii BWRX-300 GE Hitachi Nuclear Energy w sześciu lokalizacjach.

W lutym 2022 roku KGHM podpisał umowę z amerykańską firmą NuScale Power na budowę pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej z reaktorami SMR NuScale VOYGR, planowanej do uruchomienia już w 2029 roku. W lipcu ubiegłego roku lubińska spółka złożyła wniosek do Polskiej Agencji Atomistyki o ocenę technologii SMR NuScale i przygotowanie studium lokalizacyjnego. NuScale będzie wspierać aplikację KGHM poprzez przygotowanie wstępnych raportów bezpieczeństwa oraz koordynację z Agencją Atomistyki [5]. Technologia SMR NuScale była pierwszą, która uzyskała zatwierdzenie od amerykańskiej Komisji Regulacji Jądrowej w sierpniu 2020 roku. Firma oferuje elektrownie VOYGR w konfiguracjach cztero-, sześć- i dwunastomodułowych.

Ewolucja reaktorów jądrowych: od I do IV generacji

Reaktory HTR/VHTR (High Temperature Reactor/Very High Temperature Reactor) podzielić można na cztery kategorie [6]. Najstarszymi są prototypowe i doświadczalne reaktory I generacji, które powstały w latach 50. i stanowiły pierwszy krok w rozwoju technologii jądrowej. Przykłady takich reaktorów to Fermi 1 w USA i Magnox w Wielkiej Brytanii. Były to reaktory grafitowe, pracujące na naturalnym bądź słabo wzbogaconym uranie, a ich chłodzenie odbywało się przy użyciu wody lub dwutlenku węgla. Te doświadczalne jednostki, mimo swojej pionierskiej roli, cechowały się ograniczeniami w zakresie efektywności i bezpieczeństwa.

Reaktory II generacji, takie jak LWR (Light Water Reactor), obejmują reaktory wodne ciśnieniowe (PWR) i wrzące (BWR), a także reaktory wodno-grafitowe (LWGR) i gazowo-grafitowe (AGR). Przykładem ciężkowodnego reaktora ciśnieniowego jest CANDU z Kanady – charakteryzuje się większą efektywnością i bezpieczeństwem w porównaniu do swoich poprzedników, jednak nadal generuje ciepło, które jest przekształcane na energię elektryczną, jednakże z pewnymi stratami. Możliwości kogeneracji są znacząco ograniczone ze względu na fakt, że owo ciepło ma niewystarczającą temperaturę (ok. 300°C), by mogło być wykorzystane w przemyśle np. chemicznym.

W przypadku III generacji wyróżnia się ulepszone reaktory lekkowodne (ALWR, Advanced Light Water Reactors), jak EPP 1000, BWR 90 czy AP 600, o zwiększonym bezpieczeństwie i efektywności ekonomicznej. Powstały one w odpowiedzi na kryzysy energetyczne lat 80. oraz obawy społeczne wywołane awariami w Three Mile Island i Czarnobylu. Wykazują się zwiększonym poziomem bezpieczeństwa, wyższą efektywnością ekonomiczną i uproszczonymi procedurami licencjonowania. Reaktory te oferują lepsze wypalanie paliwa oraz dłuższy okres eksploatacji.

Najwięcej stosuje się obecnie reaktorów lekkowodnych (Light Water Reactors), w użyciu są również jednostki wodne wrzące, jak BWR 90+ o mocy 1500 MW.

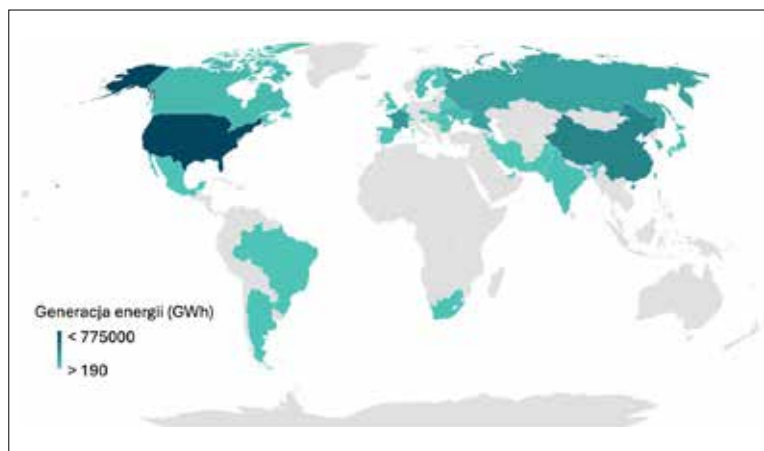
Obecnie trwają prace nad reaktorami IV generacji, które opierają się na nowych koncepcjach konstrukcyjnych, a nie na ulepszaniu istniejących technologii. Reaktory te, nazywane także AMR (Advanced Modular Reactor), obejmują jednostki wodne małej i średniej mocy, ciężkowodne, mikroreaktory, reaktory alternatywnie chłodzone oraz modułowe. Warto tu wspomnieć, że w 2000 roku założono forum GIF (Generation IV International Forum) w celu międzynarodowej współpracy nad rozwojem omawianych technologii, tak by ok. 2030 roku ich implementacja była możliwa. Sześć wybranych koncepcji, przypisanych różnym krajom, obejmuje m.in. reaktory prędkie chłodzone gazem (USA), ołowiem (Szwajcaria), sodem (Japonia) oraz reaktory wodne z parametrami nadkrytycznymi pary (Kanada).

Najnowszym typem reaktorów jądrowych są reaktory HTGR (High Temperature Gas-cooled Reactors), zaliczane do czwartej generacji, charakteryzujące się znacznie wyższym poziomem bezpieczeństwa w porównaniu do starszych technologii. Najbardziej zaawansowane są w Chinach, gdzie ich rozwój trwał ponad 80 lat. Pierwszy komercyjny reaktor HTGR został uruchomiony w grudniu 2023 roku w zatoce Shidao i jest częścią elektrowni zawierającej także dwa reaktory CAPI400 generacji III.

Stan obecny i dynamiczny rozwój

Obecnie na świecie działa ponad 400 reaktorów jądrowych o łącznej mocy przekraczającej 370 GW, a kolejne 58 jest w trakcie budowy. Najwięcej znajduje się w Stanach Zjednoczonych (93), Francji (56) oraz Chinach (55), przy czym dominują reaktory typu PWR (Pressurized Light-Water Moderated and Cooled Reactor), które stanowią 74% wszystkich działających jednostek (stan na 20 lutego 2024 roku). W ostatniej dekadzie odnotowano znaczący wzrost mocy w sektorze energetyki jądrowej, szczególnie w Chinach (361%), Pakistanie (147%) i Argentynie (75%). Chiny, będące obecnie liderem w dziedzinie technologii jądrowych, mają ambitne plany budowy kolejnych 150 reaktorów w ciągu najbliższych 15 lat.

W kraju tym działają m.in. dwa reaktory HTGR w prowincji Shandong, każdy o mocy 200 MWe; planowana jest rozbudowa elektrowni do sześciu reaktorów o łącznej mocy 600 MWe. Obiekty te korzystają z modułowej konstrukcji zapewniającej elastyczność i wielofunkcyjność, co jest kluczowe dla dynamicznie rozwijającej się chińskiej gospodarki. Wczesne prace badawczo-rozwojowe nad HTGR rozpoczęły się tam w latach 70. XX wieku w Instytucie Technologii Jądrowej i Nowej Energii (INET) Uniwersytetu Tsinghua. W celu dalszej komercjalizacji INET opracowuje MHTGR o nazwie HTR-PM600, który składa się z sześciu modułów reaktorów o mocy 250 MW, podłączonych do jednej turbiny parowej. HTR-PM600 wykorzystuje zaawan-



RYS. 1
Wizualizacja globalnej produkcji energii jądrowej. Kolorytka wskazuje na wielkość produkcji, z wyraźnym liderem w postaci Stanów Zjednoczonych (źródło: International Atomic Energy Agency 2023, Nuclear Share of Electricity Generation in 2023)

sowane technologie, takie jak system wielokrotnego obiegu paliwa, który zapewnia równomierne wypalenie elementów paliwowych. Paliwo, które uległo wypaleniu, jest przesyłane do specjalnego systemu przechowywania, mogącego pomieścić całe wypalone paliwo z sześciu modułów reaktora przez okres 10 lat [7].

Reaktory MHTGR mogą być zlokalizowane w miejscach, gdzie budowa tradycyjnych elektrowni jest trudna – pozwalają one na dostosowanie mocy do potrzeb lokalnego rynku. Jednym z wyzwań jest tu stosunkowo wysoki jednostkowy koszt kapitałowy w porównaniu do komercyjnych reaktorów PWR. Różnica w kosztach wynika głównie z wyższych cen zbiorników ciśnieniowych, jednak masowa produkcja – zwłaszcza lokalna – może zredukować te koszty dzięki efektowi skali.

HGTR z innowacyjnymi systemami bezpieczeństwa

HGTR wyróżniają się innowacyjnymi systemami bezpieczeństwa, które obejmują samoregulację reakcji jądrowej oraz chłodzenie za pomocą helu. Te funkcje znacząco zwiększają bezpieczeństwo operacyjne, minimalizując ryzyko awarii. Samoregulacja polega na automatycznym dostosowywaniu intensywności reakcji jądrowej, co zapewnia stabilne i bezpieczne działanie reaktora nawet w sytuacjach awaryjnych. Konstrukcja omawianych jednostek skutecznie zapobiega wydzielaniu substancji promieniotwórczych dzięki zastosowaniu mechanizmów automatycznego wyłączania, które aktywują się bez udziału człowieka w momencie przekroczenia dopuszczalnych parametrów takich jak wzrost temperatury paliwa. Wyposażone są w liczne sensory i systemy bezpieczeństwa, które samoczynnie regulują moc reaktora, eliminując ryzyko niekontrolowanej reakcji łańcuchowej i stopienia rdzenia. Ceramiczne elementy wewnątrz reaktora, dzięki swojej wysokiej pojemności cieplnej, zapewniają powolne zmiany temperatury, co daje czas na podjęcie działań w razie awarii. Kluczowym aspektem jest także zwiększona odporność na proliferację materiałów rozszczepialnych.

Reaktory HTGR mają długą, choć burzliwą historię. Przykładem jest THTR w Niemczech, który otwarto w 1986 roku i zamknięto po dwóch latach z powodu błędów konstrukcyjnych. Obecnie reaktory HGTR odznaczają się wysokim stopniem bezpieczeństwa, głównie dzięki nowej technologii chłodzenia. Stosowany tu hel umożliwia pasywne chłodzenie w przeciwieństwie do wykorzystywanej w przeszłości wody pod ciśnieniem. Dzięki temu ewentualna usterka nie doprowadzi do katastrofalnego w skutkach stopienia rdzenia. Ponadto hel jest gazem szlachetnym, dzięki czemu nie przereaguje z powstaniem substancji wybuchowych, jak wodór.

Reaktory HTGR (High Temperature Gas-cooled Reactors) wykorzystują innowacyjne paliwo TRISO (TRIStructural-ISOtropic), które składa się z kulek zawierających materiał rozszczepialny (czysty uran, bądź z domieszką toru). Umieszczane są one w cylindrycznych pojemnikach i otoczone czterowarstwową ceramiczną osłoną ze związków węgla. Taka konstrukcja zapewnia wyjątkowe bezpieczeństwo i stabilność zarówno podczas eksploatacji, jak i po wypaleniu paliwa. Paliwo TRISO jest produkowane w różnych częściach świata, w tym w Japonii, Francji i USA. Co więcej, technologia ta umożliwia jego wytwarzanie z użyciem odpadów jądrowych takich jak wypalone paliwo z reaktorów LWR. To nie tylko zwiększa dostępność paliwa, lecz również przyczynia się do zrównoważonego zarządzania odpadami jądrowymi.

Reaktory HTGR cechują się wyższą sprawnością cieplną w porównaniu do tradycyjnych elektrowni jądrowych, dzięki zastosowaniu wysokich temperatur. Możliwość budowy reaktorów o niewielkiej mocy w postaci modułowej zwiększa ich elastyczność. Połączenie

jednostek HTGR z elektrowniami węglowymi, gdzie ciepło z reaktora mogłoby być używane do produkcji paliw syntetycznych, pomogłoby znacząco obniżyć emisję dwutlenku węgla [8].

Omawiane reaktory mają zdolność jednoczesnej produkcji energii elektrycznej i cieplnej. Wysokotemperaturowa para tam wytwarzana (około 550°C), przy ciśnieniu około 13,4 MPa, może być wykorzystywana w różnych sektorach, w tym w przemyśle chemicznym do produkcji wodoru, przemyśle ciężkim oraz do ogrzewania budynków [9]. Dzięki temu reaktory HTGR mogą przyczynić się do znacznej redukcji spalania paliw kopalnych w ciepłownictwie, co z kolei prowadzi do obniżenia emisji dwutlenku węgla.

Koszt budowy reaktora typu HTR-PM (reaktor wysokotemperaturowy ze złożem kulowym) szacuje się na około 2 miliardy złotych, z czego same koszty przygotowawcze, obejmujące licencjonowanie i przygotowanie terenu, wynoszą około 500 milionów złotych. Zwiększenie mocy reaktora wiąże się ze znacznym wzrostem kosztów ze względu na różnice technologiczne.

SMR – rozwiązanie elastyczne

Wbrew pozorom, reaktory modułowe obecne są już od lat 50., lecz do tej pory użytkowane były głównie w celach militarnych. Ze względu na kompaktową budowę znalazły jednak zastosowanie w stacjach arktycznych i łodziach podwodnych.

Umieszczenie elektrowni jądrowych musi być starannie zaplanowane, ponieważ znajdując się w pobliżu farm wodnych czy lądowych istnieje zagrożenie przeciążeń linii wysokiego napięcia. Takie ryzyko nie jest obecne w przypadku reaktorów SMR. Nie mając ograniczeń włączania do słabych systemów elektroenergetycznych mogą odegrać istotną rolę w zapewnianiu energii w krajach mniej rozwiniętych. Umożliwią one przejście na gospodarkę opartą o czystą energię w obszarach dotkniętych niedoborami wody pitnej, dzięki możliwości ich wykorzystania do jej odsalania. Ze względu na ich rozmiar i bezpieczeństwo mogą być umiejscowione bliżej większych aglomeracji, a tym samym osiągalne jest ich równoczesne wykorzystanie jako źródła ciepła grzewczego.

Małe reaktory mogą znaleźć zastosowanie w miejscach odciętych od sieci przesyłowych, jak bazy wojskowe, czy do eksploracji kosmosu. Znaczącą zaletą jest możliwość ich umiejscowienia blisko punktów odbioru energii, co bezpośrednio ogranicza koszty budowy oraz eksploatacji sieci przesyłowych, a równocześnie powoduje zmniejszenie strat energii na przesyśle.

SMR-y są uniwersalnym rozwiązaniem, które można wykorzystać do uzupełnienia potrzeb energetycznych w przypadku ich wzrostu. Nie są konkurencyjne dla tradycyjnych reaktorów o dużej mocy, ponieważ znajdują zastosowanie w innych dziedzinach. Mniejsze jednostki są idealne dla małych systemów energetycznych.

ZALETY I WADY ELEKTROWNI WIELKOSKALOWYCH

Rozwój technologii jądrowej jest kluczowy dla redukcji emisji CO₂ i przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Elektrownie wielkoskalowe, jak PWR i BWR, oferują dużą wydajność i stabilność sieci energetycznej, ale ich budowa to ogromne koszty i ryzyko związane z bezpieczeństwem



nych, takich jak na Litwie, gdzie duże reaktory mogłyby destabilizować system w przypadku awarii.

SMR projektuje się z myślą o aktualnych wymaganiach dotyczących bezpieczeństwa i ochrony, w tym systemach zabezpieczeń zdolnych wytrzymać katastrofy lotnicze i inne zagrożenia. Reaktory mogą działać przez dłuższy czas bez potrzeby uzupełniania paliwa, co minimalizuje ryzyko związane z transportem i obsługą materiałów jądrowych. Reaktory mogą działać przez dłuższy czas bez potrzeby uzupełniania paliwa, co minimalizuje ryzyko związane z transportem i obsługą materiałów jądrowych. Reaktory mogą działać przez dłuższy czas bez potrzeby uzupełniania paliwa, co minimalizuje ryzyko związane z transportem i obsługą materiałów jądrowych.

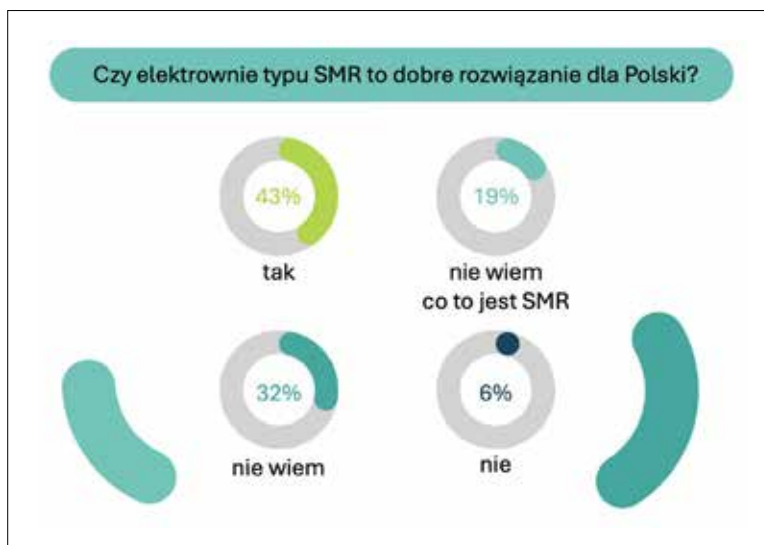
Omawiane rozwiązania opierają się głównie na technologii reaktorów PWR. Reaktory małej i średniej mocy (ok. 4 razy mniejszej od mocy tradycyjnych reaktorów) wymagają mniej wody chłodzącej do pracy [10]. Tym samym zwiększa to elastyczność w ich budowie, poszerzając opcje potencjalnych lokalizacji. Równocześnie SMR można skalować uwzględniając rozmiar i obciążenia sieci, niwelując obciążenia w przypadku źródeł odnawialnych. Reaktor pozwala na bezemisyjną produkcję energii – SMR o mocy 300 MW zapobiega emisji ok. 2 milionów ton CO₂ rocznie.

Ze względu na niższe parametry techniczne, jak temperatura czy ciśnienie, SMR-y cechują się podwyższonym bezpieczeństwem. Możliwe jest łatwiejsze zainstalowanie pasywnych systemów zabezpieczających, lecz również ich redukcja, co obniża końcowy koszt. Niższa gęstość mocy powoduje, że w czasie awarii reaktory powodują mniejsze zagrożenie.

Na świecie rozwija się obecnie ponad 70 projektów reaktorów SMR, które oferują niższe nakłady kapitałowe oraz koszty modernizacji, co zmniejsza ryzyko ekonomiczne. W długim okresie koszty energii z SMR są niskie, przewidywalne i stabilne. Niemniej przy opracowywaniu planów zastosowania małych reaktorów modułowych należy uwzględnić ekonomię skali. Produkcja SMR w niewielkich ilościach może być bowiem kosztowna w przeliczeniu na jednostkę mocy. Z drugiej strony, rozbudowa systemów SMR jest znacznie prostsza w porównaniu do tradycyjnych reaktorów o dużej mocy.

Produkcja seryjna całych jednostek reaktorowych pozwoli na osiągnięcie wyższej jakości przy niższych kosztach. Dokumentacja i procedury związane z dozorem jądrowym są jednak nadal obszerne, co wydłuża proces certyfikacji. Standaryzację i typizację technologii SMR mogą uprościć i przyspieszyć procedury licencyjne, skracając czas implementacji technologii jądrowej. Dzięki temu prace konstrukcyjne mogą trwać nawet trzy razy krócej w porównaniu do budowy standardowej elektrowni jądrowej.

Budowa modułowa SMR pozwala na zastosowanie nowoczesnych procesów produkcyjnych, takich jak inteligentne mocowanie, zrobotyzowana obróbka, spawanie wiązką elektronów (*electron beam welding*), napawanie laserowe (*laser cladding*), automatyczne spawanie łukowe (*automated arc welding*) czy wytwa-



RYS. 2
Wynik badania zrealizowanego na zlecenie Multiconsult Polska przez PBS w dniach 12-19 stycznia 2024 r. [12]

zanie przyrostowe [11]. Użycie tych zaawansowanych technik umożliwia skrócenie czasu realizacji przy jednoczesnym obniżeniu kosztów.

Wyzwania oraz ekonomiczne i środowiskowe korzyści

Reaktory SMR, jako stosunkowo nowa technologia, napotykają jednakże na wyzwania związane z długimi i skomplikowanymi procesami regulacyjnymi oraz certyfikacyjnymi. Z najnowszych badań Barometr MCPL wynika, że świadomość społeczna na temat SMR jest niewystarczająca. Co piąty Polak nie wie, czym są modułowe reaktory, a 6% ankietowanych nie uważa ich za dobre rozwiązanie dla Polski [12]. Poparcie dla budowy elektrowni SMR jest niższe (ok. 40%) niż dla tradycyjnych elektrowni atomowych (ponad 50%). Wyniki te wskazują na konieczność zwiększenia świadomości społecznej i zmniejszenia oporu wobec technologii SMR.

Nowym rozwiązaniem wartym uwagi jest przedstawiona przez Holtec International propozycja przekształcania elektrowni węglowych w SMR dzięki wielostopniowym sprężarkom [13]. Kluczowym elementem tej propozycji jest zastąpienie tradycyjnych kotłów węglowych czystą parą. Stwarza to obiecujące perspektywy wykorzystania wygaszanych elektrowni w celu dekarbonizacji istniejącej infrastruktury energetycznej. Departament Energii Stanów Zjednoczonych po przeprowadzeniu zaawansowanych badań oszacował, że około 80% jednostek węglowych w USA mogłoby podlegać takiej modernizacji. Łączny potencjał mocy zmodernizowanych jednostek wynosi około 260 GWe, co obejmuje 315 lokalizacji: 125 wycofanych z użycia elektrowni węglowych i 190 nadal działających.

Transformacja elektrowni węglowych na SMR oferuje znaczne korzyści zarówno pod względem ekonomicznym, jak i środowiskowym. Pozwala na wykorzystanie istniejącej infrastruktury przesyłowej



RYS. 3
Zalety budowy
elektrowni SMR [11]

i zasobów ludzkich, co znacząco redukuje koszty inwestycji w porównaniu do budowy nowych elektrowni jądrowych od podstaw. Dodatkowo, Holtec rozwija technologię kolektorów słonecznych, które mogą być instalowane na terenach dawnych składowisk węgla i popiołu w elektrowniach. To innowacyjne podejście pozwala na efektywne wykorzystanie istniejących gruntów, jednocześnie wspierając produkcję energii odnawialnej.

SMR jako napęd gospodarczy

Według raportu Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych, SMR mogą znacznie przyczynić się do wzrostu gospodarczego, tworząc tysiące miejsc pracy i generując znaczne przychody. Szacuje się, że prototypowy SMR o mocy 100 MWe, kosztujący 500 mln USD, może stworzyć prawie 7 000 etatów, wygenerować 1,3 mld USD w sprzedaży oraz 404 mln USD w wynagrodzeniach [14]. Różne scenariusze wdrażania SMR: od niskiego (1-2 jednostki rocznie) do bardzo wysokiego (85 jednostek rocznie), wskazują na znaczne korzyści ekonomiczne nawet przy umiarkowanych poziomach wdrożenia (30 jednostek rocznie).

Globalna współpraca na rzecz reaktorów SMR

W 2023 roku, podczas konferencji ONZ COP27, ogłoszono rozpoczęcie Projektu Phoenix, którego celem jest wdrożenie technologii małych modułowych reaktorów (SMR) do 2029 roku. Projekt przewiduje, że proces licencjonowania zostanie ukończony do 2029 roku, a prace konstrukcyjne rozpoczną się w 2035 roku [15]. Inicjatywa ta skupia wiele znanych firm, takich jak NuScale, X-energy, Holtec, Kairos, KAERI, Westinghouse, GE-Hitachi, EDF, Terra Power i Rolls-Royce. Projekt Phoenix ma na celu wsparcie techniczne w przekształcaniu elektrowni węglowych w jądrowe, promowanie współpracy transatlantyckiej oraz przekwalifikowanie lokalnej siły roboczej. Zakłada rozmieszczenie reaktorów SMR w różnych krajach Europy i Azji takich jak Słowenia, Estonia, Kazachstan czy Tajlandia. W Polsce środki z programu będą wykorzystane na badania geologiczne potencjalnej lokalizacji elektrowni w Ostrołęce, gdzie planuje się budowę

reaktorów SMR bazujących na technologii BWRX-300 firmy GE Hitachi Nuclear Energy. Inne proponowane lokalizacje to Dąbrowa Górnicza, Nowa Huta, Stawy Monowskie, Tarnobrzeg i Włocławek.

W 2028 roku rozpocznie się budowa reaktora BWRX-300 w elektrowni jądrowej Darlington w Kanadzie, co posłuży jako projekt referencyjny dla polskiego przedsięwzięcia. Szacuje się, że kanadyjska inwestycja przyniesie ponad 2,5 miliarda dolarów do PKB Kanady i stworzy ponad 2000 nowych miejsc pracy. W Polsce budowa reaktora ma podobny potencjał ekonomiczny – około 50% kosztów budowy zostanie wydatkowanych w kraju, co pobudzi gospodarkę. Już teraz we Wrocławiu wyprodukowano stojan generatora energii dla kanadyjskiego reaktora, a istnieje możliwość dalszej produkcji dla państw europejskich takich jak Czechy i Estonia, która planuje osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Dalsze przyspieszenie prac nad rozwojem SMR można osiągnąć poprzez opracowanie spójnych regulacji między krajami. Francuska firma EDF podjęła już próby uzgodnienia procesu legislacyjnego, co może stanowić wzór dla innych państw.

Inwestycje w SMR

Polska intensywnie rozwija plany inwestycyjne w małe modułowe reaktory. PKN ORLEN we współpracy z Synthosem oraz KGHM to dziś główni gracze na rodzimym rynku jądrowym. Planowane reaktory mają być analogiczne do tych, które już działają w innych krajach, co pozwoli na wykorzystanie doświadczenia eksploatacyjnego z zagranicy.

Jednym z głównych wyzwań w realizacji planów jądrowych jest wysoka stopa dyskonta, czyli koszt papierów wartościowych w stosunku do ich wartości nominalnej. W państwach europejskich stopa ta może wynosić nawet 10%, podczas gdy w krajach wschodnich jest poniżej 2%. Biorąc pod uwagę ogromne koszty inwestycji – budowa elektrowni jądrowej z trzema blokami AP1000 to około 80 miliardów złotych – wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce wymaga znacznych nakładów finansowych i czasu.

Technologia SMR zyskuje na popularności na całym świecie. Wielka Brytania planuje uruchomić pierwszy reaktor o mocy 470 MWe w 2029 roku, dzięki Rolls-Royce. Chiny, Indie i Rosja również intensywnie rozwijają technologie jądrowe, korzystając z mniej rygorystycznych przepisów. W Indiach reaktor PHWR o mocy 700 MWe osiągnął krytyczność w grudniu 2023 roku, a kolejny, w Rawatbhata, miał rozpocząć działanie w 2024 roku. W planach jest uruchamianie jednego reaktora rocznie, a 19 kolejnych jest na różnych etapach przygotowania [16].

Przeszkody i perspektywy

Jednym z głównych wyzwań związanych z wdrożeniem technologii jądrowej są wysokie nakłady inwestycyjne oraz długi czas realizacji inwestycji,

co może prowadzić do przekroczenia pierwotnych kosztów. Częściowe finansowanie budowy reaktorów za pomocą kredytów konsorcyjnych lub z banków międzynarodowych mogłoby złagodzić te trudności.

Polska boryka się także z niedoborem ekspertów w dziedzinie technologii jądrowej, co wymaga współpracy z zagranicznymi podmiotami. Narodowe Centrum Badań Jądrowych (NCBJ) prowadzi działania mające na celu wdrożenie tej technologii, planując budowę testowego reaktora o mocy 10 MWth przed budową pełnowymiarowego reaktora HTGR o mocy 165 MWth. Projekt ten, we współpracy z Japońską Agencją Energii Atomowej (JAEA), ma być zlokalizowany w Świerku. [17]

Niezależnie od wybranego kierunku w strategii energetyki jądrowej potencjalne korzyści są nieocnione. Wykorzystanie reaktorów jądrowych zmniejszy zależność Polski od importu ropy naftowej i gazu, jednocześnie redukując emisję CO₂. Trudno jest przewidzieć długofalowy wpływ zmiany miksu energetycznego na gospodarkę i rozwój technologiczny, jednak korzyści wydają się znaczące.

Energetyka jądrowa może zmniejszyć wrażliwość gospodarki na wahania cen surowców oraz przerwy w dostawach, a także ograniczyć koszty związane z uprawnieniami do emisji CO₂. Aby jednak wdrożenie tej technologii w Polsce przebiegło sprawnie, niezbędne jest stworzenie odpowiedniego otoczenia legislacyjnego oraz opracowanie szczegółowej strategii implementacji. W tym kontekście pomocna może okazać się budowa pilotażowego reaktora w Świerku. Komisja powołana przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska rekomendowała wdrożenie reaktorów HTGR uznając je za najbardziej odpowiednie do zaspokojenia krajowego zapotrzebowania na ciepło przemysłowe [18]. Rekomendacje te zostały uwzględnione w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku.

Proces wdrożenia reaktora jądrowego obejmuje wiele etapów: od wyboru lokalizacji, przez uzyskanie zezwoleń na budowę, certyfikację projektu, produkcję elementów, aż po ich transport i montaż. Aktualnie przeprowadzono ocenę zapotrzebowania na ciepło przemysłowe, nawiązano współpracę z podmiotami posiadającymi niezbędną wiedzę i technologie oraz określono optymalne parametry pracy reaktora. Zbudowano również model ekonomiczny do oceny opłacalności projektu. Mimo że wdrożenie reaktorów HTGR może zająć wiele lat istnieje ryzyko, że w momencie ich uruchomienia technologia ta będzie już przestarzała. Obecnie opracowywane są nowocześniejsze systemy, takie jak reaktory prężnie chłodzone gazem (GFR) oraz reaktory chłodzone alternatywnie sodem (SMR), ołowiem (LFR) czy stopionymi solami fluorkowymi (MSR). Reaktory MSR mogą być gotowe do budowy już od około 2025 roku.

Wdrożenie technologii jądrowej w Polsce może stać się impulsem do wzrostu gospodarczego oraz zwiększyć potencjał eksportowy technologii energetycznych. Rozwój tego sektora umożliwi również

utworzenie nowych miejsc pracy, co przyczyni się do rozwoju lokalnych społeczności. Lecz nim to nastąpi istotnym wyzwaniem jest identyfikacja i eliminacja niekompatybilności w prawie atomowym.

Wodór fioletowy

Na energetykę jądrową można spojrzeć od innej strony. W kontekście polityki niskoemisyjnej zapotrzebowanie na wodór będzie stale rosło, a reaktory SMR mogą odegrać istotną rolę w jego produkcji [19]. Dynamiczny rozwój gospodarki wodorowej wymaga komplementarnych działań, a wodór fioletowy – pochodzący z procesu pirolizy metanu poprzez wykorzystanie wysokich temperatur reaktorów jądrowych – wspomógł sprawiedliwą transformację energetyczną. Jednocześnie Polska Strategia Wodorowa (PSW) przewiduje oparcie produkcji wodoru o elektrownie jądrowe i podłączone do nich elektrolizery. Elektrownie jądrowe mogą zapewnić stabilne dostawy energii potrzebnej do elektrolizy wody, co pozwoli na masową produkcję wodoru o niskim śladzie węglowym. Wykorzystanie energii z atomu do wytwarzania wodoru to synergistyczne rozwiązanie – nie tylko wspierające dekarbonizację, ale także wzmacniające bezpieczeństwo energetyczne poprzez dywersyfikację źródeł energii.

”

W kontekście polityki niskoemisyjnej zapotrzebowanie na wodór będzie stale rosło, a reaktory SMR mogą odegrać istotną rolę w jego produkcji

Propagowanie innowacji

W lutym 2019 roku Departament Energii Stanów Zjednoczonych ogłosił plany budowy Uniwersalnego Reaktora Testowego (VTR). Po zakończeniu projektu, VTR umożliwi testowanie materiałów jądrowych z dziesięciokrotnie większą szybkością, dzięki wysokiemu strumieniowi neutronów. To przyspieszy badania nad materiałami odpornymi na promieniowanie i rozwój nowych technologii reaktorowych, takich jak SMR i reaktory na paliwa mieszane.

Zalety VTR obejmują szybkie testy, wsparcie innowacji w materiałoznawstwie oraz rozwój reaktorów przyszłości. Jednak projekt ten wiąże się i z wyzwaniami takimi jak wysokie koszty, długi czas realizacji oraz konieczność spełnienia surowych norm bezpieczeństwa. VTR ma potencjał zrewolucjonizować badania nad energią jądrową, wspierając globalne wysiłki na rzecz zrównoważonej energii poprzez testowanie paliw o niższej emisji CO₂ i minimalizowanie odpadów

PODWOJONA MOC

Energia jądrowa może być kluczowym elementem w osiągnięciu globalnej zerowej emisji netto do 2050 roku. Międzynarodowa Agencja Energetyczna przewiduje, że moc energii jądrowej musi zostać podwojona w latach 2020-2050, aby osiągnąć ten cel



fot. 123rf

radioaktywnych. Budowa tego reaktora to krok milowy w kierunku przyspieszenia innowacji w dziedzinie nowoczesnych technologii jądrowych, oferując znaczące korzyści w zakresie szybkiego testowania materiałów, wsparcia innowacji i promowania zrównoważonej energii.

Przyszłość energetyki jądrowej

Rozwój technologii jądrowej jest kluczowy dla redukcji emisji CO₂ i przeciwdziałania zmianom klimatycznym. W kontekście przyszłości energetyki jądrowej rozważane są dwie główne opcje: wielkoskalowe elektrownie jądrowe oraz małe modułowe reaktory (SMR). Elektrownie wielkoskalowe, jak PWR i BWR, oferują dużą wydajność i stabilność sieci energetycznej, ale ich budowa wiąże się z ogromnymi kosztami i ryzykiem związanym z bezpieczeństwem. SMR natomiast charakteryzują się elastycznością, niższymi kosztami początkowymi i zaawansowanymi systemami bezpieczeństwa, co czyni je atrakcyjnymi dla mniejszych lokalizacji i inwestorów poszukujących szybszych oraz mniej ryzykownych projektów.

Choć obie technologie mają swoje zalety i wady, SMR dysponują większym potencjałem rozwoju dzięki mniejszemu ryzyku finansowemu, bezpieczeństwu oraz możliwości szybszej implementacji. Wielkoskalowe elektrownie jądrowe są bardziej odpowiednie dla dużych aglomeracji miejskich i przemysłowych obszarów, gdzie istnieje zapotrzebowanie na znaczną ilość energii. SMR mogą być kluczowe dla przyszłości energetyki jądrowej, zwłaszcza w kontekście globalnych działań na rzecz redukcji emisji dwutlenku węgla.

Małe reaktory oferują liczne korzyści, w tym mniejsze nakłady inwestycyjne, elastyczność lokalizacji oraz potencjał do napędzania wzrostu gospodarczego. Dzięki ich modułowej konstrukcji i zaawansowanym technologicznie rozwiązaniom SMR mogą odegrać

kluczową rolę w przyszłości energetyki jądrowej, przyczyniając się do dywersyfikacji źródeł energii i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

Literatura

- [1] IEA. (2023). World Energy Outlook 2023.
- [2] Juszcak, A. (2023). Perspektywy wykorzystania reaktorów SMR w polskiej transformacji energetycznej, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.
- [3] Westinghouse Electric Company. (2024). The Economic Impact of a Westinghouse AP1000 Reactor Project in Poland.
- [4] World Nuclear News. (2023). Decision-in-principle for Polish SMR power plant.
- [5] National Atomic Energy Agency. (2022). Resolution on the construction of first nuclear power plant approved by the Government.
- [6] American Academy of Arts and Sciences. (2013). Nuclear Reactors: Generation to Generation.
- [7] International Atomic Energy Agency. (2014). Development of High Temperature Gas-cooled Reactor Technology: Progress and Challenges.
- [8] Pińkowski, L. (2006), Energetyka Jądrowa w Polsce. Synergia przemysłu węglowego i energii jądrowej.
- [9] GoHTR. Reaktor HGTR
- [10] Celiński, Z. (2004). Przewidywany rozwój energetyki jądrowej. Generacje reaktorów energetycznych.
- [11] Nuclear AMRC. (2024). Small Modular Reactors (SMR).
- [12] Świat OZE. (2023). Co piąty Polak nie wie, czym są SMR-y. Czy społeczeństwo chce małego atomu?
- [13] Holtec International. (2022). Transforming Coal Plants into Small Modular Reactors.
- [14] U.S. Department of Energy. (2020). Advantages and Challenges of Small Modular Reactors (SMRs).
- [15] SEAS. (2024). Project Phoenix: The Start of SMR in Slovakia.
- [16] The Hindu. (2023). NPCIL to commission a nuclear power reactor every year, says Pathak.
- [17] National Centre for Nuclear Research (NCBJ). (2023). Projekt koncepcyjny reaktora badawczego HTGR-POL.
- [18] Skrzypek, E. et al. (2022). Pre-Conceptual Design of the Research High-Temperature Gas-Cooled Reactor TeResa for Non-Electrical Applications.
- [19] Polish Wind Energy Association. (2021). Zielony Wódór z OZE. ■



GRUPA ORLEN



Łączność profesjonalna w standardzie TETRA

System TETRA to rozwiązanie komunikacyjne, stworzone z myślą o najbardziej wymagających środowiskach operacyjnych oraz krytycznej infrastrukturze przemysłowej.

Oferuje szereg funkcji niedostępnych w typowych systemach komórkowych i gwarantuje wyjątkową stabilność w komunikacji. Szukasz szybkiej i bezpiecznej łączności w każdych warunkach? To idealne rozwiązanie.

tetra@enspirion.pl

Zarabiaj na swojej elastyczności w DSR

Zdaj się na nasze długoletnie doświadczenie agregatora i weź udział w rynku mocy za pośrednictwem profesjonalnego partnera – Enspiriona z Grupy ORLEN. Skorzystaj z szansy na uzyskanie dodatkowego przychodu z posiadanej elastyczności w poborze lub generacji energii. Możesz to zrobić w usłudze DSR w rynku mocy, rynku bilansującym lub dostępnych usługach systemowych.

dsr@enspirion.pl

Dołącz do grona naszych zadowolonych klientów i odkryj, jak nasze usługi mogą poprawić zarówno kondycję finansową, jak i operacyjną Twojego przedsiębiorstwa.

www.enspirion.pl

PĘKNIĘCIA NA FUNDAMENCIE

Europejskiego Zielonego Ładu

prof. dr hab. inż. Waldemar Jędrał

emeryt. prof. zw. w Politechnice Warszawskiej

Fundament Europejskiego Zielonego Ładu jest w ostatnim dziesięcioleciu podważany przez badaczy z dwóch zupełnie różnych stron. Twierdzą oni, że dalszy wzrost ilości emitowanego przez ludzi CO₂ nie spowoduje znaczącego zwiększenia temperatury ze względu na nasycenie jego absorpcji przez atmosferę. Druga teza mówi o tym, że to wzrost temperatury atmosfery, wskutek działania czynników pozaludzkich, powoduje rosnące ilości CO₂, wydzielanego z oceanów, a nie odwrotnie.

Europejski Zielony Ład (E.Z.Ł.) jest coraz częściej i coraz mocniej atakowany, przede wszystkim w zakresie wymagań dotyczących rolnictwa oraz obligatoryjnego wprowadzenia systemu uprawnień ETS2. W artykule [1] pokazano, że wymuszona przez E.Z.Ł. transformacja energetyczna całej gospodarki, przez wycofanie paliw

kopalnych ze wszystkich jej obszarów, doprowadzi w Polsce do nieuchronnej katastrofy gospodarczej i dramatycznych skutków społecznych. Można jednak znaleźć coraz więcej publikacji, które bezpośrednio kwestionują hipotezy stanowiące podstawy E.Z.Ł. Niektóre omówiono dalej.

Podstawy formalne Europejskiego Zielonego Ładu

Podstawę E.Z.Ł. wyznaczają poszczególne punkty preambuły do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 [2]:

1. „Zagrożenie egzystencjalne, które stwarza zmiana klimatu, wymaga od Unii i państw członkowskich zwiększenia poziomu ambicji i zintensyfikowania działań w dziedzinie klimatu...”.
2. „W swoim komunikacie z 11 grudnia 2019 r. pt. Europejski Zielony Ład Komisja przedstawiła nową strategię na rzecz wzrostu gospodarczego, mającą na celu przekształcenie Unii w sprawiedliwe i dostatnie społeczeństwo, którego gospodarka będzie nowoczesna, zasobooszczędna i konkurencyjna i w którym w 2050 r. nie będzie emisji netto gazów cieplarnianych, a wzrost gospodarczy będzie oddzielony od wykorzystania zasobów...”.
3. „Raport specjalny... IPCC z 2018 r. ... potwierdza, że należy jak najszybciej ograniczyć emisje gazów cieplarnianych i że ocieplanie klimatu należy ograniczyć do 1,5°C w porównaniu z poziomem sprzed epoki przemysłowej...”;
13. „EU ETS jest zasadniczym elementem unijnej polityki klimatycznej i stanowi jej kluczowe narzędzie ograniczania emisji gazów cieplarnianych w opłacalny sposób”.

Głównym uzasadnieniem konieczności wprowadzenia E.Z.Ł. są ponawiane tezy kolejnych raportów Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC), w tym ostatniego [3]:

- „Zaobserwowany wzrost stężenia dobrze wymierzanych gazów cieplarnianych od około 1750 roku jest bezdyskusyjnie spowodowany działaniami człowieka”.
- „Z perspektywy fizyki ograniczenie globalnego ocieplenia powodowanego działalnością ludzką do określonego poziomu wymaga ograniczenia skumulowanych emisji CO₂, osiągnięcia co najmniej zerowego poziomu emisji CO₂ netto, równoległe ze znacznym ograniczeniem emisji innych gazów cieplarnianych. Silna, szybka i trwała redukcja emisji CH₄ zmniejszyłaby również efekt ocieplenia...”.

Wątpliwości dotyczące hipotez przedstawionych w raportach IPCC

Tezy raportów IPCC są traktowane przez poszczególne organy UE jako niepodlegające dyskusji dogmaty, do których należy dostosować wszelkie działania gospodarcze i społeczne krajów wchodzących w skład

Unii, wprowadzając m.in. EU ETS i ETS2. Tezy te są silnie wsparte przez ONZ, lewicowe media, światowych celebrytów, wielkie korporacje międzynarodowe i wielu polityków.

Znacznie słabszy, choć pojawiający się już od czasu ogłoszenia 1. raportu IPCC (1990), jest głos tzw. sceptyków twierdzących, że przyczyny zmian klimatu są całkowicie naturalne, powodowane przez Słońce – jedyne (oprócz energii jądrowej) w przeszłości i obecnie „dostarczyciela” energii dla Ziemi, bezpośrednio (promieniowanie) i pośrednio (wiatr, woda, paliwa kopalne). Człowiek nie ma na te zmiany żadnego wpływu. Bardzo wszechstronne, krytyczne omówienie zagadnienia zmian klimatycznych na Ziemi znajduje się w wydanej ostatnio, bardzo obszernej (813 stron) monografii [4] P. Kowalczaaka.

Na razie górą są IPCC i E.Z.Ł., bo wg wyznawców teorii antropogenicznego ocieplenia sceptycy nie przedstawili wiarygodnych dowodów podważających tę teorię. Opinie jej przeciwników są atakowane bez podawania jakichkolwiek argumentów. Jednak nad E.Z.Ł. zaczynają się powoli zbierać ciemne chmury, nie tylko z powodu protestów społecznych. W ostatnim dziesięcioleciu na fundamencie E.Z.Ł. pojawiły się dwa poważne pęknięcia, przemilczane jak dotąd przez zwolenników ww. teorii. Warto i trzeba je przedstawić.

”

Europejski Zielony Ład jest coraz częściej i coraz mocniej atakowany, przede wszystkim w zakresie wymagań dotyczących rolnictwa oraz obligatoryjnego wprowadzenia systemu uprawnień ETS2

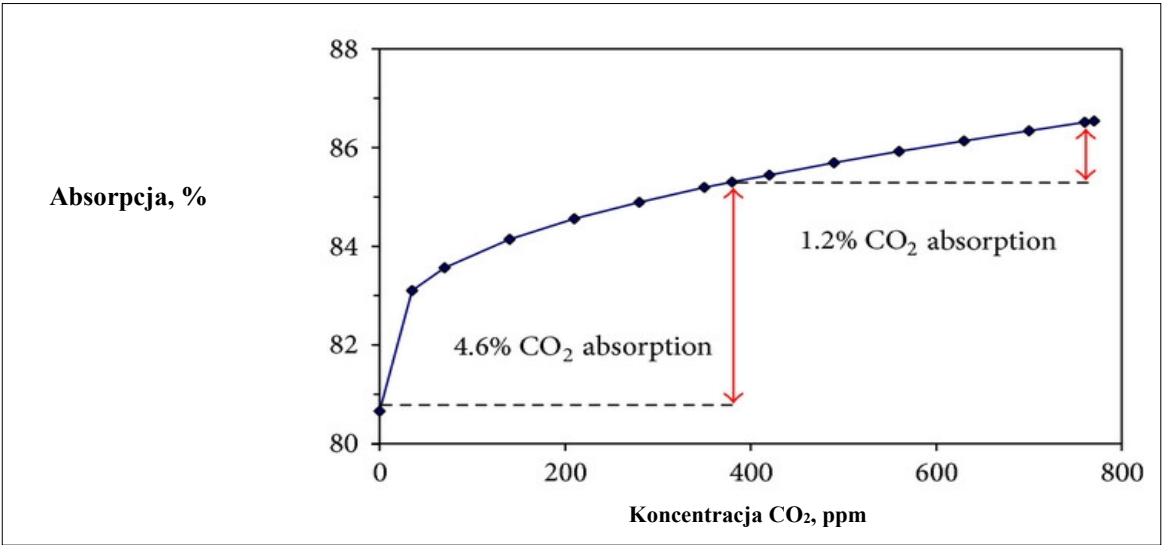
Sceptycy i nie tylko

Tezę o powodowanym przez działalność człowieka postępującym ocieplaniu klimatu Ziemi kwestionowało wielu niezależnych badaczy, m.in. działających w NIPCC (Pozarządowy Zespół ds. Zmian Klimatu); wiele tysięcy sceptyków podpisało Apel Heideberski (1992), Petycję Oregoską (1998) i Deklarację Manhattańską (2008), negujące tezy IPCC. Zdecydowanie negatywna ocena raportów IPCC znajduje się we wspomnianej monografii [4]; wg jej autora „nie ma żadnego dowodu na hipotezę, że to ludzie są główną przyczyną zmian klimatycznych i że w najbliższej przyszłości będą one katastrofalne”.

W niniejszym artykule omówiono dwa zbiory publikacji, stawiających co najmniej poważne znaki zapytania nad tezą o antropogenicznych przyczynach zmian klimatu na Ziemi. Rozpatruje się w nich problem

RYS. 1

Absorpcja przez atmosferę ziemską termicznego promieniowania obszarów lądowych w funkcji koncentracji CO₂ [5]



związku emisji gazów cieplarnianych i zmian temperatury atmosfery z dwóch różnych punktów widzenia. Autorzy publikacji z pierwszego zbioru zajmowali się związkiem stopnia absorpcji promieniowania podczerwonego (termicznego) przez atmosferę, powodującego jej ogrzanie, z ilością (masą) wprowadzonych do niej gazów cieplarnianych. Autorzy publikacji z drugiego zbioru próbowali ustalić kolejność przyczynowo-skutkową zmian ilości gazów cieplarnianych i zmian temperatury atmosfery.

Wpływ ilości gazu cieplarnianego na absorpcję promieniowania termicznego

W artykule teoretyczno-obliczeniowym H. Harde [5] przedstawił rozwiązania numeryczne równań opisujących procesy promieniowania i transferu ciepła w troposferze i stratosferze, otrzymane dla pary wodnej, CO₂, metanu i ozonu. Ze wzrostem stężenia tych gazów absorpcja szybko przechodzi w stan nasycenia, co pokazuje rysunek 1 dotyczący wpływu koncentracji CO₂ w atmosferze na stopień absorpcji promieniowania termicznego (podczerwonego).

Podwojenie ilości CO₂ w warunkach bezchmurnego nieba (aby usunąć wpływ pary wodnej zawartej w chmurach) spowoduje wzrost jego absorpcji zale-

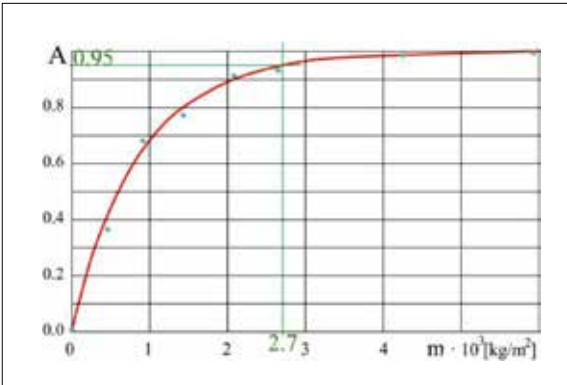
dwie o 1,2%. Przy zachmurzeniu udział ten spadnie poniżej 1%, z czego 39% zostanie wypromieniowane w przestrzeń kosmiczną. Takie zwiększenie ilości CO₂ w atmosferze powinno spowodować wzrost jej temperatury zaledwie o ok. 0,3 K. Jest to wyraźnie sprzeczne z raportem IPCC (IV Raport, 2007), wg którego wzrost ten powinien wynieść 3,2 K.

W artykule [6] J. Kubicki i in. przedstawili wyniki badań laboratoryjnych dotyczących nasycania się procesu absorpcji promieniowania termicznego przez powietrze zawierające metan lub dwutlenek węgla. Wyniki badań pokazano na rysunkach 2, 3 i 4. Ilość wprowadzonego gazu cieplarnianego wyrażono w kilogramach na jednostkę oświetlanej powierzchni badanego obszaru.

Wartość A zależy od rodzaju gazu cieplarnianego, warunków badań (rzeczywista atmosfera czy próbka laboratoryjna; badania teoretyczne czy doświadczalne) oraz od rodzaju promieniowania (monochromatyczne czy szerokopasmowe). We wszystkich przypadkach tendencja jest jednakowa: po dojściu do pewnej zawartości gazu cieplarnianego osiągany jest stan nasycenia. Pokazują to także następne rysunki.

