bmp
1/24 (851)
Dwumiesięcznik
58.14.12.0
ISSN 1734-7823

KIERUNEK
ENERGETYKA

kierunekenergetyka.pl

TEMAT NUMERU | **ENERGIA DLA PRZEMYSŁU**

ZIELONY KIERUNEK PRZEMYSŁU I ENERGETYKI

- jak chronić energochłonne branże?
- OZE dla przemysłu, przemysł dla OZE
- energetyczne optymalizacje

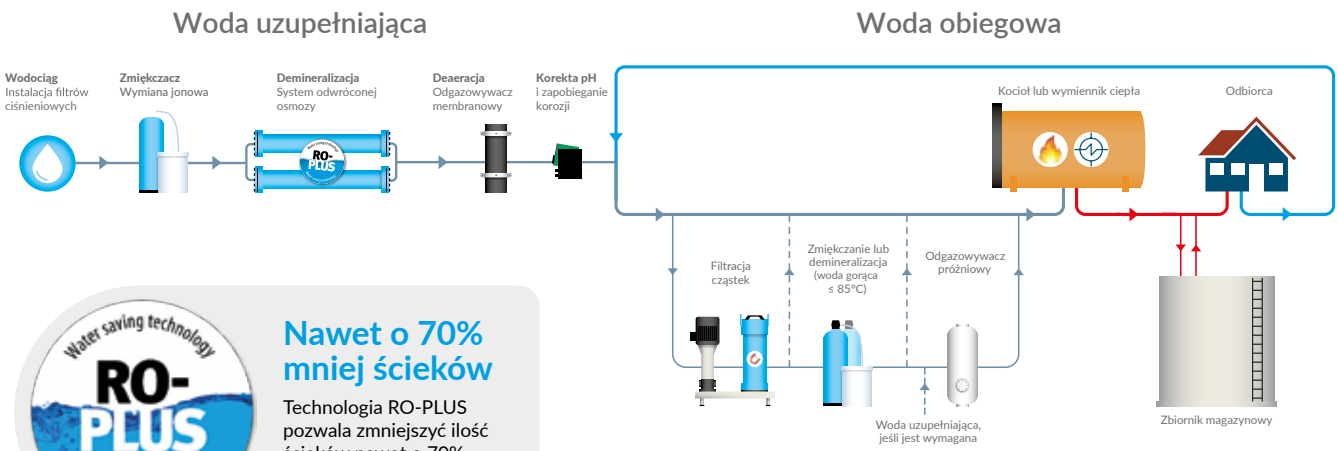
NIEBIESKIE FABRYKI > 70
TURBINY WODNE W SIECIACH CIEPŁOWNICZYCH > 78
OCZYSZCZALNIE WÓD KOPALNIANYCH > 87

EUROWATER
A GRUNDFOS COMPANY

PONAD
10 tys.
zrealizowanych projektów dla branży ciepłowniczej na świecie

Uzdatnianie wody dla ciepłowni i elektrociepłowni

Specjalizujemy się w tworzeniu najnowocześniejszych systemów generacji wody dla ciepłownictwa



Water saving technology
RO-PLUS
Water saving technology

Nawet o 70% mniej ścieków

Technologia RO-PLUS pozwala zmniejszyć ilość ścieków nawet o 70% w porównaniu do technologii tradycyjnych

Eurowater Sp. z o.o.

www.eurowater.pl

Centrala Izabelin
Tel.: +48 22 722 80 25

Oddział Wrocław
Tel.: +48 71 345 01 15

Oddział Gdańsk
Tel.: +48 58 333 13 80

info.pl@eurowater.com

KIERUNEK ENERGETYKA

Z ŻYCIA BRANŻY

8 | **Skąd Polska weźmie uran do swoich elektrowni?**
Michał Forycki

10 | **Niemcy słono płacą za ogrzewanie miejskie**
Aleksandra Fedorska

12 | **Energetyczne szarże**
Jan Sakławski

14 | **10 wyzwań w roku 2024 dla ciepłownictwa systemowego w Polsce**
Dorota Jeziorowska

16 | **Surowce krytyczne. Europa wciąż ma zaległości**
Aylin Somersan Coqui

18 | **Indeks bezpieczeństwa energetycznego**
Kamil Moskwik, Paweł Lachowski

TEMAT NUMERU: ENERGIA DLA PRZEMYSŁU

24 | **Jak chronić energochłonne branże?**
Henryk Kaliś

40 | **OZE dla przemysłu, przemysł dla OZE**
Paulina Grądzik

44 | **Działania w zakresie poprawy energochłonności w przemyśle ze wsparciem systemu białych certyfikatów**
Łukasz Zywar, Paweł Rychlewicz

50 | **Optymalizacje energetyczne w zakładach przemysłowych**
Wojciech Sikorski

54 | **Transformacja energetyczna polskiej gospodarki na neutralną klimatycznie**
Waldemar Jędral

61 | **Rola chemii w transformacji energetycznej**
Bartosz Bańkowski

66 | **Jak widzimy zielony kolor?**
Rozmowa z Grzegorzem Wałdochem z firmy Enspirion

70 | **Niebieskie fabryki. W jaki sposób wspierać polską produkcję wodoru**
Mateusz Stańczyk

76 | **Demand Side Response. Wspierając bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego można też zarabiać**
Remigiusz Szlendak

CIEPŁOWNICTWO

78 | **Zastosowanie turbin wodnych w sieciach ciepłowniczych**
Mariusz Piękoś, Paweł Jastrzębski

84 | **Ciepło z ThermoOSa**
Przemysław Płonka

OCHRONA ŚRODOWISKA

87 | **Oczyszczanie wód kopalnianych w PGE GiEK S.A. Oddział KWB Turów**
Marta Kukuć

92 | **Trendsetterzy w efektywności**
Rozmowa z Romanem Burgielem i Maciejem Napieralskim z firmy INSTAL-FILTER SA

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA

94 | **Dyrektywa RED – skutki dla gospodarki wodorowej**
Marek Foltynowicz

TEMAT NUMERU: **ENERGIA DLA PRZEMYSŁU**

JAK CHRONIĆ ENERGOCHŁONNE BRANŻE?

Henryk Kaliś

TEMAT NUMERU: **ENERGIA DLA PRZEMYSŁU**

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA POLSKIEJ GOSPODARKI NA NEUTRALNĄ KLIMATYCZNIE

Waldemar Jędral

CIEPŁOWNICTWO

ZASTOSOWANIE TURBIN WODNYCH W SIECIACH CIEPŁOWNICZYCH

Mariusz Piękoś, Paweł Jastrzębski

Przemysław Płonka
redaktor naczelny
tel. 32 415 97 74 wew. 28
e-mail: przemyslaw.plonka@e-bmp.pl

Korzyści, ale…

„Zielony kierunek przemysłu i energetyki" – hasło, które na okładce znamionuje główny temat tego numeru – to już nie kwestia poddawana dyskusji, a obrana droga zmian. Mająca bezsprzeczne zalety, ale i budząca kontrowersje. Wywołują je m.in. sposoby na realizację tego celu czy narzucane tempo koniecznych zmian (wystarczy popatrzeć choćby na rolnicze protesty w całej Europie). W Polsce, wciąż uzależnionej od źródeł węglowych, sytuacja jest szczególnie trudna. Trudna dla energetyki, która musi przestawić się na źródła niskoemisyjne, jak i dla przemysłu – zwłaszcza energochłonnego – dla którego bezpieczeństwo energetyczne to podstawa funkcjonowania.

Większość energochłonnych branż w Polsce stoi dziś zatem przed niełatwymi decyzjami, jakie wpłyną na rozwój, ale czasem zadecydują o „być albo nie być" danego przedsiębiorstwa. Perspektywy tych firm zależą od ich zdolności do konkurowania na europejskim i światowym rynku, a te nie rysują się różowo.

O zagrożeniach i koniecznych krokach koniecznych do ochrony energochłonnego przemysłu pisze szeroko Henryk Kaliś (Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu) przypominając, że Polska wchodząc do UE w 2004 r. miała do zaoferowania potencjalnym inwestorom tanią energię elektryczną i niskie koszty pracy. „Dwadzieścia lat później mamy już niestety najwyższe w Europie ceny energii elektrycznej, dramatycznie wysoki koszt wydobycia węgla kamiennego (podnoszący wycenę energii elektrycznej) i koszty pracy na poziomie europejskim". W artykule wymienia szereg aspektów, na jakie trzeba zwrócić uwagę, by zachować konkurencyjność naszej gospodarki. „Energochłonne branże polskiego przemysłu oczekują m.in. wprowadzenia dedykowanych mechanizmów finansowania rozwoju niskoemisyjnej i bezemisyjnej rozproszonej energetyki przemysłowej jako istotnego elementu niskoemisyjnej transformacji energetyki systemowej" – pisze H. Kaliś.

Mimo ewidentnych trudności, „era transformacji energetycznej w Polsce nabiera rozpędu, a jej dynamika rośnie z miesiąca na miesiąc" – podkreśla Paulina Grądzik z Konfederacji Lewiatan. „Odchodzimy od uzasadniania procesów transformacyjnych wyłącznie aspektami środowiskowymi czy zobowiązaniami nakładanymi przez regulacje unijne, a coraz częściej dostrzegamy korzyści z prowadzenia działań zmierzających do dekarbonizacji. Przedsiębiorcy – poza widocznymi na pierwszy rzut oka kosztami i nowymi obowiązkami – wiedzą, że kryje się za nimi także wiele benefitów" – dodaje autorka artykułu i wylicza pozytywy transformacji. To – poza redukcją gazów cieplarnianych – m.in. rozwój przemysłu, nowe inwestycje, nowe miejsca pracy czy ograniczenie kosztów za energię elektryczną, które ponoszą przedsiębiorcy.

By ten optymistyczny scenariusz się ziścił potrzeba jednak likwidacji m.in. barier regulacyjnych związanych z inwestycjami w elektrownie wiatrowe czy przyłączaniem nowych instalacji do sieci. Faktem jest – na co trafnie zwraca uwagę Jan Sakławski w swoim felietonie – że bez przekształcenia energetyki „niedługo możemy obudzić się na kontynencie, na którym nikt nie będzie kupował naszych, obciążonych śladem węglowym, towarów i usług".

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, webinariów, wydawca profesjonalnych magazynów i portali.

Rada Programowa:

prof. Jan Popczyk, przewodniczący Rady Programowej, Politechnika Śląska

prof. Andrzej Błaszczyk, prezes zarządu HYDRO-POMP

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

dr hab. inż. Maria Jędrusik, prof. nadzw. PWr, 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 PEC Ciechanów

Jan Sakławski, radca prawny, Head-of-legal Grenergy Polska sp. z o.o.

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 Płonka

Redakcja techniczna
Marcelina Gąsior

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

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

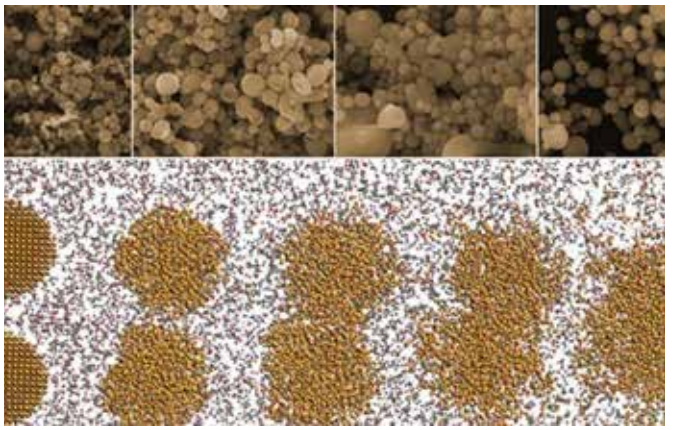
Fot. na okładce: 123rf

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA RYBNICKIEJ ELEKTROWNI

31 grudnia 2023 r., po pięćdziesięciu latach pracy, zakończono eksploatację dwóch najstarszych węglowych bloków energetycznych nr 3 i 4 w Elektrowni Rybnik, należącej do PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna. Po wyłączeniu bloków 1 i 2 w sierpniu 2021 roku oraz bloków 3 i 4 obecna moc elektrowni wynosi 900 MW brutto z zainstalowanych czterech bloków energetycznych nr 5-8.

Obecnie na terenie Elektrowni Rybnik realizowana jest jedna z największych i najbardziej nowoczesnych inwestycji energetycznych w Polsce – budowa bloku gazowo-parowego o mocy 882 MW, o wartości ok. 3 mld złotych netto

Źródło i fot.: PGE GiEK



FIZYCY PAN NA TROPIE TAŃSZEGO KOMPONENTU ZIELONYCH ENERGII

Dla produkcji zielonej energii elektrycznej konieczne są ogniwa paliwowe zasilane etanolem, przy produkcji których używa się bardzo drogich katalizatorów etanolu z platyny. Naukowcy z Instytutu Fizyki Jądrowej PAN w Krakowie wpadli na trop materiałów, które katalizują etanol tak samo efektywnie jak kosztowna platyna, ale przy wykorzystaniu wielokrotnie tańszego pierwiastka.

Odkrycie jest istotne z punktu widzenia zielonych energii, ponieważ etanol to paliwo o niskim stopniu toksyczności, można go łatwo magazynować i wytwarzać w sposób odnawialny, np. z biomasy. Dzięki temu istnieje szansa na pozyskanie z niego kilkukrotnie więcej energii elektrycznej niż w przypadku obecnie popularnych źródeł zasilania.

Źródło i fot.: Instytutu Fizyki Jądrowej PAN

TGE PONOWNIE WYZNACZONA NA OPERATORA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZEZ URE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) ponownie wyznaczył Towarową Giełdę Energii (TGE) na operatora rynku energii elektrycznej (Nominated Electricity Market Operator, NEMO). To wydarzenie ma wpływ na funkcjonowanie rynku energii elektrycznej w kraju.

Zgodnie z komunikatem URE, TGE zobowiązała się do zapewnienia uczestnikom rynku otwartego dostępu do informacji dotyczących zadań operatora. Ponadto wprowadziła odpowiednie mechanizmy nadzoru rynku, co podkreśla jej zaangażowanie w transparentność i uczciwość procesów na polskim rynku energii elektrycznej. TGE odgrywa istotną rolę nie tylko jako operator rynku energii elektrycznej, ale także spółka wspierająca rozwój rynków finansowych. Jako spółka zależna GPW, TGE ma wpływ na rynek regulowany dla akcji oraz instrumentów pochodnych, a także na alternatywny rynek akcji NewConnect dla spółek wzrostowych.

Źródło: are.waw.pl

STAWKA OPŁATY OZE W 2024 ROKU

W najnowszej decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) ogłoszono, że stawka opłaty OZE na 2024 rok utrzyma się na poziomie 0 zł. To już drugi rok z rzędu, kiedy odbiorcy energii elektrycznej nie zobaczą tej opłaty na swoich rachunkach.

Stawka opłaty OZE na poziomie 0 zł to z pewnością dobra wiadomość dla odbiorców energii elektrycznej, ale również dla całego sektora energetycznego, który rozwija się w kierunku zrównoważonego i ekologicznego rozwoju. Polska idzie w stronę zielonej przyszłości, wspierając produkcję energii odnawialnej i redukując emisje gazów cieplarnianych. Decyzja URE stanowi krok w stronę budowania stabilnego i ekologicznego sektora energetycznego, który zaspokoi rosnące potrzeby kraju, jednocześnie chroniąc środowisko naturalne.

Źródło: are.waw.pl

INWESTYCJE W ELEKTROCIEPŁOWNIACH ŻERAŃ I SIEKIERKI Z DOFINANSOWANIEM NARODOWEGO FUNDUSZU OCHRONY ŚRODOWISKA I GOSPODARKI WODNEJ

PGNiG Termika SA uzyskała ponad 233 mln zł z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) na inwestycje w nowoczesne technologie odzysku i akumulacji ciepła w warszawskich zakładach w Siekierkach i Żeraniu.

Inwestycja w Siekierkach będzie polegać na wygenerowaniu nowego strumienia ciepła bez użycia dodatkowego paliwa, poprzez odzysk ciepła odpadowego ze spalin kotła biomasowego i jego wykorzystanie w układzie sieci ciepłowniczej Warszawy. Natomiast na Żeraniu powstanie akumulator ciepła o pojemności ok. 60 000 m³ z systemem pompowni i rurociągów doprowadzających zimną i ciepłą wodę. Realizowane przedsięwzięcie będzie miało znaczący wpływ na poprawę jakości powietrza poprzez zwiększenie efektywności energetycznej Elektrociepłowni Żerań w cyklu dobowym.

Źródło i fot.: gov.pl

RUSZYŁA BUDOWA PIERWSZEJ BIOGAZOWNI GRUPY E.ON W POLSCE

E.ON Polska już w 2024 r. otworzy swoją pierwszą biogazownię w naszym kraju. Obiekt o mocy zainstalowanej 1 MWe w wysokosprawnej kogeneracji zostanie uruchomiony niedaleko Pułtuska.

Inwestycja ta wpisuje się w strategię firmy E.ON, która chce aktywnie uczestniczyć w transformacji energetycznej i wspierać klientów w zmniejszaniu śladu węglowego. Przy realizacji projektu polska spółka skorzysta z międzynarodowego doświadczenia Grupy E.ON. Ma ona bogatą praktykę w zakresie instalacji biogazowych w Niemczech, jak również w Danii, gdzie E.ON odpowiada za kilkanaście procent rynku biometanowego. Know-how Grupy nie obejmuje jedynie projektowania instalacji i procesów spalania biogazu, ale również wtłaczania biometanu do sieci.

Źródło i fot.: E.ON Polska

GRUPA ORLEN PLANUJE WDROŻENIE WIRTUALNEJ ELEKTROWNI

Technologia ta umożliwia koordynację źródeł wytwórczych energii na terenie całego kraju za pomocą centralnego systemu sterowania.

Inwestycja umożliwi wspólne bilansowanie, optymalizowanie produkcji i raportowanie poszczególnych jednostek wytwórczych, a także zapewni automatyzację wewnętrznych procesów, zwiększając przewagę konkurencyjną ORLEN. Wirtualna elektrownia (Virtual Power Plant, VPP) to cyfrowe rozwiązanie, po które coraz chętniej sięgają firmy energetyczne. Zwłaszcza te, które jak Grupa ORLEN, w swoim portfolio mają dużą liczbę odnawialnych źródeł energii.

Źródło: ORLEN

Już prawie

6

GW OZE

przyłączono do sieci Enei Operator

Źródło: informacja prasowa

Wydaje się, że większość branż energochłonnych stoi obecnie przed wyzwaniem zmierzenia się z wysoką dynamiką zmian i podjęcia trudnych decyzji, które mają nie tylko zapewnić rozwój, ale czasami w ogóle pozwolić na przetrwanie na bardzo konkurencyjnym rynku.

Grzegorz Wałdoch,

dyrektor Biura Elastyczności Energetycznej w firmie Enspirion, będącą spółką zależną Energi z Grupy ORLEN

(wywiad s. 66)

PGE PLANUJE ROZBUDOWĘ ELEKTROWNI SZCZYTOWO-POMPOWEJ W ŻARNOWCU

Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec na Pomorzu o mocy ponad 700 MW, uruchomiona ponad 40 lat temu, do tej pory pozostaje największym obiektem tego typu w Polsce. W jej sąsiedztwie powstanie niedługo największy w Europie, wielkoskalowy magazyn energii, który pomoże w bilansowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i ułatwi integrację budowanych na Bałtyku morskich farm wiatrowych.

Wielkoskalowy, bateryjny magazyn energii o mocy powyżej 200 MW i pojemności powyżej 820 MWh przy ESP Żarnowiec ma być największą tego typu instalacją w całej Europie. Zapewni zrównoważony dostęp do energii w okresach dużego zapotrzebowania, zwiększy możliwości stabilizacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i ułatwi integrację z systemem elektroenergetycznym OZE zlokalizowanych na północy Polski, zwłaszcza planowanych morskich farm wiatrowych. ESP Żarnowiec jest bowiem oddalona o około 10 km od Morza Bałtyckiego, gdzie Grupa PGE wybuduje w niedalekiej przyszłości morskie farmy wiatrowe.

Źródło: newseria.pl

INTERESUJĄCE POZYCJE LITERATUROWE ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

Zachęcamy do zapoznania się z dwoma nowymi książkami o energetyce jądrowej. Pierwszą polecaną monografią jest: „Elektrownie i elektrociepłownie jądrowe z reaktorami HTGR i SMR" autorstwa Ryszarda Bartnika. Treści tam zawarte pozwalają zrozumieć istotne zagadnienia związane z efektywnością energetyczną i ekonomiczną elektrowni i elektrociepłowni z reaktorami HTGR oraz SMR.

Druga książka to „Elektrownie jądrowe w nowoczesnej gospodarce" pod red. naukową Andrzeja S. Zielińskiego. Obie książki zostały objęte patronatem medialnym przez kierunekENERGETYKA.pl.

Skąd Polska weźmie uran do swoich elektrowni?

Niewątpliwie w przyszłości polska energetyka będzie bazować na źródłach jądrowych: czy to na wielkoskalowych reaktorach, czy na SMR-ach. Jedną z zalet tych technologii jest możliwość dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych. Już teraz warto jednak pochylić się nad kwestią, skąd właściwie Polska weźmie paliwo do swoich elektrowni?

Uran musi przejść długą i skomplikowaną drogę, by stać się paliwem zasilającym bloki w elektrowniach. Klasyczną metodą jest wydobycie rudy uranu w kopalni, która następnie jest na miejscu mielona na tzw. yellowcake, później poddawane konwersji, wzbogacaniu, a na końcu przetwarzaniu w paliwo jądrowe. Każdy z tych etapów wykorzystuje osobne technologie, a gdy surowiec jest już rozdrobniony, jego dalsza obróbka może zostać przeprowadzona z dala od miejsca wydobycia.

fot. zasoby autora

Michał Forycki

Student Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie na kierunku Globalny biznes, finanse i zarządzanie (Governance), gdzie analizuje rynek uranu na świecie. Przewodniczący Studenckiego Koła Naukowego Energetyki SGH

Rynek uranu na świecie

Z polskiego punktu widzenia należy przeanalizować całą „ścieżkę uranu" w kontekście bezpieczeństwa energetycznego przyszłych dostaw surowca. Nauczeni doświadczeniem powinniśmy minimalizować ryzyko politycznych szantaży czy zawirowań w łańcuchach dostaw. Polska posiada wprawdzie własne złoża uranu, które eksploatowano w poprzednim stuleciu, jednak obecnie wydobycie jest nieopłacalne ekonomicznie i zgodnie z PEP2040 musimy przygotować się na import tego surowca z krajów o stabilnej sytuacji polityczno-ekonomicznej. Jak zatem wygląda globalny rynek uranu?

Pomimo faktu, że to Australia posiada największe zasoby uranu na świecie (ponad 1/4 zidentyfikowanych złóż), największym producentem tego surowca jest Kazachstan, odpowiadający w 2022 roku za 43% światowego wydobycia. Podium zamykają Kanada (14,9%) i Namibia (11,4%), dalej plasuje się właśnie Australia, a za nią Uzbekistan, Rosja i Niger. Państwa Unii Europejskiej są zatem w pełni zależne od dostaw tego surowca spoza Wspólnoty. Najwięcej importują z: Kazachstanu (26,8%), Nigru (25,4%), Kanady (22%) oraz – mimo trwającej wojny z Ukrainą – Rosji (16,9%). Zależność przemysłu jądrowego od Federacji Rosyjskiej jest zresztą tak duża, że na szerokiej liście sankcji nie znalazły się branże związane z uranem ani paliwem jądrowym. Kontrolowany bezpośrednio przez Kreml Rosatom odpowiada za ponad 22% usług konwersji uranu wykonanych w całej UE oraz jest dostawcą paliwa dla elektrowni czeskich, słowackich, węgierskich, bułgarskich i fińskich. Największym importerem rosyjskich towarów przemysłu jądrowego w całej Unii od marca 2022 r. jest natomiast Francja.

Szansa w Westinghouse

Taki stan rzeczy nie pozostawia złudzeń, że należy zwiększyć zakupy uranu z bezpieczniejszych i przyjaźniejszych Zachodowi miejsc. Nie licząc samej Rosji, trzeba przemyśleć import surowca z pozostających pod jej wpływami Kazachstanu i Uzbekistanu. Również dalsze pozyskiwanie uranu w Nigrze (gdzie za 100% wydobycia odpowiada francuskie Orano) stanęło niedawno pod znakiem zapytania, ponieważ w lipcu 2023 r. demokratyczny rząd został obalony przez niekryjących prorosyjskich poglądów puczystów. Wychodzi więc na to, że cała Unia Europejska powinna poważnie prześwietlić swoje łańcuchy

dostaw – i to już w niedalekiej przyszłości. Za przykład (co prawda w skali mikro) można uznać odchodzenie reaktora MARIA od paliwa rosyjskiego – już w tym roku NCBJ zamierza skorzystać z próbnej dostawy paliwa koreańskiego KAERI.

Dla Polski błogosławieństwem może okazać się współpraca z Westinghouse. Amerykańska firma w listopadzie 2023 r. została przejęta przez dwóch kanadyjskich gigantów – Brookfield i Cameco – którzy nabyli kolejno 51% i 49% udziałów. Cameco jest drugim największym producentem uranu na świecie, a niemal wszystkie jej kopalnie znajdują się w Kanadzie i USA. Ponadto spółka ta uchodzi za jedną z najbardziej przejrzystych w całej branży, co niewątpliwie sprzyjałoby implementowanej przez UE idei ESG. Paliwo jądrowe z wydobytego przez Kanadyjczyków uranu mogłoby zostać natomiast wytworzone w należącej do Westinghouse'a fabryce w szwedzkim Västerås, które już teraz zaopatruje np. Ukrainę.

> Już teraz musimy poddać głębokiej analizie kwestie pochodzenia i ścieżki surowca energetycznego, którym w przyszłości będziemy zasilać nasze reaktory

Jednak co pomiędzy?

W całym łańcuchu dostaw za wąskie gardło uznaje się etap wzbogacania uranu. W Europie istnieją wprawdzie zakłady konwersji i wzbogacania, jednak Agencja Dostaw Euratomu informuje, że w obliczu prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na paliwo jądrowe w niedalekiej przyszłości powinny zostać poczynione inwestycje w całym cyklu paliwowym, gdyż długoterminowe bezpieczeństwo dostaw jest obecnie zagrożone. Ciekawą opcją do rozważenia jest budowa zakładów w Polsce, co m.in. obiecywało koreańskie KHNP.

W przeciwieństwie do innych surowców energetycznych, na rynku uranu decyzji nie trzeba podejmować nader szybko – 98% transakcji w UE zawieranych jest w oparciu o umowy długoterminowe, a większość elektrowni magazynuje zapasy paliwa jądrowego na co najmniej trzyletni okres. Odchodzenie unijnych reaktorów od rosyjskich wpływów powinno więc skończyć się zanim uruchomiona zostanie wielkoskalowa elektrownia na Pomorzu czy pierwsze w Polsce SMR-y. Jednak już teraz musimy poddać głębokiej analizie kwestie pochodzenia i ścieżki surowca energetycznego, którym w przyszłości będziemy zasilać nasze reaktory.

Niemcy słono płacą za ogrzewanie miejskie

Za zaledwie 13,9% produkcji ciepła odpowiada w Niemczech ciepłownictwo miejskie, ale – co ciekawe – przypada ono w szczególności na osiedla, gdzie mieszka wiele osób (co czwarte mieszkanie korzysta z tej formy ogrzewania u zachodniego sąsiada). W tym roku wzrost kosztów dla tej szczególnie wrażliwej cenowo grupy klientów będzie wysoki. Zachodnie media donoszą, że dopłaty do ogrzewania, które nie zostały ujęte w przedpłatach płaconych co miesiąc, mogą teraz wynieść 2000-2800 euro na jedno mieszkanie.

fot. zasoby autora

Aleksandra Fedorska

Korespondentka polskich i niemieckich portali branżowych. Jej specjalizacją jest polityka energetyczna Niemiec, Danii, Szwecji, Austrii, Szwajcarii oraz krajów Beneluksu. Śledzi przebieg kampanii wyborczych we wszystkich wymienionych krajach pod względem polityki energetycznej

Problem niemieckiego ciepłownictwa miejskiego, jak wiele innych kwestii związanych ostatnio z cenami energii, głównie polega na wprowadzonej w Niemczech Energiewende, czyli transformacji energetycznej. Ciepło sieciowe i gorąca woda są w tym przypadku wytwarzane centralnie, często w elektrowniach lub jako ciepło odpadowe w zakładach przemysłowych. Ciepło dociera następnie rurami do domów, dzięki czemu nie jest potrzebny tu własny system grzewczy, będacy w Niemczech dominującą formą ogrzewania. Z drugiej strony system ciepłownictwa miejskiego jest znacznie ograniczony, co wpływa na elastyczność z perspektywy klienta. Posiadając własny piec może on sam zmieniać technologię ciepłowniczą – na przykład wymienić piec gazowy na pompę ciepła. W przypadku ciepła miejskiego klienci nie mają możliwości decydowania o technologii stosowanej przez ciepłownie. Niemożliwa jest także zmiana dostawcy na tańszego.

Ceny spadły, opłaty – nie

– Obecnie większość energii jest nadal wytwarzana z gazu lub ropy naftowej. Oznacza to, że na przykład cena ciepła sieciowego jest również powiązana z ceną giełdową gazu. Na początku wojny Rosji przeciwko Ukrainie cena gazu gwałtownie wzrosła. Od tego czasu rynek znacznie się uspokoił, ale cena ciepła sieciowego pozostaje wysoka – tłumaczy swoim odbiorcom niemiecki publiczny dziennik telewizyjny Tagesschau.

Ceny gazu i ropy, które strzeliły w górę w 2022 roku, to jedna sprawa, ale problem polega głównie na tym, że gdy ceny surowców zaczęły spadać – a do tego doszło w 2023 roku – dostawcy ciepła miejskiego nie zmniejszyli opłat i nadal trzymają wysoki pułap cenowy. Odbiorcy nie mają możliwości, aby skutecznie się temu przeciwstawić, gdyż nie mogą zmienić dostawcy. Jedyne co są w stanie zrobić (co się faktycznie dzieje), to kwestionować sądowo wysokie opłaty za ciepło miejskie. Szczególnie aktywna jest w Niemczech organizacja Mieterverein, będąca stowarzyszeniem lokatorów. Doradza ona swoim członkom, zatrudniając prawników specjalizujących się we wszystkich sprawach związanych z wynajmowanym mieszkaniem.

Postępowanie w sprawie eskalacji cen

Federalny Urząd ds. Konkurencji wszczął w połowie listopada 2023 roku postępowanie przeciwko sześciu przedsiębiorstwom komunalnym i dostawcom ciepła sieciowego w Niemczech. Urząd ten zarzuca im nadmiernie wygórowane ceny, w szczególności dotyczy to tak zwanej „eskalacji cen". Dostawcy mogli celowo przesadzać co do kosztów danego źródła energii: gazu lub węgla, ale także drewna, odpadów, energii odnawialnej lub ciepła odpadowego. Przesadzona ocena ewentualnej eskalacji cen danego surowca dawała im możliwość kontynuacji wysokich cen i argumentację do dalszych wzrostów opłat za ciepło. Urząd podejrzewa także, że ciepłownie deklarowały, iż korzystają z drogiego gazu, a w rzeczywistości spalane były korzystniejsze cenowo substytuty.

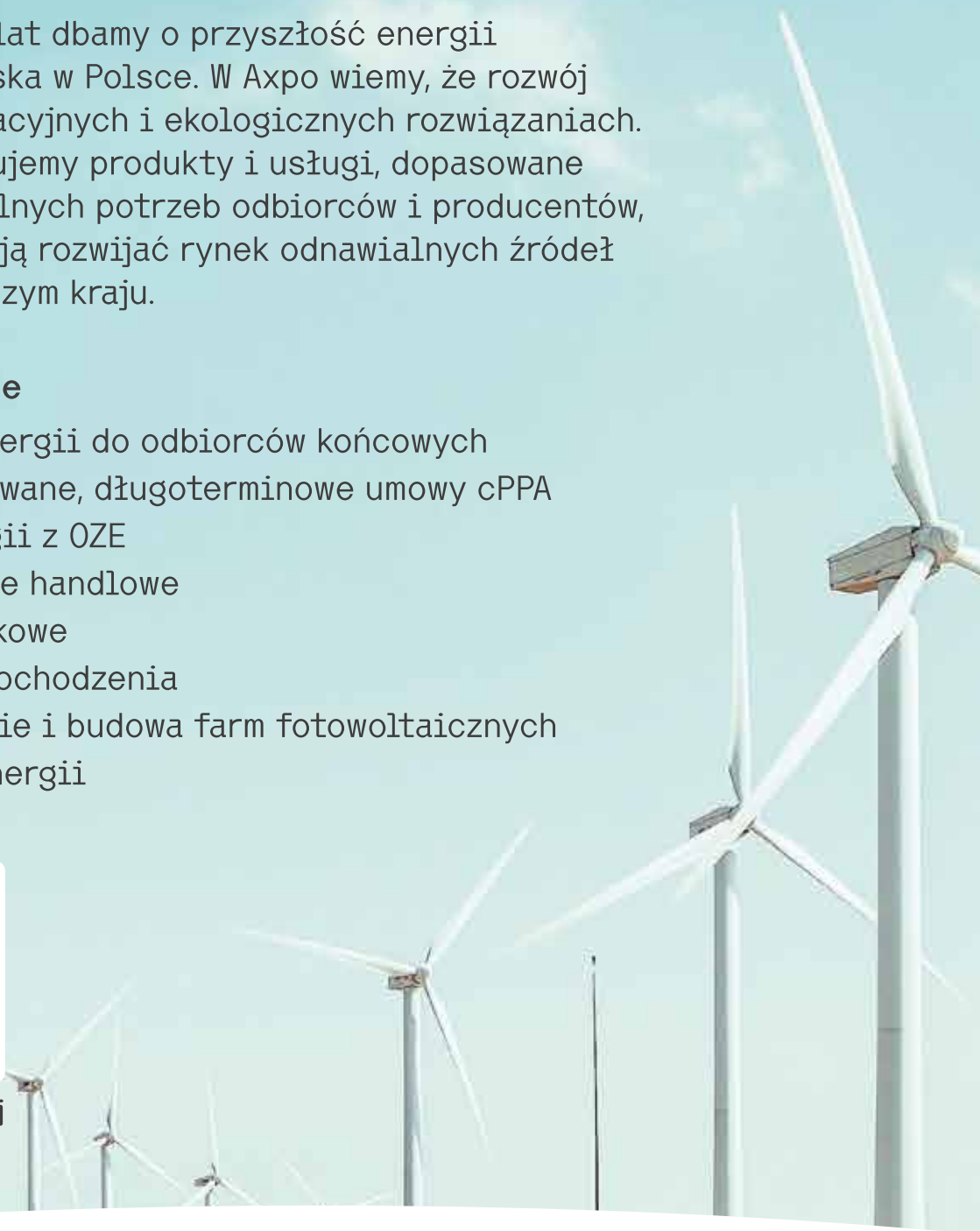
– Ceny ciepła sieciowego muszą opierać się na zmianach rzeczywistych kosztów dostawców i ogólnych zmianach cen w sektorze dostaw ciepła. Rodzi to na przykład pytania, czy firma dostosowała cenę ogrzewania do zmian cen gazu, mimo że do produkcji ciepła faktycznie wykorzystano inne, korzystniejsze alternatywy – powiedział Andreas Mundt, prezydent Federalnego Urzędu ds. Konkurencji.

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

- Sprzedaż energii do odbiorców końcowych
- Strukturyzowane, długoterminowe umowy cPPA
- Odkup energii z OZE
- Bilansowanie handlowe
- Prawa majątkowe
- Gwarancje pochodzenia
- Projektowanie i budowa farm fotowoltaicznych
- Magazyny energii



Sprawdź więcej na axpo.com

The Power of Energy

axpo

Energetyczne szarże

My, Polacy, lubimy martyrologię. Nawet ci, którzy na nią w kółko pomstują i postulują jej odrzucenie, nie potrafią całkowicie się z niej otrząsnąć. Nie każdy z nas ma co prawda w rodzie oficerów nocy listopadowej albo członków styczniowych patroli, ale zbiorowa świadomość Polaków żyje straceńczymi szarżami i desperackimi obronami przegranych redut. Jak się okazuje, nie inaczej jest w naszej rodzimej energetyce.

fot. zasoby autora

Jan Saklawski

radca prawny,
Head-of-legal Grenergy Polska sp. z o.o.

Nie jestem przesadnym entuzjastą wytykania narodom ich zbiorowych wad i przewag. Wydaje mi się, że są to zbyt proste klisze mające w łatwy sposób tłumaczyć złożone problemy. Tym niemniej wydaje się, że istnieją pewne prawidłowości, które sprawiają, że społeczeństwa reagują w podobnych sytuacjach w podobny sposób, nawet jeżeli nie są one wysysane z mlekiem matki. Nie jestem socjologiem, więc moje spostrzeżenia nie opierają się na metodzie naukowej, ale wiem, że mamy coś w sobie, co sprawia, że czujemy w sercu ukłucie, gdy myślimy o szwoleżerach spod Somosierry pędzących „po końskie brzuchy w nurt płonącej lawy", obrońcach Wizny czy Głogowa.

Brak umiejętności planowania

Ma to też drugą stronę medalu. Tak samo jak lubimy te straceńcze szarże przeprowadzać, tak lubimy do nich doprowadzać. Wynika to – jak sądzę – z wielkiej trudności planowania długofalowego, wieloletniego, przekraczającego ramy kadencji, rządów czy karier politycznych. Ten miks, połączenie gotowości do obrony ostatniej reduty z brakiem zdolności do przygotowania się w taki sposób, by konieczność tej obrony nigdy nie powstała, sprawiają, że rozpaczliwych „Wizn" mamy w historii więcej niż „Gdyń" i „COP-ów".

No dobra, ale co to ma wspólnego z energetyką? No cóż, ona też ma swoje „Wizny", zdecydowanie częściej niż byśmy chcieli. Pierwszy z brzegu przykład to zamrożenie cen energii w 2022 roku. Mechanizmy zaproponowane w ustawie z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku, poza tym, że prawdopodobnie naruszały przepisy rozporządzenia Komisji, na podstawie którego mogły być uchwalone, to – jako dodatkowy bonus – demolowały rynek, chociaż wcale nie musiały tego robić. Na wstępie trzeba wskazać, że absurdalna wojna, jaką kilka lat wcześniej wypowiedziano farmom wiatrowym i szerzej – wszystkim OZE – spowodowała, że w ostatnich latach przyłączono dużo mniej mocy ze wsparciem w postaci wygranych aukcji i zawartych kontraktów CfD („Contract for difference"). Te kontrakty, przy bardzo wysokich cenach energii, w ogromnym stopniu sfinansowałyby system dopłat do rachunków odbiorców.

Czemu tak by się stało?

Dla tych, którzy nie do końca wiedzą, dlaczego tak by było, spieszę z wyjaśnieniem. Kontrakty CfD polegają na tym, że wytwórcy i odbiorcy umawiają się na cenę bazową, a następnie niezależnie sprzedają i kupują energię na rynku. W przypadku gdy cena rynkowa jest wysoka, wytwórca wyrównuje odbiorcy wartość odchylenia od ceny bazowej.

Kiedy cena na rynku idzie w dół to odbiorca wyrównuje różnicę wytwórcy. W przypadku kontraktów zawartych w ramach systemu aukcyjnego wyrównującym jest podmiot wskazany w ustawie (Zarządca Rozliczeń S.A.). Jeżeli cena energii sprzedanej przez wytwórcę zaczyna przekraczać wartość uzyskaną przez niego w aukcji, różnicę płaci on Zarządcy Rozliczeń.

Mechanizm ten w swoich podstawach jest dość prosty i intuicyjny. Jasno też wynika z niego, że gdy ceny energii elektrycznej na TGE skoczyły w górę tuż przed ruskim najazdem na Ukrainę, mechanizm ten sprawiłby, że wytwórcy, bez strat dla swojego biznesu, zaczęliby przekazywać różnicę do wykorzystania państwu.

Tak się jednak nie stało i Polacy musieli przeprowadzić straceńczą szarżę polegającą na przygotowaniu systemu wsparcia odbiorców końcowych energii elektrycznej i jednocześnie znaleźć środki na jego sfinansowanie. Wyszło jak wyszło, a przecież niezbędne instrumentarium mieliśmy w systemie i gdybyśmy od lat przeprowadzali mądrą transformację energetyczną to być może zamiast nowej obrony Wizny mielibyśmy nową budowę COP-u i w konsekwencji obronę naszej energetyki przed Putinowską demolką.

Wiatrak między kuchnią a salonem

To nie jest jednak jedyny przykład. W zasadzie do napisania tego tekstu natchnęło mnie to, co spróbowano zrobić w grudniu w ramach przedłużenia osłon przed wysokimi cenami energii. W szczególności zaś to, co próbowano zrobić w ramach odblokowania inwestycji w wiatraki. Muszę przyznać, że nie wiem do końca, jakie poglądy na kwestię energetyki wiatrowej ma Pan Prezydent RP. Co prawda, gdy podpisywał niesławną ustawę o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych dał nam w swoje stanowisko nieco wglądu, ale nic nie jest przecież dane raz na zawsze. Ludzie mogą się mylić, a następnie korygować swoje błędy. Nie dane nam było jednak sprawdzić, jak jest w rzeczywistości, ponieważ rząd najpierw wypuścił projekt, który wylewał dziecko z kąpielą (bo powodował, że wiatrak można byłoby postawić w zasadzie pomiędzy kuchnią a salonem), następnie stoczył internetową walkę z wariatami od „wywłaszczeniagate" i „siemensgate", żeby potem kompletnie zrejterować i wyrzucić tę kwestię z ustawy, zanim przeszła ona proces legislacyjny.

Brak korzyści dla wiatrakowej sprawy

W całym tym ambarasie korzyści dla sprawy wiatrakowej nie uzyskano żadnych, a można by nawet pokusić się o stwierdzenie, że sprawie tej zaszkodzono. Po pierwsze, wariaci albo zwykłe Putinowskie trolle, wrzeszczące o wywłaszczeniach i finansowaniu Siemens-Gamesa, przebiły się narracyjnie do głównego nurtu, a poważne media poddawały ich wynurzenia analizie. Po drugie, nie wykorzystano szansy by wprowadzić choćby takie minimum, jak wypracowane już wcześniej z poprzednim rządem rozwiązanie polegające na możliwości skrócenia wymaganej odległości do 500 m, a sprawę utopiono ze względów wizerunkowych. Po trzecie, kwestię wiatraków zakopano w zasadzie na lata, ponieważ trudno spodziewać się teraz, że prezydent będzie chciał narazić się internetowemu komentariatowi na zarzuty o wspieranie wywłaszczeń i niemieckich turbin.

Tak oto kolejna nieprzemyślana szarża zakończyła się spektakularną klęską, podczas gdy działając w sposób przemyślany i długofalowy już dzisiaj moglibyśmy myśleć o kolejnych gigawatach w KSE.

> Niedługo możemy obudzić się na kontynencie, na którym nikt nie będzie kupował naszych, obciążonych śladem węglowym, towarów i usług

Niestety w obecnej sytuacji trudno w zasadzie przewidzieć, kiedy nowe moce w wietrze pojawiają się w systemie. Co więcej, z obecnym tempem wydawania warunków przyłączenia pozostałe odnawialne źródła również nie osiągną poziomów, których potrzebujemy, żeby przekształcić naszą energetykę. Jeżeli tego zaś nie zrobimy, to niedługo możemy obudzić się na kontynencie, na którym nikt nie będzie kupował naszych, obciążonych śladem węglowym, towarów i usług. W takiej sytuacji będziemy mogli już tylko przypuścić ostatnią szarżę (nie wiem co prawda, na kogo), ale w rękach będziemy mieć tylko patyki i kamienie.

10 wyzwań w roku 2024 dla ciepłownictwa systemowego w Polsce

Pierwsza część roku to zawsze czas podsumowań i refleksji nad kluczowymi wydarzeniami i zmianami, które miały miejsce w ubiegłych miesiącach. W przypadku sektora ciepłownictwa systemowego nie było chyba jeszcze czasu, który w obszarze strategiczno-regulacyjnym miałby tak duży wpływ na jego funkcjonowanie, jak rok 2023. Nadchodzące miesiące również zapowiadają się dynamicznie.

Wydarzyło się tak wiele – przede wszystkim zakończyły się prace nad zmianami dyrektyw procedowanych w ramach pakietu Fit for 55, tj. EED, RED, ETS i EPBD (w przypadku tej ostatniej uzyskano porozumienie polityczne), które łącznie wyznaczają trajektorię transformacji sektora ciepłownictwa systemowego aż do roku 2050. Wśród innych kluczowych elementów warto wymienić m.in. zmianę mechanizmu osłonowego dla odbiorców końcowych ciepła systemowego (wdrożenie mechanizmu maksymalnej ceny dostawy ciepła), implementację dyrektywy RED II do prawodawstwa krajowego czy szereg działań dotyczących programów wsparcia inwestycyjnego (w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz programów FEniKS i FENG). Lista niezbędnych do podjęcia działań nie zmniejszyła się jednak, a wręcz przeciwnie – skuteczna realizacja celów unijnej polityki klimatyczno-energetycznej w części dotyczącej ciepłownictwa systemowego wymaga wielu aktywności i wdrożenia różnych mechanizmów.

fot. zasoby autorki

Dorota Jeziorowska

dyrektor Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

Top 10 wyzwań w ciepłownictwie systemowym

Określenie trajektorii transformacji sektora ciepłownictwa systemowego na poziomie legislacji unijnej w perspektywie roku 2050 (oby już bez dodatkowych zmian) powoduje, że uczestnicy poszczególnych rynków ciepła mają podstawę do opracowywania i realizacji strategii dekarbonizacji określonych systemów ciepłowniczych. Jednakże, aby móc robić to skutecznie, konieczne będzie wprowadzenie wielu działań w obszarze regulacji na poziomie krajowym i UE, a także w obszarze strategicznym. Wśród nich można wyróżnić:

1. Implementacja przepisów zmienionych dyrektyw EED, RED, EPBD, ETS oraz IED. O ile termin transpozycji części z nich sięga poza rok 2024, niezbędne jest rozpoczęcie prac i podjęcie kluczowych decyzji już teraz, ze względu na wagę niektórych przepisów oraz w związku z czasem realizacji inwestycji (np. wprowadzenia mechanizmu uzyskania odstępstwa

od kryterium EPS 270 w ramach definicji wysokosprawnej kogeneracji dla istniejących jednostek kogeneracji).
2. Wydzielenie aktywów węglowych ze spółek energetycznych, co jest niezbędne dla skutecznego przeprowadzenia transformacji w dużych i największych (co do zasady) systemach ciepłowniczych w Polsce.
3. Promowanie technologii power to heat i jej znaczenia dla transformacji sektora ciepłownictwa systemowego na poziomie UE. Analizy pokazują, że jest to jedna z niewielu grup technologii, które pozwolą na zazielenienie systemów ciepłowniczych. Mowa tu przede wszystkim o kotłach elektrodowych i wielkoskalowych pompach ciepła zasilanych energią elektryczną z OZE. W tym zakresie, aby móc multiplikować wykorzystanie tego typu rozwiązań, konieczne jest wprowadzenie w różnych obszarach regulacyjnych zmian promujących ich wykorzystanie – przede wszystkim mechanizmy, który pozwolą na zakwalifikowanie jako ciepła z OZE całego wolumenu ciepła wytworzonego w oparciu o energię elektryczną z OZE.
4. Opracowanie Strategii dla ciepłownictwa – w związku z przyjęciem w roku 2023 zmienionych dyrektyw procedowanych w ramach pakietu „Fit for 55". O ile trajektoria zmian, dopuszczalne technologie i generalnie – kierunki transformacji sektora ciepłownictwa systemowego zostały określone na poziomie przepisów UE, zasadnym byłoby opracowanie dokumentu, który wskaże mechanizmy i narzędzia pozwalające na realizację i wspierające proces dekarbonizacji tej części sektora.
5. Zaangażowanie w prace nad rozporządzeniem FAR oraz uzyskaniem przydziału darmowych uprawnień dla sektora ciepłownictwa systemowego – jest to obszar, w który zaangażowany będzie sektor w pierwszej połowie roku.
6. Rozwój technologii i w ślad za nim – wprowadzenie ułatwień w prawodawstwie krajowym pozwalających na wykonywanie projektów inwestycyjnych oraz realizacja działań prowadzących do tego, aby wciąż mogły być pokrywane poprzez taryfę koszty prowadzonej działalności i jednocześnie – aby ceny ciepła dla odbiorców końcowych były na akceptowalnym przez nich poziomie.
7. Zaangażowanie w prace nad aktami wykonawczymi do dyrektywy CRSD w kierunku ich urealnienia w aspekcie zasięgu. Przepisy te będą miały ogromne znaczenie pod kątem obciążenia sektora ciepłownictwa systemowego.
8. Lobbowanie na poziomie unijnym i krajowym w zakresie zwiększenia środków na transformację ciepłownictwa oraz podniesienia poziomów wsparcia dla sektora ciepłowniczego (do 60%) w rozporządzeniu GBER, co pozwoliłoby w przyszłości na obniżenie cen ciepła dla odbiorców końcowych.
9. Uwzględnienie w programach wsparcia kompleksowego podejścia do technologii OZE (m.in. kotły elektrodowe, biomasa), umożliwienie ubiegania się o wsparcie na magazyny ciepła bez konieczności inwestowania w źródło, a także uproszczenie dokumentacji aplikacyjnej (szczególnie dla małych projektów) oraz rozliczenia projektów dotyczących sieci ciepłowniczych.

> Przed nami bardzo ciekawy i dynamiczny rok w ciepłownictwie systemowym

10. Uruchomienie środków z KPO (program Ciepłownictwo Powiatowe, Fundusz Wsparcia Energetyki), utworzenie i uruchomienie Funduszu Transformacji Energetyki, a także kolejnych naborów dla ciepłownictwa systemowego w ramach programu FEnIKS (m.in. dla efektywnych systemów) oraz ponowne uruchomienie naborów dotyczących kogeneracji i digitalizacji z Funduszu Modernizacyjnego. Przyspieszenie konkursów dla projektów dotyczących OZE zarówno w ramach Funduszu Modernizacyjnego, jak również programu FEnIKS.

Powyższa lista pokazuje, że przed nami bardzo ciekawy i dynamiczny (oby) rok w ciepłownictwie systemowym. Kluczowa w tym zakresie będzie ciągłość w realizacji działań na rzecz transformacji tego sektora i wprowadzania mechanizmów ułatwiających oraz wspierających jej realizację, bo – niestety – kolejne kamienie milowe dotyczące realizacji poszczególnych celów unijnej polityki klimatyczno-energetycznej nie będą czekać.

fot. 123rf

SUROWCE KRYTYCZNE

Europa wciąż ma zaległości

Aylin Somersan Coqui
CEO Grupy Allianz Trade

Transformacja energetyczna nie będzie możliwa bez surowców krytycznych. Kobalt, lit, nikiel i inne metale mają kluczowe znaczenie dla zmiany sposobu, w jaki produkujemy i wykorzystujemy energię. Są niezbędne do wszystkiego: od pojazdów elektrycznych po turbiny wiatrowe.

W scenariuszu zerowej emisji netto do 2050 r., zgodnym z porozumieniem paryskim, udział zapotrzebowania na technologie czystej energii znacznie wzrośnie w ciągu następnej dekady, osiągając 60% w przypadku niklu i kobaltu oraz około 90% w odniesieniu do litu. Oczekuje się, że do 2040 r. całkowite globalne wykorzystanie powyższych minerałów, w tym te związane z czystymi technologiami, zwiększy się o 60% w przypadku miedzi, o 100% – 200% niklu i kobaltu oraz o 900% litu.

Wyścig o kluczowe surowce już się rozpoczął, a popyt na te metale i minerały gwałtownie rośnie, ponieważ firmy i rządy potrzebują ich, aby osiągnąć ambitne cele zerowej emisji netto. Według Międzynarodowej Agencji Energii rynek podwoił się w ciągu ostatnich 5 lat, osiągając 320 miliardów dolarów w 2022 roku i oczekuje się, że wzrośnie jeszcze od 2 do 4 razy. Inwestycje w sektorze również wzrosły: o 30% w 2022 r., po 20% wzroście w 2021 r.

Od OPEC do OMEC: uwaga na kartelizację

Ale chociaż przyszłość będzie napędzana metalami, może być również ogrodzona żelaznymi kurtynami. W końcu kluczowe surowce są wysoce skoncentrowanymi zasobami: Chiny dominują w tej dziedzinie, kontrolując prawie wszystkie ciężkie pierwiastki ziem rzadkich: 91% magnezu i 76% dostaw krzemu na całym świecie. Podobnie Demokratyczna Republika

Konga zarządza ponad 60% światowego rynku kobaltu, podczas gdy RPA posiada 71% udziału w platynie. Te geograficzne monopole już teraz powodują pewne zakłócenia cen i napięcia w dostawach.

Podobnie jak kraje produkujące ropę naftową z OPEC, państwa bogate w minerały mogą zdecydować się na utworzenie Organizacji Krajów Eksportujących Metale i wywrzeć silną presję na importerów kluczowych surowców. Biorąc pod uwagę ich dużą zależność od importu tych surowców, niektórzy członkowie UE byliby oczywiście zagrożeni, ponieważ taki kartel mógłby manipulować cenami, dalej zakłócać dostawy i ograniczać handel międzynarodowy. Koncentracja produkcji wokół wiodących firm łańcucha dostaw, w których Europa jest mniej obecna w porównaniu z USA czy Chinami, mogłaby również stworzyć zależności i narazić Europę na wojny handlowe między krajami trzecimi.

Europejska ustawa o surowcach krytycznych? Niewystarczająca

Zależność naszego kontynentu od surowców krytycznych jest nie tylko realna, ale i silna. Przykładowo, w przypadku magnezu, germanu i metali ziem rzadkich Europa jest uzależniona głównie od jednego dostawcy – Chin. Jeśli chodzi o boran, to ta sama historia: jesteśmy całkowicie uzależnieni od Turcji. W rezultacie Europa pozostaje w dużym stopniu narażona na zbliżające się ryzyko wyczerpania łańcuchów dostaw, co może zagrozić jej dążeniu do osiągnięcia celów porozumienia paryskiego.

W tym kontekście Unia Europejska powinna przyspieszyć i podjąć działania. Czy ustawa o surowcach krytycznych wystarczy, aby wypełnić lukę? Ledwie. Przyjrzyjmy się bliżej: ustawa CRM proponuje 10% cel dla pozyskiwania 18 materiałów z UE. Jednak siedem z nich nie spełnia tego wymogu na etapie wydobycia. W przypadku tych siedmiu materiałów UE-27 jest w dużym stopniu zależna od zaopatrzenia z krajów trzecich (ponad 94%). Co więcej, ustawa CRM stanowi, że co najmniej 40% rocznego zużycia w UE-27 musi pochodzić z rafinacji w UE. Okazuje się, że spośród 24 wymienionych materiałów 21 nie spełnia jeszcze tego wymogu. Lista przykładów jest długa. Wszyscy zgadzamy się co do celów, ale zasoby wykorzystywane do ich osiągnięcia są wysoce niewystarczające.

Od dywersyfikacji po recykling – musimy działać szybko

Powiększenie bazy dostawców jest niezbędne. Niedawny kryzys energetyczny dowiódł, że dywersyfikacja dostawców zwiększa odporność i pozwala krajom lepiej stawić czoła potencjalnym napięciom. Europa będzie jednak musiała uruchomić dodatkowe dźwignie. Musi również przemyśleć swoje stosunki z dostawcami metali i minerałów. Potrzebne są inwestycje i polityka sprawiedliwego handlu, generujące zaufanie, aby wzmocnić relacje z kluczowymi producentami surowców i złagodzić ryzyko zakłóceń w dostawach.

Oprócz zmniejszenia zależności, Europa musi również inwestować we własne zdolności produkcyjne. Niektóre krytyczne minerały są dostępne na kontynencie: na przykład we Francji właśnie otwarto kopalnię litu. Teraz trzeba nauczyć się, jak korzystać z tych kopalni w najbardziej zrównoważony sposób.

Tworzenie zakładów recyklingu i opracowywanie innowacyjnych metod ponownego wykorzystania omawianych materiałów również znacznie przyczyni się do zmniejszenia zależności Europy od dostaw. UE proponuje, abyśmy do 2030 r. zwiększyli zdolności recyklingu o 10% dla każdego z 16 „surowców strategicznych". Musimy jednak ustawić poprzeczkę bardziej precyzyjnie i jeszcze wyżej. Szacuje się na przykład, że do 2050 r. 65% całkowitego zapotrzebowania UE na kobalt – kluczowy materiał w bateriach – można zaspokoić poprzez recykling starych baterii. Masowe inwestycje i opracowanie odpowiedniej polityki przemysłowej, aby upewnić się, że nasze możliwości recyklingu odpowiadają technologiom jutra, mogą pomóc osiągnąć ten cel. Chociaż trudno jest oszacować, ile dokładnie powinniśmy zainwestować, wiemy z innych technologii, że koszty faktycznie zmniejszą się wraz z inwestycjami – na przykład wyrównany koszt energii słonecznej spadał średnio o 36% rocznie w ciągu ostatniej dekady, wraz z ogromnymi inwestycjami w tym sektorze.

***

Czy Europa może nadrobić zaległości w zakresie surowców krytycznych? Dziś daleko jej do tego. Ale nienadrabianie owych zaległości też nie jest opcją. Europa musi inwestować i podejmować decyzje bez dalszej zwłoki. ■

AYLIN SOMERSAN COQUI

fot. zasoby autora

Swoją karierę rozpoczęła jako analityk finansowy w Morgan Stanley w 1998 roku, a następnie dołączyła do Grupy Allianz (w 2002 roku). Pracowała na różnych stanowiskach w Allianz Global Investors i PIMCO, a następnie pełniła wiele międzynarodowych funkcji kierowniczych w Grupie: dyrektora finansowego (2013-2015) i dyrektora generalnego (2016-2018) w Allianz Turcja, dyrektora ds. zasobów ludzkich w Allianz SE (2019) oraz członka zarządu i dyrektora ds. pracy w Allianz Deutschland AG (2019-2020). Obecnie na stanowisku CEO Grupy Allianz Trade.

Fot. 123rf

INDEKS BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

Kamil Moskwik, Paweł Lachowski
Instytut Jagielloński

Zimą 2022 roku, w związku z rosnącymi cenami energii elektrycznej oraz z problemami z dostawą węgla i gazu z Rosji, szczególnie istotnym tematem stało się bezpieczeństwo energetyczne, którego słabe i silne strony skwantyfikować może pewien wskaźnik.

Bezpieczeństwo jest zagadnieniem wieloaspektowym. Rozpatrywać je można w kontekście militarnym, gospodarczym, społecznym, ekologicznym, cybernetycznym lub energetycznym. Agresja Rosji na Ukrainę pokazała nam, jak ważny jest każdy z tych aspektów osobno. Polska jako kraj przyfrontowy mocno odczuł echa wojny, a kwestia bezpieczeństwa stała się kluczowa w debacie publicznej.

Indeks Bezpieczeństwa Energetycznego

W Instytucie Jagiellońskim wyszliśmy z założenia, że potrzebny jest wskaźnik, który skwantyfikuje silne i słabe strony w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz innych krajów. W związku z tym opracowaliśmy Indeks Bezpieczeństwa Energetycznego (IBE) badający czynniki geopolityczne i ekonomiczne stanowiące o bezpieczeństwie energetycznym.

Postanowiliśmy, że policzymy w sposób uniwersalny dla wszystkich krajów poziom bezpieczeństwa energetycznego. Niestety, nie każde państwo udostępnia rzetelne dane, dlatego ograniczyliśmy się do krajów Unii Europejskiej, OECD, a także Chin (z uwagi na ich znaczenie w gospodarce światowej) oraz Ukrainy (jako bezpośredniego sąsiada Polski). Łącznie IBE zawiera wyniki 45 krajów z różnych części świata, posiadających własne, często odmienne problemy związane z bezpieczeństwem energetycznym.

Jak działa IBE?

Aby ujednolicić te problemy, bezpieczeństwo energetyczne podzieliliśmy na trzy filary: Strukturalny, Odpornościowy i Konsumencki, a suma wyniku w każdym z nich składa się na ostateczny wynik Indeksu Bezpieczeństwa Energetycznego.

Filar Strukturalny obrazuje bezpieczeństwo energetyczne w czasach pokoju. Bada on, jak bardzo zapotrzebowanie na dany nośnik energii jest zaspokajane przez jego krajową produkcję, określając przy tym państwa będące strukturalnymi dawcami bezpieczeństwa energetycznego dla innych krajów oraz te, które są strukturalnie zależne od importu nośników energii.

Filar Odpornościowy obrazuje potencjał państw do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w okresie kryzysu. Bada, na ile gospodarka danego kraju (przy przyjęciu kryterium PKB) jest obciążona kosztami importu nośników energii, a także sprawdza, czy pomimo znacznego importu energii jego potencjał gospodarczy pozwala przeciwdziałać skutkom kryzysu.

Filar Konsumencki obrazuje wrażliwość obywateli badanych państw na zmiany cen nośników energii. Analizuje on udział opłat za nośniki energii w portfelach gospodarstw domowych i sprawdza, w których państwach koszty energii są najmniej i najbardziej dotkliwe dla społeczeństwa.

Elementami składowymi Filarów jest pięć nośników energii: węgiel kamienny, gaz ziemny, ropa naftowa, paliwa napędowe i energia elektryczna. Filar Strukturalny oraz Filar Odpornościowy bazują na wszystkich nośnikach energii. Filar Konsumencki nie uwzględnia ropy naftowej, ponieważ nie jest ona nośnikiem energii wykorzystywanym przez gospodarstwa domowe.

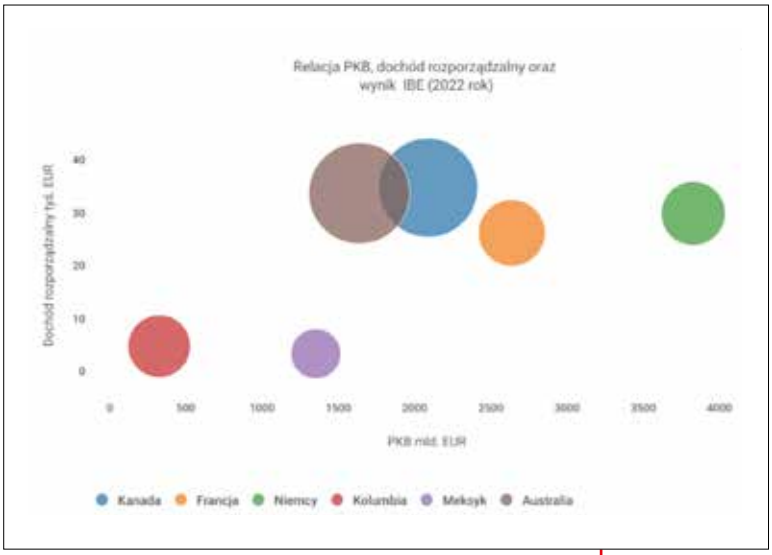
Kto może spać spokojnie?

W największym uproszczeniu można powiedzieć, że bezpieczeństwo energetyczne zapewnia połączenie wydobycia paliw kopalnych ponad zapotrzebowanie oraz ogólnego bogactwa państwa i społeczeństwa.

Liderami rankingu IBE są Australia, Kanada, Norwegia oraz USA. To właśnie te kraje łączą dwa wymienione wyżej czynniki. Australia jest światowym dostawcą węgla kamiennego i gazu zmiennego, Norwegia eksportuje dużo gazu ziemnego, ale także energię elektryczną dzięki wysokiej generacji z OZE. Stany Zjednoczone z kolei mają na tyle duże zasoby surowców energetycznych, że zaspokajają nimi ogromne zapotrzebowanie własne, a nadwyżkę sprzedają.

Drugą grupą państw stanowią kraje bogate, których własne możliwości wydobywcze nie pokrywają jednak zapotrzebowania energetycznego, przez co zmuszone są do importu. Do tej grupy można zaliczyć kraje Europy Zachodniej (m.in. Niemcy, Francja, Włochy), Japonię, Koreę Południową, a także Izrael. Polska, wraz z pozostałymi krajami Europy Środkowowschodniej, także należy do tej grupy, choć tu sytuacja gospodarcza jest mniej korzystna.

W IBE uwzględniliśmy również państwa o charakterystyce przeciwnej do wyżej wymienionej, posiadające wysokie wydobycie surowców energetycznych, ale z gorszą gospodarką, tj. Kolumbia i Meksyk. Są one eksporterami ropy naftowej, a Kolumbia dodatkowo ma duże złoża węgla kamiennego, który sprzedaje na całym świecie. Pomimo tego, z racji problemów gospodarczych, nie zapewniają wysokiego poziomu bezpieczeństwa obywatelom.



RYS. 1 Wykres bąbelkowy pokazujący zależność pomiędzy PKB danego kraju, dochodem rozporządzalnym (oś pionowa) oraz wartością IBE

Poziom ogólnego bezpieczeństwa energetycznego w obu tych grupach (badanych jako suma wszystkich filarów) jest podobna. Różnice pojawiają się głównie w Filarze Strukturalnym, gdzie przewagę mają kraje z wysokim wydobyciem, oraz w Filarze Konsumenckim, w którym lepiej wypadają państwa bogate.

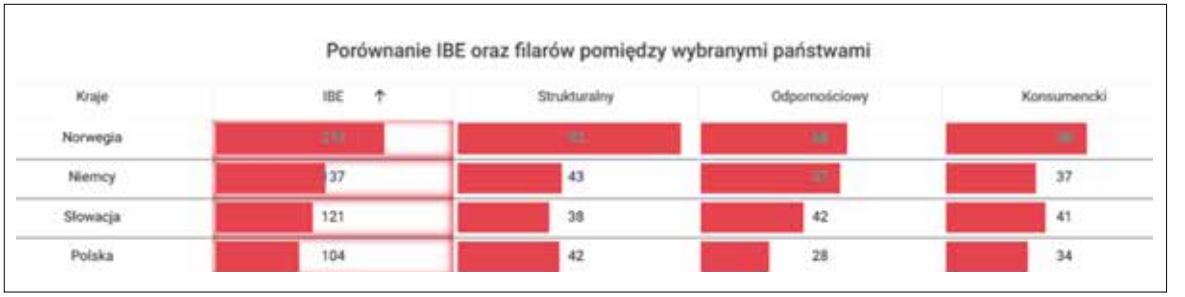
Wykres bąbelkowy pozwala na analizę zależności pomiędzy PKB danego kraju (oś pozioma), dochodem rozporządzalnym (oś pionowa) oraz wartością IBE (wielkość bąbelka) (rys. 1). Widać na nim zależności grup państw opisanych powyżej. Dodając do niego czwarty wymiar w postaci wydobycia surowców energetycznych, otrzymujemy uogólniony obraz mapy bezpieczeństwa energetycznego na świecie.

> Liderami rankingu IBE są Australia, Kanada, Norwegia oraz USA

Zaznaczymy, że duża gospodarka to nie gwarant bezpieczeństwa. Sytuacja jest na tyle skomplikowana, że im większe są potrzeby własne państwa, tym więcej energii musi zużywać. Dobry przykład to Chiny, które mają największe wydobycie węgla kamiennego na świecie, jednak całość zużywana jest na potrzeby własne. Dzięki takiemu stanowi rzeczy Chińczycy są bezpieczni strukturalnie (wydobycie pokrywa się ze zużyciem), ale mają niski poziom bezpieczeństwa odpornościowego (gdyby musieli zakupić cały węgiel z zewnątrz, musieliby znacząco obciążyć budżet państwa).

Z drugiej strony mała gospodarka może być w o wiele większym stopniu samowystarczalna, jednak

RYS. 2
Porównanie IBE oraz filarów pomiędzy wybranymi państwami

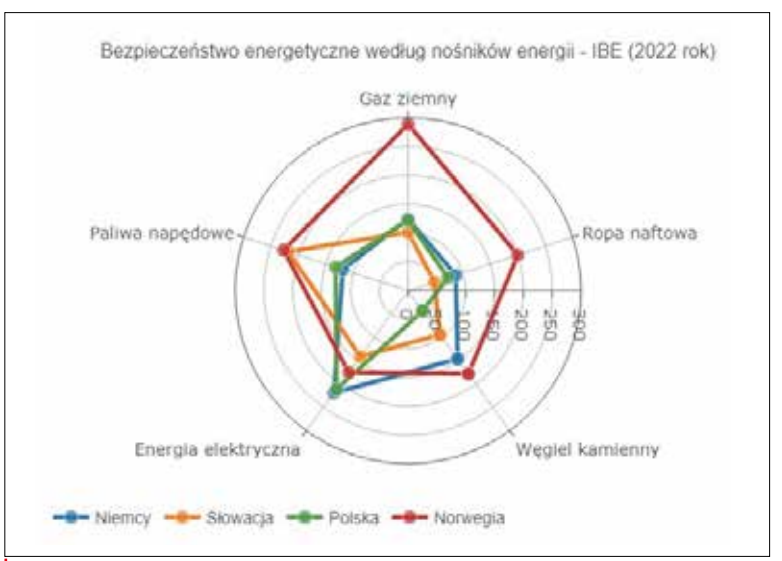


DZIAŁANIA PROAKTYWNE

Fot. 123rf

W celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju można wykonywać działania proaktywne, takie jak:

- ograniczanie zużycia paliw kopalnych, przy równoczesnym wzroście wykorzystania źródeł odnawialnych,
- zwiększanie efektywności energetycznej np. przez modernizację budownictwa,
- elektryfikacja gospodarki,
- dywersyfikacja kierunków dostaw węglowodorów,
- rozbudowa infrastruktury energetycznej, np. gazoporty, elektrownie atomowe, magazyny energii, modernizacja sieci.



RYS. 3
Bezpieczeństwo energetyczne według nośników energii – IBE za rok 2022

wytworzone przez nią PKB – nie być wystarczające w przypadku sytuacji kryzysowych.

Co zrobić, aby poprawić poziom bezpieczeństwa energetycznego Polski?

Polska nie jest w stanie znacząco zwiększyć własnego wydobycia surowców. Co więcej, gwałtowny wzrost PKB też nie jest możliwy. To jednak proces, który postępuje, co przemawia na korzyść kraju nad Wisłą. W celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego można wykonywać jednak działania proaktywne (ramka).

Kroki podejmowane przez polskie władze w ostatnim czasie poprawiają bezpieczeństwo energetyczne kraju. Większość z wyżej wymienionych posunięć jest realizowana na różnych etapach rozwoju. Jednak wątpliwości może wzbudzać czas reakcji, jaki potrzebny był polskim władzom (na przestrzeni wielu lat), aby poczynić zdecydowane działania w kierunku poprawy bezpieczeństwa energetycznego.

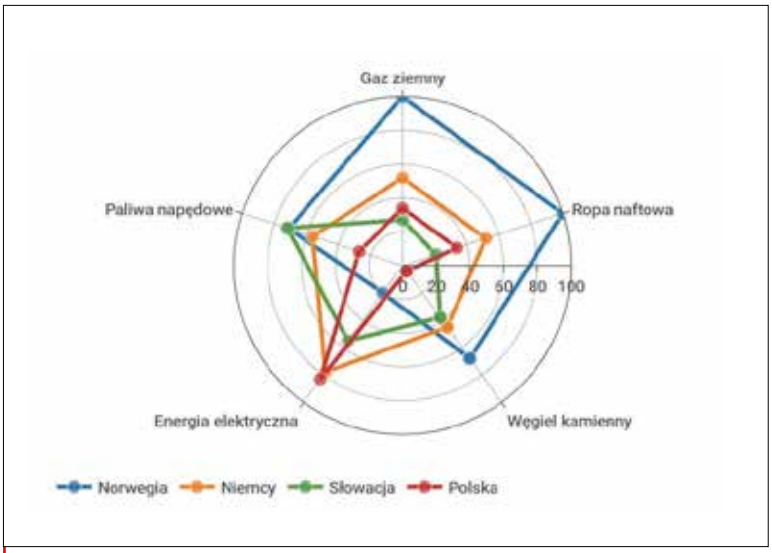
Oddany niedawno do użytku gazoport w Świnoujściu w znaczący sposób zwiększa nasze bezpieczeństwo. W planach też jest budowa elektrowni atomowej. Same plany owego bezpieczeństwa jeszcze nie zapewniają, ale po zakończeniu inwestycji jego poziom wzrośnie skokowo. Warto dodać, że cały czas obserwujemy dynamiczny wzrost mocy przyłączeniowej fotowoltaiki. Z drugiej strony, rozwój lądowych mocy wiatrowych jest w dużym stopniu zablokowany przez tak zwaną „ustawę antywiatrakową". Od wielu lat problematyczny jest także proces dekarbonizacji polskiej energetyki.

Bezpieczeństwo energetyczne Polski w 2022 roku w szczegółach

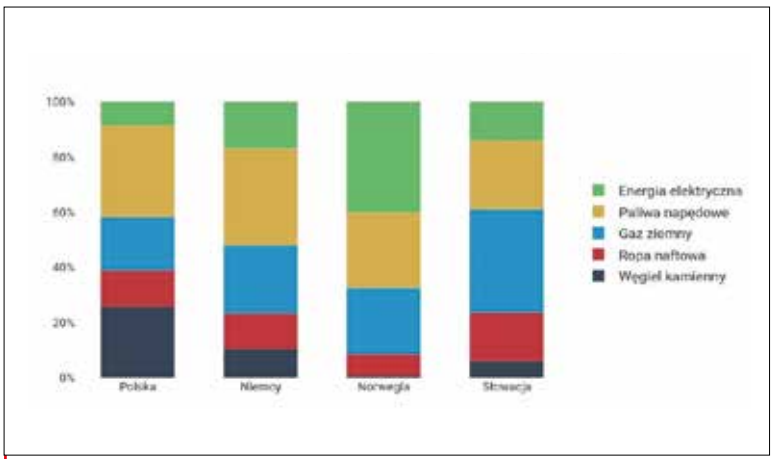
W celu szczegółowej analizy bezpieczeństwa energetycznego Polski, porównamy ją do:

- Niemiec – jako państwa większego i silniejszego gospodarczo, z którym chcemy konkurować,
- Słowacji – kraju o podobnej gospodarce, jednak mniejszego terytorialnie i ludnościowo,
- Norwegii – państwa będącego dawcą bezpieczeństwa energetycznego w Europie i jednego z liderów rankingu.

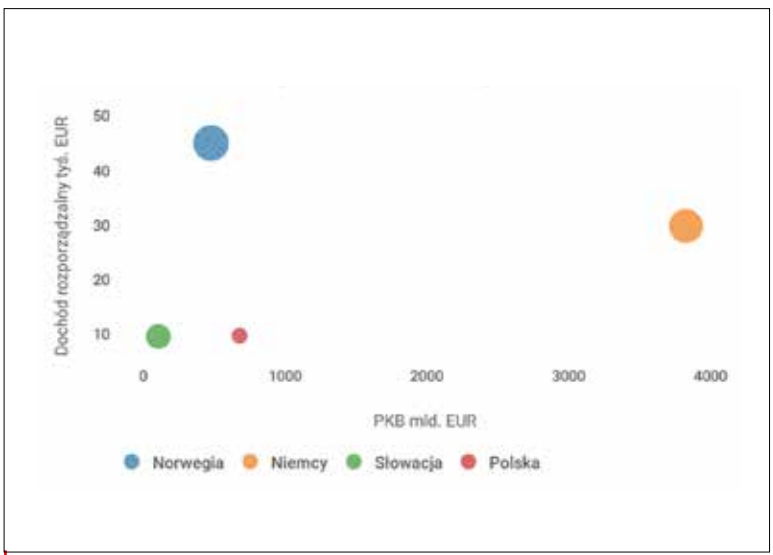
Całościowo Polska wypada gorzej od Niemiec i Słowacji. W filarach Strukturalnym i Konsumenckim różnice są minimalne, jednak w Filarze Odpornościo-



RYS. 4
Bezpieczeństwo energetyczne według nośników energii – Filar Odpornościowy za rok 2022



RYS. 5
Znaczenie nośników w energii – Filar Odpornościowy za rok 2022



RYS. 6
Relacja PKB, dochód rozporządzalny oraz wynik – Filar Odpornościowy

wym Polska traci już sporo. Oznacza to, że nasz PKB jest w dużym stopniu obciążony kosztami importu nośników energii, a w czasie kryzysu (przy ograniczeniu podaży oraz wzroście cen), kraj może mieć problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego.

Warto odnotować, że w żadnym filarze Polska nie osiągnęła progu 50 punktów, uznawanego za stan neutralny, gdzie czynniki przemawiające na korzyść oraz przeciwko bezpieczeństwu energetycznemu równoważą się.

Przyczyną sukcesu Norwegów w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego nie jest jedynie eksport gazu ziemnego. Co prawda pod tym względem punktują najbardziej, ale dobrze wypadają też w zakresie paliw napędowych, ropy naftowej i węgla kamiennego, ponieważ mają małe zużycie tych nośników. Nie odczują więc negatywnych konsekwencji w sytuacjach kryzysowych na tym polu. Norweska gospodarka bazuje na energii elektrycznej, dlatego wzrosty cen tego nośnika są szczególnie niebezpieczne przy takim modelu, czego potwierdzenie widać na rysunku 4.

> Bezpieczeństwo energetyczne zapewnia połączenie wydobycia paliw kopalnych ponad zapotrzebowanie oraz ogólnego bogactwa państwa i społeczeństwa

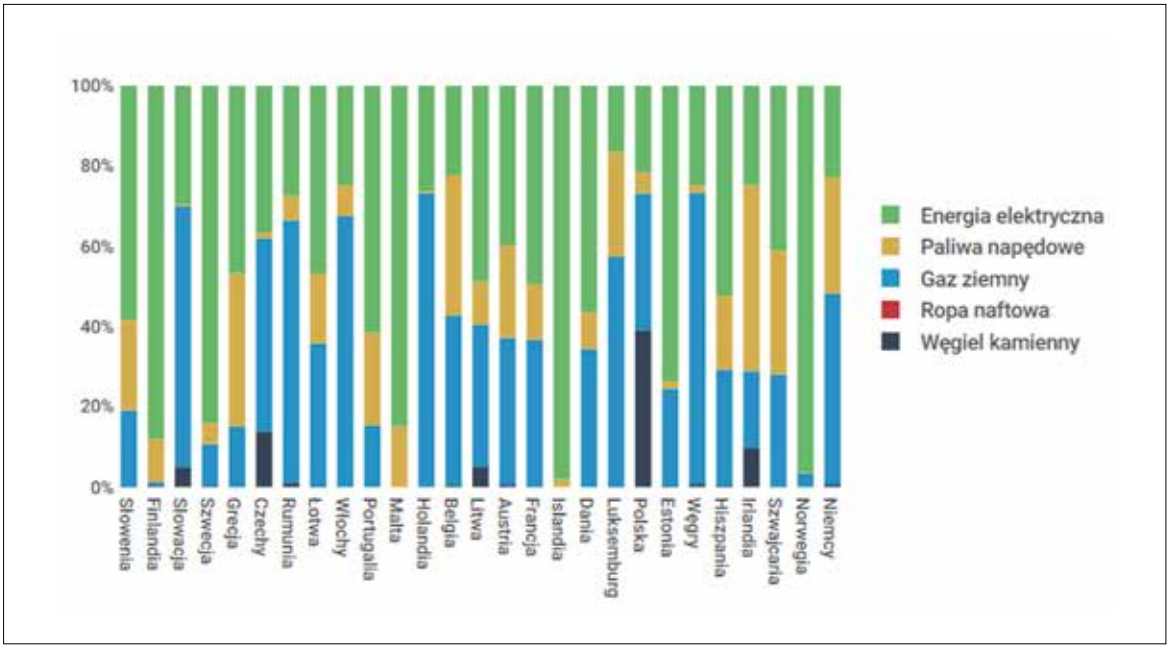
Pod względem energii elektrycznej w Filarze Odpornościowym Polska wypada bardzo dobrze. Jest to skutek dużej niezależności w produkcji własnej oraz dodatniego salda wymiany w 2022 roku. Pamiętać jednak należy, że duża część energii elektrycznej wyprodukowanej w naszym kraju pochodzi z węgla kamiennego, a pod tym względem Polska okazuje się bardzo wrażliwa, osiągając jedynie 4 punkty na 100.

Wydobywanie polskiego węgla jest kosztowne, a krajowa podaż nie zaspokaja dużego zapotrzebowania. Zmuszeni jesteśmy więc do importu tego surowca. Dodatkowo, w 2021 i 2022 roku z powodu agresji Rosji na Ukrainę znacząco ograniczono import węgla z kierunku wschodniego. Z tego powodu zimą 2022 roku nawet martwiono się, czy gospodarstwom domowym wystarczy węgla do ogrzewania mieszkań i domów.

Należy pamiętać, że w każdym kraju nośnik nośnikowi nie jest równy. Obrazuje to wykres słupkowy z wagami, pokazujący (w ujęciu procentowym), jak istotny jest dany nośnik energii w obrębie danego filaru (lub całego IBE) (rys. 5).

W ramach Filaru Odpornościowego w zakresie energii elektrycznej Polska jest bezpieczna, jednakże

RYS. 7
Znaczenie nośników w energii – Filar Konsumencki za 2022 rok



waga tego nośnika pozostaje niska (9%), co przekłada się na mniejszy udział w wyniku filaru. Natomiast pod względem węgla kamiennego oraz paliw napędowych, gdzie wagi są wyższe (kolejno 33% i 26%), Polska jest już bardziej narażona.

Niemcy w mniejszym stopniu bazują na węglu, ale w nieco większym na gazie i energii elektrycznej. Paliwa napędowe, trudne do zastąpienia w transporcie, mają podobną wagę w każdym z krajów. Czynnikiem decydującym o znacznie wyższym poziomie bezpieczeństwa w Filarze Odpornościowym Niemiec względem Polski jest wielkość gospodarki.

Polskie PKB jest wyższe od PKB Norwegii i Słowacji, jednak znacznie mniejsze od niemieckiego. To właśnie dzięki ogromnemu potencjałowi gospodarczemu Niemcy uzyskały wysoki wynik w Filarze Odpornościowym (rys. 6).

Na koniec wykres pokazujący, że w krajach Unii Europejskiej odeszło się już od wykorzystania węgla przez gospodarstwa domowe, a Polska jest pod tym względem wyjątkiem (rys. 7).

***

W porównaniu do 2021 roku, w 2022 Polska ilościowo poprawiła swój wynik w IBE. Ogólnie sytuacja nie jest u nas tragiczna. Kierunek wprowadzanych zmian wydaje się dobry, ale rzeczy do poprawy też pozostaje sporo. Każde państwo ma swoje silne i słabe strony. Porównywane tu Niemcy i Norwegia, będące w innym położeniu niż Polska, też mają swoje problemy. Istotne jest więc, aby odpowiednio je określić, a następnie konsekwentnie pracować nad ich rozwiązywaniem. Wierzymy, że Indeks Bezpieczeństwa Energetycznego będzie pomocnym narzędziem w osiąganiu takich celów. ■

REKLAMA

DARPIN

INNOWACJA W TECHNOLOGII

27 lat na rynku

ponad **2000** REALIZACJI

- CHŁODNICTWO PRZEMYSŁOWE
- INSTALACJE POD KLUCZ
- PRODUKCJA PRĄDU (ORC)
- ODZYSKI CIEPŁA
- UKŁADY KOGENERACYJNE
- UKŁADY ABSORPCYJNE

ul. Zimowa 22
44-105 GLIWICE

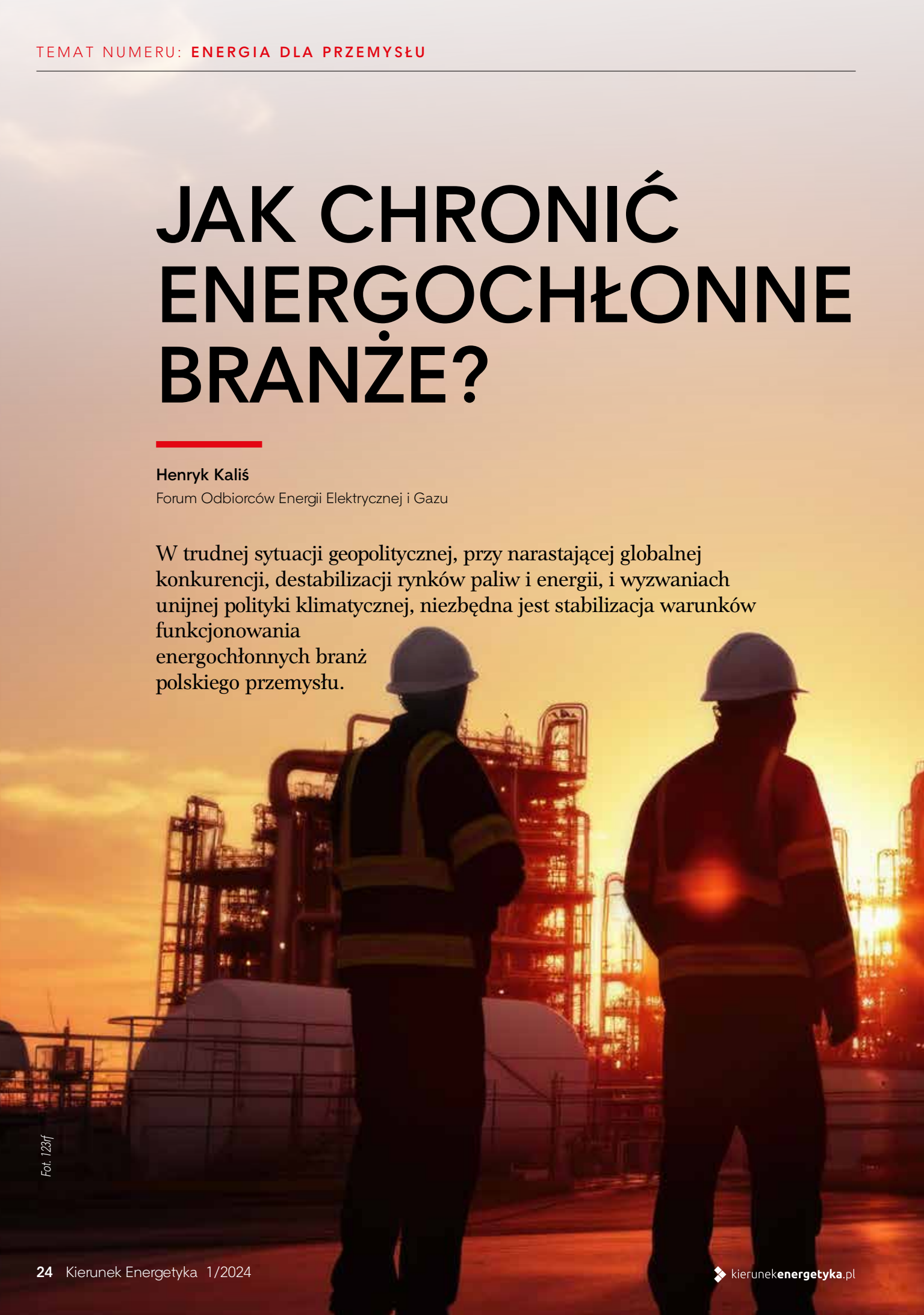
tel. +48 (0-32) 270 59 26
kom. +48 601 848 741

darpin@darpin.pl
www.darpin.pl

JAK CHRONIĆ ENERGOCHŁONNE BRANŻE?

Henryk Kaliś
Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu

W trudnej sytuacji geopolitycznej, przy narastającej globalnej konkurencji, destabilizacji rynków paliw i energii, i wyzwaniach unijnej polityki klimatycznej, niezbędna jest stabilizacja warunków funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu.



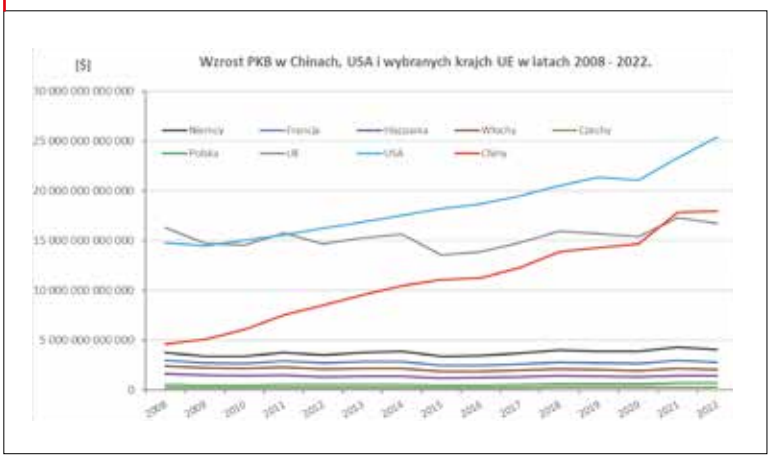
Fot. 123rf

Atrakcyjność Europy, jako miejsca dla prowadzenia i rozwoju działalności gospodarczej, od lat systematycznie spada. Wysokie koszty pracy, uzależnienie od importu surowców energetycznych, oderwana od realiów światowej gospodarki polityka klimatyczna, a w konsekwencji wysokie ceny i koszty różnych form energii powodują, że Unia Europejska, nie tylko traci swoją konkurencyjność, ale wręcz przestała się rozwijać.

Polska, wchodząc do UE w 2004 r., miała do zaoferowania potencjalnym inwestorom tanią energię elektryczną i niskie koszty pracy. Dwadzieścia lat później mamy już niestety najwyższe w Europie ceny energii elektrycznej, dramatycznie wysoki koszt wydobycia węgla kamiennego (podnoszący wycenę energii elektrycznej) i koszty pracy na poziomie europejskim.

W efekcie, w ciągu ostatnich 15 lat, wzrost gospodarczy na obszarze UE został zatrzymany, a przyrost PKB wyniósł zaledwie 2,8%. W tym okresie gospodarka niemiecka wzrosła co prawda o 9%, ale gospodarki takich krajów jak Francja, Włochy czy Hiszpania, odnotowały ujemny przyrost PKB.

RYS. 1
Wzrost PKB w Chinach, USA, UE-27 i wybranych krajach UE w latach 2008-2022.
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych The Word Bank



RYS. 2
Wskaźnik PMI dla UE i Polski w 2023 r. *Źródło: ENERACE Sp. z o.o.*

Zmiana PKB w okresie ostatnich 15 lat wyniosła:

- we Francji – 5%,
- w Hiszpanii – 13%,
- we Włoszech – 15%.

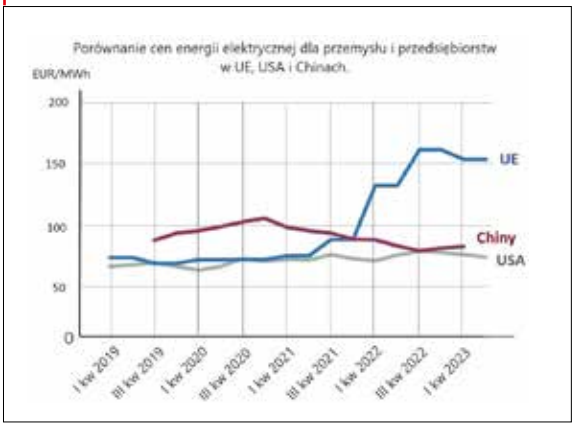
Polska i Czechy pozytywnie wyróżniają się na tle ww. krajów, odnotowały bowiem w tym okresie wzrost PKB o odpowiednio 29% i 23%. W tym czasie PKB Stanów Zjednoczonych wzrósł o 72%, Chin o 291%, a Indii o 185%.

Aktualnie zarówno europejski, jak i polski przemysł znajdują się w fazie pogłębiającej się recesji, co wyklucza możliwość płacenia przez zakłady produkcyjne wysokich rachunków za paliwa i energię elektryczną.

Ciągle niestabilna sytuacja na rynkach paliw, energii i uprawnień do emisji CO_2, oderwana od realiów światowej gospodarki polityka klimatyczna oraz rosnące płace i kosztowne programy socjalne skazują Europę na utratę globalnej konkurencyjności i zapaść gospodarczą.