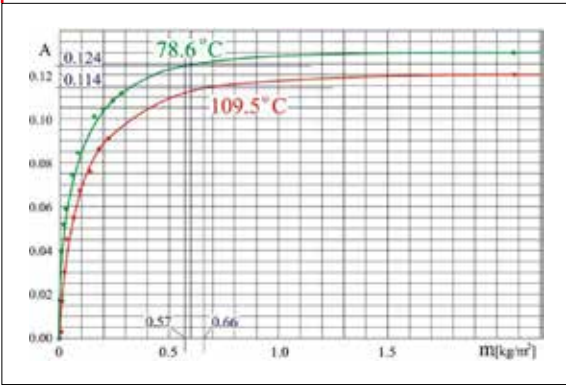
RYS. 2

Zależność absorpcji A promieniowania termicznego od masy m wprowadzonego do powietrza metanu [6]; $A = 1 - I/I_0$, I oraz I_0 – intensywność promieniowania odpowiednio na wyjściu i na wejściu do badanego obszaru



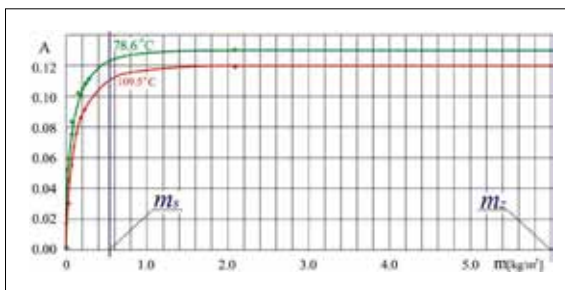
RYS. 3

Zależność stopnia absorpcji promieniowania termicznego od masy CO₂ wprowadzonego do powietrza [6]



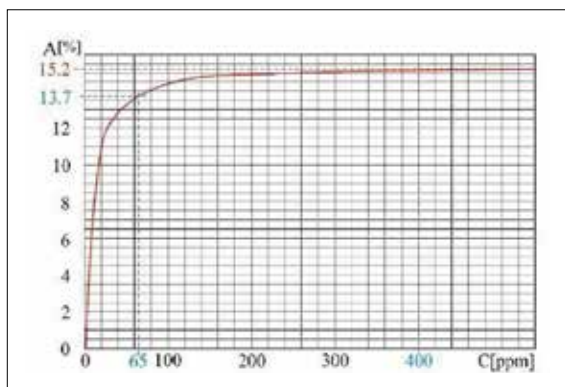
RYS. 4

Rozszerzony wykres z rys. 3 do wartości masy m_{CO_2} odpowiadającej koncentracji 400 ppm (ok. 6 kg/m³) w atmosferze Ziemi [6]; m_s – masa określająca nasycenie 95%



RYS. 5

Wyniki badań podane w publikacji [6] odniesione do stężenia CO₂ w atmosferze Ziemi, wg [7]



Podane na rysunkach 3, 4 temperatury dotyczą wykorzystanego w badaniach medium emitującego promieniowanie podczerwone, imitujące promieniowanie termiczne powierzchni Ziemi po zmianie długości fal docierającego do niej promieniowania słonecznego.

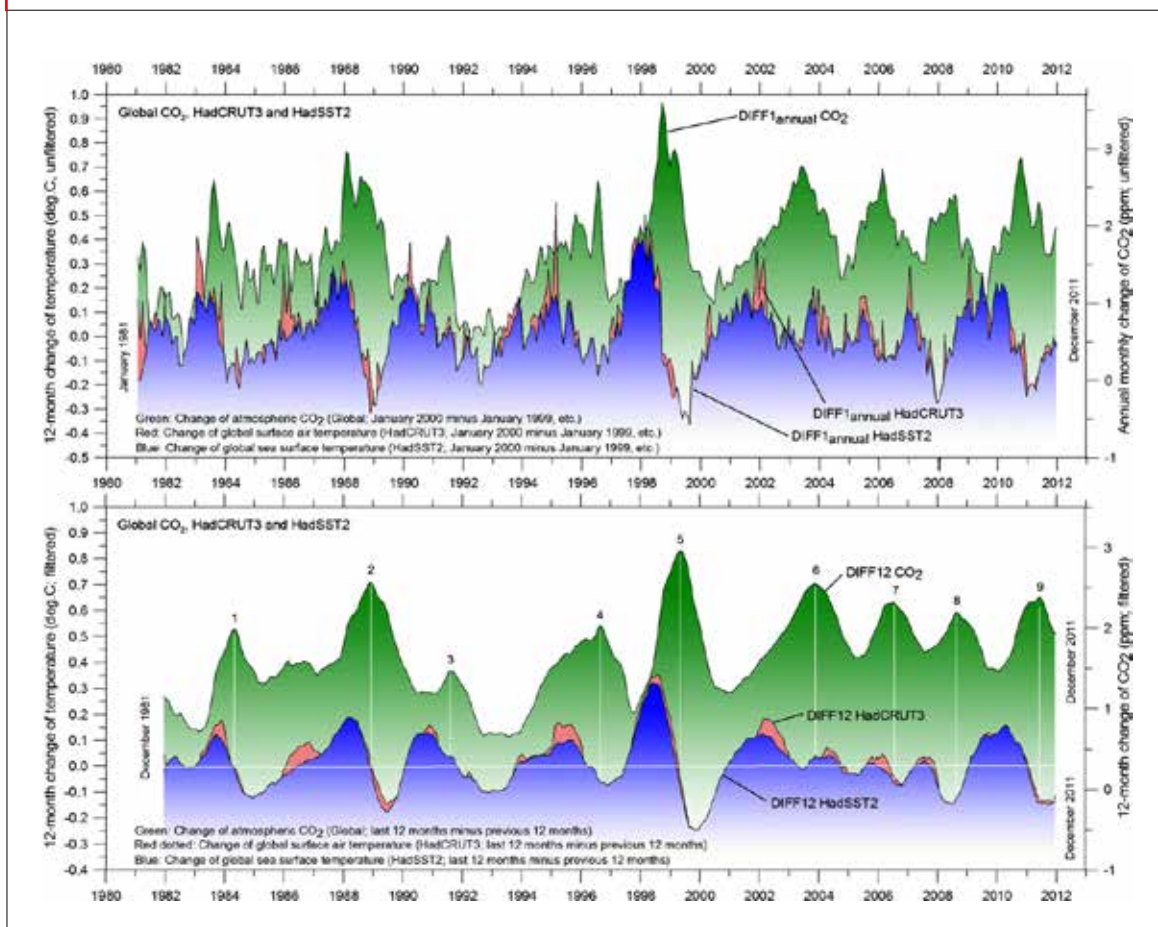
Na rysunku 5 podano wykres odnoszący się bezpośrednio do atmosfery Ziemi uzyskany od autorów publikacji [6] przez T. Wójcika, którego krótki, ale interesujący tekst [7] stał się inspiracją do niniejszego artykułu. Z rysunku 5 wynika, że dalsze zwiększenie stężenia CO₂ do wartości przekraczających obecne 420 ppm, nie powinno powodować wzrostu absorpcji promieniowania termicznego przez atmosferę, a więc także zwiększenia jej temperatury.

Zależność przyczynowo-skutkowa zmian stężenia CO₂ i temperatury atmosfery

Dość znaczna grupa badaczy podeszła do zagadnienia z innej strony próbując ustalić, zmiany którego z dwóch czynników: temperatury atmosfery i stężenia gazu cieplarnianego, głównie CO₂, są pierwotne, a które to skutek zmian tego pierwszego.

RYS. 6

12-miesięczna zmiana globalnej koncentracji CO₂ w atmosferze (pola zielone), globalnej temperatury powietrza na poziomie oceanów (HadSST2, pola niebieskie) i na poziomie lądów (HadCRUT3, pola czerwone). Górny rysunek pokazuje niefiltrowane wartości miesięczne (DIFF1, np. styczeń 2000 minus styczeń 1999 itp.); dolny – wartości filtrowane (DIFF12, różnica między średnią z ostatnich i poprzednich 12 miesięcy). Numery 1-9 dotyczą kolejnych maksymalnych przyrostów stężenia CO₂, zaś biała linia pozioma oznacza średnią zmianę temperatury w ciągu ponad 30 lat [8]



Najbardziej spektakularne wyniki badań i jednoznaczne wnioski przedstawiają O. Humlum i in. w publikacji [8]. Autorzy wykorzystali 8 ogólnodostępnych zestawów pomiarowych stężenia CO_2 i temperatur powietrza udostępnionych przez różne światowe instytucje badawcze, a pochodzących z baz danych z sieci międzynarodowych punktów pomiarowych.

”

Paliwa kopalne należy stopniowo wycofywać z użycia z powodów znacznie ważniejszych niż emisje CO_2 – trzeba to jednak robić w rozsądnym tempie

Z rysunku 6, obejmującego okres 32 lat, oraz z innych informacji podanych w publikacji [8] wynika, że istnieje wyraźny związek między zmianami stężenia CO_2 w atmosferze a różnymi zarejestrowanymi temperaturami, niezależnie od tego, czy dotyczą one temperatury mierzonej na powierzchni morza, powierzchni Ziemi czy dolnej troposfery. Przy tym zmiany ilości CO_2 w atmosferze zawsze pozostają w tyle o 9-12 miesięcy za odpowiadającymi im zmianami temperatury. Istotną częścią zmian ilości CO_2 w atmosferze, od stycznia 1981, wydają się być zmiany temperatur oceanów. Antropogeniczne źródła dwutlenku węgla mają mały wpływ na te zmiany.

W kolejnej publikacji, z drugiej grupy, J. K. Davsgvik i S. H. Moen [9] dokonali szerokiego przeglądu danych historycznych oraz obecnie dostępnych baz danych dotyczących fluktuacji temperatur na Ziemi, jak również przeglądu aktualnej literatury. Zamieścili

ponad 70 wykresów temperatur od 1880 r. dla różnych miejscowości na kuli ziemskiej. Przeprowadzili także obszerną analizę statystyczną dotyczącą ww. danych. Bardzo ostrożne wnioski autorów to:

- można mieć poważne wątpliwości, czy globalne modele klimatyczne (Global Climate Models), a więc także narzędzia wykorzystywane przez IPCC (przyp. W.J.), są zdolne odróżnić naturalne zmiany temperatur od zmian następujących wskutek emisji CO_2 powodowanych działalnością ludzi;
- otrzymane wyniki dają do zrozumienia, że na podstawie obecnego poziomu wiedzy wydaje się niemożliwe rozstrzygnięcie, czy i w jakim stopniu wzrost temperatury jest powodowany przez emisje CO_2 .

Mimo całej ostrożności autorów sformułowane przez nich wnioski są w wyraźnej opozycji do katerycznych tez IPCC o dominującym wpływie człowieka na zmiany klimatyczne.

D. Koutsoyiannis i Z. W. Kundzewicz [10] badali związek między globalną temperaturą T a stężeniem CO_2 w atmosferze zainspirowani faktem, że podczas światowego kryzysu spowodowanego przez COVID-19 w 2020 r., mimo bezprecedensowego globalnego spadku emisji CO_2 , nastąpił wzrost jego stężenia w atmosferze. Na podstawie analizy statystycznej wiarygodnych pomiarów z lat 1980-2019 doszli do wniosku, że istnieją dwa kierunki przyczynowości zmian obu czynników, przy czym kierunek $T \rightarrow \text{CO}_2$ jest dominujący: zmiany stężenia dwutlenku węgla następują po ok. 6 miesiącach po zmianach T w skali miesięcznej lub po ok. roku w skali rocznej.

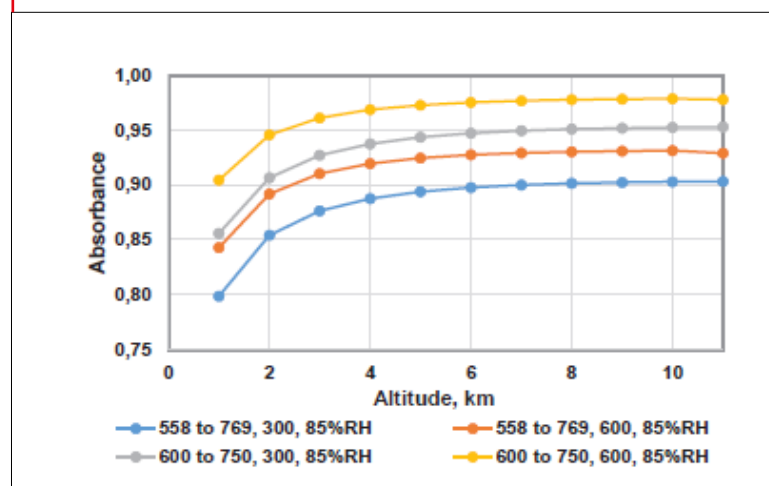
Także M. Nashioka, na podstawie swoich analiz statystycznych [11], [12], sformułował wniosek, że tempo zmian stężenia CO_2 jest skorelowane ze zmianami temperatury, ale z opóźnieniem czasowym rzędu 5 miesięcy.

Dobre potwierdzenie wyników publikacji z obu grup przedstawia D. Schildknecht w artykule [13]. Zamieszczony tam zbiór tablic i rysunków (ich przykładem jest rys. 7) pokazuje, że wzrost stężenia CO_2 w słupie atmosfery ziemskiej o wysokości do 11 km, z 300 ppm do 600 ppm, spowoduje wzrost absorpcji CO_2 tylko o ok. 3%. Z drugiej strony, wg [13], drastyczny wzrost stężenia dwutlenku węgla z 380 do 760 ppm w ciągu stulecia spowoduje wzrost temperatury atmosfery zaledwie o $\Delta T \approx 0,5-0,6^\circ\text{C}$ potwierdzając, że wpływ antropogenicznej emisji CO_2 przez człowieka na klimat Ziemi jest praktycznie pomijalny. Ta konkluzja, zgodna z wnioskami z wielu publikacji z lat 2000-2018, mocno kontrastuje z tezami raportów IPCC, że wzrost temperatury wyniesie $\Delta T \approx 1,5-4,5^\circ\text{C}$.

Jeszcze mocniejszy wniosek sformułował P. Stallinga [14]. Na podstawie analiz teoretycznych popartych danymi doświadczalnymi stwierdził, że należy odrzucić hipotezę antropogenicznego globalnego ocieplenia, zaś obserwowane zmiany temperatury at-

RYS. 7

Absorpcja CO_2 przez atmosferę Ziemi o wilgotności względnej (RH) 85% i temperaturze 293 K na pierwszych 100 m wysokości; wartości podane jako zakresy są równe $1/\lambda_{\text{CO}_2}$; odpowiednio $\lambda_{\text{CO}_2} = 17,6-13 \mu\text{m}$ i $16,7-13,3 \mu\text{m}$; 300 i 600 są to wartości ppm [13]



mosfery i zawartości w niej CO₂ dobrze wyjaśnia prawo Henry'ego (jest o nim mowa w dalszej części artykułu).

Należy równocześnie odnotować, że R.S. Lindzen i Y.-S. Choi [15], opierając się na wynikach pomiarów satelitarnych temperatur powierzchni oceanów i górnej części atmosfery, sugerują niską wrażliwość średniej temperatury na wymuszenia w skali globalnej spowodowane czynnikami związanymi z Ziemią.

Zaprezentowane wyniki nie tylko nasuwają poważne wątpliwości odnośnie do tezy, że antropogeniczna emisja CO₂ jest przyczyną globalnego ocieplenia, ale wręcz ją podważają. Warto przytoczyć podsumowanie O. Humluma [16] z jego corocznego raportu o stanie klimatu: „Globalny system klimatyczny stanowi wieloaspektowy system obejmujący Słońce, planety, atmosferę, oceany, ląd, procesy geologiczne, życie biologiczne i złożone interakcje między nimi. Wiele komponentów i ich wzajemne sprzężenie nie jest w pełni zrozumiane lub być może nawet nie jest rozpoznane. Wiara, że jeden niewielki składnik atmosfery (CO₂) kontroluje niemal wszystkie aspekty klimatu, jest naiwna i całkowicie nierealna. Globalny klimat pozostawał w quasi-stabilnym stanie w pewnych granicach przez miliony lat, chociaż z istotnymi zmianami zachodzącymi od lat do stuleci lub nawet dłużej, ale globalny klimat nigdy nie był w pełni stabilnym stanem, bez zmian. Współczesne obserwacje pokazują, że takie normalne zachowanie jest charakterystyczne również dla ostatnich lat, w tym dla roku 2023, a nie ma żadnych dowodów obserwacyjnych na istnienie globalnego kryzysu klimatycznego”.

Można zauważyć, że z przedstawionymi wnioskami dobrze koresponduje bardzo proste rozumowanie oparte na prawie Henry'ego mówiącym, że rozpuszczalność gazu w cieczy, m.in. CO₂ w wodzie, maleje ze wzrostem temperatury, a rośnie wraz z jej spadkiem. Gdyby zmiana ilości dwutlenku węgla w atmosferze postępowała za zmianą jej temperatury, jak wynika z omówionych wyżej publikacji, to każdy wzrost tem-

peratury z przyczyn naturalnych powodowałby wzrost CO₂ w atmosferze do ilości odpowiadającej tej temperaturze. Naturalny spadek temperatury powodowałby zaś odpowiednie zmniejszenie ilości CO₂ w atmosferze o ilość rozpuszczoną w oceanach, aż do ustalenia się kolejnego stanu równowagi.

Gdyby natomiast związek przyczynowo-skutkowy był odwrotny (wzrost ilości CO₂ powodowałby wzrost temperatury atmosfery), jak wynika z raportów IPCC, to każde zwiększenie ilości dwutlenku węgla w atmosferze – np. wskutek wybuchu wulkanu – wpływałby na wzrost jej temperatury, a po jakimś czasie także wzrost temperatury oceanów. Wtedy wydzieliliby się dodatkowa ilość CO₂ powodując dalsze ogrzanie atmosfery. Nastąpiłoby wydzielenie się kolejnej porcji CO₂ itd. aż do momentu, w którym cała ilość dwutlenku węgla trafiłaby z oceanów do atmosfery. O ile wiadomo, nic takiego nie wydarzyło się w całej historii Ziemi.

Wnioski przedstawione w publikacjach omówionych w niniejszym artykule są w wyraźnej kontrze do tezy IPCC o wpływie emitowanego przez ludzkość CO₂ na globalne ocieplenie, na zasadzie: „prawda przeciw prawdzie”. Należy przy tym zauważyć, że tezy IPCC bazują na wynikach numerycznych rozwiązań globalnych modeli klimatycznych, podczas gdy zaprezentowane wyżej wyniki w znacznej części opierają się na analizie wiarygodnych pomiarów. Wyciągnięte na ich podstawie wnioski podważają fundament E.Z.Ł. oraz jego „starszego brata” – Zielonego Nowego Ładu (Green New Deal, 2008) [17] i skłaniają do poważnej refleksji nad celowością jego kontynuacji.

Podstawową przyczyną ustanowienia Europejskiego Zielonego Ładu było przyjęcie bez zastrzeżeń hipotezy IPCC mówiącej, że to działalność ludzka powoduje ocieplanie się klimatu przez nadmierną emisję gazów

REKLAMA

POLUB NASZE PROFILE

Kierunek
Energetyka






WNIOSKI
PRZEDSTAWIONE
W PUBLIKACJACH
omówionych
artykule są w
wyraźnej kontrze do
też IPCC o wpływie
emitowanego przez
ludzką CO₂ na
globalne ocieplenie



cieplarnianych, głównie CO₂, i tylko całkowite odejście od paliw kopalnych w gospodarkach światowych może zahamować tę tendencję.

Fundament E.Z.L. jest w ostatnim dziesięcioleciu podważany z dwóch zupełnie różnych stron przez badaczy twierdzących, że: 1° – dalszy wzrost ilości emitowanego przez ludzi CO₂ nie spowoduje znaczącego wzrostu temperatury ze względu na nasycenie jego absorpcji przez atmosferę, a zwłaszcza że: 2° – to wzrost temperatury atmosfery, wskutek działania czynników pozaludzkich, powoduje w atmosferze wzrost ilości CO₂ wydzielanego z oceanów, a nie odwrotnie.

Jeśli dalsze badania potwierdziłyby te wyniki, byłby to „gwóźdź do trumny” E.Z.L.; należało by wtedy przynajmniej znacznie ograniczyć system EU ETS, likwidując zwłaszcza jego część spekulacyjną, oraz zrezygnować z wprowadzania systemu ETS2.

Paliwa kopalne należy stopniowo wycofywać z użycia z powodów znacznie ważniejszych niż emisje CO₂. Trzeba to jednak robić w rozsądnym tempie, skorelowanym z budową nowych dużych elektrowni jądrowych, jak również średnich i małych reaktorów typu SMR, jako źródeł stabilnych, sterowalnych i uznanych w 2023 r. przez Komisję Europejską za źródła zielonej energii elektrycznej.

Literatura

- [1] Jędral W., Czy transformacja energetyczna według Europejskiego Zielonego Ładu pograży polską gospodarkę?, Kierunek Energetyka, 2024, nr 5-6, s. 78-87.
- [2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie), Dziennik Urzędowy UE z 9.7.2021, L 243.
- [3] IPCC, 2021: Podsumowanie dla Decydentów, w: Zmiana Klimatu 2021: Fizyczne Podstawy Naukowe. Wkład I Grupy Roboczej do Szóstego Raportu Oceny Międzyrządowego Zespołu ds. Zmiany Klimatu.
- [4] Kowalczak P., Zmiany klimatu. Polityka, Ideologia, Nauka, Fakty, 3S MEDIA Sp. z o.o. & Fundacja Najwyższy Czas, Warszawa 2024.
- [5] Harde H., Radiation and Heat Transfer in the Atmosphere: A Comprehensive Approach on a Molecular Basis, International Journal of Atmospheric Sciences, vol. 2013, Article ID 503727.
- [6] Kubicki J., Kopczyński K., Młyńczak J., Climatic consequences of the process of saturation of radiation absorption in gases, Application in Engineering Science 17 (2024) 100170 (Elsevier).
- [7] Wójcik T., Wezwanie do dyskusji, rozdz. 12 ekspertyzy: Drapieżny Zielony (Nie) Ład, NSZZ Solidarność & Tysol, wrzesień 2024.
- [8] Humlum O., Stordahl K., Solheim J.-E., The phase relation between atmospheric carbon dioxide and global temperature, Global and Planetary Change 100 (2013), s. 51-69.
- [9] Dagsvik J. K., Moen S. H., To what extent are temperature levels changing due to greenhouse gas emissions?, Discuss. Paper 1007. Statistics Norway, September 2023.
- [10] Koutsoyiannis D., Kundzewicz Z. W., Atmospheric Temperature and CO₂: Hen-Or-Egg Causality?, Sci 2020, 2, 83.
- [11] Nishioka M., Changes in Temperature and CO₂ Concentration Induced by El Niño, Scientific Reports Journal, 2:192 (2023).
- [12] Nishioka M., Cross-Correlation between Global Temperature and Atmospheric CO₂ with a Temperature-Leading Time, Atmospheric and Climate Sciences, 14, s. 484-494 (2024).
- [13] Schieldknecht D., Saturation of the Infrared Absorption by Carbon Dioxide in the Atmosphere, International Journal of Modern Physics B, August 6, 2020 (arXiv:2004.00708v20).
- [14] Stallinga P., Comprehensive Analytical Study of the Greenhouse Effect of the Atmosphere, Atmospheric and Climate Sciences, 2020, 10, s.40-80 (patrz także: www.stallinga.org).
- [15] Lindzen R.S., Choi Y.-S., On the Observational Determination of Climate Sensitivity and Its Implications, Asia-Pacific Journal of Atmospheric Sciences, 47 (4), 2011, s. 377-390.
- [16] Humlum O., The State of the Climate 2023, Report 61, The Global Warming Policy Foundation, 2024.
- [17] Zielony Nowy Ład. Wikipedia, https://pl.wikipedia.org/wiki/Zielony_Nowy_Ład, dostęp 25.09.2024. ■



wiedza i doświadczenie

ENERGOPOMIAR – EKSPERCKA FIRMA DORADCZA I POMIAROWA

PARTNER W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ



Ochrona środowiska i klimatu

Efektywność energetyczna

Gospodarka o obiegu zamkniętym

OZE i projekty wodorowe

Gospodarka wodno-ściekowa

Energetyka jądrowa

„Energopomiar” Sp. z o.o.
ul. gen. J. Sowińskiego 3
44-100 Gliwice

www.energopomiar.com



RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ '24

Kamil Moskwik

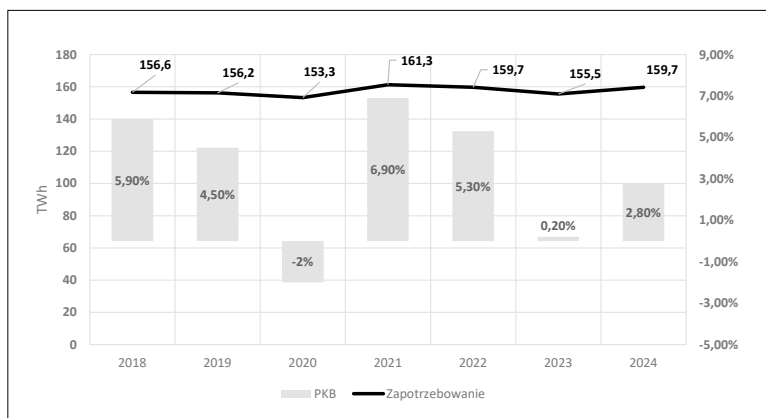
analityk rynku energii

Rok 2024 był czasem kolejnych zmian polskiego rynku energii elektrycznej. Widać, że postępująca transformacja energetyczna wiąże się z szeregiem wyzwań dotyczących m.in. zastąpienia mocy węglowych czy coraz częstszych okresów tzw. dunkelflaute. W artykule zostały przedstawione wybrane dane za rok 2024 obrazujące dynamikę zmian na rynku.

Miniony rok cechował się widocznie wyższym tempem wzrostu realnego produktu krajowego brutto (PKB) względem roku 2023. Zjawisko to współwystępowało ze zwiększeniem popytu na energię elektryczną (EE) netto w Polsce. Na przestrzeni ostatnich lat korelacja między tempem wzrostu PKB a zapotrzebowaniem na EE pozostawała

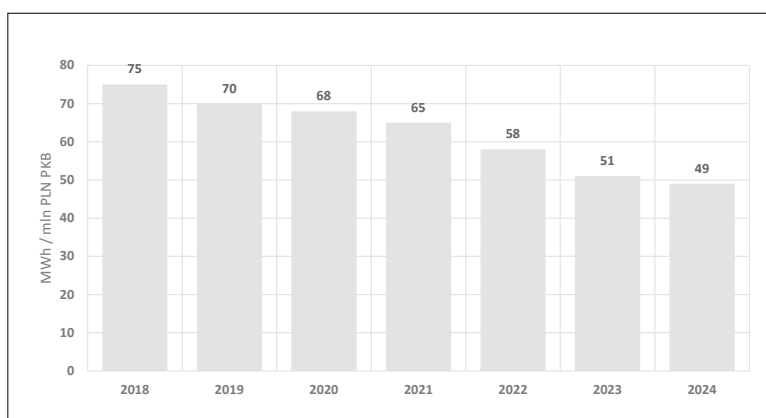
dość silna, wynosząc ok. 0,82 (współczynnik korelacji Pearsona).

Powyższe relacje, w zakresie rozwoju PKB oraz zapotrzebowania na EE, pozwalają zaobserwować rokroczną poprawę w zakresie elektrochłonności polskiej gospodarki, obrazowaną przez spadek wskaźnika zużycia EE (MWh) na jednostkę PKB (mln PLN).



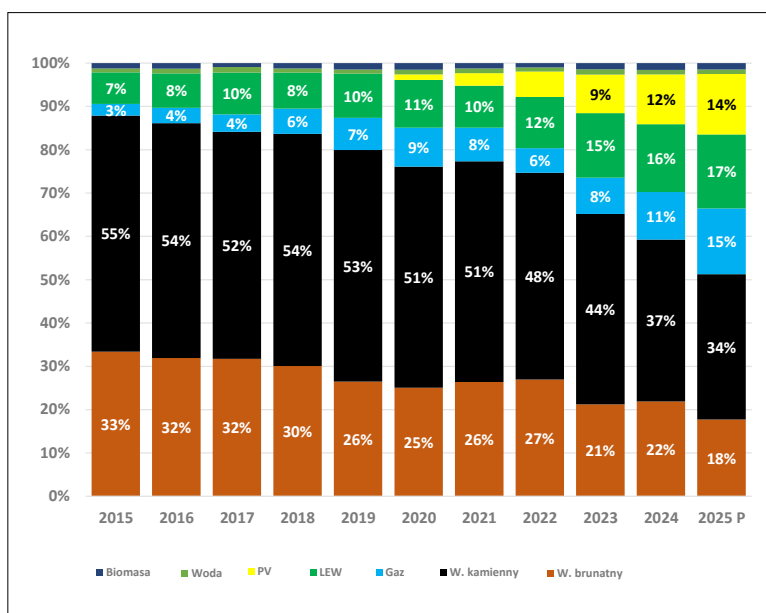
RYS. 1

Tempo zmian realnego PKB oraz zapotrzebowanie netto na EE w Polsce [% oraz TWh]
(źródło: dane ENTSO-E oraz GUS)



RYS. 2

Ewolucja elektrochłonności PKB w Polsce [MWh/mln PLN]
(źródło: obliczenia własne w oparciu o dane ENTSO-E oraz GUS)



RYS. 3

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2015-2024
(źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE)

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce

Na przestrzeni ostatniej dekady udział produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego (WB) i węgla kamiennego (WK) w Polsce odnotował silny spadek. Wytwarzanie EE z węgla zostało zastąpione produkcją z lądowej energetyki wiatrowej (LEW), fotowoltaiki (PV) oraz gazu ziemnego.

W stosunku do roku 2015 produkcja EE z WB w 2024 r. spadła o 11 p.p. oraz o 18 p.p. w przypadku WK. Wzrost produkcji z gazu wyniósł 8 p.p. oraz 9 p.p. w przypadku produkcji z LEW. Najsilniejszym wzrostem w ostatnich latach cechuje się wywarzanie EE ze źródeł PV.

Szacunki na rok 2025 wskazują głównie na wzrost udziału produkcji EE z gazu, co wynika z oddania do użytkowania nowych, wysokosprawnych i elastycznych mocy w elektrowni PGE Gryfino Dolna Odra (2 x 683 MW brutto). Według PGE bloki cechują się sprawnością rzędu 63%, a czas rozruchu ze stanu zimnego do minimum technicznego to 4 h (oraz 30 min ze stanu gorącego do minimum technicznego). Wysokosprawne bloki gazowe cechują się także znacząco (ok. 55%) niższą emisyjnością CO₂ w porównaniu do najnowszych bloków węglowych.

Pomimo wyzwań w zakresie rozwoju mocy OZE w Polsce (kwestie prawne, kwestie dostępności mocy przyłączeniowych czy spodziewanych redukcji generacji) w 2025 roku przewidujemy także wzrost produkcji EE z fotowoltaiki oraz LEW, choć w mniejszym stopniu niż produkcji z gazu.

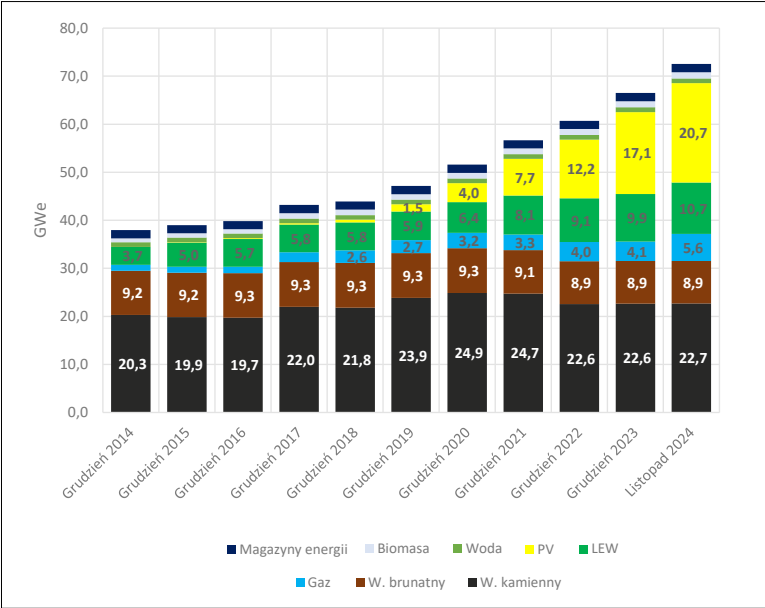
”

Susza OZE to fundamentalne wyzwanie dla zarządzania pracą systemów, które ewoluują w stronę wysokich wolumenów mocy OZE

Struktura mocy zainstalowanej energii elektrycznej w Polsce

Rok 2024 był kolejnym, w którym wzrósł udział produkcji energii elektrycznej (EE) ze źródeł gazowych oraz pogodozależnych odnawialnych źródeł energii (OZE, tj. lądowej energetyki wiatrowej, LEW oraz fotowoltaiki, PV). W 2024 roku w Polsce produkcja EE z gazu wzrosła o 4,1 TWh r/r. O tyle samo przybyło produkcji z PV. Produkcja z LEW wzrosła o 1,4 TWh r/r. Łącznie daje to 9,6 TWh.

Wzrost udziałów produkcji z gazu i z OZE wynika z przyrostu mocy zainstalowanej w tych typach źródeł w latach.



RYS. 4
Moc zainstalowana według typów źródeł [GW, stan na koniec roku]
(źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE)

Na koniec listopada 2024 roku moc zainstalowana w źródłach gazowych wyniosła 5,6 GWe, moc PV – 20,7 GWe, a moc LEW – 10,7 GWe.

Charakterystyka połączeń transgranicznych Polski

Tab. 1 prezentuje aktualny stan polskich połączeń transgranicznych z krajami ościennymi. Istotnym zjawiskiem w roku 2023 było rozpoczęcie eksploatacji linii Rzeszów – Chmielnicka w układzie synchronicznym (jest to dotychczasowa linia 750 kV, niepracująca od 1993 roku).

W poprzednich latach istotnymi inwestycjami były przesuwniki fazowe na granicy z Niemcami (2016 rok dla połączenia Mikułowa – Hagenverder oraz 2018 rok dla połączenia Krajnik – Vierraden) w celu kontroli tzw. przepływów kołowych.

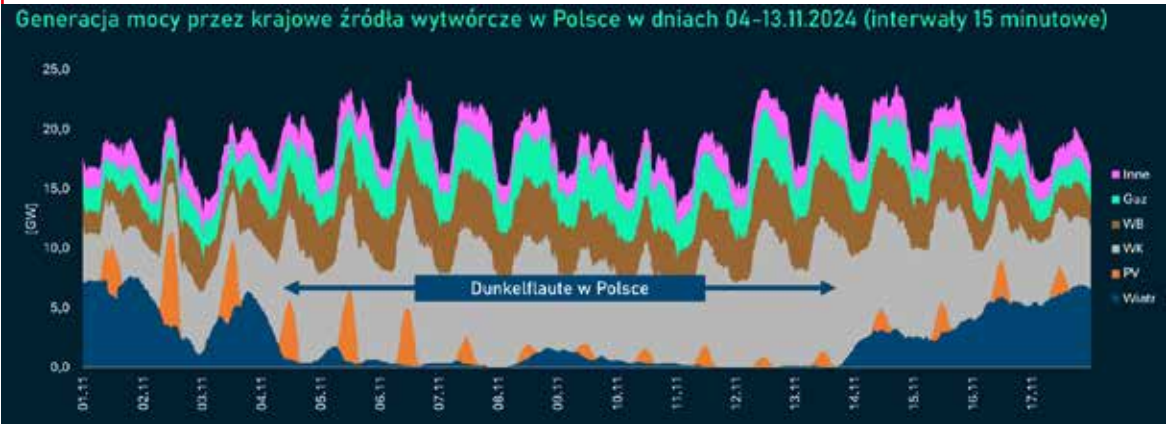
Wpływ pogodozależnych OZE na pracę KSE w 2024 roku

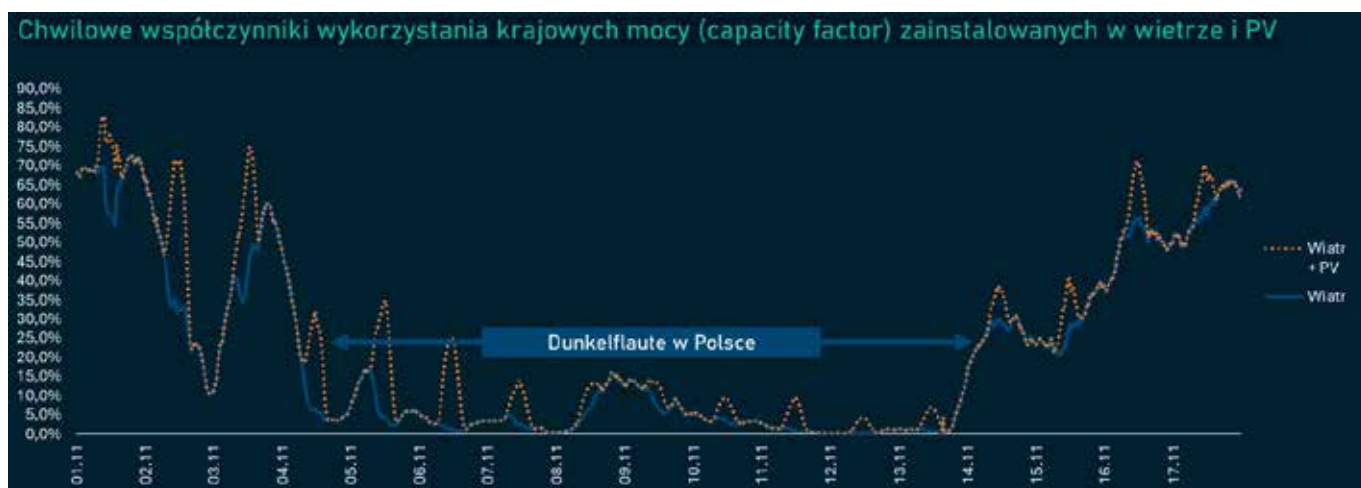
W dniach od 4 do 13 listopada w Polsce wystąpiło zjawisko dunkelflaute (susza OZE), czyli wielo-

TAB. 1
Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego
(źródło: dane Załącznik 1. do KPEiK Scenariusz transformacji w warunkach rynkowo-technicznych)

Kraj	Połączenie	Dopuszczalne obciążenie
Niemcy	Krajnik – Vierraden	1,0 GW
Niemcy	Mikułowa – Hagenverder	1,4 GW
Czechy	Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice	1,4 GW
Czechy	Bujaków – Liskovec	0,4 GW
Czechy	Kopanina – Liskovec	0,4 GW
Litwa	Ełk Bis – Alytus	0,5 GW
Słowacja	Krosno Iskrzynia – Lemšany	1,4 GW
Szwecja	Słupsk – Stårno	0,6 GW
Ukraina	Dobrotwór – Zamość	0,3 GW
Ukraina	Rzeszów – Chmielnicka	1,3 GW

RYS. 5
Generacja mocy przez krajowe źródła wytwórcze w Polsce (źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE, ENTSO-E, PLENTA)





RYS. 6

Chwilowe współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanych w wietrze i PV (źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE, ENTSO-E, PLENTA)

dzinny lub wielodniowy okres, kiedy „nie świeci i nie wieje”, a więc pojawia się okres znikomej lub zerowej generacji mocy przez pogodozależne OZE. W kolejnej części przeanalizuję ten czas pod kątem technicznej pracy systemu.

W Europie w listopadzie występuje układ wysokiego ciśnienia, któremu towarzyszy duże zachmurzenie oraz dodatnia temperatura. Jest to zjawisko rzadkie, które może wystąpić 2-3 razy w roku. W tym okresie to jedno z największych wyzwań dla zapewnienia bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym, który w coraz większym stopniu opiera się na OZE (PV i wiatr).

Należy tu zadać pytanie, co tak naprawdę się stało? Dlatego też, oprócz samej grafiki przedstawiającej generację mocy przez krajowe źródła wytwórcze w Polsce, trzeba przeanalizować chwilowe współczynniki wykorzystania krajowych mocy (capacity factor), zainstalowane w wietrze i w PV.

W analizowanym okresie chwilowy współczynnik wykorzystania mocy przez elektrownie wiatrowe w Polsce był niższy niż 5%. Taka sytuacja wystąpiła w następujących dniach:

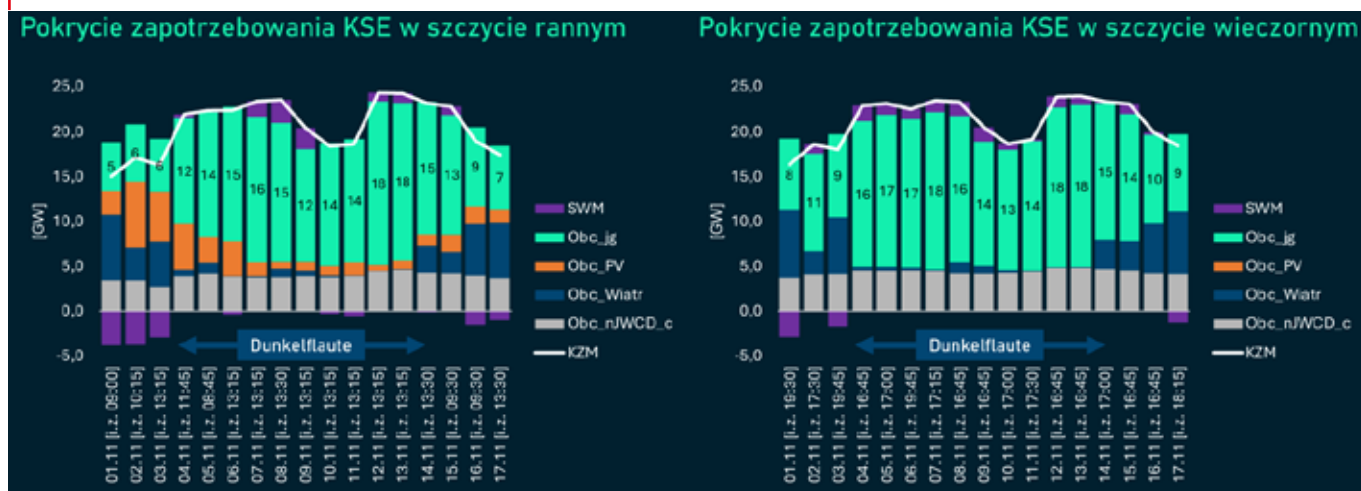
- 4-5 oraz 8 listopada przez 8-10 godzin,
- 6-7, 10-13 listopada przez 20-24 godzin.

Dlaczego dunkelflaute to wyzwanie?

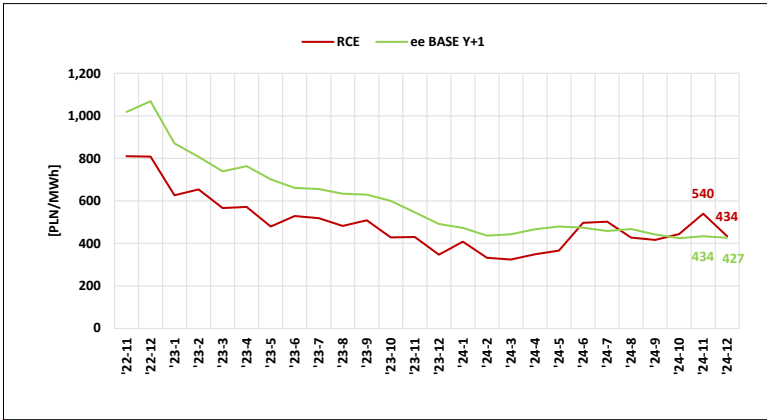
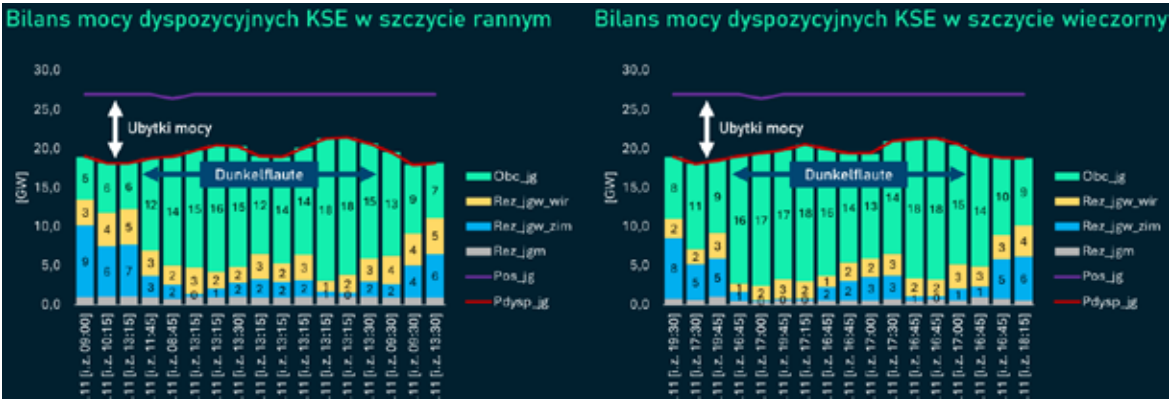
Warto na chwilę pochylić się nad tym zjawiskiem. Susza OZE to fundamentalne wyzwanie dla zarządzania pracą systemów, które ewoluują w stronę wysokich wolumenów mocy OZE. Podczas jego występowania system elektroenergetyczny przez wiele godzin/dni nie może polegać na chwilowej generacji mocy z pogodozależnych źródeł. Oznacza to, że w bilansowaniu szczytów krajowego zapotrzebowania system musi polegać na źródłach dyspozycyjnych (ciepłych, magazynach energii, imporcie energii,

RYS. 7

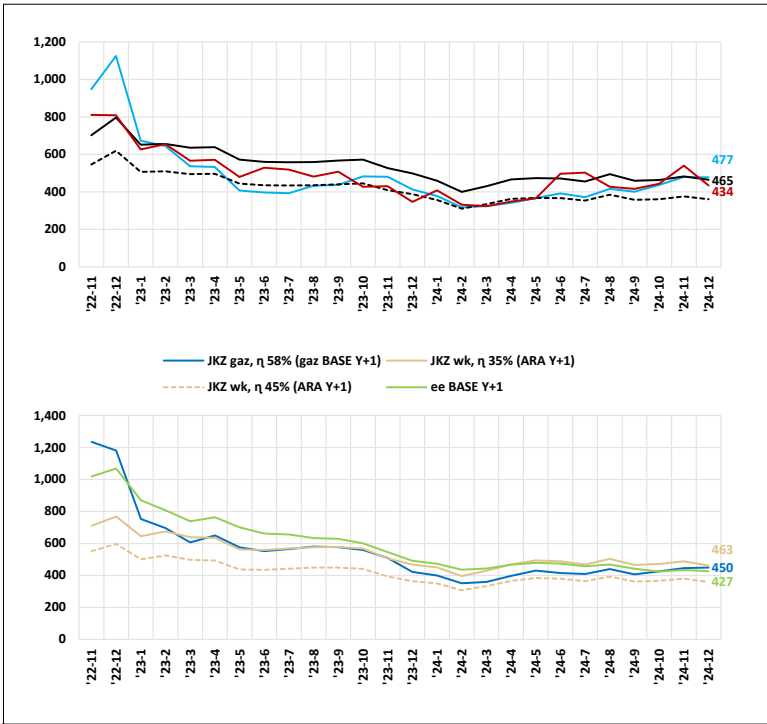
Pokrycie zapotrzebowania KSE w szczycie rannym oraz wieczornym (źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE, ENTSO-E, PLENTA)



RYS. 8
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2015-2024 (źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE, ENTSO-E, PLENTA)



RYS. 9
Średnie miesięczne ceny hurtowej energii elektrycznej na rynku spot (RCE) oraz terminowym (BASE_Y+1) w Polsce [PLN/MWh] (źródło: dane PSE i TGE)



RYS. 10
Średniomiesięczne ceny hurtowej energii elektrycznej spot (RDN) oraz terminowej (BASE_Y+1) w Polsce na tle poglądowych jednostkowych kosztów zmiennych (JKZ) wytwarzania z węgla kamiennego oraz gazu ziemnego [PLN/MWh] (źródło: dane PSE, TGE oraz obliczenia własne)

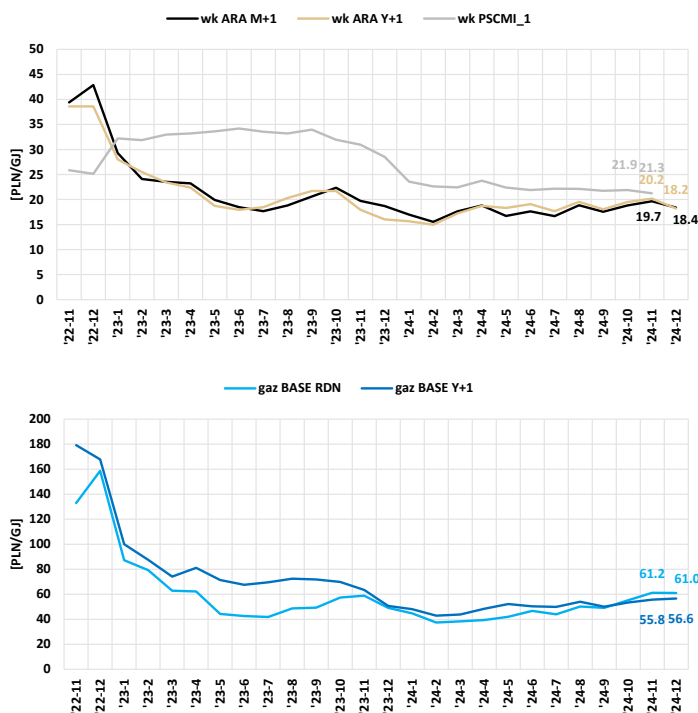
a także ze strony popytowej – przez np. redukcje zapotrzebowania).
Jak wspomniano wcześniej, w momencie wystąpienia niskich poziomów generacji mocy kluczowe są moce dyspozycyjne pozwalające bilansować system elektroenergetyczny przez generację mocy czynnej, która ma za zadanie pokrycie zapotrzebowania oraz powinna dostarczać rezerwy mocy na potrzeby kontroli częstotliwości „w górę” (FCR/FRR, dawniej rezerwa wirująca).

Ceny spot oraz terminowe EE na tle orientacyjnych jednostkowych kosztów zmiennych wytwarzania

W roku 2024 ceny RDN, jak i BASE_Y+1 (tj. BASE_Y-24), odnotowały zauważalny spadek względem roku 2023, lecz nadal pozostały powyżej poziomów z lat poprzednich.
Ceny spot oraz terminowe EE na tle orientacyjnych jednostkowych kosztów zmiennych (JKZ) z WK oraz gazu przedstawia rysunek 10. Należy wskazać, że rynek spot warunkowany jest szerszym spektrum czynników fundamentalnych (poziom zapotrzebowania, ubytki mocy, struktura produkcji energii elektrycznej z OZE oraz źródeł konwencjonalnych, wymiana z zagranicą, ceny paliw i CO₂) niż rynek terminowy, gdzie ten ostatni odzwierciedla przede wszystkim poziomy oraz tendencje w zakresie szacowanych przyszłych kosztów wytwarzania.

Ceny paliw oraz uprawnień do emisji CO₂

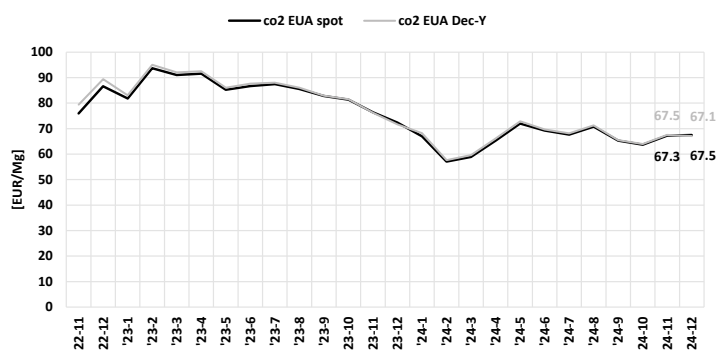
Po okresie szokowych wzrostów cen paliw (węgiel kamienny, gaz ziemny) pod koniec roku 2021 oraz na przestrzeni całego roku 2023, rok 2024 odznaczał się zauważalnymi spadkami cen WK oraz gazu – zarówno na rynkach spot (rynek dnia następnego, RDN), jak i terminowych (tj. na rok następny).
Kolejnym, oprócz paliw, czynnikiem wpływającym na jednostkowe koszty zmienne (JKZ) wytwarzania EE są ceny uprawnień do emisji CO₂ (uprawnienia EUA). Uprawnienia EUA wykazywały silne tendencje wzrostowe w roku 2021 oraz 2022 oraz wyhamowanie na średniorocznym poziomie 70 EUR/Mg w roku 2024 (rys. 12).



ARA – notowany w USD/Mg – to wskaźnik cen węgla kamiennego w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerp. Ceny ARA są dostępne codziennie, w odróżnieniu od wskaźnika PSCMI_1 dla węgla polskiego, podawanego z miesięcznym opóźnieniem. Ceny gazu ziemnego – notowane w PLN/MWh – pochodzą z rynku RDN oraz rynku BASE Y+1 prowadzonych dla Polski przez Towarową Giełdę Energii (TGE).
W celu porównywalności, ceny paliw zostały przeliczone na PLN/GJ.

RYS. 11

Średniomiesięczne ceny węgla kamiennego oraz gazu ziemnego [PLN/GJ]
(źródło: dane investing.com, polskirynekwegla.pl, stooq.com, TGE)



RYS. 12

Średniomiesięczne ceny uprawnień do emisji CO₂ [EUR/Mg] (źródło: dane PSE, stooq.com)



fot. 123rf

BARIERY

Ponad połowa istniejących linii przesyłowych ma więcej niż 30 lat, co stanowi poważną barierę dla transformacji energetycznej

Proces transformacji energetycznej w Polsce dobrze odwzorowują dane za rok 2024. Kluczowym elementem jest przede wszystkim ocena aspektów technicznych występowania zdarzeń takich jak dunkelflaute czy duck curve. Dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych wymaga odpowiedniej analizy i wiedzy związanej z zarządzaniem KSE. Transformacja energetyczna w Polsce przypomina operację na otwartym sercu, dlatego tak istotne jest odpowiednie przygotowanie się do jej przeprowadzenia, bazując na wysoko wykwalifikowanej kadrze oraz analityce, które pozwolą podejmować decyzje w oparciu o jak największą liczbę danych.

W przygotowanych prognozach na rok 2025 zakłada się dalszy wzrost produkcji energii elektrycznej z PV oraz zwiększenie udziału produkcji energii elektrycznej z gazu, co wynika z oddania do użytkowania nowych, wysokosprawnych i elastycznych mocy w elektrowni PGE Gryfino Dolna Odra (2 x 683 MW brutto). Z tego powodu warto obserwować, jak system będzie zachowywał się w kolejnych latach i jak poradzi sobie ze stawianymi mu wyzwaniami. ■

Reklama



ELEKTRYZUJĄCE NEWSY

z branży energetycznej, reportaże,
artykuły techniczne, wywiady

kierunek **energetyka**



PRZYSZŁOŚĆ POLSKIEGO PRZEMYSŁU

Uwarunkowania globalne i europejskie

Henryk Kaliś

Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

Przyszłość gospodarcza UE zależeć będzie od zdolności do refleksji nad tzw. „Zielonym Ładem”, rozumianym jako zbiór inicjatyw politycznych oraz pakiet regulacji prawnych, których wprowadzanie przez całe lata arbitralnie forsowała Komisja Europejska, dostosowując unijną politykę klimatyczną i energetyczną do realizacji jednego nadrzędnego celu. Stało się nim zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych netto do 2030 r. o co najmniej 55% (w porównaniu z ich poziomem z 1990 r.) oraz osiągnięcie w 2050 r. poziomu zerowego.

Uzasadniając swoje starania Komisja Europejska przekonywała, że możliwe jest „oddzielenie wzrostu gospodarczego od zużywania zasobów”. Głównym narzędziem nowej ideologii stał się bezrefleksyjny, niekoordynowany, a przede wszystkim bezwarunkowy rozwój technologii OZE. I znowu KE przekonywała, że obrany kierunek bardzo radykalnych, kosztownych i ryzykownych zmian w strukturach krajowych systemów energetycznych prowadzi wprost do zagwarantowania europejskiej gospodarce i obywatelom UE niskich cen energii.

Tymczasem, jak donosi holenderska gazeta De Telegraaf, „Wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej ds. Europejskiego Zielonego Ładu, Frans Timmermans, płacił organizacjom pozarządowym z pieniędzy podatników za propagowanie swojej polityki (...) Służyły temu tajne umowy między Komisją Europejską a tymi organizacjami, dotyczące promowania coraz bardziej ambitnego programu polityki ekologicznej”. Mówi się głośno o wykorzystywaniu w tym celu programu LIFE, który winien być poświęcony ochronie środowiska, ochronie przyrody i działaniom na rzecz transformacji energetycznej. Według De Telegraaf „Bruksela wykorzystywała pieniądze z miliardowego funduszu dotacji klimatycznych i środowiskowych na swoje działania lobbingsowe”. Jeśli te doniesienia się potwierdzą spowoduje to drastyczne osłabienie wiarygodności KE jako instytucji zobowiązanej do działania w imieniu i na rzecz obywateli UE. Należałoby wtedy zweryfikować również rzetelność wszelkich opracowań skutkujących stosowaniem w unijnych regulacjach różnego rodzaju kryteriów umożliwiających dostęp do mechanizmów redukcji kosztów.

Zmiany, ale i konsekwencja

Najlepszym przykładem może tutaj być pozbawienie uprawnień do uzyskiwania rekompensat pośrednich kosztów emisji producentów: cementu, szkła, wapna, gazów technicznych, podstawowych chemikaliów organicznych, pestycydów czy nawozów. Obowiązujące kryteria kwalifikacji sektorów do udzielania rekompensat z tytułu wzrostu pośrednich kosztów emisji wykluczają w/w producentów z uwagi na zastosowane kryterium intensywności wymiany handlowej, które nie zmienia się od wielu lat (wynosi 20%). Jego utrzymanie powoduje, że obecnie uprawnione do pomocy są sektory, które realnie mają niższą emisyjność, a tym samym niższe koszty jednostkowe uczestnictwa w EU ETS.

Kryterium wymiany handlowej zostało określone przez Komisję na podstawie historycznych danych, natomiast lista sektorów uprawnionych do rekompensat jest tworzona na lata przyszłe. W sytuacji, gdy obserwujemy systematyczny wzrost importu produktów przemysłowych do UE, kryterium wymiany handlowej musi być skorygowane.

Tak więc cały szereg podnoszonych publicznie zastrzeżeń i opinii na temat negatywnych skutków Euro-

pejskiego Zielonego Ładu dla europejskiej gospodarki i społeczności państw członkowskich UE powoduje, że dalsze bezwarunkowe egzekwowanie tego pakietu wymaga głębokiej refleksji.

Trzeba jednak bardzo uważać, by w ogniu konstruktywnej krytyki nie zaprzepaścić wypracowanego przez lata dorobku UE, który bezsprzecznie jest dużą wartością. Z pewnością powinniśmy konsekwentnie kontynuować realizowanie ich nadrzędnego celu, tj. dążyć do osiągnięcia neutralności dla środowiska w Europie, ale i na całym świecie. Właśnie dzięki polityce klimatycznej UE udało się wymusić (przynajmniej w krajach Wspólnoty) patrzenie na wszystkie obszary aktywności człowieka przez pryzmat konsekwencji dla środowiska i przekonanie, że zasoby naturalne nie są odnawialne i nie są nieskończone. Dla człowieka stanowią wartość samą w sobie.

”

Jeżeli będziemy bezrefleksyjnie kontynuowali przyjęte kierunki polityki energetycznej i klimatycznej w ich dotychczasowym kształcie, staniemy się dla USA i Chin jedynie atrakcyjnym rynkiem zbytu

Paradoks goni paradoks

Z innych już względów niekwestionowane również winno pozostać dążenie do ograniczenia przez UE wielkości importu paliw kopalnych oraz konsekwentne zastępowanie ich przez alternatywne technologie produkcji ciepła i energii elektrycznej, w tym OZE i energetykę jądrową. Jednak sposób i tempo wprowadzanych zmian nie mogą skutkować wzrostem kosztów produkcji przemysłowej i dalszą utratą konkurencyjności europejskiego przemysłu. Wysokie oraz niestabilne ceny energii elektrycznej i paliw oznaczają bowiem dla Europy zmniejszenie bezpieczeństwa geopolitycznego, a w skali globalnej – zwiększenie emisji CO₂.

Negatywnym przykładem ideologicznego podejścia do gospodarki (przez pryzmat redukcji emisji CO₂) stała się na obszarze UE Wielka Brytania, która jako pierwsza w Europie deklarowała pełną jej dekarbonizację i proces ten realizowała przenosząc produkcyjną działalność przemysłową poza obszar UE. W efekcie spowodowała eksport emisji dwutlenku węgla do innych części świata, o gorszych standardach ochrony środowiska i zwiększyła równocześnie ich globalną wielkość (klasyczny przykład carbon leakage). Tym samym pozbyła się wielu stabilnych miejsc pracy, a przy okazji pogorszyły się wyniki całej brytyjskiej gospodarki.

Z pewnością powinniśmy permanentnie dążyć do ograniczania importu paliw kopalnych i uzyskania niezależności energetycznej, by uwolnić setki miliardów euro wydawanych dotąd właśnie na import. Jednak sens ma to tylko wtedy, gdy pozwoli na przeznaczenie owych olbrzymich środków finansowych na dalszy rozwój europejskiej gospodarki. Nie możemy zastąpić zależności od paliw kopalnych zależnością technologiczną. Oszczędności wygenerowane na zmniejszonych zakupach węgla, ropy i gazu nie mogą ostatecznie trafić do Chin lub USA, jako finansowanie budowy elektrowni jądrowych czy zakupu komponentów do instalacji OZE. Chińczycy cały czas budują elektrownie jądrowe, gazowe i węglowe. Dzięki tym inwestycjom mają energię elektryczną wytwarzaną z paliw kopalnych i atomu, by móc produkować urządzenia czy komponenty dla technologii OZE; następnie sprzedają je bezrefleksyjnej Europie, która z tego kierunku rozwoju gospodarczego uczyniła obowiązujące wszystkich prawo. Tak więc zamiast rozwijać działalność produkcyjną na obszarze UE mamy obecnie do czynienia z ogromnym transferem kapitału, głównie do Chin. Najlepszym na to przykładem był niemiecki system zachęt do kupowania, za rządowymi dopłatami, samochodów elektrycznych. Szybko się okazało że Niemcy chętnie korzystają z dopłat, ale wybierają samochody wyprodukowane w Chinach, bo są tańsze i lepsze od niemieckich.

obniżanie kosztów produkcji przemysłowej o wartość uprawnień do emisji dwutlenku węgla zawartych w kosztach zużywanej energii. Oba wymienione systemy, po wielu latach korekt, działają poprawnie. Niestety, w związku z wprowadzaniem przez KE nowego sposobu ochrony europejskich producentów – mechanizmu CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism), zwanego „mechanizmem dostosowywania cen na granicach UE z uwzględnieniem emisji CO₂”, systemy te mogą zostać szybko wyłączone.

W sektorach objętych CBAM szybko rośnie tempo odchodzenia od przydzielania bezpłatnych uprawnień – do 48,5% do roku 2030 (5,0% w roku 2028; 12,5% w roku 2029; 26,0% w roku 2030) oraz do „0” w 2034 roku (po 12,5% w latach 2031-2033 i 14,0% w roku 2034). Tak więc do 2030 r. liczba bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ wydawanych zakładom przemysłowym objętym CBAM spadnie prawie o połowę, a w roku 2034 – do zera.

Do zachowania długofalowych perspektyw dla funkcjonowania energochłonnych branż przemysłu na obszarze UE niezbędne jest utrzymanie obu w/w mechanizmów, czyli systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji, jak również przydziałów darmowych uprawnień do emisji CO₂, niezależne od wprowadzania mechanizmu CBAM. Rezygnacja z ich stosowania mogłaby nastąpić dopiero po stwierdzeniu w praktyce jego 100% skuteczności.

”

To nie gospodarka i obywatele UE mają być podporządkowani potrzebom niekontrolowanego i bezwarunkowego rozwoju energetyki odnawialnej, a energetyka europejska ma obowiązek zapewnienia warunków dla harmonijnego rozwoju gospodarki i zaspokajania potrzeb obywateli krajów UE

Mechanizm CBAM

Na dzień dzisiejszy fundamentem utrzymania globalnej konkurencyjności europejskich zakładów przemysłowych są dwa funkcjonujące, w miarę sprawnie mechanizmy, pozwalające firmom redukować koszty EU-ETS. Pierwszy z nich to przydziały darmowych uprawnień do emisji CO₂, dzięki którym zakłady produkcyjne mogą zmniejszać koszty emisji technologicznych kompensując różnice w kosztach produkcji, generowane przez funkcjonujący w Europie system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU-ETS), w stosunku do innych części świata. Drugi to rekompensaty pośrednich kosztów emisji; z ich pomocą możliwe jest

Przestańmy żyć w bańce

Tak więc neutralność klimatyczna może pozostać celem, do którego Europejczycy powinni konsekwentnie dążyć, mając jednak na uwadze, że w realnym świecie nie wystarczy mieć racji. Aby realizować swoje cele trzeba przeżyć, bo nieobecni racji nie mają, natomiast by w dzisiejszym, pełnym zagrożeń świecie przeżyć, należy mieć siłę (również militarną), której źródłem może być jedynie zdolny do konkurowania ze światem europejski przemysł. Dlatego jako Europejczycy:

- musimy wyzwolić się z postrzegania gospodarki przez pryzmat ideologii,
- spojrzeć realnie na potencjał, którym jeszcze dysponujemy,
- zweryfikować możliwości europejskiej gospodarki,
- przypomnieć sobie prawa fizyki i korzystać z olbrzymiej wiedzy oraz doświadczenia europejskiej nauki i potencjału posiadanych technologii.

Przez ostatnie 15 lat systematycznie, na własne życzenie, pogarszaliśmy konkurencyjność produkcji przemysłowej. W konsekwencji największa (jeszcze w 2008 r.) w świecie europejska gospodarka dziś została zdystansowana przez USA i Chiny. Najlepiej ujął to premier Donald Tusk, który na sesji plenarnej w Parlamencie Europejskim powiedział: „Europa nie może przegrać konkurencji globalnej, nie może stać się kontynentem naiwnych ludzi i idei. Jeśli zbankrutujemy to nikt już nie będzie dbał o środowisko naturalne na świecie ...”.



DECYDOWAĆ MĄDRZE

Żaden inwestor nie ulokuje swojej produkcji w miejscu, gdzie nie będzie miał racjonalnych cen energii elektrycznej

foto: 123rf

Trzeba również pamiętać, by przywrócić priorytet gospodarki nad energetyką niezależnie od tego, czy opiera się ona o paliwa kopalne, czy o OZE. To nie gospodarka i obywatele UE mają być podporządkowani potrzebom niekontrolowanego i bezwarunkowego rozwoju energetyki odnawialnej, a energetyka europejska ma obowiązek zapewnienia warunków dla harmonijnego rozwoju gospodarki i zaspokajania potrzeb obywateli krajów UE.

Niestety trudno zaprzeczyć, że funkcjonowanie potężnego, bogatego, doskonale zorganizowanego, kompetentnego, dysponującego profesjonalnymi kadrami, ale też działającego w warunkach monopolu sektora energetycznego, zostało zdominowane celami politycznymi. Przykład: najnowszy pomysł niemieckiego regulatora energetycznego, Federalnej Agencji ds. Sieci.

Elastyczność jest w cenie

Jak podaje portal Wysokie Napięcie, Agencja ta zaproponowała, by 400 dużych przemysłowych odbiorców energii elektrycznej ograniczało produkcję, gdy ilość energii ze źródeł odnawialnych jest za mała dla pokrycia systemowego zapotrzebowania, dlatego w pochmurne i bezwietrzne dni produkcja byłaby wstrzymywana. Ma to zapobiec skokom cen i stabilizować rynek. Narracja ta jest reakcją Agencji na sytuację z połowy grudnia 2024 r., kiedy to ceny energii elektrycznej na niemieckim rynku spot, z powodu spadku generacji w OZE, wzrosły do ponad 900 EUR/MWh. Pamiętamy, że dwa lata temu Niemcy ostatecznie wyłączyli swoje zamortyzowane elektrownie jądrowe, a w zeszłym roku porzucili plany budowy nowych jednostek gazowych. Dlatego zarządzająca niemiecką energetyką Federalna Agencja ds. Sieci

chce, by przemysł dostosowywał swoją działalność do podaży energii elektrycznej z OZE. Oznacza to ograniczenie produkcji w okresach bez wiatru i słońca oraz pracę z pełnym obciążeniem w wietrzne i jasne dni, kiedy ceny spot mogą stać się ujemne. Dotyczy to firm dysponujących skomplikowanymi technologiami, w których produkt końcowy to efekt realizowanych kolejno procesów, praca odbywa się w ruchu ciągłym, a każda przerwa w produkcji wiąże się z ryzykiem powstawania gigantycznych strat.

Sytuacja jak z powiedzenia: „kował zawinił a Cygana powiesili”, kiedy to ukarany jest nie sprawca, lecz ten nie lubiany. Czy faktycznie tym nie lubianym „Cyganiem” europejskiej gospodarki ma być europejski przemysł, z którego pracy jak na razie wszyscy żyjemy? Nasuwają się kolejne pytania: co stałoby się z pomysłodawcą opisanego wyżej rozwiązania w Chinach i dlaczego tego typu bezczelne pomysły bezkarnie mogą formułować europejscy urzędnicy?

W zakresie kształtowania miksu energetycznego należy przede wszystkim zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jako ciągłość dostaw energii elektrycznej. Dlatego jak najszybciej winny pojawić się stabilne źródła energii, zdolne do pokrywania zapotrzebowania odbiorców w okresach pochmurnej i bezwietrznej pogody, nazywanych w Niemczech „dunkelflaute”. Należy również odejść od celu 100% udziału OZE na rzecz zeroemisyjnej generacji ciepła i energii elektrycznej. Trzeba także wprowadzić korekty w funkcjonowaniu mechanizmów wyceny energii elektrycznej na rynkach hurtowych krajów UE tak, by odzwierciedlały one ponoszone przez wytwórców koszty produkcji. W obecnym kształcie *merit order* stał się kolejnym, chyba najbardziej skutecznym, i całkowicie zbędnym systemem wspierania rozwoju OZE.

Ocena wpływu wdrożenia unijnego celu 90% redukcji emisji CO₂ do 2040 r. oraz pakietu regulacji „Fit for 55” na polski przemysł

Na początku lutego 2024 r. Komisja Europejska wyznaczyła flagowy cel: 90% redukcji emisji netto w unijnej gospodarce do 2040 r. względem 1990 r. Była to propozycja odchodzącego kolegium komisarzy, która stanie się wiodącym tematem obecnej kadencji Komisji Europejskiej oraz Parlamentu Europejskiego. Jest prawdopodobne, że nowy cel 90% będzie zatwierdzony już na koniec 2025 r., aby UE mogła go zakomunikować podczas konferencji klimatycznej COP-30 w Brazylii. Cel 90% redukcji GHG ma duże szanse na przyjęcie przez unijne instytucje, ponieważ silna grupa państw członkowskich już poparła wyznaczenie tzw. „ambitnego celu”.

Oceniając możliwości i środki jego realizacji Komisja Europejska przeanalizowała trzy scenariusze, różniące się poziomem redukcji na 2040 r.:

- S1 – do 80%,
- S2 – od 85% do 90%,
- S3 – od 90% do 95%

Do realizacji przyjęto rozwiązanie S3, pomimo że przemysł preferował scenariusze 1 i 2, które są dużo mniej restrykcyjne. Świadczy o tym poparcie wyrażone w ramach przeprowadzonych przez KE konsultacji społecznych. Scenariusz 3 nie uzyskał poparcia przemysłu, wsparły go za to osoby indywidualne, instytucje badawcze i organizacje obywatelskie, czyli ogólnie rzecz ujmując – najmniej świadomi konsekwencji lobbyści.

Scenariusz 3 opiera się na założeniach pakietu „Fit for 55” i zakłada kolejne drastyczne zwiększenie poziomu redukcji emisji. W latach 2031-2040 oraz 2041-2050, odpowiednio o 3,3% oraz 1,0%, ma zapewnić

pełne wdrożenie technologii wychwyty i pochłaniania CO₂, co wymaga przeprowadzenia szybkiej i intensywnej dekarbonizacji. Do 2040 r. przewiduje rozwój zarządzania emisjami dwutlenku węgla poprzez wdrożenie wychwytywania go ze wszystkich procesów przemysłowych oraz wysoki poziom produkcji i zużycia e-paliw.

Realność działań

Przemysł ma świadomość, że transformacja technologiczna i energetyczna jest potrzebna. Jednak nie ma sensu przeprowadzenie jej, jeśli efektem będą nadal wysokie, wyższe niż w innych regionach świata, ceny energii systemowej. To producenci energii odnawialnej muszą zapewnić, by była ona nie tylko zielona, ale również stabilna i tania. Bez tego zarówno polski, jak i europejski przemysł będzie miał problem z konkurencyjnością globalną. Tymczasem w Europie już teraz obserwujemy spadek wielkości produkcji energii elektrycznej i produkcji przemysłowej, co wywołało zmniejszenie zapotrzebowania na uprawnienia do emisji CO₂ wynikające ze spalania paliw kopalnych i towarzyszące procesom przemysłowym. Obecny spadek produkcji przemysłowej wynika bezpośrednio z kryzysu w całej europejskiej gospodarce oraz osłabienia pozycji konkurencyjnej europejskich firm w stosunku do gospodarek, które nie są objęte polityką klimatyczną, głównie z Chin, USA czy Indii.

W Polsce w 2023 r. popyt na uprawnienia do emisji CO₂ w wyniku spalania węgla brunatnego spadł poniżej 160 mln ton z 215 mln ton w 2022 r., natomiast z węgla kamiennego – do 100 mln ton. W tym czasie zapotrzebowanie na gaz ziemny wyniosło 205 mln ton w porównaniu do 260 mln ton w 2022 r. Powyższe dane świadczą o tym, na jak znaczną skalę – tylko w ciągu jednego roku – firmy spektakularnie ograniczyły swoje emisje.

Tymczasem wg założeń scenariusza 3 emisje przemysłowe do 2030 r. mają się obniżyć o 152 mln ton, to jest aż o 27% w porównaniu z 2023 r. Udział poszczególnych środków w realizacji tego celu wynosi:

- upowszechnienie technologii wychwytywania dwutlenku węgla CCS: 38 mln ton,
- zastosowanie wodoru: 36 mln ton,
- zmiany w technologiach produkcji: 38 mln ton,
- poprawa efektywności energetycznej: 27 mln ton,
- wykorzystanie biogazu: 12 mln ton.

W perspektywie do 2030 r. wielkość emisji z paliw kopalnych winna spaść do ok. 285 mln ton z ok. 720 mln ton w 2022 r., czyli aż o ok. 60%.

Z wykonanych przez KE prognoz redukcji emisji CO₂ w poszczególnych sektorach gospodarki wynika, że:

- do 2040 r. sektor elektroenergetyczny ma zostać całkowicie zdekarbonizowany,
- do 2050 r. zeroemisyjne mają być pozostałe sektory gospodarki, w tym przemysł.

PROBLEMY Z OZE

Problemy generowane przez OZE nie wynikają z wad samej technologii, lecz ze sposobu jej wdrażania oraz wymuszanych zieloną ideologią regulacji



foto. 123rf

Emisje, które nadal pozostaną w gospodarce UE w 2050 r., powinny być neutralizowane w dużej mierze poprzez:

- wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS),
- wychwytywanie i użycie dwutlenku węgla (CCU) w przemyśle, co ma pozwolić na uniknięcie 137 mln ton emisji rocznie już w 2040 r.

Bariery technologiczne

Na dziś ramy czasowe na wdrożenie CCS w Europie wydają się zbyt optymistyczne. Technologie wychwytywania napotykać na istotne bariery: zarówno o charakterze technicznym, ekonomicznym, jak i społecznym. Choć pojawiło się sporo projektów przemysłowych w technologiach CCS/CCU, w tym jeden polski projekt w Cementowni Kujawy, mają one charakter pilotażowy, a ze względu na koszty inwestycji istnieje duże ryzyko, że bez odpowiedniego wsparcia rozwój tych technologii nie nastąpi na poziomie zakładanym przez KE.

Dodatkową kwestią jest energochłonność procesu, koszty transportu i składowania, brak infrastruktury oraz społecznej akceptacji dla bardzo znaczącej ingerencji nowej infrastruktury w środowisko naturalne. Składowanie CO₂ pod ziemią i na lądzie pozostaje społecznie nieakceptowalne w UE. Niepewność dotyczy również skali niezbędnego rozwoju infrastruktury przesyłowej CO₂ i jego składowania na obszarach morskich, przede wszystkim w regionie Morza Północnego (na terytorium Danii i Holandii). Oznacza to, że rozwój technologii CCS w Europie podzieli kraje członkowskie na te, które będą ponosić jedynie koszty i te, dla których będą one źródłem nowych przychodów.

W scenariuszu S3 KE zakłada, że w 2040 r. 75 mln ton CO₂ negatywnych emisji w przemyśle wynikać będzie z technologii BECCS (pozyskiwania energii z biomasy z wychwytem CO₂) i DACSS (bezpośredniego wychwytywania CO₂ z powietrza).

Kwestia redukcji emisji pośrednich w przemyśle może zostać rozwiązana poprzez zwiększenie udziału OZE w krajowym miksie energetycznym, rozwój magazynowania energii, upowszechnienie stosowania technologii CCS i generalnie poprzez zmniejszenie emisyjności energetyki systemowej.

Czy to wystarczy?

Oczywiście samo zwiększenie udziału OZE w produkcji nie rozwiązuje problemu wysokich cen energii elektrycznej, które dla przemysłu są nieakceptowalne, ale przynajmniej znamy technologie, z jakich można korzystać. Największy problem stanowią jednak emisje procesowe, dla których nie ma bezemisyjnych alternatyw. KE, tworząc założenia dla scenariuszy redukcji emisji, nie zauważyła specyfiki emisji procesowych. Większości z nich nie można uniknąć ze względu na wymagania procesów technologicznych, a w pozostałych przypadkach ich stosowanie jest

ekonomicznie nieuzasadnione. Zmuszanie sektorów przemysłowych do ponoszenia kosztów emisji procesowych doprowadzi do dalszego spadku ich konkurencyjności. Dla uzyskania zerowego bilansu emisji na obszarze UE konieczne będzie uwzględnienie efektu naturalnego pochłaniania CO₂ z atmosfery przez lasy i inne tereny zielone, tzw. LULUCF (*Land use, land use change and forestry*).

Istotne jest to, że poza LULUCF opisane wyżej technologie likwidacji emisji w formie komercyjnej praktycznie nie istnieją, poza kilkoma projektami będącymi obecnie na etapie demonstracji lub pilotażu.

”

Trzeba bardzo uważać, by w ogniu konstruktywnej krytyki nie zaprzepaścić wypracowanego przez lata dorobku UE, który bezsprzecznie jest dużą wartością

Przede wszystkim: odpowiedzialność za decyzje

Problemem do rozwiązania na dziś jest bezwzględne dążenie KE do realizacji swoich celów, bez oglądania się na konsekwencje, jakie powoduje. Przykładowo, aby wykreować rynek dla nowych technologii bezemisyjnych w przemyśle, KE steruje rynkiem uprawnień do emisji CO₂ tak, by zapewnić ich niską podaż i bardzo wysokie ceny. Dla urzędników Komisji nie ma znaczenia fakt, że przy wysokich cenach energii elektrycznej uniijny przemysł nie sprosta globalnej konkurencji i nie będzie produkował nic, również nie wytworzy urządzeń i komponentów dla technologii OZE. Natomiast na zbudowanie tego „nowego przemysłu” będziemy musieli wydać olbrzymie środki. Niezbędne roczne nakłady inwestycyjne w przemyśle, związane z realizacją scenariusza S3, są szacowane przez KE na: 48 mld EUR w latach 2031-2040 oraz 22 mld EUR w latach 2041-2050. Istotnym jest, że koszty przeprowadzenia niezbędnych inwestycji przekraczają możliwości finansowe zainteresowanych firm. Wszystko to powoduje, że wdrożenie scenariusza 3 może okazać się rozwiązaniem nie tylko ryzykownym, ale wręcz niemożliwym.

Obietnice bez pokrycia

Prognozowane przez KE ścieżki hurtowych cen energii elektrycznej dla przemysłu na lata 2030-2050 utrzymują się na poziomie ok. 130 EUR/MWh, tj. 560 zł/MWh. KE nie wyjaśnia, dlaczego – pomimo że wcześniejsze jej analizy zakładały spadek hurtowych cen energii elektrycznej w czasie, jako efekt rozwoju OZE i gigantycznego wysiłku dekarbonizacyjnego – ten

spadek jednak nie nastąpi?! KE unika również szacowania cen uprawnień do emisji CO₂ w perspektywie 2050 r., posługując się przewrotnie jedynie pojęciem „unikniętego kosztu emisji”.

Można się domyślać, że utrzymywanie się cen energii elektrycznej na tak wysokim poziomie może być efektem stosowania technologii CCS zarówno w instalacjach gazowych, jak i biomasowych. Jeśli przełożyć prognozowane krańcowe koszty redukcji CO₂ na ceny uprawnień do emisji to w scenariuszu S3 w 2040 r. koszt ten wyniesie ok. 290 EUR/tCO₂, a w 2050 r. aż 470 EUR/tCO₂. Takie ceny oznaczają nie tylko szybką likwidację firm, które do 2040 r. nie przeprowadzą dekarbonizacji, ale również brak możliwości konkurowania europejskiego przemysłu z przedsiębiorstwami globalnymi.

Jak wiemy, dominującą technologią produkcji energii mają być odnawialne źródła energii, które w 2040 r. powinny zapewnić aż 85% generacji w UE. W 2050 r. ma to być już 90%. Dzieje się to przy drastycznym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną, związanym z elektryfikacją sektorów przemysłowych, ale także transportu i ciepłownictwa. Z tego powodu w 2040 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną winno wzrosnąć do ponad 5000 TWh, by w 2050 r. osiągnąć poziom 7000 TWh. Dla porównania: w 2022 r. popyt na energię elektryczną w UE wyniósł ok. 2800 TWh.

Z kolei KE przewiduje spadek udziału energetyki jądrowej w unijnym miksie energetycznym: i tak elektrownie jądrowe w 2040 r. mają pokryć tylko 10% zapotrzebowania na energię elektryczną w UE, a w 2050 r. ma to być już jedynie 7%.

Ponadto, zgodnie z założeniami scenariusza S3, moc zainstalowana w europejskich systemach elektroenergetycznych rośnie pomiędzy 2020 a 2040 r. 2,5-krotnie, a do 2050 r. 3,5-krotnie. Po 2040 r. z paliw kopalnych zostanie w miksie energetycznym UE tylko gaz ziemny, a instalacje węglowe będą w całości odstawione. Odnawialne źródła energii mają być wspierane magazynami energii (bateryjne i elektrownie szczytowo-pompowe), których rola w KSE ma znacząco wzrosnąć.

Błędne koło

W ocenie przemysłowych odbiorców energii elektrycznej problemy generowane przez OZE nie wynikają z wad samych technologii, lecz ze sposobu ich wdrażania oraz wymuszanych „zieloną ideologią” regulacji. Dlatego też, w stworzonych na dziś warunkach, rosnący udział OZE nie przełoży się na niższe ceny energii. Systemowe OZE w obecnej formie nie stanowią rozwiązania dla przemysłu, ponieważ błędny jest sposób ich wykorzystania. Tak więc – z uwagi na wysokie koszty produkcji – dalszy rozwój odnawialnej energetyki systemowej czy budowa energetyki jądrowej nie wpłyną na poprawę konkurencyjności europejskiego przemysłu. Drastyczny wzrost kosztów emisji CO₂ i wysokie ceny energii elektrycznej spowodują

utrata jego konkurencyjności, ale również zablokują możliwość realizacji jednego z podstawowych celów KE: powstawania na obszarze UE firm produkujących urządzenia i komponenty niezbędne do dalszego rozwoju technologii OZE. Już obecnie większość z nich importuje się z Chin. Wynika to z dużo niższych kosztów produkcji, co przekłada się na ich niższe ceny. Dotyczy to głównie importu komponentów do budowy farm fotowoltaicznych, wiatrowych, bateryjnych magazynów energii, ale także samochodów elektrycznych.

”

Żaden inwestor nie ulokuje swojej produkcji w miejscu, gdzie nie będzie miał racjonalnych cen energii elektrycznej, a poziom 130 EUR/MWh do takich nie należy

Żaden inwestor nie ulokuje swojej produkcji w miejscu, gdzie nie będzie miał racjonalnych cen energii elektrycznej, a poziom 130 EUR/MWh do takich nie należy. Tak więc wysokie ceny będą powodowały stały spadek konkurencyjności zarówno istniejącego, jak i nowego, tworzonego na potrzeby branży OZE przemysłu UE, w stosunku do gospodarek USA czy Chin.

Obecnie kraje europejskie z dużym niepokojem obserwują działania nowej administracji Stanów Zjednoczonych oraz prezydenta Trumpa. A polityka energetyczna USA będzie się koncentrować na kilku kluczowych filarach:

- zmianie przepisów w celu usunięcia barier związanych z ochroną środowiska i energetyką,
- promowaniu w sektorze energetycznym branż związanych z tradycyjnymi rozwiązaniami, jak wydobycie ropy, gazu, węgla i jednoczesnym wsparciu dla przemysłu ciężkiego (jak huty, kopalnie, elektrownie, stalownie) i przemysłu motoryzacyjnego.
- wycofaniu się USA z zielonego ładu.

W tej sytuacji Europa musi zaakceptować, że Ameryka nastawia się jedynie na wzmocnienie własnej gospodarki, czyli działanie realizowane od wielu lat bardzo skutecznie przez Chiny. Jeżeli będziemy bezrefleksyjnie kontynuowali przyjęte kierunki polityki energetycznej i klimatycznej w ich dotychczasowym kształcie, narzucając tylko coraz więcej obowiązków względem klimatu, staniemy się dla USA i Chin jedynie atrakcyjnym rynkiem zbytu. ■

DOSTARCZAMY ENERGIĘ NA WIĘCEJ

**Potrzebujesz energii do działania?
Pomagamy finansować najśmielsze plany!**



GETEC

Energia jako usługa - sprawdź nas!

GETEC-POLSKA.pl



fot. stworzone przez AI (Google Gemini)

AI – REAKTYWATOR REAKTORÓW I NAPĘD DLA OZE?

Dawid Dębiński

Centralna Grupa Energetyczna S.A.

Rozwój sztucznej inteligencji i centrów danych Big Data generuje stale rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną. W związku z tym Big Techy będą musiały szybko dostosować swoje strategie energetyczne, aby zapewnić stabilne i niezawodne zasoby energetyczne. Rosnąca świadomość ekologiczna społeczeństwa oraz regulacje prawne zmuszają korporacje do poszukiwania bardziej „zielonych” rozwiązań, dlatego kluczowe okażą się tu m.in. inwestycje w OZE i rozwój magazynów energii.

W miarę jak sztuczna inteligencja (AI) i centra danych Big Data zyskują na znaczeniu, rośnie również ich zapotrzebowanie na energię elektryczną, co stawia przed firmami technologicznymi poważne wyzwania. W szczególności korporacje z tzw. Magnificent Seven muszą sprostać

nie tylko potrzebom energetycznym, ale także dążyć do neutralności klimatycznej w obliczu prognozowanego w zastraszającym tempie wzrostu zużycia energii. W kontekście tej sytuacji odnawialne źródła z magazynami energii oraz energetyka jądrowa stają się kluczowymi elementami strategii zapewnienia

stabilnego zasilania dla centrów danych. Przykłady działań takich jak współpraca Amazona i Microsoftu w sektorze energetyki jądrowej ilustrują rosnącą rolę tego źródła energii w przyszłości technologii. Artykuł ma przybliżyć te zagadnienia oraz wskazać na konieczność przemyslenia podejścia produkcji energii elektrycznej w erze AI.

Problem? Szansa? Wyzwanie?

Obecnie jesteśmy świadkami olbrzymiego boomu, jaki wywołała na świecie sztuczna inteligencja (SI). W zasadzie nieporównywalnie „modniej” jest powiedzieć: AI (ang. *Artificial Intelligence*). Wielu specjalistów uważa, że jesteśmy u progu rewolucji na miarę rewolucji przemysłowej bądź powstania internetu. AI jest szansą, która może nie tylko ułatwić codzienne czynności (autonomiczne pojazdy, automatyzacja rutynowych zadań w pracy, wsparcie decyzyjne, asystenci głosowi), ale również przynieść ogromne korzyści dla społeczeństwa jako całości (optymalizacja zużycia energii, wsparcie edukacyjne, personalizacja leczenia i szybsza diagnostyka).

Zatrzymajmy się właśnie przy szybszej i dokładniejszej diagnostyce w leczeniu różnych chorób (np. diagnostyka obrazowa, analiza danych genetycznych czy wsparcie decyzji klinicznych). Jak to możliwe? Przede wszystkim najpierw potrzebne jest zgromadzenie ogromnej ilości danych medycznych takich jak obrazy rentgenowskie, raporty laboratoryjne, historie chorób. Następnie muszą być one zestandaryzowane i przetworzone do wspólnego formatu. Później następuje tworzenie i trenowanie modeli AI, które mają na podstawie danych wejściowych nauczyć się wzorców i zależności (uczenie maszynowe przez głębokie czy rekurencyjne sieci neuronowe). AI analizuje obrazy, przetwarza język naturalny z raportów medycznych, tak by rozpoznać cechy charakterystyczne różnych chorób i znaleźć algorytm, który byłby skuteczny w rozwiązaniu danego problemu. W przypadku powodzenia model AI jest dostrajany, optymalizowany, sprawdzany dla różnych zestawów danych, a następnie wdrażany w taki sposób, że ciągle uczy się na nowych danych, co poprawia jego dokładność i skuteczność. Przykład takiego zastosowania AI pozwala zobrazować, jak kolosalne zasoby i procesy przetwarzania danych (a więc i ogromne zapotrzebowanie energetyczne) są potrzebne do funkcjonowania sztucznej inteligencji, tym bardziej, że jest to jedynie jeden z tysięcy takich przykładów.

AI do treningu i funkcjonowania potrzebuje nieprzebranych ilości danych. Ich gromadzenie, przechowywanie, przetwarzanie i analiza są możliwe dzięki olbrzymim centrom (ang. *Big Data Centers*). Bez nich rozwój i wdrażanie aplikacji AI oraz uczenia maszynowego byłoby niewykonalne. Dostarczają one niezbędną dla AI moc obliczeniową i zasoby.

Rozwój sztucznej inteligencji i centrów danych *Big Data* generuje stale rosnące zapotrzebowanie

na energię elektryczną. W tej chwili na świecie funkcjonuje prawie 9 tysięcy centrów danych, z czego co trzecie znajduje się w USA, co szóste w Europie, a co dziesiąte w Chinach [1]. W 2022 roku centra danych w samych tylko Stanach Zjednoczonych odpowiadały za popyt na energię elektryczną rzędu 200 TWh/rok, a prognozuje się, że wzrośnie on do 260 TWh/rok w 2026 roku, co stanowi odpowiednio 4% i 6% całkowitego zużycia energii elektrycznej w USA [1, 2]. Bardzo podobnie wygląda wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną dla zasilania centrów danych w UE i Chinach, gdzie prognozowany wzrost między 2022 a 2026 wynosi odpowiednio z 100 TWh/rok, do 150 TWh/rok w UE i z 220 TWh/rok do 300 TWh/rok w Chinach [1, 2, 3, 4].

A przechodząc do polskiej rzeczywistości... Okazuje się, że Polska staje się regionalnym liderem rynku centrów danych, mając w perspektywie nadchodzących 10 lat wzrost mocy o ponad 610%, czyli o około 20% każdego roku. Polskie Sieci Energetyczne przewidują zwiększenie przydzielonej mocy dla centrów danych z 173 MW na 1063 MW w 2034 roku, przy ich zużyciu energii elektrycznej na poziomie 9,3 TWh [5].



Wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną, zwłaszcza w kontekście intensywnego wykorzystania AI i uczenia maszynowego, wymaga niezawodnych źródeł energii

Magnificent Seven

Firmy z sektora Big Tech, należące do tzw. Magnificent Seven, stają przed wyzwaniami związanymi z efektywnością energetyczną oraz dążeniem do neutralności klimatycznej. W miarę jak te korporacje intensywnie rozwijają technologie AI i przetwarzają miliardy danych, ich potrzeby energetyczne rosną w zastraszającym tempie. Jakie spółki należą do Magnificent Seven? To grupa siedmiu największych firm technologicznych na świecie, znanych także jako Big Tech, Tech Giants lub Tech Titans. Są to:

- Alphabet (obejmuje np. Google, YouTube, Chrome, Android, chmurę Google Cloud);
- Amazon (znany gigant e-Commerce, streaming filmów i muzyki, usługa chmurowa Amazon Web Services AWS);
- Apple (producent hardware jak iPhone, Mac, producent software jak iOS, tvOS, a także np. usługi chmurowej iCloud);



fot. stworzone przez AI (Google Gemini)

ROŚNIE ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ

W miarę jak sztuczna inteligencja (AI) i centra danych Big Data zyskują na znaczeniu, rośnie również ich zapotrzebowanie na energię elektryczną, co stawia przed firmami technologicznymi poważne wyzwania

- Meta (czyli Facebook, Instagram, WhatsApp);
- Microsoft (znany z systemów Windows, Bing, pakietów Office, chmury Azure, LinkedIn, czy Xbox);
- NVIDIA (specjalizuje się w produkcji procesorów graficznych, ale też serwerów wysokiej wydajności, wirtualnych procesorów dla chmur obliczeniowych i rozwiązań dla centrów danych);
- TESLA (samochody elektryczne, jazda autonomiczna, technologie magazynowania energii).

Organizacje te są bezwzględными liderami w swoich dziedzinach, a ich innowacje i działalność mają ogromny wpływ na globalną gospodarkę oraz codzienne życie miliardów ludzi. Brzmi to jak pusty frazes? Niekoniecznie. W kwietniu 2024 r. przeglą-

darki od Alphabet i Apple przechwyciły prawie 85% światowego rynku, a systemy Microsoft i Apple są na ponad 80% komputerach [6]. Idąc dalej, wyszukiwarki Google i Bing obsługują 87% rynku wyszukiwania, 99% mobilnych systemów operacyjnych pochodzi od Alphabet i Apple, a usługi chmurowe AWS i Azure stanowią ponad połowę globalnego rynku [6].

Big Data Centers to serce infrastruktury cyfrowej tych firm. W dzisiejszym świecie technologia prze do przodu niezwykle szybko. Magnificent Seven i inne spółki technologiczne muszą stawić czoła rosnącemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną do zasilania Big Data Centers, bądź nawet Hyperscale Data Centers (określenie odwołujące się do nowoczesnych centrów danych o mocy 100 MW lub więcej, przetwarzających miliardy operacji na sekundę).

Szacuje się, że do 2030 roku moc centrów danych w USA może wzrosnąć do prawie 40 GW (!) [7]. Centrum danych nie jest odbiorem okresowym, stabilność zasilania to kluczowy element do jego funkcjonowania. Serwery muszą działać bez przerw, 24/7. Wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną, zwłaszcza w kontekście intensywnego wykorzystania AI i uczenia maszynowego, wymaga niezawodnych źródeł energii.

Tak duże wartości praktycznie ciągłego popytu na energię elektryczną są jeszcze bardziej istotne w kontekście klimatycznej neutralności. Duże firmy technologiczne muszą wpisać się w pojęcie zrównoważonego rozwoju, dlatego zaczynają podejmować liczne działania służące redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwiększeniu swojej efektywności energetycznej i osiągnięciu neutralności klimatycznej. Przykładowo Amazon zobowiązał się do osiągnięcia zerowej emisji netto do 2040 roku (i stał się jednym z największych nabywców energii odnawialnej na świecie), a Meta – do osiągnięcia zerowej emisji netto w swoich globalnych operacjach do 2030 roku [8, 9]. Alphabet już jest olbrzymim nabywcą energii z OZE, związał się celem na korzystanie 24/7 z energii bezemisyjnej do 2030 r., a Microsoft poszedł o krok dalej i zobowiązał się do osiągnięcia ujemnego bilansu emisji do 2030 roku, co oznacza, że usunie więcej dwutlenku węgla z atmosfery niż emituje [10, 11]. W miarę wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną firmy te będą kontynuować inwestycje w technologie i projekty mające na celu redukcję emisji i zwiększenie efektywności energetycznej. Można spodziewać się, że powyższe spółki nadal będą inwestować w OZE, magazyny energii, ale też energetykę jądrową i rozwijanie technologii wodorowych.

Reaktywator reaktorów i napęd dla OZE

Stabilność zasilania jest kluczowa dla funkcjonowania Big Data Centers, ponieważ muszą one działać bez przerw przez całą dobę. Poszukiwanie nowych źródeł energii staje się w takim razie pilną koniecznością. Zarówno OZE, jak i energetyka jądrowa mają swoje miejsce w tej układance. OZE jest gwarantem

WIELKOSKALOWE PROJEKTY DOSTARCZANIA ENERGII DLA BIG DATA CENTERS:

- Apple's Reno Data Center w Nevadzie, USA – zasilane przez farmę fotowoltaiczną o mocy 200 MW [12];
- Facebook's Papillion Data Center w Nebrasce, USA – zasilane przez farmę wiatrową o mocy 200 MW [13];
- Verne Global w Reykjavík, Islandia – zasilane przez elektrownię geotermalną i wodną o łącznej mocy 100 MW [14].

redukcji emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń. Jak sama nazwa wskazuje, to odnawialny, niewyczerpywalny zasób. Jednak źródła takie jak energia wiatrowa i słoneczna są zależne od pogody i lokalizacji, co może prowadzić do niestabilności. OZE są więc kluczowe dla dekarbonizacji, ale jako pojedyncze ogniwo w układzie zasilającym – zbyt stochastyczne. Dlatego ważne, aby kombinować je z innymi źródłami energii i technologiami. Wobec tego wiele firm Big Tech kieruje swoje zainteresowanie na połączenie OZE z technologiami magazynowania energii lub z hybrydowymi układami gazowymi. Rola magazynowania energii wzrasta, a wzrok potencjalnych inwestorów zwrócony jest wysoko, w stronę wielkoskalowych projektów.

”

Microsoft nawiązał współpracę z firmą Constellation Energy, by przywrócić do życia reaktor atomowy, co pozwoli zasilić centra danych w Pensylwanii, Chicago, Wirginii i Ohio

Ciekawym projektem jest także europejski prototyp The BodenTypeDC Data Center, który ma na celu stworzenie ekologicznych i oszczędnych centrów danych. Korzysta on z odnawialnych źródeł energii takich jak energia wiatrowa i fotowoltaiczna. Centrum danych ma mieć moc 6 MW, jest zasilane energią odnawialną i wykorzystuje technologie chłodzenia powietrznego oraz wyparowego (ewaporacyjnego), co eliminuje potrzebę stosowania tradycyjnych czynników chłodniczych [15].

O ile elektrownie węglowe i gazowe mogą zapewnić stabilność zasilania, o tyle stanowią źródło emisji CO₂, dlatego coraz większa uwaga skupia się na energetyce jądrowej jako stabilnym i niezawodnym źródle energii, które nie emituje dwutlenku węgla podczas produkcji energii elektrycznej. Co więc stanowi wyzwanie?

Średni czas budowy elektrowni jądrowej jest długi (mediana dla danych między 1981 a 2023 rokiem to 121 miesięcy) [16]. To zbyt duża bezwładność by podejmować decyzję dziś, w świetle zasilania centrów danych za kilka lat. Niemniej przyszłość energii jądrowej wydaje się bardzo obiecująca, zwłaszcza w kontekście potrzeb centrów danych i AI. Poszukiwane, a nawet wdrażane są już alternatywne rozwiązania. Jednym z nich jest modernizacja i wznowienie działania istniejących bloków jądrowych. Przykład? Jako zdecydowanie szybsze i tańsze rozwiązanie Microsoft zdecydował się wykorzystać istniejący reaktor na wyspie Three Mile Island w Pensylwanii. Gigant technologiczny nawiązał współpracę z firmą Constellation Energy, by przywrócić do życia reaktor atomowy, co pozwoli zasilić centra danych w Pensylwanii, Chicago, Wirginii i Ohio. Przybliży to Microsoft do neutralności klimatycznej, jednocześnie zapewniając stabilność dostaw energii elektrycznej dla rozwoju AI.

Innym rozwiązaniem jest skierowanie się w stronę małych reaktorów modularnych (ang. SMR). Zdążyliśmy się już przyzwyczaić, iż w opinii publicznej SMR-y dla jednych są wizjonerskim projektem rozwiązującym problemy, a dla drugih mrzonką i fantasmagorią ze względu na to, że obiecywane jest tu znaczne zmniejszenie kosztów jednostkowych i modułowość, chociaż w zasadzie takie rozwiązania na dobre nie weszły jeszcze do fazy komercyjnej. Amazon jednoznacznie staje po pierwszej stronie „konfliktu”, licząc na gwałtowny rozkwit SMR; postrzega je jako faktycznie obiecującą

REKLAMA

TEDOM
YANMAR GROUP



Kogeneracja

Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła

- Produkujemy oraz serwisujemy jednostki kogeneracyjne TEDOM - przyjazne dla środowiska oszczędne energetycznie urządzenia obniżające wydatki na energię, bazując również na własnych silnikach TEDOM.
- Jesteśmy światowym liderem w produkcji agregatów kogeneracyjnych zasilanych biogazem, gazem ziemnym i LPG.
- Nowością w ofercie firmy jest możliwość dzierżawy jednostek kogeneracyjnych oraz dostawy energii w modelu ESCO. Klient czerpie wszelkie korzyści wynikające z eksploatacji jednostki kogeneracyjnej, a finansowanie urządzenia w całości zapewniane jest przez TEDOM.

55+

krajów
eksportowych

60+

typów jednostek
kogeneracyjnych

2300+

MW zainstal.
mocy el.

10500+

szt. wyprodukowanych
jednostek kogeneracyjnych

190+

jednostek kogeneracyjnych
sprzedanych w Polsce

technologię. SMR są mniejsze, bardziej skalowalne, mogą być wzniesione szybciej i taniej (niekoniecznie jako koszt jednostkowy); firmy takie jak NuScale i Oklo pracują nad wprowadzeniem tych reaktorów na rynek. SMR postrzega się jako bardziej atrakcyjne do zasilania Big Data Centers ze względu na skalowalność i możliwość szybszego wdrożenia w przyszłości względem procesu budowy standardowej elektrowni jądrowej „od zera”.

”

Rosnąca świadomość ekologiczna społeczeństwa oraz regulacje prawne zmuszają korporacje do poszukiwania bardziej zielonych rozwiązań

W ostatnim czasie Amazon zainwestował w firmę X-energy, która zajmuje się projektowaniem modułowych reaktorów (do 2039 roku planuje wdrożyć 5 GW mocy w SMR), a oprócz tego zdecydował się na współpracę z Energy Northwest, w celu wybudowania SMR w stanie Waszyngton. Amazon finansuje początkową fazę badania wykonalności projektu SMR, który ma być umiejscowiony blisko elektrowni jądrowej Columbia Generating Station w Richland. Pierwszy projekt ma składać się z czterech reaktorów wysokotemperaturowych, chłodzonych gazem, po 80 MW każdy (a więc wspólna moc 320 MW), z możliwością rozszerzenia

projektu o kolejne osiem modułów (960 MW w całości). Zapewni to dostawy bezemisyjnej, niezawodnej energii, idealnej dla Big Data Center i do trenowania AI.