Tymczasem w takiej sytuacji, w najsilniejszych krajach UE, upowszechnia się opinie, jakoby burzliwy

RYS. 3
Porównanie cen energii elektrycznej w UE, USA i Chinach



TAB. 1
Zmiany wielkości PKB w Chinach, USA, UE-27 i wybranych krajach UE w latach 2008-2022.
Źródło: dane The Word Bank

	2008 r.	2022 r.	Lata 2022/2008 [%]
Niemcy	3 745 264 093 617	4 082 469 490 798	9,0%
Francja	2 930 303 780 828	2 779 092 236 506	-5,2%
Hiszpania	1 631 863 493 552	1 417 800 466 263	-13,1%
Włochy	2 408 655 348 719	2 049 737 165 408	-14,9%
Czechy	236 816 485 763	290 527 550 627	22,7%
Polska	533 599 779 516	688 125 010 521	29,0%
UE	16 295 383 915 395	16 746 223 630 459	2,8%
Indie	1 198 895 139 015	3 416 645 826 053	185,0%
USA	14 769 857 911 000	25 439 700 000 000	72,2%
Chiny	4 594 336 785 752	17 963 171 479 205	291,0%

okres niekontrolowanych zmian cen paliw i energii elektrycznej już minął. Zapomina się, że ceny te nadal są ponaddwukrotnie wyższe niż zaledwie 2 lata temu, przed agresją Rosji na Ukrainę, oraz o tym, iż europejski przemysł musi konkurować na rynkach globalnych.

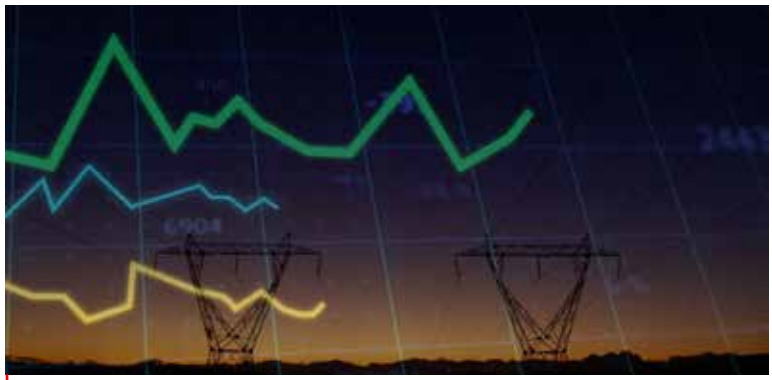
W solidarnej ocenie przedstawicieli rządów Niemiec i Francji, po (iluzorycznym) ustabilizowaniu się sytuacji na rynku europejskim, należy dążyć do zapewnienia suwerenności krajowych systemów energetycznych oraz warunków do utrzymania globalnej konkurencyjności narodowych gospodarek.

Jakkolwiek potencjał gospodarczy Europy jest ciągle wysoki, to decydują o tym trzy kraje: Niemcy, Francja i Włochy, których wkład do PKB UE wynosi 53%. Dla porównania, wkład Polski to zaledwie 4%. Dlatego przede wszystkim w interesie mniejszych państw UE jest gospodarcza integracja UE oraz realizacja wspólnej europejskiej polityki przemysłowej i energetycznej. Ma to szczególne znaczenie w sytuacji trwającego zbrojnego konfliktu w Ukrainie i militarnego zagrożenia dla bezpieczeństwa Polski, ale i Europy, którego nie da się zapewnić bez udziału energochłonnych branż europejskiego przemysłu.

Przyjazne warunki we Francji…

Przemysłowym odbiorcom energii we Francji przyjazne warunki dla kontynuowania działalności produkcyjnej ma zapewnić umowa zawarta pomiędzy rządem a Électricité de France (EDF). Dotyczy ona energii produkowanej w reaktorach jądrowych: zarówno istniejących, jak i budowanych. Porozumienie to gwarantuje średnią cenę energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach jądrowych na poziomie 70 EUR/MWh przez 15 lat, poczynając od roku 2026 r. Celem francuskiego rządu jest ukształtowanie krajowego miksu energetycznego tak, by zapewnił globalną konkurencyjność francuskiej gospodarce. Jego przedstawiciele uzasadniają podpisanie umowy z EDF porozumieniem zawartym na szczeblu europejskim, które umożliwia wyłączenie z mechanizmu ustalania cen na rynkach hurtowych (*merit order*) energii elektrycznej produkowanej z paliw kopalnych. Wprowadzenie podobnego rozwiązania od lat proponują odbiorcy przemysłowi w Polsce.

Na dziś dostęp do energii jądrowej we Francji odbiorcy energii elektrycznej uzyskują za pośrednictwem mechanizmu Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH). Został on wprowadzony 7 grudnia 2010 r., a funkcjonuje od 1 lipca 2011 r. Program ten umożliwia do końca 2025 r., niezależnym od EDF spółkom obrotu, dostęp do energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownie jądrowe zlokalizowane na terytorium kraju i oddane do użytku przed 8 grudnia 2010 r., po cenie regulowanej (aktualnie wynosi ona 42 EUR/MWh). Wolumeny energii elektrycznej dostępne w ramach ARENH dla alternatywnych dostawców początkowo nie przekraczały 100 TWh w skali roku, tj. ok. 25% produkcji elektrowni jądrowych. 13 stycznia 2022 r. francuski rząd arbitralnie podjął decyzję o zwiększeniu tego wolumenu o 20 TWh, do 120 TWh rocznie.



WCALE NIE LEPIEJ
W najsilniejszych krajach UE upowszechnia się opinia, jakoby burzliwy okres niekontrolowanych zmian cen paliw i energii elektrycznej już minął. Zapomina się, że ceny te nadal są ponaddwukrotnie wyższe niż zaledwie 2 lata temu, przed agresją Rosji na Ukrainę, oraz o tym, iż europejski przemysł musi konkurować na rynkach globalnych

Obecnie mechanizm ten umożliwia skuteczne obniżanie cen energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom przemysłowym, a jej ilość nabyta w ramach umowy między konsorcjum utworzonym przez duże energochłonne przedsiębiorstwa przemysłowe a EDF pomniejsza wolumen energii dystrybułowanej w ramach mechanizmu ARENH.

> Europejski i polski przemysł znajdują się w fazie pogłębiającej się recesji, co wyklucza możliwość płacenia przez zakłady produkcyjne wysokich rachunków za paliwa i energię elektryczną

W celu wyeliminowania ryzyka związanego z wpływem wahań cen gazu ziemnego na wycenę energii elektrycznej, od 2026 r. zaczną we Francji obowiązywać administracyjne pułapy cenowe, a obrót energią będzie się odbywał na podstawie bilateralnych umów długoterminowych.

EDF ma sprzedawać energię elektryczną po cenach referencyjnych, a zabezpieczeniem odbiorców końcowych przed ich ewentualnym wzrostem będą odpowiednio ustanowione progi podatkowe:

- wzrost ceny do 78-80 EUR/MWh spowoduje przekazanie klientom w rozliczeniach za energię elektryczną 50% nadwyżki przychodów uzyskanych przez EDF,
- po przekroczeniu 110 EUR/MWh klientom zostanie zwrócone 90% zwiększonego dochodu.

…i w Niemczech

Z kolei Niemcy zamierzają stać się przyjaznym miejscem dla lokalizacji biznesowych. Właśnie w tym celu rząd federalny odciążył przemysł z kosztów związanych z energią elektryczną, konsekwentnie wspiera rozwój odnawialnych źródeł energii i sieci energetycznych oraz tworzy warunki dla utrzymania rentowności i konkurencyjności każdej formy działalności gospodarczej: od MŚP po duże korporacje.

Kanclerz Olaf Scholz, federalny minister gospodarki i energii dr Robert Habeck oraz federalny minister finansów Christian Lindner uzgodnili wprowadzenie pakietu dodatkowych ulg dla firm prowadzących działalność produkcyjną w Niemczech. Będzie on obowiązywał przez najbliższe pięć lat. Skorzystają z niego w szczególności przedsiębiorstwa stosujące energochłonne technologie produkcji.

Na pakiet ten składa się:

1. obniżenie podatku od energii elektrycznej na lata 2024 do 2028,
2. nowelizacja systemu rekompensat kosztów emisji pośrednich, poprzez:
   - usunięcie zasady, że pierwsza GWh nie podlega rekompensacie,
   - likwidację kwoty podstawowej w wysokości 5 EUR/tonę CO_2, w odniesieniu do całego zużycia energii elektrycznej w instalacji,
3. stabilizacja opłat za przesył i dystrybucję z budżetem 5,5 miliarda EUR/rok.

Ponadto Rząd Federalny Niemiec od początku 2023 r. czynił wysiłki, by w pełnym zakresie wprowadzić pakiet regulacji zamrażających ceny energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz ciepła sieciowego, tworzący tarczę chroniącą niemiecką gospodarkę przed wysokimi cenami, o łącznym budżecie 200 miliardów EUR, który miał być finansowany z Funduszu Stabilizacji Gospodarczej. Najważniejszy element tej tarczy to „Ustawa wprowadzająca ograniczenia cenowe dla energii elektrycznej oraz zmieniająca inne przepisy prawa energetycznego", która:

1. wprowadzała stabilizację cen energii elektrycznej i gazu ziemnego dla niemieckiego przemysłu, obejmującą 80% wolumenu zużycia, na poziomach:
   - dla energii elektrycznej (130 EUR/MWh),
   - dla gazu ziemnego (70 EU/MWh),
2. utrzymała wysokość opłat sieciowych w 2023 r. na poziomach z roku 2022, przy czym budżet przeznaczony tylko na stabilizację kosztów dostawy energii elektrycznej w 2023 r. wyniósł 12,84 mld EUR.

Niemiecki resort gospodarki i ochrony klimatu przygotował również program dopłat do cen energii elektrycznej dla firm energochłonnych. Zgodnie z jego założeniami mieliby oni możliwość wnioskowania o obniżenie ceny 1 MWh zużywanej energii elektrycznej o 60 EUR/MWh, do poziomu zużycia w wysokości 80% z 2022 roku. Aktualnie działania na rzecz wprowadzenia wyżej opisanego pakietu zawieszono. Starania rządów Francji i Niemiec mają na celu zachowanie konkurencyjności narodowych gospodarek w stosunku do gospodarki USA. W przypadku Niemiec, z uwagi na problemy budżetowe, zostały one obecnie zawieszone. Jeśli jednak najbogatsze kraje UE zaczną indywidualnie wspierać swój przemysł, jasnym jest, że bez wprowadzenia podobnych rozwiązań w Polsce kontynuowanie produkcji przemysłowej nie będzie możliwe.

Zagrożenia dla europejskiego przemysłu ze strony gospodarki USA

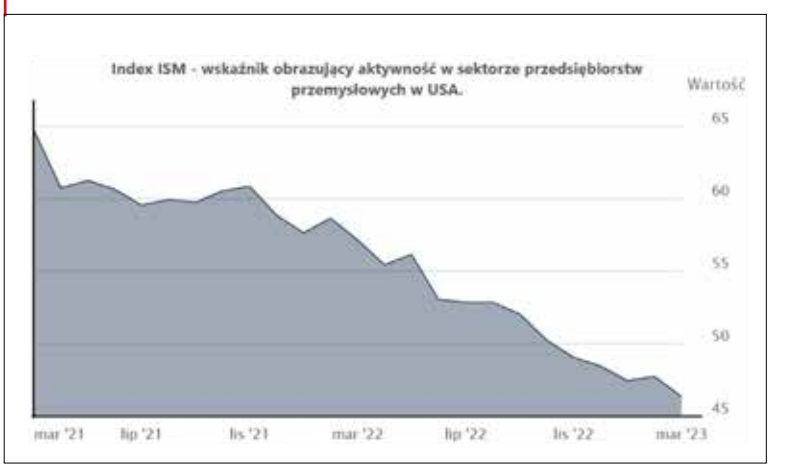
Od 2021 r. następuje w USA systematyczny spadek wskaźnika ISM, który podobnie jak europejski PMI obrazuje aktywność w sektorze przedsiębiorstw przemysłowych. Jego wartość poniżej 50 oznacza recesję.

W reakcji na pogarszającą się sytuację amerykańskiego przemysłu, w sierpniu 2022 roku prezydent USA Joe Biden podpisał ustawę *Inflation Reduction Act* (IRA), na którą składają się trzy elementy:

1. reforma podatkowa,
2. reforma opieki zdrowotnej,
3. zmiany w regulacjach dotyczących energii i klimatu.

Celem ustawy jest ożywienie amerykańskiej gospodarki, a narzędziem – olbrzymi poziom środków finansowych. Tylko na rozwój odnawialnych źródeł energii i niskoemisyjnych technologii administracja prezydenta Joe Bidena zamierza wydać około 369 mld USD, które zostaną wykorzystane na dotacje, kredyty i ulgi podatkowe dla firm lokujących swoją działalność w USA. Oznacza to, że przedsiębiorstwa te będą mogły otrzymać wsparcie ze strony państwa na produkcję związaną z czystą energią, a europejscy wytwórcy czystych technologii, kuszeni atrakcyjnymi subsydiami i niższymi kosztami energii, mogą decydować się na relokację swojej działalności do Stanów Zjednoczonych.

RYS. 4
Spadek wskaźnika ISM w USA w latach 2021 do 2023. *Źródło: Bankier.pl*



Oferta USA dla europejskiego przemysłu obejmuje między innymi:

- ulgi podatkowe na inwestycje dotyczące rozbudowy oraz tworzenia nowych zakładów zajmujących się produkcją związaną z czystą energią,
- ulgi podatkowe na produkcję komponentów do paneli fotowoltaicznych, turbin wiatrowych, falowników oraz baterii do samochodów elektrycznych,
- dotacje w wysokości 250 mln USD na produkcję pomp ciepła,
- dotacje w wysokości 5,8 mld USD dla przemysłu energochłonnego, na budowę instalacji technologicznych zmniejszających emisje gazów cieplarnianych.

Zachęty te mogą wpłynąć na osłabienie tempa rozwoju zielonych technologii w Europie.

Odpowiedź UE na IRA

16 marca 2023 r. UE ogłosiła Net-Zero Industry Act, który ma umożliwić szybszy rozwój czystych technologii w Europie poprzez wprowadzenie wymogu, by do 2030 roku UE wytwarzała co najmniej 40% urządzeń i instalacji, niezbędnych do osiągnięcia celów klimatycznych i energetycznych.

Do czystych technologii (dla których ma zastosowanie przyspieszony proces wydawania pozwoleń i zwiększony dostęp do finansowania) należą: energia słoneczna i wiatrowa, baterie i magazyny energii, pompy ciepła, energia geotermalna, elektrolizery, ogniwa paliwowe, biogaz, sekwestracja dwutlenku węgla oraz technologie sieciowe.

Bezpieczeństwo energetyczne – priorytet przebudowy polskiej infrastruktury energetycznej

10 marca 2021 r. minister klimatu i środowiska ogłosił w Monitorze Polskim Obwieszczenie w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., do którego załącznikiem był dokument „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r." (PEP-2040). W związku z dynamicznymi zmianami w sektorze energetycznym, wynikającymi z unijnej legislacji i wydarzeń geopolitycznych, dokument ten szybko się jednak zdezaktualizował.

Administracja rządowa miała świadomość oderwania zapisów tej wersji PEP-2040 od realiów gospodarczych i przygotowała „Założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r." z marca 2022 r., które przewidywały m.in.:

- dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii,
- budowę energetyki jądrowej systemowej i rozproszonej,
- zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowę mocy opartych o źródła krajowe,
- dostosowanie skali inwestycji w gazowe moce wytwórcze do zakładanej docelowej struktury mocy wytwórczych w KSE oraz dostępności paliwa gazowego,
- konieczność dalszego korzystania z jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny,
- rozwój sieci elektroenergetycznych i magazynów energii.

Pomimo publikacji założeń, przez dłuższy czas nie prowadzono dalszych prac nad PEP-2040. Dopiero w czerwcu 2023 r. MKiŚ przeprowadziło prekonsultacje związane z aktualizacją Krajowego Planu Na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) na lata 2021-2030 oraz PEP-2040. Ich podsumowaniem z września 2023 r. była zapowiedź, że:

- wnioski z prekonsultacji będą uwzględnione w projektach aktualizacji KPEiK i PEP-2040,
- dokumenty te będą poddane konsultacjom publicznym i uzgodnieniom, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa.

Ostatecznie MKiŚ nigdy nie przeprowadziło zapowiadanych pełnych konsultacji PEP-2040 i KPEiK. Tymczasem konieczna spójność zapisów obu ww. dokumentów wymaga, by prace nad nimi były prowadzone równolegle. Polityka Energetyczna Polski (PEP) to strategiczny dokument, ważny nie tylko dla przedsiębiorstw energetycznych, ale również dla przemysłowych odbiorców energochłonnych. Wskazuje on między innymi kierunki, ale i czas niezbędny dla przebudowy krajowej infrastruktury energetycznej. Przez to wpływa również na decyzje inwestycyjne oraz wieloletnie strategie przyjmowane przez zakłady przemysłowe. Decyzje te dotyczą istotnych również z punktu widzenia transformacji energetyki systemowej inwestycji w bezemisyjne technologie produkcji, niskoemisyjną transformację istniejącej energetyki przemysłowej oraz budowę nowej, przemysłowej energetyki odnawialnej.

Opóźnienia w aktualizacji PEP i KPEiK mogą powodować odwlekanie tych ważnych decyzji. Dlatego niezwykle istotnym jest, by PEP oraz KPEiK powstały jak najszybciej w wersjach finalnych, a w dalszym horyzoncie czasowym – by uwzględniały energetyczny potencjał polskiego przemysłu oraz by były okresowo aktualizowane.

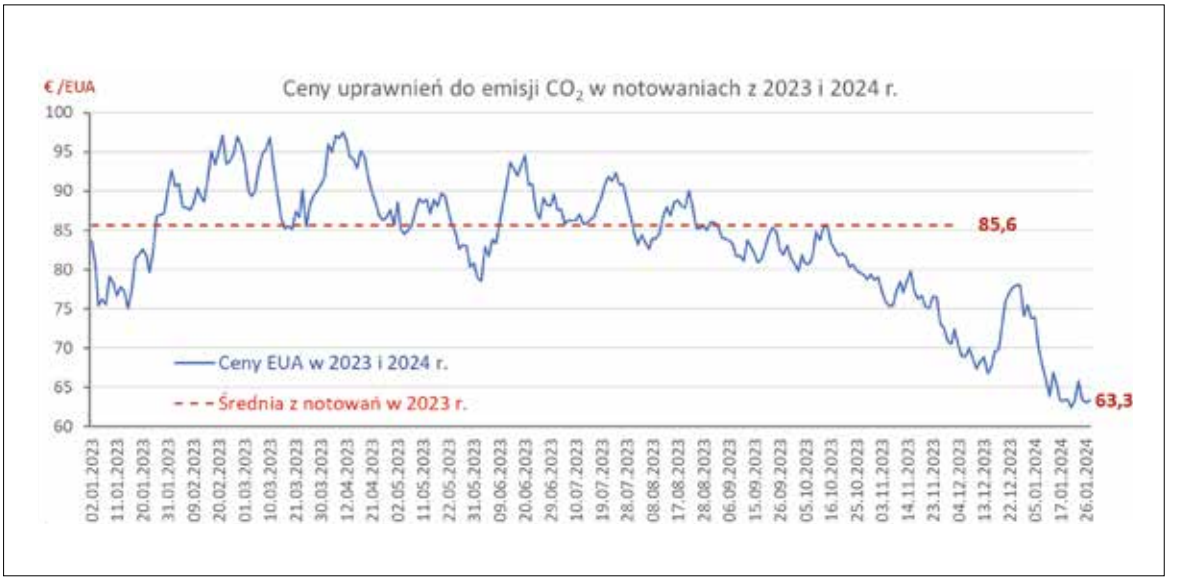
Koszty produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych

O bieżącej wycenie energii elektrycznej na rynku hurtowym decydują krańcowe koszty produkcji źródeł wytwórczych, uporządkowane od najniższych do najwyższych w tzw. krzywą podaży (*merit order*). Jej punkt przecięcia z krzywą popytu wyznacza aktualną cenę energii elektrycznej.

Z kolei Rynek Terminowy (RTPE), kojarząc oferty kupna i sprzedaży, ustala ceny w kontraktach zawieranych w okresach miesięcznych (BASE_M), kwartalnych (BASE_Q) i rocznych (BASE_Y).

Aktualnie o wysokości cen notowanych na TGE decydują elektrownie stosujące paliwa kopalne. Duża

RYS. 5
Ceny uprawnień do emisji CO_2, w latach 2023 i 2024.
Źródło: opracowanie własne na podstawie notowań cen EUA



zmienność obserwowana na rynkach paliw i uprawnień do emisji CO_2 zwiększa ryzyko rynkowe, które podnosi wycenę energii elektrycznej w kontraktach terminowych.

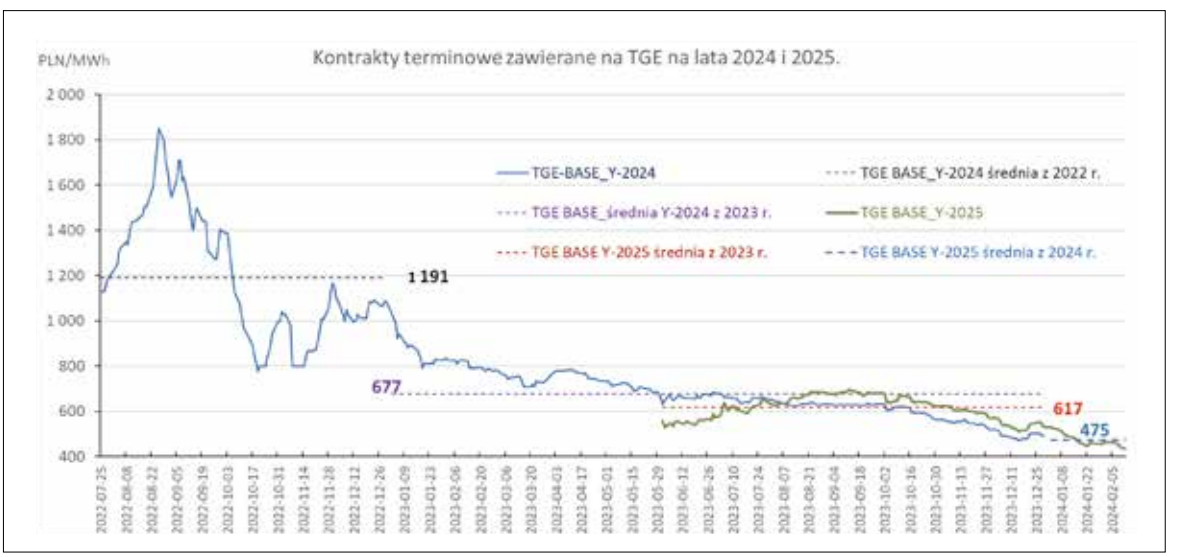
Obserwowany obecnie na TGE spadek cen energii elektrycznej został spowodowany spadkiem rynkowych cen węgla (o 44%) i gazu ziemnego (o 53%), ale przede wszystkim znaczącym, w stosunku do średniej z 2023 r., obniżeniem cen uprawnień do emisji CO_2 (EUA). Jest to efekt recesji w europejskim przemyśle, ale i postępującej zmiany struktury produkcji energii elektrycznej na naszym kontynencie, znacznego spadku jej produkcji z węgla kamiennego na rzecz zwiększonej generacji w OZE i źródłach gazowych.

Ponadto w celu sfinansowania planu REPowerEU, KE przewiduje zwiększenie wolumenu uprawnień przeznaczonych na aukcje. Jak podaje KOBIZE, w latach 2023-2026 wolumeny aukcyjne mogą wzrosnąć o 270 mln EUA, a wartość uzyskanych środków, które zostaną przeznaczane na potrzeby instrumentu na rzecz odbudowy i odporności, winna zapewnić łącznie przychody w wysokości 20 mld EUR.

Dziś w Polsce na stabilnym poziomie utrzymują się koszty wydobycia węgla brunatnego. Związek Pracodawców Porozumienia Producentów Węgla Brunatnego podaje, że koszt paliwa w 1 MWh wyprodukowanej z węgla brunatnego energii elektrycznej to 150 PLN; koszt uprawnień do emisji CO_2 (przy cenie 63,3 EUR/EUA) jest około dwa razy wyższy i wynosi 280 PLN/MWh, a koszt zmienny produkcji to 430 PLN/MWh.

Zakładając, że wycena węgla energetycznego w 2024 r. będzie opierała się na notowaniach w portach ARA (obecnie 94,4 USD/t) i nie przekroczy poziomu 380 PLN/tonę (16,5 PLN/GJ), a cena uprawnień do emisji CO_2 ustabilizuje się na obecnym poziomie (63,3 EUR/EUA), koszt produkcji energii elektrycznej w źródłach systemowych na węgiel kamienny wyniesie około 435 PLN/MWh. Ponadto, jeśli cena gazu

RYS. 6
Kontrakty terminowe zawierane na lata 2023 i 2024 na TGE.
Źródło: opracowanie własne na podstawie notowań cen na TG



ziemnego w 2024 r. nie przekroczy poziomu notowanego obecnie na TGE, tj. około 150 PLN/MWh, a cena uprawnień do emisji CO_2 ustabilizuje się na poziomie 63,3 EUR/EUA, koszt produkcji energii elektrycznej w źródłach gazowych wyniesie około 375 PLN/MWh.

Przy cenach: uprawnień do emisji CO_2 na poziomie 63,3 EUR/MWh, węgla kamiennego (w portach ARA) 380 PLN/tonę, a gazu ziemnego 150 PLN/MWh koszty zmienne produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego są porównywalne, natomiast dla źródeł gazowych (przy sprawności 62%) koszt ten jest niższy o 60 PLN/MWh.

Obecnie brak fundamentalnych podstaw dla prognozowania cen energii elektrycznej na 2024 r. na wyższych niż wskazane powyżej poziomach. Należy jednak pamiętać, że Polska ma ponownie najwyższe ceny energii elektrycznej w Europie.

Średnie ceny energii elektrycznej w kontraktach terminowych notowanych na TGE wyniosły:

na rok 2024:

- w drugiej połowie 2022 r. 1 191 PLN/MWh,
- w całym 2023 r. 677 PLN/MWh;

na rok 2025:

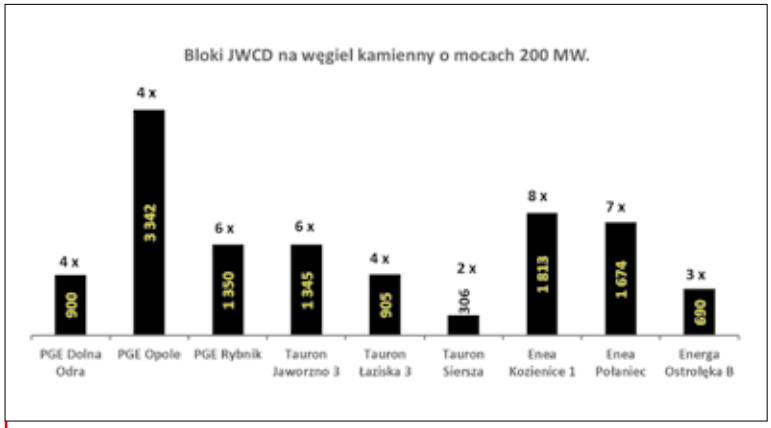
- w 2023 r. 617 PLN/MWh,
- w 2024 r. 475 PLN/MWh.

Rola węgla kamiennego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski

Co najmniej jeszcze w najbliższej dekadzie bezpieczeństwo energetyczne Polski będzie bazować na blokach energetycznych na węgiel kamienny, o mocach około 200 MW, pracujących aktualnie w elektrowniach systemowych. Będą one spełnić rolę technologii pomostowej, zapewniając ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, jak i utrzymanie parametrów pracy KSE, do czasu wybudowania w Polsce bądź źródeł gazowych, bądź jądrowych (systemowych oraz rozproszonych – SMR-ów).

Bezpieczeństwo to uzależnione jest od pilnego określenia przyszłości 44 bloków węglowych o mocach około 200 MW, będących obecnie własnością czterech spółek Skarbu Państwa, i przeprowadzenia modernizacji zwiększającej ich elastyczność niezbędną do bilansowania rozwijającej się gwałtownie generacji odnawialnych źródeł pogodozależnych. W tym celu konieczne jest wskazanie, które z wymienionych bloków są niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski w kolejnych latach i jak długo muszą one pracować.

Obecni właściciele tych bloków nie rozpoczęli procesów rewitalizacji, nie wiadomo też, czy ich potencjalny nowy właściciel – Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), która zgodnie z zapowiedziami winna przejąć wszystkie aktywa węglowe Spółek Skarbu Państwa – ostatecznie powstanie. Tym bardziej nie wiadomo, czy jeśli zostanie powołana, będzie dysponować środkami finansowymi



RYS. 7
Bloki na węgiel kamienny o mocach około 200 MW, pracujące w elektrowniach systemowych: liczba, moce zainstalowane i ich obecni właściciele. *Źródło: opracowanie własne na podstawie Informacji PSE S.A. dotyczące JWCD będących w eksploatacji oraz których rozpoczęcie eksploatacji jest planowane w ciągu najbliższych 5 lat*

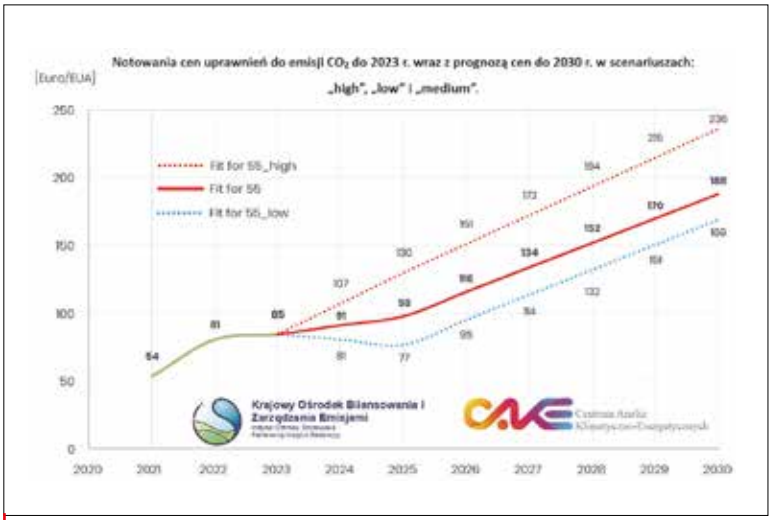
i potencjałem wykonawczym, by niezbędne modernizacje szybko przeprowadzić.

Odrębny problem to pochodzenie paliwa, z którego pomostowa energetyka węglowa będzie korzystała. By zachować suwerenność energetyczną, powinien to być węgiel kamienny wydobywany w polskich kopalniach, ale koszt jego wydobycia systematycznie rośnie, podczas gdy ceny węgla importowanego spadają. Koszt 1 GJ w węglu kamiennym wynosi:

- w portach ARA – 16,5 PLN,
- wyliczony w oparciu o polski wskaźnik cen węgla energetycznego (PSCMI1) – 29,0 PLN,
- wyliczony w oparciu o koszt wydobycia z polskich kopalń – 39 PLN.

Rodzi się więc pytanie, jak przy ponaddwukrotnie wyższym koszcie pozyskania węgla zapewnić rentowność polskich kopalń i jednocześnie uchronić odbiorców końcowych przed skutkami wysokich cen energii elektrycznej w sytuacji, gdy sam koszt paliwa zawarty w 1 MWh produkowanej z polskiego węgla kamiennego energii elektrycznej to 440 PLN, a koszt uprawnień do emisji CO_2 (przy cenie 63,3 EUR/EUA) to 250 PLN/MWh. Razem 690 PLN/MWh.

Kolejny problem energetyki węglowej w Polsce to krótka perspektywa jej finansowania z mechanizmu rynku mocy (RM). Co prawda nowelizowane rozporządzenie KE w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej przedłuża taką możliwość dla polskich elektrowni węglowych (które dotąd mogły korzystać z RM do połowy 2025 r.) do końca 2028 r. Wymaga to jednak przeprowadzenia dla bloków węglowych aukcji mocy na lata po 2025 r. (tylko rocznych i jedynie do końca 2028 r.). Będzie to możliwe w przypadku, gdy po przeprowadzeniu aukcji mocy z udziałem źródeł spełniających próg emisyjności 550 kg CO_2/MWh Polska wykaże, że w kolejnych latach wystąpi niedobór mocy w KSE, a ponadto – na podstawie pozytywnej oceny przedłożonego planu niskoemisyjnej transfor-



RYS. 8
Prognoza cen uprawnień do emisji CO_2 w 2030 r.
Źródło: Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych Kobize

macji energetycznej – uzyska na to zgodę KE. Istnieje więc obawa, że w przypadku utraty wsparcia z rynku mocy w połowie 2025 r. nastąpi lawinowe wycofywanie bloków węglowych, nawet w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa KSE.

Energetyka jądrowa, systemowa i rozproszona

Zgodnie z dokumentem PEP-2040 r. Polska musi zbudować nową, opartą głównie o pogodozależne OZE oraz źródła jądrowe, energetykę systemową. Średniookresowo winna być utrzymana produkcja w elektrowniach węglowych, w celu uniknięcia:

- nadmiernego rozwoju energetyki gazowej,
- uzależnienia od importu gazu,
- utrwalenia na kolejne lata wysokiego współczynnika emisji CO_2 energetyki systemowej.

Dokument ten zawiera bardzo optymistyczne założenia dotyczące tempa budowy źródeł jądrowych – zarówno systemowych, jak i rozproszonych. Przewidują one oddanie do eksploatacji pierwszego dużego bloku jądrowego już w 2033 r., tymczasem nadal trwają dyskusje na temat trafności lokalizacji tej elektrowni.

Podobnie należy ocenić zapowiedzi rozpoczęcia już w roku 2030 r. produkcji energii elektrycznej w pierwszym małym reaktorze jądrowym, szczególnie że aktualnie technologia ta nie uzyskała wymaganej certyfikacji i nie jest komercyjnie dostępna.

Informacje dotyczące tempa i kosztów budowy elektrowni jądrowych zrealizowanych w świecie wskazują, że powyższe założenia są zbyt optymistyczne, co rodzi ryzyko przedłużenia w polskiej energetyce okresu przejściowego, pojawienia się drastycznie wysokich kosztów energii (możliwy wzrost cen EUA do 200 EUR/MWh do 2030 r.) oraz wzrostu kosztów produkcji przemysłowej do poziomów skutkujących utratą konkurencyjności i nieakceptowalną wysokością śladu węglowego produktów, a w efekcie trudnościami z ich zbywaniem.

Gaz ziemny, jego potencjał i znaczenie dla przyszłości energetyki systemowej

Zgodnie z publicznymi deklaracjami docelowo Polska będzie dążyć do zastępowania gazu ziemnego i ropy naftowej alternatywnymi źródłami energii, tj. wodorem, biometanem, biokomponentami, niskoemisyjnymi paliwami syntetycznymi oraz energią elektryczną. Gaz ziemny przestaje więc pełnić rolę technologii pomostowej, która przypada energetyce węglowej, a jego rozwój – w niezbędnym z uwagi na potrzeby systemowe zakresie – postrzegany jest przez pryzmat ryzyka realizacji nietrafionych w długim czasie inwestycji. Zgodnie z zapisami PEP-2040 wykorzystanie gazu ziemnego w energetyce systemowej winno być ograniczone. Z koncepcją tą nie zgadzają się przedsiębiorstwa energetyczne, które planują zastępowanie części pracujących obecnie bloków węglowych gazowymi (przykładowo PGE w elektrowni Rybnik czy Enea w elektrowni Kozienice).

Z informacji zawartych w „Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2022 r." wynika, że przedsiębiorstwa energetyczne planują w perspektywie 15 lat inwestycje w źródła gazowe o mocy 9,8 GW.

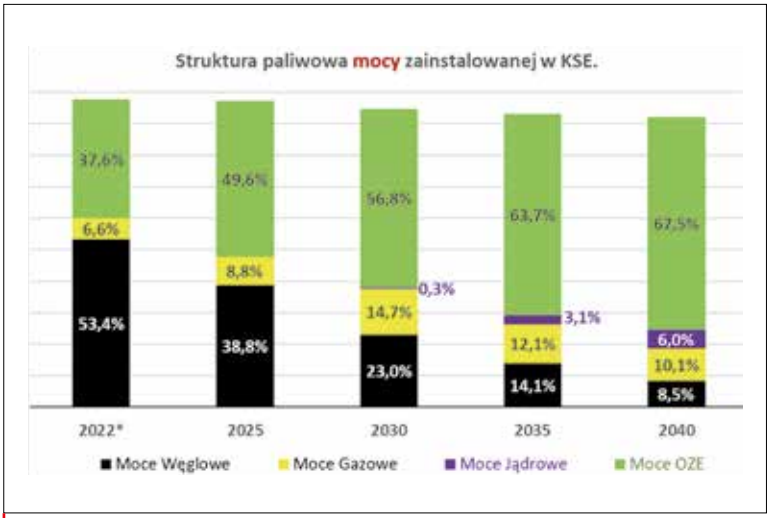
Zaletą elektrowni gazowych jest znacznie mniejszy od węglowych koszt emisji CO_2 oraz wyższa sprawność przemiany, co powoduje, że sumaryczny koszt zmienny produkcji energii elektrycznej jest znacznie niższy od zmiennego kosztu produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego.

Skala rozwoju pogodozależnych odnawialnych źródeł energii

Produkcja pogodozależnych źródeł energii elektrycznej, przyłączonych do sieci KSE, z roku na rok coraz szybciej rośnie. Analiza wydanych dla instalacji OZE warunków przyłączenia do sieci KSE wskazuje, że już w 2030 roku moc źródeł odnawialnych może osiągnąć 60 GW, a ich zdolności produkcyjne to ponad 100 TWh energii elektrycznej rocznie. Prognozy zawarte w PEP-2040 mówią, że do roku 2040 moce zainstalowane w KSE w OZE osiągną 88 GW, w tym w źródłach pogodozależnych 83 GW, co może zapewnić wzrost udziału OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej do 51%, w tym w źródłach pogodozależnych do 44%.

Uwzględniając jednak fakt, że maksymalne chwilowe zapotrzebowanie na energię elektryczną krajowych odbiorców nie przekracza 28 GW, okresy, gdy generacja OZE będzie znacząco przewyższać to zapotrzebowanie, staną się normą.

Już niedługo w KSE wystąpi wysoka nadwyżka podaży energii produkowanej w źródłach pogodozależnych nad zapotrzebowaniem odbiorców końcowych, która skutkować będzie koniecznością okresowego wyłączania części instalacji OZE związaną z wypłatą odszkodowań za energię nieodebraną, co ostatecznie spowoduje wzrost kosztów energii dla przemysłu.



RYS. 9
Struktura paliwowa mocy zainstalowanych w KSE
Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP-2040

Gdy ilość wytwarzanej energii elektrycznej przekracza zapotrzebowanie odbiorców końcowych, na rynku bilansującym mogą pojawiać się ceny ujemne, a jeśli mimo to niezbilansowania nie udaje się zrównoważyć, OSP wydaje polecenia zaniżenia generacji w OZE. Ta nierynkowa redukcja wykonywana jest po zmniejszeniu wytwarzania w źródłach konwencjonalnych, uruchomieniu pompowania w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz przy braku możliwości realizacji awaryjnego eksportu.

Odpowiedzią przemysłu na opisane powyżej problemy jest „Koncepcja produktowego magazynu energii", która opiera się na przewymiarowaniu zdolności produkcyjnych instalacji technologicznych tak, by w sytuacjach, gdy wymagają tego potrzeby KSE, produkować więcej wyrobów niż wynika to ze zobowiązań kontraktowych. Dzięki zwiększanym zdolnościom produkcyjnym i rezerwom magazynowym można sterować procesami produkcyjnymi stosownie do potrzeb KSE. Użycie produktowego magazynu energii gwarantuje utrzymanie zdolności instalacji przemysłowych do bilansowania KSE w dowolnej perspektywie czasowej, bez strat wynikających z procesów przemiany. Dzięki temu można wytwarzać tę samą liczbę wyrobów przy niższym zużyciu energii elektrycznej i niższym koszcie, ze sprawnością wynoszącą 100%.

Dzięki magazynowaniu energii elektrycznej w produktach, w sytuacjach, gdy w KSE występuje jej nadwyżka w efekcie nadmiernej generacji pogodozależnych źródeł odnawialnych, zakłady przemysłowe mogłyby zmniejszać swój ślad węglowy, uzyskując dla takiej produkcji cechę ekologiczną.

Z punktu widzenia realizacji przez Polskę celów polityki klimatycznej UE ważne jest pełne wykorzystanie potencjału OZE, w tym morskich farm wiatrowych, jednak dla przemysłowych odbiorców energii elektrycznej najważniejsze jest przyśpieszenie tempa rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, w szczególności lokowanej w pobliżu zakładów produkcyjnych. Z uwagi na najniższe (z dostępnych dziś technologii) koszty wytwarzania energii elektrycznej, właśnie w rozwoju lądowej energetyki wiatrowej przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej upatrują szansy na ograniczenie kosztów produkcji, poprawę europejskiej i globalnej konkurencyjności i zmniejszenie śladu węglowego produktów przemysłowych.

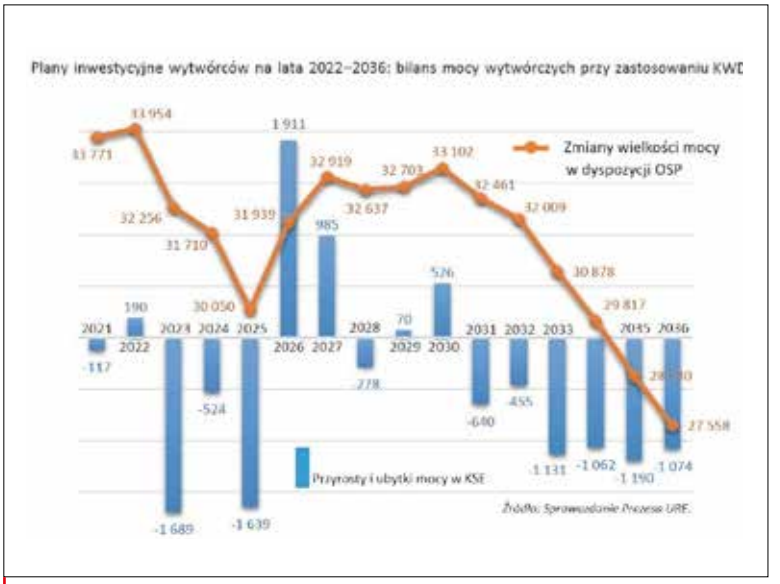
RYS. 10
Przyrosty i ubytki mocy zainstalowanej i dyspozycyjnej w KSE w latach 2021 do 2036.
Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE 2022 r.

Wpływ zmian struktury mocy zainstalowanej w KSE na bezpieczeństwo energetyczne i wielkość mocy pozostającej w dyspozycji OSP. Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2022 r.

Przedsiębiorstwa energetyczne produkujące energię elektryczną w źródłach o mocach ≥ 50 MW sporządzają i przekazują Prezesowi URE informacje i prognozy dotyczące: typu, wielkości, lokalizacji i wykorzystania paliw do produkcji energii elektrycznej oraz planowanych wyłączeń mocy wytwórczych z dalszej eksploatacji, na okres 15 lat. Sprawozdanie Prezesa URE z 2022 r. w części opiera się na tych informacjach.

Dane podane w sprawozdaniu wskazują, że pomiędzy 2022 a 2036 rokiem najbardziej zmniejszy się moc jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny: z 21 GW do 11 GW, natomiast największy przyrost odnotują jednostki gazowe: z 3,3 GW do 13 GW.

Obecnie „Plany inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych" są realnym źródłem informacji o kierunkach zmian struktury mocy wytwórczych w Polsce. Wynika z nich, że do 2036 r. spółki energe-



RYS. 11
Wpływ przyrostów i ubytków mocy zainstalowanej na dyspozycyjność źródeł wytwórczych w KSE w latach 2021 do 2036 z uwzględnieniem współczynników dyspozycyjności KWDe.
Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE 2022 r.

tyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 22 GW nowych mocy:

- 9,8 GW na gaz ziemny,
- 5,2 GW w morskich farmach wiatrowych,
- 5,7 GW w fotowoltaice.

W tym samym czasie wytwórcy wycofają z eksploatacji jednostki o mocy 20 GW, głównie na węgiel kamienny i brunatny. Co ważne, dyspozycyjność części nowych mocy będzie dużo niższa niż jednostek wycofywanych. Aby określić rzeczywisty wpływ planowanych zmian na wielkość mocy pozostających realnie w dyspozycji OSP (a więc i bezpieczeństwo funkcjonowania KSE), należy uwzględnić tzw. korekcyjne współczynniki dyspozycyjności (KWD) poszczególnych technologii produkcji energii elektrycznej. Ich zastosowanie do mocy instalowanej w źródłach pogodozależnych, wiatrowych i PV zmniejsza przyrost mocy dyspozycyjnej w KSE – w efekcie wybudowania do 2036 r. 22 GW nowych mocy wytwórczych – realnie do 12,6 GW.

Zastępowanie jednostek wytwórczych o wysokim współczynniku dyspozycyjności (źródła węglowe) źródłami pogodozależnymi powoduje znaczący spadek mocy wytwórczych pozostających do dyspozycji operatora systemu przesyłowego. Tak więc źródła wiatrowe i fotowoltaiczne to nie tylko problemy z bilansowaniem czy zagospodarowaniem nadmiaru energii, ale również pogorszenie bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Tak więc o bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej w Polsce ostatecznie zadecyduje struktura mocy zainstalowanych w KSE, która ukształtuje się w najbliższych latach. Obecnie nie wiemy, jak głęboko nowy rząd skoryguje przygotowane wcześnie wersje KPEIK i PEP-2040.

Niezależnie od tego docelowo w Polsce trzeba będzie zbudować nową – opartą głównie o OZE oraz po części paliwo gazowe i źródła jądrowe – energetykę systemową.

Dla uniknięcia nadmiernego rozwoju energetyki gazowej konieczne będzie utrzymywanie produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych jeszcze przez długie lata.

Aktualnie ciągle trwają dyskusje nad szczegółami realizacji kolejnych etapów niskoemisyjnej transformacji energetycznej polskiej energetyki systemowej, jednak przytoczone uwarunkowania, przyjęte podstawowe założenia i wypracowane wnioski z grubsza zachowują swoją aktualność.

WŁASNE ŹRÓDŁA
Polski przemysł czeka pilne przeprowadzenie kosztownych procesów niskoemisyjnej transformacji technologicznej i przebudowa istniejących w energetyce przemysłowej źródeł ciepła i energii elektrycznej, ale przede wszystkim budowa własnych, niskoemisyjnych bądź bezemisyjnych źródeł energii, np. wiatrowych

fot. 123rf

Moce zainstalowane w KSE	2022*	2025	2030	2035	2040
elektrownie na węgiel brunatny	8 908	6 520	6 520	3 337	683
elektrownie na węgiel kamienny	16 635	13 858	9 962	9 127	7 563
elektrociepłownie na węgiel kamienny	5 933	4 020	3 011	1 871	1 848
elektrociepłownie pozostałe	675	760	945	945	945
elektrociepłownie gazowe	1 522	2 286	2 973	3 079	3 071
elektrownie gazowe	2 482	3 446	10 036	10 036	10 036
elektrownie słoneczne (PV)	12 189	18 760	27 000	36 000	45 000
elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	0	0	5 900	11 885	17 885
elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore)	8 256	10 940	13 940	16 940	19 940
elektrownie wodne przepływowe	980	980	1 130	1 280	1 430
elektrownie i EC na biomasę i biogaz	1 247	1 455	2 470	2 920	3 370
elektrownie jądrowe	0	0	0	2 200	5 740
małe reaktory jądrowe (SMR)	0	0	300	1 200	2 100
elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	1 413	1 334	2 084	3 824	4 824
prosumenckie i wielkoskalowe magazyny en.	16	450	2 500	3 750	5 000
elektrownie szczytowe (olejowe, OCGT, in.)	0	0	0	0	300
Razem	**60 258**	**64 809**	**88 771**	**108 393**	**129 736**
Źródła węglowe	32 151	25 158	20 438	15 280	11 039
	53%	39%	23%	14%	9%
Źródła OZE	22 672	32 135	50 440	69 025	87 625
	38%	50%	57%	64%	68%
Źródła pogodozależne	20 445	29 700	46 840	64 825	82 825
	34%	46%	53%	60%	64%
Źródła gazowe	4 004	5 732	13 009	13 115	13 107
	7%	9%	15%	12%	10%
Źródła jądrowe	0	0	300	3 400	7 840
	0%	0%	0%	3%	6%

TAB. 2
Prognoza mocy zainstalowanych w KSE na podstawie Scenariusza 3. PEP-2040.
Źródło: PEP-2040

Usunięcie barier w lokowaniu farm wiatrowych w pobliżu zakładów przemysłowych oraz wprowadzenie zachęt finansowych dla przyłączania pogodozależnych OZE bezpośrednio do wewnątrzzakładowych sieci elektroenergetycznych

Perspektywy dalszego funkcjonowania polskiego przemysłu zależą od jego zdolności do utrzymania konkurencyjności na rynku europejskim i światowym oraz możliwości zbywania własnych produktów. W tym celu niezbędne jest ograniczanie śladu węglowego produkcji przemysłowej oraz kształtowanie kosztów paliw i energii (dla przemysłu) na poziomie europejskiej i światowej konkurencji.

Na sytuację firm energochłonnych duży wpływ mają koszty produkcji energii elektrycznej, które zależą od: cen paliw, cen uprawnień do emisji CO_2 (EUA), aktualnego kursu PLN/EUR, jak również sposobu wyceny energii elektrycznej.

Od początku 2023 r. ceny energii elektrycznej na TGE systematycznie spadają, jednak nie przekłada się to na poprawę sytuacji przemysłowych zakładów produkcyjnych. Obecnie mamy bowiem w przemyśle (nie tylko polskim, ale i europejskim) głęboką recesję, która wpływa na zmniejszone zapotrzebowania na energię elektryczną i uprawnienia do emisji CO_2, co powoduje spadki ich cen.

Recesja powoduje przede wszystkim zmniejszenie przychodów ze sprzedaży produktów przemysłowych,

co wyklucza możliwość płacenia przez zakłady produkcyjne wysokich rachunków za paliwa i energię elektryczną.

Na rynku hurtowym cenę energii ustalają źródła wytwórcze o najwyższych kosztach wytwarzania, „domykające" zapotrzebowanie w KSE. Dzięki temu wytwórcy produkujący w technologiach bezemisyjnych (OZE), w szczególności lądowa energetyka wiatrowa, uzyskują nadmierne przychody, których źródłem jest sprzedaż energii elektrycznej po cenach ustalanych przez elektrownie stosujące paliwa kopalne oraz systemy wsparcia rozwoju OZE. Spodziewany wzrost kosztów energii, wynikający z konieczności przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji energetycznej w energetyce systemowej i przemysłowej oraz dekarbonizacji przemysłu, stanowią obecnie największe zagrożenie dla firm energochłonnych prowadzących działalność produkcyjną w Polsce i na obszarze UE.

Odległa perspektywa odejścia od stosowania węgla w energetyce i brak oczekiwanych postępów w zmniejszaniu emisji we wszystkich sektorach polskiej gospodarki wywołuje:

- wzrost cen energii elektrycznej i ciepła (z uwagi na wzrost kosztów emisji CO_2),
- problemy ze sprzedażą produktów polskiego przemysłu na rynku krajowym i na rynkach zagranicznych (ślad węglowy),
- pogorszenie atrakcyjności Polski jako kraju przyjaznego lokowaniu inwestycji zagranicznych (z uwagi na wysoki ślad węglowy energii elektrycznej).

Ponadto z roku na rok będą spadały przychody, jakie uzyskuje polski rząd ze sprzedaży uprawnień do emisji CO_2 na aukcjach (z uwagi na zmniejszającą się ich pulę). W latach 2021-2030 ich ilość przydzielana Polsce, będzie znacznie mniejsza niż suma prognozowanych na ten okres emisji podmiotów objętych systemem EU ETS. Jeśli więc nie zmniejszymy wielkości krajowych emisji, wystąpi niedobór EUA i zajdzie potrzeba uzupełniania niedoborów zakupami, co obciąży polską gospodarkę kosztem kilku miliardów euro. W interesie naszej gospodarki jest więc wykorzystanie każdej możliwości szybkiego ograniczania emisji CO_2. Zegar tyka...

NADWYŻKI ENERGII
Już niedługo w KSE wystąpi wysoka nadwyżka podaży energii produkowanej w źródłach pogodozależnych nad zapotrzebowaniem odbiorców końcowych, która skutkować będzie koniecznością okresowego wyłączania części instalacji OZE związaną z wypłatą odszkodowań za energię nieodebraną, co ostatecznie spowoduje wzrost kosztów energii dla przemysłu

fot. 123rf

Z dostępnych obecnie technologii najniższe koszty produkcji energii elektrycznej mają lądowe elektrownie wiatrowe, dzięki czemu mogą one oferować na aukcjach OZE ceny, które byłyby dla przemysłu satysfakcjonujące, jednak odbiorcy przemysłowi nie mają dostępu do energii odnawialnej po takich cenach. W interesie polskiego przemysłu jest zwiększenie krajowej generacji zarówno systemowej, jak i rozproszonej, w technologiach o najniższych kosztach wytwarzania.

W perspektywie do 2030 r. nie ma dla lądowej energetyki wiatrowej technologicznej alternatywy. Pierwsza elektrownia jądrowa może się w Polsce pojawić dopiero w drugiej połowie kolejnej dekady. Z kolei morska energetyka wiatrowa wymaga olbrzymich nakładów finansowych na rozwój infrastruktury wytwórczej i sieciowej oraz czasu na zrealizowanie niezbędnych inwestycji. Jedyną możliwością szybkiego zapewnienia polskim firmom energochłonnym taniej i jednocześnie bezemisyjnej energii elektrycznej jest budowa własnych elektrowni wiatrowych przyłączanych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych.

Tak więc za szybkim przyłączaniem do zakładowych sieci elektroenergetycznych zeroemisyjnych bądź niskoemisyjnych źródeł energii przemawia nie tylko potrzeba obniżenia kosztów energii elektrycznej i utrzymania konkurencyjności polskiego przemysłu, ale również ogólnonarodowy interes. Kluczowe jest przy tym równoległe wprowadzanie w przemyśle zintegrowanych systemów zarządzania energią produkowaną pobieraną z sieci KSE oraz zużywaną na potrzeby własne tak, by pogodozależna generacja przyłączana bezpośrednio do sieci elektroenergetycznych zakładów produkcyjnych nie powodowała problemów z bilansowaniem KSE i nie obciążała innych grup odbiorców energii elektrycznej dodatkowymi kosztami.

Przeprowadzenia kolejnej dyskusji wymagają więc zasady przyłączania źródeł wytwórczych do sieci zakładów przemysłowych w formule autoprodukcji lub linii bezpośredniej. Brak standardów w tym zakresie umożliwia obecnie operatorom sieci stawianie wygórowanych i często bardzo zróżnicowanych wymagań.

Szczególnie istotne – zarówno dla zakładów przemysłowych, które zamierzają przyłączać do własnych sieci elektroenergetycznych źródła wytwórcze, jak i ich potencjalnych partnerów (podmioty zdolne do budowania takich źródeł i dostarczania energii elektrycznej „linią bezpośrednią" do instalacji technolo-

gicznych) – jest jednoznaczne określenie warunków, na jakich byłoby możliwe wprowadzanie tej energii elektrycznej do sieci KSE.

Odbiorcy przemysłowi w Polsce, poza wysokim zapotrzebowaniem na energię elektryczną, charakteryzują się dużym zużyciem ciepła w postaci pary lub gorącej wody. To właśnie konieczność pokrycia zapotrzebowania na oba te nośniki energii jednocześnie powoduje, że transformacja energetyczna w przemyśle jest trudniejsza do przeprowadzenia niż w energetyce zawodowej. Energia elektryczna zużywana na potrzeby własne w przemyśle produkowana jest obecnie głównie w wysokosprawnych źródłach kogeneracyjnych wykorzystujących:

- paliwa gazowe (50,4%),
- paliwa węglowe (27,8%),
- paliwo odpadowe z przerobu ropy (11,8%),
- biopaliwa (6,9%),
- pozostałe (około 3%).

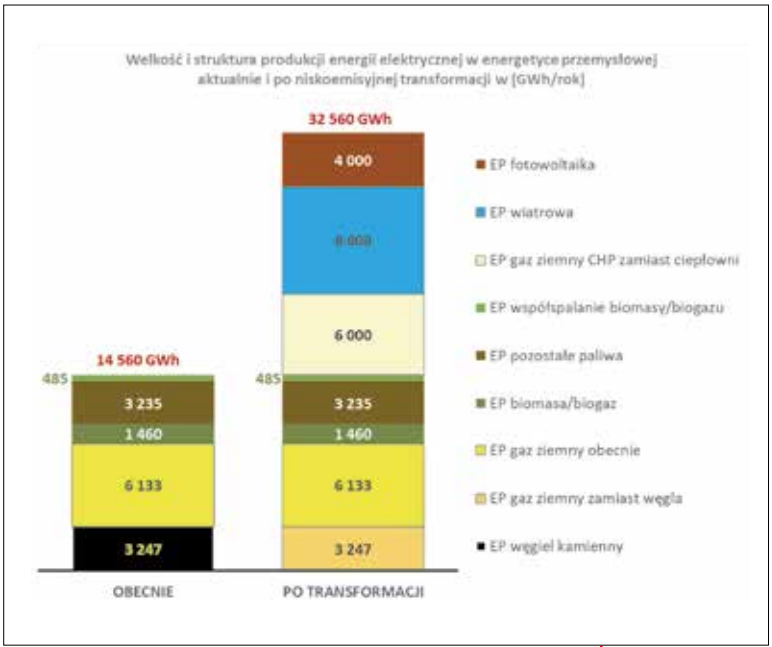
Polski przemysł czeka pilne przeprowadzenie kosztownych procesów niskoemisyjnej transformacji technologicznej i przebudowa istniejących w energetyce przemysłowej źródeł ciepła i energii elektrycznej, ale przede wszystkim budowa własnych, niskoemisyjnych bądź bezemisyjnych źródeł energii w postaci:

- wysokosprawnej kogeneracji gazowej (zastępującej kotłownie węglowe),
- źródeł wykorzystujących energię wiatru i słońca,
- instalacji termicznego przekształcania odpadów,
- małych modułowych reaktorów jądrowych.

Pozwoli to na produkcję energii elektrycznej wykorzystywanej na potrzeby własne po kosztach znacznie niższych od oferowanych przez energetykę systemową, z wyższą sprawnością, blisko miejsca jej wytworzenia.

Potencjał rozwoju tych projektów jest znaczny również z punktu widzenia potrzeb KSE, a ich realizacja może nastąpić w krótkim czasie. W sprzyjających warunkach, po uzyskaniu dedykowanego finansowania, przy pełnym wykorzystaniu potencjału odnawialnej energetyki przemysłowej oraz przeprowadzeniu jej niskoemisyjnej transformacji, wielkość produkcji energii elektrycznej w energetyce przemysłowej może ulec (do 2030 r.) podwojeniu. Wymaga to jednak dalszej liberalizacji zasad lokowania źródeł wiatrowych w pobliżu zakładów przemysłowych, w szczególności na terenach wskazywanych w MPZP jako przeznaczone pod działalność przemysłową czy będących własnością zakładów przemysłowych.

Niezbędne do przeprowadzenia inwestycje potrzebują angażowania znacznych środków finansowych. Nie są one związane bezpośrednio z podstawową działalnością produkcyjną przedsiębiorstw; wiele zarządów wstrzymuje decyzje o ich realizacji z uwagi na potrzebę bieżącego angażowania znacznych środków finansowych w rozwój i modernizacje



RYS. 12
Wzrost generacji w energetyce przemysłowej po przeprowadzeniu jej niskoemisyjnej transformacji.
Źródło: opracowanie własne

stosowanych technologii produkcji oraz konieczność przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji technologicznej.

Pełne wykorzystanie potencjału energetycznego przemysłu może znacznie ograniczyć koszty niskoemisyjnej transformacji energetyki systemowej, wymaga jednak uwzględnienia w Polityce Energetycznej Polski i Krajowym Planu na Rzecz Energii i Klimatu oraz zapewnienia finansowania dedykowanego procesom niskoemisyjnej transformacji przemysłowej.

18 października 2023 r. przyjęty został kolejny unijny akt prawny ważny dla procesu transformacji energetycznej – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady 2015/652, tzw. „Dyrektywa RED III". Dokument wprowadza cele orientacyjne oraz wiążące i wyznacza okres 1,5 roku na implementację jego postanowień do polskiego porządku prawnego. Podnosi cel udziału źródeł odnawialnych w unijnym zużyciu energii w 2030 roku, z zakładanych w Dyrektywie RED II 32% do 42,5%.

Zgodnie z art. 16 Dyrektywy RED III: państwa członkowskie zapewniają, aby w ramach procedury wydawania zezwoleń, do czasu osiągnięcia neutralności klimatycznej: planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną i podłączenie tych elektrowni do sieci były uznawane za leżące w nadrzędnym interesie publicznym oraz służące zdrowiu i bezpieczeństwu publicznemu.

Rok 2023 był w Polsce czasem wielu zmian legislacyjnych, które ułatwiły prowadzenie inwestycji w odnawialne źródła energii, których jednak nie sposób uznać za wystarczające. Nie ulega wątpliwości, że usta-

fot. 123rf

TRUDNIEJ NIŻ ENERGETYCE
Odbiorcy przemysłowi w Polsce, poza wysokim zapotrzebowaniem na energię elektryczną, charakteryzują się dużym zużyciem ciepła. To właśnie konieczność pokrycia zapotrzebowania na oba te nośniki energii jednocześnie powoduje, że transformacja energetyczna w przemyśle jest trudniejsza do przeprowadzenia niż w energetyce zawodowej

wodawstwo musi w tym zakresie zostać dostosowane zarówno do oczekiwań odbiorców przemysłowych, jak i do standardów europejskich.

> Energochłonne branże oczekują wprowadzenia dedykowanych mechanizmów finansowania rozwoju niskoemisyjnej i bezemisyjnej rozproszonej energetyki przemysłowej

Zmiany regulacyjne mające na celu stworzenie możliwości skutecznego przeprowadzenia procesu budowy odnawialnej energetyki przemysłowej

Obowiązujące uwarunkowania dla realizacji inwestycji w OZE lokowane w pobliżu i na terenach przemysłowych, nadal tworzą dla potencjalnych inwestorów szereg barier. Z uwagi na ich kompleksowy charakter za zasadne uznać należy wprowadzenie pakietu przepisów dedykowanych grupie energochłonnych zakładów produkcyjnych, którego celem byłoby:

1. umożliwienie lokowania elektrowni wiatrowych na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, zintegrowanego planu inwestycyjnego lub uchwały Rady Gminy o ustaleniu lokalizacji inwestycji,
2. wprowadzenie zasady, że z chwilą wejścia w życie uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji uzyskuje ona status miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i powoduje utratę mocy obowiązujących planów miejscowych w całości lub części,
3. stworzenie zachęt dla odbiorców przemysłowych do korzystania z linii bezpośredniej, poprzez zniesienie kosztów opłaty solidarnościowej i opłaty za utrzymanie parametrów KSE,
4. zdefiniowanie szczególnej kategorii inwestycji: „inwestycji z zakresu wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby bezpośredniego jej dostarczenia do odbiorcy przemysłowego”,
5. modyfikacja definicji inwestycji uzupełniającej w sposób umożliwiający budowę farm wiatrowych na podstawie umowy urbanistycznej zawieranej na potrzeby lokalizacji OZE, w ramach zintegrowanego planu inwestycyjnego,
6. jednoznaczne określenie możliwości lokalizowania elektrowni wiatrowych na podstawie zintegrowanego planu inwestycyjnego,
7. rozszerzenie katalogu inwestycji, których lokalizacja może zostać objęta procedurą uproszczoną uchwalania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, o elektrownie wiatrowe na terenach przemysłowych i w ich pobliżu,
8. rozszerzenie katalogu celów publicznych o budowę, przebudowę i utrzymanie instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 1 MW, w szczególności elektrowni wiatrowej wraz z infrastrukturą towarzyszącą, służących bezpośrednim dostawom energii elektrycznej dla przemysłu,
9. uelastycznienie zasad uwzględniania w strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko projektów wiatrowych, analizy ich wpływu na krajobraz – często uniemożliwia ona ich lokowanie np. na terenach przemysłowych, nawet będących własnością zakładów produkcyjnych, przy czym zasady sporządzania przedmiotowych analiz nie są uregulowane przepisami prawa, często bywają sprzeczne z interesem społeczności lokalnych, nie uwzględniają również zmian społecznej oceny pożądanych elementów krajobrazu ani też potrzeb wynikających z konieczności realizacji przez Polskę polityki klimatycznej.

Energochłonne branże polskiego przemysłu oczekują również wprowadzenia dedykowanych mechanizmów finansowania rozwoju niskoemisyjnej i bezemisyjnej rozproszonej energetyki przemysłowej jako istotnego elementu niskoemisyjnej transformacji energetyki systemowej oraz uwzględnienie potencjału energetyki przemysłowej w planowaniu:

1. krajowej struktury paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej,
2. rozbudowy systemowych źródeł energii (mocy instalowanych w poszczególnych technologiach),
3. rozbudowy sieci elektroenergetycznych (przesyłowych i dystrybucyjnych),
4. systemowych mechanizmów zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. ■

XXX

KONGRES UŻYTKOWNIKÓW POMP

POMPY • ARMATURA • NAPĘDY • USZCZELNIENIA

7-8 maja 2024 r.

LEGNICA

Więcej
INFORMACJI

P jak
Pompy • Przemysł • Przyszłość

ORGANIZATOR

PARTNER BRANŻOWY

PATRONAT MEDIALNY

kierunekpompy.pl

fot. 123rf

OZE DLA PRZEMYSŁU, PRZEMYSŁ DLA OZE

Wspólny kurs energetyki i przemysłu w kierunku zielonej transformacji

Paulina Grądzik
ekspertka ds. energetyki i legislacji, Departament Energii i Zmian Klimatu, Konfederacja Lewiatan

Era transformacji energetycznej w Polsce nabiera rozpędu, a jej dynamika rośnie z miesiąca na miesiąc. Odchodzimy od uzasadniania procesów transformacyjnych wyłącznie aspektami środowiskowymi czy zobowiązaniami nakładanymi przez regulacje unijne, a coraz częściej dostrzegamy korzyści z prowadzenia działań zmierzających do dekarbonizacji. Przedsiębiorcy – poza widocznymi na pierwszy rzut oka kosztami i nowymi obowiązkami – wiedzą, że kryje się za nimi także wiele benefitów.

Pozytywny wpływ transformacji energetycznej, mimo jej znaczących kosztów, odczują nie tylko przedstawiciele przemysłu, ale cała gospodarka. Oprócz oczywistych rezultatów dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych przyniesie ona korzyści ekonomiczne poprzez rozwój przemysłu (np. dzięki dalszemu rozwojowi lądowej energetyki wiatrowej czy budowie morskich elektrowni wodnych), realizację nowych inwestycji, a co za tym idzie tworzenie nowych miejsc pracy, których w samym sektorze energetycznym pojawi się od kilku do nawet kilkunastu tysięcy.

Niezwykle ważne jest także ograniczenie kosztów za energię elektryczną, które ponoszą polscy przedsiębiorcy. Redukcja opłat poprzez wykorzystanie taniej, zielonej energii przyczyni się nie tylko do zwiększenia konkurencyjności samych przedsiębiorstw, ale w efekcie – całego kraju.

W czasach kryzysu energetycznego wywołanego m.in. także przez zbrojną agresję Rosji na Ukrainę, skomplikowanej sytuacji geopolitycznej i narastających konfliktów międzynarodowych ogromne znaczenie ma również dywersyfikacja źródeł energii i wzrost niezależności Polski od dostaw surowców energetycznych z innych krajów. Jest to ważne nie tylko dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i zredukowania ryzyka wystąpienia ewentualnego szantażu energetycznego, ale także dla obniżenia wydatków państwa na import paliw kopalnych. W 2022 r. ich sprowadzanie kosztowało nas bowiem ok. 200 mld zł. To ogromny wydatek, który można w dłuższej perspektywie czasowej znacząco zredukować dzięki dokonanym w najbliższych latach inwestycjom w transformację polskiej energetyki.

Korzyści z dekarbonizacji mogą być naprawdę wymierne – każdy dolar wydany na OZE może bowiem przynieść aż 150% zwrotu dla gospodarki, natomiast zyski z inwestycji w energetykę konwencjonalną będą niższe od poniesionych kosztów[1].

Przemysł potrzebuje OZE

Oczekiwania przemysłu wobec zmian polskiego miksu energetycznego i potrzeby w zakresie poziomu wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych rosną. Potrzebujemy coraz więcej zielonej energii, mimo że bariery regulacyjne (związane np. z restrykcyjnymi przepisami w zakresie odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań) czy trudności z przyłączaniem nowych instalacji do sieci nie ułatwiają nam zwiększania ilości mocy wytwórczych z OZE.

Odbiorcy energii, w tym podmioty energochłonne, muszą więc szukać takich rozwiązań, które po pierwsze pozwolą im na wypełnienie nakładanych przez Unię Europejską obowiązków związanych ze sprawozdawczością zrównoważonego rozwoju i celami dekarbonizacyjnymi na kolejne lata, po drugie – pomogą w spełnieniu oczekiwań dotyczących wykorzystania zielonej energii wynikających często z polityk zagranicznych oddziałów tych spółek (znajdujących się w krajach o znacznie bardziej zielonym miksie energetycznym), a po trzecie – pozwolą na ograniczenie wysokich kosztów zużycia energii.

Przedsiębiorstwa dostosowują swoje profile zaspokajania potrzeb energetycznych w zależności od charakterystyki – jedne rozwiązania będą atrakcyjne bardziej dla podmiotów z sektora automotive, a inne dla cementowni czy hut. Wszystkie branże przemysłu łączy jedno – konieczność zwiększenia ilości wykorzystywania zielonej energii przy jednoczesnej redukcji opłat za energię elektryczną i cieplną.

Rozwiązania dla przemysłu

W jaki sposób podmioty przemysłowe rozwiązują powyższe problemy? Dokonują coraz więcej inwestycji, często budując własne źródła energii i wykorzystując model autokonsumpcji wyprodukowanej energii. W zależności od możliwości przestrzennych, przedsiębiorcy instalują panele fotowoltaiczne na dachach swoich hal produkcyjnych czy w pobliżu zakładów, magazynują wyprodukowaną energię poprzez produkcję wykorzystywanego w łańcuchu produkcyjnym wodoru czy, dzięki dostępności odpowiednich surowców, budują własne biogazownie.

Inwestycja we własne źródła odnawialne jest często jedyną możliwością na zaspokojenie ogromnego zapotrzebowania na energię (która jednocześnie spełnia standardy unijne, a więc jest zielona), a także pozwala na realizację planów finansowych uwzględniających obniżanie kosztów zużywanej energii. Mimo znaczących nakładów gospodarczych przedsiębiorcy decydują się na budowę własnych źródeł OZE, widząc w tym działaniu szansę na zwiększenie konkurencyjności i umocnienie swojej pozycji na rynku. Nie można zapominać przecież o coraz bardziej świadomych konsumentach, którzy kupując produkty czy korzystając z usług często przywiązują dużą wagę do aspektów środowiskowych. Realizacja strategii wizerunkowej wielu podmiotów często w znacznym stopniu bazuje właśnie na tzw. „zazielenieniu" łańcucha dostaw.

> Niezwłoczne realizowanie procesów dekarbonizacyjnych pomoże nam w przyspieszeniu rozwoju całej gospodarki krajowej

W rozwijaniu własnych zasobów energetycznych przedsiębiorców może pomóc uchwalona w 2023 r. regulacja znana pod nazwą *cable pooling*. Współdzielenie infrastruktury energetycznej przez różne źródła OZE, np. elektrownię fotowoltaiczną i wiatrową, które zarówno w ciągu doby, jak i roku produkują energię w innym czasie, pozwoli na maksymalne wykorzystanie mocy przyłączeniowej, a także zwiększy opłacalność nowej inwestycji dobudowywanej do posiadanej obecnie, z uwagi na niższe koszty realizacji.

Część podmiotów – przede wszystkim tych największych, takich jak przedsiębiorstwa energochłonne, które często posiadają własną koncesję na obrót energią elektryczną – może skorzystać z linii bezpośredniej. Dzięki niej możliwe jest bezpośrednie połączenie wytwórcy energii elektrycznej z odbiorcą, z pominięciem infrastruktury sieciowej. Mechanizm ten może ułatwić optymalizację kosztów i przyspieszyć procesy dekarbonizacyjne, ma on jednak pewne bariery regulacyjne, które znacząco utrudniają korzystanie z niego przez mniej rozbudowane przedsiębiorstwa.

fot. 123rf

POTRZEBUJEMY INWESTYCJI W SIEĆ
Intensywny rozwój energetyki rozproszonej w ostatnich latach nadszarpnął zdolności sieciowe. Przed nami kolejne wyzwania – wprowadzenie do sieci energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni atomowej oraz morskich elektrowniach wodnych. Niezbędne są więc instrumenty pozwalające na usprawnienie pracy sieci przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Energetyka potrzebuje przemysłu

Do skutecznego i stosunkowo dynamicznego przeprowadzenia transformacji energetycznej potrzebny jest również wspomniany rozwój energetyki odnawialnej na płaszczyźnie przemysłowej. Budowanie nowych instalacji, np. na terenach zakładów produkcyjnych, pozwala na bezpośrednie zużycie wyprodukowanej energii na miejscu. To natomiast pozytywnie wpływa na optymalizację pracy obciążonej infrastruktury sieciowej.

Sieć elektroenergetyczna w Polsce nie tylko wymaga pilnej i kompleksowej rozbudowy i modernizacji, ale także jak najszerszego wprowadzania elementów wpływających pozytywnie na jej elastyczność i prowadzących do jej odciążenia. Intensywny rozwój energetyki rozproszonej w ostatnich latach nadszarpnął zdolności sieciowe. Przed nami kolejne wyzwania – wprowadzenie do sieci energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni atomowej oraz morskich elektrowniach wodnych. Niezbędne są więc instrumenty pozwalające na usprawnienie pracy sieci przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Rozwiązania, takie jak przede wszystkim budowa własnych pojedynczych źródeł OZE na terenie zakładów przemysłowych czy też łączenie dwóch instalacji za sprawą wykorzystania *cable poolingu*, zdecydowanie pomogą w usprawnieniu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W ten sposób zwiększą się również możliwości przyłączeniowe dla kolejnych inwestycji, a to jest niezbędne dla zapewnienia stabilnego rozwoju energetyki odnawialnej.

OZE korzyścią dla gospodarki

Budowa nowych instalacji OZE przez przedstawicieli sektora przemysłowego zwiększa udział zielonej energii w krajowym miksie energetycznym, co wpływa na konkurencyjność produkowanych towarów i oferowanych usług. Ponadto, gospodarki niskoemisyjne przyciągają większą liczbę inwestycji, dzięki czemu powstają nowe miejsca pracy, następuje postęp ekonomiczny i intelektualny, a także zwiększają się wpływy do budżetu państwa. Jednym słowem – rozwój sektora OZE i intensyfikacja procesów dekarbonizacyjnych spowoduje, że wzrośnie znaczenie Polski na arenie międzynarodowej.

Koszt wytworzenia energii w lądowych elektrowniach wiatrowych jest obecnie najniższy spośród wszystkich odnawialnych źródeł energii. Szerokie wykorzystanie taniej energii z OZE w przemyśle poskutkuje redukcją wydatków. Jeżeli przedstawiciele przemysłu doprowadzą do osiągnięcia w ten sposób znacznych oszczędności, będzie to stanowiło pozytywny impuls gospodarczy. Wpłynie na ceny wszystkich produktów i usług, na czym wszyscy skorzystamy.

Wyzwania na najbliższe lata

Co musimy zrobić, aby pomóc polskiej gospodarce w bezbolesnym przeprowadzeniu zielonej transformacji? Przede wszystkim konieczne jest wprowadzenie odpowiednich instrumentów prawnych, które pozwolą na łatwiejsze realizowanie inwestycji w OZE. Pozytywne bodźce regulacyjne w postaci np. zmiany tzw. ustawy odległościowej z pewnością przyczynią się do szybkiego rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, z korzyścią nie tylko dla branży OZE, ale także dla przemysłu.

Aby rozwój ten był możliwy niezbędne jest usprawnienie pracy sieci m.in. poprzez propagowanie wykorzystywania rozwiązań takich jak *cable pooling* czy linia bezpośrednia oraz wprowadzanie zachęt do budowania przez przedsiębiorców własnych instalacji OZE, które przy okazji odciążają sieć. Warto dodać do tego promocję innych mechanizmów pozwalających na zwiększenie elastyczności sieci, np. DSR (ang. *Demand Side Response*) oraz tworzenie nowych rozwiązań na rzecz optymalizacji wykorzystania infrastruktury sieciowej.

Pożądane będą wszelkie działania pozwalające na zmianę miksu energetycznego i dekarbonizację gospodarki. Można powiedzieć, że Polska jest w tych procesach zdecydowanie opóźniona względem innych państw Unii Europejskiej, a to może negatywnie odbić się na płaszczyźnie ekonomicznej. Brak wpływów do budżetu państwa z inwestycji – nie tylko tych w energetykę, ale w cały przemysł, a także obniżenie krajowej konkurencyjności negatywnie odbije się na portfelach wszystkich obywateli.

Ponadto, im dłużej jesteśmy emitentem gazów cieplarnianych w wyniku wykorzystywania paliw kopalnych, tym większe są koszty energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców, co ma związek z unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS).

Wszystkim podmiotom – zarówno przedstawicielom administracji, przedstawicielom przemysłu, jak i odbiorcom w gospodarstwach domowych – powinno zależeć na skutecznym i szybkim przeprowadzeniu transformacji energetycznej. Niezwłoczne realizowanie procesów dekarbonizacyjnych pomoże nam bowiem w przyspieszeniu rozwoju całej gospodarki krajowej. ■

GETEC

DLA PRZYSZŁYCH POKOLEŃ TWORZYMY LEPSZY ŚWIAT

GETEC-POLSKA.pl

DZIAŁANIA W ZAKRESIE POPRAWY ENERGOCHŁONNOŚCI W PRZEMYŚLE

ze wsparciem systemu białych certyfikatów

Łukasz Zywar
kierownik Działu Efektywności Energetycznej, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

Paweł Rychlewicz
kierownik projektu w Dziale Efektywności Energetycznej, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

Obecnie możliwe jest przeprowadzenie znacznej liczby projektów służących poprawie efektywności energetycznej różnego typu, przy wykorzystaniu wielu technologii. Z tytułu ich realizacji można uzyskać finansowe wsparcie w postaci tzw. białych certyfikatów. Przypomnijmy najważniejsze informacje dotyczące możliwości ich otrzymania.

W obliczu wzrastających oczekiwań wobec krajów członkowskich Unii Europejskiej w zakresie poprawy efektywności energetycznej, które wynikają między innymi z wdrażania nowych dyrektyw, zarówno jednostki samorządu terytorialnego, jak i szeroko rozumiany przemysł stają przed dużym wyzwaniem zmniejszenia energochłonności w obszarach swojej działalności.

Poprawa efektywności energetycznej bezpośrednio wiąże się z potrzebą zainwestowania środków pieniężnych w nowe technologie pojawiające się na rynkach – nie tylko polskim, ale również zagranicznym. Do aktywnego i regularnego generowania oszczędności energii zobowiązane są między innymi przedsiębiorstwa wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania lub obrotu energią elektryczną, gazem ziemnym lub ciepłem oraz zajmujące się ich sprzedażą odbiorcom końcowym znajdującym się na terytorium kraju.

Wspomniany obowiązek wynika z Ustawy o Efektywności Energetycznej z dnia 20 maja 2021 roku (Dz.U. 2016 poz. 831). W celu jego realizacji podmioty zobowiązane muszą same realizować przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej lub korzystać z oszczędności energii finalnej uzyskiwanej w wyniku realizacji takich działań przez podmioty niezobowiązane (odbiorców końcowych), poprzez zakup i umorzenie u Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) uzyskanych przez nie świadectw efektywności energetycznej (tzw. białych certyfikatów). Biały certyfikat to – przypomnijmy – papier wartościowy, który niemal każdy podmiot (przedsiębiorca, jednostka samorządu terytorialnego, osoba fizyczna, spółdzielnia mieszkaniowa, stowarzyszenie, fundacja, jednostki kultu religijnego etc.) może uzyskać za realizację przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej, a następnie za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii sprzedać go podmiotowi zobowiązanemu. Oznacza to, że na wskazane w odpowiednich dokumentach działania zmniejszające zużycie energii można pozyskać dodatkowe środki pieniężne. Zasady przyznawania certyfikatów omówiono w dalszej części artykułu.

> W obliczu wzrostu cen energii warto zastanowić się nad inwestycjami, które nie tylko przyniosą korzyści na tle ekonomicznym, ale również pozwolą na uniezależnienie się od zewnętrznych źródeł ciepła

fot. 123rf

Przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej

Poprawę efektywności energetycznej, przy jednoczesnym uzyskaniu wsparcia w postaci dodatkowych środków pieniężnych ze sprzedaży białych certyfikatów, można uzyskać wykonując szereg modernizacji określonych w Obwieszczeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Wsparcie można otrzymać praktycznie na każdy projekt, dzięki któremu uzyska się oszczędność energii finalnej, czyli dostarczanej do odbiorcy końcowego. Białych certyfikatów nie można dostać na rozbudowę zakładu lub budowę nowych instalacji. Szczególnie w przypadku zakładów przemysłowych, w trakcie przeprowadzania obliczeń oszczędności energii finalnej, weryfikuje się jej zużycie w danym obszarze i odnosi do wielkości produkcji w rozpatrywanym okresie. Efektem modernizacji powinno być zmniejszenie zużycia energii w różnej postaci (elektryczna, cieplna, energia paliw), a ilość energii finalnej zaoszczędzonej zgodnie z art. 2.10 ustawy stanowi „ilość energii stanowiącą różnicę między energią potencjalnie zużytą przez obiekt, urządzenie techniczne lub instalację w danym okresie, przed zrealizowaniem jednego lub kilku przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, a energią zużytą przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację w takim samym okresie, po zrealizowaniu tych przedsięwzięć i po uwzględnieniu znormalizowanych warunków zewnętrznych wpływających na zużycie energii".

Oprócz wdrażania zmian technologicznych w zakładach produkcyjnych, na przykład poprzez wymianę starych urządzeń na nowe, bardziej efektywne energetycznie, do przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej zalicza się też ograniczanie strat ciepła przez przegrody w wyniku termomodernizacji budynków czy izolacji rurociągów. System białych certyfikatów pozwala na uzyskanie świadectw efektywności energetycznej na niemal każdy rodzaj przedsięwzięcia generującego oszczędności energii powyżej 10 toe (ton oleju ekwiwalentnego). Wykluczone są tylko sporadyczne typy przedsięwzięć, takie jak np. instalacje fotowoltaiczne.

Wykorzystanie ciepła odpadowego

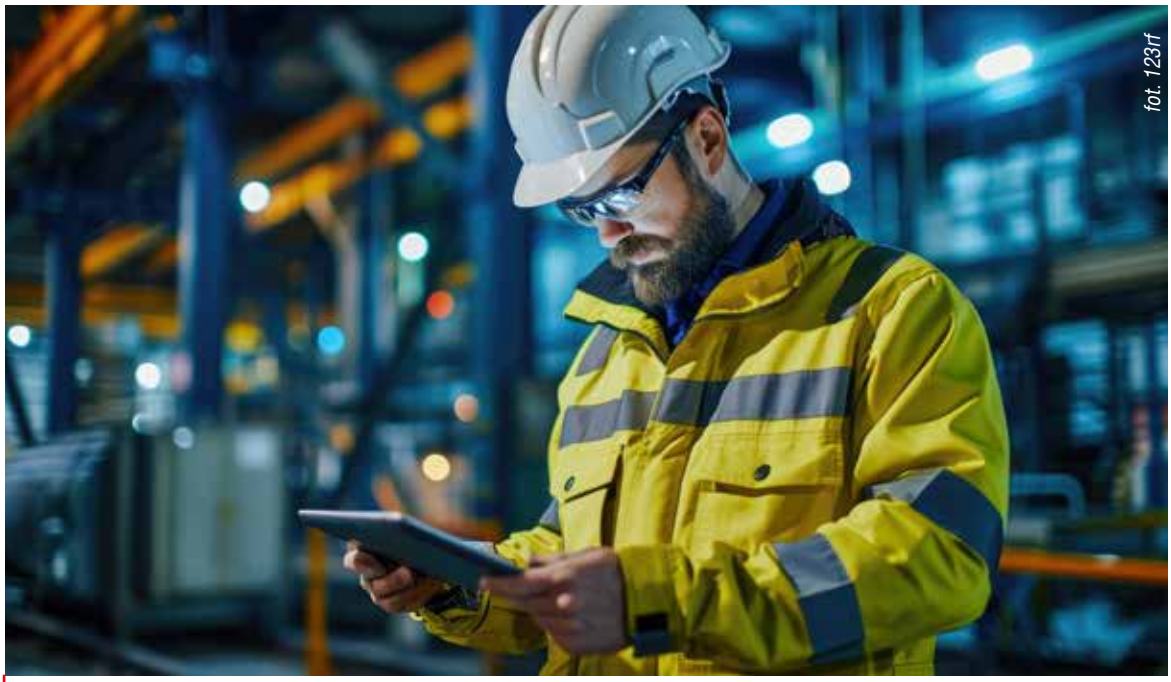
Wykorzystanie ciepła odpadowego, czyli formy energii będącej produktem ubocznym powstającym podczas procesów technologicznych, jest jednym z bardziej opłacalnych przedsięwzięć. Niewielkimi nakładami finansowymi przedsiębiorstwo często jest w stanie zaoszczędzić relatywnie duże ilości energii, co automatycznie pociąga za sobą oszczędności kosztów. Można to traktować jako pewną formę zmniejszenia zależności od zewnętrznych źródeł energii.

Sprężanie gazów jest szeroko stosowane w wielu gałęziach przemysłu, między innymi w spożywczym, chemicznym, metalurgicznym czy górniczym. Większość energii zużywanej podczas sprężania marnuje się poprzez emisję do otoczenia w formie ciepła, które można na wiele sposobów zagospodarować. Znaczna część sprężarek dostępnych na rynku posiada dziś opcję fabrycznego wyposażenia w wymiennik ciepła. Przy wykorzystaniu takiego rozwiązania warto się zastanowić nad miejscem, do którego można skierować odzyskaną energię. Rozwiązania są różne w zależności od wielkości zakładu, ilości ciepła używanego w procesach technologicznych oraz odległości pomiędzy miejscami, w których będzie ono odbierane oraz wykorzystywane. Trzeba tu zwrócić uwagę na fakt, że w przypadku transportu odzyskanej energii na duże odległości, występujące po drodze straty na rurociągach przesyłowych – wynikające z mechanizmów wymiany ciepła – mogą znacznie zredukować pozytywny efekt energetyczny przedsięwzięcia. Dodatkowo poniesione przy tym koszty montażu długich rurociągów zmniejszą ekonomiczną zasadność przeprowadzenia takiej inwestycji. Warto mieć zatem na uwadze fakt, że najlepiej ciepło przekierować jak najbliżej od obszaru, w którym będzie ono odzyskiwane. W przypadku starszych instalacji sprężarkowych, zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie ogrzewanych pomieszczeń, niewielkim kosztem można przekierować nagrzane powietrze, w wyniku chłodzenia sprężarek, do sąsiednich pomieszczeń wymagających ogrzewania.

Jednym z najczęściej wybieranych rozwiązań wykorzystania ciepła odpadowego jest użycie go do podgrzewania wody kotłowej stosowanej do celów grzewczych lub do przygotowania ciepłej wody użytkowej. W zależności od mocy sprężarek oraz wielkości odzyskiwanej energii, ciepło odpadowe może być również wykorzystywane w procesach technologicznych, na przykład w trakcie suszenia półproduktów lub produktów w różnych gałęziach przemysłu. Dzięki temu, wraz z użyciem ciepła odpadowego, uzyskuje się korzystne efekty energetyczne pozwalające na redukcję ilości paliw służących w zakładzie do produkcji ciepła.

W celu poprawienia sprawności zakładowych kotłowni można wykorzystać ekonomizery, które będą odzyskiwać ciepło ze spalin i gazów wylotowych, wcześniej wyrzucanych do atmosfery i stanowiących bezpowrotną stratę. Odzyskaną energię, będącą wcześniej stratą kominową, można zastosować między innymi do podgrzania wody zasilającej kocioł, ogrzewania powietrza pierwotnego czy na potrzeby procesów technologicznych.

W zależności od procesów technologicznych oraz urządzeń znajdujących się w zakładzie, obszarów, w jakich możliwe jest odzyskanie ciepła, może być dużo. W obliczu wzrostu cen energii w ubiegłych latach warto zastanowić się nad inwestycjami, które nie tylko przyniosą korzyści na tle ekonomicznym, ale również pozwolą na uniezależnienie się przez zakład produkcyjny od zewnętrznych źródeł ciepła. Dodatkową


fot. 123rf

AUDYT ENERGETYCZNY
Jednym z dwóch istotnych warunków w kontekście pozyskiwania Świadectw Efektywności Energetycznej jest wykazanie minimalnych oszczędności energii finalnej na poziomie 10 ton oleju ekwiwalentnego (toe), co odpowiada 116,3 MWh lub 418,68 GJ. Są one potwierdzane wstępnym audytem efektywności energetycznej

nagrodą pojawiającą się po zrealizowaniu inwestycji służącej poprawie efektywności energetycznej mogą być również środki pozyskane z systemu białych certyfikatów, które niejednokrotnie przy przedsięwzięciach montażu odzysku ciepła z istniejących sprężarek potrafią w całości zwrócić koszty modernizacji. Według corocznego Sprawozdania z działalności Prezesa URE, w 2022 roku wydano Świadectwa Efektywności Energetycznej na przedsięwzięcia w obszarze odzysku energii na 54 803,912 toe oszczędności energii finalnej, o aktualnej wartości 110 mln zł.

Wymiana oświetlenia

System Świadectw Efektywności Energetycznej pozwala na pozyskanie środków pieniężnych w wyniku realizacji nawet najprostszych przedsięwzięć, takich jak wymiana oświetlenia. W każdym budynku znajdują się systemy oświetleniowe, nierzadko ze starymi oprawami, w których umieszczono metalohalogenkowe lub jarzeniowe źródła światła; ich wymiana wraz z wykorzystaniem systemów regulacji czasu pracy również podlega wsparciu w systemie białych certyfikatów. Nowe źródła LED są już na tyle długo obecne na rynku, że zdarzają się przedsięwzięcia, w trakcie których następuje wymiana starszych źródeł LED na nowsze, o jeszcze wyższej efektywności energetycznej. Wynika to z ciągle postępującego rozwoju technologicznego w tym zakresie, w wyniku którego uzyskuje się coraz większą skuteczność świetlną źródeł LED. Nie bez powodu właśnie to jest przedsięwzięcie, na jakie wydaje się najwięcej pozytywnych decyzji o przyznaniu Świadectw Efektywności Energetycznej.

Termomodernizacja

Kolejnym często wykonywanym przedsięwzięciem jest szeroko rozumiana termomodernizacja budynków oraz hal produkcyjnych, zawierająca w sobie wiele przedsięwzięć tego samego rodzaju, takich jak docieplenie ścian i stropodachów, wymiana drzwi i okien czy modernizacja systemu centralnego ogrzewania lub ciepłej wody użytkowej. Największe oszczędności uzyskuje się dla największych różnic temperatur. Im większa ta różnica, tym większe straty. Im grubsza i lepsza izolacja zostanie zastosowana, tym bardziej zostaną one ograniczone. Duże oszczędności wykazują przedsięwzięcia izolacji rurociągów, przez które przepływa czynnik o wysokiej temperaturze. Przedsiębiorstwa energetyki cieplnej regularnie wymieniają rurociągi na nowe, preizolowane, ze znacznie mniejszymi współczynnikami strat.