Co dalej?

Patrząc na to, jak lawinowy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną czeka spółki technologiczne, Big Techy będą musiały szybko dostosować swoje strategię energetyczne, aby zapewnić stabilne i niezawodne zasoby energetyczne. Wyścig cyfrowy trwa, konkurencja jest duża, a czasu, by nie zostać w tyle – mało. Bardzo ważne będzie znalezienie lokalizacji z dostępem do silnej infrastruktury energetycznej. Można spodziewać się wzrostu zainteresowania OZE, technologiami wielkoskalowego magazynowania energii oraz energetyką jądrową, w tym modularną. Działania kolosów technologicznych takich jak Amazon i Microsoft pokazują, że energetyka jądrowa może być postrzegana jako integralna część zapewnienia niezawodnej energii dla zwiększonych potrzeb energetycznych związanych z rewolucją AI. Rosnąca świadomość ekologiczna społeczeństwa oraz regulacje prawne zmuszają korporacje do poszukiwania bardziej zielonych rozwiązań, dlatego kluczowe okażą się tu m.in. inwestycje OZE i rozwój magazynów energii.

Literatura

- [1] Electricity 2024 Report. Analysis and forecast to 2026, International Energy Agency, publikacja styczeń 2024.
- [2] A. Wajda, Prognoza rozwoju rynku centrów przetwarzania danych w kontekście zapotrzebowania na energię elektryczną, Instytut technologii Paliw i Energii, publikacja listopad 2024.
- [3] Electricity production, consumption and market overview, Eurostat, publikacja sierpień 2024.
- [4] Digest of UK Energy Statistics (DUKES): electricity, Department for Energy Security and Net Zero, publikacja lipiec 2024.
- [5] Przyszłość polskiego rynku centrów przetwarzania danych – Energetyczny gigant dekady, GS Energia, publikacja czerwiec 2024.
- [6] A. Zybortowicz, K. Zybortowicz, AI: Eksploracja, Zona Zero, Warszawa 2024.
- [7] M. Gooding, Newmark: US data center power consumption to double by 2030, Data Centre Dynamics, publikacja styczeń 2024.
- [8] The Climate Pledge, Amazon, publikacja grudzień 2019.
- [9] Climate – Meta Sustainability, Meta, publikacja czerwiec 2021.
- [10] CDP – Climate Change Response, Alphabet, publikacja listopad 2024.
- [11] Climate Action Plan, Microsoft, styczeń 2020.
- [12] L. Mearian, Apple to build 200MW solar farm to power data center, Computer World, publikacja styczeń 2017.
- [13] S. Moss, Facebook's Papillion data center to be powered by 200MW wind farm, Data Centre Dynamics, publikacja sierpień 2017.
- [14] Landsvirkjun and Verne Global sign new green power contract, Landsvirkjun, publikacja czerwiec 2021.
- [15] Prototyping the most energy and cost efficient data center in the world: The Boden Type Data Center, CORDIS, publikacja grudzień 2020.
- [16] Global nuclear reactor median construction time 1981-2023, Statista Research Department, publikacja sierpień 2024. ■

ENERGIA PRZYSZŁOŚCI

Swoją drogą, czy to nie wygląda na pierwszy rzut oka realistycznie? Tylko dziwi ułożenie modułów fotowoltaicznych: po lewej stronie wszystkie na południe, a po prawej stronie – wszystkie na zachód...



Sprawdzony dostawca pod klucz kompletnych elektrociepłowni biomasowych z wykorzystaniem kotłów biomasowych oraz turbozespołów parowych własnej konstrukcji. Dzięki zaprojektowaniu obu głównych urządzeń przez naszych specjalistów, elektrociepłownie uzyskują podczas pracy **najwyższe sprawności i współczynniki skojarzenia**, co jest szczególnie ważne, gdy ceny energii elektrycznej i ciepła są wysokie.

Współpracujemy z klientem od fazy koncepcji bloku biomasowego, po serwis pogwarancyjny. Dostarczamy urządzenia szytą na miarę, ściśle wg wymagań Użytkownika.



Kompletne elektrociepłownie na biomasę
Kotły parowe i wodne - na biomasę ale także na inne paliwa
Kotły odzysknicowe specjalne
Turbozespoły parowe - kondensacyjne, ciepłownicze od 1 MWe

Projektowanie Produkcja Montaż Rozruch Serwis Remonty

Doświadczenie Poziom techniczny Referencje Jakość



foto. 123rf

KLUCZ DO STABILIZACJI

Magazynowanie energii w przemyśle energochłonnym

Hubert Put

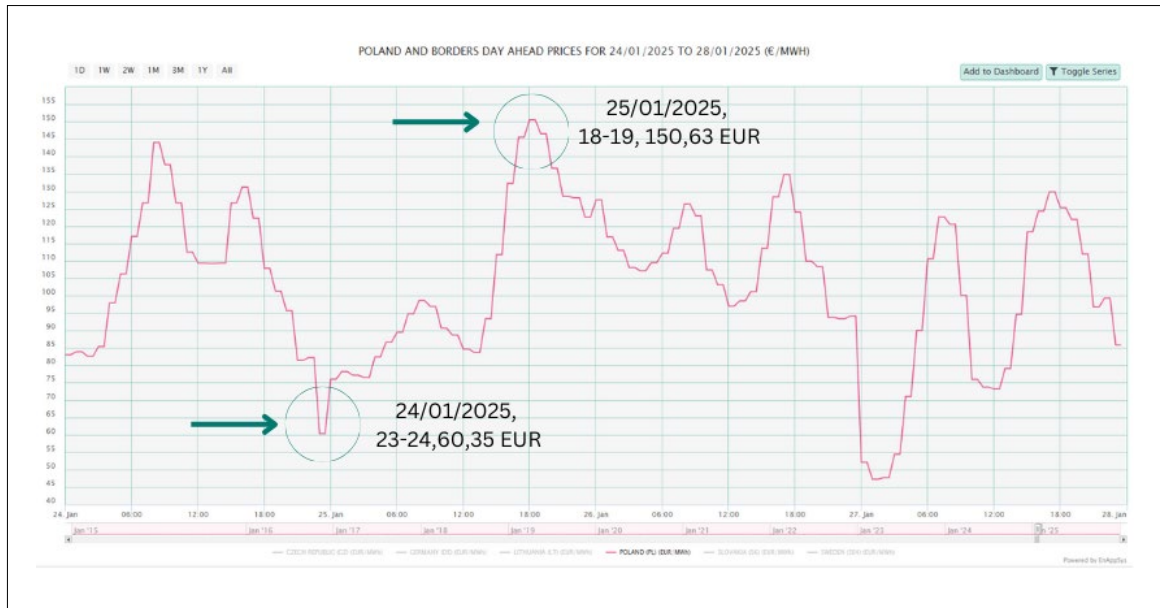
Ekspert Rynku Energii i Polityk Energetycznych

Magazynowanie energii to temat, który w ostatnich latach nierzadko pojawia się w dyskusjach o nowoczesnym systemie elektroenergetycznym, a także jawi się jako możliwość stabilizacji jego całości oraz dostaw energii dla różnych sektorów gospodarki.

Wedle danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych na styczeń 2025 roku, warunki przyłączenia otrzymały magazyny o mocy blisko 22 GW (w tym 2,5 GW to magazyny z kolokacją, czyli połączone z fotowoltaiką lub/i wiatrem na lądzie) [1].

Co więcej, magazyny energii okazały się być „gwiazdami” aukcji rynku mocy – na rok dostaw 2027 zakontraktowano magazyny o mocy 165 MW, na 2028 – 1734 MW, a na 2029 – aż 2498 MW [2].

Elektroenergetyka jest jednak potencjalnie łatwiejsza do dekarbonizacji niż przemysł energochłonny. Produkcja cementu, metali, chemikaliów oraz przemysł ropopochodny są przykładami branż, w których transformacja energetyczna jest dużo większym wyzwaniem, chociażby z powodu istnienia dwóch rodzajów emisji: paliwowej (znanej chociażby z elektroenergetyki), ale także procesowej. I to właśnie ta druga ma dużo większe znaczenie (średnia 46% dla całości przemysłu) [3].



RYŚ. 1
Ceny energii elektrycznej w Polsce z jednodniowym wyprzedzeniem w okresie 24.01.2025 r. - 28.01.2025 r. (źródło: platforma EnAppSys firmy Montel (1 EUR – 4,21 PLN))

Tu z pomocą przychodzą wspomniane systemy magazynowania energii, które już wpływają pozytywnie na zwalczanie obaw związanych z rosnącymi kosztami energii, zmiennością dostaw i wymaganiami dotyczącymi redukcji emisji CO₂, a ich rola w najbliższych latach będzie tylko rosła.

Pewność dostaw, uniknięcie wyższych cen energii i... możliwość zarobku

Inwestycja w magazyn energii może przynieść wymierne korzyści ekonomiczne nie tylko ze względu na oszczędności energii, ale także z uwagi na handlowanie tą energią. Jednym z najbardziej popularnych aspektów wykorzystywania magazynów energii jest tzw. arbitraż cenowy. Polega on na prostej zasadzie: „kupuj tanio, drożej sprzedaj”, zastosowanej do jednego z rodzajów hurtowego rynku energii lub rynku bilansującego.

Na przykładzie jednego pełnego dnia (24 godzin) i ładowaniu magazynu przy relatywnie niskich cenach energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego, oraz rozładowaniu go w szczycie wieczornym, gdy ceny są wysokie, okazuje się, że można sporo zarobić – nawet 380 PLN za 1 MWh.

Nie jest to jednak ekstremalny przykład arbitrażu cenowego, a różnice między zmieniającymi się co godzinę cenami na rynku energii i rynku bilansującym (a w przypadku energii na rynku bilansującym – co 15 minut), będą z czasem coraz większe z powodu dużej penetracji źródeł odnawialnych oraz zwiększających się kosztów uruchomienia elektrowni na węgiel czy gaz, spowodowanych koniecznością ich pracy przy wykorzystaniu co najmniej minimum mocy technicznej.

Niezbędną kwestią, o jaką trzeba zadbać, aby wykorzystać przewagę, jaką daje arbitraż cenowy z wykorzystaniem magazynu energii, jest uzyskanie koncesji na obrót energią elektryczną (art. 32 ust. 1 pkt 2 lit. a) pr. ener.).

Ponadto posiadanie magazynu energii znacząco ułatwia firmie udział czasowej redukcji poboru mocy (DSR – demand side response). Automatyczna certyfikacja do świadczenia tego typu usług jest umożliwiona przedsiębiorstwom mającym minimum 300 kW mocy przyłączeniowej lub możliwość pobierania z sieci co najmniej 2 GWh energii elektrycznej rocznie. Posiadanie magazynu energii pozwala na zarabianie na uczestnictwie w usługach DSR, bez ograniczania działania zakładu przemysłowego, w ramach mechanizmów rynku mocy. Właśnie w zakresie tego mechanizmu na rok dostaw 2028 zakontraktowano 981 MW, a na rok 2029 – o 107 MW więcej. Przy uśrednionej cenie z aukcji rynku mocy od początku istnienia tego mechanizmu w Polsce, wynoszącej 266 PLN/kW/rok, przykładowy magazyn energii o mocy 10 MW może uzyskać przychód w wysokości nawet 2,66 mln PLN/rok.

”

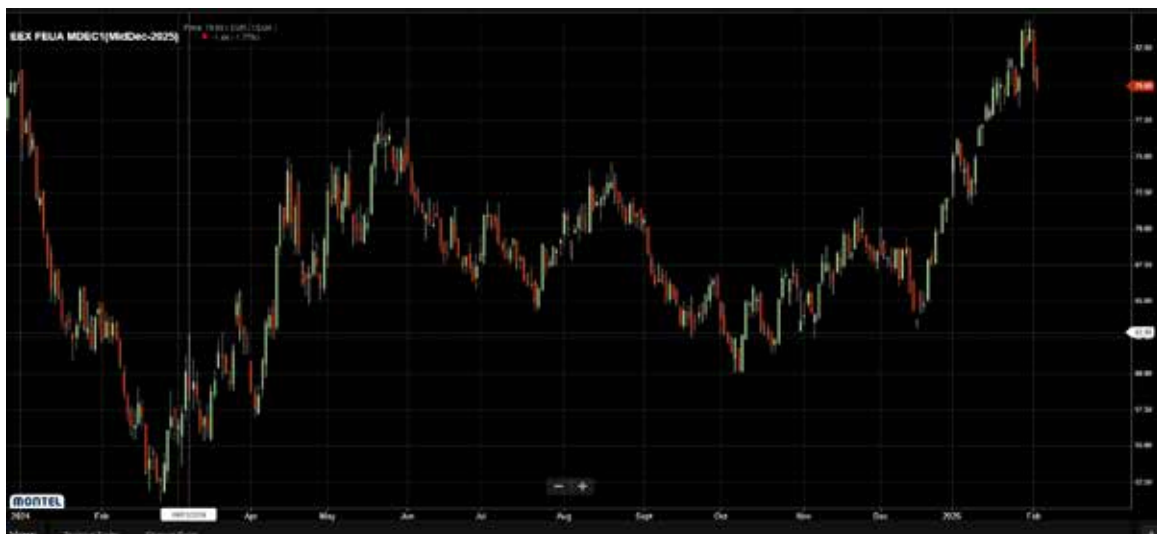
Liderem we wdrażaniu Battery Energy Storage Systems są Chiny, które w samym 2024 r. uruchomiły baterie o ponad 108 GWh pojemności użytecznej

Zmniejszenie emisji CO₂

Wartym przypomnienia aspektem posiadania magazynu energii jest też wygładzenie profilu zapotrzebowania na energię (tzw. peak shaving), co umożliwia obniżenie mocy zamówionej. Przemysł może więc płacić za nią zdecydowanie mniej, a w przy szczytowym zapotrzebowaniu korzystać ze swojego źródła mocy.

RYS. 2

Ceny uprawnień do emisji CO₂ (EUA) od początku stycznia 2024 do końca stycznia 2025 (źródło: app.montelnews.com)



Wykorzystanie magazynu energii może nie tylko wpłynąć na korzystny bilans finansowy przedsiębiorstwa w kontekście energii elektrycznej, ale także pozwolić na zmniejszenie emisji CO₂ oraz opłat z nią związanych. Poprzez wykorzystanie wodoru lub magazynów ciepła potencjalnie można zmniejszyć emisje procesowe, a każda megawatogodzina, która nie zostanie kupiona w szczycie zapotrzebowania, to zaoszczędzone setki złotych. Ma to wielkie znaczenie w przypadku przemysłu energochłonnego w takich krajach jak Polska, która ponad 57% swojej energii elektrycznej wyprodukowała z węgla [4], a także w związku z aktualną polityką wycofywania uprawnień z rynku CO₂ (w latach 2024-2027 liczba dostępnych uprawnień będzie zmniejszana o 4,3% rocznie, a od 2028 roku – o 4,4%), co zwiększy cenę za tonę emitowanego dwutlenku węgla [5].

Bateryjne magazyny energii – prąd na wyciągnięcie ręki

Bateryjne systemy magazynowania energii (BESS – Battery Energy Storage Systems) są obecnie najbardziej dojrzałą (poza elektrowniami szczytowo-pompowymi) i jednocześnie łatwo skalowalną technologią magazynowania energii elektrycznej. Liderem we wdrażaniu BESS są Chiny, które w samym 2024 roku uruchomiły baterie o ponad 108 GWh pojemności użytkowej [6]. Na kontynencie europejskim przoduje Wielka Brytania, mając 4,3 GW mocy baterii zainstalowanej w systemie [7].

Aktualnie dominująca technologia bateryjnych magazynów energii to baterie litowo-jonowe, szczególnie odmiana LFP, mająca katodę z fosforanu żelaza. Dysponowanie własnym magazynem energii bazującym na tej technologii ma wiele zalet – jest to najtańsza z dostępnych skalowalnych technologii magazynowania energii. Według analityków firmy BloombergNEF ceny BESS używające tej technologii spadły najbardziej od roku 2017, do 115 dolarów za 1 kWh* (o 20,1%), w porównaniu

USŁUGI BATERYJNYCH SYSTEMÓW MAGAZYNOWANIA DLA POPRAWY JAKOŚCI ENERGII

- zapewnienie ciągłości zasilania poprzez wdrożenie technologii zasilaczy bezprzerwowych (tzw. funkcja zasilacza przerwowego, UPS – *uninterrupted power supply*),
- kompensacja mocy biernej – poprzez dostarczenie mocy biernej, tzw. pojemnościowej,
- stabilizacja napięcia w zadanych granicach oraz jego symetryzacja – powoduje zmniejszenie strat ciepła na przewodach,
- kompensacja poprzez kompensację wyższych harmonicznych, co pozwala zmniejszyć zużycie energii czynnej.

do roku poprzedniego [8]. Ponadto system ten jest w stanie zadziałać niemal natychmiast, dostarczając energię i moc na potrzeby zakładu.

Przedsiębiorstwo może pobrać energię podczas trwania doliny nocnej lub dziennego szczytu generacji fotowoltaicznej w całości systemu elektroenergetycznego, a także w czasie weekendu (kiedy ceny na rynku energii są bardzo niskie lub nawet ujemne) i wykorzystać go, gdy ceny znajdą się dużo powyżej średniej dla danego dnia (szczyt poranny i popołudniowo-wieczorny).

Duże nadzieje wiąże się z bateriami przepływowymi, które umożliwiają magazynowanie energii w dłuższych okresach, a ich degradacja postępuje znacząco wolniej niż magazynów litowo-jonowych. Największy

projekt tego typu, o nazwie Xinhua Ushi Energy Storage System i parametrach 175 MW/700 MWh, został ukończony pod koniec 2024 r. W Europie budowa magazynu w tej technologii, o parametrach 500 MW/1200 MWh, ma się rozpocząć w bieżącym roku [9].

Ogółem bateryjne systemy magazynowania energii mogą wspomóc zapewnienie odpowiednich parametrów jakościowych energii na potrzeby procesów technologicznych (napięcia, częstotliwości) nie tylko w przemyśle energochłonnym, poprzez dostarczanie konkretnych usług (patrz ramka).

Magazyny na sprężone powietrze – dojrzewająca technologia w obliczu wyzwań

Kolejną ciekawą technologią magazynowania energii jest magazyn na sprężone powietrze (CAES – *Compressed air energy storage*). Ta technologia znana jest od już kilku dekad, jednak dotychczas prowadzone projekty zaowocowały jedynie dwoma w pełni operacyjnie funkcjonującymi systemami – Huntorf w Niemczech (290 MW) i McIntosh w Stanach Zjednoczonych (110 MW).

Dominującą zaletą technologii CAES jest z pewnością jej dużo dłuższa żywotność, sięgająca nawet ponad 30 lat. Co więcej, to technologia o wiele bardziej niezawodna w kontekście odbudowy zasilania systemu energetycznego (tzw. black start capability) niż bateryjne magazyny energii. Systemy takie pozostają jednak drogie (średni koszt za 1 kWh to 200 USD, czyli 74 USD więcej niż dla bateryjnych magazynów energii LFP), a ich sprawność (RTE – *round-trip efficiency*) wynosi 60-65%, czyli o około 25% mniej niż w przypadku magazynów LFP.

Dodatkowo, co jest szczególnie ważne w przypadku zakładów przemysłowych i odbiorców energochłonnych, wymagają one zwykle dużej powierzchni – zbiorniki na sprężone powietrze są umieszczane w kawernach, co podnosi koszt całej inwestycji.

Zielony wodór – pieśń niedalekiej czy wiecznej przyszłości?

Wodór wytwarzany z wykorzystaniem źródeł odnawialnych zyskał w ostatnich latach dużo uwagi, a możliwości jego wykorzystania są znane w przemyśle. Warto wspomnieć, że Polska plasuje się na trzecim miejscu w Europie (za Niemcami i Holandią) jeśli chodzi o produkcję wodoru co sprawia, że naszą zaletą, która musi być podtrzymana dla stabilizacji dostaw i potencjalnego obniżenia kosztów energii, są doświadczony kadry.

Co więcej, magazyn energii bazujący na wodorze jest łatwo skalowalny (w przypadku zielonego wodoru – oparty na mocy elektrolizera), a także może być szeroko wykorzystywany nie tylko w ramach magazynowania energii, ale i dla procesów produkcyjnych w przemyśle chemicznym (proces Habera – synteza amoniaku) oraz przy wytwarzaniu stali (bezpośrednia redukcja żelaza, tzw. technologia DRI).

Wodór ma jednak parę kluczowych wad – przede wszystkim przez najbliższe lata przemysł energochłonny nie będzie mógł go czerpać z innych źródeł niż te bliskie zakładom, w związku z jego właściwościami chemicznymi, które nadal stanowią ogromne wyzwanie dla inżynierów sieci dystrybucyjnych (głównie tzw. kruchość wodorowa).

Niestety również sprawność systemu jest bardzo niska i oscyluje w granicy około 31%, a koszty wytworzenia mogą być większe od wspomnianych magazynów na sprężone powietrze [10].



Posiadanie magazynu energii umożliwia zarabianie na uczestnictwie w usługach DSR, bez ograniczania działania zakładu przemysłowego

Magazyny ciepła – kielujący potencjał wielkiej skali

Często w analizach zapomina się o tym, że energia może być magazynowana nie tylko po to, by móc ją użyć na własne potrzeby lub z powrotem oddać w postaci energii elektrycznej do systemu, ale że można też wykorzystać w tym kontekście energię cieplną. Biorąc pod uwagę, iż energia w postaci ciepła i chłodu odpowiada za połowę globalnego zapotrzebowania na energię, na pewno jest o co walczyć w kontekście stabilizacji dostaw oraz obniżenia kosztów.

Magazyny ciepła opierają się obecnie głównie na stopionych solach (mieszance azotanu sodu NaNO_3 i azotanie potasu KNO_3). Sole umożliwiają oddanie ciepła w temperaturze od 250 do 600°C, co stanowi odpowiednią temperaturę dla generacji pary przemysłowej czy podgrzania czynnika grzewczego na potrzeby procesów technologicznych. Jednak taka temperatura jest zdecydowanie za niska dla większości procesów obejmujących obróbkę metali oraz szkła, a także kalcynacji. Nadzieją na przełom w magazynowaniu energii dla użycia we wspomnianych procesach jest zastosowanie cegieł, które potrafią oddać ciepło o temperaturze nawet 1100°C, co umożliwiłoby udział w obu wspomnianych procesach [11].

Temat magazynów ciepła wciąż przynosi jednak wiele wyzwań, przykładowo stosunkowo niską sprawność systemu (poniżej 70%) oraz niskie przewodnictwo cieplne, co wpływa na szybkość transferu energii [12,13].

Wsparcie regulacyjne przemysłu energochłonnego w kontekście magazynowania energii

Ramy regulacyjne magazynów energii w Polsce określają wymóg posiadania koncesji na magazyn-



foto: 123rf

HANDEL EMISJAMI

Magazynowanie energii może korzystnie wpłynąć na bilans finansowy przedsiębiorstwa w kontekście energii elektrycznej i pozwolić na zmniejszenie emisji CO₂ oraz opłat z nią związanych

nowanie energii. Wydawana jest ona w przypadku, gdy magazyny na energię elektryczną mają łączną moc zainstalowanej energii elektrycznej większą niż 10 MW. Jak już wspomniałem, arbitraż cenowy z wykorzystaniem magazynu energii wymaga koncesji na obrót energią.

Wsparcie dla magazynów energii, z którego być może skorzysta Polska i jej przemysł energochłonny, został zaakceptowany w październiku zeszłego roku. Wsparcie mają szansę uzyskać projekty magazynowania o minimalnej pojemności 4 MWh i mocy nie mniejszej niż 2 MW, a pomoc sięga nawet 45% kosztów całkowitych w formie pożyczek i dotacji bezpośrednich. Umowy o dofinansowanie muszą zostać podpisane do 31 grudnia 2025 roku, a ukończenie budowy magazynu i rozpoczęcie jego eksploatacji musi nastąpić najpóźniej w ciągu 36 miesięcy od dnia podpisania umowy o dofinansowanie [14].

Co więcej, 3 lutego ruszył bliźniaczy program mający na celu wsparcie inwestycji, którego elementem

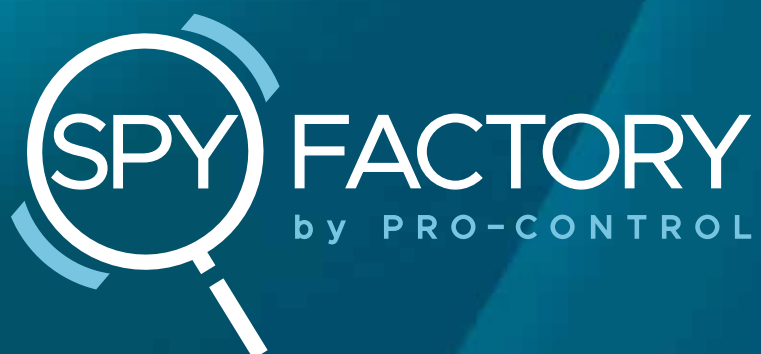
może być magazyn ciepła. W jego ramach można otrzymać dofinansowanie na budowę lub przebudowę jednostek wytwórczych, o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji, w których do produkcji energii wykorzystuje się: ciepło odpadowe, OZE, paliwa gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny, a także wodór [15].

Czy to wystarczy?

Według najnowszej strategii polskiego potentata na rynku paliwowo-energetycznym, Orlenu, ceny energii elektrycznej będą w ujęciu realnym rosnać [16]. To powinno dać do myślenia zarówno sektorowi MŚP, jak i przede wszystkim przemysłowi energochłonnemu, dla którego efekt skali w tym wypadku może okazać się wyjątkowo niebezpieczny. Biorąc pod uwagę ceny energii, a także stabilność dostaw związaną z nadchodzącą luką mocową – która spowoduje obawę o bezpieczeństwo dostaw, ale i wzrost cen energii – inwestycja w magazynowanie energii jest rozwiązaniem nie tylko na lato (by wykorzystać arbitraż cenowy związany z nadmiarem energii elektrycznej generowanej przez fotowoltaikę w systemie), ale na lata.

Źródła

- [1] Wykaz magazynów energii, systemów dystrybucyjnych i instalacji odbiorczych planowanych do przyłączenia, PSE, 01/2025.
- [2] Dane PSE.
- [3] <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/8-procent-przemyslowych-emisji-CO2-w-UE-przypada-na-Polske-Panstwo-ma-wytoczyc-kierunek-dekarbonizacji-15687.html>
- [4] https://www.forum-energii.eu/2024_wrapped
- [5] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=LEGISSUM:l28012&frontOfficeSuffix=%2F>
- [6] <https://rhomotion.com/news/global-bess-deployments-surpass-expectations-in-2024/>
- [7] <https://www.coolest-gadgets.com/battery-storage-capacity-statistics/>
- [8] <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-pe-kilowatt-hour-bloombergnef/>
- [9] <https://www.wssenergy.com/post/flow-batteries-fo-bess---approaching-commercialisation-after-140-ears->
- [10] <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-07/Technology%20Strategy%20Assessment%20-%20Bi-directional%20Hydrogen%20Storage.pdf>
- [11] <https://www.idtechex.com/en/research-report/thermal-energy-storage-2024-2034-technologies-players-markets-and-forecasts/1001>
- [12] <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-11/Asegun%20Henry%20-%20SEAB%20Oct%202022.pdf>
- [13] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24006923>
- [14] <https://www.gov.pl/web/nfosisgw/nowa-strategia-now-programy--plany-nfosisgw-na-2025-r>
- [15] <https://www.gov.pl/web/nfosisgw/kogeneracja-dl-cieplownictwa-czesc-2>
- [16] Grupa ORLEN – Strategia 2035. ■



spyfactory.info

SPY FACTORY

Skuteczne narzędzie do monitoringu mediów produkcyjnych.

Czy Twoja linia produkcyjna zużywa więcej prądu, niż powinna?



Dowiedz się więcej



✉ Zapraszamy do kontaktu:

info@pro-control.pl

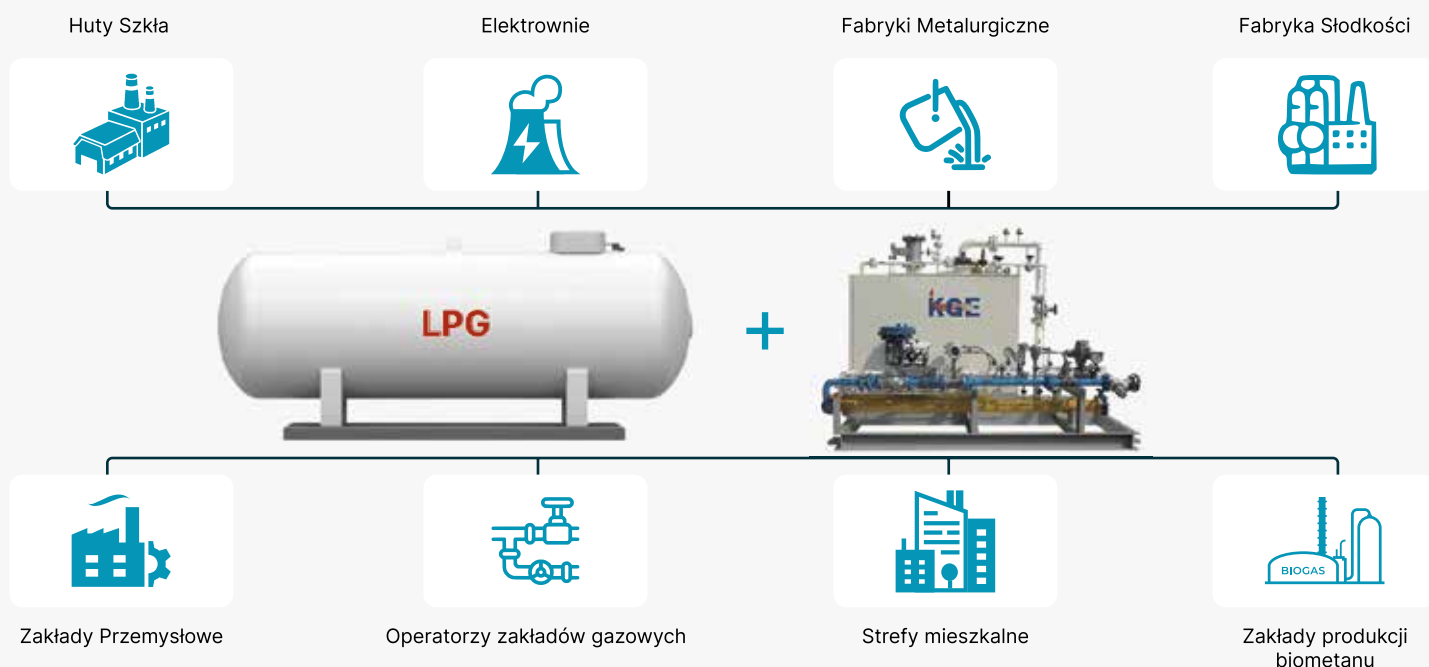
SYSTEM MIESZANIA GAZÓW

I-MAXIMUM

I-MAXIMUM — INNOWACYJNE
ROZWIĄZANIA W MIESZANIU GAZÓW

W dowolnym miejscu, o każdej porze, dla każdej potrzeby

GDZIE STOSUJEMY GAZ SNG (PROPAN-POWIETRZE)?



I-MAXIMUM W LICZBACH



1

Pierwsza produkcja
mikserów gazu w Polsce.



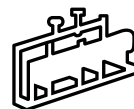
20

20 lat doświadczenia
w inżynierii



+500

Ponad 500 zainstalowanych
parowników LPG.



+10

Ponad 10 zainstalowanych
blenderów SNG.



www.i-maximum.com
office@i-maximum.com
tel: +48 722 759 891

Kasprzaka 29, lok.
349, 01-234
Warszawa, Polska



I-MAXIMUM



MIKSER LPG
– blender gazu LPG
z powietrzem
(źródło: zasoby
autora)

Fot. I-Maximum sp. z o.o.

BIOLPG

Nowa alternatywa dla gazu ziemnego

Świętosław Kariuk

I-Maximum sp. z o.o.

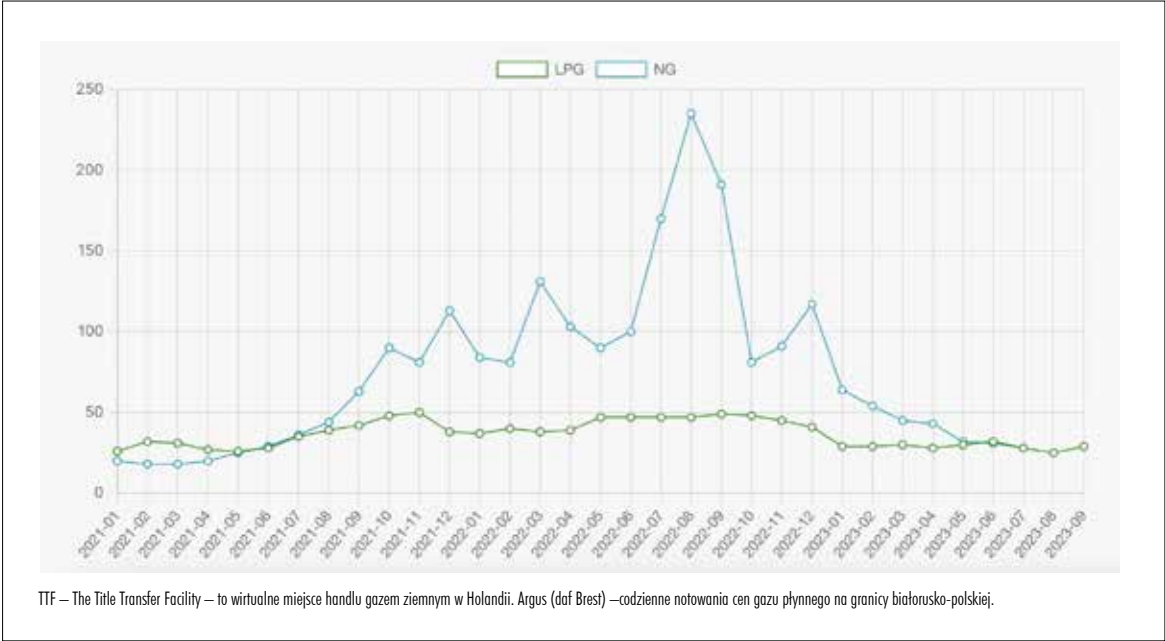
W latach 2021-2022 wiele zakładów przemysłowych w Polsce zainstalowało backupowe systemy zasilania gazem LPG, co pozwoliło na szybki zwrot z inwestycji – często w ciągu zaledwie kilku miesięcy. W artykule przeanalizujemy, w jaki sposób istniejąca infrastruktura gazowa (LPG) może zostać wykorzystana do spełnienia unijnych wymogów sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju, wynikających z Dyrektywy CSRD, obowiązującej od 1 stycznia 2025 r.

Bezpieczeństwo energetyczne i dostępność surowców to kluczowe priorytety dla każdego przedsiębiorstwa. W obliczu niestabilności rynku energii wiele firm stanęło przed wyzwaniami związanymi z gwałtownym wzrostem cen gazu ziemnego, co zmusiło je do poszukiwania alternatywnych źródeł zasilania.

Wymogi dotyczące realizacji projektów OZE dla dużych odbiorców gazu

Przedsiębiorstwa zużywające duże ilości gazu ziemnego muszą wdrażać projekty OZE w celu ograniczenia emisji CO₂ i stopniowego odchodzenia od paliw kopalnych. Strategiczne wymogi pakietu klima-

RYS. 1
Analiza cen gazu ziemnego i płynnego w latach 2021-2023, wyrażona w euro za megawatogodzinę (€/Mwh) (źródło: zasoby autora)



tycznego *Fit for 55* oraz Europejskiego Zielonego Ładu wymuszają na dużych firmach składanie sprawozdań z działań proekologicznych, a ich nieprzestrzeganie grozi karami w wysokości nawet 5% rocznego obrotu.

Czy polski biznes jest gotowy na Mechanizm Dostosowania Emisyjnego (CBAM) oraz wdrożenie standardów ESG (Environmental, Social, Governance)? Europejskie regulacje dotyczące raportowania korporacyjnego, wynikające z dyrektyw CSRD oraz CSDDD, przewidują okres przejściowy od 2025 r. do 2029 r. Zakres obowiązków raportowych będzie zależny od wielkości przedsiębiorstwa, liczby zatrudnionych pracowników, bilansu finansowego i obrotów firmy.

W efekcie, w całej Unii Europejskiej (w tym w Polsce) obserwujemy boom na projekty OZE – na dotacje, dofinansowania i preferencyjne pożyczki przeznaczane są miliardy euro. Ale co w sytuacji, gdy firma zużywająca duże ilości gazu nie może zastąpić go biometanem lub wodorem? Rozwiązaniem jest BioLPG (odnawialny LPG) – ekologiczna alternatywa, która pozwala na redukcję śladu węglowego i spełnienie unijnych wymogów w zakresie dekarbonizacji.

Mieszanka bioLPG z powietrzem

W celu pełnej zamiany i szybkiego przełączania z gazu ziemnego, bez konieczności rekonfiguracji

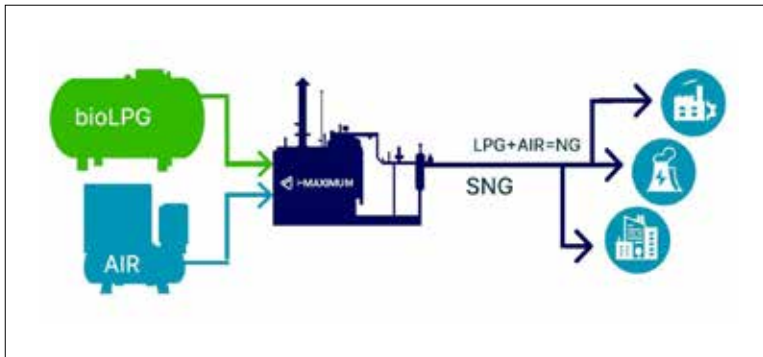
RYS. 2
Odnawialny gaz BioLPG (źródło: zasoby autora)

Bio LPG (rLPG) spełnia wymagania systemów certyfikacji ISCC EU oraz ISCC PLUS (International Sustainability and Carbon Certification), a także wymogi dyrektywy RED II. ISCC to uznany globalnie system zrównoważonego rozwoju, który potwierdza ekologiczne pochodzenie i zgodność Bio LPG (biopropanu) z kryteriami zrównoważonej produkcji paliw.

Odnawialny gaz BioLPG to skroplony gaz produkowany z odnawialnych źródeł biomasy, takich jak oleje roślinne, tłuszcze zwierzęce oraz inne odpady organiczne. Pod względem właściwości chemicznych jest identyczny ze standardowym LPG otrzymywanym z ropy naftowej, jednak jego produkcja wiąże się z mniejszą emisją CO₂, co czyni go bardziej ekologiczną alternatywą dla tradycyjnych paliw kopalnych.

IN THE MIX
BIOLPG IS HIGH-PERFORMING
COMPARISON TO OTHER FUELS

-82%



RYS. 3
Schemat procesu mieszania BioLPG z powietrzem w celu zastąpienia gazu ziemnego (źródło: zasoby autora)

ZALETY MIESZANIA BIO LPG Z POWIETRZEM

- **Odnawialne źródło energii** – bioLPG (biopropan) jest produkowany z odnawialnych źródeł biomasy, co czyni go ekologicznym i zrównoważonym rozwiązaniem.
- **Redukcja emisji gazów cieplarnianych** – stosowanie bioLPG przyczynia się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, ponieważ jest on neutralny pod względem emisji dwutlenku węgla. Dodatkowo palniki na bioSNG generują mniej pyłów, CO₂, tlenków azotu (NO_x), tlenku węgla (CO), rakotwórczego benzo(a)pirenu oraz mniej tlenków siarki (SO_x), co znacząco poprawia jakość powietrza i ogranicza negatywny wpływ na zdrowie.
- **Kompatybilność z istniejącą infrastrukturą** – wykorzystanie mieszanki bioLPG z powietrzem często nie wymaga istotnych zmian w istniejących systemach gazowych.
- **Wzrost bezpieczeństwa energetycznego** – produkcja GreenLPG może zmniejszyć zależność od importu gazu ziemnego i przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

palników, stosuje się rezerwowe i uzupełniające systemy zasilania gazowego, bazujące na mieszanke LPG z powietrzem. Mieszanke bioLPG z powietrzem pozwala na uzyskanie gazowej mieszanki bioPropane-Air (bio-SNG), której właściwości – pod względem kaloryczności i liczby Wobbego – są zbliżone do gazu ziemnego. Taka mieszanka może być wykorzystywana jako zamiennik gazu ziemnego w zakładach przemysłowych, systemach grzewczych, gastronomii oraz innych zastosowaniach, w których standardowo używa się gazu ziemnego.

Mieszanke bioLPG (biopropan-butan) z powietrzem, w celu zastąpienia gazu ziemnego, to obiecujące rozwiązanie, które może ograniczyć zależność od paliw kopalnych i przyczynić się do rozwoju odnawialnych źródeł energii. Tę mieszanke określa się również jako odnawialny syntetyczny gaz ziemny na bazie propanu – bioSNG.

Mieszanke bioLPG z powietrzem to perspektywiczny kierunek, który może pomóc w uniezależnieniu się od gazu ziemnego i wspierać rozpowszechnianie odnawialnych źródeł energii. Rozwój tego ekologicznego skroplonego gazu zależy od zwiększenia globalnej produkcji bioLPG, co z kolei zmniejszy jego deficyt i obniży koszty tego paliwa.

W porównaniu do tradycyjnego LPG, BioLPG z 10% domieszką BIO jest droższy o 10-15%, przy czym pozwala na redukcję emisji o 0,3 tony ekwiwalentu CO₂. Natomiast BioLPG, w 100% składające się z komponentów BIO, jest o 60-70% droższe od tradycyjnego LPG i umożliwia zmniejszenie emisji o 2,96 tony ekwiwalentu CO₂.

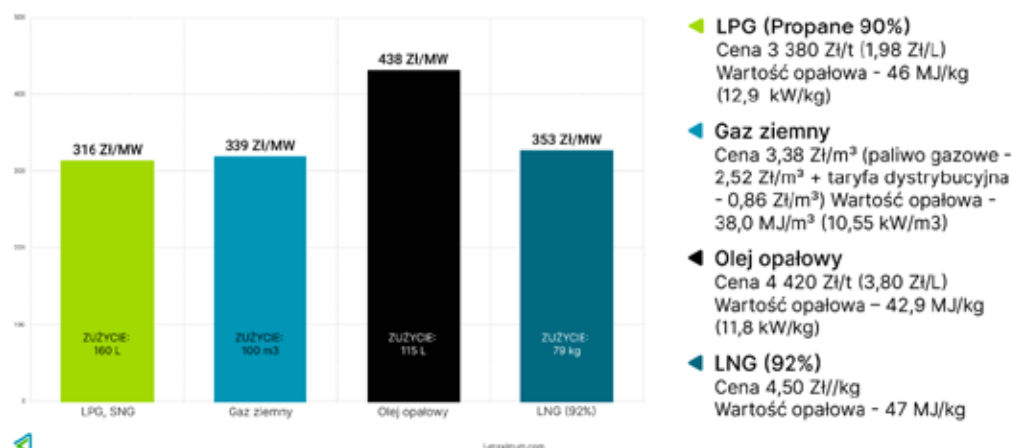
Za pomocą kalkulatora I-Maximum można określić opłacalność stosowania różnych rodzajów paliwa w waszym przedsiębiorstwie. Link do kalkulatora: <https://i-maximum.com/pl/calculator>

Rozwiązanie I-MAXIMUM

W przeciwieństwie do tradycyjnych mikserów gazowych, działających na podstawie statycznych ustawień mechanicznych, dynamiczny blender I-MAXIMUM

RYS. 4

Wykres przedstawiający koszt zużycia 1 MW energii cieplnej dla firm w Polsce od 1 lutego 2025 r. (źródło: zasoby autora)





RYS. 5
Główne składowe instalacji wzbogacania biometanu (źródło: zasoby autora)

stosuje adaptacyjne algorytmy sterowania, które na bieżąco dostosowują skład mieszanki gazowej. Dzięki użyciu masowych przepływomierzy w czasie rzeczywistym oraz elektronicznej regulacji zaworów, system zapewnia precyzyjne utrzymanie wartości opałowej, nawet w przypadku wahań parametrów źródeł gazu.

Jest to stosunkowo nowy kierunek, w ramach którego na pierwszym etapie częściowej dekarbonizacji proponujemy zastosowanie SNG (syntetycznego gazu ziemnego) z dodatkiem 10% BioLPG do tradycyjnego gazu LPG. Dzięki temu duże zakłady przemysłowe mogą dostosować się do wymagań Europejskiego Zielonego Ładu, zachowując jednocześnie swoich stałych klientów.

BioLPG – idealne uzupełnienie biometanu

Jednym z najbardziej obiecujących zastosowań BioLPG (zamiast tradycyjnego LPG) jest jego dodanie do biometanu, co umożliwiłoby osiągnięcie wymogu 100% odnawialności gazu. Aby ustabilizować parametry jakościowe biometanu kluczowe jest podniesienie jego ciepła spalania. W większości regionów Polski gaz w sieciach dystrybucyjnych charakteryzuje się ciepłem spalania w granicach $39,5 \text{ MJ/m}^3$ – $41,5 \text{ MJ/m}^3$. Biometan nie jest jednak w stanie osiągnąć tego poziomu, ponieważ jego ciepło spalania wynosi jedynie 38 MJ/m^3 . Dodatkowo, w niektórych województwach, takich jak wielkopolskie, lubuskie czy zachodniopomorskie, gaz w sieciach charakteryzuje się podwyższoną zawartością azotu i niższym ciepłem spalania. W takich przypadkach konieczne może być zubożanie biometanu poprzez dodanie innego inertnego gazu przed jego wprowadzeniem do sieci. Kwestia domieszek gazowych do biometanu została już uregulowana prawnie – odpowiednie zapisy zawiera nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, zatwierdzona przez Sejm RP.

„W Niemczech i Wielkiej Brytanii, gdzie również występują zróżnicowane wartości ciepła spalania

DANE KONTAKTOWE:



mgr inż. Świętosław Kariuk

Kierownik Sprzedaży I-Maximum sp. z o.o. – polski producent mikserów gazowych oraz systemów wzbogacania biometanu – mikser MGA-Bio.
e-mail: swietoslaw.kariuk@i-maximum.com
tel.: 500 709 200



Fot. I-Maximum sp. z o.o.

paliwa gazowego w sieciach gazowych, standardem jest dodawanie do biometanu około 5% propanu (LPG). W 2024 roku operatorzy systemów dystrybucyjnych gazu otrzymali już ponad 170 wniosków o przyłączenie instalacji biometanowych do sieci gazowej. Dla rynku LPG oznacza to, że w latach 2026-2027 roczne zużycie bioLPG na potrzeby wzbogacania biometanu może wynieść ponad 50 000 ton” – mówi Andrij Dorofeyev, dyrektor strategiczny I-MAXIMUM sp. z o.o.

I-Maximum sp. z o.o. to nowoczesne przedsiębiorstwo inżynieryjne, które specjalizuje się w opracowywaniu i wdrażaniu zaawansowanych systemów mieszania gazów. Firma oferuje rozwiązania zapewniające ciągłe dostawy gazów i mieszanek gazowych (biometan, biogaz, wodór, SNG itp.) o precyzyjnie kontrolowanej wartości ciepła spalania do przemysłowych palników, kotłów parowych, układów kogeneracyjnych, elektrociepłowni oraz innych instalacji przemysłowych. ■



Fot. I-Maximum sp. z o.o.

ANDRIJ DOROFYEV
dyrektor strategiczny
I-MAXIMUM
sp. z o.o.



Na drodze ku doskonałości

Bezpieczeństwo, elastyczność, dekarbonizacja

USUWANIE TLENKÓW AZOTU

w instalacjach odsiarczania spalin

Dariusz Łuszkiewicz, Arkadiusz Świerczok, Maria Jędrusik

Katedra Techniki Ciepłej, Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Politechnika Wrocławska

Trudno wyobrazić sobie dziś polski system energetyczny bez regulacyjnych źródeł energii, takich jak elektrownie węglowe, biomasowe, gazowe, a w przyszłości – miejmy nadzieję – jądrowe. Nie należy zatem rezygnować z prac badawczych nad ograniczaniem negatywnego wpływu energetyki konwencjonalnej na środowisko.

W polskich elektrowniach, elektrociepłowniach i innych zakładach spalających paliwa kopalne powszechnie stosuje się instalacje odsiarczania głównie metodami półsuchymi i mokrymi (z wyjątkiem kotłów fluidalnych, gdzie z powodzeniem wykorzystuje się procesy suche). Z kolei problem nadmiernej emisji tlenków azotu jest rozwiązywany za pomocą kombinacji metod pierwotnych z instalacjami SCR (*Selective Catalytic Reduction*) lub SNCR (*Selective Non-Catalytic Reduction*). Stosowanie

fol. 123rf

Źródła istniejące o mocy powyżej 5 MW termicznych od 1 stycznia 2025 roku

Zanieczyszczenie	Biomasa	Inne paliwa stałe
SO ₂	200 ^{1), 2)}	400 ³⁾
NO _x	650	650
Pył	30 ⁴⁾	30 ⁴⁾

Źródła istniejące o mocy od 1 do 5 MW termicznych od 1 stycznia 2030 roku

Zanieczyszczenie	Biomasa	Inne paliwa stałe
SO ₂	200 ^{1), 2)}	1 100
NO _x	650	650
Pył	50	50

1. Dotyczy obiektów opalanych drewnem;
2. 300 mg/m³_{ref} dla obiektów opalanych słomą;
3. 1 100 mg/m³_{ref} dla obiektów o mocy cieplnej od 5 do 20 MW termicznych;
4. 50 mg/m³_{ref} dla obiektów o mocy cieplnej od 5 do 20 MW termicznych;
- ref. – oznacza warunki referencyjne tzn.: T=273,15K, P=1013,25hPa, gaz suchy, stężenie O₂ w spalinach 6%

TAB. 1

Dopuszczalne standardy emisyjne dla istniejących źródeł zgodnie z dyrektywą MCP w mg/m³_{ref} źródło [2]

metod ma związek z wprowadzaniem nowych, coraz bardziej restrykcyjnych standardów emisyjnych dla dużych źródeł energetycznego spalania paliw (LCP > 50 MW) [1]. Na uwagę zasługuje również sektor ciepłownictwa, dla którego od 2018 roku stosowana jest dyrektywa MCP (*Medium Combustion Plants*) [2]. Od 1 stycznia 2025 roku wprowadzono standardy emisyjne dla istniejących źródeł spalania paliw o mocy powyżej 5 MW termicznych, a od roku 2030 – dla źródeł istniejących o mocy od 1 do 5 MW termicznych. W tabeli 1 przedstawiono poziomy emisji zanieczyszczeń zgodnych w dyrektywą MCP dla źródeł zasilanych paliwami stałymi.

Wprowadzenie standardów emisyjnych będzie wymagało od sektora ciepłowniczego w Polsce licznych inwestycji w instalacje ochrony atmosfery, w tym odpylania, odsiarczania i odazotowania spalin. Z uwagi na specyfikę zakładów posiadających małe źródła

emisji poszukiwane będą rozwiązania pozwalające na dotrzymanie wytycznych emisyjnych przy zrównoważonych kosztach eksploatacyjnych i inwestycyjnych, co otwiera drogę do zastosowania metod jednoczesnego usuwania tlenków azotu i dwutlenku siarki ze spalin. Jednym ze sposobów na uzyskanie tego efektu w instalacjach odsiarczania są metody oksydacyjne. Wykorzystuje się tu proces utleniania w celu konwersji NO_x do wyższych tlenków azotu i usuwanie tych związków w instalacjach odsiarczania spalin razem z SO₂, HF oraz HCl.