Do zwiększenia efektywności aktualnie pracujących urządzeń można doprowadzić poprzez zastosowanie odpowiedniego sterowania i regulacji ich pracą. Często realizowanym przedsięwzięciem jest montaż falownika przy napędach wentylatorów, pompach czy systemach klimatyzacji i wentylacji. Przynosi to relatywnie duże oszczędności energii szczególnie w zakładach przemysłowych, gdzie częstotliwość procesów technologicznych jest zależna od dostępności materiałów i zapotrzebowania na produkt na rynku. W wyniku użycia falownika można dostosować obciążenia urządzenia do aktualnych potrzeb produkcyjnych, co przekłada się na zdecydowanie mniejsze zużycie energii zarówno w trakcie jego obciążenia, jak i pracy na biegu jałowym.

Digitalizacja sieci ciepłowniczej

Przedsiębiorstwa energetyki cieplnej, poza modernizacją węzłów, kotłowni oraz wykonywania izolacji lub wymiany sieci i przyłączy na preizolowane, mogą przeprowadzać przedsięwzięcia polegające na digitalizacji sieci ciepłowniczej. Montaż centralek telemetrycznych, czujników temperatury, przepływu oraz ciśnień, wraz z najnowszymi systemami informacji geograficznej pozwalają na pozyskiwanie szczegółowych informacji na temat aktualnego zapotrzebowania odbiorców końcowych na ciepło. Takie działanie niejednokrotnie pozwala na zmniejszenie temperatur tabeli regulacyjnej, co skutkuje mniejszymi stratami wynikającymi z przepływu czynnika o mniejszej temperaturze przez sieć ciepłowniczą. To pokazuje, jak istotne jest posiadanie odpowiedniego opomiarowania w zakładach produkcyjnych, szczególnie w obszarach o największym zapotrzebowaniu na energię. Zastosowanie odpowiednich liczników i systemów nie tylko pozwala na kontrolowanie jej zużycia, ale również na szybką identyfikację i ograniczenie potencjalnych awarii.

> Wdrażanie systemów zarządzania energią w budynkach biurowych czy zakładach produkcyjnych pozwala na redukcję zużycia energii przy braku wymiany urządzeń

Wdrażanie systemów zarządzania energią w budynkach biurowych czy zakładach produkcyjnych pozwala na redukcję zużycia energii przy braku wymiany urządzeń. Inteligentne systemy wskazują odchylenia od normatywnych zużyć energii, dzięki czemu można precyzyjnie wskazać momenty, w których było ono największe i ustawić parametry pracy urządzeń w taki sposób, aby pracowały na możliwie jak największej wydajności.

System białych certyfikatów

Obecny rynek pozwala na realizację ogromnej liczby projektów służących poprawie efektywności energetycznej różnego typu, przy wykorzystaniu wielu technologii. Z tytułu realizacji każdego z wymienionych w niniejszym artykule przedsięwzięć (oraz z wielu innych wymienionych w Obwieszczeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej), można uzyskać finansowe wsparcie w postaci białych certyfikatów. Jednym z dwóch istotnych warunków w kontekście pozyskiwania Świadectw Efektywności Energetycznej jest wykazanie minimalnych oszczędności energii finalnej na poziomie 10 ton oleju ekwiwalentnego (toe), co odpowiada 116,3 MWh lub 418,68 GJ. Są one potwierdzane wstępnym audytem efektywności energetycznej przez audytora spełniającego odpowiednie wymogi zawarte w Ustawie o Efektywności Energetycznej. Drugim warunkiem jest złożenie wniosku o wydanie Świadectw Efektywności Energetycznej wraz z Audytem Efektywności Energetycznej w Urzędzie Regulacji Energetyki przed rozpoczęciem prac (przez co rozumie się złożenie zamówienia na urządzenia lub podpisanie umowy na realizację przedsięwzięcia z wykonawcą). Od wprowadzenia Ustawy o Efektywności Energetycznej dnia 20 maja 2016 roku nabór wniosków ma charakter ciągły, co oznacza, że w każdej chwili możliwe jest złożenie wniosku o wydanie Świadectw Efektywności Energetycznej w Urzędzie Regulacji Energetyki. Następnie można rozpoczynać prace, po których zakończeniu należy zweryfikować rzeczywiste oszczędności energii finalnej uzyskane w wyniku realizacji danego przedsięwzięcia w audycie powykonawczym. Następnie jest on, wraz z pozostałymi wymaganymi dokumentami potwierdzającymi zakres oraz wykonanie modernizacji, składany w Urzędzie Regulacji Energetyki. Ostatni etap to weryfikacja dokumentacji, po jakiej następuje wydanie białych certyfikatów. Trafiają one na indywidualne konto maklerskie podmiotu, u którego realizowana jest inwestycja, lub przez niego upoważnionego. Następnie świadectwa mogą zostać sprzedane na Towarowej Giełdzie Energii podmiotom zobowiązanym, dzięki czemu po zakończeniu modernizacji jest możliwość uzyskania dodatkowych środków pieniężnych na kolejne inwestycje lub dowolne inne cele.

Uzyskanie białych certyfikatów nie ogranicza możliwości korzystania z innych form wsparcia. Trzeba natomiast pamiętać, że nie można ich otrzymać, jeżeli na realizację przyznano:

- premię termomodernizacyjną w rozumieniu ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów,
- pomoc inwestycyjną, w przypadku gdy przyznanie tego świadectwa spowoduje przekroczenie dopuszczalnej wysokości pomocy publicznej na to przedsięwzięcie lub te przedsięwzięcia, przyjmując, że wartość praw majątkowych wynikających z tych świadectw stanowi iloczyn kwoty 1500 zł za tonę oleju ekwiwalentnego oraz ilości energii finalnej.

Literatura

1. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2016 poz. 831 z późniejszymi zmianami).
2. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2022 rok, Warszawa, Kwiecień 2023.
3. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (M.P. 2021 poz. 1188). ■

LERTA | PHOTON ENERGY GROUP

Wirtualna Elektrownia

Powered by Photon Energy

Demand Side Response

Usługi systemowe

Odkup energii

Rynek Mocy

Obrót energią

Energetyka przyszłości zaczyna się od wirtualnej elektrowni. To ona zapewnia stabilne dostawy z wielu rozproszonych źródeł, przy zachowaniu elastyczności w podejściu do wytwarzania i konsumpcji energii.

Poprawiając efektywność energetyczną u naszych klientów, dostosowujemy ich do wymogów nowej rzeczywistości związanej z transformacją energetyczną, jednocześnie pozwalając czerpać korzyści z jej narzędzi i mechanizmów. Przygotuj się z nami na nową rzeczywistość.

OPTYMALIZACJE ENERGETYCZNE W ZAKŁADACH PRZEMYSŁOWYCH

Wojciech Sikorski
ekspert z obszaru energetyki

W kontekście dynamicznie zmieniającego się krajobrazu gospodarczego i narastających wyzwań związanych ze zrównoważonym rozwojem, optymalizacje energetyczne w zakładach przemysłowych stają się kluczowym elementem strategii operacyjnych.

W dobie zwiększającej się świadomości ekologicznej i rosnących oczekiwań społecznych, przedsiębiorstwa są zobowiązane do podejmowania działań mających na celu ograniczenie śladu węglowego. Optymalizacje energetyczne stwarzają nie tylko możliwość redukcji kosztów operacyjnych, ale również pozwalają na zmniejszenie negatywnego wpływu przemysłu na środowisko.

Jednym z podstawowych aspektów umożliwiających minimalizowanie zużycia energii jest przeprowadzenie w przedsiębiorstwie audytu energetycznego. Chodzi w tym wypadku o kompleksowe badanie efektywności energetycznej i wielkości konsumpcji energii w celu identyfikacji obszarów do optymalizacji i poszukiwania oszczędności. Audyt pozwala dokładnie zrozumieć, gdzie i w jaki sposób energia jest w zakładzie zużywana. Obejmuje m.in. analizę procesów produkcyjnych, systemów chłodzenia, oświetlenia czy systemów grzewczych i wentylacyjnych. W procesie tym należy skupić się na identyfikacji obszarów, w których zachodzą straty energii, takich jak nieefektywne izolacje, przestarzałe urządzenia lub nieoptymalne ustawienia procesów. Ważne jest także badanie stanu technicznego maszyn i urządzeń, ocena ich efektywności energetycznej oraz zalecenia dotyczące ewentualnej modernizacji lub wymiany na bardziej efektywne modele.

Etapy audytu

Audyt energetyczny ma z reguły ten sam przebieg. Pierwszą fazą jest zapoznanie się z ogólną charakterystyką i rozpoczęcie akumulacji danych. Informacje

fot. 123rf

te powinny dotyczyć zużycia energii na różnych etapach procesu produkcyjnego. Dane mogą obejmować rachunki za energię, wyciągi świadczące o zużyciu paliw, jak również parametry związane z produkcją.

Kolejnym krokiem jest badanie poszczególnych procesów, a zatem przeprowadzenie szczegółowej analizy w celu zidentyfikowania obszarów, w których można wprowadzić zmiany mające na celu zwiększenie efektywności energetycznej. W dalszym postępowaniu istotnym etapem jest ocena efektywności technicznej maszyn i urządzeń. Chodzi w tym wypadku o zidentyfikowanie potencjalnych źródeł strat energii, a także określenie czy urządzenia są zoptymalizowane pod kątem obecnego zużycia energii. Niezwykle istotne podczas przebiegu całego procesu są rozmowy z personelem zakładowym, aby uzyskać informacje na temat codziennych praktyk, zwyczajów i ewentualnych problemów związanych ze zużyciem energii.

Po analizie zebranych informacji dochodzi do utworzenia raportu, a także przedstawienia propozycji rozwiązań, takich jak: modernizacja urządzeń, wprowadzenie nowych technologii, zmiany w procesach czy też zastosowanie źródeł energii odnawialnej. Dokumentacja poprocesowa powinna zawierać w sobie też opracowanie planu działań, który obejmuje kolejne kroki mające na celu wprowadzenie sugerowanych zmian, a także określenie priorytetów i harmonogramu wdrożenia.

Korzyści z audytu

Korzyści, jakie płyną z poprawnie wykonanego audytu energetycznego, to przede wszystkim identyfikacja i eliminacja marnotrawstwa energii, co prowadzi do obniżenia kosztów operacyjnych i zwiększenia rentowności, sprawdzenie zgodności z obowiązującymi przepisami i normami dotyczącymi efektywności energetycznej, jak również równoważone wykorzystanie zasobów energetycznych, co jest ważne zarówno z punktu widzenia środowiska, jak i społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstwa.

> Wykorzystywanie danych dotyczących kosztów energii w czasie rzeczywistym umożliwia dynamiczne planowanie produkcji

Niezwykle istotną kwestią są także wszelkie możliwe do przeprowadzenia modernizacje urządzeń. Stanowi to kluczowy element strategii oszczędzania energii i optymalizacji energetycznej. Podstawowymi korzyściami płynącymi z tych ulepszeń są: zwiększenie efektywności energetycznej, redukcja strat energii,

obniżenie kosztów operacyjnych oraz zwiększenie niezawodności.

Nowoczesne urządzenia często charakteryzują się wyższą efektywnością energetyczną, co przekłada się na mniejsze zużycie energii podczas operacji. Z drugiej strony te starsze mogą być bardziej podatne na straty energii związane z przestarzałą technologią. Mniejsze zużycie energii prowadzi bezpośrednio do obniżenia kosztów związanych z eksploatacją urządzeń, co z kolei wpływa na ogólne koszty operacyjne zakładu. Ostatecznie, nowoczesne urządzenia są zazwyczaj bardziej niezawodne i mniej podatne na awarie, co przekłada się na ciągłość produkcji i minimalizację czasu przestoju.

Jako przykład modernizacji urządzeń można wskazać choćby wymianę silników na bardziej efektywne. Zamiana przestarzałych jednostek na nowoczesne, o wysokiej sprawności, które zużywają mniej energii przy tej samej lub wyższej mocy, prowadzi bezpośrednio do oszczędności energii. Równie skuteczna okazuje się implementacja zaawansowanych systemów automatyki, które umożliwiają optymalizację procesów produkcyjnych i dostosowywanie parametrów pracy urządzeń do zmieniających się warunków. W dalszej kolejności znaczące wyniki zauważalne są także przy okazji wprowadzenia oświetlenia LED z automatycznymi systemami regulacji, dostosowującymi poziom światła do rzeczywistych potrzeb produkcji. Ostatecznie bardzo ważną kwestią jest wdrażanie zaawansowanych systemów monitorowania zużycia energii, umożliwiających ścisłe kontrolowanie zużycia w czasie rzeczywistym.

OPTYMALIZACJA PROCESÓW W ZAKŁADZIE

fot. 123rf

- zoptymalizowanie parametrów pracy maszyn i urządzeń, aby były dostosowane do aktualnych potrzeb produkcji, co pozwala na unikanie nadmiernego zużycia energii,
- wprowadzenie systemów automatyzacji, które umożliwiają precyzyjne sterowanie procesami, minimalizując straty energii wynikające z ludzkich błędów czy nieoptymalnych ustawień,
- integracja różnych etapów produkcji w celu zminimalizowania czasu przestoju, co może prowadzić do redukcji zużycia energii związanego z częstymi zmianami trybu pracy,
- analiza danych dotyczących zużycia energii w celu identyfikacji godzin szczytu, w których koszty są zazwyczaj wyższe, a tym samym planowanie produkcji w taki sposób, aby unikać intensywnego zużycia energii w godzinach szczytu, co pozwala na obniżenie kosztów,
- wykorzystanie Internetu Rzeczy (IoT) do monitorowania i zarządzania urządzeniami, co umożliwia dynamiczną reakcję na zmieniające się warunki i minimalizację strat energii,
- inwestowanie w technologie, które są bardziej efektywne energetycznie, takie jak technologie z recyklingiem ciepła czy też technologie niskoemisyjne.

Optymalizacja procesów – oszczędzanie energii

Niezwykle istotna, co zostało już wspomniane, jest optymalizacja procesów w zakładzie przemysłowym. Stanowi kluczowy element strategii oszczędzania energii. Podstawowe zagadnienia w tym wypadku pokazano w ramce.

Jednym z najważniejszych walorów w kontekście optymalizacji i minimalizacji energochłonności jest zarządzanie zużyciem energii. Obejmuje ono monitorowanie, kontrolę i optymalizację procesów oraz systemów w celu minimalizacji jej konsumpcji.

Wdrożenie systemów monitoringu wymaga przedsięwzięcia pewnych kroków. Najważniejsze z nich to montaż liczników energii w różnych obszarach zakładu oraz wdrożenie zaawansowanych systemów SCADA, które umożliwiają ciągły podgląd zużycia energii w czasie rzeczywistym, identyfikację obszarów potencjalnych oszczędności oraz dynamiczne dostosowywanie parametrów pracy urządzeń.

> Jednym z najważniejszych walorów w kontekście optymalizacji i minimalizacji energochłonności jest zarządzanie zużyciem energii

Systematyczna analiza danych dotyczących zużycia energii pozwala na identyfikację trendów oraz szczytów zapotrzebowania. Grupowanie urządzeń i obszarów produkcji w kategorie pozwala na skoncentrowanie się na najbardziej energetycznie wymagających miejscach oraz dostosowanie strategii optymalizacyjnych do konkretnych potrzeb.

Wykorzystywanie danych dotyczących kosztów energii w czasie rzeczywistym umożliwia dynamiczne

PRZEWYMIAROWANE POMPY
Jednymi z bardziej energochłonnych urządzeń w zakładach są układy pompowe. Nierzadko zdarza się, że są przewymiarowane w stosunku do potrzeb. Tymczasem dobrze dobrana pompa to realne oszczędności w energii elektrycznej

planowanie produkcji. Może być ona dostosowywana w zależności od aktualnych cen energii czy godzin szczytu. Jednocześnie dochodzi tu możliwość zoptymalizowania harmonogramu pracy maszyn i urządzeń tak, aby unikać intensywnego zużycia energii w okresach wysokich kosztów czy szczytowego zapotrzebowania. Istotne okazuje się także wprowadzenie systemów BMS. To systemy zarządzania budynkiem, które kontrolują i monitorują układy HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning), oświetlenie oraz inne urządzenia, optymalizując ich pracę pod kątem efektywności energetycznej.

Kolejnym z „przystanków" są inwestycje w infrastrukturę w zakładzie przemysłowym. Modernizacja i ulepszanie struktur technicznych może przyczynić się do znaczących oszczędności, zwiększenia efektywności energetycznej oraz ograniczenia wpływu na środowisko. Chodzi w tym wypadku przede wszystkim o inwestycje w nowoczesne systemy dostarczania energii elektrycznej, które charakteryzują się niskimi stratami i zapewniają stabilne zasilanie. Niezwykle ważne okazuje się także wdrożenie zaawansowanych systemów zasilania awaryjnego, tak aby minimalizować czas przestoju w przypadku awarii oraz ograniczać straty energii związane z nagłymi przerwami w dostawie prądu. W dobie częstej niestabilności na różnych polach rzeczywistości gospodarczej warto postawić także na inwestycje w baterie do magazynowania energii elektrycznej, które pozwalają na gromadzenie jej nadmiaru w okresach niskiego zapotrzebowania i wykorzystanie w godzinach szczytu. Idąc o krok dalej, skutecznym rozwiązaniem może być także implementacja systemów magazynowania ciepła.

Budowanie świadomości pracowników

Na koniec warto wspomnieć, że ogromnie ważne są szkolenia i budowanie właściwej świadomości pracowników. Kształcenie w zakresie efektywnego korzystania z energii oraz informowanie o korzyściach wynikających z optymalizacji jej zużycia w zakładzie odgrywać może kluczową rolę w ostatecznym sukcesie przedsiębiorstwa. Co więcej, warto rozważyć zachęcanie zatrudnionych do aktywnego uczestnictwa w programach oszczędzania energii poprzez zgłaszanie przez nich pomysłów na poprawę efektywności, które gratyfikowane może być różnego rodzaju bonusami.

***

Optymalizacje energetyczne w zakładach przemysłowych nie tylko przynoszą wymierne korzyści finansowe poprzez obniżenie kosztów stałych, ale także mają istotny wpływ na środowisko i wzmacniają pozycję przedsiębiorstwa na rynku. W dobie rosnącej świadomości ekologicznej, inwestycje w efektywność energetyczną stają się nie tylko kwestią opłacalności, ale również społecznej odpowiedzialności biznesu. ■

REKLAMA

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA POLSKIEJ GOSPODARKI NA NEUTRALNĄ KLIMATYCZNIE

prof. dr hab. inż. Waldemar Jędral
emeryt. prof. zw. w Politechnice Warszawskiej

Jedną z konsekwencji „Europejskiego Zielonego Ładu" jest konieczność transformacji polskiej energetyki na bezemisyjną do 2050 r. Jakie czynniki należy tu koniecznie wziąć pod uwagę?

Wynikiem owej transformacji ma być oparcie wytwarzania energii elektrycznej (e.e.) w 100% na źródłach odnawialnych (OZE) i całkowita eliminacja elektrowni węglowych i gazowych. Preferując taki model energetyki, nie uwzględnia się jednak ograniczeń terytorialnych i zakładanej transformacji całej gospodarki na neutralną klimatycznie, w tym zwłaszcza transportu, ciepłownictwa i ogrzewnictwa oraz wielu gałęzi przemysłu ciężkiego. Nie dokonuje się też bilansu zmienionego zapotrzebowania na e.e. i realnych możliwości jej wyprodukowania. Ostatnio (grudzień 2023) nastąpiła korzystna zmiana nastawienia Parlamentu i Rady UE, włączająca energetykę jądrową do grona zielonych technologii bezemisyjnych. Nadal jednak wielu polskich polityków i parlamentarzystów jest niechętnych budowie w naszym kraju elektrowni jądrowych (el.j.).

> Propagując potrzebę budowy nowych OZE wciąż za mało mówi się o wielkich rezerwach związanych z ograniczeniem marnotrawienia ogromnych ilości energii w całej gospodarce

Transformacja obejmująca tylko energetykę

W cyklu siedmiu publikacji, których wykaz podano w ostatniej z nich [2] pokazano, że nie jest możliwe oparcie polskiej energetyki tylko na OZE. Co najmniej 35%-40% e.e. powinny wytwarzać źródła stabilne, sterowalne, niezależne od pory dnia i roku oraz od pogody. Alternatywne dla Polski źródła to elektrownie na paliwa kopalne lub elektrownie jądrowe. Wobec zamiaru całkowitego wyeliminowania w UE tych pierwszych [1] budowa el.j. jest absolutnie konieczna.

W kilku pierwszych publikacjach zakładano, że transformacji ulegnie tylko energetyka, zaś pozostałe gałęzie gospodarki będą funkcjonowały wg dotychczasowych zasad. Przyjęto w nich, że zgodnie z większością prognoz zużycie e.e. wzrośnie z obecnych E_a = 175 TWh/a do 225 TWh/a w roku 2050. Oszacowano, że do pełnego zaspokojenia potrzeb energetycznych potrzebne będą lądowe farmy wiatrowe (l.f.w.) o łącznej mocy znamionowej (zainstalowanej) $P_{\text{l.f.w.}}$ = 55 GW, morskie farmy wiatrowe (m.f.w.) o mocy $P_{\text{m.f.w.}}$ = 20 GW, elektrownie fotowoltaiczne (EPV) o mocy P_{EPV} = 20...30 GW oraz el. j. o łącznej mocy $P_{\text{el.j.}}$ = 15 GW.

Równocześnie uzasadniono konieczność zbudowania ogromnych magazynów energii o łącznej pojemności $\Delta E \geq 4000$ GWh [2] w jedynie możliwej formie energetyki wodorowej. Będą one pełniły podwójną rolę:

fot. 123rf

magazynów e.e. (e.e. → elektrolizery → H_2 → kawerny solne → elektrownie wodorowo-parowe → e.e.) oraz magazynów wodoru dla innych gałęzi gospodarki (e.e. → elektrolizery → H_2 → kawerny → inni odbiorcy H_2). Powinno się także zbudować kilka dużych elektrowni pompowych, stabilizujących system elektroenergetyczny (ee), mimo ich znacznie mniejszych pojemności.

Wpływ transformacji transportu

W artykule [2] przedstawiono wpływ nowych (kwiecień 2023) wymagań Parlamentu i Rady UE [3] dotyczących transportu, zwłaszcza samochodowego, po 2035 r. Uwzględniono tu dwa możliwe rodzaje: elektryczny i wodorowy, bazujący głównie na wodorowych ogniwach paliwowych, i założono, że liczba eksploatowanych pojazdów nie ulegnie zmianie. Znacznie wzrosłoby wówczas zapotrzebowanie na e.e. do ładowania baterii samochodów elektrycznych i/lub do produkcji wielkich ilości wodoru dla pojazdów wodorowych.

> W bilansie należy uwzględnić zapotrzebowanie przemysłu na wodór, wytwarzany obecnie w procesach wykorzystujących paliwa kopalne

W przypadku transportu całkowicie elektrycznego zapotrzebowanie na e.e. wzrośnie o co najmniej 115 TWh/a, zaś dla transportu całkowicie wodorowego – o 208 TWh/a potrzebne do wyprodukowania $4{,}16 \cdot 10^6$ ton H_2 [2]. Wskutek tego konieczne będzie znaczne powiększenie mocy źródeł e.e., do: $P_{\text{l.f.w.}} = 80$ GW, $P_{\text{m.f.w.}} = 20$ GW (bez zmian), $P_{\text{EPV}} = 92{,}5$ GW i $P_{\text{el.j.}} = 20$ GW, co umożliwiłoby wzrost produkcji e.e. do $E_a \approx 443$ TWh/a. Należy podkreślić, że takie moce l.f.w. i EPV są graniczne ze względu na powierzchnię potrzebną do ich ulokowania [2].

Pojemność magazynów e.e. powinna wynosić wówczas: $\Delta E_{\text{el}} \geq 4000$ GWh dla transportu całkowicie elektrycznego i $\Delta E_{\text{wod}} \geq 1000$ GWh dla transportu całkowicie wodorowego [4]. Oba rodzaje transportu porównano w [2] także pod względem pozaenergetycznym, wskazując m.in. na wady samochodów elektrycznych. Początkowo pojazdy obu typów będą się zapewne rozwijały równolegle.

Wpływ transformacji energetycznej ciepłownictwa oraz innych gałęzi gospodarki

W bilansie energii należy dodatkowo uwzględnić fakt, że w celu realizacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu [1] transformacji muszą ulec także inne gałęzie gospodarki, przede wszystkim ciepłownictwo i ogrzewnictwo (także indywidualne), jak również poszczególne gałęzie przemysłu ciężkiego, zwłaszcza hutnictwo, przemysł cementowy i chemiczny, ale także gospodarka komunalna i rolnictwo. Wszystkie te dziedziny będą wymagały zastąpienia zużywanych dotąd wielkich ilości węgla kamiennego i gazu ziemnego przez e.e. i wodór, a więc dodatkowego zwiększenia produkcji tych ostatnich.

Wg różnych źródeł ciepłownictwo i ogrzewnictwo produkują łącznie ok. 1000 PJ/a ciepła [4], równoważnego 278 TWh/a e.e. Wycofanie paliw kopalnych będzie w zamian wymagało szerokiego wykorzystania geotermii głębokiej (ciepłownie) i płytkiej (użytkownicy indywidualni), pomp ciepła oraz paneli fotowoltaicznych i kolektorów słonecznych do ładowania pojemników ciepła i wytwarzania ciepłej wody użytkowej; udział biomasy i biogazu będzie raczej niewielki. Duże elektrociepłownie będą musiały przestawić się na spalanie wodoru. Wszystkie te źródła ciepła wymagają e.e. do napędu sprężarek w pompach ciepła, pomp obiegowych w instalacjach c.o. i c.w.u. oraz w instalacjach geotermalnych, a także pomp sieciowych w ciepłowniach i elektrociepłowniach. Do ww. celów trzeba będzie co roku zużywać e.e. równoważną ok. 20% wytwarzanego ciepła, tj. co najmniej 56 TWh/a rozłożone na 6,5-7 miesięcy w roku.

Wpływ wyeliminowania węgla kamiennego z przemysłu

Wg Rocznika Statystycznego [5], poza elektrowniami, elektrociepłowniami i ciepłowniami komunalnymi, w 2022 r. zużyto 26,9 mln ton węgla kamiennego, z czego 14,3 mln ton przetworzono na inne nośniki energii. Na tej podstawie można ocenić, że poszczególne gałęzie przemysłu ciężkiego – zwłaszcza hutnictwo, cementownie oraz chemia i petrochemia – zużyły co najmniej 10...12 mln ton tego paliwa. Jego ekwiwalentem, przy średniej wartości opałowej węgla dla przemysłu wynoszącej ok. 22 MJ/kg, jest 61...73 TWh e.e., którą trzeba będzie zużyć bezpośrednio lub wykorzystać do produkcji dodatkowych ilości wodoru (0,05 GWh na 1 t H_2). Licząc bardzo ostrożnie, można przyjąć, że całkowita eliminacja węgla kamiennego z przemysłu spowoduje potrzebę dodatkowego wyprodukowania co najmniej 65 TWh e.e. przez OZE i el.j.

Wpływ wyeliminowania gazu ziemnego z przemysłu i gospodarstw domowych

Wg tego samego źródła [5] w 2022 r. zużyto w Polsce bezpośrednio ok. 14,5 mld m^3 gazu ziemnego wysokometanowego (80%) i zaazotowanego (20%) o wartości opałowej, obliczonej jako średnia ważona z wartości podawanych przez różne źródła, wynoszącej ok. 32 MJ/m^3. Jest to równoważne 129 TWh e.e., jeśli pominąć sprawność procesów przekształcania e.e. w ciepło użytkowe. Z drugiej strony, wg Urzędu Regulacji Energetyki [6] całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych w 2022 r. wyniosła 171 795 031 MWh, z czego

56,44% (96,96 TWh) trafiło do odbiorców przemysłowych, a 32,71% (56,19 TWh) do gospodarstw domowych. Część tego gazu była używana w instalacjach c.o. i c.w.u., co już uwzględniono, omawiając transformację ogrzewnictwa. Znaczną jego część, potrzebną do przygotowywania posiłków, trzeba będzie jednak zastąpić przez e.e.

Pewną ilość e.e. zastępującej gaz ziemny będą mogły wyprodukować lokalne OZE, np. EPV o mocach 1...10 MW, instalowane w zakładach przemysłowych lub obiektach komunalnych, albo małe elektrownie biogazowe. Jednak, w celu całkowitego wyeliminowania gazu ziemnego, trzeba będzie dodatkowo wyprodukować centralnie co najmniej 100...120 TWh e.e., w tym ok. 18 TWh e.e. będzie potrzebne do otrzymania 360 tys. t H_2, zastępującego 2 mld m^3 gazu ziemnego zużywanego co roku do produkcji nawozów mineralnych [7].

Wpływ innych czynników

W bilansie należy ponadto uwzględnić zapotrzebowanie przemysłu na wodór, wytwarzany obecnie w procesach wykorzystujących paliwa kopalne. Wg różnych źródeł, w Polsce produkuje się rocznie ok. 0,8...1,3 mln ton H_2. Wytworzenie 1 mln t H_2 w elektrolizerach to zapotrzebowanie na dodatkowe 50 TWh/a e.e. Z drugiej strony wyeliminowanie produkcji i dystrybucji paliw silnikowych, poprzedzonych wydobyciem i transportem surowców do ich wytworzenia, pozwoliłoby zaoszczędzić ok. 30 TWh/a e.e. zużywanej do tych celów [2].

Należy wziąć pod uwagę jeszcze jeden czynnik, zwłaszcza w przypadku transformacji transportu na całkowicie elektryczny, tj. sprawność η_{mag} procesów magazynowania e.e. Na podstawie materiałów zawartych w poprzednich publikacjach ([2] i wcześniejsze) oceniono, że w roku o dość słabej wietrzności – jak w 2021 r. – mogą wystąpić okresy o długości 1-9 dni, w których będą miały miejsce niedobory e.e. wynoszące łącznie $\sigma_- \approx 13{,}2$ TWh/a, mimo rocznej produkcji e.e. w ilości 443 TWh/a. Taką ilość e.e. trzeba będzie pobrać z magazynów, doprowadzając do nich uprzednio odpowiednio większą jej ilość, tj. $\sigma_+ = \sigma / \eta_{mag}$.

Na podstawie wcześniejszych analiz, dla magazynów e.e. w formie energetyki wodorowej przyjęto $\eta_{mag} = 0{,}40$ [2]. Do elektrolizerów trzeba by zatem dodatkowo doprowadzić $\sigma_+ = 13{,}2/0{,}4 = 33$ TWh/a, uwzględniając tę ilość w bilansie e.e. w przypadku transformacji transportu na całkowicie elektryczny. Magazyny elektrochemiczne miałyby większą sprawność $\eta_{mag} \approx 0{,}85$, ale z powodu konieczności magazynowania wielkich ilości e.e., rzędu kilku tysięcy GWh, ich budowa byłaby praktycznie nierealna (zmagazynowanie 100 GWh wymagałoby użycia 1,18 mln baterii o pojemnościach jednostkowych 85 kWh). Dodatkowa e.e. nie byłaby potrzebna w transformacji na transport wodorowy, ponieważ nie trzeba by pobierać każdej doby średnio 115 000/365 ≈ 315 GWh/d e.e. do ładowania baterii samochodów elektrycznych.

ENERGIA DLA POJAZDÓW
W przypadku transportu całkowicie elektrycznego zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrośnie o co najmniej 115 TWh/a

Całkowite zapotrzebowanie na e.e. po transformacji energetycznej gospodarki

Pozostawiając założenie podstawowego zapotrzebowania gospodarki na e.e. na poziomie 225 TWh/a oraz uwzględniając wszystkie oszacowane wyżej dodatkowe ilości e.e., będące skutkiem transformacji energetycznej poszczególnych jej gałęzi, otrzyma się co najmniej:

- w przypadku transformacji transportu na całkowicie elektryczny $E_a = 225 + 115 + 56 + 65 + 100 + 50 - 30 + 33 = 614$ TWh/a,
- w przypadku transformacji transportu na całkowicie wodorowy $E_a = 225 + 208 + 56 + 65 + 100 + 50 - 30 = 674$ TWh/a.

Powyższe wartości zapotrzebowań, nawet jeśliby przeszacowano je o 15%-20%, w obu przypadkach znacznie przekroczyłyby możliwości produkcji e.e. Można by ją w niewielkim stopniu powiększyć przez podwyższenie mocy el.j. do 25 GW (co jednak wydaje się mało realne) i mocy m.f.w. do 28 GW (docelowy potencjał mocy zainstalowanej w 2050 r. wg [8]), co także byłoby bardzo trudne. Razem możliwy byłby wtedy wzrost produkcji e.e. o ok. 67 TWh/a, do $E_a' = 443 + 67 = 510$ TWh/a. Prawdopodobieństwo osiągnięcia takiego poziomu wytwarzania e.e. w 2050 r. jest jednak bardzo małe. Warto dodać, że w 2023 r. w Niemczech wyprodukowano netto 450 TWh e.e.

Podmioty korzystające z e.e. pobieranej z sieci elektroenergetycznej

Jedynym realnym sposobem zbliżenia się do wymagań energetycznych gospodarki po transformacji jest znaczne ograniczenie, do niezbędnego minimum, zapotrzebowania na e.e. centralnie wytwarzaną i rozprowadzaną siecią ee z założonych, jako podstawa, 225 TWh/a do co najwyżej 100-120 TWh/a.

Centralnie wytwarzana e.e. powinna być wówczas pobierana z sieci ee tylko przez:

- transport kolejowy i miejski (tramwaje, trolejbusy), dworce kolejowe i autobusowe,
- szkoły, szpitale, biblioteki, obiekty kulturalne,
- centralne i lokalne urzędy, banki, biurowce,

- firmy, które same nie mogą wytworzyć e.e. na swoje potrzeby (np. sieci handlowe, hurtownie, zakłady usługowe i małe zakłady rzemieślnicze),
- indywidualnych użytkowników w blokach mieszkalnych i domach kilkurodzinnych,
- ładowarki samochodów elektrycznych (jednak w ograniczonym zakresie) i wodorowych,
- infrastrukturę krytyczną oraz oświetlenie dróg, ulic, obiektów i urządzeń kolejowych itp.,
- niektóre największe, kluczowe zakłady przemysłowe i to tylko częściowo.

Sposoby ograniczenia zapotrzebowania na centralnie rozprowadzaną e.e. i ciepło

Sposoby te są od dawna znane, ale stopień ich wykorzystania jest wciąż jeszcze zbyt mały. Są to w szczególności:

- powiększenie efektywności energetycznej wszelkich procesów produkcyjnych i eksploatacyjnych w całej gospodarce oraz u użytkowników indywidualnych [9],
- masowe instalowanie rozproszonych OZE, zwłaszcza w małych gospodarstwach,
- ograniczenie marnotrawienia ogromnych ilości energii w przemyśle, rolnictwie, handlu i przez użytkowników indywidualnych.

Małe, średnie i duże przedsiębiorstwa produkcyjne i komunalne, dysponujące odpowiednim terenem, powinny znaczną część zużywanej e.e. i ciepła wytwarzać we własnym zakresie, instalując EPV o mocy 1...10 MW oraz kolektory słoneczne, wiatraki, biogazownie i spalarnie osadów w oczyszczalniach ścieków, a także wykorzystując gaz z wysypisk śmieci. Na znacznie większą skalę powinny być budowane także mikro- i małe elektrownie wodne.

Ważnym sposobem jest rekuperacja energii traconej w wielu instalacjach przemysłowych i komunalnych, m.in. przez eliminację dławienia przepływu w rurociągach cieczowych czy gazowych (zamiast zaworów dławiących – małe turbiny wodne lub pompy pracujące jako turbiny; turbinki powietrzne); pompy ciepła w instalacjach wodociągowych i ściekowych itp.

Nie można także wykluczyć konieczności ograniczenia w dość znacznym stopniu transportu indywidualnego (samochody osobowe) na rzecz zbiorowego.

ZMNIEJSZYĆ ZAPOTRZEBOWANIE
Trzeba znacznie ograniczyć zapotrzebowanie na energię elektryczną pobieraną z krajowej sieci, m.in. przez znacznie większe niż dotąd wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej, powszechne użytkowanie rozproszonych OZE oraz skuteczne przeciwdziałanie marnotrawieniu wielkich ilości energii

fot. 123rf

Powiększenie efektywności energetycznej

Powiększenie efektywności energetycznej procesów produkcyjnych i eksploatacyjnych, nazywanej często „czwartym paliwem", jest jednym z elementów składowych gospodarki zrównoważonego rozwoju, propagowanej od wielu lat w UE [1]. Jednak proces ten postępuje w Polsce stosunkowo wolno. Widać to m.in. na przykładzie instalacji pompowych, w których zużywa się do 20% całej ilości wytwarzanej e.e. [9], instalacji sprężonego powietrza, obiektów budowlanych czy choćby gospodarstw domowych (oświetlenie; ogrzewanie). Potencjał efektywności energetycznej tylko pompowania oceniono na 6,5-8,5 TWh/a, zaś potencjał całej gospodarki w Polsce – na 40-45 TWh/a [9]. Jego wykorzystanie kosztowałoby kilkakrotnie mniej i byłoby znacznie szybsze niż budowa nowych źródeł energii; ocenia się, że okres zwrotu potrzebnych do tego modernizacji w większości przypadków nie przekracza 1,5-2 lat. Ważną zaletą wykorzystania „czwartego paliwa" jest brak dodatkowych kosztów, związanych m.in. z zakupem terenów pod inwestycję, budową lub rozbudową infrastruktury, przyłączeniem do sieci oraz eksploatacją nowych źródeł.

Ograniczenie marnotrawienia energii

Propagując potrzebę budowy nowych OZE wciąż za mało mówi się o wielkich rezerwach związanych z ograniczeniem marnotrawienia ogromnych ilości energii, m.in. e.e. zużywanej w całej gospodarce. Typowe przykłady powszechnego marnotrawienia energii to:

- masowa produkcja wyrobów jednorazowego użytku, które zaśmiecają i degradują środowisko naturalne,
- produkcja wyrobów nienaprawialnych i/lub o nieopłacalnej naprawie (tańszy jest nowy wyrób),
- produkcja wyrobów niskiej jakości i nietrwałych, m.in. takich, które psują się tuż po upływie terminu gwarancji,
- produkcja wyrobów niepotrzebnych, kupowanych głównie wskutek natrętnej reklamy,
- zachęcanie do ciągłej wymiany dobrych jakościowo wyrobów na nowsze: samochody, sprzęt elektroniczny i AGD, odzież itp.,
- wyrzucanie dobrej jeszcze żywności; uważa się, że marnowane jest 1/3 żywności, której produkcja wymaga zużycia wielkich ilości energii i wody,
- straty ciepła w budynkach niepoddanych jeszcze termomodernizacji.

W różnych analizach wciąż zbyt rzadko uwzględnia się tzw. energię wbudowaną (*embodied energy*), potrzebną do wyprodukowania poszczególnych

wyrobów, np. materiałów budowlanych, elementów elektrowni wiatrowych, paneli fotowoltaicznych itp.

Wiele z działań wymienionych wyżej można zacząć stosować (lub ich zaniechać) praktycznie od zaraz, znacznie ograniczając zużycie e.e. i ciepła. Dotyczy to również rozwijania gospodarki charakteryzującej się zamkniętym obiegiem surowców (recycling). To jednak może nie wystarczyć; nie da się wykluczyć konieczności zachowania części wysokosprawnych elektrowni węglowych i gazowych.

Przebudowa modelu funkcjonowania społeczeństwa

Coraz częściej pojawiają się poważne opracowania, przedstawiające „nową narrację" i „podjęcie próby stworzenia lepszego świata" [10] oraz postulujące dokonanie radykalnych zmian w funkcjonowaniu społeczeństw, w tym „transformacji energetycznej w trybie innowacji przełomowej do ekoprosumeryzmu" [11]. Ich autorzy zakładają, że przebudowa modelu funkcjonowania społeczeństw znacznie zmniejszy (kiedyś być może nawet do zera) zapotrzebowanie na e.e. z sieci ee; są równocześnie zdecydowanymi przeciwnikami energetyki węglowej i jądrowej. Jak jednak uczy historia, postulowane zmiany funkcjonowania – jeśli będą zachodziły – to na przestrzeni czasowej wielu pokoleń. Do przewidywanego zakończenia w 2050 r. procesu transformacji energetycznej gospodarek krajów UE pozostaje zaś tylko 26 lat.

***

Po transformacji energetycznej polskiej gospodarki, zwłaszcza energetyki, ciepłownictwa i ogrzewnictwa, transportu oraz przemysłu ciężkiego, zapotrzebowanie na e.e. znacznie przekroczy możliwości produkcyjne nawet maksymalnie rozbudowanej energetyki wiatrowej, słonecznej i jądrowej.

Nawet przy znacznym ograniczeniu zapotrzebowania na e.e. nie jest możliwe oparcie krajowej energetyki tylko na źródłach OZE; potrzebny jest wydatny udział, rzędu 35%-40%, energetyki jądrowej.

Wszelkie próby zahamowania i/lub ograniczenia dopiero co rozpoczętego procesu budowy elektrowni jądrowych mogą w znacznym stopniu ograniczyć bezpieczeństwo energetyczne, a nawet przyczynić się do zapaści polskiej gospodarki w latach 2035-2050. Należy więc im zdecydowanie przeciwdziałać.

Trzeba znacznie ograniczyć zapotrzebowanie na e.e. pobieraną z krajowej sieci ee, m.in. przez znacznie większe niż dotąd wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej, powszechne użytkowanie rozproszonych OZE oraz skuteczne przeciwdziałanie marnotrawieniu wielkich ilości energii.

Bardzo dużym wyzwaniem dla gospodarki będzie konieczność budowy systemu magazynowania znacznych okresowych nadmiarów e.e. wytwarzanej przez OZE. Potrzebne będzie do tego zbudowanie od podstaw energetyki wodorowej wraz z całą infrastrukturą magazynową i dystrybucyjną, w tym – opanowanie budowy elektrolizerów o mocach o kilka rzędów wielkości większych od obecnie stosowanych oraz dużych elektrowni wodorowo-parowych.

Wielkie koszty transformacji gospodarki można ograniczyć optymalizując moce źródeł i pojemności magazynów e.e. Optymalizacja powinna być sukcesywnie ponawiana, stosownie do zmieniających się z biegiem czasu warunków funkcjonowania gospodarki.

> Dużym wyzwaniem dla gospodarki będzie konieczność budowy systemu magazynowania znacznych okresowych nadmiarów energii elektrycznej wytwarzanej przez OZE

Nie można wykluczyć, że po roku 2050 konieczne będzie jeszcze przejściowe (przez 10? 15? lat) funkcjonowanie największych, wysokosprawnych bloków węglowych i gazowych, wykorzystujące jedną z zasad neutralności klimatycznej – równoważenie emisji przez pochłanianie znacznych ilości dwutlenku węgla przez lasy, torfowiska, mokradła i użytki zielone.

Należy kontynuować i podejmować nowe działania w zakresie coraz częściej postulowanej zmiany modelu funkcjonowania społeczeństwa w kierunku samowystarczalności energetycznej, zdając sobie jednak sprawę, że osiągnięcie tego celu jest mało realne do roku 2050.

Literatura

[1] *Europejski Zielony Ład*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela 11.12.2019 r.

[2] Jędral W., *Transport i energetyka wodorowa w transformacji energetycznej*, Energetyka Cieplna i Zawodowa, 2023, nr 4, s. 42-49.

[3] *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/631,* Dz.U. L 110 z dn. 25.04 2023.

[4] Jędral W., *Transformacja polskiej energetyki w aspekcie neutralności klimatycznej*, Energetyka, 2024, nr 1, s. 5-9.

[5] *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2023*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa styczeń 2024.

[6] *2022 – Charakterystyka rynku paliw gazowych*, Urząd Regulacji Energetyki, 08.11.2023 (modyfikacja).

[7] *Globalny hub wodorowy może powstać w Polsce*, https://builderpolska.pl/category/biznes-i-ludzie/)>globalny_hub_... (dostęp 27.12.2023 r.).

[8] *Polska energetyka wiatrowa 4.0*, Raport 2022, TPA Poland/Baker Tilly, TPA 2022.

[9] Jędral W., *Efektywne energetycznie układy pompowe*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2018.

[10] Weizsäcker E.U., Wijkman A., *Ejże!*, Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2018.

[11] Popczyk J., *ELEKTROPROSUMERYZM – czyli więcej niż neutralność klimatyczna, i energetyka*, Energetyka, 2023, nr 4, s. 261-288. ■

ZWICK
ARMATUREN GMBH

H2-Ready!