Proces utleniania

Z chemicznego punktu widzenia utlenianie to typ reakcji chemicznej, w której atom przechodzi z niższego na wyższy stopień utlenienia (co jest równoważne z oddaniem elektronów) [3]. Metody oksydacyjne (stosujące utleniacze) usuwania zanieczyszczeń ze spalin bazują na odmiennych właściwościach fizykochemicznych tlenków azotu i tlenków siarki. Podstawowe właściwości fizykochemiczne wybranych związków występujących w spalinach przedstawiono w tabeli 2.

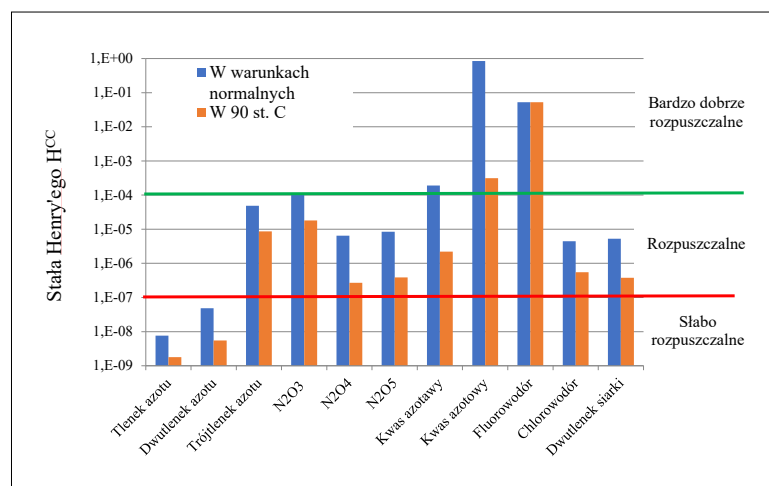
Na podstawie tych danych można zauważyć, że występujące w spalinach tlenki azotu (95% NO i 5% NO₂) różnią się od związków siarki, chloru i fluoru rozpuszczalnością w wodzie. Ta różnica jest główną przeszkodą w ich jednoczesnym usuwaniu ze spalin np. w instalacji odsiarczania. Rozpuszczalność gazów w cieczy opisuje stała Henry'ego będąca stosunkiem stężenia badanego zanieczyszczenia w gazie i w cieczy dla danego ciśnienia i temperatury [4]. Porównanie stałych Henry'ego dla związków występujących w spalinach przedstawiono na rysunku 1.

Na podstawie wartości stałej Henry'ego uszeregowano obecne w spalinach zanieczyszczenia jako: słabo rozpuszczalne (NO i NO₂), których skuteczność usuwania ze spalin w instalacjach IOS jest niewielka, rozpuszczalne (SO₂ i HCl) – usuwane ze spalin w wyniku absorpcji, oraz bardzo dobrze rozpuszczalne (HF). Im wyższa wartość stałej Henry'ego dla danego związku, tym lepsza skuteczność jego absorpcji, np. w instalacjach odsiarczania spalin. Rozpuszczalność gazów w cieczy maleje wraz z temperaturą spalin,

TAB. 2

Porównanie właściwości fizykochemicznych związków siarki, azotu, fluoru i chloru występujących w spalinach (źródło: zasoby autorów)

L. p.	Nazwa związku	Wzór chemiczny	Stopień utlenienia	Barwa	Rozpuszczalność w wodzie
1.	Tlenek azotu	NO	II	Bezbarwny	Słaba
2.	Podtlenek azotu	N ₂ O	I	Bezbarwny	Słaba
3.	Dwutlenek azotu	NO ₂	IV	Brunatny	Słaba
4.	Dwutlenek siarki	SO ₂	IV	Bezbarwny	Rozpuszczalny
5.	Trójtlenek siarki	SO ₃	VI	Bezbarwny	Nieograniczona
6.	Chlorowodór	HCl	I	Bezbarwny	Rozpuszczalny
7.	Fluorowodór	HF	I	Bezbarwny	Bardzo dobrze rozpuszczalny



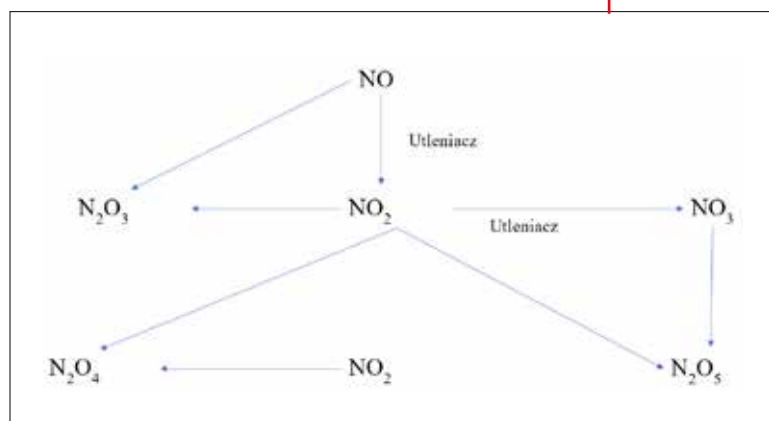
RYŚ. 1
Porównanie wartości stałej Henry'ego dla wybranych związków siarki, azotu, chloru i fluoru (źródło: zasoby autorów)

dlatego przedstawiono wartości stałej Henry'ego dla 90°C (temperatura na wlocie do instalacji mokrego odsiarczania – IMOS). Porównując wartości dla wyższych tlenków azotu (NO_3 , N_2O_3 , N_2O_4 i N_2O_5) można stwierdzić, że w wyniku reakcji utleniania poprawia się skuteczność absorpcji związków azotu ze spalin.

Usuwanie tlenków azotu w IOS

Skuteczność usuwania tlenków azotu ze spalin kotłowych za pomocą metod oksydacyjnych jest silnie zależna od stopnia utleniania tlenku azotu będącego głównym tlenkiem występującym w spalinach kotłowych. Dozując utleniacz do spalin w pierwszej kolejności dochodzi do reakcji utleniania NO do NO_2 (rys. 2). Gdy NO i NO_2 występują jednocześnie w spalinach, może dojść do reakcji syntezy i powstaje N_2O_3 – związek nietrwały i szybko rozkładający się do początkowych substratów. W przypadku, gdy utlenianie jest kompletne, dwie cząsteczki NO_2 mogą się połączyć i stworzyć N_2O_4 , czyli bezwodnik kwasu azotowego; jego obecność w spalinach wpływa pozytywnie na skuteczność absorpcji NO_x w IOS (skuteczność usuwania NO_x jest limitowana do ok. 60% ze względu na reakcje rozpadu kwasu azotowego). Gdy w spalinach występuje nadmiar utleniacza, możliwe staje się utlenianie NO_2 do NO_3 i powstawanie N_2O_5 , który jest bezwodnikiem kwasu azotowego, w roztworach

RYŚ. 2
Schemat utleniania tlenku azotu do wyższych tlenków przy udziale utleniacza (źródło: zasoby autorów)



sorpcyjnych tworzącym stabilne azotany. Prowadząc proces utleniania tą drogą możliwe jest osiągnięcie skuteczności odazotowania na poziomie 95%. Należy jednak pamiętać o tym, że reakcje syntezy wyższych tlenków azotu wymagają więcej czasu niż reakcje utleniania, przez co konieczne jest zapewnienie odpowiedniego czasu kontaktu utleniacza ze spalinami, żeby uzyskać wysokie skuteczności odazotowania.

Należy pamiętać, że utlenienie tlenku azotu do wyższych tlenków nie zmniejsza ich emisji – z tego względu konieczne jest wykorzystanie procesów absorpcji, by ograniczyć ich emisję przy wykorzystaniu istniejących instalacji odsiarczania spalin. Gdy prowadzimy proces utleniania NO do NO_2 , to w produkcie odsiarczania spalin obecne będą azotyny i azotany, natomiast gdy zachodzi utlenianie w kierunku powstawania N_2O_5 , to oprócz wzrostu skuteczności procesu można się spodziewać obecności azotanów w produktach odsiarczania.

Przykładowe zastosowania w przemyśle

Metody oksydacyjne usuwania zanieczyszczeń ze spalin mogą mieć zastosowanie wszędzie tam, gdzie występują problemy z ograniczeniem emisji tlenków azotu i wykorzystywana jest mokra bądź półsucha metoda odsiarczania spalin. Szczególnie w:

- elektrowniach i elektrociepłowniach,
- ciepłowniach,
- cementowniach,
- hutach,
- kotłach technologicznych do produkcji pary.

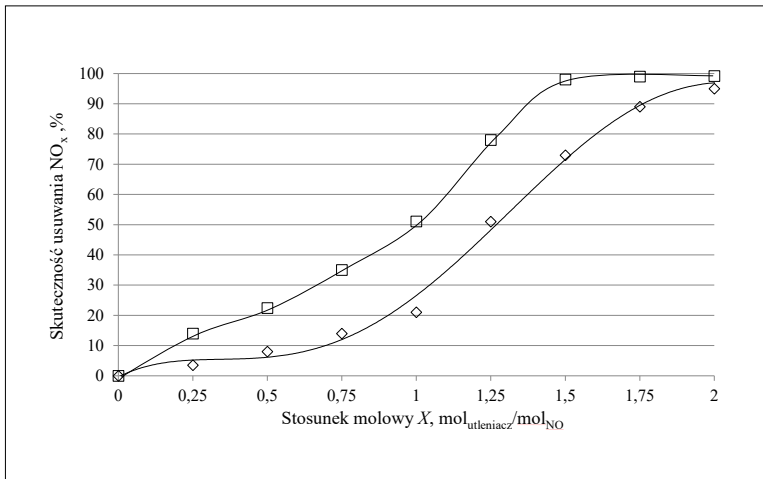
Z uwagi na wprowadzenie dyrektywy MCP można zastosować prezentowaną metodę dla małych kotłów zasilanych paliwami stałymi, klasyfikowanych jako MCP (w Polsce funkcjonuje ok. 4 800 obiektów sklasyfikowanych jako MCP o mocy od 1 do 50 MW termicznych).

Naukowcy z Politechniki Wrocławskiej posiadają bogate doświadczenie z prac badawczych nad metodami oksydacyjnymi prowadzonych w przemyśle energetycznym. Na przestrzeni lat, w warunkach przemysłowych, testowane były następujące utleniacze NO : ozon, woda utleniona, chloryn sodu.

Ozon

Badania nad zastosowaniem ozonu ze spalin kotłowych zostały wykonane na instalacji badawczej WAWO-2 zlokalizowanej na terenie Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A. Przeprowadzono je na częściowym strumieniu spalin z bloku ciepłowniczego o mocy 100 MW elektrycznych [5]. Wyniki skuteczności usuwania tlenków azotu w instalacji badawczej przedstawiono na rysunku 3 i 4.

Dzięki zastosowaniu ozonu możliwe było na instalacji badawczej niemal całkowite oczyszczenie spalin z tlenków azotu (skuteczność odazotowania > 99%). Produkty utleniania NO_x z ozonem były usuwane w absorberze zasilanym 0,1 molowym roztworem



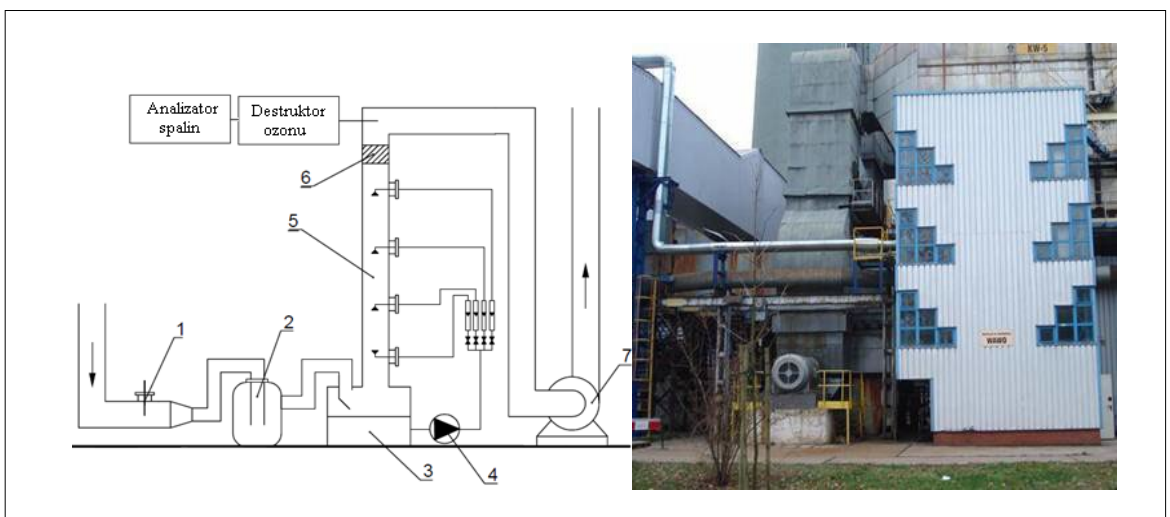
RYS. 3
Skuteczność usuwania NO_x ze spalin na instalacji badawczej WAWO-2, (□□□) z reaktorem utleniającym, (○○○) bez reaktora, w funkcji stosunku molowego X (mol O₂/mol NO) (źródło: zasoby autorów)

NaOH. Dwie krzywe na wykresie obrazują, że można widocznie zredukować zapotrzebowanie na ozon, przy wydłużeniu czasu jego kontaktu ze spalinami. Zastosowanie reaktora utleniającego, wydłużającego czas kontaktu o około 1 s, pozwalało na zmniejszenie zapotrzebowania na utleniacz o 25%.

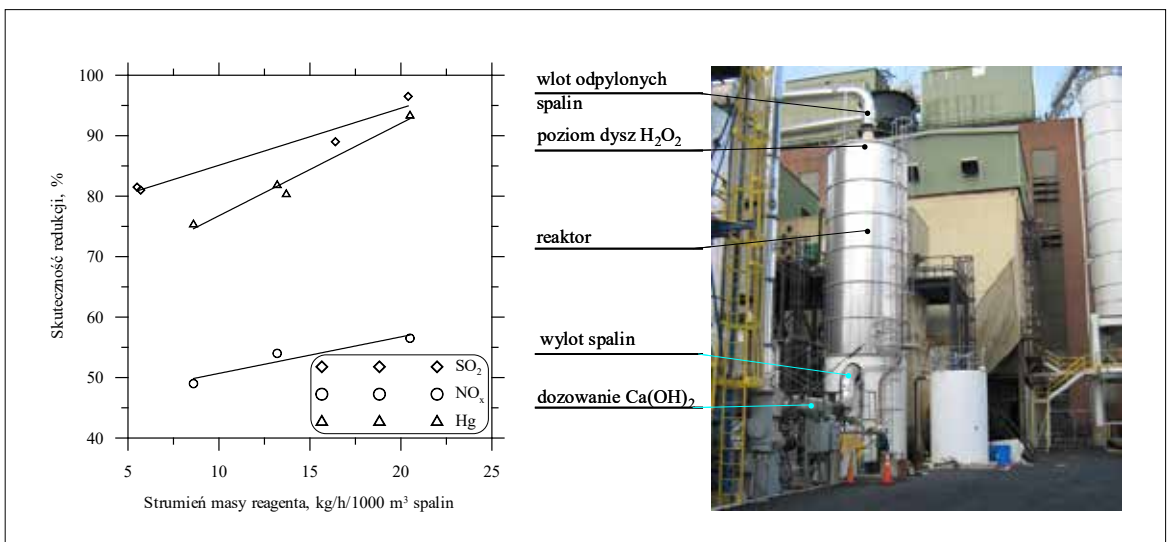
Woda utleniona

Badania nad wykorzystaniem wody utlenionej wykonano na instalacji przemysłowej (zlokalizowanej w elektrowni Gadsden, USA) o wydajności 2500 Nm³/h. Zasadniczym jej elementem był reaktor, w którym dyszami pneumatycznymi rozpylano wodę utlenianą [6]. Produkty utleniania były wiązane za pośrednictwem wtrysku roztworu wodorotlenku wapnia, usunięcie produktów reakcji realizowano za pomocą filtra tkaninowego. Instalacja badawcza w elektrowni Gadsden odwzorowywała warunki panujące w półsuchej instalacji odsiarczania spalin. Wyniki skuteczności usuwania zanieczyszczeń przedstawiono na rysunku 5.

RYS. 4
Schemat instalacji badawczej:
1 – miejsce dozowania ozonu,
2 – reaktor utleniający,
3 – zbiornik NaOH, 4 – pompa absorbentu,
5 – kolumna absorbera,
6 – odkraplacz,
7 – wentylator (źródło: zasoby autorów)



RYS. 5
Skuteczność usuwania zanieczyszczeń ze spalin przy wtrysku wody utlenionej do spalin przed półsuchą instalacją odsiarczania (źródło: zasoby autorów)



wlot odpylonych spalin
poziom dysz H₂O₂
reaktor
wylot spalin
dozowanie Ca(OH)₂



Z uwagi na niższy potencjał utleniający w stosunku do ozonu, uzyskano skuteczność usuwania NO_x w instalacji na poziomie 55%. Skuteczność usuwania dwutlenku siarki sięgała 95%, a Hg – 90%.

Chloryn sodu

Wtrysk chlorynu sodu do spalin przed instalacją IMOS przeprowadzono w elektrowni Bełchatów [7]. Były to eksperymenty wykonywane w pełnej skali przemysłowej dla strumienia spalin około 2,2 mln Nm³/h. Badania ukierunkowano na usuwanie rtęci metalicznej ze spalin, natomiast eliminowanie tlenków azotu było efektem dodatkowym. Przykładowe wyniki badań przedstawiono na rysunku 6.

W trakcie badań uzyskano skuteczność usuwania NO_x na poziomie 25%, skuteczność usuwania Hg sięgała 80%, a odsiarczania 95%.

Zastosowanie utleniaczy do usuwania NO_x ze spalin dla MCP

Utleniacze mogą mieć szerokie zastosowanie w oczyszczaniu spalin kotłowych, a wybór miejsca wtrysku oraz typu zastosowanego utleniacza zależy od:

- parametrów spalin (temperatura, wilgotność, skład chemiczny),

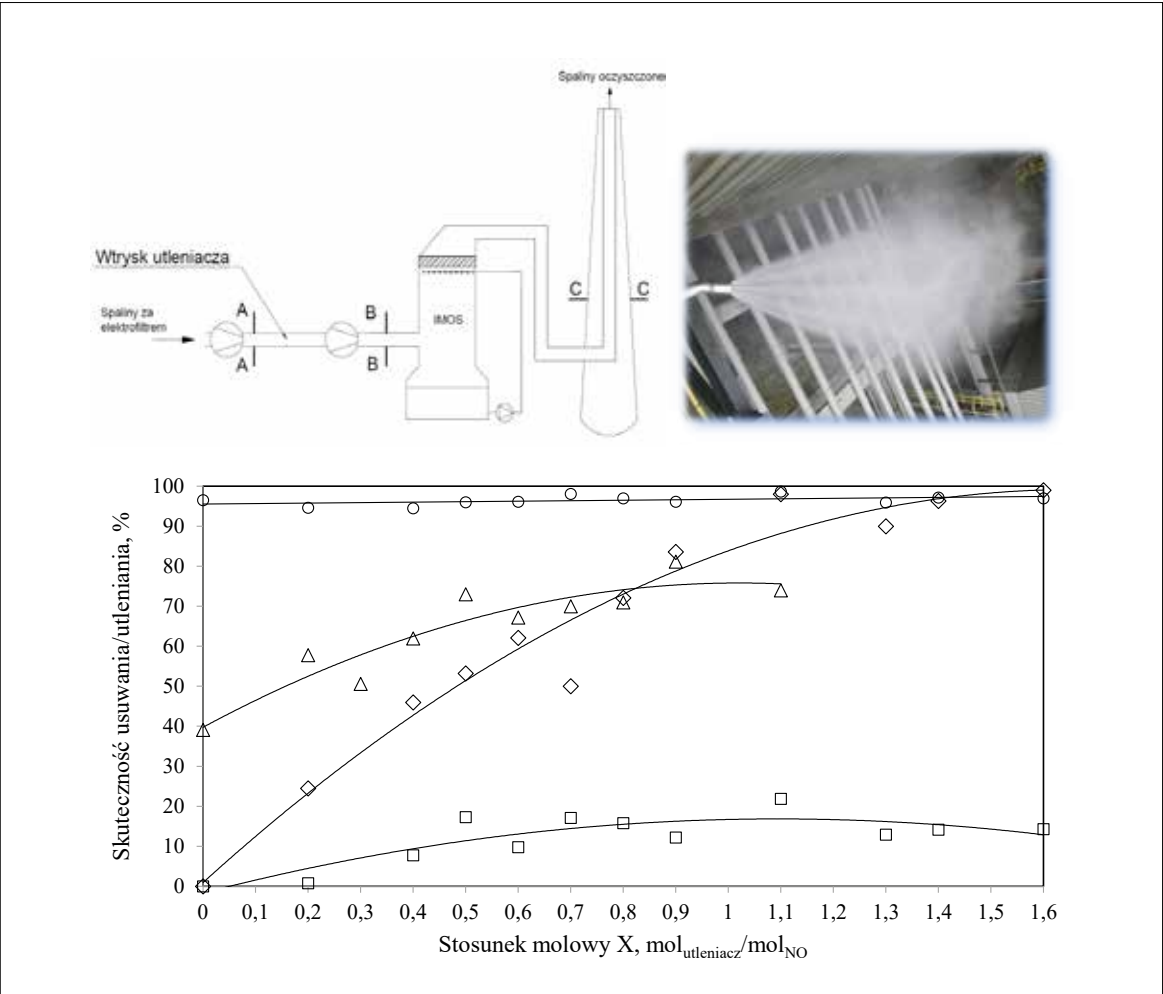
- wymaganego stopnia oczyszczania, skuteczności odsiarczania, odazotowania i usuwania rtęci metalicznej,
- konfiguracji urządzeń ochrony atmosfery zastosowanych na obiekcie.

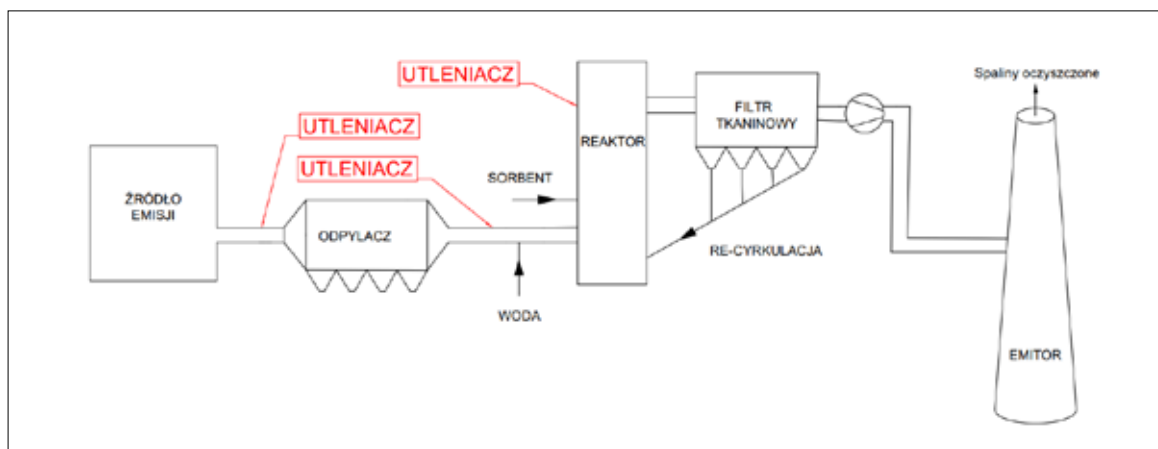
Dla obiektów MCP najczęściej stosowanymi instalacjami odsiarczania są instalacje półsuchego odsiarczania, rzadziej spotyka się instalacje odsiarczania mokrego, wykorzystujące sorbent w postaci CaCO₃, Ca(OH)₂ lub NaOH. Potencjalne miejsca wtrysku utleniacza do spalin, dla obiektu wyposażonego w instalację półsuchego odsiarczania, przedstawiono na rysunku 7.

Dla instalacji półsuchego odsiarczania spalin możliwe jest podawanie utleniacza przed lub za pierwszy stopień odpylania, bądź do reaktora. Zastosowanie utleniacza w formie gazowej (np. ozon) w instalacji półsuchego odsiarczania spalin może mieć wpływ na zwiększenie:

- zużycia sorbentu w ilości potrzebnej do neutralizacji kwasu azotowego powstającego w spalinach,
- zużycia energii na potrzeby produkcji utleniacza,
- stężenia azotanów i rtęci w produkcie metody,
- skuteczności usuwania NO_x do 95% i Hg⁰ do 90%.

RYS. 6
Wyniki skuteczności usuwania zanieczyszczeń ze spalin przy wtrysku chlorynu sodu do spalin przed instalacją IMOS. (ooo) – utlenianie NO_x (□□□) – usuwanie NO_x, (ΔΔΔ) – usuwanie Hg, (ooo) – usuwanie SO₂ (źródło: zasoby autorów)





RYS. 7
Umiejscowienie wtrysku utleniacza do spalin dla istniejącego obiektu typu MCP wyposażonego w instalację półsuchego odsiarczania (źródło: zasoby autorów)

W przypadku zastosowania utleniacza w formie ciekłej (np. woda utleniona) można spodziewać się następującego wpływu na pracę instalacji półsuchego odsiarczania:

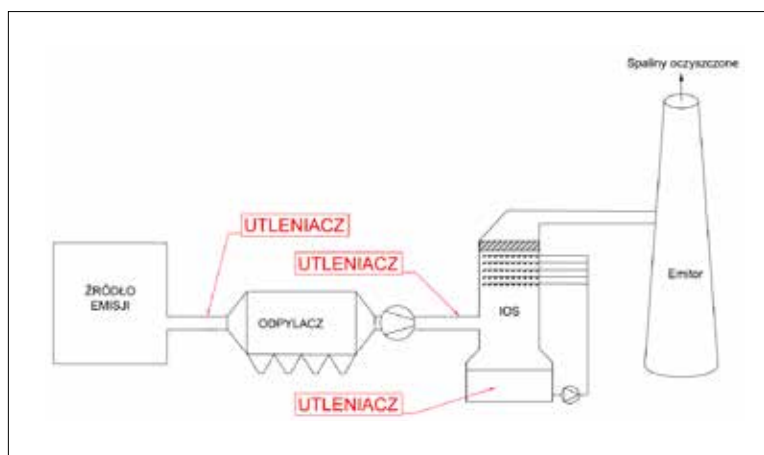
- zmniejszenie zapotrzebowania na wodę procesową,
- wzrost zużycia sorbentu w ilości potrzebnej do neutralizacji kwasu azotowego powstającego w spalinach,
- zwiększenie skuteczności usuwania NO_x do 60% i Hg^0 do 90%.

Możliwe miejsca wtrysku utleniacza przy zastosowaniu instalacji mokrego odsiarczania spalin przedstawiono na rysunku 8.

W przypadku instalacji mokrego odsiarczania utleniacz może być podawany przed i za odpylaczem, bądź bezpośrednio do obiegu sorbentu w absorberze. Zastosowanie utleniacza w formie ciekłej lub gazowej może spowodować wzrost:

- zużycia sorbentu w ilości potrzebnej do neutralizacji kwasu azotowego powstającego w spalinach,
- zużycia energii na potrzeby produkcji utleniacza,
- stężenia azotanów i rtęci w produkcie metody,
- skuteczności usuwania NO_x do 95% (ozon) lub do 60% (woda utleniona) i Hg^0 do 90% oraz
- zmniejszenie zapotrzebowania na powietrze do natleniania roztworu po sorpcyjnego.

Z uwagi na dużą liczbę obiektów objętych zapisami dyrektywy MCP, zastosowanie wtrysku utleniacza przed instalacjami odsiarczania spalin może być alternatywnym rozwiązaniem szczególnie tam, gdzie wykorzystywane są instalacje odsiarczania spalin metodą półsuchą lub mokrą. Metody oksydacyjne mogą być używane w zamian za instalacje SCR bądź SNCR, lub wspomagać ich pracę w celu uzyskania wymaganego stopnia odazotowania. Co więcej, taka instalacja może mieć charakter interwencyjny z uwagi na natychmiastową reakcję układu na obecność utleniacza w spalinach.



RYS. 8
Umiejscowienie wtrysku utleniacza do spalin dla istniejącego obiektu typu MCP wyposażonego w instalację mokrego odsiarczania (źródło: zasoby autorów)

Literatura

- [1] Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C (2017) 5225)
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dz.U. L 313 z 28.11.2015, s. 1-19)
- [3] Bielański A., Podstawy chemii nieorganicznej – Tom I, Wydawnictwo naukowe PWN, Warszawa 2012.
- [4] Sander R., Compilation of Henry's law constants (version 4.0) for water as solvent, Atmos. Chem. Phys., 15, 4399–4981, 2015.
- [5] Jędrusik M., Kordylewski W., Łuszkiewicz D., Removal of nitrogen oxides from flue gas by ozonation method. Rynek Energii, 2015, nr 6, s. 119-124.
- [6] Gostomczyk M.A., Jędrusik M., Świerczok A., Ograniczenie emisji rtęci z procesów spalania węgla. Wrocław, Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych. Sekcja Główna Inżynierii Ochrony Atmosfery, 2010. s. 135-144.
- [7] Jędrusik M., Łuszkiewicz D., Świerczok A., Gostomczyk M.A., Kobyłańska-Pawlisz M., Simultaneous removal of NO_x , SO_2 , and Hg from flue gas in FGD absorber with oxidant injection (NaClO_2) – full-scale investigation. Journal of the Air & Waste Management Association. 2020, vol. 70, nr 6, s. 629-640. ■



foto. 123rf

BIAŁE CERTYFIKATY

Reforma kluczem do wyższej efektywności

Monika Mirończuk

Energy Public Affairs Manager, Energy Solution Sp. z o.o.

Transformacja energetyczna w Polsce trwa już od ponad dwóch dekad i ma na celu dostosowanie naszej gospodarki do wyzwań związanych z ociepleniem klimatu poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz optymalizację zużycia energii.

Oczywistym było, że początkowo największy nacisk zostanie położony na rozwój odnawialnych źródeł energii, aby zmienić strukturę wytwórczą kraju na mniej emisyjną i zwiększyć ilość „zielonej” energii w sieciach elektroenergetycznych. Kolejnym krokiem były działania związane z podnoszeniem efektywności energetycznej, czego konsekwencją była ustawa z 20 maja 2016 roku, w której państwo zobowiązało się do wspierania inicjatyw zmniejszających zużycie energii i wprowadzających rozwiązania energooszczędne.

Ustawa nałożyła nowe obowiązki na duże przedsiębiorstwa, w tym konieczność przeprowadzenia audytu energetycznego co cztery lata, który określa zapotrzebowanie na energię, analizuje jej rozpyływy

oraz wskazuje możliwe działania optymalizacyjne. Dodatkowo, ostatnia nowelizacja ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii dopuszcza realizację projektów poprawiających efektywność energetyczną jako jedno z trzech dostępnych rozwiązań rozliczających status odbiorcy przemysłowego, który może liczyć na dodatkowe ulgi obniżające cenę końcową energii elektrycznej.

Nie ulega wątpliwości, że to właśnie w efektywności energetycznej należy upatrywać największych możliwości ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, obniżenia kosztów energii czy zmniejszenia zależności od importu paliw kopalnych. Od dawna znamy maksymę, że „najtańsza energia to taka, która nie została zużyta”, ale równie istotne jest jej racjonalne

wykorzystanie. To zapotrzebowanie na energię determinuje rozwój systemów wytwórczych – zarówno w sektorze energii elektrycznej, jak i ciepłowniczym. Popyt kształtuje podaż, dlatego zachowanie tej kolejności jest kluczowe. Inaczej koszty energii będą systematycznie rosły.

Efektywność energetyczna UE

Unia Europejska wyznaczyła sobie w tym zakresie ambitny cel – zmniejszenie zużycia energii o 11,7% do 2030 roku względem prognoz z 2020 roku. W pierwszej kolejności powinno znaleźć ono w sektorze budowlanym, przemysłowym i transporcie. Polska w 2025 r. ma obowiązek implementacji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającej rozporządzenie (UE) 2023/955, jak i aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu, który w swoim projekcie bardzo wysoko podkreśla istotność tematu efektywności energetycznej. Przypomnijmy, że konsultowany w październiku 2024 roku projekt zakłada redukcję zużycia energii finalnej na poziomie 12,8% (wg formuły z dyrektywy EED: 58,5 Mtoe, -12,8% vs. PRIMES 2020). Pytanie zatem brzmi: czy obecny system wsparcia efektywności energetycznej jest wystarczający, by sprostać tym wyzwaniom?

Białe certyfikaty

Kluczowym instrumentem wspierania inwestycji w poprawę efektywności energetycznej miał być system białych certyfikatów. Mechanizm ten, bazujący na zasadach rynkowych, zakłada, że inwestorzy uzyskują od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectwa efektywności energetycznej potwierdzające zaoszczędzoną energię, które mogą następnie sprzedać na Towarowej Giełdzie Energii lub przekazać swojemu sprzedawcy celem obniżenia cen energii. Przy projektach wymagana jest minimalna oszczędność rocznej energii na poziomie 10 ton oleju ekwiwalentnego, czyli ok. 11,63 MWh. Wniosek do URE należy złożyć przed rozpoczęciem inwestycji, a przy oszczędności od 100 toe wzwyż wymagany jest audyt efektywności energetycznej.

W opinii wielu audytorów największym problemem systemu pozostaje nadmiernie długi czas rozpatrywania wniosków o wydanie białych certyfikatów, który nie jest realizowany zgodnie z ust. 1 art. 22 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, czyli w terminie 45 dni od dnia złożenia wniosku. Na potwierdzenie tego stanu, raport KGP.430.019.2018 Nr ewid. 160/2019/P/18/021/KGP dot. efektywności energetycznej gospodarki, przeprowadzony przez Najwyższą Izbę Kontroli, wykazał: „(...) Wśród wszystkich analizowanych 595 świadectw ee jedynie 39 zostało wydanych w ciągu 45 dni od daty wpływu wniosku do URE (tj. w terminie zgodnym z art. 22 ust. 1 ustawy o ee z 2016 r.), co stanowi ok. 6,5% wszystkich 595 świadectw ee poddanych analizie. W terminie ponad

jednego roku rozpatrzono 124 wnioski, co stanowi 20,8% wszystkich badanych świadectw ee. Średni okres rozpatrywania wniosków przez Urząd (tj. czas, jaki mija od wpływu do URE wniosku do wydania świadectwa ee) wyniósł 240 dni i był ponad pięć razy dłuższy niż termin 45-dniowy przewidziany w przepisach art. 22 ust. 1 ustawy o ee z 2016 r. Najdłuższy okres rozpatrywania wniosku wyniósł 1158 dni.”

Jak usprawnić system białych certyfikatów?

Aby zwiększyć skuteczność tego mechanizmu i uczynić go realnym wsparciem dla transformacji energetycznej, Energy Solution proponuje pięć kluczowych zmian.

Po pierwsze, utworzenie ogólnodostępnej listy złożonych wniosków zawierającej m.in. nazwę wnioskodawcy, datę złożenia wniosku, zakładaną wielkość oszczędności, datę zakończenia inwestycji oraz wydania decyzji. Zapewni to bezstronność i transparentność procesu oraz ujawni opinii publicznej średni czas rozpatrywania wniosków, czym Urząd Regulacji Energetyki mógłby uzasadnić potrzebę zwiększenia liczby etatów zajmujących się wydawaniem świadectw efektywności energetycznej w Departamencie Efektywności Energetycznej i Kogeneracji. Obecnie funkcjonuje tylko baza wydanych świadectw efektywności energetycznej.

”

System białych certyfikatów w obecnej formie nie spełnia swojej roli jako skuteczne narzędzie wsparcia poprawy efektywności energetycznej

Po drugie, stworzenie jednolitych, jednoznacznych metod do określenia i weryfikacji oszczędności energii finalnej uzyskanej w wyniku realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej. Firmy audytorskie spotykają się z sytuacjami, w których raz przyjęta metodologia wyliczania oszczędności energii finalnej na konkretny typ przedsięwzięcia podnoszącego efektywność energetyczną, nie zostaje uznana w Departamencie Efektywności Energetycznej i Kogeneracji Urzędu Regulacji Energetyki tylko dlatego, że analizowana jest przez innego urzędnika. Chcąc wyeliminować tego rodzaju dualizm decyzji administracyjnych, w których kwestionowane są analogiczne wnioski do uprzednio zatwierdzonych, warto zobowiązać Urząd Regulacji Energetyki do przekazywania informacji o metodach określania oszczędności energii finalnej do ministra właściwego do spraw klimatu celem dokonywania częstszej aktualizacji rozporządzenia, w tym Załącznika nr 2 Dane



fol. 123f

UNIJNE CELE KLIMATYCZNE

Jeśli Polska ma realnie zbliżyć się do unijnych celów redukcji zużycia energii, konieczne są natychmiastowe zmiany w funkcjonowaniu systemu

i metody wykorzystane przy określaniu i weryfikacji oszczędności energii, o którym mowa w art. 29 ustawy o efektywności energetycznej.

Ujednolicona metodologia to podstawa

Po trzecie, ustalenie wymaganych okresów i terminów pomiarów zużycia energii „przed” i „po” realizacji przedsięwzięcia. Brak precyzyjnych wytycznych prowadzi do niejednorodnych interpretacji oraz trudności w udokumentowaniu rzeczywistych oszczędności energii. Proponowane zmiany umożliwią ujednolicenie wymagań weryfikacyjnych i zwiększą przejrzystość oceny skutków inwestycji.

Po czwarte, umożliwienie zmiany stanu obecnego w audytach powykonawczych. Historycznie URE akceptował zmiany we wnioskach, o którym mowa w pkt. 4 art. 20 ustawy – dotyczące stanu przed inwestycją i jej zakresu przy zachowaniu minimalnej wielkości oszczędności energii. Obecnie, pomimo zapisów w art. 23a ustawy o efektywności energetycznej, odnoszących się do zmiany uzyskanej oszczędności energii finalnej, niezależnie czy jest to aspekt stanu przed inwestycją, zakresu inwestycji czy zmiany metodologii wyliczeń, zdarzają się przypadki, gdy Urząd Regulacji Energetyki nie tylko nie zgadza się na dokonywanie korekt, ale od razu odrzuca tego rodzaju wnioski. Powołując się na potrzebę staranniejszego przygotowania wniosku (co nie zawsze jest możliwe przed rozpoczęciem inwestycji), lub obowiązek zgłoszenia zmiany zakresu przed aneksowaniem umowy z podwykonawcą inwestycji, skutecznie ogranicza dostęp do białych certyfikatów. Audytorzy podkreślają, że wnioski przygotowywane są w dobrej wierze, zgodnie z dostępną dokumentacją, a niewielkie zmiany, takie jak korekta średnicy odcinka sieci w zakładzie produkcyjnym w stosunku do pierwotnej dokumentacji, nie powinny skutkować odrzuceniem wniosku o świadectwa efektywności energetycznej.

Na koniec, niezbędne jest rozwiązanie problemu braku weryfikacji metodologii obliczeń oszczędności

przed zakończeniem inwestycji. Obecnie wniosek, o którym mowa w ust. 4 art. 20, analizowany jest dopiero w momencie składania raportu po inwestycji. To powoduje kwestionowanie metod, zakresu oraz okresu wyliczeń przed i po inwestycji, a zatem nieodwracalną sytuację braku wymaganych danych do przedstawienia oszczędności energii finalnej. Rozwiązaniem mogłaby być możliwość uzyskania od Urzędu Regulacji Energetyki potwierdzenia przyjętej metodologii przy danym projekcie lub stosowne wytyczne w sytuacji, gdy brak jest wytycznych w rozporządzeniu właściwego ministra, w tym w Załączniku nr 2 Dane i metody wykorzystane przy określaniu i weryfikacji oszczędności energii, o którym mowa w art. 29 ustawy o efektywności energetycznej.

Nasze postulaty

System białych certyfikatów w obecnej formie nie spełnia swojej roli jako skuteczne narzędzie wsparcia poprawy efektywności energetycznej. Zbyt długi czas oczekiwania na decyzje, brak przejrzystości procedur oraz niejednorodne podejście do oceny wniosków sprawiają, że przedsiębiorcy zniechęcają się do jego wykorzystania. Ponadto brak sprawności systemu wpływa bezpośrednio na ceny białych certyfikatów w kontraktach notowanych na Towarowej Giełdzie Energii, które są wyższe niż opłata zastępcza. A jeśli Polska ma realnie zbliżyć się do unijnych celów redukcji zużycia energii konieczne są natychmiastowe zmiany w funkcjonowaniu systemu. W związku z tym, w styczniu 2025 roku Energy Solution Sp. z o.o. podjęła inicjatywę wdrożenia niezbędnych reform, kierując do Ministerstwa Klimatu i Środowiska pismo zawierające pięć postulatów dotyczących zmian w prawie. Propozycje te wpisują się w założenia do projektu ustawy o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw (UC77) opublikowanych w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów. Planowany termin przyjęcia ustawy ustalono na III kwartał bieżącego roku. Dodatkowo, zmiany zapewnić mają implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającej rozporządzenie (UE) 2023/955.

Pismo skierowane do Ministerstwa Klimatu i Środowiska spotkało się z pozytywnym odbiorem wśród przedstawicieli branży, co potwierdza zasadność postulowanych zmian. Liczymy na szersze wsparcie, co przyczyni się do urealnienia naszych postulatów. Apelujemy do decydentów o wdrożenie niezbędnych reform, które pozwolą na skuteczniejsze wspieranie inwestycji poprawiających efektywność energetyczną. W obliczu rosnących kosztów energii oraz globalnych wyzwań klimatycznych nie mamy czasu do stracenia. ■

We're making nuclear simple.



Ciepło bez emisji. 40 €/MWh.

Uśredniony koszt ciepła (LCOH) na MWh: Jednofunkcyjny SMR Steady Energy 25–40 € • Paliwa kopalne i biopaliwa 50–60€ • Prąd 80–100€. **Od 2030. Krótki termin budowy.** steadyenergy.com

GRAMY W ZIELONE

O inwestycjach w MPEC Nowy Sącz

Paweł Kupczak

prezes zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Nowym Sączu

Lata 2019-2024 w MPEC Nowy Sącz to czas realnej transformacji energetycznej. Spółka zrealizowała sześć projektów z dofinansowaniem zewnętrznym, pozyskała środki w ramach dwóch aukcji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na premię kogeneracyjną, podłączyła ponad 110 obiektów.

Jeszcze w 2019 roku udział węgla w produkcji ciepła w Kotłowni Millenium, która jest największym układem w MPEC i odpowiada za ponad 4/5 produkcji ciepła, wynosił 100%, natomiast już od 2023 roku spadł poniżej 50%. Węgiel został wyparty przez biomasę oraz kogenerację gazową, dzięki czemu system uzyskał status efektywnego.

Realizowane przez spółkę działania można ująć w akronim A-B-C-D-E, który odzwierciedla kluczowe

obszary ich strategii: Aktywizacja, Budżet, Cyfryzacja, Dywersyfikacja oraz Ekologia.

Aktywizacja pracowników

Średnia wieku pracowników MPEC jeszcze 6 lat temu wynosiła 51 lat (obecnie poniżej 49 lat). Firma podjęła więc działania mające na celu podniesienie kompetencji kadry. Wprowadzono system szkoleń dostosowanych do nowych zakresów obowiązków,



fot. MPEC w Nowym Sączu

umożliwiający pracownikom nabycie umiejętności obsługi nowoczesnych narzędzi i technologii.

W 2020 r. powołany został Komitet Inwestycji Strategicznych – grupa 12 pracowników, która co miesiąc opiniuje i kreuje nowe kierunki działania oraz inicjuje innowacyjne projekty. Każde zadanie inwestycyjne ma przypisanego koordynatora odpowiedzialnego za jego realizację, co zapewnia efektywne zarządzanie projektami i monitorowanie postępów. MPEC wygospodarował specjalny budżet na własne projekty B+R, wspierając tym samym innowacyjność i poszukiwanie nowych rozwiązań. W ramach programu „Innowacje MPEC” pracownicy są zachęceni do zgłaszania własnych pomysłów usprawniających funkcjonowanie przedsiębiorstwa. Najlepsze inicjatywy wdraża się w życie, a ich autorzy otrzymują odpowiednie gratyfikacje. Wdrożony został też system komunikacji wewnętrznej umożliwiający szybkie i transparentne przekazywanie informacji między działami oraz pracownikami. Ponadto struktura organizacyjna jest regularnie dostosowywana do aktualnych potrzeb i wyzwań, co pozwala na elastyczne reagowanie na zmieniające się warunki rynkowe.

Budżet

Stanowi kluczowy filar strategii, łącząc potrzebę realizacji inwestycji z utrzymaniem akceptowalnych cen ciepła dla odbiorców końcowych. Aby osiągać te cele, spółka skutecznie pozyskuje zewnętrzne źródła finansowania, takie jak dotacje, dwukrotnie wygrała też aukcje Prezesa URE na premię kogeneracyjną.

Cyfrizacja

Umożliwia optymalizację procesów oraz zwiększenie efektywności operacyjnej. Proces ten rozpoczął się od digitalizacji polegającej na przekształceniu analogowych danych i dokumentów w formę cyfrową, co stworzyło fundament dla dalszej cyfrizacji – wdrażania zaawansowanych systemów informatycznych integrujących i automatyzujących kluczowe obszary działalności przedsiębiorstwa. Obejmuje ona m.in. system nadrzędny SCADA, monitoring sieci i węzłów ciepłowniczych, elektroniczny obieg dokumentów, formy elektroniczne wewnętrznych dokumentów (m.in. raport dzienny kotłowni, raport dyspozytora). W ramach centrum dyspozytorskiego opomiarowanych jest 30 000 zmiennych.

Dywersyfikacja źródeł ciepła

Związana z budową nowych nisko- i zeroemisyjnych źródeł ciepła: kogeneracji gazowej, kotła gazowego oraz kotłów biomasowych. Pozwala to na większą elastyczność pracy i dobór najtańszych surowców do produkcji ciepła.

Ekologia

To m.in. obniżanie strat na przesyle ciepła, wprowadzanie niskiego parametru czy eliminowanie

piecyków na rzecz ciepłej wody użytkowej w ramach ciepła systemowego.

Zarówno „dywersyfikacja”, jak i „ekologia” zostały szczegółowo opisane poniżej.

Biomasa pierwszym krokiem do dekarbonizacji i dywersyfikacji

W lipcu 2019 roku MPEC podpisało umowę na budowę kotła biomasowego o mocy 7,4 MW. Wartość tej inwestycji wyniosła 11 500 000 zł netto, z czego 40% kosztów kwalifikowanych zostało pokrytych bezzwrotnym dofinansowaniem z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Prace budowlane trwały do końca 2020 roku, a w ostatnich miesiącach tego okresu przeprowadzono rozruch technologiczny. Nowo powstała instalacja umożliwia produkcję ciepła na poziomie co najmniej 90 000 GJ rocznie, co przekłada się na redukcję zużycia miału węglowego o 4 500 ton.

”

MPEC wygospodarował specjalny budżet na własne projekty B+R, wspierając tym samym innowacyjność i poszukiwanie nowych rozwiązań

W związku z koniecznością zakupu zrębki drzewnej, MPEC podjął decyzję o modernizacji laboratorium badawczego, które zostało wyposażone w nowoczesny sprzęt analityczny umożliwiający rozszerzenie zakresu wykonywanych badań. Od momentu wdrożenia nowych procedur każda dostawa biomasy jest poddawana szczegółowej analizie. Laboratorium posiada certyfikat ISO 17025, a badania przeprowadza się metodami akredytowanymi. Proces kontroli jakości przebiega w trzech etapach:

- badanie wagi i objętości – pomiar na wadze oraz z wykorzystaniem urządzeń 3D,
- ocena organoleptyczna – analiza wizualna i sensoryczna, polegająca na ocenie zapachu, obecności wtrąceń oraz śladów biologicznego rozkładu,
- badania laboratoryjne – sprawdzane są kluczowe parametry paliwa, takie jak: wilgotność, wartość opałowa, zawartość popiołu, uziarnienie zrębki.

Kolejny krok

W listopadzie 2023 roku zakończono kolejną inwestycję w zakresie odnawialnych źródeł energii – uruchomiono nowy kocioł biomasowy o mocy nominalnej 3 MW. Projekt ten został dofinansowany ze środków Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG). Nowa instalacja pozwala na zwiększenie udziału biomasy w produkcji

ciepła oraz dalszą redukcję zużycia węgla, przyczyniając się do realizacji strategii dekarbonizacji MPEC. Dodatkowo zwiększa zdolności produkcyjne Kotłowni Millenium, wzmacniając tym samym dywersyfikację źródeł ciepła.

Aby proces spalania biomasy był jak najbardziej efektywny dostosowano infrastrukturę techniczną, wprowadzając zaawansowane rozwiązania technologiczne. Korzystny ekologicznie efekt daje zarówno nowoczesna technologia kotła, jak i bardzo sprawny układ oczyszczania spalin. Dzięki zastosowaniu wysokosprawnej, dwustopniowej instalacji oczyszczania spalin z elektrofiltrem, sprawność oczyszczania spalin wynosi 99,9%. Oczyszczone spaliny, przy maksymalnym obciążeniu kotła biomasowego, zawierają jedynie ok. 8 mg/m³ pyłu zawieszonego, podczas gdy norma dopuszcza 100 mg/m³. Poniżej mocy kotła o wartości 3 MW pył zawieszony w spalinach jest niemierzalny – przyrządy badające go nie wykrywają. Stosowany elektrofiltr zapewnia spełnienie wszystkich rygorystycznie wymaganych norm emisyjnych zawartych w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z dnia 24 listopada 2010 r.

Kogeneracja i osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego

MPEC Nowy Sącz zakończył w grudniu 2023 roku realizację jednej z najważniejszych inwestycji w historii spółki – budowę układu kogeneracyjnego. Ta nowoczesna instalacja, składająca się z trzech silników gazowych o łącznej mocy 6 MWe i 6 MWt oraz kotła gazowego o mocy 5 MWt, znacząco podnosi efektywność energetyczną systemu ciepłowniczego miasta. Inwestycja była współfinansowana w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Działanie 1.6.1, a wartość wydatków kwalifikowanych netto

wyniosła 21 790 000 zł. MPEC otrzymało bezzwrotne dofinansowanie w wysokości 9 418 000 zł.

Nowy układ kogeneracyjny umożliwia produkcję 141 000 GJ energii cieplnej rocznie, co pozwala na znaczne ograniczenie zużycia paliw kopalnych. W tradycyjnych kotłach węglowych, aby wyprodukować tę samą ilość energii, konieczne byłoby spalanie ponad 7000 ton mialu węglowego. Oznacza to, że do Nowego Sącza przyjedzie o 146 wagonów mialu węglowego mniej, co przekłada się na zmniejszenie emisji spalin i poprawę jakości powietrza. Dzięki nowej instalacji MPEC Nowy Sącz nie tylko optymalizuje produkcję energii cieplnej, ale także wytwarza energię elektryczną – jej roczna produkcja wynosi około 41 500 MWh. Energia ta zasila sieć miejskiego ciepłownictwa, a jej nadwyżki są wprowadzane do ogólnokrajowego systemu elektroenergetycznego. Co istotne, skala produkcji energii elektrycznej w nowej instalacji odpowiada 60% zapotrzebowania gospodarstw domowych na terenie Nowego Sącza.