TRI-SHARK

METAL SEATED CONTROL VALVE

100 % TIGHT*

*acc. to DIN EN 12266-1

HIGH STANDARD VALVES

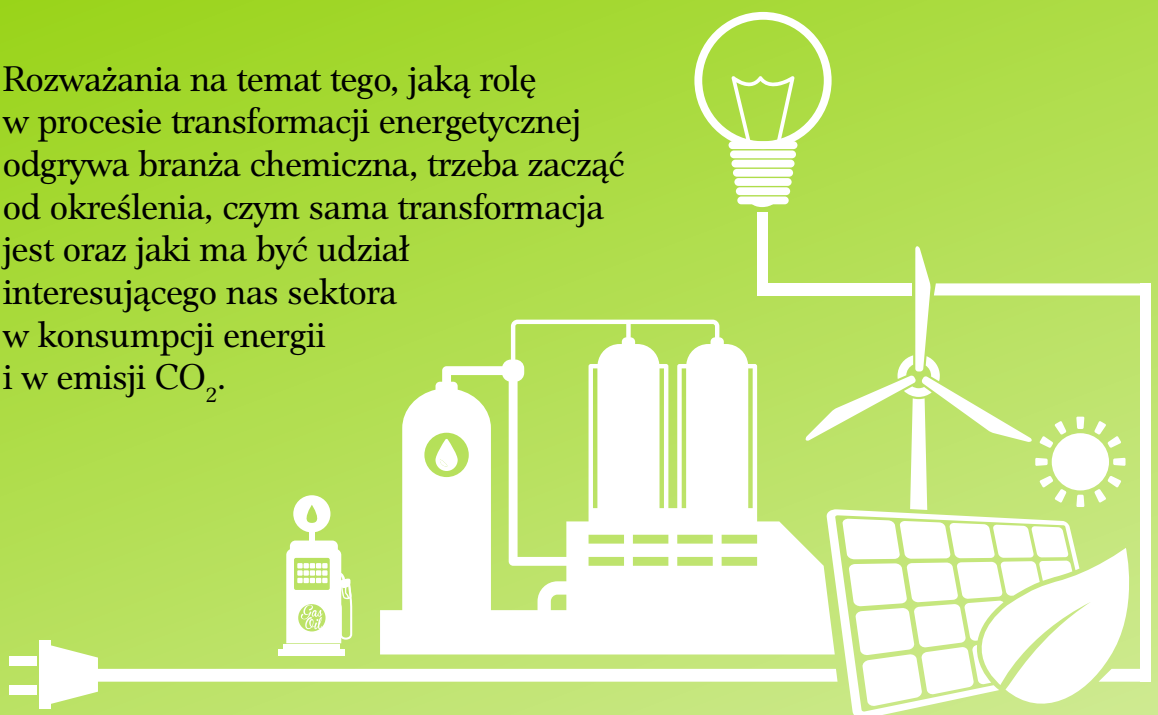
FOR NON-STANDARD CONDITIONS.

WWW.ZWICK-ARMATUREN.DE

ROLA CHEMII W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Bartosz Bańkowski
dyrektor Departamentu Nowych Technologii
PCC Rokita SA

Rozważania na temat tego, jaką rolę w procesie transformacji energetycznej odgrywa branża chemiczna, trzeba zacząć od określenia, czym sama transformacja jest oraz jaki ma być udział interesującego nas sektora w konsumpcji energii i w emisji CO_2.



Fot. 123rf

Przy rozważaniach na temat roli chemii w transformacji energetycznej należy uwzględnić również to, jak bardzo inne branże zależne są właśnie od niej. Dopiero takie spojrzenie pozwoli nam zrozumieć wpływ „chemii" (traktujmy ją tutaj bardzo szeroko, uwzględniając również produkcję i technologie wykorzystujące procesy biochemiczne) na efektywność i szybkość postępującej transformacji energetycznej.

Kilka słów o transformacji

Zacznijmy od definicji transformacji (tej energetycznej oczywiście), bo jest ona o tyle ważna, że przez swój ogólny charakter ukazuje bardzo szerokie spektrum sposobów zmniejszania emisji gazów cieplarnianych. Najprostsza definicja mówi, że „jest to proces polegający na redukcji zużycia energii i zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych. Pozwala nie tylko obniżyć koszty prowadzenia działalności, ale prowadzi także do redukcji emisji". Nie ma tutaj ograniczenia co do sposobów działania, choć w domyśle mowa o takich, które nie powinny generować innego rodzaju obciążenia dla środowiska.

Mamy więc szeroko pojętą redukcję zużycia energii, we wszystkich gałęziach przemysłu i w każdej innej dziedzinie działalności człowieka. Tam, gdzie zmniejszenie zużycia czy emisji bezpośredniej jest

nieosiągalne, konieczne staje się zastąpienie energii ze źródeł nieodnawialnych na tzw. „zieloną". Trzeci element układanki stanowi eliminacja emisji tam, gdzie występuje ona bez związku ze zużyciem energii (reakcje chemiczne z wydzieleniem gazów cieplarnianych – przykładowo synteza tlenku etylenu czy etanolu, gdzie produktem ubocznym jest dwutlenek węgla). W takim przypadku konieczna jest zmiana technologii lub próba wychwytu i zagospodarowania CO_2 jako surowca – przykładowo w tworzywach sztucznych bazujących na CO_2. Oczywiście to samo można zrobić z dwutlenkiem węgla emitowanym z każdego innego procesu, w tym spalania węgla czy wytopu stali, ale nie zawsze jest to takie proste i o tym może trochę później.

> Gdyby nie branża chemiczna to transformacja energetyczna byłaby mocno utrudniona, jeśli nie niemożliwa

Konsumpcja energii

Wróćmy do aspektu konsumpcji energii przez poszczególne branże. Wśród tych najbardziej energochłonnych prym wiedzie przemysł chemiczny (pierwszy w zużyciu energii i trzeci pod kątem emisji CO_2). Spośród dziesięciu najbardziej energochłonnych wyrobów aż pięć to produkty chemiczne, jak soda czy PVC, a pozostałe to półprodukty metalurgiczne[1].

Dla branży chemicznej redukcja zużycia energii stanowi jedno z podstawowych zagadnień, na równi z eliminacją emisji gazów cieplarnianych do środowiska. Ograniczenie emisji jest więc tylko niewielkim wycinkiem działań, na jakich skupia się przemysł chemiczny, a jednocześnie kluczowym w dobie globalnego wzrostu temperatury.

Tutaj należy zauważyć, że branża chemiczna – po raz kolejny w szerokim rozumieniu, z uwzględnieniem petrochemii – ma udział w wytworzeniu praktycznie każdego produktu, który trafi docelowo do odbiorcy końcowego. Dlatego, gdyby nie „chemia" to transformacja energetyczna byłaby mocno utrudniona, jeśli nie niemożliwa.

Wpływ „chemii" na środowisko

Przemysł chemiczny odpowiada dzisiaj za dostarczanie kluczowych technologii umożliwiających przechodzenie na alternatywne źródła energii, a także sam szeroko korzysta z tychże źródeł, dzięki czemu minimalizuje w sposób najbardziej widoczny wpływ na środowisko.

Żeby producent maszyn, samochodów czy jeszcze innego produktu końcowego mógł pochwalić się ekologicznym rozwiązaniem, najpierw musi pozyskać surowiec wyprodukowany przy użyciu zielonej energii lub też produkt umożliwiający skorzystanie z niej. Czy to będzie składnik baterii, czy żywica pozwalająca na produkcję łopat dla elektrowni wiatrowych, to substancje niezbędne do produkcji wspomnianych urządzeń i maszyn będą musiały być najpierw opracowane w laboratoriach firm chemicznych, przetestowane aplikacyjnie i docelowo wyprodukowane w określonej skali. To również przemysł chemiczny – mając odpowiednie podstawy – jest w stanie pracować nad efektywnym wdrażaniem gospodarki obiegu zamkniętego.

Sektor chemiczny z jednej strony jest więc tym, bez którego żadna inna branża się nie obejdzie, a z drugiej – zwłaszcza w „oczach opinii publicznej" – tym, który najbardziej obciąża środowisko, będąc niebezpiecznym dla ludzi.

Odpowiedzialność chemii za postęp transformacji

Można pozwolić sobie na stwierdzenie, że z racji swojej wszechobecności i udziału w każdej dziedzinie życia, to na branży chemicznej spoczywa w dużej mierze odpowiedzialność za postęp transformacji energetycznej. Mówił już o tym dr Tomasz Zieliński, prezes PIPC w 2022 roku[2]. To dlatego „chemii" należy się szczególne wsparcie, zwłaszcza w momencie, kiedy transformacja energetyczna ma postępować nawet w czasie tak trudnym dla przemysłu jak ostatnie lata (wojna w Ukrainie, utrata konkurencyjności względem Chin).

Jednocześnie przedstawiciele sektora chemicznego muszą wykazać się głęboką świadomością zagrożeń płynących z nieumiejętnego wdrażania rozwiązań dotyczących eliminacji emisji w skali globalnej. Przykładowo: wygenerowanie ogromnego zapotrzebowania na pojazdy elektryczne – co aktualnie ma miejsce – bez równoległego rozwijania produkcji komponentów do baterii czy też odzysku surowców z tych już zużytych, w krótkim czasie będzie skutkowało brakiem podstawowych surowców, zaburzeniem łańcucha dostaw i w finalnym rozrachunku – wydłużonym (z dużym prawdopodobieństwem nieakceptowalnym) czasem oczekiwania konsumenta na produkt końcowy i odejście do konkurencji – w tym przypadku, z dużym prawdopodobieństwem tej z Dalekiego Wschodu.

Drugim scenariuszem jest uzależnienie się od dostawców komponentów z innego regionu – scenariusz, który się ziścił. Dlatego kluczowe jest zrozumienie całego łańcucha wartości, zapewnienie odpowiednich zasobów z określonym wyprzedzeniem, budowa owego łańcucha bez zapominania o podstawowych komponentach. Rolą chemii jest nie tylko wsparcie transformacji energetycznej określonymi rozwiązaniami, ale przewodzenie jej wdrażaniu, uświadamianie ograniczeń i zagrożeń, jakie mogą się pojawić, jeśli wprowadzane zmiany nie będą kompleksowe i zrównoważone.

Obniżyć energochłonność i emisyjność

Faktem jest, że przemysł chemiczny w Europie stara się wypracować lub zaabsorbować i wdrożyć rozwiązania, które z jednej strony zapewnią konkurencyjność lokalnych wytwórców, a jednocześnie będą gwarantowały wymagane obniżanie energochłonności i emisyjności. Natomiast trzeba też przyznać, że europejscy producenci nie są tutaj wyjątkiem. Przykład? Wprowadzanie do produkcji zielonych podstawowych surowców, takich jak amoniak, mocznik czy szeregu innych jest przedmiotem wdrożeń nie tylko w Europie, ale i w Stanach Zjednoczonych lub Chinach, przy czym potencjał tych ostatnich stawia je *de facto* w roli liderów.

Zbaczając nieznacznie z głównego tematu i zahaczając o Daleki Wschód można pokusić się o stwierdzenie, że Chiny, ignorując przez ostatnie lata kwestie środowiskowe, paradoksalnie lepiej przygotowały się do efektywnego wdrażania zielonych technologii zasilanych zieloną energią z elektrowni wiatrowych i fotowoltaiki wybudowanych ze swoich materiałów i komponentów. Wniosek sam się nasuwa.

Trzymając się lokalnego rynku i tematyki obniżania emisyjności produkcji podstawowych surowców chemicznych należy zauważyć wdrażanie ambitnych strategii, takich jak na przykład ta zakładana przez Grupę Azoty – zwiększenie udziału OZE w ogólnej konsumpcji energii do 40% w przeciągu najbliższych siedmiu lat. Biorąc pod uwagę fakt, że mówimy tutaj o ogromnych tonażach i produktach wysoce energochłonnych – z jednej strony jest to konieczność, ale z drugiej działanie wymagające poniesienia ogromnych nakładów na inwestycje i modernizacje. Przykład z innego podwórka: Shell i jego konsekwentnie realizowana polityka budowy koncernu opartego o gospodarkę w obiegu zamkniętym, rezygnację z paliw kopalnych i zapewnienie dostaw zielonych surowców petrochemicznych.

Przykład z zupełnie innej branży – najnowsza inwestycja koncernu ArcelorMittal w kooperacji z liderem innowacji w zakresie zagospodarowania CO_2, firmą LanzaTech, czyli uruchomiona niedawno instalacja konwersji gazów z pieca hutniczego w etanol przy użyciu biokatalizatorów[3]. Inwestycja warta 200 mln EUR pokazuje, że warto podjąć ryzyko i zaimplementować w dużej skali technologię z innego sektora, technologię niemającą referencji w postaci działającej wielkoskalowej instalacji, w końcu technologię łączącą dwa światy – eleganckiej i nowoczesnej chemii oraz bardzo tradycyjnego, walczącego od lat ze swoimi wadami przemysłu ciężkiego. Efektem jest ogromne jednostkowe ograniczenie emisji CO_2 i wartościowy produkt.

Nowe rozwiązania i technologie

Powyższe przykłady pokazują zarówno ten finansowy aspekt transformacji (ogrom nakładów finansowych na zakup technologii, przejście na zieloną energię lub zastąpienie dotychczasowych surowców innymi, a co za tym idzie modyfikację istniejących instalacji lub budowę nowych), jak i to, co się za tym kryje. Czyli inny, równie istotny obszar transformacji – wieloletnia i równie kosztowna praca nad nowymi rozwiązaniami i technologiami, prace nad nowoczesnymi katalizatorami i materiałami. Obszar, który jest domeną chemii, technologii i inżynierii chemicznej.

Fot. 123rf

ROLĄ CHEMII
jest nie tylko wsparcie transformacji energetycznej określonymi rozwiązaniami, ale przewodzenie jej wdrażaniu, uświadamianie ograniczeń i zagrożeń, jakie mogą się pojawić, jeśli wprowadzane zmiany nie będą kompleksowe i zrównoważone

Przepisem na sukces jest umiejętność wykorzystania tego, co oferują uczelnie, instytuty i firmy technologiczne przez sam sektor chemiczny, jak i przez branże mogące zaimplementować opracowane technologie. A pojawia się wiele takich rozwiązań, które pozwalają konwertować CO_2 do wartościowych produktów. Wspomniany „Steelanol" z LanzaTech może wpłynąć podwójnie na ograniczenie emisji, zastępując częściowo klasyczny proces produkcji etanolu lub też – co byłoby naturalną konsekwencją – posłużyć do zagospodarowania dwutlenku węgla z aktualnie działających wytwórni etanolu, eliminując emisję i zwiększając wydajność głównego produktu z biomasy.

Z powodzeniem rozwija się również cała gałąź technologii wykorzystująca CO_2 jako surowiec do otrzymywania wartościowych materiałów węglowych przeznaczonych dla branży baterii. Pozyskany w ten sposób grafit może być świetną alternatywą dla surowca kopalnego, a drugi z możliwych do otrzymania surowców – nanorurki – ma coraz szersze zastosowanie, również do poprawy wydajności anod.

Proces konwersji CO_2 do grafitu i nanorurek jest bardzo wymagający. Polega na elektrolizie dwutlenku węgla w stopionej soli. W związku z bardzo trudnym

procesem (temperatura, korozyjne środowisko), rozwiązania materiałowe przejęto z tych funkcjonujących już w metalurgii. Jednak część elektrolityczna to tylko fragment całej technologii. Dalsze etapy to między innymi regeneracja elektrolitu (kompozycji soli metali alkalicznych) i obróbka chemiczna produktów. Okazuje się, że sama elektroliza jest znacznie mniej problematyczna niż dalsze etapy obróbki produktów i elektrolitu, które wiążą się z potencjalnie dużą ilością odpadów i ścieków.

Liderami w pracy nad konwersją CO_2 do grafitu są UpCatalyst[4] z Estonii i Saratoga Energy z USA[5]. Mankamentem tego typu technologii jest znaczne zużycie energii elektrycznej na część elektrolityczną, jednak to już jest kwestia zapewnienia dostępu do energii ze źródeł odnawialnych.

> Spośród dziesięciu najbardziej energochłonnych wyrobów aż pięć to produkty chemiczne, jak soda czy PVC, a pozostałe to półprodukty metalurgiczne

Ciekawą technologią, również opierającą się na elektrochemii, jest eShuttle opracowana przez Chemetry z Moss Landing w Kalifornii. To technologia, której istota bazuje na wykorzystaniu soli miedzi jako nośnika chloru w elektrolizie NaCl, a następnie prowadzeniu procesów chlorowania przy użyciu takiej soli. W skrócie wygląda to tak, że chlorek miedzi (I) utleniany jest do chlorku miedzi (II). Przyłączany chlor pochodzi z rozkładanego na membranie elektrolizera chlorku sodu. Chlorek miedzi (II) służy następnie jako czynnik chlorujący do otrzymania chlorohydryny propylenowej (prekursor tlenku propylenu) czy dichloroetanu (EDC). Zastosowanie chlorku miedzi jako nośnika chloru w reakcji oksychlorowania pozwala na wykorzystanie całego chloru do właściwej reakcji, bez generowania odpadowego chlorowodoru. Przekłada się to na dwukrotne obniżenie zużycia energii elektrycznej związanej z elektrolizą soli na tonę produktu. Firma z Kalifornii miała możliwość wdrożenia swojego rozwiązania w zakładach Braskem w Brazylii.

Wymienione technologie to tylko część wyników prac inżynierów i naukowców. Wszystkie okupione latami pracy. Technologia zaimplementowana przez ArcelorMittal wdrażana była przez 10 lat. Technologię eShuttle, zanim zainteresował się nią Braskem, rozwijano przez lat dwanaście. Jej opracowanie daje szansę producentom np. chlorku winylu, by wykazać się dwukrotnie mniejszym wskaźnikiem zużycia energii.

Minimalizacja zużycia energii

Inny obszar, w którym przemysł chemiczny znacząco wspiera transformację energetyczną, obejmuje też minimalizację strat energii, co w prostej linii prowadzi do obniżenia energochłonności. Często sięga się do rozwiązań pozwalających na wykorzystanie ciepła odpadowego z procesów produkcyjnych, przez co uzyskuje się też obniżenie kosztów operacyjnych.

Kolejnym sposobem na obniżenie zużycia energii może być zastosowanie lepszych materiałów izolacyjnych. Ich ulepszanie i zapewnienie dostępności jest istotne zarówno dla przemysłu, jak i zastosowań konsumenckich. Dzięki takim materiałom, jak poliuretany, poliestry, a w szczególności aerożele, mające znacznie lepsze właściwości termoizolacyjne niż popularny styropian, poprawia się izolację obiektów przemysłowych i cywilnych. Można je formować praktycznie bez ograniczeń, lub – jak w przypadku pian poliuretanowych – natryskiwać bezpośrednio na powierzchnię chronioną. Wydawać się to może bardzo prozaiczne, jednak wystarczy spojrzeć na zapotrzebowanie na energię do ogrzewania budynków, a także typowe źródło tej energii, aby zrozumieć, że nie jest to tylko wymiar symboliczny.

Dostępność związków krzemu

Następnym bardzo ważnym obszarem, w którym sektor chemiczny będzie musiał odegrać kluczową rolę, zwłaszcza w aspekcie koniecznych do przeprowadzenia inwestycji, jest zapewnienie dostępności związków krzemu – ambitne plany producentów ogniw fotowoltaicznych, wytwórców czystego węgliku krzemu czy materiałów anodowych będą musiały przełożyć się na produkcję silanów, chlorosilanów czy samego krzemu jakości półprzewodnikowej.

***

Podsumowując te zaledwie kilka przykładów można stwierdzić, że technologia chemiczna pozwala obniżać energochłonność i emisyjność zarówno samego przemysłu chemicznego, jak i pozostałych gałęzi, a tak naprawdę – wszelkiej działalności człowieka.

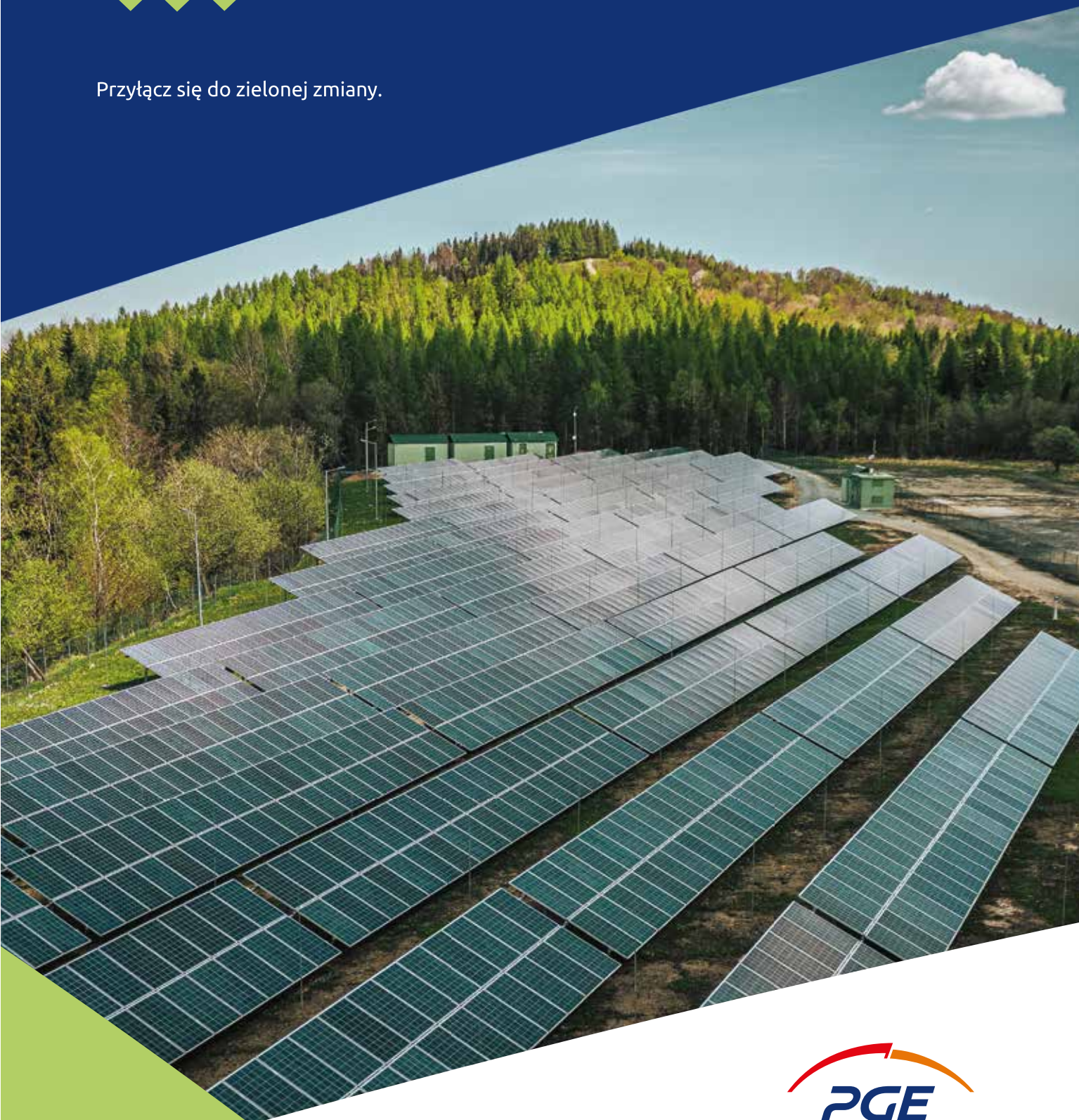
Na zakończenie należy dodać, że nawet zeszłoroczna Nagroda Nobla w dziedzinie chemii została przyznana za osiągnięcie bardzo istotne dla omawianej transformacji energetycznej – odkrycie i sposób otrzymywania kropek kwantowych.

Przypisy

1. Transformacja energetyczna a polski przemysł (nowoczesny-przemysl.pl).
2. Polska Chemia – centrum transformacji energetyczno-klimatycznej a nowa rzeczywistość – PIPC – Polska Izba Przemysłu Chemicznego.
3. ArcelorMittal and LanzaTech announce first ethanol samples from commercial flagship carbon capture and utilisation facility in Ghent, Belgium | ArcelorMittal.
4. Technology – UP Catalyst.
5. Our Technology — Saratoga Energy Corporation (saratoga-energy.com). ■

DSR z PGE

Przyłącz się do zielonej zmiany.



PGE

Prowadzimy w zielonej zmianie

Jak widzimy zielony kolor?

– Świadomy biznes postrzega kolor zielony zarówno przez pryzmat inwestycji w OZE, magazyny, ale także przez odpowiedzialne uczestnictwo w niezbędnych dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego usługach elastyczności – mówi **Grzegorz Wałdoch,** dyrektor Biura Elastyczności Energetycznej w firmie Enspirion, będącą spółką zależną Energi z Grupy ORLEN.

Przemysław Płonka: Sytuacja na rynku energii – mimo wyraźnego uspokojenia – wciąż cechuje się niepewnością i zmiennością. Czy widzi pan w związku z tym wzrost zainteresowania usługami DSR?

Grzegorz Wałdoch: Rok 2023 r. oceniamy w tym kontekście bardzo dobrze. Spółka, w ramach zakontraktowanego portfela mocy, wywiązała się ze zobowiązań wobec OSP: średnia wydajność w świadczeniu usługi DSR wyniosła 161%. Zatem, pomimo zawirowań na rynku energii, nie odnotowaliśmy spadku wydajności usługi. Niedyspozycje klientów były na bieżąco i pewnie kompensowane przez rynek wtórny, którym naturalnie się posiłkujemy.

Fot. Enspirion

GRZEGORZ WAŁDOCH
dyrektor Biura Elastyczności Energetycznej w firmie Enspirion, będącą spółką zależną Energi z Grupy ORLEN

Problemy z produktywnością miała np. branża hutnicza czy odlewnicza.

Wydaje się, że większość branż energochłonnych stoi obecnie przed wyzwaniem zmierzenia się z wysoką dynamiką zmian i podjęcia trudnych decyzji, które mają nie tylko zapewnić rozwój, ale czasami w ogóle pozwolić na przetrwanie na bardzo konkurencyjnym rynku. Branże, o których pan wspomniał, to przedsiębiorstwa będące zazwyczaj częścią wielkich grup kapitałowych. Decyzje co do tego, czy i w jakim stopniu produkować, tylko w jakiejś części odpowiadają naszym krajowym uwarunkowaniom. Są to bowiem zależności dużo szersze. Dla agregatora brak produkcji u naszych klientów może rzutować na poziom wykonania redukcji mocy, której w ramach wezwania oczekuje od nas jej główny kupiec – PSE. Z uwagi jednak na nasz bardzo dobry kontakt z klientami, ich odpowiedzialne raportowanie postojów, ale również nasz bezpośredni dostęp do danych pomiarowych, możemy w czasie rzeczywistym identyfikować ewentualne odstępstwa od zakładanego poziomu bazowego.

Warto podkreślić, że wszystkie obowiązki wobec PSE były przez nas realizowane w 100%. Myślę, że w tym roku będzie podobnie.

Co – z punktu widzenia firmy takiej jak Enspirion – jest dziś największym wyzwaniem dla przemysłu?

Dla przemysłu, również tego świadczącego usługę DSR, dużym wyzwaniem może być bankowalność in-

westycji zmierzających do jego zielonej transformacji. Mamy dużo sygnałów, że nasi klienci rozważają zmianę charakteru swojego zasilania, rozpatrują inwestycje zmierzające do wymiany technologii na mniej energochłonną albo rozwinięcie swojego parku o aktywa OZE. Wszystko po to, by ślad węglowy na ich produkcie końcowym był możliwie jak najmniejszy i konkurencyjny na rynku. Stąd zapewne również obserwowany wzrost zainteresowania kontraktami typu PPA.

Jako Enspirion skrzętnie weryfikujemy, na ile zmiany w logice zasilania przedsiębiorstwa – szczególnie implementowane rozwiązania OZE, w tym popularne instalacje PV – mogą mieć wpływ na dyspozycyjność do wykonywania usługi. Dotąd jednak nie zauważamy niepokojących sygnałów, które mogłyby potwierdzać, że niezawodność dostaw usług elastyczności jest zagrożona.

W ostatnim czasie zaszło kilka zmian np. w zakresie Prawa energetycznego. Jak przemysł zareagował choćby na zapisy o odbiorcach aktywnych, czyli rozwiązanie, które pozwala prosumentowi na świadczenie dwóch rodzajów usług: systemowych oraz elastyczności?

Odbiorcy przemysłowi, szczególnie przedsiębiorcy świadczący DSR, są otwarci na kolejne możliwości, jakie daje zmiana przepisów w zakresie Prawa energetycznego. Od lat edukujemy klientów, informujemy ich o nowych rozwiązaniach, które – oprócz rynku mocy – dają perspektywy zwiększenia strumienia przychodów z tytułu kolejnych usług elastyczności, jakie mogą być świadczone już wkrótce m.in. w ramach zmiany warunków dotyczących bilansowania.

Na ostatnich warsztatach organizowanych przez PSE przypomniano o zasadach świadczenia usług w ramach zmian w Warunkach Dotyczących Bilansowania, które mają wejść w życie w połowie czerwca br. Warto wspomnieć, że jednocześnie trwają prace związane z ustaleniem regulacji co do kodeksów sieciowych i wdrożenia dyrektyw 2019/943 i 944, czyli współpracy między OSD i OSP odnośnie wymiany informacji w celu umożliwienia świadczenia usług elastyczności przez stronę popytową rynku. Usługi te muszą być dookreślone w najbliższych latach. Liczymy, że przełom 2025-26 przyniesie agregatorom i ich klientom oczekiwane informacje na ten temat.

Dlaczego to takie ważne?

Rynek mocy to dla OSP gwarancja redukcji mocy, a dla klientów DSR również strumień gwarantowanych przychodów już za samą gotowość do świadczenia usługi. Trudno się zatem dziwić, że każda ze stron kontraktu postrzega kolejne zapowiedzi rozszerzenia usług strony popytowej jako szansę do komercjalizacji usług elastyczności tak dobrze bazowo znanych z rynku mocy. To dobrze, że PSE – odpowiedzialne za zbilansowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – dodaje w ramach zmiany nr 10. do WDB nową usługę systemową: Interwencyjne Ofertowe Zwiększenie Poboru. Według zapowiedzi usługa ma być wsparciem w sytuacjach zwiększonej generacji z OZE, z którą coraz częściej nie ma co zrobić, gdyż jest jej zbyt dużo. Wierzymy, że nowa usługa systemowa, choć jeszcze nie znamy jej zasad, stanie się tu pewnym przełomem. Przewiduje się, że klienci najbardziej energochłonni – bądź agregatorzy, którzy skupiają w sobie energochłonnych, ale również w skali mniejszej czy średniej – będą pomocni w zakresie wykorzystania owych nadwyżek energii. To bardzo dobrze, gdyż pokazuje, że Operator Systemu Przesyłowego nie jest zamknięty na tego typu zapotrzebowania, które były zgłaszane już przed dwoma laty m.in. przez Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu.

> Usługi elastyczności pokazały, choćby w ramach ostatniego incydentu okresu przywołania, że są w pełni wydajnym środkiem zabezpieczającym, który realnie wspiera bilansowanie KSE

Wspomniał pan o zainteresowaniu inwestycjami w OZE. Na jakie źródła stawia dziś przemysł?

Inwestuje się głównie w fotowoltaikę, ale również w generację wiatrową czy źródła kogeneracyjne. Kluczem jednak każdego z takich projektów jest opłacalność. Dlatego to nie tajemnica, że przemysł oczekuje na konkretne propozycje rządu, które odpowiedzą na tę palącą potrzebę. Z analiz wynika, że tego rodzaju dofinansowania są bardzo popularne i niezmiernie istotne w kreowaniu konkurencyjnej gospodarki.

Mówimy o transformacji na rynku energii. Jak według pana będzie wyglądał energetyczny miks przyszłości w Polsce?

Największym wyzwaniem dla gospodarki naszego kraju jest wyjście ze źródeł emisyjnych. Nie ma jednak szybkich sposobów na zastąpienie elektrowni węglowych, które wciąż stanowią podstawę krajowego systemu. Z czasem jednak będą musiały oddać pola nowym źródłom. Bierze się tu pod uwagę „duży" atom czy SMR-y, które w istotnym zakresie dopełnią nasz miks energetyczny.

Mamy nadzieję, że w trosce o budowę bezpieczeństwa energetycznego, w ślad za zapisami unijnych dyrektyw możliwy będzie podział odpowiedzialności za bilansowanie systemu między OSP, ale i OSD, w ramach wspomnianych usług elastyczności, które w zamyśle mają między innymi pozwalać na dynamiczne

dostosowanie do generacji lub jej braku z OZE. Jak wiemy, rynek mocy nie jest narzędziem do rynku bilansującego, ogólnokrajowego. Należy zmienić sposób rozwiązywania sytuacji krytycznych i działać w miejscu pojawiania się problemu poprzez dopasowanie możliwości regionalnych, lokalnych do zaistniałych potrzeb – agregację mniejszych bądź średnich aktywów po to, by proponować istotną i zauważalną dla OSP i OSD ofertę.

Jakich zmian oczekuje przemysł energochłonny?

Skonkretyzowana ma być usługa IZP (nowa usługa systemowa wskazana w korekcie warunków dotyczących bilansowania) i liczmy, że PSE przedstawi warunki jej świadczenia i płatności. Z tego, co się już dziś mówi i pisze wiemy, że pewną referencją dla tej usługi ma być program bieżący, funkcjonujący jeszcze przed rynkiem mocy, czy też usługa interwencyjnej ofertowej redukcji zapotrzebowania (IRP). Usługa, która nie wykorzystała swojego potencjału, gdyż mimo kilku aktywacji niestety nie pojawiło się żadne wezwanie do komercjalizacji. Liczymy, że z tych obu obszarów będą wzięte najlepsze rozwiązania.

W przeciwieństwie do IRP usługa IZP ma prawdopodobnie być świadczona równocześnie z rynkiem mocy i co ważne – OSP nie widzi w tym żadnego konfliktu. Liczymy więc, że przedstawione warunki będą kolejnym obszarem do komercjalizacji, do możliwości refundacji wzrastających kosztów funkcjonowania biznesu w Polsce.

Na co pozwala współpraca z agregatorami.

Agregator bierze na siebie całą odpowiedzialność za udział podwykonawcy – klienta energochłonnego w rynku mocy. Obsługuje kompletny łańcuch dostaw usługi DSR. Wykonuje audyt mocy, dostarcza narzędzia do kolekcji danych pomiarowych w czasie rzeczywistym, wpłaca niezbędne zabezpieczenia, kontraktuje moc na aukcjach mocy, prowadzi klienta przez cały proces przygotowania i wykonania usługi, rozlicza i zapewnia parasol ochronny przed karami netto.

Do końca rynku mocy pozostało kilka lat. Na razie rok 2030 to data graniczna, kiedy można do nas jeszcze dołączyć ze świadczeniem usługi DSR.

Na czym mają polegać ewentualne usprawnienia usługi DSR w rynku mocy?

Chodzi o to, by traktować agregatorów i zasoby elastyczne w inny sposób niż energetykę konwencjonalną, gdzie element, który nie działa – np. turbina – podlega przecież możliwościom modernizacji lub wymianom. W DSR takiej zepsutej części składowej operator wymienić niestety nie pozwala. To dziwne, bo ta wymiana wzmacniałaby przecież bezpieczeństwo każdej ze stron: dla OSD to umocnienie gwarancji niezawodności Jednostki Rynku Mocy, a dla agregatora i jego podwykonawcy – zwiększenie bezpieczeństwa usługi.

Usługi elastyczności pokazały, choćby w ramach ostatniego incydentu okresu przywołania, że są w pełni wydajnym środkiem zabezpieczającym, który realnie wspiera bilansowanie KSE. Liczymy więc na to, że przez ostatnie lata, podczas których rynek będzie pozostawał w kształcie, jaki znamy, będą dozwolone pewne modernizacje usprawniające jego działanie. Czyli oczekujemy na korekty w kwestiach możliwości wymiany niesprawnych elementów składowych Jednostki Rynku Mocy, możliwości wskazania 1h na potrzeby demonstracji, wprowadzenie submeteringu. Chcielibyśmy, żeby PSE wzięły tu pod uwagę możliwość powtórzenia testu redukcji – szczególnie wówczas, kiedy pojawi się przypadek niewykonania testu na koniec kwartału rozliczeniowego.

A jak jest dziś?

Teraz jest tak, że jeśli test zostanie wykonany w trzecim miesiącu kwartału, to w zasadzie nie ma już szans, by na podstawie oficjalnych danych pomiarowych, które spływają miesiąc po, wykonać go w kwartale, kiedy jest to niezbędne. Wnioskujemy więc, by taka możliwość była przynajmniej dwa tygodnie po kwartale, gdy możliwe stanie się przeprowadzenie powtórnych testów.

Obecnie w rynku mocy nie ma też możliwości uczestnictwa jednostek, które mają emisyjne źródła generacji – chodzi o agregaty prądotwórcze na dieslu. One w zasadzie są nieistotne jeśli chodzi o całokształt zasilania danego zakładu przemysłowego, a pełnią rolę niezbędnego, ale jednak incydentalnego backupu w sytuacjach krytycznych. Mimo że nie stanowią istotnego aktywu w całym poborze energii elektrycznej, ich występowanie sprawia, że cały zakład produkcyjny je posiadający jest w praktyce wykluczany z rynku mocy. Submetering, czyli wewnętrzne, certyfikowane opomiarowanie oraz np. zapis pomniejszenia wynagrodzenia o wartość mocy takiego agregatu, który uczestniczy w redukcji – załatwiłyby sprawę.

Producenci – np. z branży spożywczej – coraz częściej informują, że dany produkt powstał z użyciem wyłącznie zielonej energii. Ten aspekt będzie coraz częściej – również marketingowo – wykorzystywany?

Również zauważamy taką aktywność i widzimy, że coraz częściej używa się tych argumentów w przekazach medialnych firm. To zapewne jeden z wielu dodatkowych aspektów, dla których pod uwagę brane są inwestycje w OZE czy kontrakty, które „zazielenią". Wydaje się, że świadomy biznes postrzega kolor zielony zarówno przez pryzmat inwestycji w OZE, magazyny, ale także przez odpowiedzialne uczestnictwo w niezbędnych dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego usługach elastyczności.

Rozmawiał Przemysław Płonka,
redaktor naczelny BMP

CYFROWY BLIŹNIAK 4.0

Technologiczna odpowiedź na dynamicznie zmieniający się świat przemysłu

W erze Czwartej Rewolucji Przemysłowej, technologia cyfrowego bliźniaka staje się kluczem do zrozumienia przyszłości przemysłu. Jeśli czujesz, że potrzebujesz wiedzy, by nadążyć za zmianami **w dobie cyfrowej transformacji**, ASTOR, lider w dziedzinie Przemysłu 4.0, ma dla Ciebie białą księgę [whitepaper] o budowie cyfrowych baz danych w przemyśle.

„Cyfrowy bliźniak 4.0" rzuca światło na różne aspekty tej innowacji - od jej podstaw po zaawansowane zastosowania. I podkreśla, że **przyszłość przemysłu jest cyfrowa**, a cyfrowy bliźniak jest jednym z jej filarów.

Jak zatem skopiować fabrykę? Jakie korzyści biznesowe niesie za sobą cyfrowy bliźniak? Jak go praktycznie zastosować? Odpowiedź jest w zasięgu ręki!

www.astor.com.pl/whitepaper-cyfrowy-blizniak-4-0

ASTOR
gdzie technologia spotyka człowieka

NIEBIESKIE FABRYKI

W jaki sposób wspierać polską produkcję wodoru

Mateusz Stańczyk
SMM Legal Maciak Mataczyński Czech sp.k.

Ostatnie trzy lata przyniosły fundamentalną zmianę w dyskusji wokół miejsca wodoru w gospodarce. Pytania „czy" oraz „kiedy" na poziomie Unii Europejskiej i krajowym zostały zastąpione pytaniem: „jak". Artykuł ten jest zaproszeniem do dyskusji dot. optymalnego wsparcia „polskiego wodoru" i wskazuje proponowane konkretne działania.

Jeśli chcemy, by wszystko pozostało tak jak jest, wszystko musi się zmienić

Powyższe zdanie z powieści „Gepard" G. Tomasi di Lampedusa towarzyszy mi nieustannie przez mijający rok. Moje rozmowy w panelach eksperckich na konferencjach, takich jak H2 Poland czy Forum Ekonomiczne w Karpaczu, pokazują, że „zazielenienie" przestało być opcją lub odległą perspektywą.

Z perspektywy polskiego przemysłu ostatnie lata to trwająca rewolucja. Jeszcze przed grudniem 2019 r. mówiliśmy o jego dekarbonizacji zasadniczo w kontekście wkładu w realizację celów klimatycznych i politycznych. W tym czasie dekarbonizacja uzyskała nie tylko ambitniejsze limity i bliższe terminy wdrożenia (zaostrzone właśnie przez najnowszą dyrektywę RED III, tj. dyrektywę 2023/2413/UE), ale pod względem

Fot. 123rf

krytycznym staje się warunkiem opłacalności (kryzys gazowy) i pozostania w globalnych łańcuchach dostaw (coraz dalej idące deklaracje dekarbonizacyjne/„net zero" koncernów globalnych). Co więcej – zmiana w tym obszarze staje się warunkiem utrzymania zdolności do pozyskiwania finansowania rynkowego i publicznego (polityka instytucji finansujących, tzw. taksonomia). W końcu, w przypadku co najmniej części przedstawicieli przemysłu, realizacja strategii dekarbonizacji stanie się elementem dialogu z interesariuszami (raportowanie niefinansowe/ESG).

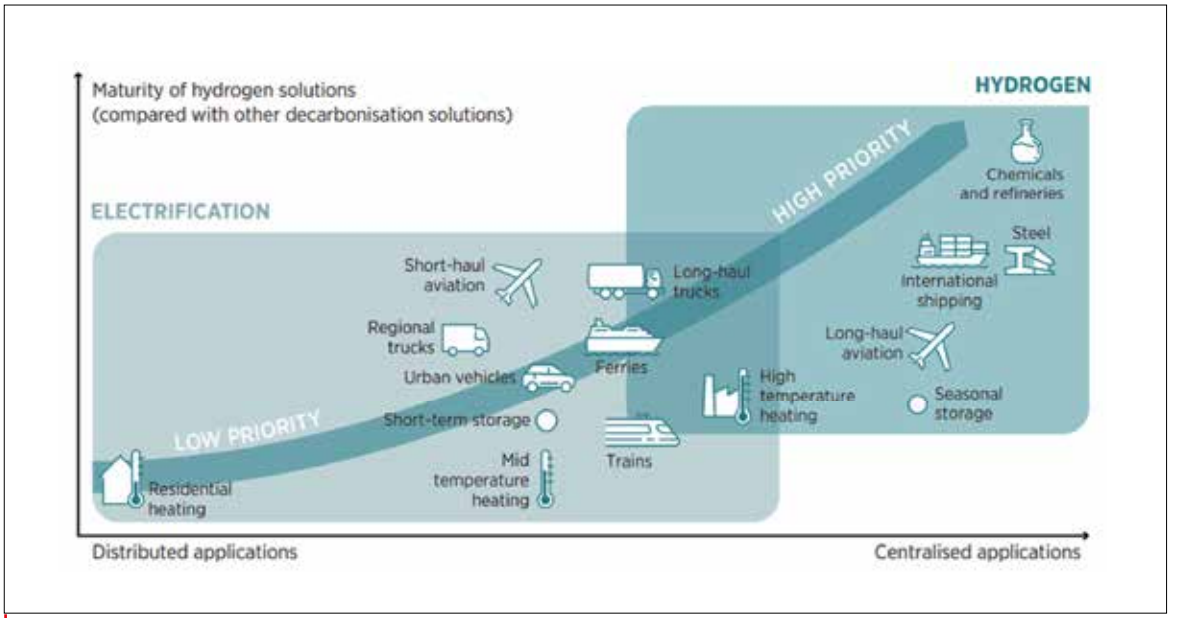
Zmiana jest oczywista, mniej oczywiste są odpowiedzi na dalsze pytania fundamentalne, takie jak: czy będziemy, jako Polska, mieć zdolność pozostania podmiotem tych zmian? Ale też operacyjne: w jaki sposób sprawić, by „polski wodór" miał w tym znaczny udział i jak go wspierać. Jako „polski" rozumiemy idealistycznie na potrzeby tego tekstu wodór produkowany i wykorzystywany w oparciu o rodzime technologie i moce wytwórcze. To nie jest założenie hipotetyczne, lecz jeden z celów „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej", które zakłada tzw. polski wkład w tworzonym sektorze wodorowym w Polsce w 50%. Ten tekst jest zaproszeniem do dyskusji wokół sposobów osiągniecia tego celu.

Proponowanymi punktami wyjścia dla odpowiedzi na pytanie „jak wspierać" są:

- zestawienie potencjału i wad technologii oraz uwarunkowań krajowych czy regionalnych,
- ustalenie priorytetów w programach wsparcia produkcji i wykorzystania wodoru według sektorów o najwyższej potrzebie i możliwości jego wykorzystania,
- wprowadzenie specjalnego instrumentu wspierającego moce produkcyjne w zakresie urządzeń służących do produkcji i wykorzystania wodoru,
- synergie nowych źródeł OZE i elektrolizerów jako rozwiązujące problemy techniczne sieci,
- ciągła koordynacja ww. obszarów.

Co mamy?

Musimy mówić o uwarunkowaniach oraz ograniczeniach obecnych i przewidywalnych w realnej perspektywie, co najmniej do 2030 r. Zacznijmy od ustalenia kilku fundamentalnych zagadnień dot. wodoru i Polski.



RYS. 1
Schemat za: IRENA (2023), Innovation landscape for smart electrification: Decarbonising end-use sectors with renewable power International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Wodór nie jest receptą na transformację energetyczną. Jako Polska – i szerzej: świat – dysponujemy znacznymi ilościami wodoru wytworzonego w wyniku emisyjnego procesu reformingu parowego. Tymczasem polityka (REPower EU, cele ONZ) i przepisy UE (głównie RED III i taksonomia, a wkrótce: RED IV) preferują tzw. wodór odnawialny, ze szczególnym naciskiem na paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego (ang. renewable fuels of non-biological origin; branża mówi na nie po prostu „RFNBO"). W tym celu UE wprowadza inicjatywy wspierające wodór odnawialny (przepisy, polityki, aukcje w ramach tzw. Europejskiego Banku Wodorowego) oraz zwiększające obciążenia paliw kopalnych i wodoru związanego z emisjami CO_2 (system ETS, prace nad dyrektywą o opodatkowaniu energii). Innymi słowy – UE świadomie zawęża pole w rozwoju gospodarki wodorowej.

> W obszarze produkcji wodoru warto dać preferencje tym instalacjom, których uwarunkowania lokalizacyjne umożliwiają rzeczywiste i opłacalne jego wykorzystanie na miejscu

Wodór odnawialny jest obecnie drogi, co stanowi wypadkową wielu elementów, z czego warto podkreślić dwa. Pierwszym są ceny elektrolizerów (aktualnie 600-1700 EUR/kW, za IEA: Global Hydrogen Review 2022; Clean Hydrogen JU). Drugim – ceny energii elektrycznej z OZE, powiązane z potencjałem i cenami instalacji PV oraz farm wiatrowych. Zgodnie z prognozami, w Europie w 2030 r. ceny kg wodoru odnawialnego mogą spaść do 2 EUR, zaś w 2050 r. do 1,5 EUR (BloombergNEF 2020, IRENA 2022). Aktualnie (na przykładzie niemieckiego projektu HH2E; 100 MW, termin oddania: 2025; dane za Hydrogen Insight, 10.07.2023 r.) cena w naszych uwarunkowaniach klimatycznych to nawet 8-12 EUR/1 kg. Przyjmując jako wspólny mianownik wskaźnik EUR/kWh, daje to 0,24-0,36 EUR w porównaniu do 0,08 dla ceny gazu ziemnego (Eurostat 2023).

RFNBO pod względem emisyjnym stanowi małe obciążenie dla klimatu, ma jednak znaczny ślad wodny i jest jeszcze mało efektywny energetycznie (zob. E. Gruber, 2023). Produkcja koniecznych do jego wytwarzania elektrolizerów zależna jest od metali ziem rzadkich (zob. raport Ramboll, 2023). RNFBO stanowi wyzwanie dla istniejących gazociągów (korozja wodorowa, zob. E. Dao i in., 2023). Jednocześnie ma potencjał jako magazyn dla energii z OZE (zob. J. Kupecki, M. Wierzbicki, 2020). W końcu – jest pod presją kosztowo-techniczną ze strony alternatywy w postaci elektryfikacji. Jak pokazują motywy RED III i raporty Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej dot. gospodarki wodorowej i roli wodoru w dekarbonizacji gospodarki (2022 i 2023 r.), potencjał wodoru drzemie w branżach: chemicznej, rafineryjnej, stalowej, procesach wysokotemperaturowych (pow. 200 st. C) i transporcie międzynarodowym. Wodór zasadniczo „przegrywa" obecnie w transporcie lokalnym, ciepłownictwie czy większości działalności przemysłowej. Piszę „zasadniczo", ponieważ konkretne projekty mogą być wyjątkami. Przykłady? W ogłoszonych i zakończonych w 2023 r. przez Narodowe Centrum Badań i Roz-

Fot. 123rf

PIERWSZEŃSTWO DLA WYBRANYCH BRANŻ
Przez wzgląd na określone uwarunkowania należy wprowadzić profilowanie programów wsparcia produkcji i wykorzystania wodoru. Oznacza to, że w zakresie zastosowania wodoru trzeba je tworzyć z uwzględnieniem pierwszeństwa (ale nie wyłączności) branż: chemicznej, rafineryjnej, stalowej i tych, które opierają się na procesach wysokotemperaturowych, lub projekty, gdzie wodór nie ma rzeczywistych alternatyw, albo pozwala na zagospodarowanie istotnej ilości energii z OZE, która ze względu na uwarunkowania sieci spotkała się z odmową przyłączenia

woju zamówieniach innowacyjnych, 13 wykonawców przedstawiło w ramach prac badawczych koncepcje „zazielenienia" ciepłownictwa. W pięciu z nich omówiono potencjał wodoru jako paliwa alternatywnego lub bazowego ciepłowni (w tym np. w elektrociepłowni z ogniwami SOFC zasilanej wodorem). Raporty są publicznie dostępne tu: https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki oraz tu: https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki2. Dodam, że spośród dwóch technologii doprowadzonych do stadium demonstratora jedna (konsorcjum ECN S.A.) przewiduje wodór właśnie jako paliwo alternatywne.

Infrastruktura, technika i technologia

W Polsce pod względem infrastrukturalnym i klimatycznym przemysł energochłonny jest skoncentrowany w Polsce południowej i centralnej (za danymi URE w sprawie odbiorców przemysłowych z 2021 r.); największy potencjał wiatrowy mamy na północy (off-shore i on-shore) i w centrum (Global Wind Atlas 3); potencjał w zakresie energii słonecznej jest głównie w obszarze Polski centralnej i południowej (Global Solar Atlas 2.0).

Technicznie: stan sieci doprowadził OSD i OSP sieci w latach 2021-2022 do odmów przyłączenia do sieci ponad 65 GW nowych mocy, w tym ponad 30 GW w OZE (raport URE 2023). Nie dysponujemy specjalistyczną infrastrukturą do transportu wodoru. Pod względem politycznym mamy względny konsensus co do pozycji wodoru w gospodarce (zob. np. Polską Strategię Wodorową, program Lewicy). Pod względem technologicznym: mamy przedsiębiorców tworzących technologie w zakresie produkcji wodoru i jego wykorzystania, jednak zasadniczo dopiero rozpoczynają komercjalizację produktów (z racji charakteru artykułu nie będę wskazywać konkretnych firm).

Pod względem dostępności środków finansowych – tzw. Europejski Bank Wodorowy obecnie (aukcja pilotażowa) nastawiony jest wyłącznie na RFNBO, zaś kryterium aukcji to koszt produkcji wodoru. Zgodnie z informacją opublikowaną przez organizatora aukcji – Europejską Agencję Wykonawczą ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska – w pierwszej aukcji wzięły udział 132 podmioty, zaś szczegółowe wyniki aukcji zostaną opublikowane w najbliższych miesiącach. Przy dwukrotnie niższym potencjale nasłonecznienia (kWh/kWp) niż Hiszpania i cenach energii z wiatru, w Polsce aktualnie może konkurować w tym obszarze off-shore. Znaczne środki finansowe na badania (Horyzont Europa) i wdrożenia (Innovation Fund) są w dyspozycji Komisji Europejskiej. Dotacyjne środki krajowe są głównie nastawione na budowę mocy produkcyjnych odnawialnego wodoru i jego wykorzystania w przemyśle (FENG.01.01, FENX.02.02+regionalne programy operacyjne, programy NFOŚiGW: Wodoryzacja Gospodarki i programy nastawione na transformację przemysłu). W ramach środków dla producentów technologii (elektrolizery, kotłownie wodorowe itp.), praktycznie jedynym środkiem celowanym jest program „Przemysł dla Transformacji", który przewiduje finansowanie w formie inwestycji na zasadach rynkowych (w ramach działania E.1.1.1 KPO). W Ministerstwie Klimatu i Środowiska oraz w „Porozumieniu wodorowym" trwają prace nad stworze-

Fot. 123rf

PRZEMYSŁOWA REWOLUCJA
Z perspektywy polskiego przemysłu ostatnie lata to trwająca rewolucja. Jeszcze przed grudniem 2019 r. mówiliśmy o jego dekarbonizacji zasadniczo w kontekście wkładu w realizację celów klimatycznych i politycznych. W tym czasie dekarbonizacja uzyskała nie tylko ambitniejsze limity i bliższe terminy wdrożenia, ale pod względem krytycznym staje się warunkiem opłacalności i pozostania w globalnych łańcuchach dostaw

niem mechanizmu finansowania produkcji wodoru odnawialnego w oparciu o tzw. kontrakty różnicowe.

Konkluzje? Priorytet w obszarze produkcji ma i będzie w najbliższej przyszłości mieć RFNBO. Największym potencjałem w obszarze wykorzystania dysponują ściśle określone branże i zastosowania. W obszarze finansowania są już uruchamiane znaczne środki na produkcję wodoru odnawialnego w oderwaniu od jego wykorzystania oraz w obszarze wykorzystania, bez preferencji na poziomie wymogów wstępnych co do sposobu jego wykorzystania (są oceniane w ramach kryteriów finansowych). Mamy niedostatek wsparcia dla krajowych producentów technologii wspierających jej skalowanie, co przy uruchamianym „tsunami" środków na ich zastosowanie powoduje, że wygrywają konkurenci zagraniczni. Ograniczenia techniczne, infrastrukturalne i finansowe w zakresie transportu wodoru stanowią szanse produkcji lokalnej kosztem importu.

MATEUSZ STAŃCZYK

Autor jest adwokatem i partnerem w kancelarii SMM Legal Maciak Mataczyński Czech sp.k. Specjalizuje się w obszarze innowacji i transformacji, ze szczególnym uwzględnieniem prawnych mechanizmów pomocy publicznej i wspierania inwestycji. Wyróżniany w rankingu Legal500. W 2021 r. został imiennie nagrodzony w pierwszej edycji nagrody dla liderów zamówień innowacyjnych przyznawanej przez Europejską Radę Innowacji, w 2023 r. otrzymał imienne wyróżnienie pełnomocnika rządu ds. OZE za wkład w prace Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej. Opinie wyrażone w tym artykule stanowią jego poglądy osobiste.

Co proponuję?

Powinniśmy wprowadzić długoterminowe planowanie czasowe wdrażania i ram programów pomocowych, pozwalających interesariuszom na planowanie działań. Po drugie, przez wzgląd na uwarunkowania technologiczne (rzeczywisty potencjał wodoru), polityczne (presja dekarbonizacyjna) oraz prawne (terminy i limity wymuszane przez UE) należy wprowadzić profilowanie programów wsparcia produkcji i wykorzystania wodoru. Oznacza to, że w zakresie zastosowania wodoru należy je tworzyć z uwzględnieniem pierwszeństwa (ale nie wyłączności) branż: chemicznej, rafineryjnej, stalowej i tych, które opierają się na procesach wysokotemperaturowych, lub projekty, gdzie wodór nie ma rzeczywistych alternatyw, albo pozwala na zagospodarowanie istotnej ilości energii z OZE, która ze względu na uwarunkowania sieci spotkała się z odmową przyłączenia (zastosowania priorytetowe). W obszarze produkcji wodoru warto dać preferencje tym instalacjom, których uwarunkowania lokalizacyjne umożliwiają rzeczywiste i opłacalne wykorzystanie wodoru na miejscu, w branżach priorytetowych.

Po trzecie, trzeba jak najszybciej uruchomić program wsparcia rozwoju i skalowania działalności twórców technologii oraz jego zgrania sekwencyjnie z ww. programami. Wymaga to stworzenia i notyfikacji specjalnego mechanizmu pomocowego, który jednak moim zdaniem może liczyć na przychylność przez wzgląd na synergie z tzw. Net-Zero Industry Act. Po czwarte, potrzebujemy próby parowania „odrzucanych" przez sieci mocy OZE z produkcją wodoru i branżami priorytetowymi, głównie w formie przepływu informacji.

W końcu niezbędna jest koordynacja działań, na co dotychczasowe prace resortu odpowiedzialnego za politykę wodorową i współdziałanie sektora w ramach Porozumienia Wodorowego, dają uzasadnione nadzieje. ■

Rafineria Gdańska

Przestrzeń dla fachowców,
otwartość dla potencjału.

Wyślij swoją aplikację na **rafineriagdanska.pl** i rozwijaj karierę.

DOŁĄCZ DO KULTURY BEZPIECZEŃSTWA

Jesteśmy firmą, która zapewnia solidne fundamenty kariery, poczucie bezpieczeństwa i stabilności.

WZBOGACAJ SWOJE DOŚWIADCZENIE

Pracuj z nami w międzynarodowym środowisku przy innowacyjnych projektach.

Fot. 123rf

DEMAND SIDE RESPONSE

Wspierając bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego można też zarabiać

Remigiusz Szlendak
Enspirion Sp. z o.o.

W ostatnich latach rola odbiorców w funkcjonowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego nabiera nowego znaczenia. Skuteczne zarządzanie własnym zapotrzebowaniem poprzez redukcję lub zwiększenie poboru energii z sieci może istotnie przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

W związku z tym, że Polska zobligowała się do ograniczenia swojego śladu węglowego, a emisyjność gospodarki zaczyna w znacznym stopniu wpływać na jej konkurencyjność, moc zainstalowana w źródłach odnawialnych rośnie wręcz wykładniczo. Wystarczy spojrzeć na dane ze stycznia 2024 r., w którym elektrownie wiatrowe, wodne i fotowoltaiczne odpowiadały za ponad 25% wyprodukowanej energii. Zgodnie ze strategią na 2030 r. moc zainstalowana w Grupie ORLEN ma wynieść 9 GW. Jest to bardzo ważny krok w osiągnięciu neutralności emisyjnej spółki do 2050 r. Dalszy rozwój OZE jest konieczny, ale stanowi też nie lada wyzwanie dla operatorów systemu przesyłowego i systemu dystrybucyjnego.

Rozwiązaniem może być wykorzystanie elastyczności strony popytowej – Demand Side Response (DSR). Odbiorcy, jeszcze niedawno traktowani jako bierny uczestnik rynku, dziś stają się jego istotną częścią, która uczestnicząc w usługach wspiera

bezpieczeństwo energetyczne Polski. Dostosowanie poboru energii do sytuacji w sieci może nie tylko zmniejszyć jej emisyjność, ale również ograniczać koszty inwestycji w jej modernizację, a przy okazji pozwala zarabiać firmom na swojej elastyczności. Za wdrożenie usługi, optymalizację potencjału odbiorcy oraz zabezpieczenie jej realizacji odpowiada agregator jakim jest Enspirion z Grupy ORLEN.

Mechanizm rynku mocy

Odbiorcy chcący czerpać przychody z realizacji usług DSR mogą już dziś uczestniczyć w mechanizmie rynku mocy, funkcjonującym od 2021 r. Usługa polega na gotowości do ograniczenia poboru energii elektrycznej na incydentalne wezwanie operatora systemu przesyłowego. Takie potrzeby ze strony operatora pojawiają się stosunkowo rzadko, a za gotowość do redukcji 1 MW poboru można otrzymać aż 1 mln zł podczas czteroletniej umowy.

Rynek mocy nie jest jedyną z usług, w której wykorzystanie aktywności odbiorców energii pozwoli na utrzymanie prawidłowych parametrów pracy sieci. Już niedługo wdrożona zostanie usługa Interwencyjnego Ofertowego Zwiększenia Poboru (IZP), wprowadzona wraz ze zmianą nr 10/2023 Warunków Dotyczących Bilansowania. Nowa usługa IZP polega na prawie do oferowania zwiększenia obciążenia i zobowiązaniu do wykonania za wynagrodzeniem zwiększenia obciążenia w wielkości zaoferowanej, jednakże – w przeciwieństwie do rynku mocy – bez wynagrodzenia za gotowość do świadczenia tej usługi. Konieczność wprowadzenia IZP związana jest przede wszystkim z coraz częściej występującymi sytuacjami w systemie, podczas których operator zmuszony jest do ograniczenia generacji ze źródeł odnawialnych, w celu zabezpieczenia systemu przed nadwyżką energii.

Nowy rynek bilansujący

Aktywność odbiorców zdolnych do zmian w swoim profilu poboru energii może zostać wykorzystana również w nowym rynku bilansującym, który – wdrożony od 14 czerwca 2024 r. – pozwoli na czerpanie przychodów ze swojej elastyczności. Rynek bilansujący jest mechanizmem służącym do bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z wytwarzaniem tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, co ma bezpośredni wpływ na jego częstotliwość. Za reprezentację odbiorców aktywnych w ramach tej usługi odpowiadać będzie Dostawca Usług Bilansujących. Jego zadaniem będzie zgłoszenie ofert i programów pracy, realizacja poleceń operatora, a następnie rozliczanie uczestników rynku.

> Odbiorcy chcący czerpać przychody z realizacji usług DSR mogą już dziś uczestniczyć w mechanizmie rynku mocy funkcjonującym od 2021 r.

Unijna dyrektywa i rozporządzenie zobowiązują państwa członkowskie do wykorzystania usług elastyczności w systemach dystrybucyjnych. Realizowane w ten sposób usługi nieczęstotliwościowe pozwolą na usunięcie ograniczeń sieciowych i regulację napięcia, w szczególności w punktach znacznego przyłączenia niesterowalnych źródeł energii, takich jak fotowoltaika czy turbiny wiatrowe. Usługi te są na etapie projektowania, a ich ostateczny kształt poznamy zapewne nie wcześniej niż w 2025 r.

***

Rola odbiorców w funkcjonowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w ostatnich latach nabiera nowego znaczenia. Odpowiednie zarządzanie swoim zapotrzebowaniem poprzez redukcję lub wzrost poboru energii z sieci może w istotnym stopniu przyczynić się do bezpieczeństwa jej dostaw, przy jednoczesnym otrzymaniu wynagrodzenia, które pozwoli na ograniczenie udziału kosztów energii elektrycznej w ogólnych kosztach funkcjonowania przedsiębiorstwa. ■

REKLAMA

fot. MPEC Kraków

ZASTOSOWANIE TURBIN WODNYCH W SIECIACH CIEPŁOWNICZYCH

Mała elektrownia sieciowa MPEC Kraków

Mariusz Piękoś
MPEC Kraków

Paweł Jastrzębski
MPEC Kraków/AGH Kraków

Układy odzysku energii mechanicznej przepływającej wody sieciowej i zamiany jej w energię elektryczną są nowym kierunkiem rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych. Należy go wspierać, ponieważ każda odzyskana kWh sprawia, że zmniejszamy ślad węglowy, przyczyniamy się do prowadzenia zrównoważonego rozwoju techniki i wprowadzamy recykling energetyczny, a nasze działania są coraz bardziej przyjazne środowisku.

Zastosowanie pomp w ruchu turbinowym znane jest w technice od wielu lat – koło wodne może być turbiną napędzającą młyn, a w odwrotnym układzie pompą wody do nawadniania pól rolnych. Odwrócenie pracy układu pompowego ma swoje zalety, ale i wady. Tematyką wspomnianych układów MPEC Kraków zajmuje się od kilkunastu lat, zbierając informacje i doświadczenia, budując mikroukłady produkcji energii elektrycznej. Takie małe elektrownie mogą stać się niezwykle przydatne i pomocne w pro-

cesie „zazielenienia" sieci ciepłowniczych wodnych i gazowych. MPEC Kraków jako przedsiębiorstwo ciepłownicze skupiło się na procesie odzyskiwania energii z sieci ciepłowniczej, ponieważ takie rozwiązanie techniczne chronione jest patentem (nr 223602) pod tytułem „System Dystrybucji Cieczy lub Gazu". MPEC Kraków zawarł umowę licencyjną na wykorzystanie patentu i zastosowanie takich urządzeń w praktyce.

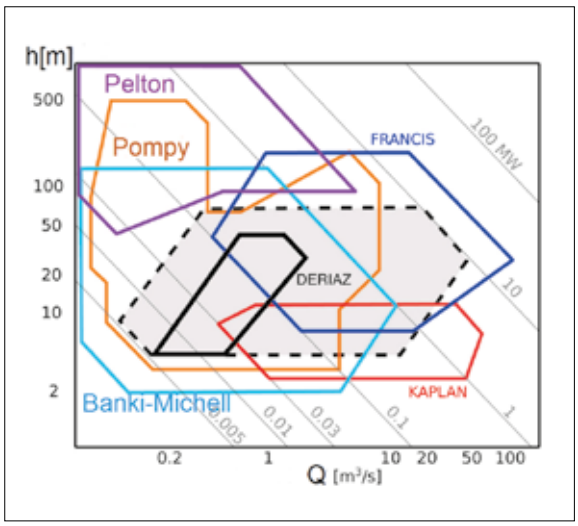
Przygotowanie projektu

Tradycyjny zawór regulacyjny zmienia parametry ciśnieniowe przepływającej wody w zależności od parametrów, jakie zostały mu zadane w sterowniku. Zawór realizuje swoje funkcje i działa poprawnie, ale energia przepływającej wody zostaje wydławiana, a tym samym zmarnowana. A nie musimy jej marnować, możemy ją odzyskać i wykorzystać dla naszych celów. Mając na uwadze, że miasto Kraków ma około 10 000 węzłów ciepłowniczych i kilkaset komór, gdzie występują technologiczne redukcje ciśnienia, potencjał zastosowania takiego rozwiązania jest ogromny.

Po przeanalizowaniu rynku turbin wodnych doszliśmy do wniosku, że opracowanie projektu i wdrożenie do realizacji może okazać się kosztowne i bardzo długotrwałe, dlatego w pierwszym etapie swoje prace skupiliśmy na wykorzystaniu istniejących konstrukcji pomp w pracy turbinowej. Po przeprowadzeniu serii doświadczeń z różnymi rozwiązaniami wytypowaliśmy określone konstrukcje techniczne, które spełniają nasze oczekiwania. Pompy zastosowane w ruchu turbinowym dla potrzeb naszego badania nazwaliśmy Turbinowymi Regulatorami Ciśnienia (TRC), gdyż podstawową funkcją takich układów będzie redukcja ciśnienia, a uzyskana energia elektryczna jest tylko wartością dodaną.

Wnioski z przeprowadzonych prac są następujące:

1. Turbinowe Regulatory Ciśnienia (TRC) to urządzenia regulujące ciśnienie przy pomocy wirnika, odzyskana energia może być powtórnie wykorzystana np. do produkcji energii elektrycznej. Istniejące konstrukcje turbin wodnych projektowane i wykonane zostały dla potrzeb elektrowni wodnych, które charakteryzują się dużymi przepływami. Niestety, nie ma gotowych konstrukcji tego typu dla małych przepływów. Istnieje konieczność sprawdzenia i przebadania wirników turbin o bardzo małych prześwitach kanałów, gdzie lepkość cieczy ma znaczący wpływ na sprawność badanych wirników.
2. Dla znanych rodzajów turbin wodnych Peltona, Kaplana, Francisa obszary zastosowań przedstawiono na rysunku 1.
3. Zauważono, że obszary stosowalności poszczególnych rodzajów turbin nie pokrywają się z zakresem przepływów nominalnych wody w węzłach ciepłowniczych. Najmniejszy zaznaczony przepływ wody 0,2 m³/s jest około 360 razy większy niż przepływ wody sieciowej w budynku mieszkalnym 0,00055 m³/s.



RYS. 1 Obszary stosowania poszczególnych rodzajów turbin wodnych

4. Dodatkową trudnością jest występująca zmienność przepływu i ciśnień w sieci ciepłowniczej wynikająca ze zmiany zapotrzebowania na energię cieplną węzłów ciepłowniczych. Ta zależność będzie wymuszać opracowanie takiej konstrukcji urządzenia, aby pracowała poprawnie przy zmiennym przepływie i zmiennym spadku ciśnienia.

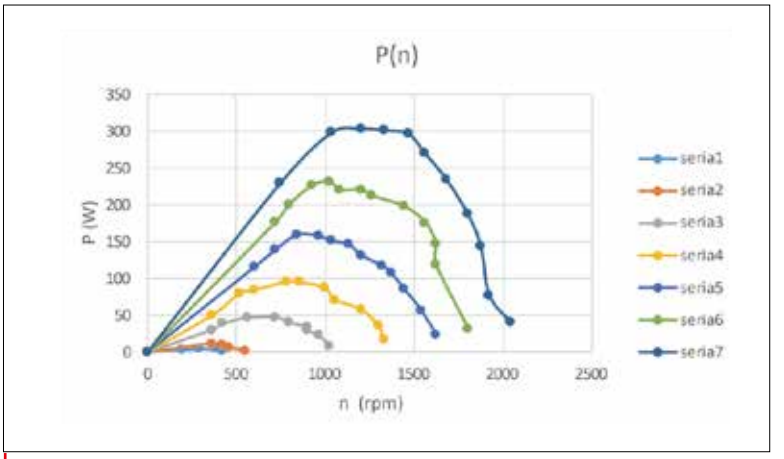
> Tradycyjny zawór regulacyjny zmienia parametry ciśnieniowe przepływającej wody w zależności od parametrów, jakie zostały mu zadane w sterowniku

Prace badawcze

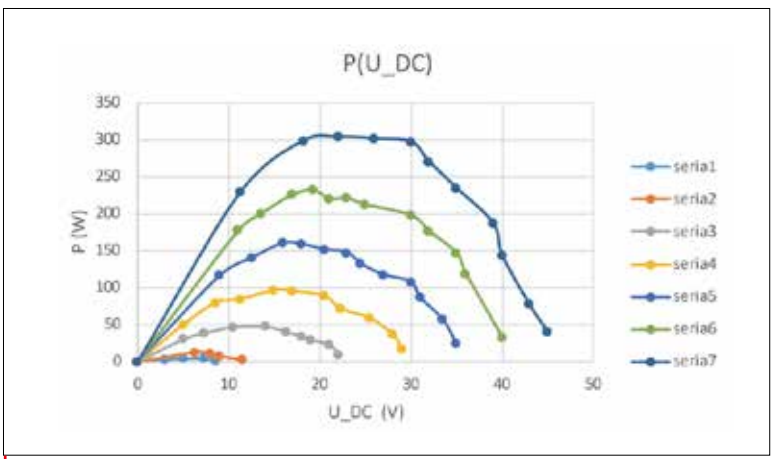
Prace badawcze prowadzone były dla dwóch grup turbin TRC:

- TRC małej mocy – te urządzenia zastosowano w komorach ciepłowniczych tam, gdzie nie ma doprowadzonej energii elektrycznej; wytwarzać będą napięcie 24 V DC do zasilania siłowników zaworów i automatyki,
- TRC dużej mocy – te urządzenia wytwarzać mają napięcie 400 V i poprzez falowniki odprowadzać energię do sieci energetycznej.

W obiekcie badawczym MPEC wybudowano dwa stanowiska do pomiarów turbin małej mocy o poziomym i pionowym wale napędowym w celu przebadania różnych typów turbin. W latach 2021-2022 rozpoczęto badanie różnych typów pomp w pracy turbinowej w celu znalezienia optymalnego rozwiązania technicznego umożliwiającego wdrożenie układów TRC do pracy w węzłach i komorach ciepłowniczych. Jednocześnie rozpo-



RYS. 2
Charakterystyka TRC



RYS. 3
Charakterystyka TRC

częto prace nad doborem odpowiedniego generatora małej mocy, mogącego współpracować z turbiną TRC.

Prace prowadzono w celu skonstruowania urządzenia funkcjonującego na sieci ciepłowniczej dla następujących parametrów:

- przepływ wody do 10 t/h,
- zakres spadków ciśnienia na łopatkach turbiny; zakres pierwszy 2-3,5 bara; zakres drugi 3,5-5 barów,
- minimalna moc generowana przez TRC 100 W.

Przebadano następujące pompy w ruchu turbinowym

- Movetic VCF002/04-B1U23C0071D5kW,
- Movitec VF006/05-B1D20C0080D5KW,
- ETB 040-025-200-GGSBV06WS2AV4AHB,
- ETL 032-032-200-GGSCV06WS2BA4AFB.

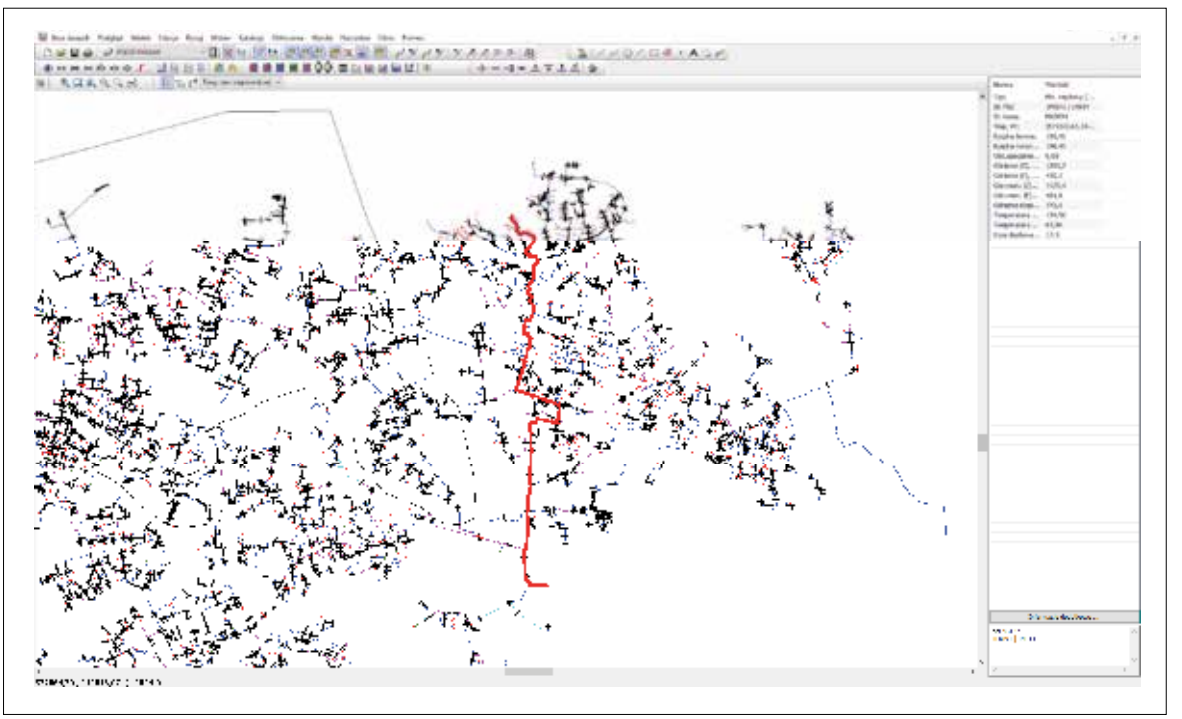
Dla przykładu, na rysunkach 2 i 3 przedstawiono wykresy zależności mocy generowanej przez TRC w zależności od obrotów i napięcia generatora dla pompy w ruchu turbinowym.

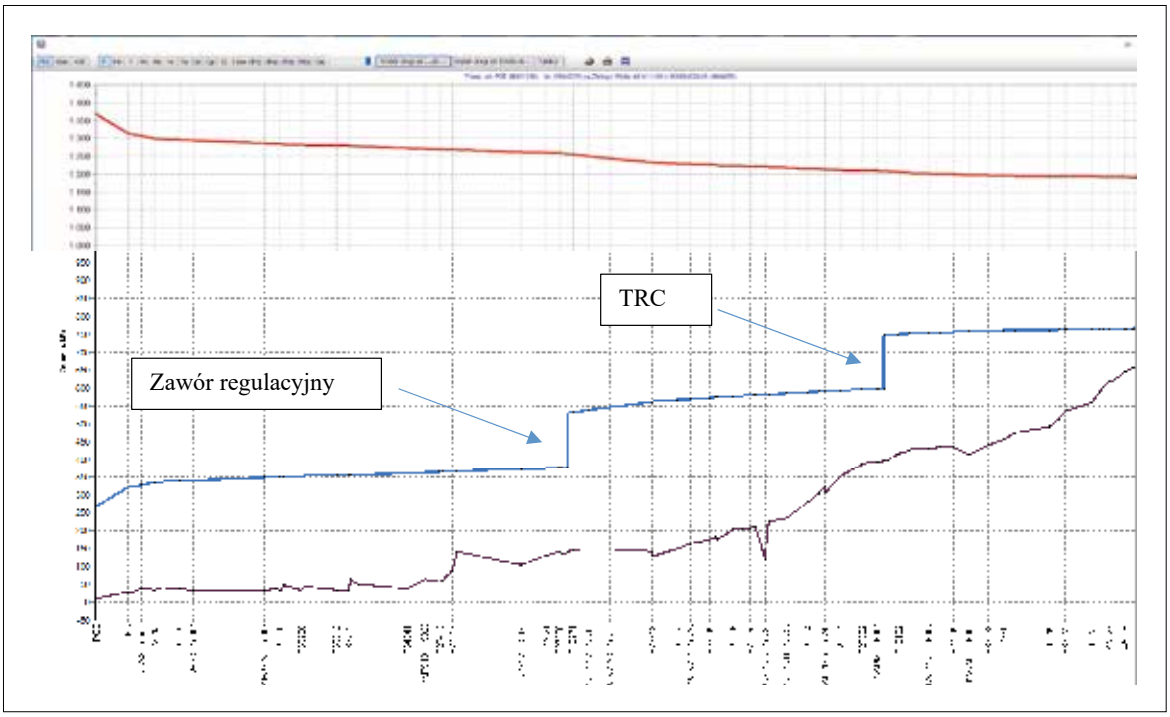
Przeprowadzone badania pomp w ruchu turbinowym wykazały, że nie wszystkie konstrukcje pomp nadają się do zastosowania jako generatory prądu dla układów TRC. Pompy niespełniające założeń obliczeniowych będą przedmiotem badań w kolejnym etapie.

Odzysk energii

MPEC Kraków, na mocy posiadanej licencji, od 12 lat zbiera doświadczenia, realizując instalacje bazujące na Turbinowych Regulatorach Ciśnienia (TRC), wykorzystujących wspomnianą wcześniej opatentowaną metodę odzysku energii. Odzyskaną na skutek spadku ciśnienia energię mechaniczną

RYS. 4
Schemat sieci ciepłowniczej





RYS. 5
Wykres piezometryczny magistrali ciepłowniczej

zamienia się w turbinie na energię elektryczną, którą można zasilić pompy obiegowe w wymiennikowni lub odprowadzić do sieci energetycznej. Możliwe jest zastosowanie turbiny w miejsce zaworu pogodowego, co pozwoli zastąpić zawory redukcyjne ciśnienia jednym urządzeniem.

Pomysł na zbudowanie dużego obiektu odzysku energii mechanicznej powstał kilka lat temu. Po wybudowaniu obiektów pilotażowych mających zainstalowane generatory kilkukilowatowe i przetestowaniu ich pracy podjęto decyzję o budowie małej elektrowni sieciowej o mocy 40 kW w oparciu o TRC na magistralnej sieci ciepłowniczej DN 500. Instalacja badawcza małej elektrowni wodnej wykorzystującej TRC została zlokalizowana w na os. Kombatantów 18.

W celu spełnienia warunków hydraulicznych prowadzenia sieci ciepłowniczej (rys. 4) zastosowano podparcia hydrauliczne (regulowane dławienie sieci

FOT. 1
Układ z dwoma pompami
(*źródło: MPEC Kraków*)

FOT. 2
Stopień zaawansowania prac
(*źródło: MPEC Kraków*)

podwyższające ciśnienie powrotu) w komorze sieciowej 1WKVI1A; na obiekcie Kombatantów 18 podparcia hydrauliczne wymuszone zostały ukształtowaniem terenu.

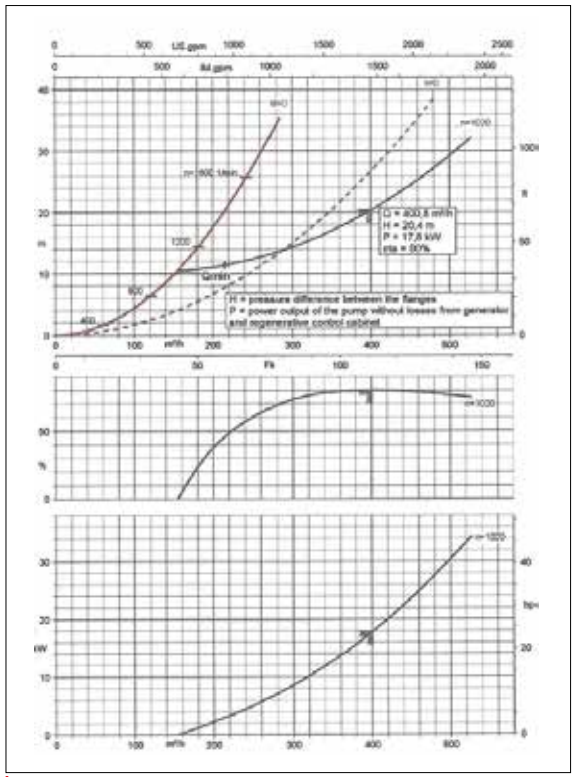
Przebieg ciśnień pokazuje wykres piezometryczny (rys. 5) dla pokazanego przebiegu trasy (rys. 4).

Na zdjęciach 1 i 2 pokazano stopień zaawansowania prac. Wykonano część technologiczną, pozostała do dokończenia część elektryczna i AKP.

Układ z dwoma turbinami

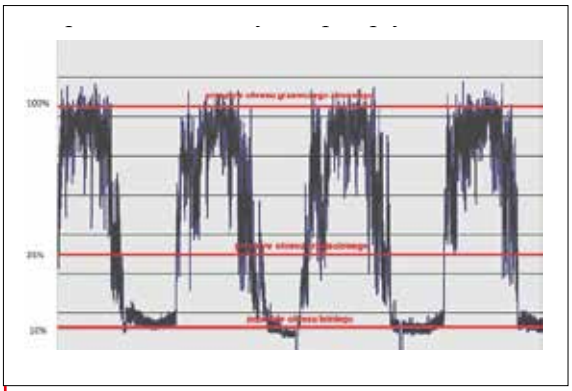
Ponieważ przepływ przez układ sieciowy na przestrzeni roku bardzo się waha: od 250 t/h do 850 t/h, zastosowano układ z dwoma turbinami o przepływie 200 t/h i 400 t/h. Jeżeli nastąpi konieczność przepływu większego niż 600 t/h, użyte będzie dodatkowe obejście układu.

Wykonana przez producenta analiza charakterystyki pracy urządzeń wskazuje, że sprawność urządzenia powyżej 50% uzyskujemy już przy przepływie 55% przepływu nominalnego. Sprawność ta stopniowo rośnie do wielkości 80% i utrzymuje się do wielkości 115% przepływu nominalnego. Współpraca dwóch turbin sterowana ma być sterownikiem swobodnie programowalnym, algorytm będzie sterował płynną regulacją wytwarzanej energii elektrycznej w całym



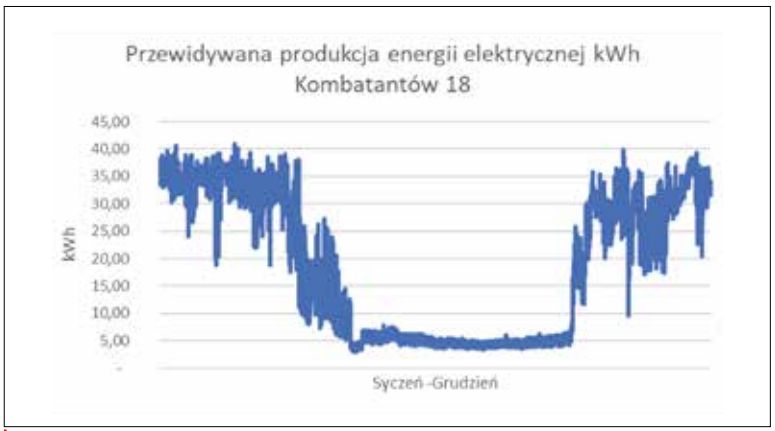
RYS. 6
Charakterystyka zbiorcza pompy w ruchu turbinowym (PAT)

Reklama



RYS. 7
Natężenie przepływu przez obiekt Kombatantów 18 w ciągu 4 lat

RYS. 8
Uporządkowany wykres energii mechanicznej wody sieciowej



RYS. 9
Odzysk energii w okresie roku

zakresie przepływów. Na rysunku 6 przedstawiono charakterystykę turbiny o przepływie nominalnym 400 m^3/h, spadku 20,4 m i sprawności 80%.

Zmienność przepływu zależna od pogody

Regulacja ilościowo-jakościowa źródła ciepła i sieci ciepłowniczej charakteryzuje się zmiennością przepływu dla sezonu zimowego przejściowego i letniego. Sieci ciepłownicze zaprojektowane są dla wielkości maksymalnego przepływu, który zmienia się wraz warunkami pogodowymi. Można to najlepiej zaobserwować w okresie przejściowym jesienią i wiosną. Pogoda wówczas wykazuje dużą dynamikę zmian, co skutkuje zmiennością przepływu sieci magistralnej. Na rysunku 7 przedstawiono wykres przepływu w okresie 4 lat.

> Obszary stosowalności poszczególnych rodzajów turbin nie pokrywają się z zakresem przepływów nominalnych wody w węzłach ciepłowniczych

Mając na uwadze zmienność przepływu spowodowaną zmianą temperatury i pracą układów pogodowych w wymiennikowniach ciepła oraz uwzględniając minimalne ciśnienie dyspozycyjne, jakie musimy pozostawić dla prawidłowej pracy sieci ciepłowniczej (przyjęto 3 bary na odgałęzieniu), można wyznaczyć uporządkowany wykres energii mechanicznej, który zobrazuje przepływy minimalne w okresie letnim, średnie w okresie przejściowym oraz maksymalne zimą. Należy również uwzględnić zmianę ciśnienia dyspozycyjnego w źródle wynikającą z zapewnienia właściwej dyspozycji na sieci ciepłowniczej. Każde źródło dostosowuje swoje parametry pracy do wymogów hydraulicznych pracy sieci. Uwzględniając powyższe założenia, uporządkowany wykres energii mechanicznej wody sieciowej przedstawiono na rysunku 8.

Na wykresie (rys. 8) widać energię mechaniczną okresu letniego, przejściowego i zimowego – zaznaczono pionowymi linami.

Przewidywany odzysk energii w okresie roku przedstawiono na rysunku 9.

Przewidywana ilość energii elektrycznej wyprodukowana w ciągu roku ma wynosić 165 400 kWh.

***

Układy odzysku energii mechanicznej przepływającej wody sieciowej i zamiany jej w energię elektryczną są zdaniem autorów nowym kierunkiem rozwoju. Jak zostało to zaznaczone na początku, należy go wspierać, ponieważ każda odzyskana kWh sprawia, że zmniejszamy ślad węglowy, przyczyniamy się do prowadzenia zrównoważonego rozwoju techniki i wprowadzamy recykling energetyczny. Jednym słowem – nasze działania są coraz bardziej przyjazne środowisku. ■

THERMOS to system technologiczny do ogrzewania i chłodzenia dla różnych budynków. Wykorzystuje energię fotowoltaiczną i pompy ciepła dla zapewnienia komfortu cieplnego i maksymalnej samowystarczalności

fot. ConnectPoint

CIEPŁO Z ThermOSa

Przemysław Płonka
redaktor naczelny BMP

Kraków, ulica Balicka 120. Budynki Katedry Inżynierii Mechanicznej i Agrofizyki Uniwersytetu Rolniczego. W oczy rzuca się kilkumetrowy walcowaty zbiornik. To najbardziej charakterystyczna część ThermOS-a, czyli innowacyjnego systemu magazynowania ciepła.

Jak wyjaśnia w folderze informacyjnym firma ConnectPoint, która jest autorem rozwiązania, ThermOS to system technologiczny do ogrzewania i chłodzenia dla różnych budynków. Wykorzystuje energię fotowoltaiczną i pompy ciepła dla zapewnienia komfortu cieplnego i maksymalnej samowystarczalności. Czyli – w skrócie – pozwala skutecznie zarządzać nadwyżkami energii z paneli fotowoltaicznych.

Jak to się zaczęło?

– W ubiegłym roku rozstrzygnięty został konkurs ogłoszony przez NCBR, którego celem było opracowanie technologii magazynowania ciepła dla budownictwa mieszkaniowego, ale również użyteczności publicznej, np. budynków biurowych. Rozwiązanie ma pozwolić na to, by użytkownik mógł maksymalnie wykorzystać produkowaną przez siebie energię z instalacji OZE – mówi Paweł Uznański z ConnectPoint, główny koordynator Projektu Badawczego ThermOS. To jedna z firm, które wzięły udział w Projekcie Badawczym, i która sprostała wymagającym warunkom: z energii OZE dopuszczalna była tylko energia słoneczna, narzucono rygorystyczne wymagania dla urządzeń, precyzyjnie zostały też wskazane parametry obiektów, dla jakich miałyby być zaprojektowane systemy. I co ważne: technologia magazynowania energii miała być ograniczona tylko do magazynowania ciepła.

Konkurs był dwuetapowy. Na zbudowanych prototypach prowadzono badania, testy wewnętrzne i testy NCBR. Do rywalizacji zgłosiło się pięciu wykonawców, których wnioski spełniały koncepcyjnie warunki regulaminu. Tak rozpoczął się I etap, w którym poszczególne propozycje różniły się od siebie podejściem do magazynowania energii. Rozwiązania bazujące na magazynowaniu ciepła w postaci jawnej, czyli wody, były dwa. Poza tym w konkursie startowały dwa magazyny zmiennofazowe i jeden podziemny, w postaci odwiertów.

Paweł Uznański zatrzymuje się przy zbiorniku zewnętrznym. Temperatura dziś to około 4 stopni „na plusie", ale w ciągu dwóch miesięcy testowej pracy instalacja przeszła już swój chrzest bojowy, gdy w Krakowie przez kilka styczniowych dni temperatura spadła do minus 20 stopni. – O tym opowiem trochę później, teraz wróćmy jeszcze do konkursu i naszego pomysłu – proponuje P. Uznański. A sam pomysł – jak

podkreśla – to nie „odkrywanie nieznanych planet". Magazynowanie ciepła w wodzie, czyli w postaci jawnej, jest jedną z najstarszych technologii. Nie ma tu żadnego przetwarzania chemicznego, zmian jeśli chodzi o materiały fizykochemiczne, skomplikowanych procesów. Również konstrukcja całego systemu jest dość prosta.

Demonstrator na uniwersytecie

Finalne testy prototypów prowadzono w marcu 2023. Przez tydzień NCBR sprawdzał działanie układów technologicznych, a następnie weryfikował dokumentację projektową. W czerwcu ogłoszono wyniki. – Uzyskaliśmy najwyższą notę dla budynku biurowego. W kategorii budynków jednorodzinnych zajęliśmy drugie miejsce – informuje Paweł Uznański. Dodaje, że technologia jest jednak na tyle uniwersalna, iż może pojawić się nie tylko w sektorze mieszkaniowym, ale i w przemyśle, rolnictwie, usługach czy handlu. Można tu wykorzystać różne pompy ciepła, dodać inne źródła OZE, np. miniturbiny wiatrowe, które od 2024 roku mają być wspierane w programie NFOŚiGW.

W czerwcu zatem rozstrzygnięcie, następnie etap załatwiania formalności i decyzja o budowie demonstratora w Krakowie, na obiektach Uniwersytetu Rolniczego. UR również został wyłoniony w postępowaniu prowadzonym przez NCBR, które miało wskazać miejsce lokalizacji instalacji. – Potencjalny budynek miał mieć przyzwoite parametry energetyczne – 75 kWh na m^2 na rok. Musiał być wyposażony w normalną instalację centralnego ogrzewania. Jednym z istotnych elementów, na jaki zwracał uwagę NCBR, był też plan promocji tego przedsięwzięcia. Przez nasz campus przewijają się tysiące ludzi, uczelnia organizuje wiele konferencji, więc mogliśmy zaproponować szeroki plan upowszechniania tego projektu – mówi Janusz Mazur, koordynator realizacji ze strony Uniwersytetu Rolniczego w Krakowie. Podkreśla, że w umowie z NCBR uniwersytet m.in. zobowiązał się do niewprowadzania zmian w projekcie i wyraził zgodę na wykonywanie badań demonstratora.