MPEC przeanalizowało różne warianty lokalizacji silników kogeneracyjnych. Ostateczna decyzja została podjęta na podstawie kilku kluczowych kryteriów (ramka).

Ruszamy dalej

Po sukcesie inwestycji kogeneracyjnej w Nowym Sączu spółka zdecydowała się na kolejne przedsięwzięcie – budowę wysokosprawnej kogeneracji gazowej o mocy 1,2 MW w Starym Sączu. Dynamiczny rozwój budownictwa społecznego oraz nowe inwestycje deweloperskie sprawiły, że dotychczasowa moc zakładu ciepłowniczego w Starym Sączu stała się niewystarczająca. Nowa instalacja ma moc cieplną na poziomie 1,2 MWt oraz moc elektryczną 1,2 MWe, co czyni ją kluczowym elementem infrastruktury energetycznej miasta. Całkowita wartość inwestycji wyniosła 9 131 700 zł netto, a jej realizacja pozwoliła na przekształcenie kotłowni w Starym Sączu w elektrociepłownię. Dodatkowo, dzięki wdrożeniu kogeneracji, Stary Sącz uzyskał status efektywnego systemu ciepłowniczego.

Inwestycje w kogenerację przyczyniły się do szeregu oszczędności w MPEC:

- **Rozruch:** czas zwiększenia obciążenia do 100%. Czas rozpalenia kotła mialowego ze stanu zimnego wynosi ok. 4 godzin (nawet do 8 godzin), a w przypadku kotła biomasowego to ok. 6 godzin. Dla silnika kogeneracyjnego czas rozruchu, synchronizacji z siecią i zwiększenia obciążenia do 100% wynosi ok. 4 minuty.
- **Obsługa:** zaimplementowany został system nadzórny umożliwiający sterowanie, podgląd oraz możliwość wykonywania analiz pracy układu kogeneracyjnego, co pozwala na brak stałej obsługi bezpośrednio w miejscu wytwarzania energii.
- **Powierzchnia magazynu paliwa:** dla potrzeb zespołu Kotłowni Millenium powierzchnie magazynu

KLUCZOWE KRYTERIA DOTYCZĄCE LOKALIZACJI SILNIKÓW KOGENERACYJNYCH

- warunki przyłączeniowe do Głównego Punktu Zasilania (GPZ) – w Nowym Sączu istnieją trzy GPZ, dlatego kluczowa była bliskość odpowiedniego przyłącza elektroenergetycznego,
- brak włączenia układu kogeneracyjnego do systemu handlu emisjami (EU ETS) – wybrana lokalizacja pozwoliła zmniejszyć koszty związane z innymi regulacjami dotyczącymi emisji,
- dostępność infrastruktury ciepłowniczej i gazowej – sprawna integracja nowej instalacji z istniejącą siecią ciepłowniczą oraz systemem dostaw gazu pozwoliła na optymalizację kosztów inwestycji,
- wykorzystanie istniejącej infrastruktury – nowy układ kogeneracyjny został umieszczony w miejscu po zlikwidowanej wymiennikowni grupowej, co pozwoliło na maksymalne wykorzystanie dostępnej przestrzeni i obiektów.



fot. MPEC w Nowym Sączu

KOGENERACJA 6 MW

Budowa układu kogeneracyjnego została ukończona w 2023 r. i składa się z 3 silników o mocy 2 MW-e oraz 2 MW-t każdy a także kotła gazowego 5 MW-t

miału i zużła wynoszą 84 ar, a magazyny na zrębkę drzewną mają łączną powierzchnię 24 arów. Silniki kogeneracyjne nie potrzebują żadnej powierzchni magazynowej na paliwo.

- Ekologia: inwestycja przyczyni się do ograniczenia zużycia paliwa węglowego – szacowany spadek emisji gazów cieplarnianych wynosi 31 496 ton/rok równoważnika CO₂.
- Finanse: obydwie inwestycje kogeneracyjne finansowane są z wygranych aukcji na premię kogeneracyjną, dzięki czemu w ciągu 15 lat spółka może uzyskać wsparcie w wysokości 21 819 750 zł (wartość premii kogeneracyjnej Elektrociepłownia Lwowska) oraz 32 164 274 zł (wartość premii kogeneracyjnej Elektrociepłownia Stary Sącz).

Budowa przyłączy i modernizacja sieci

Efektami projektów: „Modernizacja sieci ciepłowniczej oraz likwidacja węzła grupowego” i „Modernizacja sieci ciepłowniczej w MPEC Nowy Sącz – etap 2” jest zwiększenie efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego dzięki ograniczeniu strat na przesył ciepła poprzez zastosowanie rurociągów preizolowanych w miejsce sieci tradycyjnych, poprawa stanu technicznego istniejących sieci, ograniczenie ilości wody zużywanej do uzupełniania ubytków wody sieciowej, zwiększenie niezawodności ciągłości dostaw ciepła oraz bezpieczeństwa poprzez wymianę starych rurociągów na odcinkach zagrożonych awariami. W wyniku montażu indywidualnych węzłów ciepłych w poszczególnych obiektach (blokach), ciepła woda użytkowa i czynnik grzewczy dla celów centralnego ogrzewania dobierane są indywidualnie w danym budynku za pomocą wymiennika ciepła poprzez odbiór ciepła z czynnika grzewczego zasilają-

cego sieć ciepłowniczą. MPEC zmodernizował łącznie 8 423 mb sieci ciepłowniczej mającej niejednokrotnie 40 i więcej lat, zlikwidował 4 wymiennikowne grupowe oraz zainstalował 111 szt. indywidualnych węzłów.

Dodatkowe korzyści to pełna automatyka pogodowa, która pozwala zmniejszać zużycie ciepła przez odbiorców i zapewnia oszczędności oraz ograniczenie występowania ubytków wody sieciowej.

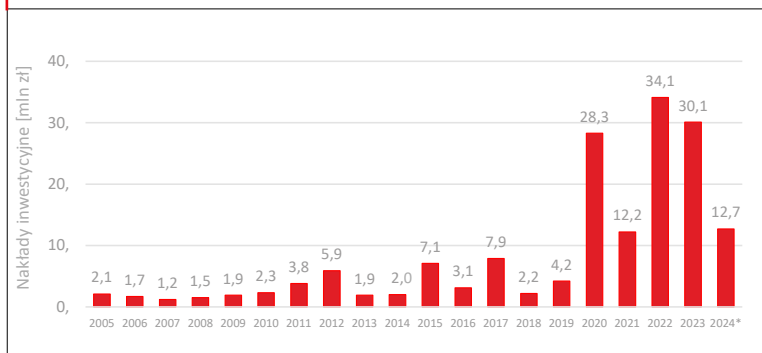
Zupełnie innowacyjnym projektem w skali działalności spółki jest budowa sieci w miejscowości Stary Sącz. Sieć ciepłownicza już tam istnieje, natomiast w związku z urbanizacją nowych obszarów została zbudowana sieć niskotemperaturowa, gdzie temperatura zasilania to 65°C, a temperatura powrotu 45°C.

Jak to finansować?

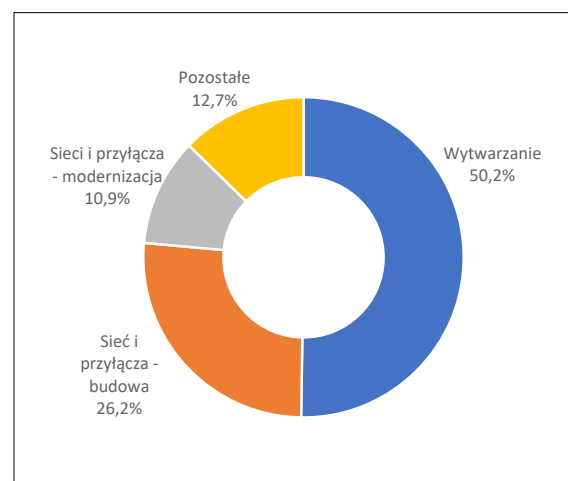
Wydatki na inwestycje w MPEC w ostatnich latach dynamicznie wzrosły. Na rysunku 1 przedstawiono szczegółowy podział. Zestawienie zawiera wstępne szacunkowe wyniki finansowe spółki MPEC za 2024 rok (*), które mogą ulec zmianie.

Połowa wydatków inwestycyjnych związana jest z wytwarzaniem. Są to przede wszystkim inwestycje w źródła kogeneracyjne (Nowy Sącz Elektrociepłownia Lwowska oraz Elektrociepłownia Stary Sącz), a także w dwa kotły biomasowe. Szczegółowy podział przedstawiono na rysunku 2.

RYŚ. 1
Nakłady inwestycyjne w MPEC w latach 2005-2024 (źródło: zasoby autora)



RYŚ. 2
Nakłady inwestycyjne w MPEC wg kategorii w latach 2019-2024 (źródło: zasoby autora)



Realizacja tak ambitnego planu inwestycyjnego nie byłaby możliwa bez wsparcia zewnętrznego. Spółka sięgnęła po środki bezzwrotne w ramach sześciu różnych projektów. Najwięcej, bo aż cztery projekty, było finansowanych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowiska, natomiast po jednym projekcie – w ramach Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG) oraz Funduszy Europejskich dla Małopolski.

Tabela 1 prezentuje szczegółowy podział pozyskanych środków wraz z poziomem dotacji.

GŁÓWNE OBSZARY
FINANSOWANIA
KOGENERACJI

- dotacje bezzwrotne – środki pochodzące z funduszy zagranicznych, środków krajowych oraz innych programów,
- pożyczki preferencyjne – np. Krajowy Plan Odbudowy,
- przychody z tytułu wygrania aukcji rynku mocy (Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, Dz. U. z 2023 r. poz. 2131, z późn. zm.),
- przychody z tytułu wygrania aukcji na premię kogeneracyjną (Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, Dz. U. z 2022 r. poz. 553, z późn. zm.),
- przychody z tytułu uzyskania premii gwarantowanej (Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, Dz. U. z 2022 r. poz. 553, z późn. zm.).

Warto na etapie montażu finansowego zwrócić szczególną uwagę na dwie ostatnie pozycje. Premia kogeneracyjna jest dopłatą do wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji przez wytwórcę w:

- nowej jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW,
- znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW,

który wygrał aukcję.

Maksymalny okres wsparcia wynosi 15 lat od dnia pierwszego po dniu rozstrzygnięcia aukcji, wytworzenia, wprowadzenia do sieci i sprzedaży energii elektrycznej z tej jednostki, po uzyskaniu lub zmianie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej albo po uzyskaniu lub zmianie wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego, nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2048 r.

Jak wyglądają liczby?

Na rysunku 3 przedstawiono wyniki aukcji na premię kogeneracyjną oraz wysokość premii gwarantowanej w latach 2019-2024. Należy zwrócić uwagę, że Prezes URE w części informacji podaje, przy minimalnej i maksymalnej wysokości premii kogeneracyjnej, nie konkretną kwotę, ale komunikat: „minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję, nie przekracza 220,00 zł/MWh”, lub „maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję, nie przekracza 245,00 zł/MWh”, lub „minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję, przekracza 315,00 zł/MWh”.

TAB. 1
Projekty
z dofinansowaniem
zewnętrznym
realizowane w MPEC
Nowy Sącz w latach
2019-2024 (źródło:
zasoby autora)

Nazwa projektu	Wartość projektu brutto [zł]	Wartość projektu netto [zł]	Wartość dotacji [zł]	Poziom dotacji [%]
Budowa kotła na biomasę o mocy nominalnej 7 MW	14 523 340	11 842 000	4 718 700	40,04
Modernizacja sieci ciepłowniczej oraz likwidacja węzła grupowego	23 950 560	19 472 000	14 553 700	75,75
Modernizacja sieci ciepłowniczej w MPEC Nowy Sącz – etap 2	3 772 570	3 067 130	2 564 561	85,00
Budowa układu wysokosprawnej kogeneracji w MPEC Nowy Sącz	27 827 520	22 624 000	9 418 000	43,22
Modernizacja laboratorium badawczego MPEC Nowy Sącz	238 359	195 806	166 435	85,00
Nowe źródła energii w MPEC Nowy Sącz	13 736 632	11 182 140	4 635 963	45,00
SUMA:	84 048 981	68 383 076	36 057 359	-



KOGENERACJA
6 MW
w Elektrociepłowni
Lwowska

W takich sytuacjach na wykresie przyjęto kwotę graniczną podaną w komunikacie. W przypadku informacji „minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję 161,00 zł/MWh”, została ujęta dokładnie taka kwota.

Premia gwarantowana w 2019 r. wynosiła 141,19 zł za 1 MWh, a najwyższy poziom osiągnęła w 2023 r., wzrastając do kwoty 181,53 zł. W roku 2025 notuje ona drugą z rzędu obniżkę i wynosi aktualnie 133,80 zł za 1 MWh.

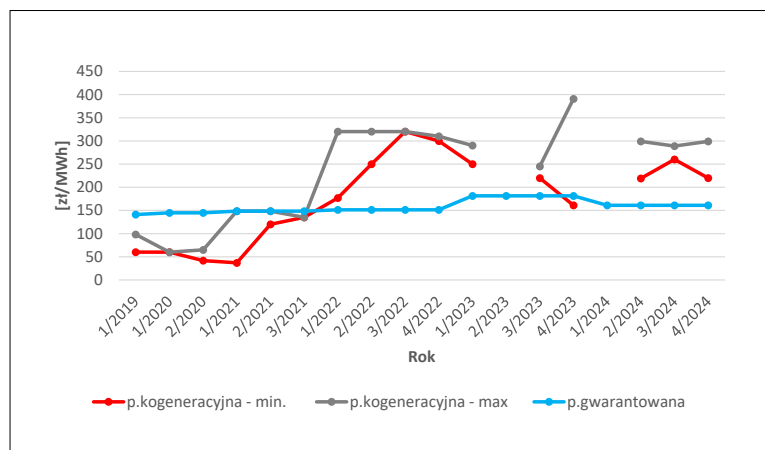
”

MPEC Nowy Sącz zakończył w grudniu 2023 roku realizację jednej z najważniejszych inwestycji w historii spółki – budowę układu kogeneracyjnego

Co te zmiany dały spółce i klientom?

Korzyści, jakie płyną ze zrealizowanych zmian:

- Ekologia i osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Warto dodać, że jeszcze w 2019 r. na Kotłowni Millenium 100% ciepła było wytwarzane z węgla.
- Efektywny System Ciepłowniczy – zmiany w Prawie budowlanym. Od 1 stycznia 2020 r., zgodnie



RYS. 3

Wysokość premii kogeneracyjnej i premii gwarantowanej w latach 2019-2024 (źródło: zasoby autora)

z nowym art. 33 ust. 2 pkt. 10 ustawy Prawo Budowlane, projektant budynku lub inwestor mają obowiązek złożyć we wniosku o pozwolenie na budowę oświadczenie o istnieniu lub braku możliwości przyłączenia do sieci ciepłowniczej pod groźbą odpowiedzialności karnej. Powyższy zapis dotyczy sytuacji, kiedy MPEC posiada status efektywnego systemu ciepłowniczego. Wówczas istnieje obowiązek podłączenia nowych budynków do sieci ciepłowniczej, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej. Jest to wyjątkowe uprzywilejowanie przedsiębiorstw energetyki ciepłej, zwłaszcza, że brak jest analogicznych zapisów związanych z sie-

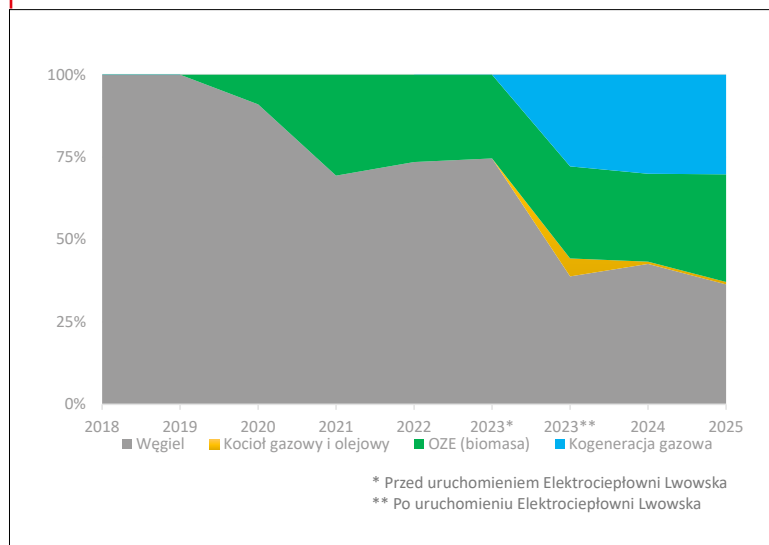
**Kotłownie
biomasowe
o łącznej mocy
10,4 MW**
Spółka wybudowała
na przestrzeni
ostatnich 5 lat
2 kotły biomasowe
o mocach 7,4 MWt
oraz 3,0 MWt



ciami gazowymi. Dlatego posiadanie powyższego statusu zwiększy liczbę potencjalnych nowych odbiorców, a to z kolei przełoży się na wzrost wolumenu sprzedaży.

- Dywersyfikacja źródeł ciepła. Kotłownia Millenium jest największą jednostką produkującą ciepło w MPEC Nowy Sącz i odpowiada za 82% produkcji. Natomiast po likwidacji dwóch lokalnych kotłowni: Sikorskiego (kotły węglowe o mocy całkowitej 13,4 MW) oraz Wólki (kotły gazowe o mocy całkowitej 2,0 MW) – Kotłownia Millenium w 2026 r. będzie odpowiadała za produkcję 95% ciepła. Historia dywersyfikacji źródeł ciepła została zaprezentowana na rysunku 4.

RYŚ. 4
Udział źródeł w produkcji ciepła – Kotłownia Millenium (źródło: zasoby autora)



- Dodatkowa zdolność produkcji ciepła. Posiadanie trzech źródeł (węgiel, biomasa, kogeneracja) zwiększa bezpieczeństwo produkcji ciepła. Ewentualny brak któregoś paliwa daje możliwości konwersji. Ponadto znaczny wzrost cenowy paliwa do jednego źródła pozwala na odpowiednią modyfikację udziału w miksie energetycznym, a to bezpośrednio przekłada się na minimalizację wpływu na cenę ciepła dla odbiorcy.
- Nowa zdolność produkcyjna energii elektrycznej. Dzięki tej inwestycji MPEC stał się elektrociepłownią. Dodatkowym atutem jest fakt, że poza przychodami płynącymi ze sprzedaży ciepła oraz energii elektrycznej MPEC zyska dodatkowe środki związane z uzyskaną premią kogeneracyjną. A więc za każdą wyprodukowaną i sprzedaną 1 MWh energii elektrycznej spółka otrzymuje dodatkowe wsparcie finansowe.
- Automatyzacja i bezobsługowość. Zaimplementowany zostanie system nadrzędny umożliwiający sterowanie, podgląd oraz możliwość wykonywania analiz pracy układu kogeneracyjnego. Dzięki systemowi nadrzędnemu praca układu kogeneracyjnego umożliwia podgląd oraz sterowanie układem z dowolnego miejsca w spółce, co świadczy o braku stałej obsługi. Zatem układ kogeneracyjny pozwala na zmniejszenie kosztów związanych z obsługą, w porównaniu z kotłami węglowymi.
- Poprawa współczynnika nakładu odnawialnej energii pierwotnej Wpc dla ciepła dostarczanego z sieci do odbiorców ciepła w celu umożliwienia przyłączania nowego budownictwa oraz nowych obiektów w ramach likwidacji niskiej emisji ze źródeł lokalnych. ■

STACJE TRANSFORMATOROWE Z OBSŁUGĄ ZEWNĘTRZNA I WEWNĘTRZNA



**WE KEEP THE >>>
WORLD RUNNING**

www.gritec.pl

WYKORZYSTANIE SYSTEMU ORC W CIEPŁOWNICTWIE

BPOWER a.s.



Organiczny cykl Rankine'a (ORC) to nowoczesna technologia umożliwiająca efektywną produkcję energii elektrycznej z niskotemperaturowych źródeł ciepła. Znajduje ona coraz szersze zastosowanie w ciepłownictwie, pozwalając na zwiększenie całkowitej efektywności systemu energetycznego i przyczyniając się do ekologizacji produkcji.



fol. BPOWER a.s.

System ORC opiera się na tej samej zasadzie termodynamicznej co klasyczny cykl Rankine'a, jednak zamiast wody i pary wykorzystuje organiczny czynnik roboczy o niższej temperaturze wrzenia. Dzięki temu możliwe jest bardziej efektywne wykorzystanie ciepła o niższej temperaturze, na przykład ciepła odpadowego z procesów spalania lub energii geotermalnej.

Główne komponenty systemu ORC obejmują:

- **wymiennik ciepła (parownik)** – przenosi ciepło ze źródła pierwotnego na czynnik roboczy, który ulega odparowaniu,
- **turbina rozprężna** – przekształca energię rozprężającego się czynnika roboczego na pracę mechaniczną, napędzającą generator,
- **generator** – produkuje energię elektryczną,
- **skraplacz** – ochładza czynnik roboczy, przywracając go do stanu ciekłego,
- **pompa** – zapewnia cyrkulację czynnika roboczego w systemie.

Warunki efektywnego systemu ciepłowniczego

Aby spełnić wymagania efektywnego systemu ciepłowniczego konieczne jest osiągnięcie wysokiej

sprawności w produkcji ciepła i energii elektrycznej oraz minimalizacja wpływu na środowisko. Kluczowe warunki obejmują:

- **wysoką efektywność energetyczną** – skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej (kogeneracja) z jak najniższymi stratami,
- **ekologiczną zrównoważoność** – wykorzystanie odnawialnych źródeł energii lub optymalizacja spalania paliw kopalnych,
- **redukcję emisji** – nowoczesne technologie muszą spełniać rygorystyczne normy emisyjne i przyczyniać się do ochrony powietrza,
- **elastyczność systemu** – zdolność dostosowania się do zmieniającego się zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną.

Zalety wdrożenia ORC w ciepłownictwie

Zastosowanie technologii ORC w ciepłownictwie przynosi wiele korzyści:

- **zwiększenie całkowitej efektywności** – wykorzystanie ciepła odpadowego zmniejsza straty energetyczne,
- **korzyści ekologiczne** – redukcja emisji gazów cieplarnianych dzięki wyższej efektywności,

- **elastyczność** – możliwość wykorzystania różnych źródeł ciepła (biomasa, energia geotermalna, ciepło odpadowe z przemysłu),
- **niższe koszty operacyjne** – minimalizacja zużycia paliw dzięki lepszemu wykorzystaniu energii.

Przykłady zastosowania i perspektywy

W praktyce systemy ORC są z powodzeniem stosowane w elektrociepłowniach na biomase, gdzie umożliwiają efektywną konwersję ciepła na energię elektryczną. Innym perspektywicznym obszarem jest wykorzystanie ciepła odpadowego z procesów przemysłowych, które w przeciwnym razie zostałyby niewykorzystane.

Przykład modernizacji ciepłowni na rynku polskim

Polski sektor energetyczny coraz częściej koncentruje się na modernizacji ciepłowni w celu zwiększenia ich efektywności energetycznej i zmniejszenia wpływu na środowisko. Jedną z możliwości jest wdrożenie systemu ORC w istniejących ciepłowniach wykorzystujących paliwa stałe, takie jak biomasa lub paliwa alternatywne.

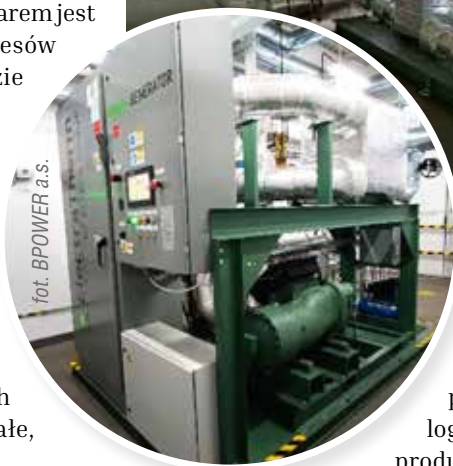
Założmy modernizację typowej kotłowni węglowej wyposażonej w kocioł na gorącą wodę o temperaturze 150°C typu WR o mocy 8 MWt, w której zainstalowano jednostkę ORC o mocy 1,7 MWt energii cieplnej i 0,125 MWe energii elektrycznej. System ten umożliwia efektywną skojarzoną produkcję ciepła i energii elektrycznej o łącznej sprawności 98%. Przy czym reszta ciepła jest zwracana w postaci gorącej wody o temperaturze 80°C z powrotem do systemu ciepłowniczego, aby po zmieszaniu z gorącą wodą z kotła została wykorzystana dla sieci. Oznacza to, że de facto nie ma żadnych strat, a ciepłownia przełącza się na tryb kogeneracji, wykorzystując istniejącą bazę paliwową i nie musi inwestować w jednostki kogeneracyjne opalane gazem lub inne.

Możliwe korzyści z takiej modernizacji:

- **efektywność energetyczna** – dzięki efektywnemu wykorzystaniu ciepła odpadowego kotłownia osiąga wysoką całkowitą sprawność.
- **korzyści ekologiczne** – redukcja emisji gazów cieplarnianych dzięki zoptymalizowanemu zużyciu paliwa.
- **opłacalność ekonomiczna** – skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej pozwala na obniżenie kosztów operacyjnych i stabilne dostawy energii.
- **elastyczność systemu** – możliwość przyszłego przejścia na paliwa alternatywne bez konieczności znaczących modyfikacji.

Możliwość przejścia na paliwo alternatywne (RDF) w ramach projektu waste to energy

Jedną z kluczowych możliwości modernizacji ciepłownictwa jest przejście na paliwo alternatywne, takie jak RDF (Refuse-Derived Fuel) w ramach kon-



INSTALACJE SYSTEMÓW ORC
w polskich ciepłowniach, źródło BPOWER a.s.

cepcji „waste to energy”. RDF to paliwo wytworzone z odpadów komunalnych, poddanych procesowi mechaniczno-biologicznemu, nadające się do spalania w celu produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Wdrożenie technologii ORC w ciepłowniach na RDF przynosi następujące korzyści:

- **efektywne wykorzystanie odpadów** – przekształcenie odpadów w cenny zasób energetyczny,
- **redukcja składowania odpadów** – ograniczenie ilości odpadów deponowanych na składowiskach dzięki ich energetycznemu wykorzystaniu,
- **stabilne dostawy energii** – RDF zapewnia niezawodne i dostępne źródło paliwa,
- **ekologiczna zrównoważoność** – redukcja emisji gazów cieplarnianych i optymalizacja gospodarki odpadami,
- **elastyczność** – możliwość łączenia RDF z innymi paliwami (biomasa, paliwa kopalne) w zależności od dostępności i opłacalności.

Przejsie na RDF w połączeniu z systemem ORC to innowacyjne i zrównoważone podejście do modernizacji ciepłownictwa, umożliwiające nie tylko zwiększenie efektywności energetycznej, ale również wsparcie gospodarki o obiegu zamkniętym i ochrony środowiska.

Wdrożenie systemu ORC jest atrakcyjnym rozwiązaniem dla polskiego rynku, gdzie rosną wymagania dotyczące ekologizacji i zwiększenia efektywności ciepłownictwa. Podejście to pozwala modernizować tradycyjne instalacje energetyczne i wspierać zrównoważony rozwój sektora energetycznego. W miarę zwiększającego się nacisku na zrównoważony rozwój i efektywność energetyczną można więc spodziewać się dalszego wzrostu udziału systemów ORC w sektorze ciepłowniczym. ■



fot. Metrolog

ENERGETYCZNE WYKORZYSTANIE ŚCIEKÓW

Korzyści wykraczające poza sektor wodociągowo-kanalizacyjny

Magdalena Biniek, Michał Cholewa

Dział Rozwoju i Technologii, Metrolog Sp. z o.o.

W obliczu wytycznych zawartych w dyrektywach UE, skłaniających do zwiększania udziału odpadowych i odnawialnych źródeł energii, zastosowanie odzysku ciepła ze ścieków oczyszczonych jest rozwiązaniem wartym uwagi.

Zwiększająca się liczba aktów prawnych regulujących kwestie odejścia od paliw kopalnych na rzecz odnawialnych lub odpadowych źródeł energii jest obecnie zauważalną tendencją, która co do zasady wydaje się słuszna, zwłaszcza w dobie

rosnących kosztów energii wytwarzanej ze źródeł kopalnych. W celu sprostania wyzwaniom związanym z polityką klimatyczną UE warto zwiększać świadomość w zakresie działań pozwalających na wykorzystanie alternatywnych źródeł energii, które

wpisują się w strategię zrównoważonego rozwoju, mogą zmniejszyć koszty związane z zakupem lub wytworzeniem energii oraz przyczynić się do redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Oczyszczalnie ścieków – kierunek zmian

Projektanci i zarządcy oczyszczalni ścieków jeszcze do niedawna koncentrowali się głównie na spełnieniu wymagań dotyczących jakości ścieków odprowadzanych do środowiska. Jednak energochłonność przeprowadzanych procesów zmusiła do poszukiwania rozwiązań mających na celu zmniejszenie zużycia energii, zwiększenie energetycznej samowystarczalności oczyszczalni oraz zagospodarowanie niewykorzystywanego potencjału odpadowych źródeł energii. Pierwszym krokiem w stronę zastosowania traconego potencjału energetycznego oczyszczalni może być podjęcie działań pozwalających na wytworzenie i zagospodarowanie biogazu na cele energetyczne, co pozwala na zwiększenie samowystarczalności opisywanych obiektów. Zgodnie z danymi przedstawionymi w publikacji Assessment of Energy Self-Sufficiency of Wastewater Treatment Plants [1] samowystarczalność uzyskana na drodze wytwarzania i zagospodarowania biogazu dla przedstawionego w publikacji zbioru oczyszczalni przyjmuje średnioroczną wartość wynoszącą 50,5%. Istnieją jednak przykłady rozwiązań pozwalających na zapewnienie pełnej samowystarczalności oczyszczalni, z jednoczesną nadprodukcją biogazu pozwalającą na sprzedaż energii lub jej nośnika.

Przykładem rozwiązania pozwalającego na zapewnienie 100% samowystarczalności oczyszczalni i wykorzystanie biogazu wytworzonego na terenie tego obiektu w innym miejscu jest postępowanie zgodnie z ideą symbiozy przemysłowej, prowadzące do wydzielenia strumienia odpadów przemysłowych jako substratu. W takim przypadku odpady przemysłowe dostarczane są do oczyszczalni transportem kołowym, następnie zostają unieszkodliwione wraz z osadami ściekowymi w procesie kofermentacji w celu wytworzenia biogazu.

Obiektem, który ściśle współpracuje z przemysłem w zakresie unieszkodliwiania odpadów (z jednocze-

PRZYKŁADY ODZYSKU CIEPŁA ZE ŚCIEKÓW – PROJEKTY W TRAKCIE REALIZACJI:

- Hamburg, Niemcy – 39 000 lokali mieszkalnych będzie zasilanych przyjaznym dla klimatu ciepłem; przewidywane zakończenie prac w 2025 roku.
- Wiedeń, Austria – instalacja będzie wytwarzać 110 MW mocy cieplnej, zasilając około 112 000 gospodarstw domowych; przewidywane zakończenie prac w 2027 roku.
- Berlin, Niemcy – 4 pompy ciepła o łącznej mocy 75 MW; przewidywane zakończenie prac w 2028 roku.

snym wytwarzaniem biogazu), charakteryzującym się samowystarczalnością wynoszącą około 200%, jest oczyszczalnia ścieków w Tychach. Biogaz tam wytwarzany, w ilości około 6 mln m³/rok, wykorzystuje się do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w sześciu jednostkach kogeneracyjnych o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 2,29 MW. Wytworzona energia zagospodarowywana jest m.in. na cele oczyszczalni i Parku Wodnego w Tychach [2]. W tym przypadku korzyści płynące ze współpracy międzybranżowej osiągają zarówno przedsiębiorstwa przemysłowe współpracujące z oczyszczalnią, jak i sama oczyszczalnia.

Kolejnym krokiem mającym na celu wykorzystanie potencjału energetycznego ścieków, dotychczas pomijanego w wielu oczyszczalniach, jest odzysk ciepła ze ścieków oczyszczonych, mogący stanowić punkt wyjścia do współpracy pomiędzy oczyszczalniami a przedsiębiorstwami ciepłowniczymi.

Wykorzystanie ścieków jako źródła ciepła

W celu przedstawienia poglądowych danych w zakresie potencjału cieplnego ścieków warto przytoczyć wartości oszacowane przez ekspertów z London South Bank University wskazujące, że z rocznej ilości ścieków trafiających do wszystkich oczyszczalni w Wielkiej Brytanii, wynoszącej 16 mln m³, można odzyskać około 20 TWh ciepła, pokrywającego zapotrzebowanie na CO i CWU około 1,6 miliona gospodarstw domowych. Z podobnych szacunków przeprowadzonych w Stanach Zjednoczonych wynika, że ilość ciepła odpadowego zawartego w ściekach trafiających do kanalizacji wynosi około 350 TWh/a i wystarcza do ogrzania około 30 milionów domów rocznie [3]. Zgodnie z przytoczonymi informacjami należy stwierdzić, że w obliczu wytycznych zawartych w dyrektywach UE, skłaniających do zwiększania udziału odpadowych i odnawialnych źródeł energii, zastosowanie odzysku ciepła ze ścieków oczyszczonych jest rozwiązaniem wartym uwagi. Jest to technologia używana w wielu lokalizacjach. W ramce przedstawiono kilka z nich.

PRZYKŁADY ODZYSKU CIEPŁA ZE ŚCIEKÓW – FUNKCJONUJĄCE INSTALACJE:

- Espoo, Finlandia, moc zainstalowana: 54,5 MW
- Kalundborg, Dania, moc zainstalowana: 10 MW
- Mikkeli, Finlandia, moc zainstalowana: 1,2 MW

Pierwsza w Polsce instalacja do odzysku ciepła ze ścieków oczyszczonych

Pierwsza w Polsce instalacja korzystająca z ciepła odpadowego zawartego w ściekach oczyszczonych na potrzeby sieci ciepłowniczej jest zlokalizowana w Szlachęcinie. Jej głównym wykonawcą budowy była spółka Metrolog Sp. z o.o. Do głównych składowych instalacji zalicza się: dwustopniowy układ pomp ciepła o projektowym współczynniku COP wynoszącym 2,7 i agregat kogeneracyjny o mocy elektrycznej 1,0 MW i mocy cieplnej 1,3 MW. Łączna moc cieplna wymienionych urządzeń to 2,95 MW. Agregat kogeneracyjny wytwarza energię elektryczną, która w pierwszej kolejności przeznaczana jest do zasilania układu pomp ciepła woda-woda, nadwyżki energii elektrycznej są sprzedawane do sieci elektroenergetycznej, natomiast ciepło wytworzone w agregacie zasila sieć ciepłowniczą.

Warto dodać, że układ pomp ciepła został dobrany w sposób pozwalający optymalnie zagospodarować ciepło odpadowe zgromadzone w ściekach oczyszczonych. Należy zauważyć, że opisana wyżej instalacja w Szlachęcinie wpisuje się w koncepcję transformacji ciepłownictwa wykorzystującego odpadowe i odnawialne źródła energii, z jednoczesnym ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych.

Współpraca międzybranżowa prowadząca do osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego

Przedstawiony powyżej przykład instalacji stanowi wynik współpracy pomiędzy branżą wodocią-

Data	Warunek z kogeneracją	Warunek z OZE lub ciepłem odpadowym	Miks (kogeneracja+ ciepło odpadowe + OZE)
Do 31 grudnia 2027 r.	75%	50%	50%
Od 1 stycznia 2028 do 31 grudnia 2034 r.	80% wysokosprawna kog.	50%	50% (w tym min. 5% OZE)
Od 1 stycznia 2035 do 31 grudnia 2039 r.	-	50%	80% (w tym min. 35% OZE/c. odp.)
Od 1 stycznia 2040 do 31 grudnia 2044 r.	-	75%	95% (w tym min. 35% OZE/c. odp.)
Od 1 stycznia 2045 do 31 grudnia 2049 r.	-	75%	-
Od 1 stycznia 2050 r.	-	100%	-

TAB. 1
Dyrektywa EED – pierwszy rodzaj kryteriów dot. efektywnego systemu ciepłowniczego

gowo-kanalizacyjną, reprezentowaną przez spółkę Aquanet, a sektorem ciepłowniczym, reprezentowanym przez firmę Veolia. W wielu podobnych przypadkach kooperacja międzybranżowa jest jednym

1. do 31 grudnia 2025 r.: 200 gramów CO₂/kWh;
2. od 1 stycznia 2026 r.: 150 gramów CO₂/kWh;
3. od 1 stycznia 2035 r.: 100 gramów CO₂/kWh;
4. od 1 stycznia 2045 r.: 50 gramów CO₂/kWh;
5. od 1 stycznia 2050 r.: 0 gramów CO₂/kWh.

RYS. 1
Dyrektywa EED – drugi rodzaj kryteriów dot. efektywnego systemu ciepłowniczego



AGREGAT KOGENERACYJNY



z ważniejszych czynników umożliwiających zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych lub odpadowych, a to niezbędne do spełnienia wymogów dotyczących branży ciepłowniczej zawartych w Dyrektywie EED (ang. *Energy Efficiency Directive*). W dokumencie tym podano dwie definicje efektywnego systemu ciepłowniczego, które jednak prowadzą do tego samego celu, tj. bezemisyjnego wytwarzania ciepła w 2050 roku. Poniżej przedstawione kryteria ulegają modyfikacji na przestrzeni lat 2025-2050.

Dla kogo przeznaczona jest technologia odzysku ciepła ze ścieków oczyszczonych?

Odzysk ciepła ze ścieków jest potencjalnym źródłem ciepła zarówno dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, jak i przemysłowych. Wymienione sektory różnią się od siebie i wymagają indywidualnego doboru rozwiązań w zakresie komponentów instalacji. W tym miejscu należy podkreślić, że tylko profesjonalna implementacja indywidualnie stworzonej koncepcji odzysku ciepła może przynieść oczekiwane korzyści.

Kryteria oceny zasadności wykonania inwestycji

Aby realizacja inwestycji była zasadna muszą zaistnieć korzystne przesłanki zarówno w zakresie ekonomicznym, technicznym, jak i środowiskowym. Do kluczowych kryteriów oceny inwestycji można zaklasyfikować m.in.:

- odległość między obiektami lub między źródłem ciepła a lokalizacją magistrali ciepłowniczej, do której można podłączyć nowe źródło ciepła,
- profil przepływu i temperatura ścieków oczyszczonych,
- czas zwrotu inwestycji,

- ograniczenie negatywnego wpływu wywieranego przez instalację do wytwarzania ciepła na środowisko.

Wnioski

1. Wykorzystanie osadów ściekowych do produkcji biogazu pozwala na zwiększenie energetycznej samowystarczalności oczyszczalni.
2. Zastosowanie synergii przemysłowej w kontekście wydzielenia strumienia odpadów i wytwarzania biogazu umożliwia uzyskanie korzyści zarówno przez oczyszczalnię ścieków, jak i współpracujące przedsiębiorstwa przemysłowe.
3. Inwestycja w instalację do odzysku ciepła odpadowego ze ścieków oczyszczonych prowadzi do zwiększenia udziału niskoemisyjnych źródeł energii w przemyśle i branży ciepłowniczej.
4. Współpraca pomiędzy branżą wodociągowo-kanalizacyjną a ciepłownią wykazuje potencjał umożliwiający przybliżenie przedsiębiorstw ciepłowniczych do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

Literatura

- [1] Masłoń, A.; Czarnota, J.; Szczyrba, P.; Szaja, A.; Szulżyk-Cieplak, J.; Łagód, G, 2024, Assessment of Energy Self-Sufficiency of Wastewater Treatment Plants—A Case Study from Poland, <https://doi.org/10.3390/en17051164>
- [2] IOŚ-PIB, sierpień 2024 r., Webinar „Zielona transformacja w praktyce: demonstracja i upowszechnianie korzyści płynących z produkcji biogazu z bioodpadów” <https://go4biogas.ios.edu.pl/relacja-z-webinaru-ktory-odbyl-sie-w-ramach-projektu-pn-zielona-transformacja-w-praktyce-demonstracja-i-upowszechnianie-korzysci-plynacych-z-produkcji-biogazu-z-bioodpadow/>
- [3] BBC, styczeń 2024, The neglected clean heat we flush down the drains, <https://www.bbc.com/future/article/20240103-sewage-a-low-cost-low-carbon-way-to-warmer-homes> ■

DOMOWY MAGAZYN ENERGII

Niższe rachunki czy drogi gadżet?

dr hab. inż. Wojciech Naworyta

Akademia Górniczo-Hutnicza im St. Staszica w Krakowie

Magazyn energii w połączeniu z instalacją PV ma akumulować nadwyżki prądu w czasie, gdy takie występują i służyć jako jego źródło wówczas, kiedy zapotrzebowanie na energię przewyższa domową produkcję. Dzięki magazynom powinna wzrosnąć autokonsumpcja, a tym samym spaść pobór z sieci, co powinno skutkować mniejszymi rachunkami. Omawiane rozwiązanie ma się również przyczynić do obniżenia emisji CO₂ do atmosfery, gdyż instalacje PV to nieemisyjne źródła prądu. Czy jednak magazyn energii rozwiązuje wszystkie problemy?

Od ponad dekady Polacy chętnie instalują panele fotowoltaiczne na dachach swoich domów. Są w tym wspierani przez państwo za pomocą programów finansowych, wśród których najbardziej popularnym jest program Mój Prąd – w roku 2024 została uruchomiona jego szósta edycja. Aby uzyskać dofinansowanie do domowej instalacji PV zgłoszonej do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej od 1 sierpnia 2024 r. konieczna jest inwestycja w magazyn energii elektrycznej lub/i magazyn ciepła. Tym samym magazyn energii dla prosumenta, który chce skorzystać z pomocy państwa, przestał być przedmiotem wyboru, a stał się przymusem. Czy insta-

fot. 123rf

lowanie magazynu w warunkach polskich ma sens? Czy rzeczywiście pozwala na efektywne wykorzystanie produkowanej przez domową instalację PV energii?

Wstęp, w którym kilka słów o szalonym rozwoju mikroinstalacji PV i o wynikających stąd problemach

W roku 2023 liczba mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) przekroczyła 1,4 mln, a ich moc zainstalowana wyniosła ponad 11,3 GW (URE 2024). Dla porównania – moc zainstalowana we wszystkich polskich elektrowniach bazujących na węglu brunatnym, w tym w największej elektrowni konwencjonalnej w Polsce, czyli w Bełchatowie, to 8,2 GW. Przyrost mocy w instalacjach PV w ostatniej dekadzie miał trend wykładniczy, przyspieszał z roku na rok. Można wymienić wiele powodów tego stanu rzeczy. Jednym z ważniejszych, co zrozumiałe, jest argument finansowy. Energia elektryczna to ważny czynnik kosztotwórczy, również w gospodarstwach domowych. Aby obniżyć koszty prądu elektrycznego wielu Polaków zdecydowało się zostać prosumentami, czyli producentami i konsumentami energii jednocześnie.

Z jednej strony prąd ustawicznie drożeje, z drugiej instalacje PV stają się coraz tańsze. Doradcy firm instalujących panele PV obiecują szybki zwrot inwestycji. Ponadto warunki przyłączenia i używania instalacji PV określone wstępnie przez państwo były bardzo korzystne i motywowały do instalowania paneli na dachach prywatnych domów. Prosumenci, którzy uruchomili swoją instalację przed 1 kwietnia 2022 r., oddają nadwyżki wyprodukowanego prądu do sieci, aby w czasie zwiększonego zapotrzebowania na energię, np. w nocy albo w zimie, odebrać je, pomniejszone o 20%. W tym rozwiązaniu sieć energetyczna traktowana jest jak magazyn, w którym „składowanie” dokonuje się przy 20-procentowym poziomie strat. Te 20% oddanej bezzwrotnie energii można też traktować jak opłatę za magazynowanie wyprodukowanych nadwyżek prądu.

Dodatkowo, aby zrekompensować prosumentom nakłady inwestycyjne, można się było ubiegać o dofinansowanie w ramach państwowego programu wsparcia Mój prąd. To nie wszystko, wydatki poniesione na zakup i montaż instalacji można odpisać od dochodu, zmniejszając tym wysokość podatku PIT. Wszystkie te korzystne warunki przyczyniły się do gwałtownego przyrostu liczby mikroinstalacji PV. Wystarczyło kilkanaście lat by Polska, zaraz po Niemczech, stała się w Europie drugim krajem pod względem ogólnej liczby prosumentów i drugim, po Holandii, pod względem liczby indywidualnych prosumentów na tysiąc mieszkańców (Raport IEO, 2024).

Kij ma dwa końce

Niestety, kij ma zwykle dwa końce i przy tak dużej mocy zainstalowanej w fotowoltaice zaczęły

powoli objawiać się problemy. Domowe instalacje PV produkują prąd głównie wtedy, gdy ten nie bardzo jest potrzebny, czyli w ciągu dnia, kiedy domownicy są w pracy. Ponadto największa produkcja prądu notowana jest w lecie, a wówczas zapotrzebowanie jest niewielkie. Duża produkcja prądu z instalacji PV w skupiskach domów jednorodzinnych może skutkować niebezpiecznym lokalnym podniesieniem napięcia w sieci, co w konsekwencji prowadzi do awarii urządzeń elektrycznych, albo w najlepszym razie – do automatycznego wyłączenia instalacji PV. Wtedy, przy bardzo korzystnych warunkach słonecznych, produkcja prądu będzie wstrzymana.

Problem nie jest tylko lokalny, a dotyczy całego kraju, w którym w 2023 r. moc zainstalowana w źródłach odnawialnych była na poziomie 27 217 MW, co stanowiło 40,16% łącznej mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Energetycznym. Po raz pierwszy przerosła ona moc zainstalowaną w elektrowniach na węgiel kamienny, odpowiednio: 25 111 MW i 37,05%.

”

Magazynowanie prądu z domowej instalacji PV ma sens przede wszystkim w miesiącach przejściowych, czyli w marcu, kwietniu oraz ewentualnie w październiku

W polskim krajobrazie energetycznym pojawiło się nowe zjawisko – nadmiar prądu. Aby nie dopuścić do przeciążenia systemu, począwszy od roku 2023 konieczne było czasowe odłączenie od sieci przemysłowych farm wiatrowych i przemysłowych instalacji PV. Działanie to nosi fachową nazwę curtailment. Operatorzy sieci coraz częściej odmawiają też przyłączenia nowych przemysłowych instalacji opartych na OZE (Ciszek, 2024; Raport IEO, 2024). Aby temu zaradzić, na poziomie mikroinstalacji prosumenckich zmieniono sposób rozliczania produkcji prądu wprowadzając tzw. system net-billing. Rozwiązanie to jednak jest już wręcz demotywujące. Właściciele nowych instalacji PV są rozczarowani, ponieważ oddają nadwyżki prądu do sieci po cenach niskich – wtedy, gdy jest go nadmiar w sieci – a kupują po cenach wysokich, w okresie wysokiego zapotrzebowania. To zgodne z prawami rynku, ale skutecznie zniechęcające do inwestowania w fotowoltaikę.

Wprowadzenie systemu net-billing spowodowało wyhamowanie wzrostowego trendu w obszarze nowych domowych instalacji PV. W latach 2021 i 2022 przybyło odpowiednio 385 tys. i 367 tys. mikroinstalacji PV, podczas gdy w roku 2023 już tylko 188 tys. (Raport IEO, 2024).

Trzeba też zauważyć, że pierwszy system rozliczania, tzw. net-metering, na podstawie jakiego rozliczają się prosumenci, którzy uruchomili instalację przed 1 kwietnia 2022 r., nie jest do końca uczciwy. Sieć energetyczną traktuje się tu jak magazyn, a przecież magazynem nie jest.

Proste obserwacje produkcji i zużycia energii u prosumentów wskazują na kolejne niekorzystne zjawisko, stawiające pod znakiem zapytania sens instalowania paneli PV. Autokonsumpcja, czyli zużycie na miejscu energii wyprodukowanej przez prosumenta, jest dramatycznie niska, sięga od kilku do kilkunastu procent. Co prawda producenci utrzymują, że autokonsumpcja wynosi 20%, 30% a nawet 40%, ale te dane nie mają żadnego pokrycia w rzeczywistości (Biernacik, 2022, Akademia Fotowoltaiki, FiberLink, Lepiej Tauron).

Reasumując, nagły rozwój mocy w instalacjach PV, w tym w domowych mikroinstalacjach, przyniósł problemy, z jakimi system energetyczny sobie nie radzi. Prąd z mikroinstalacji nie jest konsumowany na miejscu, a wysyłany do sieci powoduje jej czasowe i lokalne przeciążenie skutkujące wymuszonymi wyłączeniami instalacji przemysłowych opartych na OZE (curtailment). Dalszy gwałtowny przyrost pogodozależnych mocy tylko spotęguje te problemy. Trzeba dodać, że elektrownie konwencjonalne również obniżają produkcję w okresach nadpodaży prądu. Nie można ich jednak całkiem wygasić, bo już w nocy, po słonecznym dniu energia musi być produkowana głównie na bazie węgla i gazu. To paradoks wynikający z ograniczeń technologicznych. Łatwiej zatrzymać produkcję prądu w instalacjach wiatrowych i słonecznych niż w elektrowniach konwencjonalnych.

Remedium na naszkicowane wyżej problemy mają być magazyny energii. Spośród reklam, jakie ustawicznie wyświetlają się na ekranie mojego komputera, w pamięć zapadła mi jedna: „Masz fotowoltaikę? Magazyn energii rozwiąże wszystkie twoje problemy!”. Czy aby na pewno?

Magazyny energii – idea a praktyka

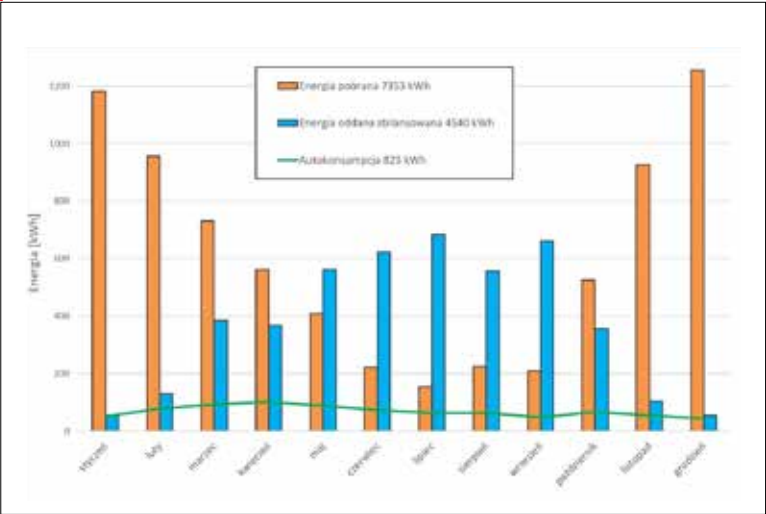
Magazyn energii, czyli taki domowy akumulator, w połączeniu z instalacją PV ma akumulować nadwyżki prądu w czasie, gdy takie występują i służyć jako źródło prądu wtedy, kiedy zapotrzebowanie na energię przewyższa domową produkcję. W uproszczeniu, magazyn ma być ładowany w dzień, a oddawać prąd w nocy. Dzięki niemu powinna wzrosnąć autokonsumpcja, spaść pobór prądu z sieci, co spowoduje mniejsze rachunki za prąd. Co ważne, ma się również przyczynić do obniżenia emisji CO₂ do atmosfery, ponieważ instalacje PV to nieemisyjne źródła prądu. Oszczędności powinny być na tyle duże, aby przed końcem amortyzacji zakupionego magazynu energii nastąpił zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych. Tylko w takim przypadku instalacja magazynu jest ekonomicznie uzasadniona. Magazyny oferowane

na rynku mają pojemność od 2 do 20 kWh. Są też większe, ale generalnie to urządzenia drogie, a wraz z pojemnością rośnie ich cena. W artykule skupię się na problemach fizycznych i technicznych; koszty instalacji magazynów, choć jest to problem ważny, poruszę ogólnie.

Zanim przejdę do analizowania zjawiska magazynowania prądu z domowej instalacji PV, przedstawię charakterystykę pracy instalacji oraz wielkość zużycia prądu w poszczególnych miesiącach w roku. Przy omawianiu tego zagadnienia bardzo istotne jest umiejscowienie geograficzne, czyli ograniczenie analiz do szerokości geograficznej Polski, położonej w centralnej Europie, gdzie ścierają się wpływy klimatu kontynentalnego i atlantyckiego. Mimo widocznych zmian klimatycznych, wciąż występują u nas cztery wyraźnie różniące się pory roku. Zmienia się temperatura, nasłonecznienie, długość dnia i nocy, kąt padania promieni słonecznych. Warunki te wpływają na zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz na możliwość produkcji prądu w instalacji PV. Przenoszenie wniosków wynikających z tego artykułu na warunki krajów śródziemnomorskich bądź skandynawskich jest całkowicie nieuprawnione.

Pomiary, których wyniki przedstawiłem w tym opracowaniu, zostały przeprowadzone w domu jednorodzinnym średniej wielkości, w którym wszystkie procesy, tj. ogrzewanie budynku (CO), ogrzewanie wody użytkowej (CWU), kuchnia, klimatyzacja, bazują na energii elektrycznej. Energia produkowana jest w domowej instalacji PV o mocy 6,5 kWp. Ogrzewanie realizowane jest przy pomocy powietrznej pompy ciepła o mocy 7,5 kW, z wykorzystaniem niskotemperaturowej instalacji podłogowej. Niskie straty ciepła wynikają z dobrego ocieplenia, niewielkiej powierzchni zewnętrznej w stosunku do kubatury domu, a przewietrzanie odbywa się z odzyskiem ciepła

RYS. 1
Energia pobrana i oddana do sieci po zbilansowaniu oraz poziom autokonsumpcji w roku 2023
(źródło: opracowanie autora)



powietrza zużytego z zastosowaniem tzw. rekuperacji. Analiza cieplna lokuje budynek wśród obiektów energooszczędnych.

Na rysunku zestawiono produkcję oraz zużycie prądu w poszczególnych miesiącach roku 2023.

Wykres na rys. 1 obrazuje najważniejszy problem energetyki opartej na OZE, w szczególności instalacji PV. Maksima produkcji i zużycia prądu mijają się w fazie o pół roku. Największe zapotrzebowanie na energię występuje w miesiącach jesienno-zimowych – od listopada do lutego, niskie zapotrzebowanie obserwuje się w lecie. Dla odmiany, produkcja prądu podąża za długością dnia, czyli największa jest w okresie wiosenno-letnim, od maja do sierpnia. Innymi słowy, w środku roku mamy do czynienia z nadmiarem prądu w sieci, a w miesiącach zimnych – wysokie zapotrzebowanie, przy jednocześnie niskiej produkcji. Biorąc pod uwagę, że w krajowych mocach zainstalowanych opartych na OZE instalacje PV, stanowiąc ok. 60%, są w zdecydowanej przewadze, problem pokazany na rys. 1 dotyczy nie tylko pojedynczego domu, ale właściwie całego kraju. Gdyby udało się zmagazynować nadwyżki prądu z lata i wykorzystać je w zimie, to taki dom byłby energetycznie niemal samowystarczalny. Nie jest to niestety możliwe. Jak dotąd nie zbudowano takich magazynów, które mogłyby zakumulować ok. 5 MWh na czas kilku miesięcy. Nic też nie wskazuje na to, aby w przeciągu kilku lat takie rozwiązania miały się pojawić na rynku.

Dostępne domowe magazyny energii mają pojemność od 2 do 20 kWh. Są przewidziane do pracy w systemie dzień-noc, czyli magazynowania nadwyżek energii w ciągu dnia, by były dostępne w nocy. Z wykresu na rys. 1 wynika jednak poważne ograniczenie możliwości funkcjonowania magazynów w przeważającej części roku. Otóż w miesiącach, w których występuje największe zużycie energii, czyli w zimie, nadwyżki produkcji z instalacji PV są nieporównywalnie małe. To oczywiste – krótkie dni, częste zachmurzenie, czasem śnieg pokrywający panele PV, niewielki kąt padania promieni słonecznych sprawiają, że produkcja prądu w instalacji PV jest niewspółmiernie niska w stosunku do dziennych potrzeb. Magazyn energii, choćby najlepszy, nie ma co magazynować. Okazuje się, że w środku roku działanie magazynu również ma ograniczony sens. Produkcja prądu jest wysoka, występują bardzo duże nadwyżki energii, ale z kolei zapotrzebowanie na nie jest bardzo niskie. Długie i ciepłe dni nie wymagają ani ogrzewania, ani oświetlania domu. Magazyn może akumulować nadwyżki energii, ale w nocy nie znajdują one zastosowania. To znaczy, że jeżeli podczas słonecznego dnia magazyn zostanie naładowany do pełna, to w nocy odda tylko niewielką część energii. Magazynowanie prądu z domowej instalacji PV ma sens przede wszystkim w miesiącach przejściowych, czyli w marcu, kwietniu oraz ewentualnie w październiku. Wówczas produkcja prądu jest wysoka i jednocześnie zapotrzebowanie na energię

wciąż spore. Wynika stąd ogólna prawidłowość, że dla efektywnego działania magazynu konieczna jest względna równowaga pomiędzy wielkością produkcji i konsumpcji prądu.

Ograniczenia wymienione wyżej nie mają nic wspólnego z samym magazynem i jego technicznymi możliwościami, wynikają wyłącznie z charakteru produkcji prądu w instalacji PV i zmiennego zapotrzebowania na prąd. W analizowanym domu zwiększone zużycie prądu w zimowych miesiącach roku wynika przede wszystkim z funkcjonowania pompy ciepła, która w ciągu roku zużywa ponad 3 MWh energii, z czego większość pochłania ogrzewanie domu właśnie w okresie zimowym. W lecie pompa nie ogrzewa domu, ale nagrzewa wodę użytkową (CWU), jednak dzieje się to w trakcie dnia, czyli najczęściej z energii własnej wyprodukowanej w instalacji PV. Poza tym w lecie sprawność pompy jest wysoka, znacznie wyższa niż w zimie, co przekłada się na niską energochłonność. W gorące dni letnie w domu funkcjonują agregaty chłodnicze (klimatyzatory). Ich działanie pokrywa się z wysoką produkcją prądu w instalacji PV, a tym samym ich praca wpływa na podniesienie poziomu autokonsumpcji. W krótkie letnie noce, czyli wtedy, gdy instalacja PV nie produkuje prądu, energia potrzebna jest głównie do działania lodówki. Ilość prądu, jaką lodówka zużywa nocą, nie uzasadnia potrzeby instalowania magazynu energii.

”

Zwiększenie pojemności magazynu nie przekłada się wprost proporcjonalnie na zwiększenie autokonsumpcji energii

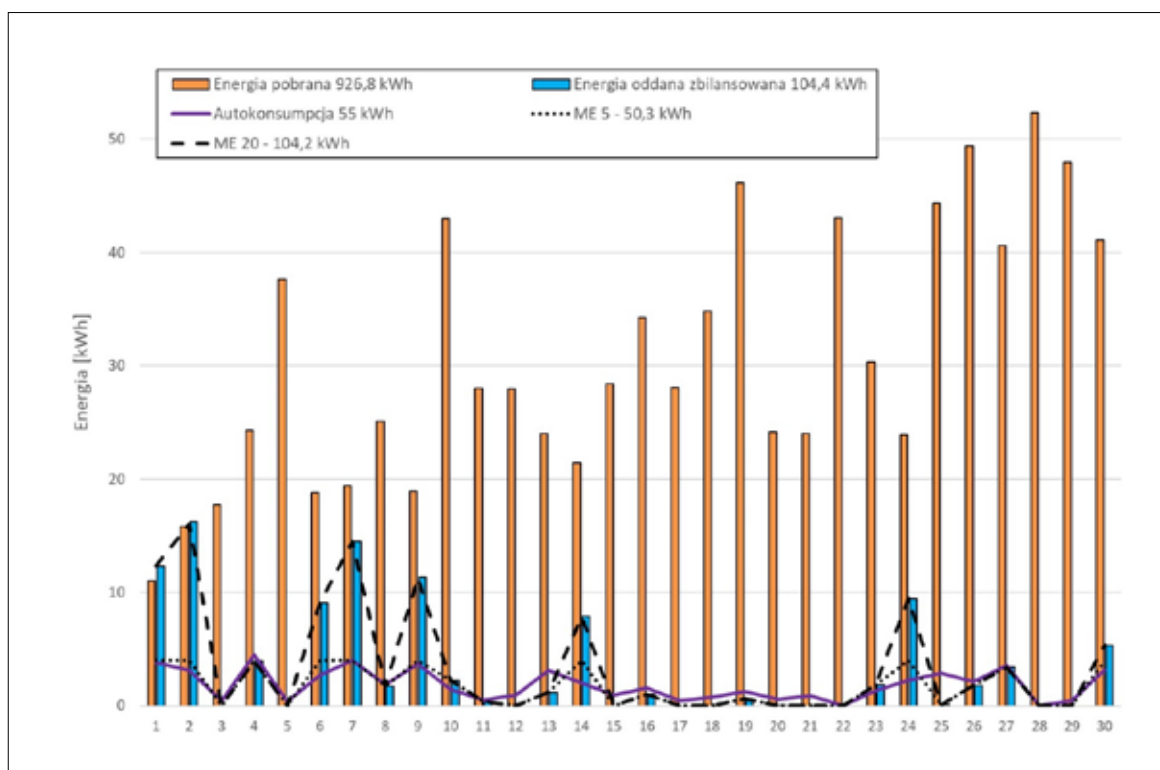
Wpływ magazynu energii na poziom autokonsumpcji – symulacja

Na wykresie (rys. 1) widoczny jest niski poziom autokonsumpcji w stosunku do produkcji i zużycia energii. Głównym powodem dla inwestycji w domowy magazyn energii jest właśnie jej zwiększenie. Chodzi o to, aby jak najwięcej własnej energii zużyć na miejscu, a do sieci wysłać możliwie mało prądu z instalacji PV.

Na kolejnych wykresach pokazano symulacje działania magazynu energii. Analizy zostały przeprowadzone na bazie rzeczywistych wielkości produkcji i zużycia prądu w przykładowym domu w roku 2023. Działanie magazynu zostało przedstawione jako funkcja produkcji nadwyżek energii i możliwości ich wykorzystania. Dla zobrazowania pewnych problemów wybrano trzy przykładowe miesiące ilustrujące trzy diametralnie różne sytuacje: listopad, lipiec

RYS. 2

Energia pobrana z sieci, oddana do sieci, autokonsumpcja i symulacja działania magazynów o pojemności nominalnej 5 i 20 kWh w listopadzie 2023 r. (źródło: opracowanie autora)

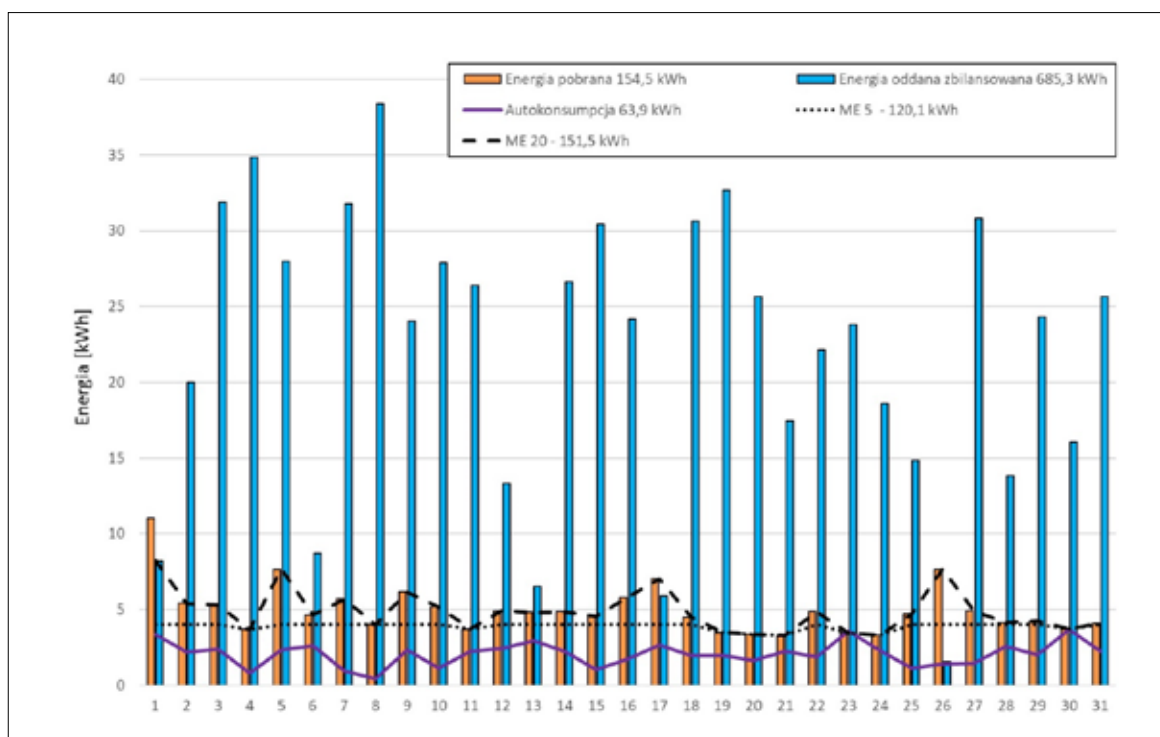


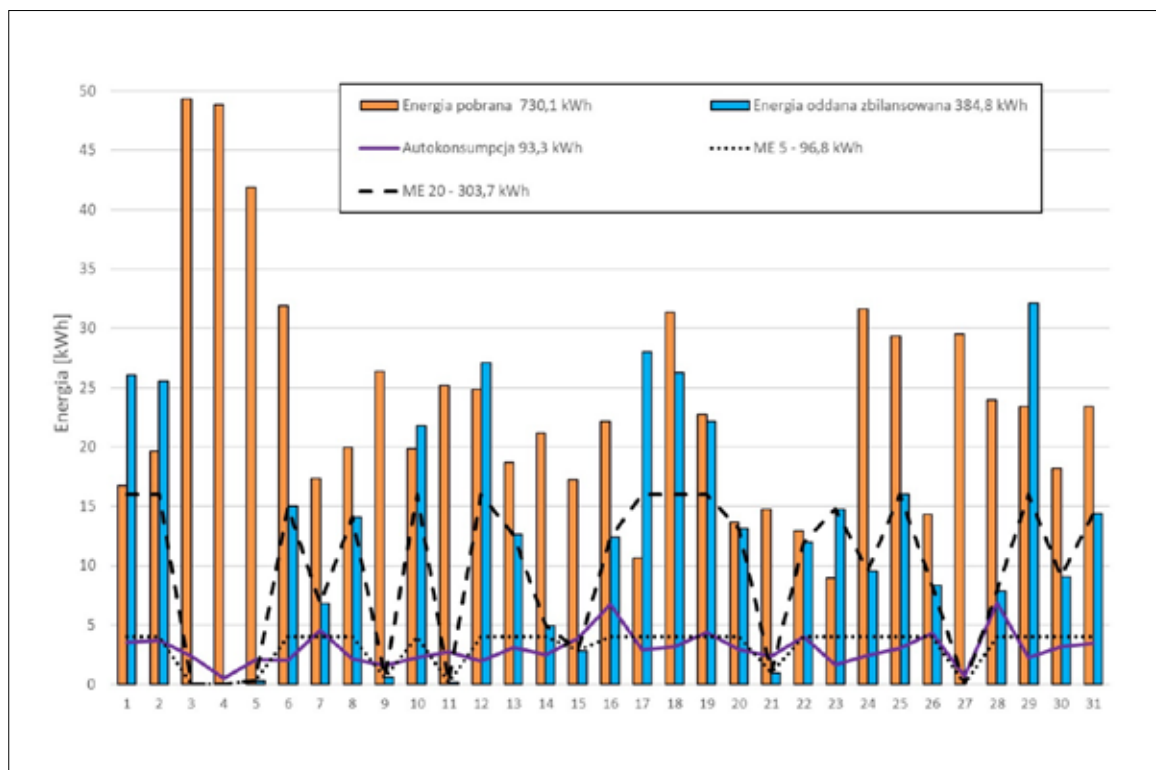
i marzec. W listopadzie dni są krótkie, jest też zimno, występuje duże zapotrzebowanie na energię, a produkcja prądu w instalacji PV jest wyjątkowo niska. W lipcu, gdy dni są długie, produkcja prądu osiąga wysokie wartości, ale zapotrzebowanie na energię pozostaje relatywnie niskie. Wreszcie w marcu występuje względna równowaga pomiędzy produkcją

i zapotrzebowaniem. Dom wciąż wymaga ogrzewania, ale dni stają się coraz dłuższe, a przy stosunkowo niskiej temperaturze zewnętrznej sprawność instalacji PV jest wysoka, co przekłada się na wysoką produkcję energii. W symulacjach przyjęto dwa warianty magazynu energii o nominalnej pojemności 5 i 20 kWh. W cyklach działania pracy ładowanie-roz-

RYS. 3

Energia pobrana z sieci, oddana do sieci, autokonsumpcja i symulacja działania magazynów o pojemności nominalnej 5 i 20 kWh w lipcu 2023 r. (źródło: opracowanie autora)





RYS. 4
Energia pobrana z sieci, oddana do sieci, autokonsumpcja i symulacja działania magazynów o pojemności nominalnej 5 i 20 kWh w marcu 2023 r.
(źródło: opracowanie autora)

ładowanie magazyny energii nie wykorzystują pełnej pojemności (Bajorski, 2024). Pojemność rzeczywista osiąga zwykle 80% pojemności nominalnej. W prezentowanych symulacjach przyjęto więc pojemność rzeczywistą odpowiednio: 4 i 16 kWh.

Wykres na rys. 2 obrazuje produkcję i zużycie energii w listopadzie 2023 r. Energia oddana zbilansowana to ilość energii, która została wyprodukowana w domowej instalacji PV, ale pomniejszona o wielkość energii wykorzystanej w domu, czyli o autokonsumpcję. Energia oddana to prąd wysłany do sieci. Stanowi ona potencjał dla wykorzystania na miejscu za pośrednictwem domowego magazynu energii. Linia kreskowana obrazuje symulowane działanie magazynu 20 kWh (ME 20), a kropkowana – magazynu 5 kWh (ME 5). W pierwszym przypadku wszystkie nadwyżki w ilości 104,2 kWh zostają zmagazynowane i wykorzystane. Drugi, mniejszy magazyn pozwala wykorzystać jedynie część nadwyżek energii w ilości 50,3 kWh.

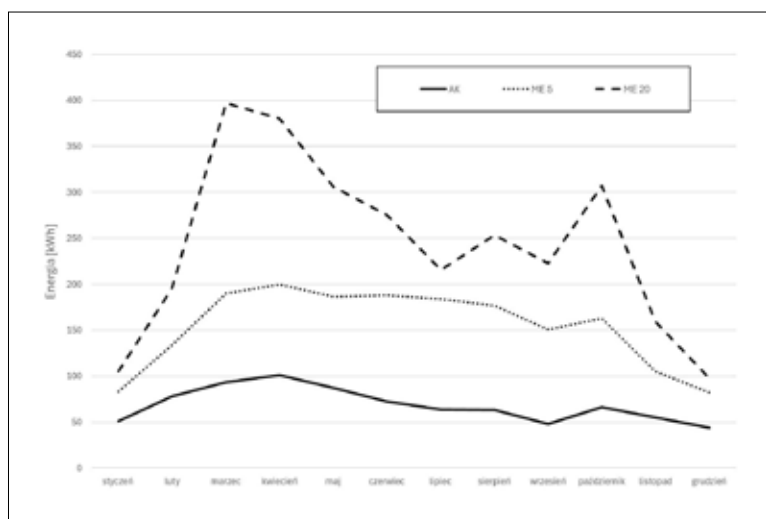
Autokonsumpcja rzeczywista w listopadzie, czyli bez magazynu energii, wyniosła 55 kWh. Zastosowanie magazynu podnosi autokonsumpcję do 105,3 kWh w wersji ME 5 i do 159 kWh w wersji ME 20. Oszczędności zestawione z rzeczywistym zużyciem prądu w listopadzie są niemal pomijalne. Nadwyżki prądu, jeżeli w ogóle występują, są niewspółmiernie małe w stosunku do zapotrzebowania. W dniach 15-22 listopada nadwyżki niemal w ogóle się nie pojawiają.

Wykres na rys. 3 z lipca 2023 r. ilustruje sytuację skrajnie inną niż ta z listopada. Tu dobowe nadwyżki prądu wysłane do sieci przewyższają kilkukrotnie ilość energii pobranej. Interesujący jest przebieg linii

obrazujących symulację działania magazynów energii. Mimo dużej różnicy ich pojemności, linie są niemal na jednym poziomie. Duży magazyn ME 20 pozwolił wykorzystać 151,5 kWh nadwyżek energii w ciągu miesiąca, podczas gdy mniejszy ME 5 – niewiele mniej, bo 120,1 kWh. Tu ograniczenie pracy magazynu wynika nie z podaży nadwyżek energii, które w całym miesiącu są bardzo wysokie, ale z możliwości ich wykorzystania. Zużycie energii w lipcu kształtuje się na bardzo niskim poziomie.

Wykres na rys. 4. obrazuje sytuację z marca 2023 r. To miesiąc, w którym występuje względna równowaga pomiędzy produkcją prądu z instalacji PV i zużyciem energii elektrycznej. W marcu jest największy potencjał do wykorzystania nadwyżek za pośrednictwem magazynu energii. Zastosowanie magazynu ME 20 skutkuje wykorzystaniem 303,7 kWh energii, a w wariancie magazynu ME 5 ilość wykorzystanej energii jest trzy razy mniejsza: 96,8 kWh. Warto zwrócić uwagę, że nawet duży magazyn nie akumuluje wszystkich nadwyżek. W ciągu 8 dni marca część niewykorzystanych nadwyżek jest wysłana do sieci.

Analizy zilustrowane na wykresach na rys. 2, 3 i 4 przeprowadzono dla wszystkich miesięcy w ciągu roku. Okazuje się, że magazyn w mniejszym wariancie pojemności ME 5 pozwala podnieść poziom autokonsumpcji z pierwotnego 823,6 kWh, co stanowi 15,4% wyprodukowanej energii, do 1843 kWh (34,4%). Magazyn o pojemności czterokrotnie większej (ME 20) podnosi autokonsumpcję do poziomu 2914 kWh (54,3%). Uwagę zwraca niewielka różnica autokonsumpcji w efekcie zastosowania magazynu 5 kWh i magazynu o 4-krotnie



RYS. 5

Wynik symulacji zastosowania magazynów energii o pojemności nominalnej 5 kWh (ME 5) i 20 kWh (ME 20) w porównaniu do poziomu autokonsumpcji (AK) bez magazynu energii w roku 2023
(źródło: opracowanie autora)

większej pojemności nominalnej. Na wykresie (rys. 5) pokazano wynik symulacji dla wszystkich miesięcy w roku 2023.

Wykres na rys. 5 potwierdza tezę, że największy wpływ na poziom autokonsumpcji magazynów energii występuje w miesiącach przejściowych, tj. w marcu, kwietniu i październiku. Efekt ten najlepiej widoczny jest dla magazynu o dużej pojemności (ME 20). W wersji ME 5, w czasie od marca do października autokonsumpcja miesięczna waha się między 150 a 200 kWh. Istotne jest, że w miesiącach zimnych – od listopada do lutego – magazyn, niezależnie od pojemności, ma niewielki wpływ na zwiększenie autokonsumpcji. Z powodu braku istotnych nadwyżek energii z instalacji PV, w miesiącach zimowych magazyn nie ma czego akumulować. W warunkach urządzeń przykładowego domu zastosowanie najbardziej popularnego magazynu energii o pojemności nominalnej 5 kWh podniosło autokonsumpcję roczną o ok. 1020 kWh, tymczasem magazyn o czterokrotnie większej pojemności nominalnej (20 kWh) umożliwił poprawę wykorzystania energii w ilości tylko dwukrotnie większej, czyli o 2090 kWh w stosunku do wariantu bez magazynu. Wynika stąd ważny wniosek, że zwiększenie pojemności magazynu nie przekłada się wprost proporcjonalnie na zwiększenia autokonsumpcji energii. Warto jednak dodać, że pojemność ma znaczący wpływ na cenę urządzenia.

Podsumowanie i wnioski, albo raczej pytania bez odpowiedzi

Zastosowanie magazynu przy instalacji PV włączonej do sieci po 1 sierpnia 2024 r. stało się warunkiem koniecznym dla uzyskania dotacji z programu Mój Prąd 6.0. Dotacja do instalacji może wynieść maksymalnie 7 tys. złotych (Mój Prąd 2024). Najmniejszy domowy magazyn energii dostępny na rynku ma

pojemność 2 kWh, najbardziej popularny – 5 kWh. Pojemność określona przez producentów to pojemność nominalna, różni się od rzeczywistej o ok. 20% (tak jak spalanie paliwa w samochodzie benzynowym podane przez producenta rozczarowująco różni się od spalania rzeczywistego). Magazyny energii do swojej pracy wykorzystują energię elektryczną. Niezależnie czy akumulują prąd, czy nie, pobierają go z sieci. To znaczy, że w okresie zimowym, kiedy nie występują nadwyżki dające się zmagazynować, domowe magazyny energii paradoksalnie przyczyniają się do wzrostu zużycia prądu. Testowany w ramach symulacji niewielki magazyn o pojemności nominalnej 5 kWh może przyczynić się do wzrostu autokonsumpcji o nieco ponad 1 MWh w ciągu roku. To niewiele biorąc pod uwagę roczną konsumpcję na poziomie 7,5 MWh (rys. 1).

”

Magazyny energii w obecnym kształcie nie rozwiązują wszystkich problemów wynikających z niskiej autokonsumpcji prądu z domowych instalacji PV

Na podstawie wyników przeprowadzonych symulacji narzucają się następujące pytania. Czy poprawa autokonsumpcji z 15% do 35% jest wystarczającym argumentem dla inwestycji w magazyn? Czy dotacja z programu Mój Prąd 6.0 w wysokości 7 tys. zł. do instalacji PV z obowiązkowym magazynem energii motywuje do poniesienia wysokich kosztów? Czy oszczędności w rachunkach za prąd w ilości 1 MWh rocznie są wystarczające, aby w okresie amortyzacji instalacji przewyższyć nakłady inwestycyjne, aby inwestycja była opłacalna? Żywotność magazynów energii podana przez producentów wynosi ok. 15 lat albo 6000 cykli. Cykl rozumiany jako ładowanie i rozładowanie magazynu można z pewnym przybliżeniem porównać do liczby dni. Magazyny energii, jak wszystkie akumulatory, z czasem tracą pojemność magazynową – problem ten znany jest każdemu użytkownikowi telefonu komórkowego. Można więc z dużą pewnością przyjąć, że z czasem wydajność magazynu będzie się stopniowo obniżać.

Przedstawione w artykule problemy stosowania magazynów energii nie przedostają się do debaty publicznej. Są skutecznie przykrywane nachalnymi reklamami, a warunki wspierania źródeł OZE w kolejnej edycji państwowego programu Mój Prąd 6.0 legitymizują proceder wciskania prosumentom mało skutecznych urządzeń. Trzeba jasno powiedzieć – magazyny



**ZASTOSOWANIE
MAGAZYNU**
przy instalacji PV
włączonej do sieci
po 1 sierpnia 2024 r.
stało się warunkiem
koniecznym dla
uzyskania dotacji
z programu Mój
Prąd 6.0

energii w obecnym kształcie, wbrew reklamie, którą zacytowałem na wstępie, nie rozwiązują wszystkich problemów wynikających z niskiej autokonsumpcji prądu z domowych instalacji PV. Są droгим gadżetem, nieprzekładającym się ani w krótkim, ani w długim czasie na zmniejszenie rachunków za prąd w takim stopniu, aby uzasadniało to wysokie nakłady inwestycyjne.

Na koniec pozostawię sobie rozwiązanie problemu, często podnoszone przez piewców zeroemisyjności – auta elektryczne. Te rzeczywiście mogą podnosić zużycie energii elektrycznej z instalacji PV zmagazynowanej w okresie letnim. Wtedy, gdy występują duże nadwyżki energii, można je zmagazynować przy pomocy dużego magazynu o pojemności co najmniej 20 kWh. Wieczorem, po powrocie do domu z pracy, podłączamy auto z zielonymi tablicami rejestracyjnymi do garażowej ładowarki i „tankujemy” nasz wehikuł do pełna na kolejny dzień pracy. Rzeczywiście, auto elektryczne to taki mobilny magazyn energii. Przypominam jednak, że w okresie od listopada do lutego, tj. przez 1/3 roku, nie występują nadwyżki w domowej instalacji PV dające się wykorzystać. W tym czasie nasze ekologiczne auto trzeba ładować z sieci, w której prąd w warunkach polskich wciąż pochodzi przede wszystkim z paliw kopalnych i przynajmniej przez następne dwie dekady się to nie zmieni. W Niemczech, w warunkach polskich, nieemisyjne auta elektryczne paradoksalnie przyczyniają się do wzrostu zapotrzebowania na energię z paliw kopalnych, czyli do zwiększenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery.

Jeżeli magazyny energii w obecnym kształcie nie rozwiązują w wystarczającym stopniu problemu niskiej autokonsumpcji, są drogie, a oszczędności wynikające z ich instalacji nie przekładają się na spadek kosztów energii, to należałoby sobie zadać jeszcze jed-

no kluczowe pytanie. Czy zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery spowodowane instalacją magazynów w jakikolwiek sposób uzasadnia wysokość emisji CO₂, która ma miejsce w procesie wytwarzania i transportu tych urządzeń? A trzeba wyjaśnić, że produkcja magazynów zaczyna się w kopalni, gdzieś w Afryce, skąd surowce płyną do Chin, gdzie magazyny powstają i skąd gotowe płyną do Europy i dalej transportowane są do firm i odbiorców. Wreszcie, czy efekt ekologiczny tych urządzeń uzasadnia zużycie surowców, energii i utylizacji odpadów, z czym przyjdzie nam się zmierzyć już za niecałą dekadę?

Literatura

1. Raport IEO, 2024 – Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2024, Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej, Warszawa, czerwiec 2024.
2. Bajorski J. Ważne parametry magazynów energii: nie tylko pojemność! Budujemydom.pl <https://budujemydom.pl/instalacje/kolektory-sloneczne-i-fotowoltaika/aktualnosci/110924-wazne-parametry-magazynow-energii-nie-tylko-pojemnosc>
3. Biernacik E. 2022. Autokonsumpcja – fotowoltaika na własne potrzeby. Enerad.pl. (29.07.2022, aktualizacja 12.04.2024).
4. Ciszak P. 2024. Zaczęło się. Wyłączają część paneli słonecznych. Co się dzieje. Money.pl (28.03.2024) <https://www.money.pl/gospodarka/interweniujaw-pradu-z-oze-co-sie-dzieje-w-polskim-systemie-7010450443090912a.html>
5. FiberLink.Fotowoltaika. Co to jest autokonsumpcja. <https://fiberlink.pl/fotowoltaika/blog/co-to-jest-autokonsumpcja>
6. Gramwzielone.pl. Przewodnik po magazynowaniu energii. <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/107139/przewodnik-po-magazynowaniu-energii-01>
7. Lepiej Tauron. Fotowoltaika: autokonsumpcja – jak ją zwiększyć. <https://lepiej.tauron.pl/zielona-energia/fotowoltaika-autokonsumpcja-jak-ja-zwiekszy>
8. Mój Prąd – Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych, www.mojprad.gov.pl ■

TRUDNE PRZECHODZENIE NA ZIELONĄ STRONĘ

– Zachęty dla przemysłu do przechodzenia na zieloną energię są wciąż niewystarczające. Biurokracja i brak odpowiednich regulacji, np. w zakresie linii bezpośrednich, utrudniają dynamiczny rozwój takich inicjatyw – mówi **Tomasz Guzowski**, prezes OX2 Polska – firmy realizującej projekty w zakresie OZE.

Dominika Miensopust: Niedawno objął pan stanowisko prezesa OX2 w Polsce. Jakie są plany dotyczące rozwoju firmy?

Tomasz Guzowski: Jestem związany z OX2 od 2019 roku, więc doskonale znam tę organizację. Przed nami intensywny czas – pracujemy nad długofalową strategią, wiąże się ona m.in. z faktem, że od października 2024 mamy nowego właściciela, co wpływa na całą grupę OX2.

Jednym z kluczowych elementów nowej strategii jest przejście na model IPP (Independent Power Producer), co oznacza, że część naszych aktywów będziemy zatrzymywać w portfelu i nimi zarządzać. Nadal zamierzamy także realizować projekty dla ze-

wnętrznych inwestorów, aby zapewnić elastyczność biznesową i stabilność finansową. Skupiamy się tu na trzech głównych technologiach: energetyce wiatrowej, fotowoltaice i magazynach energii.

Czy któraś z tych technologii będzie priorytetowa?

Kluczowa jest dla nas dywersyfikacja, dlatego rozwijamy wszystkie trzy technologie równolegle. Przykład to projekt Rutki – farma fotowoltaiczna o mocy 100 MWp, która pozostaje w naszym portfelu. Planujemy także kolejne cztery projekty o łącznej mocy ponad 400 MW, obejmujące zarówno energię wiatrową, fotowoltaikę, jak i magazyny energii.



TOMASZ
GUZOWSKI
prezes OX2 Polska

foto: OX2 Polska

Czy napotykanie na trudności związane z regulacjami, np. w przypadku farm wiatrowych?

Widzimy pewne pozytywne zmiany – uproszczenie procedur i skrócenie czasu oczekiwania na decyzje administracyjne, co jest częstym tematem dyskusji, także w kontekście unijnej dyrektywy RED III. PSE działa w sposób transparentny, co jest niewątpliwym plusem, ale pojawiają się i wyzwania. Na przykład czas obowiązywania warunków przyłączeniowych, który obecnie wynosi 24 miesiące, a umowa przyłączeniowa – 48 miesięcy. To niewystarczające, zwłaszcza że same projekty wiatrowe rozwijają się przez 6-7 lat.

OX2 w Polsce działa już od sześciu lat. Jakie są wasze dotychczasowe osiągnięcia?

Mamy portfel projektów o łącznej mocy około 3 GW, obejmujących wszystkie technologie. Dotychczas przekazaliśmy inwestorom końcowym inwestycje o łącznej mocy prawie 250 MW, a kolejne 120 MW jest w trakcie budowy. Warto wspomnieć o wymienionym już projekcie Rutki oraz współpracy z Eneą, dla której budujemy farmę wiatrową Bejsce – jest to dla nas pierwszy tego typu projekt realizowany dla spółki Skarbu Państwa.

Z kolei w obszarze magazynów energii możemy pochwalić się pierwszym magazynem OX2 w Osieku Jasielskim, który uzyskał wsparcie z obowiązkiem wejścia na rynek mocy od 2027 r. W grudniu 2024 dwa kolejne magazyny, po 99,5 MW, również otrzymały kontrakty na rynku mocy, z obowiązkiem operacyjnym od 2029 roku.

Magazyny energii w Polsce to wciąż stosunkowo nowa technologia. Jakie są największe wyzwania w tym obszarze?

Jednym z głównych jest brak ukształtowanego rynku usług systemowych, co wprowadza niepewność w zakresie przyszłych przychodów. Choć rynek mocy zapewnia pewną stabilność, stanowi on tylko około 20% potencjalnych przychodów magazynów energii.

Istnieje potrzeba regulacyjnego wsparcia w zakresie integracji magazynów z odnawialnymi źródłami energii, co mogłoby przyczynić się do stabilizacji sieci.

Czy OZE rzeczywiście są tańszą alternatywą dla konwencjonalnej energetyki?

Powiedziałbym, że miks energetyczny, który obecnie mamy, jest niewystarczający, aby odpowiednio zredukować ceny. Odpowiednie nasycenie rynku energią z OZE prowadzi do ich faktycznego obniżenia. Poziomy uzyskiwane w aukcjach dla energii wiatrowej i fotowoltaicznej są niższe od średnich cen rynkowych, co pokazuje, że odnawialne źródła mają potencjał do obniżania kosztów dla odbiorców końcowych.

W takim razie jak Polska powinna kształtować swój miks energetyczny?

Prognozy wskazują, że do 2030 roku zużycie energii w naszym kraju wzrośnie do około 200 TWh rocznie. Musimy znaleźć równowagę między odnawialnymi źródłami energii, energetyką jądrową i stabilnymi źródłami bilansującymi system. Natomiast jestem przekonany, że węgiel to nie jest droga, którą powinniśmy iść. Należy patrzeć w kierunku źródeł niskoemisyjnych, które uzupełnią i ustabilizują system.

Czyli otwiera się szerokie „pole do popisu” dla OX2?

Zdecydowanie tak. Powinniśmy jednak skracać procedury, aby uniknąć sytuacji podobnych do tej, która miała miejsce w przypadku energetyki wiatrowej. Przez długi czas rozwój projektów był tu bowiem zablokowany i w efekcie pierwsze nowe farmy wiatrowe będą gotowe do budowy dopiero za około trzy lata, a ich przyłączenie do sieci nastąpi w perspektywie kolejnych pięciu.

Czy jednak mamy w Polsce wystarczającą liczbę specjalistów, którzy mogliby pracować przy nowych projektach energetycznych?

Niezaprzeczalnie potrzebujemy więcej specjalistów. Dodam tu, że nasza firma współpracuje m.in. z Windhunter Academy, organizując szkolenia dla byłych górników i pracowników elektrowni konwencjonalnych. Program pilotażowy pokazał, że istnieje duże zainteresowanie przekwalifikowaniem się do branży OZE. Projekt ten był realizowany pilotażowo – w dwóch turach przeszkoliliśmy łącznie 15 osób. Każdy z etapów szkolenia trwał około miesiąca, a na jego zakończenie uczestnicy mieli okazję spotkać się z potencjalnymi pracodawcami. W każdej turze pojawiało się trzech pracodawców, gotowych do rozmów o zatrudnieniu. W efekcie każdy uczestnik, jeśli tylko chciał, miał realną szansę na pracę w branży onshore.

Od początku podkreślaliśmy, że liczymy, iż ten pilotaż stanie się impulsem do szerszej dyskusji – nie tylko o transformacji energetycznej w kontekście technologicznym, ale także o aspekcie społecznym.

W górnictwie i energetyce konwencjonalnej pracuje wielu wykwalifikowanych specjalistów, którzy mogą znaleźć swoje miejsce w sektorze odnawialnych źródeł. Wystarczy stworzyć im odpowiednie warunki i możliwości przekwalifikowania.

Taka dyskusja jest niezwykle potrzebna, a my mamy poczucie, że wciąż jej brakuje. Oczywiście, kolejne firmy podejmują działania szkoleniowe, ale cały czas nie ma spójnej strategii na poziomie ogólnokrajowym. Potrzebna jest szersza współpraca, angażująca m.in. Ministerstwo Edukacji, Ministerstwo Przemysłu, ale też Ministerstwo Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej. Bez tego trudno będzie zapewnić wystarczającą liczbę pracowników dla transformującej się energetyki.

”

Musimy znaleźć równowagę między odnawialnymi źródłami energii, energetyką jądrową i stabilnymi źródłami bilansującymi system

Musi też być zainteresowanie tej drugiej strony, czyli górników czy specjalistów z elektrowni konwencjonalnych...

Na szczęście zauważamy, że zainteresowanie pracowników górnictwa i energetyki konwencjonalnej wyraźnie rośnie. Kiedy startowaliśmy z programem, podchodzono do niego z rezerwą. Dziś widzimy znacznie większą otwartość – pierwsze przeszkolone osoby zaczęły pracę w branży i dzielą się swoimi doświadczeniami. Można powiedzieć, że działa tu efekt marketingu szeptanego – coraz więcej specjalistów widzi realne możliwości zatrudnienia w OZE i jest gotowych do zmiany branży.

Projekty OZE – zwłaszcza wiatrowe – nierzadko wywołują spore emocje. Jak podchodzicie do współpracy z lokalnymi społecznościami? Czy prowadzicie działania edukacyjne, informacyjne, które pomagają rozwiewać wszelkiego typu wątpliwości dotyczące waszych inwestycji?

Tak, zdecydowanie działamy w tym obszarze. Po pierwsze, świadomość społeczna dotycząca energetyki wiatrowej znacząco wzrosła – coraz więcej osób ma możliwość zobaczenia, jak funkcjonują już istniejące farmy. Można odwiedzić działające instalacje i porozmawiać z mieszkańcami, którzy żyją w ich sąsiedztwie.

Jako firma staramy się być aktywnym i dobrym sąsiadem dla lokalnych społeczności. Zawsze zaczynamy od rozmów – w pierwszej kolejności z samorządami,

które informujemy o naszych planach. Organizujemy spotkania informacyjne, kiedy to omawiamy szczegóły projektu i odpowiadamy na ewentualne pytania. Nasze doświadczenie pokazuje, że poziom obaw związanych z farmami wiatrowymi znacząco się zmniejszył, a świadomość korzyści płynących z tych inwestycji jest dziś znacznie większa niż jeszcze parę lat temu.

Lokalne władze zaczynają doceniać korzyści dla gminy, jakie płyną z waszej działalności?

Doskonałym przykładem są gminy we wschodniej Polsce, gdzie dochody z podatków płaconych przez farmy wiatrowe potrafią stanowić znaczący procent budżetu inwestycyjnego. Dla takich społeczności to ogromna wartość, która przekłada się na poprawę infrastruktury, edukacji i jakości życia mieszkańców. W rezultacie, lokalne władze często same angażują się w zachęcanie mieszkańców do kolejnych inwestycji na swoim terenie.

Początkowe obawy często wynikają z braku informacji – jak mówi powiedzenie: „diabeł straszny, gdy go nie widać”. Jednak kiedy rozpoczynają się konkretne rozmowy i realna współpraca, okazuje się, że odbiór farm wiatrowych jest o wiele lepszy niż można by przypuszczać.

Warto również podkreślić, że przy każdym naszym projekcie staramy się aktywnie angażować w życie społeczności lokalnych. Organizujemy np. warsztaty edukacyjne dla dzieci w szkołach, które pomagają im zrozumieć, czym jest energia wiatrowa i jakie ma znaczenie dla przyszłości energetyki. Takie działania informacyjne są kluczowe – im lepiej ludzie rozumieją te inwestycje, tym bardziej są do nich przychylni.

Czy tak samo dobrze układa się wam współpraca z przemysłem energochłonnym, czy tutaj mówimy o innej skali wyzwań?

Prowadzimy rozmowy, ale widzimy, że zachęty dla przemysłu do przechodzenia na zieloną energię są wciąż niewystarczające. Biurokracja i brak odpowiednich regulacji, np. w zakresie linii bezpośrednich, utrudniają dynamiczny rozwój takich inicjatyw. To faktycznie zupełnie inna skala problemów.

Myślę, że świadomość jest już jednak na wysokim poziomie – wiele firm doskonale zdaje sobie sprawę, że transformacja energetyczna to konieczność i w dłuższej perspektywie przyniesie im korzyści. Nadal brakuje natomiast wystarczających bodźców ekonomicznych i administracyjnych, które przyspieszyłyby ten proces. W dużej mierze przeszkodą są zbyt skomplikowane procedury. Dopóki nie zostaną uproszczone, przejście na zieloną energię dla wielu podmiotów pozostanie wyzwaniem, a nie oczywistą decyzją biznesową.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka magazynu Kierunek Energetyka*



Digitalizujemy sieci ciepłownicze



**NOWOCZESNE
TECHNOLOGIE**



**ROZWIĄZANIA
MOBILNE**



**OPTIMALIZACJA PRACY
SIECI I REDUKCJA STRAT**



**ROZBUDOWANE
ANALIZY DANYCH**



**STAŁE WSPARCIE
SPECJALISTÓW**



**GWARANCJA
BEZPIECZEŃSTWA DANYCH**



NASZE REALIZACJE:

- Gdynia OPEC Sp. z o.o.
- Geotermia Podhalańska PEC S.A.
- Olsztyn MPEC Sp. z o.o.

SKONTAKTUJ SIĘ Z NAMI

www.kartgis.com.pl

biuro@kartgis.com.pl • tel. kom. 691 111 913



EFEKTYWNE STRATEGIE MINIMALIZACJI AWARII

w systemach energetyki odnawialnej

Wojciech Sikorski

ekspert z obszaru energetyki

Odnawialne źródła energii – niezależnie od korzyści ekologicznych i ekonomicznych – muszą sprostać wyzwaniom związanym z awaryjnością: zarówno na poziomie sprzętowym, jak i operacyjnym. Aby zagwarantować ciągłość pracy, optymalizację wydajności i bezpieczeństwo niezbędne są tu kompleksowe strategie minimalizacji awarii. Jakie są najważniejsze metody ochrony i optymalizacji działania instalacji OZE, uwzględniając aspekty predykcyjnej diagnostyki, redundancji, zarządzania energią, konserwacji prewencyjnej oraz ochrony przed zagrożeniami atmosferycznymi i cybernetycznymi?

Predykcyjne utrzymanie ruchu w systemach odnawialnych źródeł energii odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu ich niezawodności i efektywności. Zaawansowane czujniki IoT zbierają dane w czasie rzeczywistym umożliwiając dokładną analizę

stanu technicznego poszczególnych komponentów. Algorytmy sztucznej inteligencji porównują uzyskane wartości z historycznymi wzorcami i wykrywają nawet najmniejsze anomalie, które mogą wskazywać na nadchodzącą awarię. W przypadku wykrycia niepra-

widłowości system może automatycznie uruchomić procedurę konserwacyjną lub wysłać alert do operatora, pozwalając na szybką reakcję jeszcze przed wystąpieniem poważniejszych problemów.

Wdrożenie predyktoryjnego utrzymania ruchu przekłada się na optymalizację kosztów operacyjnych oraz wydłużenie cyklu życia urządzeń. Eliminacja nieplanowanych przestoju pozwala na maksymalne wykorzystanie potencjału energetycznego instalacji, co jest szczególnie istotne w przypadku farm wiatrowych i słonecznych, gdzie każdy dzień przestoju oznacza realne straty finansowe. Dodatkowo, analizowane dane mogą być wykorzystywane do długoterminowego planowania konserwacji, co pozwala na bardziej efektywne zarządzanie zasobami i harmonogramami serwisowymi. W ten sposób predyktoryjne utrzymanie ruchu staje się nie tylko narzędziem minimalizacji awarii, ale także elementem optymalizacji całego systemu OZE.

Zastosowanie redundancji i decentralizacji

Kolejną istotną strategią jest zastosowanie redundancji i decentralizacji systemów energetycznych. W przeciwieństwie do scentralizowanych elektrowni, gdzie awaria jednego elementu może wpłynąć na całość systemu, instalacje OZE często funkcjonują w rozproszonych układach. Redundancja polega na wprowadzeniu nadmiarowych komponentów, które mogą przejmować funkcję uszkodzonych jednostek. Przykładowo, farmy wiatrowe czy słoneczne mogą być wyposażone w magazyny energii takie jak baterie litowo-jonowe, które kompensują krótkotrwałe przerwy w zasilaniu. Dodatkowo hybrydowe systemy łączące różne źródła energii – na przykład panele fotowoltaiczne z turbinami wiatrowymi – umożliwiają stabilne dostawy nawet przy zmiennej produkcji poszczególnych technologii. Automatyczne przełączanie na alternatywne źródła zasilania dodatkowo zwiększa odporność systemu na awarie i podnosi niezależność energetyczną.

Nowoczesne systemy zarządzania energią (EMS) stanowią integralny element efektywnego funkcjonowania instalacji OZE. Dzięki integracji danych z czujników, prognoz pogody oraz analizie popytu, EMS umożliwiają dynamiczne dostosowanie pracy turbin, paneli fotowoltaicznych i magazynów energii. Systemy te optymalizują wykorzystanie energii w czasie rzeczywistym, co nie tylko zwiększa efektywność operacyjną, ale również chroni przed przeciążeniami sieciowymi. Kluczowe funkcje EMS obejmują dynamiczne dostosowanie parametrów pracy urządzeń do aktualnych warunków atmosferycznych, optymalizację zużycia energii w zależności od bieżącego zapotrzebowania oraz szybką reakcję na potencjalne anomalie. Przykłady z praktyki, takie jak systemy wirtualnych elektrowni, pokazują, że inteligentne zarządzanie energią może znacząco podnieść efektywność produkcji i dystrybucji energii.

Przeglądy i konserwacja

Regularne przeglądy techniczne oraz konserwacja prewencyjna są nieodzownymi elementami dbania o niezawodność systemów OZE. Harmonogramowe inspekcje pozwalają na wczesne wykrycie problemów mechanicznych i elektrycznych, zanim doprowadzą one do poważnych awarii. W ramach konserwacji sprawdza się stan okablowania, łożysk, systemów chłodzenia oraz innych kluczowych komponentów instalacji. Czyszczenie powierzchni paneli fotowoltaicznych oraz łopat turbin wiatrowych jest również ważne, gdyż nagromadzony kurz, osady i zanieczyszczenia mogą obniżyć wydajność nawet o 20-30%. Aktualizacja oprogramowania sterującego gwarantuje, że system korzysta z najnowszych rozwiązań technologicznych i zabezpieczeń, co zwiększa zarówno efektywność, jak i bezpieczeństwo operacyjne. Regularne przeglądy nie tylko minimalizują ryzyko awarii, ale również pozwalają na obniżenie kosztów serwisowych i utrzymanie wysokiej sprawności całej instalacji.



Ochrona systemów OZE przed ekstremalnymi warunkami pogodowymi jest kluczowa dla zapewnienia ich długoterminowej wydajności i bezpieczeństwa

Ochrona przed pogodą

Ochrona systemów OZE przed ekstremalnymi warunkami pogodowymi jest kluczowa dla zapewnienia ich długoterminowej wydajności i bezpieczeństwa. W obszarach narażonych na silne wiatry stosuje się turbiny o wzmocnionych masztach i aerodynamicznych łopatach, które mogą wytrzymać podmuchy o ekstremalnej prędkości. Dodatkowo, systemy aktywnego sterowania kątem nachylenia łopat (pitch control) umożliwiają redukcję obciążeń mechanicznych podczas gwałtownych zmian pogody. W przypadku farm fotowoltaicznych kluczowe znaczenie mają szkła hartowane oraz elastyczne struktury montażowe, pozwalające na absorpcję energii uderzeń gradu, minimalizując ryzyko pęknięć i awarii.

Nie mniej istotne są technologie zapobiegające zjawisku oblodzenia, które może znacząco obniżyć wydajność turbin wiatrowych oraz paneli PV. Stosowanie podgrzewanych łopat, powłok hydrofobowych oraz ultradźwiękowych systemów antyoblodzeniowych skutecznie ogranicza gromadzenie się lodu, co powoduje stabilniejszą pracę instalacji. Inteligentne systemy prognozowania pogody, zintegrowane z układami zarządzania energią, pozwalają na odpowiednie dostosowanie pracy farm wiatrowych i słonecznych



OCHRONA SYSTEMÓW OZE

przed ekstremalnymi warunkami pogodowymi jest kluczowa dla zapewnienia ich długoterminowej wydajności i bezpieczeństwa. W obszarach narażonych na silne wiatry stosuje się turbiny o wzmocnionych masztach i aerodynamicznych łopatkach

w przypadku nadchodzących burz czy anomalii pogodowych. Dzięki temu możliwe jest automatyczne zmniejszenie obciążenia turbin lub tymczasowe wyłączenie instalacji w celu uniknięcia poważniejszych uszkodzeń. Wdrażanie tych zaawansowanych rozwiązań nie tylko chroni infrastrukturę, ale także zapewnia nieprzerwaną produkcję energii w wymagających warunkach środowiskowych.

Cyberochrona

Wraz z rosnącą automatyzacją i cyfryzacją systemów odnawialnych źródeł energii zagrożenia cybernetyczne stają się coraz bardziej realnym wyzwaniem. Ataki hakerskie mogą prowadzić do przejścia kontroli nad turbinami wiatrowymi, sys-

temami fotowoltaicznymi czy magazynami energii, co może skutkować zakłóceniami dostaw, fizycznym uszkodzeniem infrastruktury, a nawet masowymi blackoutami. Cyberprzestępcy mogą także wykorzystywać luki w zabezpieczeniach do przechwytywania danych operacyjnych, co niesie ryzyko szpiegostwa przemysłowego lub sabotażu.

”

Predykcyjne utrzymanie ruchu w systemach odnawialnych źródeł energii odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu ich niezawodności i efektywności

Aby skutecznie chronić systemy OZE przed tego typu zagrożeniami wdraża się wielopoziomowe strategie cyberbezpieczeństwa. Kluczowym elementem jest szyfrowanie transmisji danych, które uniemożliwia ich przechwycenie i manipulację. Firewalle i systemy wykrywania intruzów (IDS) monitorują ruch sieciowy, identyfikując potencjalne ataki w czasie rzeczywistym. Autoryzacja wieloskładnikowa oraz segmentacja sieci ograniczają dostęp do krytycznych systemów wyłącznie dla uprawnionych użytkowników. Dodatkowo, regularne testy penetracyjne oraz audyty bezpieczeństwa pozwalają na wykrywanie i eliminowanie podatności jeszcze przed ich potencjalnym wykorzystaniem przez cyberprzestępców. Dzięki tym działaniom infrastruktura energetyki odnawialnej staje się bardziej odporna na cyberzagrożenia, co gwarantuje stabilność i bezpieczeństwo dostaw energii.

Wdrażanie efektywnych strategii minimalizacji awarii w systemach odnawialnych źródeł energii to kompleksowe działanie, obejmujące nowoczesne technologie, regularną konserwację oraz zaawansowane systemy zabezpieczeń. Predykcyjne utrzymanie ruchu pozwala na wczesne wykrywanie usterek, redundancja i decentralizacja gwarantują ciągłość dostaw energii, a EMS dynamicznie optymalizują jej produkcję i zużycie. Regularne przeglądy techniczne oraz systemy ochrony przed warunkami atmosferycznymi i cyberatakami podnoszą niezawodność i bezpieczeństwo całej instalacji. Dzięki takim rozwiązaniom, OZE stają się nie tylko bardziej przyjazne dla środowiska, ale również stabilne i konkurencyjne w dynamicznie zmieniającym się sektorze energetycznym, co stanowi fundament zrównoważonej przyszłości. ■



Dołącz do nas,
czekamy na Ciebie!



MIĘDZYNARODOWE TARGI MASZYN I URZĄDZEŃ dla Wodociągów i Kanalizacji **WOD-KAN**

Nowelizacja dyrektywy ściekowej wprowadza wymogi dotyczące eksploatacji systemów kanalizacyjnych i oczyszczalni ścieków.

Jednym z nich jest **cel neutralności energetycznej**.

Oczyszczalnie ścieków muszą osiągnąć **SAMOWYSTARCZALNOŚĆ ENERGETYCZNĄ**

Jeżeli jesteś producentem rozwiązań energetycznych

**TARGI WOD-KAN są dla Ciebie
ZOSTAŃ WYSTAWCĄ**



Organizator Targów - Izba Gospodarcza "Wodociągi Polskie" - zrzesza 550 przedsiębiorstw wod.-kan.
To gwarancja uczestnictwa w Targach właściwej grupy docelowej.

WWW.TARGI-WOD-KAN.PL

20 - 22 MAJA 2025 ROKU, BYDGOSZCZ





Fot. BMP

A MOŻE AMONIAK?

W 2020 roku, kiedy wciąż niewiele myślano jeszcze o energetycznym zastosowaniu amoniaku, kilku naukowców postanowiło wykorzystać go w sektorze małych maszyn rolniczych. Uzyskali dofinansowanie i rozpoczęli prace nad rozwiązaniem, które może zmienić oblicze przemysłu. O początkach projektu, wyzwaniach i inspiracjach opowiadają: **prof. dr hab. inż. Wojciech Adamczyk**, **dr hab. inż. Grzegorz Przybyła**, **dr inż. Grzegorz Peczkis** z Politechniki Śląskiej oraz **Hubert Stępniewicz**, menadżer i trener ds. transformacji.

Aleksandra Grądzka-Walasz, Dominika Mien-sopust: Wasze prace nad prototypem trwały trzy lata, a ich efektem jest stojący przed nami sadowniczy ciągnik rolniczy. Na czym polega ten projekt? Co jest wyjątkowego w opracowanej na terenie Politechniki Śląskiej technologii?

Fot. zasobu rozmówcy



Wojciech Adamczyk: W ramach projektu opracowaliśmy technologię pozwalającą na przystosowanie silnika o zapłonie samoczynnym (ZS) do bezpośredniego wtrysku amoniaku. Silnik został zmodyfikowany tak, aby mógł równocześnie spalać

biodiesel oraz amoniak podawany pod wysokim ciśnieniem w stanie ciekłym bezpośrednio do cylindra.

Projekt ten realizowany jest wspólnie z partnerami zagranicznymi, takimi jak Norweski Uniwersytet Naukowo-Techniczny (NTNU) w Trondheim, oraz partnerem przemysłowym – LOGE Polska z Częstochowy, który zajmuje się tworzeniem oprogramowania software'u obliczeniowego do modelowania działania silników spalinowych, stosowanych nie tylko w przemyśle samochodowym, ale również w energetyce. Partnerem związanym z zagadnieniami rolniczymi jest z kolei Uniwersytet Rolniczy z Krakowa.

A pomysł? Kierunek był jeden – dekarbonizacja, czyli ograniczenie emisji dwutlenku węgla w sektorze rolniczym.

Dlaczego wybraliście właśnie tę branżę?

Wydawała nam się bardzo atrakcyjna i do tej pory nie ciesząca się szczególnym zainteresowaniem odnośnie modyfikacji energetycznych czy technologicznych.

Wspólnie z partnerami ustaliliśmy, że przeróbka silnika ZS, wykorzystywanego często w rolnictwie do napędu „na amoniak”, może być bardzo ciekawym rozwiązaniem.

Dlaczego nie wodór, o którym tak dużo się mówi?

W samym rolnictwie amoniak powszechnie wykorzystuje się jako półprodukt do wytwarzania nawozu. Nie jest postrzegany jako coś nieosiągalnego, może być długoterminowo przechowywany, łatwo transportowany i gromadzony. Nie wymaga wysokich ciśnień, wystarczy 10 bar – podobnie jak w przypadku propanu.

Wyobraźmy sobie sytuację, że przetwórstwo rolne mogłoby zaopatrzyć się w stosunkowo tanie paliwo np. w sezonie letnim, a następnie wykorzystywać je w okresie jesiennym. To źródło oszczędności, a dodatkowo uniknięcie opłat związanych z emisją. Dzięki temu produkty rolnicze powstawałyby w bardziej ekologiczny sposób.

Brzmi zachęcająco. Wróćmy jeszcze do wodoru...

Wodór w silnikach wysokoprężnych stosunkowo trudno się wprowadza, a dodatkowo jakiejkolwiek jego składowanie i przechowywanie wiąże się z dużymi nakładami inwestycyjnymi. Dostępność tego paliwa na tę chwilę również jest dość ograniczona. Amoniak zdecydowanie tu wygrywa.

Szary amoniak, czyli powstający z gazu ziemnego bez wychwytu dwutlenku węgla, jest powszechnie dostępny i można go kupić na rynku. Kraje Ameryki Południowej, Australii czy Afryki eksportują go statkami, w stanie ciekłym, do Europy czy Kanady i Japonii.

Zatem wybór pada na amoniak. A gdybyśmy przełożyli to na energetykę?

Nie ograniczamy się wyłącznie do środowiska rolniczego, ale pracujemy też nad tym, aby wykorzystać amoniak jako potencjalne paliwo, które zdekarbonizuje np. ciepłownictwo czy energetykę w układach skojarzonych. Mógłby on być współspalany z biodieslem czy innym paliwem wolnym od dwutlenku węgla, przy produkcji ciepła i energii elektrycznej z ograniczeniem emisji. Amoniak będzie także postrzegany jako paliwo pozwalające na osiągnięcie wymogów określonych w dyrektywie EED Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) dotyczących efektywności układów ciepłowniczych. Zgodnie z nią, do 31 grudnia 2027 roku, sieć ciepłownicza zostanie uznana za efektywną, jeśli system będzie oparty na wykorzystaniu co najmniej 50% energii odnawialnej, 50% ciepła odpadowego, 75% ciepła wytwarzanego w kogeneracji lub 50% kombinacji takiej energii i ciepła. Zastosowanie amoniaku będzie dawało taką możliwość poprzez częściowe zastąpienie paliwa kopalnego zielonym amoniakiem.

Myślimy również o wykorzystaniu amoniaku do zasilania pojazdów szynowych. W kolejnictwie widzimy duży potencjał, gdyż większość lokomotyw wykorzystuje olej napędowy, natomiast możemy częściowo zastąpić go amoniakiem i współspalać, tym samym ograniczając emisję CO₂. Chcemy więc zaproponować transport kolejowy bardziej przyjazny środowisku.

”

Pracujemy nad tym, aby wykorzystać amoniak jako potencjalne paliwo, które zdekarbonizuje np. ciepłownictwo czy energetykę w układach skojarzonych

W takim razie idźmy szerzej: transport morski, lotnictwo...?

Lotnictwo nie bardzo, ze względu na gęstość energii amoniaku i związaną z tym masę zbiornika. W przypadku np. energetyki czy kolejnictwa masa zbiornika z paliwem ma mniejsze znaczenie i dlatego też amoniak może być rozważany jako paliwo do zastosowań trakcyjnych, czyli w ruchu lądowym.

Natomiast na morzu już pływają statki zasilane amoniakiem, gdzie jego udział energetyczny względem paliwa inicjującego proces spalania to 90%. Jest to osiągalne głównie ze względu na niską prędkość obrotową silników okrętowych. Amoniak jest paliwem charakteryzującym się niską prędkością spalania, dlatego w silnikach wolnoobrotowych łatwiej jest zapewnić odpowiednie warunki procesu spalania.

Jest jeszcze jedna ważna wada amoniaku, o której warto wspomnieć. Toksyczność oraz zapach.

Istotnie, może on doprowadzić do zatrucia oraz powodować pewien dyskomfort w przypadku pojawienia się nawet nieznacznych ilości w otoczeniu, ale przy szczelnej i dobrze zabezpieczonej instalacji ryzyko wystąpienia takiej sytuacji jest bardzo niskie. Dodatkowo, w przypadku jakiegokolwiek, bardzo szybko można rozpoznać, że nastąpiła jakaś usterka i można szybko zareagować. W przeciwieństwie do np. wodoru.

”

Myślmy o wykorzystaniu amoniaku do zasilania pojazdów szynowych. W kolejnictwie widzimy duży potencjał

To wszystko brzmi bardzo przełomowo, więc dlaczego tak mało się o tym mówi?

Dlatego, że dzisiaj dużą uwagę skupiamy na wykorzystaniu wodoru. Oczywiście, będzie on wykorzystywany w różnych gałęziach przemysłu, znajdzie szerokie zastosowanie, ale amoniak też będzie miał swoją niszę.

O jakiej kwocie mówimy?

Myślę, że trudno to zbilansować. Po pierwsze, nasza instalacja jest badawcza. Po drugie – wiele komponentów zostało zaadaptowanych z rynku automotive, natomiast żeby móc je wprowadzić na rynek konieczna jest ich certyfikacja na amoniak itd. Zatem obecnie nie jesteśmy w stanie powiedzieć, ile finalnie taki układ zastosowania jezdnego czy rolniczego by kosztował.

PRZERÓBKA SILNIKA
o zapłonie samoczynnym, wykorzystywanego często w rolnictwie do napędu „na amoniak”, może być bardzo ciekawym rozwiązaniem



Fot. BMP

Wracając jeszcze do zastosowań energetycznych... Obecnie pracujemy nad wykorzystaniem większej jednostki kogeneracyjnej – silnika 145 kW, przystosowanego w 100% do spalania amoniaku. Jest to silnik gazowy o zapłonie iskrowym, dedykowany do wykorzystania w sektorze ciepłowniczym. Niedługo będą prowadzone jego testy i tu widzę bardzo duże prawdopodobieństwo, że amoniak niebawem pojawi się w ciepłownictwie.

Kiedy konkretnie?

Chcielibyśmy, żeby był wykorzystywany już w przyszłym roku, jako alternatywa dla wodoru. Rozmawiamy dziś z różnymi partnerami, spółkami energetycznymi, zachęcając do tego, żeby podejmowali radykalne decyzje, dzięki którym możliwe stałoby się wprowadzenie amoniaku do ciepłownictwa czy energetyki.

Jaki jest odzew?

Bardzo dobry, dlatego że amoniak jest paliwem dostępnym na rynku i można go już teraz wykorzystać.

Dodam tu, że marszałek województwa śląskiego w ostatnim wywiadzie wspominał, że ciepłownictwo będzie miało duży problem z paliwem i może pojawić się poważny dylemat, czym ogrzewać mieszkańców. W miejsce wygaszanych bloków węglowych trzeba zaproponować nowe rozwiązania, czasem powodujące skrajne odczucia. W jakiś sposób musimy zapewnić ciepło dla odbiorców końcowych w sezonie zimowym.

I rozwiązaniem ma być amoniak.

Tak, który może stać się remedium na energetyczne braki, zwłaszcza w okresie przejściowym, do czasu powstania w Polsce bloków jądrowych czy do momentu stabilizacji sytuacji z energią odnawialną.

Fot. zasoby rozmówcy



Grzegorz Przybyła: Pamiętajmy, że na rynku dostępne są jednostki kogeneracyjne z silnikami, które mogą być zasilane gazem ziemnym czy wodorem. Obecnie zastosowanie praktyczne silników wodorowych jest znikome – chociażby ze względu na

sposób przechowywania wodoru czy jego dystrybucję; infrastruktura jest kosztowna i bardziej skomplikowana. W przypadku amoniaku sytuacja wydaje się być bardziej korzystna między innymi dlatego, że można składować go długoterminowo. Warto tu też podać przykład wykorzystania wodoru w silnikach o zapłonie iskrowym – ze względu na jego własności proces spalania odbywa się z dużym nadmiarem powietrza, a to powoduje, że jednostkowa moc takiego silnika jest niższa niż w przypadku jednostki na gaz ziemny lub zasilanej amoniakiem.

Wracając do „traktorka” – panowie wybaczą, ale to ze względu na rozmiar... To jedyny w Polsce prototyp?

Nawet powiedziałbym, że w całej Europie nie ma takiego drugiego. Istnieje traktor na amoniak w Chi-



Fot. BMP

PROJEKT ACTIVATE

Od 2021 roku w Katedrze Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej prowadzone są szeroko zakrojone badania w kierunku wykorzystania zielonego amoniaku jako paliwa w celu dekarbonizacji przemysłu rolniczego. Na zdjęciu od lewej: Dominka Miensopust, Wojciech Adamczyk, Grzegorz Przybyła, Aleksandra Grądzka-Walasz, Hubert Stępniewicz

nach, jest i w Stanach Zjednoczonych, ale z wykorzystaniem ogniwa paliwowego potrzebnego do konwersji amoniaku – nośnika – do wodoru będącego paliwem.

Warto dodać, że w ostatnich latach sporo się wydarzyło jeżeli chodzi o projekty międzynarodowe i liczbę publikacji w zakresie wykorzystania amoniaku. Gdy rozpoczynaliśmy nasz projekt właściwie nie było nic na temat stosowania amoniaku w silnikach, teraz materiałów jest dużo więcej.

Co byłoby największym problemem przy produkcji waszego rozwiązania na większą skalę?

Wojciech Adamczyk: Mierzmy się z dużymi wyzwaniami technologicznymi, jak choćby z pompą do zwiększenia ciśnienia amoniaku do wtrysku bezpośredniego w takim układzie, jaki zastosowaliśmy w naszym traktorze. Jeżeli myślelibyśmy o wdrożeniu omawianej technologii w pełnej skali do przemysłu rolniczego i wykorzystywaniu wtrysków bezpośrednich, wtedy takie rozwiązanie musiałoby powstać. Dziś nie istnieje, dlatego w energetyce i ciepłownictwie przechodzimy na układy o zapłonie iskrowym. Natomiast w przypadku silników o zapłonie samoczynnym do zastosowań energetycznych czy kolejnictwa – na rozwiązania z dawką pilotową paliwa ciekłego, np. oleju i wprowadzaniem amoniaku w fazie gazowej do kolektora dolotowego.

Kolejne ograniczenie wiąże się z właściwościami żrącymi amoniaku. Konieczne jest więc zastosowanie odpowiednich materiałów do jego transportu i przechowywania. Dlatego też wiele elementów wykonywaliśmy samodzielnie.

Czy studenci Politechniki Śląskiej są zaangażowani w wasz projekt?

Jak najbardziej, natomiast ze względu na niebezpieczeństwo pracy z amoniakiem zajmują się nim pod kątem analitycznym, np. zagadnieniami związanymi

ze spalaniem silników. Pamiętajmy, że mamy do czynienia z prototypem i instalacją badawczą, więc ryzyko zawsze tu istnieje.

Jakie ryzyko macie panowie na myśli?

Fot. zasoby rozmówcy



Grzegorz Peczkis: Amoniak jest lżejszy od powietrza i bardzo szybko się unosi. Przy związaniu z wilgocią bardzo łatwo się dezaktywuje i opada w postaci wody amoniakalnej, co nie stanowi jednak większego zagrożenia. Problem pojawia się wówczas, kiedy człowiek znajdzie się bezpośrednio w chmurze amoniaku, o bardzo dużej objętości gazu – wtedy trujący, toksyczny amoniak może bardzo mocno poparzyć chociażby drogi oddechowe.

Fot. zasoby rozmówcy



Hubert Stępniewicz: To element zarządzania ryzykiem bezpieczeństwa, któremu trzeba poświęcić dziś dodatkowy wysiłek. Tak samo było też w przypadku tradycyjnych paliw – przez kilkadziesiąt lat uczyliśmy się, jak budować stacje, jak tankować diesla czy benzynę. Podobnie jest i z wodorem – wyzwanie wynikające z cech tego gazu i zarządzania ryzykiem to przedmiot wielu lat pracy po to, aby zaadaptować go jako potencjalne paliwo. Dziś ten proces uczenia czeka nas w odniesieniu do amoniaku.

Rozmawiały: Aleksandra Grądzka-Walasz, redaktorka czasopisma „Kierunek Chemia” i Dominika Miensopust, redaktorka czasopisma „Kierunek Energetyka”



PRZEDSIĘBIORCZOŚĆ jako siła napędowa postępu

W ośrodku, którym zarządza, do produkcji energii wykorzystuje się wiatr, słońce, niedługo ma być i wodór. Niektóre energetyczne rozwiązania, jakie wprowadzał, były w Polsce pionierskie, pilotażowe. – Żeby nastąpił postęp musi być ktoś, kto jest pierwszy, wychodzi z pomysłem i dąży do jego realizacji – mówi ksiądz **prof. dr hab. Zygfryd Glaeser**, przewodniczący Rady Nadzorczej Instytutu Naukowo-Badawczego Sebastianum Silesiacum w Kamieniu Śląskim.

Dominika Miensopust: Niektórzy mówią, że jest ksiądz „energetycznym wizjonerem”...

Ks. Zygfryd Glaeser: Nie uważam, że wszystko, co osiągnęliśmy w Kamieniu Śląskim to moja zasługa. Tu ogromną rolę odegrał cały zespół, jak i eksperci, doradcy, których słuchaliśmy.

Znajdujemy się w ośrodku Sebastianum Silesiacum – wyjątkowym nie tylko ze względu na rehabilitacyjno-wypoczynkowy charakter. Czy mogę użyć określenia, że to miejsce energetycznie samowystarczalne?

Myślę, że tak, choć do 100% trochę brakuje. W skali roku osiągamy bowiem około 75% samowystarczalności energetycznej, co ma ogromne znaczenie dla

tego miejsca. Taka niezależność energetyczna byłaby zresztą istotna dla każdego obszaru, przedsiębiorstwa, zwłaszcza w obliczu obecnej niepewności na rynku energii – zarówno pod względem dostaw, jak i cen. Niedawno uczestniczyłem w debacie poświęconej powyższej tematyce, podczas której podkreślano, że poziom nieprzewidywalności jest naprawdę niepokojący. W jakim kierunku zmierzamy? Jakie mamy rozwiązania? Wygląda na to, że praktycznie żadne.

A wg pana, jaka mogłaby być właściwa droga?

Moim zdaniem odpowiedź leży w energetyce rozproszonej. Poszukiwanie tradycyjnych, sieciowych rozwiązań na skalę globalną nie sprawdza się w obecnych warunkach. W Kamieniu Śląskim udowadniamy

skuteczność rozproszonego podejścia. Niestety, brakuje kluczowych decyzji politycznych, które mogłyby umożliwić szersze wdrożenie takich rozwiązań.

Czemu tak się dzieje?

Nie wiem. Nie angażuję się w politykę, więc trudno mi to ocenić. Może po prostu ten temat nie wzbudza wystarczającego zainteresowania.

Dopóki w mieszkaniach świeci się światło i obywatele nie protestują, są pewnie rzeczy ważniejsze, którymi trzeba się zająć...

A szkoda, ponieważ uważam, że zaangażowanie zarówno przedsiębiorstw, jak i obywateli jest już dziś ogromne. Gdyby tę energię skierować na wdrażanie lokalnych rozwiązań, na przykład pod patronatem samorządu w formie spółdzielni energetycznych, mielibyśmy stabilne, a przede wszystkim znacznie niższe ceny energii. Obecnie większość kosztów pochłaniają podatki i opłaty za przesył, a nie sama cena energii elektrycznej. Jeśli udałooby się rozwiązać ten problem na poziomie lokalnym, korzyści odczuliby nie tylko mieszkańcy, ale także przedsiębiorstwa. Niestety, z jakiegoś powodu monopol spółek Skarbu Państwa jest wciąż utrzymywany, co może być jednym z powodów blokowania powyższych inicjatyw.

Jednak krajowa polityka energetyczna wykracza poza moje kompetencje i obszar zainteresowań. Moją rolą jest poszukiwanie rozwiązań na poziomie lokalnym – i właśnie takie staramy się wprowadzać.

Na czym polegają?

Opieramy się na własnych, odnawialnych źródłach energii, łącząc energię pochodzącą z paneli fotowoltaicznych z energią wiatrową. Planujemy również włączyć do tego miksu rozwiązania wodorowe, które mogłyby w pełni zapewnić naszą samowystarczalność energetyczną.

Obecnie bazujecie głównie na panelach fotowoltaicznych?

Tak, ale rozważamy szersze wykorzystanie energii wiatrowej – szczególnie w okresach zimowych, gdy produkcja energii słonecznej jest niewystarczająca. Warunki wiatrowe w naszym rejonie są bardzo dobre, jednak bliskość lotniska sprawia, że uzyskanie zgody na instalację większych turbin wiatrowych jest mało prawdopodobne. To ograniczenie skłania nas do poszukiwania alternatywnych rozwiązań, takich jak zastosowanie wspomnianego wodoru. Naszym celem jest nieustanne dążenie do pozyskiwania czystej energii, w pełni bazującej na odnawialnych źródłach.

Dysponujemy jeszcze pewnymi rezerwami, które moglibyśmy wykorzystać do zwiększenia produkcji energii w okresie letnim, dzięki panelom fotowoltaicznym. Zamiast oddawać nadwyżki do sieci, której ograniczona wydolność jest nam dobrze znana, planujemy przeznaczyć je na produkcję wodoru. Moglibyśmy go

magazynować, a następnie wykorzystywać zimą, spalając i odzyskując energię w okresach zwiększonego zapotrzebowania.

Należy jednak pamiętać o tym, że wodór jest najmniejszą cząstką w naszym otoczeniu i przenika wszelkie powłoki, nawet zbiorniki kompozytowe, które notabene są ogromnie drogie. Szukamy zatem innych rozwiązań magazynowania wodoru – ciekawą opcją wydaje się być tu magazynowanie i spalanie go w formie amoniaku.

Czyli przyszłościowo planujecie magazynować energię w wodorze. A „na dziś”?

Obecnie próg samowystarczalności osiągnęliśmy dzięki temu, że zastosowaliśmy przemysłowy magazyn energii – we wrześniu 2019 roku, jako pierwsi w Polsce. W 2024 roku dobudowaliśmy drugi, o podobnej mocy. Te inwestycje w sposób znaczący uniezależniają nas od dostawców zewnętrznych.

Dodam, że choć podpisaliśmy umowę z odbiorcą energii i nie oddajemy jej za darmo, cena, jaką za nią otrzymujemy, nie jest dla nas satysfakcjonująca. W ciągu dnia, gdy mamy nadmiar energii, staramy się jak najmniej wysłać jej do sieci energetycznej, a jak najwięcej konsumować: czy to poprzez zużycie przez obiekty, czy też ładowanie magazynów energii, czy magazynowanie w formie ciepłej wody. Kiedy więc nie mamy już produkcji ze słońca, odbieramy energię z tych źródeł, w których została zmagazynowana. Podsumowując: właściwie w okresie od wiosny aż do późnej jesieni jesteśmy samowystarczalni energetycznie.

”

Naszym celem jest nieustanne dążenie do pozyskiwania czystej energii, w pełni bazującej na odnawialnych źródłach

Jesteście placówką rehabilitacyjno-wypoczynkową, oprócz oferowanych zabiegów dysponujecie też bazą noclegową. Obiektów korzystających z energii elektrycznej jest tu naprawdę dużo. Mimo to, przy takiej ilości energii, jaką dysponujecie, podejrzewam, że woda w waszym basenie jest zawsze ciepła.

Do istniejących buforów wodnych wbudowaliśmy grzałki sterowane za pomocą inteligentnego systemu, skonfigurowanego w taki sposób, że w pierwszej kolejności energia jest wykorzystywana przez budynki, natomiast gdy pojawiają się nadwyżki – trafia do magazynów. Jeśli te z kolei są już pełne – włączają się grzałki, przechwytyując energię na potrzeby podgrzewania ciepłej wody. Jest to szczególnie istotne,

ponieważ wykorzystujemy ją m.in. do zabiegów balneologicznych.

Potrzeby w zakresie ciepłej wody mamy znaczne, dlatego staramy się maksymalnie wykorzystać dostępne zasoby energii. Jeśli udałooby się jeszcze wprowadzić moduł wodorowy, moglibyśmy w pełni zaspokoić nasze zapotrzebowanie, a może nawet podzielić się nadwyżkami.

Widać, że podążacie za rozwojem technologii.

Jestem wielkim fanem rozwoju technologii. Popatrzmy np. na to, jak wielki skok poczyniliśmy w wymiarze software'owym. Dzisiaj software bowiem nie tylko steruje magazynem energii, ale pozwala nam optymalizować zużycie energii w całym obiekcie. Dzięki niemu możemy ciągle monitorować i poprawiać naszą efektywność.

A co z ogrzewaniem?

W 2009 roku w budynku Instytutu, w którym się znajdujemy, wdrożyliśmy system grzewczy bazujący na pompach ciepła z dolnym źródłem energii, wykorzystującym odwierty. Byliśmy zresztą pionierami tego rozwiązania w Polsce. W 2010 roku zrealizowaliśmy podobny projekt, budując kotłownię przy pałacu.

Pałac Odrowążów – kolejny duży obiekt do zarządzania.

Tak. Obie instalacje były wówczas największymi w Polsce kotłowniami kaskadowymi z zastosowaniem pomp ciepła, choć nie ograniczały się wyłącznie do tego rodzaju technologii. Kotłownie te są również zintegrowane z panelami słonecznymi – widać je, gdy popatrzymy za okno. Warto podkreślić, że nie są to panele fotowoltaiczne, lecz kolektory słoneczne.

Latem, gdy również potrzebujemy ciepła, szczególnie do ogrzewania wody, kolektory słoneczne dostarczają najtańszej energii. W przypadku jej kolektorów z paneli, system uzupełnia braki za pomocą grzałek elektrycznych, a w dalszej kolejności – pomp ciepła.

OPTIMALIZACJA

Dzisiaj software nie tylko steruje magazynem energii. Dzięki niemu możemy ciągle monitorować i poprawiać naszą efektywność



fot. Dominika Miensopust

Cały obiekt jest zresztą ogrzewany z wykorzystaniem tych pomp, co jest rozwiązaniem bardzo efektywnym. Aby system był jednak w pełni ekologiczny wymaga również ekologicznej energii, którą sami wytwarzamy. Stale dążymy do uzupełniania miks energetycznego eliminując pozostałe, niewielkie braki.

Patrząc na wasz kompleks widać, że wszystko jest starannie dopracowane, każde rozwiązanie dokładnie przemyślane, czego efektem jest wzajemne uzupełnianie się i stworzenie spójnej „energetycznej” całości.

Myślę, że to nic szczególnego. Każdy, kto jest gospodarzem określonych obiektów powinien czuć się odpowiedzialny za ich optymalne i jak najlepsze funkcjonowanie.

Podam jeszcze jeden przykład: ścieki. Kilka lat temu, kiedy otrzymaliśmy od przedsiębiorstwa komunalnego informację o stawkach, jakie mielibyśmy płać za odprowadzanie ścieków, było to dla nas ogromnym szokiem. Perspektywa tego, że musielibyśmy przeznaczyć ogromne kwoty tylko na to, by „wpuścić je do kanału”, była dla mnie nie do zaakceptowania.

Postanowiliśmy znaleźć alternatywne rozwiązanie i zbudowaliśmy własną oczyszczalnię – w pełni ekologiczną. Woda przechodzi regularne badania kontrolne, a oczyszczone ścieki trafiają do podziemnych kanałów rozsączających. Dzięki temu nasze tereny zielone, w tym park przed pałacem, pozostają bujne i nawodnione przez całe lato, nawet przy wysokich temperaturach. Nie musimy podlewać roślin, ponieważ system rozsączania doskonale spełnia swoje zadanie. Rozwiązanie to jest nie tylko ekologiczne, ale także ekonomiczne i skuteczne.

Wciąż u wielu zarządzających różnymi obiektami, przedsiębiorstwami, ciężko zauważyć myślenie przyszłościowe i szukanie efektywnych rozwiązań problemów. Czy nie za często skupiają się na „łataniu dziur”, a nie na pracy od podstaw, dającej rezultaty w dłuższej perspektywie?

Żeby nastąpił postęp musi być ktoś, kto jest pierwszy, wychodzi z pomysłem i dąży do jego realizacji. Oczywiście, może narazić się wówczas na takie czy inne zarzuty z różnych stron. Może też bać się konsekwencji wchodzenia na niepewny grunt... Przyznam, że nigdy nie zdarzyło się tak, że podjęliśmy jakieś decyzje bez „zbadania terenu”. Staramy się przede wszystkim logicznie podchodzić do tematu i śledzić to, co przynosi nam rozwój technologiczny.

To, co jest logicznie i spina się finansowo, powinno być stosowane...

Staramy się przede wszystkim patrzeć szeroko i kompleksowo. Naszym zasadniczym celem jest służba na rzecz drugiego człowieka. Prowadzimy działalność leczniczą, rehabilitacyjną, wypoczynkową, konferencyjną – to wszystko pochłania koszty. Uważam, że dużo

lepszą i bardziej odpowiedzialną formą działalności jest szukanie rozwiązań przynoszących oszczędności, niż przekładanie kosztów na np. konsumentów. Każde podniesienie cen wyklucza jakąś grupę osób, która mogłaby skorzystać z naszej oferty. A my wychodzimy z prostego założenia, że nie jesteśmy od tego, żeby wykluczać, ale by otwierać możliwości korzystania z ośrodka dla jak najszerszych grup społecznych.

Musicie jednak – przy planowaniu inwestycji – brać pod uwagę koszty, stopę zwrotu...

Oczywiście. Jeżeli w określonym terminie dana inwestycja nie rokuje szans na zwrot, nie podejmujemy decyzji o jej realizacji. Każdy projekt finansujemy ze środków, które odpowiednio planujemy. Naszym celem jest unikanie drastycznych podwyżek cen, choć wprowadzenie ich byłoby najłatwiejszym rozwiązaniem. Z naszej perspektywy prowadzi to jednak donikąd.

Trzeba podkreślić, że wdrażane przez nas innowacje obejmują przede wszystkim technologie, które pozwalają nie tylko oszczędzać, ale również dbać o środowisko, co ma dla nas ogromne znaczenie.

”

Zrealizowana inwestycja, która okazuje się być udaną, pociąga za sobą całą lawinę kolejnych tego typu

Sporo waszych kosztownych inwestycji przypadło na czas tuż przed pandemią. Jak poradziście sobie z kryzysem, kiedy ośrodek trzeba było zamknąć i nie było szansy na prognozowany zwrot?

Podczas pandemii COVID-19 nasz ośrodek rzeczywiście został trzykrotnie zamknięty na mocy rozporządzeń ministra. Znaleźliśmy się w trudnej sytuacji, ponieważ praktycznie nie otrzymaliśmy żadnego wsparcia ze strony państwa, w przeciwieństwie do wielu przedsiębiorstw, które mogły korzystać z tarczy pierwszej, drugiej czy trzeciej.

Jako kościelna osoba prawna funkcjonujemy w specyficznych warunkach. Powszechne jest przekonanie, że za poprzedniej władzy instytucje kościelne otrzymywały ogromne wsparcie. Być może niektóre rzeczywiście mogły na nie liczyć, natomiast my nigdy takiego nie uzyskaliśmy. Problem tkwił w przepisach – warunkiem uczestnictwa w programach pomocowych, takich jak tarcze osłonowe, był wpis do KRS-u.

Kościelne osoby prawne takiego wpisu nie mają?

Ustawa o KRS nie przewiduje takiej możliwości. Choć prowadzimy działalność gospodarczą, rozliczamy

się z podatków i działamy na takich samych zasadach, jak inne podmioty gospodarcze, byliśmy wykluczeni z programów wsparcia. Nie chodzi mi jednak o żalenie się, lecz o wyciągnięcie wniosków na przyszłość...

Zatrudniamy prawie 100 osób. W czasie zamknięcia naszego ośrodka przyrzekliśmy sobie, że zrobimy wszystko, co możliwe, aby nie zwolnić żadnego z naszych współpracowników.

Udało się?

Pamiętam moment, gdy jedynym przychodem był dla nas ten za energię elektryczną – naszym jedynym płatnikiem stał się wówczas Tauron. Kiedy ośrodek był zamknięty, energię na własne potrzeby wykorzystywaliśmy w minimalnym stopniu. Koszty stałe, w tym pracownicze, pozostawały jednak na niezmiennym poziomie. Nasza niezależność energetyczna pozwoliła uniknąć natomiast dodatkowych obciążeń i utrzymać działalność z dochodu za sprzedaż energii.

Jeszcze raz podkreślę, że wszystkie podejmowane przez nas inwestycje staramy się realizować w sposób jasny, logiczny i perspektywiczny. Priorytetem są nie tylko oszczędności, ale także korzyści ekologiczne, które wynikają z tych działań.

Co jest największą trudnością przy realizowaniu innowacyjnych pomysłów?

Przeszkody natury administracyjnej. Administracja, moim zdaniem, zabija przedsiębiorczość i innowacyjność. Urzędnicy bardzo często w ogóle nie rozumieją tego, co się do nich mówi, a jednak muszą wydawać decyzje. Paradoksalna sytuacja...

Do tego dochodzi odwlekanie decyzji.

Tak, a w tego typu inwestycjach każda zwłoka to ogromna strata – przede wszystkim w wymiarze ekologicznym, ale także społecznym. A zwróćmy uwagę na to, że jedna zrealizowana inwestycja, która okazuje się być udaną, pociąga za sobą całą lawinę kolejnych tego typu. Mamy też przykłady, gdy w większym lub mniejszym zakresie zaczęto kopiować nasze rozwiązania, z czego bardzo się cieszymy. Zawsze służymy zdobytą już wiedzą i doświadczeniem.

Jaką radę ma książkę dla przedsiębiorców?

Aby zawsze szukali najlepszych, a niekoniecznie najtańszych rozwiązań. Stawiali na konkretne opcje, które oferują potencjał do dalszego rozwoju. Myśleli w szerszej perspektywie i optymistycznie, ale też i realistycznie patrzyli w przyszłość. By mądrze planowali i przewidywali. By nie bali się wdrażania innowacyjnych rozwiązań. I na koniec, by dzielili się z innymi tym, co udało im się osiągnąć w obszarze innowacyjno-rozwojowym.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka magazynu Kierunek Energetyka*

LATAWCE DO PRODUKCJI ENERGII

Dominika Miensopust

redaktorka magazynu Kierunek Energetyka

Energetyka odnawialna wciąż szuka nowych, bardziej efektywnych i ekologicznych rozwiązań, które mogłyby zastąpić tradycyjne metody pozyskiwania energii. W tym kontekście powstała innowacyjna technologia bazująca na wykorzystaniu latawców do generowania energii. Choć brzmi to futurystycznie, system ten posiada realny potencjał, by zrewolucjonizować sposób pozyskiwania energii wiatrowej, stając się konkurencyjną alternatywą dla turbin wiatrowych i innych technologii odnawialnych źródeł energii.

Historia firmy Njord Energy rozpoczęła się od wspólnej pasji założycieli – Sebastiana Szymańskiego, Grzegorza Zwolińskiego oraz Bartosza Grecznera – do sportu i nowych technologii. Po jednej z sesji kitesurfingowych narodziła się idea wykorzystania mocy, którą generują latawce, do produkcji energii elektrycznej. Doświadczenie dynamicznej pracy latawca podczas silnych podmuchów wiatru stało się inspiracją do stworzenia nowatorskiego rozwiązania, które mogłoby w pełni wykorzystać naturalny potencjał wiatru do produkcji czystej, ekologicznej energii.

W listopadzie 2023 roku trzech wspólników założyło firmę Njord Energy, z siedzibą we Wrocławiu

i oddziałem w Krakowie, której celem jest budowa systemu bazującego na technologii AWES. Nazwa firmy nie jest przypadkowa – pochodzi od nordyckiego boga wiatru, Njorda, co dobrze oddaje charakter działalności spółki. Systemy opracowane przez Njord Energy również noszą nazwy inspirowane mitologią nordycką, a najnowszy projekt demonstratora nazwano „Drakarem” – nawiązując do wikingów, które słynęły z siły i niezawodności.

Działanie systemu AWES

Technologia AWES rozwijana przez Njord Energy opiera się na wykorzystaniu latawca, który wznosi się

na wyższe pułapy niż tradycyjne turbiny wiatrowe, gdzie wiatr jest silniejszy i bardziej stabilny. Skrzydło nośne latawca, połączone liną z kontenerem technicznym na ziemi, w trakcie wznoszenia się generuje siłę, która rozwija linę na bębnie połączonym z generatorem prądu. Działa to w dwóch etapach: podczas wznoszenia się latawca (faza trakcji) liną rozciąga się, generując energię elektryczną, a w fazie powrotu (odzyskiwania), mniejsza ilość energii jest wykorzystywana do wciągnięcia latawca na niższą wysokość. Ten prosty, a zarazem zaawansowany proces pozwala na efektywne wytwarzanie energii przy minimalnych kosztach.

Przewagi konkurencyjne nad tradycyjnymi źródłami OZE

System AWES firmy Njord Energy oferuje liczne przewagi w stosunku do tradycyjnych technologii, takich jak turbiny wiatrowe, panele fotowoltaiczne, elektrownie wodne, geotermalne czy te bazujące na biomasie.

- 1. Mobilność i prostota instalacji** – cały system mieści się w standardowym kontenerze morskim o długości około 6 m, co czyni go niezwykle mobilnym i łatwym do transportu. Może być szybko zainstalowany w dowolnym miejscu na świecie, bez potrzeby budowy fundamentów czy skomplikowanej infrastruktury. Wystarczy ciężarówka z HDS oraz dźwig, co znacznie redukuje koszty i czas instalacji w porównaniu do turbin wiatrowych.
- 2. Niskie koszty eksploatacji i ślad węglowy** – dzięki niewielkiej liczbie elementów i niskiej masie, system AWES cechuje się niskim śladem węglowym zarówno podczas produkcji, jak i w trakcie eksploatacji. Nie wymaga dużych ilości materiałów konstrukcyjnych, ani budowy rozległej infrastruktury.
- 3. Efektywność w trudnych warunkach** – system może być stosowany w miejscach, gdzie montaż tradycyjnych turbin wiatrowych jest niemożliwy, jak np. na terenach kopalni odkrywkowych, wysypiskach śmieci czy obszarach zniszczonych przez klęski żywiołowe. Mobilność pozwala na łatwe przenoszenie systemu tam, gdzie jest on najbardziej potrzebny, np. w sytuacjach kryzysowych, gdy infrastruktura energetyczna uległa zniszczeniu.
- 4. Lepsza współpraca z siecią przesyłową** – w przeciwieństwie do paneli fotowoltaicznych, które działają jedynie w dzień, system AWES może produkować energię także w nocy, co zapewnia stabilniejszy i stały dopływ prądu do sieci energetycznej. To sprawia, że technologia ta może doskonale współpracować z farmami fotowoltaicznymi, tworząc zrównoważony system hybrydowy.
- 5. Mniejsze oddziaływanie na środowisko** – system Njord Energy jest przyjazny dla środowiska nie tylko z powodu niskiej emisji CO₂, ale także dzięki minimalnemu wpływowi na krajobraz i przyrodę. Działa na wyższych pułapach, co zmniejsza ryzyko kolizji z ptakami migrującymi, a po zakończeniu



fot. Njord Energy

Z PASJI DO
INNOWACJI
Zespół Njord Energy

eksploatacji system może być łatwo usunięty, bez pozostawienia trwałych śladów w środowisku.

Wyzwania i perspektywy

Choć AWES posiada wiele zalet to, jak każda nowatorska technologia, stoi przed wyzwaniami. Głównym czynnikiem, który wpływa na działanie systemu, jest siła i stabilność wiatru – podobnie jak w przypadku tradycyjnych turbin wiatrowych. Jednak dzięki pracy na wyższych pułapach latawce są w stanie unikać większości problemów, z jakimi borykają się klasyczne turbiny.

Njord Energy intensywnie pracuje nad demonstratorem technologii, który powstaje w siedzibie firmy we Wrocławiu. Demonstrator, zwany „Drakkarem”, przeszedł już pomyślnie testy i potwierdził słuszność przyjętych założeń. Obecnie zespół firmy składający się z inżynierów, programistów, awioników i specjalistów ds. elektroniki, pracuje nad jego dalszym rozwojem i automatyzacją. Firma współpracuje także z Politechniką Warszawską, której specjaliści zajmują się testami i symulacjami systemu.

Międzynarodowy zasięg i plany ekspansji

Njord Energy nie ogranicza swoich działań jedynie do Polski. Firma nawiązała współpracę z partnerami w Stanach Zjednoczonych, gdzie otworzyła oddział w Austin, w Teksasie. Amerykański rynek, zwłaszcza z uwagi na rosnące zapotrzebowanie na innowacyjne technologie OZE, jest dla Njord Energy priorytetowym kierunkiem ekspansji. Władze Omanu również wyraziły duże zainteresowanie technologią AWES, co otwiera kolejne perspektywy dla międzynarodowego rozwoju firmy. W grudniu 2022 roku firma zorganizowała konferencję w Maskacie, gdzie szerokie grono gości z Bliskiego Wschodu miało okazję zapoznać się z demonstratorem.

Njord Energy ma również podpisane listy intencyjne z partnerami z USA, Omanu oraz Polski, co świadczy o dużym zainteresowaniu tą technologią na całym świecie. Firma jest także aktywna na arenie międzynarodowej, współpracując z organizacjami i stowarzyszeniami zajmującymi się rozwojem regulacji prawnych dla systemów AWES.

UZUPEŁNIENIE, A NIE KONKURENCJA DLA OZE

– Nie traktujemy AWES jako bezpośredniej konkurencji dla turbin wiatrowych czy paneli fotowoltaicznych – wręcz przeciwnie. Widzimy w tej technologii możliwość uzupełnienia istniejących rozwiązań OZE – mówi **Sebastian Szymański**, jeden z założycieli firmy Njord Energy.

Dominika Miensopust: Co było impulsem, inspiracją do założenia Njord Energy i rozwijania technologii AWES?

Sebastian Szymański, jeden z założycieli firmy:

Pomysł na Njord Energy zrodził się z naszej pasji do kitesurfingu. Podczas jednej z sesji zauważyliśmy, jak ogromne siły działają na latawiec, zwłaszcza przy mocniejszych podmuchach wiatru. To skłoniło nas do refleksji nad tym, jak można wykorzystać tę naturalną energię do produkcji prądu. Wspólnie z Bartoszem Grecznerem i Grzegorzem Zwolińskim doszliśmy do wniosku, że technologia latawców ma wielki potencjał, szczególnie w kontekście odnawialnych źródeł energii. Tak zrodził się pomysł technologii Airborne Wind Energy. Każdy z nas wniósł unikalne kompetencje do zespołu – od zarządzania projektami, po technologię i programowanie – co pozwoliło nam połączyć siły i stworzyć firmę, która dziś rozwija innowacyjny system produkcji energii wiatrowej.

Nie słyszałam jeszcze o technologii Airborne Wind Energy – jest stosunkowo nowa na rynku OZE. Z jakimi wyzwaniami musieliście się mierzyć podczas jej rozwoju?

Największym wyzwaniem była sama nowość tej technologii. Chociaż koncepcja Airborne Wind Energy istnieje od pewnego czasu, brakuje szerokiej wiedzy na temat jej działania, zwłaszcza w Polsce. Musieliśmy poświęcić dużo czasu na edukację: zarówno partnerów, jak i potencjalnych klientów, a także na testowanie poszczególnych elementów naszego systemu. Kolejną barierę stanowił brak odpowiednich regulacji prawnych dla tego typu technologii w Polsce. Jesteśmy prekursorami na naszym rynku, co oznacza, że przecieramy szlaki także w zakresie dostosowania prawa do tego typu rozwiązań. Mimo tych wszystkich trudności udało nam się już zbudować i przetestować pierwszy demonstrator, który potwierdził słuszność przyjętych założeń.

Posiadanie biura zarówno w Polsce, jak i USA, pozwala zauważyć różnice w podejściu tych krajów do innowacji.

Zarówno w Polsce, jak i USA dostrzegamy duże zainteresowanie innowacyjnymi rozwiązaniami OZE, ale podejście do ich wdrażania faktycznie nieco się różni. W Stanach Zjednoczonych, zwłaszcza w takich miejscach jak Teksas, gdzie mamy biuro, innowacyjne technologie są szeroko wspierane przez sektor prywatny i publiczny. Inwestorzy oraz decydenci są bardzo otwarci na nowatorskie rozwiązania co sprawia, że tempo

wdrażania innowacji jest tam wyższe.

Polska z kolei ma ogromny potencjał, ale jesteśmy jeszcze na etapie budowania świadomości o takich technologiach, jak AWES. Oba rynki mają swoje unikalne wyzwania, ale widzimy duże możliwości na obu płaszczyznach.

Na jakich rynkach chcecie się skupić najbardziej? Jakie są plany rozwojowe?

Najbliższy etap to dalsza optymalizacja naszego demonstratora i wdrożenie w pełni autonomicznego systemu, który będzie gotowy do komercjalizacji. Planujemy wprowadzenie systemu do miejsc, gdzie infrastruktura energetyczna jest ograniczona lub brak jej całkowicie – takich jak tereny dotknięte klęskami żywiołowymi czy odległe społeczności, np. na Alasce. Z perspektywy rynków, najwięcej uwagi poświęcamy Ameryce Północnej, gdzie zapotrzebowanie na nowe technologie OZE rośnie bardzo szybko. W Europie chcemy z kolei zwiększyć świadomość na temat technologii AWES i rozwinąć współpracę z sektorem naukowym oraz samorządami. Rozwijamy także relacje na Bliskim Wschodzie – w Omanie planujemy zorganizować konferencję i zaprezentować nasz system tamtejszym władzom i potencjalnym inwestorom.

Jak widzi pan przyszłość AWES w kontekście konkurencji z innymi odnawialnymi źródłami energii, takimi jak turbiny wiatrowe czy panele fotowoltaiczne?

Nie traktujemy AWES wyłącznie jako bezpośredniej konkurencji dla turbin wiatrowych czy paneli fotowoltaicznych – wręcz przeciwnie. Widzimy w tej technologii możliwość uzupełnienia istniejących rozwiązań OZE. Nasz system jest bardziej mobilny, elastyczny i efektywny w produkcji energii z wiatru, szczególnie w miejscach, gdzie instalacja dużych turbin jest niemożliwa. Przewaga AWES polega na tym, że – jak wspominałem – może działać na wyższych pułapach, gdzie wiatr jest silniejszy, ale też nocą, co stanowi znaczącą różnicę w porównaniu do paneli fotowoltaicznych. Ponadto mobilność i niskie koszty instalacji dają nam przewagę w miejscach odciętych od sieci energetycznej lub dotkniętych kryzysami. Wierzymy, że AWES stanie się istotnym elementem przyszłego miksu energetycznego, uzupełniając inne technologie odnawialne.



SEBASTIAN SZYMAŃSKI
jeden z założycieli
firmy Njord Energy

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka magazynu Kierunek Energetyka*

APLIKACJA BMP



**BEZPŁATNE
NARZĘDZIE**
dla uczestników
konferencji

FUNKCJE INTERAKTYWNE

komentowanie debat,
wymiana wizytówek

AKTUALNE INFORMACJE O WYDARZENIU

termin, program, miejsce,
prelegenci, plan stoisk

BUDOWANIE RELACJI

aranżowanie spotkań
między uczestnikami



ZESKANUJ i POBIERZ

Google Play

App Store



budujemy możliwości
porozumienia

Zmieniamy spojrzenie biznesu na energię

Od ponad 20 lat dbamy o przyszłość energii oraz środowiska w Polsce. W Axpo wiemy, że rozwój tkwi w innowacyjnych i ekologicznych rozwiązaniach. Dlatego oferujemy produkty i usługi, dopasowane do indywidualnych potrzeb odbiorców i producentów, które pomagają rozwijać rynek odnawialnych źródeł energii w naszym kraju.

Axpo w Polsce

- Indywidualne rozwiązania w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i gazu
- Strukturyzowane, długoterminowe umowy cPPA
- Odkup energii z OZE
- Bilansowanie handlowe
- Prawa własności, certyfikaty i gwarancje pochodzenia
- Rozwiązania w zakresie magazynowania energii
- Usługi pomocnicze



Sprawdź więcej
na axpo.com

The Power of Energy