Jak uzupełnia Paweł Uznański, wybrany przez NCBR dla realizacji demonstratora budynek był trochę inny niż w projekcie prototypu – niewyposażony w instalację wentylacji mechanicznej i znacznie bardziej energochłonny. Przy 650 m^2 powierzchni można porównać go z przedszkolem, niewielką szkołą czy urzędem, których w Polsce są tysiące.

CZAS TESTÓW
Badania w części wstępnej już się odbyły, obecnie trwa trzymiesięczny okres testowania po uruchomieniu instalacji. Następny krok to sporządzenie raportu obejmującego 30 dni ciągłej pracy systemu

fot. ConnectPoint

System dał radę

Badania w części wstępnej już się odbyły, obecnie trwa trzymiesięczny okres testowania po uruchomieniu instalacji. Następny krok to sporządzenie raportu obejmującego 30 dni ciągłej pracy. – Już dziś mamy szereg wniosków, a wciąż płyną nowe – mówi P. Uznański. – Nasz system – zainstalowany w budynku, który jest „tradycyjnym" jeśli chodzi o konstrukcję budowlaną, z instalacją grzewczą działającą do tej pory na wyższych parametrach – bez zarzutu pracuje również w bardzo niskich temperaturach zasilania. Nawet przy minus 20°C nie zasilaliśmy instalacji CO temperaturami powyżej 50°C. Komfort cieplny nie był ograniczony, nie było potrzeby uruchamiania węzła cieplnego. A taka możliwość jest, czego życzył sobie uniwersytet – wyjaśnia specjalista z ConnectPoint. – Warto podkreślić, że słychać dziś wiele głosów twierdzących, że powietrzna pompa ciepła, w temperaturze -10, -15°C „nie daje rady" i budynek pozostaje niedogrzany. Tu aura umożliwiła nam wykonanie testu i wszystko działało bez zarzutu – dopowiada Janusz Mazur. – Oczywiście, w tych krytycznych warunkach COP było niskie, gdyż fizyki się nie oszukać. Wskaźnik oscylował w okolicach 1,30, ale średnie COP z dwóch miesięcy zimowych wyniosło 2,25, a to już niezły parametr. Pokazuje, że z 1 kWh energii elektrycznej możemy uzyskać 2,2 kWh ciepła dla budynku – uzupełnia P. Uznański.

Panele, pompy i dwa stopnie magazynowania

Podchodzimy pod niski budynek naprzeciwko tego, przy którym stoi „termos". Na dachu zainstalowana jest fotowoltaika będąca odrębnym układem, trochę niezależnym od źródła ciepła i magazynowania. – Ale jest istotna, bo dostarcza energię dla pomp ciepła – mówi Paweł Uznański wskazując na kaskadę trzech pomp powietrze – woda, o mocy szczytowej powyżej 45 kW. Pompy te współpracują z maszynownią zabudowaną wewnątrz. To tam znajduje się wewnętrzny bufor ciepła i chłodu, stanowiący pierwszy stopień magazynowania, a jednocześnie serce całego układu jeśli chodzi o hydraulikę. – Tu skupiają się wszystkie przepływy, a więc podgrzana woda z pomp ciepła trafia z bufora na instalację wewnętrzną budynku. Poprzez wymiennik ciepła bufor współpracuje z magazynem zewnętrznym. I tutaj pojawia się 2. stopień magazynowania – wymienia Uznański. Magazyn – ów „termos" – jest mniej więcej 10-krotnie większy niż bufor wewnętrzny, z którym współpracuje. Kiedy pompy nie pracują, gdyż energia jest droga, albo nie ma słońca, magazyn przejmuje rolę źródła ciepła i poprzez wymiennik zasila bufor, a ten instalację.

fot. BMP

SERCE UKŁADU
Pompy ciepła współpracują z maszynownią zabudowaną wewnątrz. To tam znajduje się wewnętrzny bufor ciepła i chłodu, stanowiący pierwszy stopień magazynowania, a jednocześnie serce całego układu jeśli chodzi o hydraulikę

Stojąc pod termosem zerkamy na telefon z zainstalowaną aplikacją do sterowania układem, która pozwala na zdalną obsługę z każdego miejsca w Polsce. A sam ThermOS to po prostu zbiornik w zbiorniku. Ten wewnętrzny, roboczy, wykonany jest z polipropylenu – stąd wynikają niskie parametry magazynowania wody i konieczność, żeby był to zbiornik bezciśnieniowy. Zewnętrzny to osłona zabezpieczająca przed warunkami atmosferycznymi, też z polipropylenu. Pomiędzy zbiornikami umieszczono izolację termiczną – w tym przypadku 25 cm wełny mineralnej.

Układ ThermOS jest skalowalny. ConnectPoint opracował trzy rozmiary magazynów: 3 m^3, 6 m^3, 9 m^3. Magazyny ciepła są obiektami wolnostojącymi, dość lekkimi, łatwymi w transporcie i montażu. Konstrukcja z PP-H zapewnia odporność na korozję. Żywotność to jedna z większych zalet w porównaniu do magazynów energii elektrycznej. Nie ma tu mowy o utracie sprawności akumulatora. W środku zbiornika znajduje się tylko woda, którą może zawsze po prostu wymienić. Równie ważna jest sama pojemność cieplna – dla roboczych temperatur magazynu w Krakowie wynosi aż 230 kWh.

Dla budynków, przemysłu i ciepłownictwa

System firmy ConnectPoint już dziś wzbudza spore zainteresowanie. O rozwiązanie pytają inwestorzy np. w sektorze nowego budownictwa mieszkaniowego, gdzie OZE + magazyn ciepła istotnie obniżyłby współczynnik EP, ważny przy projektowaniu nowych obiektów. Układ ten może być też interesujący dla istniejących budynków, gdyż ich właściciele coraz częściej inwestują w fotowoltaikę. By nie oddawać większości energii do sieci będą mogli ją zmagazynować na własne potrzeby, czyli przesunąć, dostosować profil produkcji do profilu odbioru godzinowego. Układ może realizować również funkcję chłodzenia budynków, a bardzo duży potencjał ma zastosowanie technologii do wsparcia przygotowania CWU z OZE.

ThermOS-em zainteresuje się też z pewnością rolnictwo i przemysł – np. spożywczy, kosmetyczny – który często nie wie, co zrobić z niskotemperaturowym ciepłem odpadowym. To również narzędzie dla ciepłownictwa. – Nie twierdzę, że ma całkowicie zastępować ciepło systemowe, chociaż i to już dzieje się na rynku, gdyż jego odbiorcy inwestują w instalacje fotowoltaiczne i w pompy ciepła – mówi P. Uznański i dodaje: – Przedsiębiorstwo ciepłownicze może natomiast pogodzić swój interes z interesem odbiorcy. Czyli wykorzystać rozproszone instalacje OZE, doposażyć w magazyny ciepła, by poprawić funkcjonowanie samej sieci ciepłowniczej w sensie parametrów technicznych, w najbardziej niekorzystnych lokalizacjach czy warunkach. Janusz Mazur dopowiada: – Zapewnienie właściwych dyspozycji ciśnień i temperatur na końcówkach sieci metodami tradycyjnymi jest trudne i kosztowne. Zamiast tego może warto rozważyć instalacje nieduże układów wytwórczo-magazynujących opartych o OZE, podobnych do tych wybudowanych na Balickiej 120. – Nic nie stoi na przeszkodzie, by firmy ciepłownicze mogły zarabiać na tym rozwiązaniu – przekonuje P. Uznański. – Wzbogacić portfolio swoich usług. To niestety dziś bolączka rynku fotowoltaiki i OZE, że pojawiają się tu różnego rodzaju domokrążcy, firmy „niedzielne", które po uruchomieniu instalacji znikają z rynku i odbiorca nie wie, do kogo się zwrócić w przypadku awarii czy konieczności serwisowania. Spółki ciepłownicze mają tymczasem swój potencjał, mają kompetentnych ludzi i zaplecze logistyczne, by we własnym zakresie proponować takie usługi również własnym odbiorcom. Może niekoniecznie budować fotowoltaikę, ale już zhybrydyzować węzeł cieplny z pompami ciepła, z magazynowaniem ciepła, z profesjonalną obsługą w zakresie IT, optymalizacją zużycia energii – jak najbardziej. W tego typu wsparciu od strony aplikacji informatycznych specjalizuje się zresztą nasza firma. A wybudowany w Krakowie układ ThermOS jest tego dowodem – mówi.

Podkreśla, że spółki ciepłownicze mają mocne strony w postaci rozbudowanej sieci, bardzo dużej grupy odbiorców, z którymi są związane od wielu lat, i którzy darzą je zaufaniem. I to trzeba wykorzystać. – Wejść w ten rynek, zaproponować usługę. Bo oddawanie tego pola tylko biznesowi prywatnemu z pewnością nie jest dobre. Ciepłownicy nie powinni się gniewać na OZE. Nie mam na myśli oczywiście rozwiązań, jakie sami instalują w źródłach ciepła, bo przecież inwestują w biomasę, fotowoltaikę, również w sieciowe akumulatory ciepła. Chodzi o to, by rozproszone OZE włączyć do swojego portfela usług i połączyć potencjał własny z aktywnością prywatnych inwestorów. My możemy w tym pomóc – podsumowuje Paweł Uznański.

Więcej informacji o technologii:
https://connectpoint.pl/thermos/ ■

OCZYSZCZALNIE WÓD KOPALNIANYCH

w PGE GiEK S.A. Oddział KWB TURÓW

Marta Kukuć
PGE GiEK S.A. Oddział KWB Turów

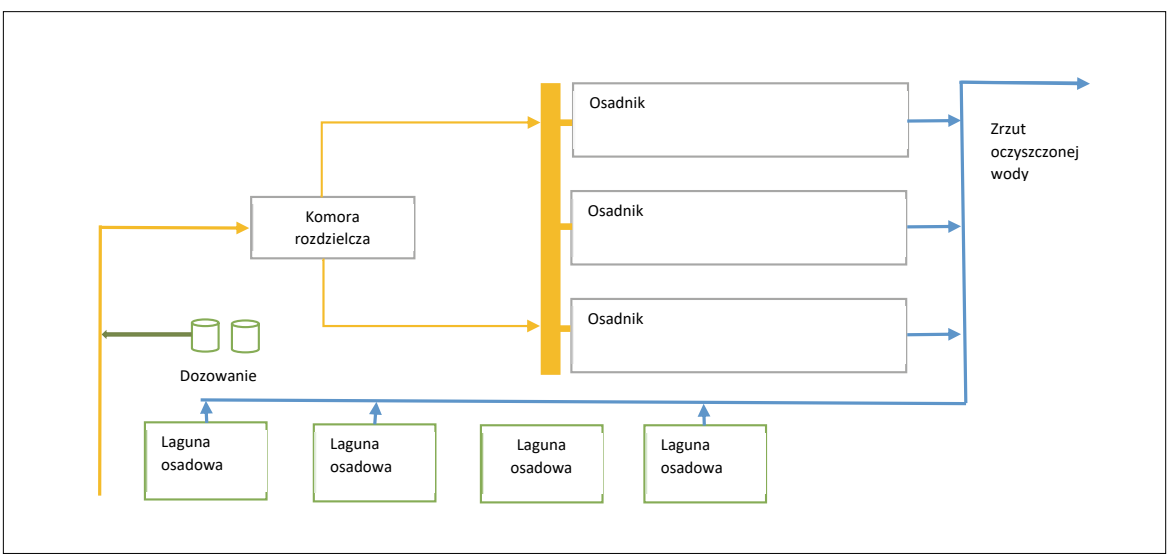
Jakość wód odprowadzanych do środowiska zewnętrznego musi spełniać wszelkie wymogi prawne, w związku z czym w KWB Turów wybudowane zostały i są eksploatowane oczyszczalnie dedykowane tylko wodom kopalnianym.

KWB Turów jest zakładem górniczym eksploatującym węgiel brunatny. Równorzędnie prowadzone jest odwodnienie terenu, które ma za zadanie ujęcie i odprowadzenie wód pochodzących z opadów atmosferycznych oraz z odwodnienia wgłębnego. Obecnie pole powierzchni zlewni wynosi 28,24 km^2, a ilość wód odprowadzanych do odbiorników zewnętrznych to średnio ok. 13 mln/rok. Całą ilość wód ujmuje układ urządzeń hydrotechnicznych i sprowadza do pompowni głównych, z których następnie są one odpompowywane, przez oczyszczalnie wód kopalnianych, na zewnątrz.

Wody spływające do pompowni ulegają zanieczyszczeniu i zawierają m.in.: cząstki węgla, piasku, glin i iłów. Największym problemem są cząstki koloidalne, bardzo lekkie, których nie można usunąć mechanicznie. W związku z koniecznością dotrzymania zapisów pozwoleń wodnoprawnych, w latach 90. XX wybudowano pierwszą oczyszczalnię wód kopalnianych, a w późniejszym czasie kolejne dwie. Aktualnie eksploatowane są trzy oczyszczalnie dedykowane tylko dla wód pochodzących z odwodnienia kopalni.

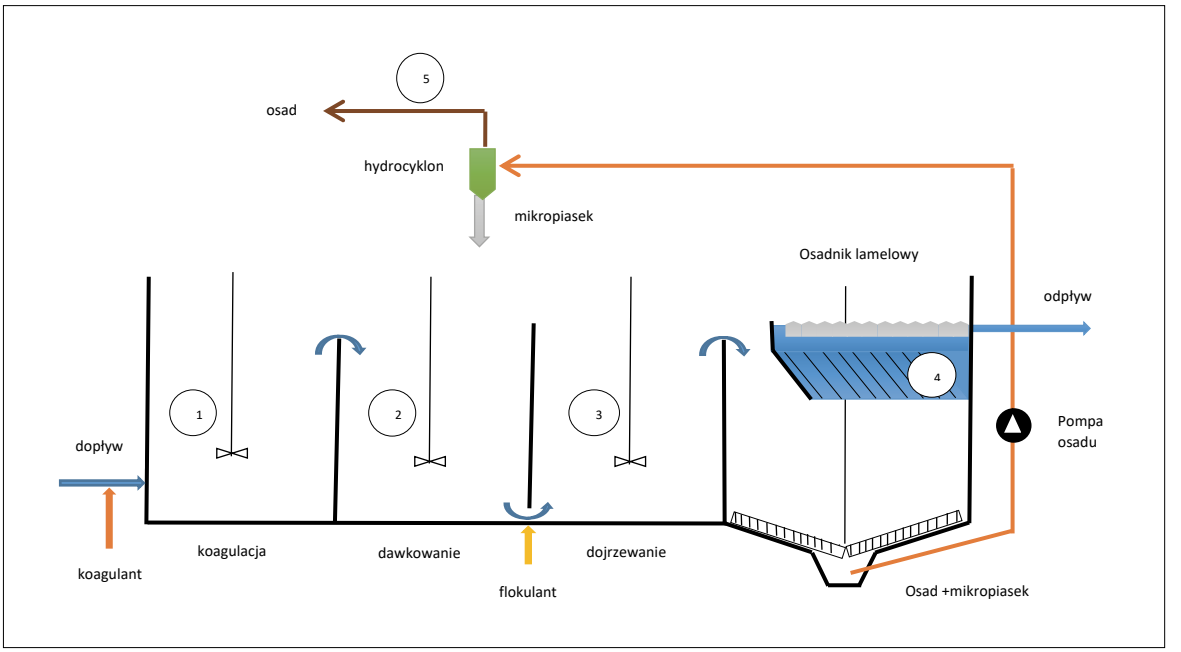
Oczyszczalnia wód na Nysę Łużycką

To mechaniczno-chemiczna oczyszczalnia bazująca na procesie koagulacji i sedymentacji zawiesin. Maksymalna wydajność obiektu wynosi 60 m^3/min. Jako koagulant obecnie stosowany jest PAX 1881-25-2,



RYS. 1 Schemat oczyszczalni

RYS. 2
Schemat ACTIFLO™



dozowany automatycznie (proporcjonalnie i ściśle związany z wielkością przepływu), w dawkach od 50 do 400 mg/m². Następnie woda wraz z koagulantem trafia do komory dystrybucji, gdzie następuje ich intensywne mieszanie się. Stąd przepływa do osadników, w których dochodzi do sedymentacji cząstek, a czysta woda z powierzchni osadnika trafia do Nysy Łużyckiej. Zsedymentowany osad zgarniany jest do lejów osadowych, odpompowany następnie pompami mułowymi do lagun.

> Odwodnienie kopalni jest bardzo ważnym elementem eksploatacji, ponieważ musi zagwarantować bezpieczeństwo pracowników i ruchu zakładu górniczego

Oczyszczalnia wód nad potokiem Ślad

Obiekt jest dwustopniową oczyszczalnią mechaniczno-chemiczną o maksymalnej przepustowości hydraulicznej 75 m³/min. W zależności od obciążenia proces może być prowadzony w pierwszym lub drugim stopniu oczyszczania, jak również równolegle lub szeregowo. Pierwszy stopień oczyszczania polega – tak jak na oczyszczalni nad Nysą – na przepływie wód przez osadniki. Drugi stopień bazuje na ACTIFLO™ – wysokosprawnym procesie koagulacji dynamicznej. Główną jego zaletą jest duża elastyczność, tzn. wysoka efektywność usuwania zawiesiny utrzymująca się na stałym poziomie przy zmiennych warunkach obciążenia hydraulicznego i obciążenia ładunkiem zanieczyszczeń. Dodatkową zaletą tego procesu jest to, że wymaga on znacznie mniejszych kubatur niż tradycyjna koagulacja i flokulacja.

ACTIFLO™ to kompaktowy proces klarowania wody, który wykorzystuje mikropiasek kwarcowy jako ziarna flokulacji. Zapewnia aktywną powierzchnię flokulacji dla zdestabilizowania substancji koloidalnych, a także odgrywa rolę obciążnika kłaczków.

W stacji ACTIFLO™ do wody zanieczyszczonej dodaje się koagulant (PAX-1881-25-2) tuż przed zbiornikiem koagulacyjnym (1). Woda zanieczyszczona jest następnie podawana do zbiornika iniekcyjnego (2). W zbiorniku dawkowania dodaje się mikropiasek, dokładnie mieszany z wodą. Przy przepływie wody za zbiornika iniekcyjnego do zbiornika dojrzewania materiału dodawany jest flokulant (3). Są nim polimery, których cząstki składają się z długich łańcuchów o określonym potencjale elektrycznym.

W zbiorniku dojrzewania materiału łagodne mieszanie zapewnia idealne warunki do powstania mostków polimerowych między mikropiaskiem i cząstkami, które uległy destabilizacji, wskutek czego tworzą się duże, osadzające się kłaczki.

Woda po flokulacji jest podawana do osadnika lamelowego (4). Kłaczki osadzają się szybko, ponieważ mikropiasek znacząco zwiększa ich masę. Woda poddawana oczyszczaniu przechodzi przez płyty i poprzez koryto przelewowe odpływa ze stacji. Strącony osad i mikropiasek są odprowadzane z dna i przepompowywane z powrotem do hydrocyklonów (5). Recyrkulacja uzależniona jest od stężenia zawiesin stałych w wodzie surowej. Energia z pompowania jest efektywnie przetwarzana na siły odśrodkowe w hydrocyklonie, co sprawia, że osad chemiczny zostaje oddzielony od

mikropiasku. Po oddzieleniu mikropiasek ponownie wprowadza się do procesu ACTIFLO™, do powtórnego wykorzystania. Osad o mniejszej gęstości zostaje wyprowadzony z hydrocyklonu i odprowadzony ze stacji do zbiornika osadu. Ze zbiornika tego jest wypompowywany przy pomocy pomp ślimakowych na prasy filtracyjne.

Na każdą prasę przypada jedna stacja roztwarzania polielektrolitu wraz z pompą. Na rurociągu między pompą osadu rzadkiego a wypływem na prasę znajduje się tzw. „waga osadu" – statyczny mieszalnik flokulantu z osadem. Skłaczkowany osad, poprzez rozdzielacz rozdzielany jest równomiernie na całej powierzchni sita górnego. W wyniku działania siły grawitacyjnej następuje znaczne odwodnienie osadu. Dzięki zastosowaniu opatentowanych szykan BELLMER proces ten przebiega znacznie efektywniej. Po wstępnym odwodnieniu osad dostaje się między dwie taśmy tworzące klin o zmiennym przekroju. Następnie pozostający osad kierowany jest na system walców z oplotem taśm w kształcie litery S. Ustawicznie zwiększające się ciśnienie powoduje dalsze odwodnienie osadu. Odwodniony, odprowadzany jest na przenośniki i trafia docelowo pod wiatę osadu, a następnie do utylizacji.

Oczyszczalnia nad potokiem Biedrzychówka

Obiekt bazuje wyłącznie na wysokosprawnym procesie koagulacji dynamicznej ACTIFLO™ wraz z prasami BELLMER. Zainstalowane są dwie linie oczyszczania, które mogą pracować równocześnie lub naprzemiennie. Przepustowość oczyszczalni wynosi

FOT. 2
Dopływ osadu na prasę

FOT. 1
Woda na wlocie do oczyszczalni

FOT. 3
Odwadnianie osadu przy pomocy szykan

fot. KWB Turów

FOT. 4
Odwodniony osad

fot. KWB Turów

FOT. 5
Woda na wylocie z oczyszczalni

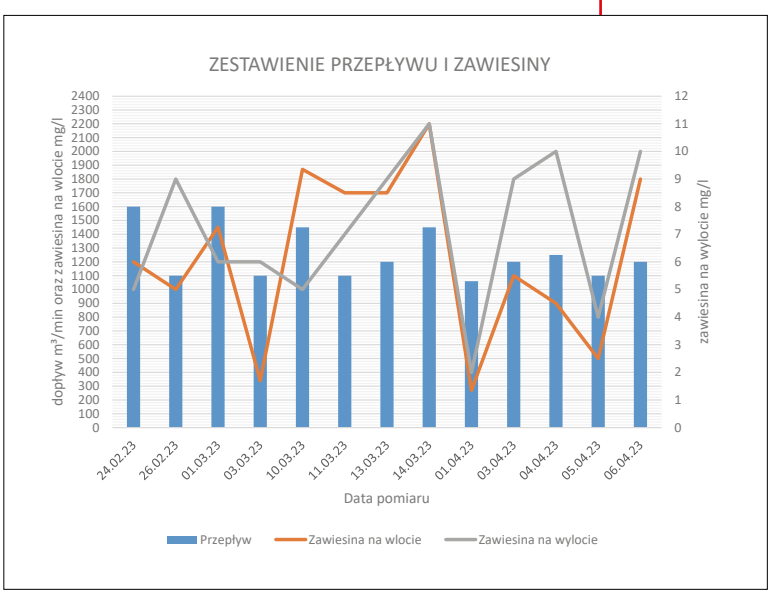
40,8 m^3/min, natomiast maksymalne stężenie zawiesiny ogólnej (na dopływie) to 2500 mg/l.

Jakość ścieków oczyszczonych

Wymagania dotyczące jakości ścieków oczyszczanych wprowadzonych do wód płynących określa Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2014 r. w sprawie warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzeniu ścieków do wód lub do ziemi oraz w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego. Najwyższe dopuszczalne wartości wskaźników zanieczyszczeń w ściekach przemysłowych odprowadzanych do wód określone w załączniku do ww. rozporządzenia dla rozpatrywanych zanieczyszczeń wynoszą:

- temperatura max: 35,0°C,
- odczyn – 6,5-9,0 pH,
- zawiesina ogólna ≤ 35 ml/l,
- chlorki – 1000 mg Cl/l,
- siarczany – 500 mg SO_4/l.

RYS. 3
Wielkość przepływu oraz wielkość zawiesiny na wlocie i wylocie z oczyszczalni



Na podstawie ww. rozporządzenia Wody Polskie wydały dla KWB Turów pozwolenia wodnoprawne, które ściśle określają stan i skład wód, jakie muszą spełniać, aby zrzucić do odbiorników zewnętrznych.

Wykres (rys. 3) przedstawia efekty oczyszczania wód, tzn. wielkość przepływu oraz wielkość zawiesiny na wlocie i wylocie z oczyszczalni.

***

Odwodnienie kopalni jest bardzo ważnym elementem eksploatacji, ponieważ musi zagwarantować bezpieczeństwo pracowników i ruchu zakładu górniczego. Równocześnie jakość wód odprowadzanych do środowiska zewnętrznego musi spełniać wszelkie wymogi prawne, w związku z czym wybudowane zostały i są eksploatowane oczyszczalnie dedykowane tylko wodom kopalnianym. Przez ponad 20-letni okres użytkowania obiekty te były poddawane rozbudowom i modernizacjom, ponieważ mamy świadomość, że ciągły rozwój gwarantuje dotrzymanie wymogów prawnych oraz umożliwi uniknięcie negatywnego wpływu na środowisko naturalne. ■

Technologie Czystego Jutra

ODPYLANIE – FILTRACJA – NEUTRALIZACJA
od projektu po montaż

www instalfilter.pl

GRUPA BTIS

TRENDSETTERZY W EFEKTYWNOŚCI

– Nasz zespół to grupa trendsetterów, pionierów, nieustannie pracujących nad nowymi technologiami. Wyznaczających nowe kierunki w zakresie efektywności i jakości urządzeń ochrony powietrza – mówi prezes **Roman Burgiel** i wiceprezes **Maciej Napieralski** z INSTAL-FILTER SA – firmy, która w 2023 r. obchodziła jubileusz 10-lecia działalności.

Przemysław Płonka: 100, 200, 300...? Liczyliście panowie, ile projektów zrealizował INSTAL-FILTER SA przez 10 lat działalności?

Maciej Napieralski: Dobre pytanie. Przygotowując się kiedyś do pewnego spotkania, na którym miałem mówić o naszych dokonaniach, doliczyłem się takiej liczby wykonanych instalacji, że pomyślałem, iż to pomyłka. Jednak po weryfikacji tych danych z działem marketingu okazało się, że są poprawne. Podczas ostatniej dekady zbudowaliśmy ponad 400 instalacji! Dodam, że każdy projekt, niezależnie od wielkości, przechodzi przez ten sam cykl inwestycyjny, który zaczyna się od koncepcji przez prefabrykację, wykonanie, montaż, aż po uruchomienie instalacji.

PREZESI INSTAL-FILTER
Roman Burgiel (po prawej) – prezes i Maciej Napieralski – wiceprezes INSTAL-FILTER SA

fot. INSTAL-FILTER SA

Czy którąś z tych realizacji szczególnie pamiętacie?

Roman Burgiel: Podczas gali z okazji jubileuszu INSTAL-FILTER przyznaliśmy pamiątkową statuetkę dla RADPEC S.A. Wyróżnienie dla Radomskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej nie jest przypadkowe, gdyż inwestycja, którą prowadziliśmy w tej spółce, była naszym największym kontraktem, a jego trzyletnia realizacja przypadała na bardzo burzliwe lata. Pandemia, wojna w Ukrainie, kryzys energetyczny, rosnące ceny stali, braki kadrowe... Te wydarzenia niewątpliwie miały wpływ na przebieg projektu.

MN: Na szczęście RADPEC to firma dialogu, co pozwalało nam na bieżąco rozwiązywać trudności. Dzięki temu dotrzymaliśmy terminów i wszystko poszło zgodnie z zapisami w kontrakcie. Wykonanie instalacji odsiarczania i odpylania spalin w radomskiej spółce to zatem jeden z tych projektów, którymi chcemy się chwalić, dokonując podsumowania ostatnich 10 lat.

RB: Podczas tej dekady INSTAL-FILTER odniósł znaczący sukces. Pokuszę się nawet o stwierdzenie, że firma jest aktualnie monopolistą w niektórych obszarach. To rezultat ciągłego opracowywania nowych technologii oraz doskonałego opanowania już posiadanych umiejętności.

Pandemia, wojna, trudności rynkowe. A z drugiej strony konieczność dostosowania energetyki i przemysłu do norm europejskich – choć wiele już na tym polu zostało

zrealizowane. Czy najbardziej intensywny czas za wami, czy może jeszcze dopiero nadejdzie?

RB: To zależy od podejścia do tej kwestii. Jeśli spojrzymy z punktu widzenia liczby zrealizowanych instalacji, to rzeczywiście możemy stwierdzić, że najbardziej intensywny dla nas okres częściowo się zakończył. Był on związany z dostosowywaniem się zakładów przemysłowych do norm europejskich, w tym dyrektywy MCP i IED. W ciągu kolejnych kilku lat INSTAL-FILTER nadal będzie działać w tym obszarze, ale już nie tak mocno jak na początku.

A wybiegając w przyszłość – liczymy na rozwój w nowych branżach: zarówno tych już istniejących, jak i takich, które dopiero pojawią się w związku z nowymi wymogami ekologicznymi UE. Nasza firma jest gotowa obsługiwać różnorodne obszary rynku, wykorzystując zdobyte już doświadczenie. To na pewno jedno z wyzwań, jakie nas czekają.

MN: Zgadzam się. W przeszłości byliśmy bardzo mocno ukierunkowani na działanie w branży ciepłowniczej. Aktualnie coraz więcej projektów prowadzimy w przemyśle, gdzie tematy związane z ekologią są bardzo istotne. Należy podkreślić, że w 2023 roku 90% naszych realizacji dotyczyło przemysłu. Mogę tu wymienić np. rafinerię w Trzebini czy polskie cukrownie.

RB: W tym miejscu warto też wspomnieć o Grupie BT Industrial Solutions (w skrócie BTIS), do której należymy wraz z firmą BART. Przed połączeniem sił zajmowaliśmy się odrębnymi gałęziami przemysłu. INSTAL-FILTER – branżą ciepłowniczą oraz przemysłem ciężkim, a BART m.in. farmacją, przemysłem spożywczym, ceramicznym oraz automotive. Teraz nasza działalność jest bardziej zróżnicowana, a powyższa symbioza daje możliwość dotarcia do nowego grona klientów.

Czy Polska nadal pozostaje waszym najważniejszym rynkiem?

RB: Cały czas jest głównym rynkiem dla INSTAL-FILTER, ale mamy na swoim koncie także realizacje instalacji za granicą, głównie w Niemczech, we Francji, Holandii, Rumunii czy Estonii. Technicznie i cenowo prezentujemy bardzo dobry poziom, także mamy duże szanse na rozwój w kierunku globalnym. Taki zresztą nakreśliliśmy plan rozwoju, natomiast oczywiście to proces, który będzie trwał.

Do rozwoju potrzeba pracowników, a o tych dziś niełatwo.

MN: Znamy ten problem i działamy tu bardzo aktywnie. Często uczestniczymy w targach pracy, współpracujemy z uczelniami oraz szkołami zawodowymi, organizujemy wycieczki do naszej fabryki, zachęcając dzieci i młodzież do wiązania swojej przyszłości z firmą.

Warunki pracy, które oferujemy, są bardzo dobre. Nasz zakład jest nowoczesny, zbudowany zgodnie z najnowszymi standardami.

INSTAL-FILTER SA jest producentem i dostawcą nowoczesnych technologii odpylania, filtracji i neutralizacji spalin dla wszystkich gałęzi przemysłu. Spółka zapewnia kompleksową obsługę – od projektu przez produkcję, po montaż, uruchomienie i serwis.

Po fuzji z firmą instalacyjną Bart Sp. o.o. z biurami w Sosnowcu, Warszawie, Wrocławiu i Gdańsku, INSTAL-FILTER SA współtworzy Grupę BT Industrial Solutions (w skrócie BTIS), która zatrudnia około 230 osób oraz osiąga obrót ponad 200 mln zł rocznie. W planach Grupy BTIS jest dalszy rozwój organiczny oraz przez akwizycje, a także wzrost przychodów z rynków zagranicznych.

RB: Zatrudniamy też specjalistów z zagranicy. Przypominam sobie spotkanie wigilijne, które odbyło się na jednym z budowanych obiektów. Pojawiły się na nim osoby z pięciu różnych krajów, a dodam, że było tam tylko 20 pracowników!

To przedświąteczne spotkanie było i jest dla mnie symbolem ogromnej zmiany na polskim rynku pracy.

Jak będzie wyglądała polska energetyka – i wasza firma – w czasie kolejnego jubileuszu, za następne 10 lat?

MN: Dziś chyba nikt nie jest pewien, w którym kierunku rozwinie się energetyka. Możliwe, że w przyszłości kluczową rolę odegra wodór, ale i energia atomowa, choć perspektywa 10 lat jest zbyt krótka na znaczący postęp w zakresie wykorzystania tych źródeł w Polsce.

RB: Obecnie w przemyśle dominuje węgiel, ale wkrótce będziemy operować miksem różnych źródeł energii: od wiatru przez słońce, gaz, węgiel, po może i coś nowego... Przewiduję, że nasza firma będzie elastycznie i szybko dostosowywać się do tych zmian, działać w różnych branżach, oferując różnorodne rozwiązania, choć problemy do rozwiązania będą coraz bardziej skomplikowane.

MN: Dzięki naszemu wysoko wykwalifikowanemu zespołowi nie obawiamy się jednak nawet najtrudniejszych wyzwań związanych z neutralizacją szkodliwych związków – nie tylko pochodzących z kotłów spalających węgiel czy biomasę. Jestem pewien, że doświadczenie, które zdobyliśmy przez ostatnie 10 lat przyniesie nam korzyści w przyszłości.

Na stronie internetowej opisujemy nasz zespół jako grupę trendsetterów, pionierów, nieustannie pracujących nad nowymi technologiami. Wyznaczających nowe kierunki w zakresie efektywności i jakości urządzeń ochrony powietrza. Urządzenia, które oferujemy nie tylko spełniają dzisiejsze normy Unii Europejskiej, ale również „wybiegają" w przyszłość, więc o przyszłość naszej firmy jesteśmy spokojni.

Rozmawiał Przemysław Płonka, redaktor naczelny BMP

DYREKTYWA RED
skutki dla gospodarki wodorowej

Marek Foltynowicz
ekspert Klastra Technologii Wodorowych

UE zwiększa cele w zakresie udziału OZE w zużyciu energii końcowej. Dlatego warto przyjrzeć się dokładnie regulacjom i zacząć planować inwestycje w paliwa odnawialne, w tym w odnawialny wodór.

W lutym ub.r. Komisja Europejska zaproponowała szczegółowe przepisy definiujące, czym jest wodór odnawialny w UE. Umożliwiają one teraz planowanie inwestycji w produkcję odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego (dalej Renewable Fuels of Non-Biological Origin RFNBO DA). W czerwcu 2023 r. przepisy te zostały publikowane w Dzienniku Urzędowym EU bez poprawek, jako tzw. akty delegowane (DA).

Akty delegowane

Pierwszy to rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184, które określa konieczne do spełnienia warunki, aby wodór można było uznać za odnawialny. Drugi to rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1185 zawierające metodologię obliczania śladu węglowego dla bazujących na wodorze paliw określanych jako RFNBO.

Dodatkowo 12 września 2023 r. posłowie do Parlamentu Europejskiego formalnie zatwierdzili zmiany w dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED III) – dokumencie, który ma na celu doprowadzenie do stosowania energii odnawialnej we wszystkich państwach członkowskich na szeroką skalę.

Dyrektywa RED III wyznacza następujące podstawowe cele na wykorzystanie paliw odnawialnych RFNBO, w tym szczególnie wodoru odnawialnego:

Fot. 123rf

- w przemyśle, do 2030 r., 42% całego wykorzystywanego wodoru ma spełniać warunki paliw odnawialnych RFNBO. Od roku 2035 r. udział ten ma wzrosnąć do 60%.
- W transporcie, już w roku 2025 ilość wykorzystywanych biopaliw i paliwa odnawialnego RFNBO ma wynosić 1% wszystkich paliw. Zaś od roku 2030 łączna ilość stosowanych biopaliw i/lub paliwa odnawialnego RFNBO wzrosnąć ma do 5,5% wszystkich paliw używanych w transporcie, przy czym co najmniej 1% muszą to być paliwa odnawialne RFNBO.
- W sektorze transportu morskiego państwa członkowskie UE, w których znajdują się porty morskie, powinny dążyć do tego, aby do 2030 r. paliwa odnawialne RFNBO stanowiły już 1,2% całkowitej ilości energii dostarczanej do tego sektora.

Dyrektywa RED III

Akt delegowany RFNBO uzupełnia dyrektywę w sprawie odnawialnych źródeł energii – RED III, określając szczegółowe przepisy dotyczące sposobu, w jaki producenci paliw mogą pozyskiwać energię elektryczną, która jest w pełni odnawialna. Metodologia GHG obejmuje podejście oparte na cyklu życia w celu określenia intensywności emisji gazów cieplarnianych z paliw RFNBO i paliw pochodzących z recyklingu paliw węglowych RCF. W tym podejściu rozróżnia się energię elektryczną, która jest w pełni odnawialna, i energię elektryczną uznawaną za częściowo odnawialną. Akty delegowane są zatem ze sobą ściśle powiązane.

Akty delegowane dotyczące wodoru mają zastosowanie do wodoru zużywanego i/lub importowanego do UE. Aby wodór odnawialny został zaliczony na poczet celów określonych w dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii, do jego produkcji metodą elektrolizy musi być wykorzystywana energia odnawialna i spełnione określone uwarunkowania. Poniższej przedstawiono krótką analizę dwóch proponowanych aktów delegowanych.

Odnawialne ciekłe i gazowe paliwa transportowe pochodzenia niebiologicznego, jak i powstałe z recyklingu paliwa węglowe, są wyraźnie uwzględnione w przepisach RED III i uznawany jest ich wkład w realizację celów sektora transportu w zakresie energii odnawialnej. W przepisach tych wyznaczono obecnie maksymalny próg intensywności emisji gazów cieplarnianych przy wytwarzaniu paliw zarówno w przypadku RFNBO, jak i w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych (RCF). Próg ten określono jako poziom emisji, który ma być 70% poniżej emisji dla odpowiednika wytworzonego z paliw kopalnych. Oznacza to, że emisja może wynieść do 94 g CO_2 eq/MJ, tj. nie więcej niż 28,2 g CO_2 eq/MJ. Dotyczy to całkowitego śladu węglowego dla danego rodzaju paliwa dostarczonego konsumentowi końcowemu. W związku z tym, jeżeli wodór (czy inne paliwo RFNBO) miałby być transportowany do odbiorców końcowych z miejsca produkcji, lub wodór byłby jedynie produktem pośrednim w wytwarzaniu paliw syntetycznych, to przy liczeniu śladu węglowego należy uwzględnić wszystkie emisje związane z tymi procesami.

Co do zasady, ciekłe i gazowe paliwa RFNBO produkowane z użyciem energii elektrycznej uznaje się za odnawialne wyłącznie wówczas, gdy wykorzystana energia jest odnawialna.

Pobór energii elektrycznej z sieci

Jest to opcja podstawowa, przy czym producenci paliwa mogą uznawać energię elektryczną z sieci za w pełni odnawialną, jeżeli instalacja produkująca odnawialne ciekłe i gazowe paliwo RFNBO znajduje się na obszarze rynkowym, na którym średni udział odnawialnej energii elektrycznej przekroczył 90% w poprzednim roku kalendarzowym. Spełnienie dalszych kryteriów (dodatkowość, korelacja czasowa i geograficzna) nie jest konieczne.

Jeżeli powyższy warunek nie został wypełniony, energię elektryczną pobraną z sieci można uznać za

SCENARIUSZE POZYSKANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Fot. 123rf

Dopuszcza się następujące scenariusze pozyskiwania energii elektrycznej (ee) do instalacji do produkcji wodoru za pomocą elektrolizy:

- **opcja 1:** ee pobierana jest z sieci elektrycznej pod warunkiem, że energia ta jest w pełni odnawialna (spełnia warunek niskiej intensywności emisji gazów cieplarnianych);
- **opcja 2:** w pełni odnawialna ee pochodzi ze źródła wytwarzania energii odnawialnej bezpośrednio podłączonego do instalacji;
- **opcja 3:** ee w pełni odnawialna dostarczana jest za pośrednictwem sieci elektrycznej na podstawie kontraktu PPA.

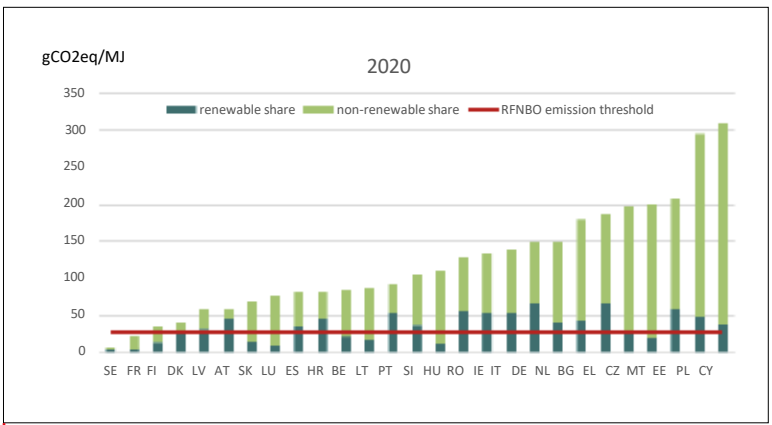
oraz dopuszcza się rozwiązanie 4 – tj. połączenie powyższych opcji.

w pełni odnawialną, gdy intensywność emisji wynikających z wytwarzania energii elektrycznej w sieci jest niższa niż 18 g CO_2 eq/MJ, co przekłada się na próg intensywności emisji RFNBO nie więcej niż 28,2 g CO_2 eq/MJ. Niestety przypadek ten nie będzie miał zastosowania w większości państw członkowskich UE (w tym Polski) w najbliższej przyszłości, ponieważ intensywność emisji gazów cieplarnianych w sieci energetycznej jest zbyt duża.

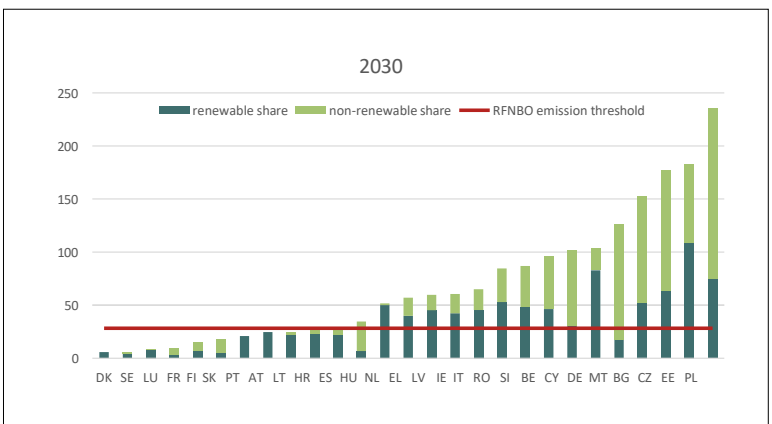
Intensywność emisji i udział energii odnawialnej w miksie energetycznym pokazano na rys. 1 i rys. 2.

Tylko Francja i Szwecja spełniają ten wymóg, ze względu na udział energii jądrowej, oraz Norwegia, dzięki udziałowi energii wodnej w produkcji energii. Według prognoz Hydrogen Europe sytuacja po 2030 zmieni się nieznacznie i tylko 12 krajów będzie spełniało ten warunek, a Polska spadnie na ostatnie miejsce.

Jest jeden wyjątek, gdy można uznać energię elektryczną pobraną z sieci o wysokiej intensywności emisji za w pełni odnawialną. Chodzi o sytuację, gdy pobierana energia elektryczna zużywana jest i rozliczana w okresie niezbilansowania na podstawie dowodów pochodzących od krajowego operatora systemu przesyłowego:



RYS. 1
Intensywność emisji i udział energii odnawialnej w miksie energetycznym w 2020 roku



RYS. 2
Prognozowana intensywność emisji i udział energii odnawialnej w miksie energetycznym w 2030 roku

a. instalacje wytwarzające energię elektryczną z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii podlegały redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia ich mocy
   oraz
b. energia elektryczna zużyta przy produkcji paliwa RFNBO zmniejszyła zapotrzebowanie na redysponowanie o odpowiednią ilość.

Ten ostatni przypadek może znaleźć zastosowanie w Polsce i potrzebne jest dopracowanie szczegółów regulacji prawnych takiego wykorzystywania energii elektrycznej z sieci.

Bezpośrednie połączenie elektrolizera ze źródłem energii OZE

To bardzo dobre rozwiązanie, gwarantujące uznanie wodoru za w pełni odnawialne paliwo RFNBO o śladzie węglowym równym 0 g CO_2 eq/MJ w miejscu wytworzenia. Musi być tu spełniony warunek dodatkowości, tzn. wybudowania i uruchomienia źródła OZE nie wcześniej niż 36 miesięcy od daty powstania instalacji produkcji RFNBO oraz brak uzyskania pomocy finansowej przy budowie instalacji OZE (artykuł 5 b Rozporządzenia UE 2023/1184).

Jeżeli elektrolizer będzie równocześnie podłączony do sieci elektrycznej, musi być zainstalowany inteligentny licznik poboru energii, pokazujący, że nie pobrano energii z sieci w żadnym momencie. Są tu ważne odstępstwa od zasady dodatkowości, które Polska powinna wykorzystać. Otóż nie obowiązuje ona dla instalacji produkujących paliwo RFNBO, które rozpoczną działanie przed 1 stycznia 2028 r. oraz gdy za moment rozpoczęcia pracy instalacji OZE – wcześniej niż 36 miesięcy – uznaje się produkcję energii OZE w następstwie rozbudowy źródła energii OZE zdefiniowanej w art. 2 pkt 10 dyrektywy RED 2018/2001, wymagającej inwestycji przekraczających 30% inwestycji, która byłaby potrzebna, aby zbudować podobną nową instalację.

Dobrze by było, by polscy inwestorzy i operatorzy istniejących/rozbudowywanych instalacji OZE spróbowali uruchomić instalacje produkcji wodoru w ciągu tych najbliższych 5 lat, co pozwoliłoby ograniczyć całkowite koszty inwestycyjne. Opcja bezpośredniego podłączenia wymagałaby jednak, aby elektrolizer pracował w sposób elastyczny, tzn. przy zmiennym obciążeniu OZE. I tu znowu możliwe jest odstępstwo – chodzi o rozwiązanie, gdy instalacja OZE będzie tak skonfigurowana i połączona z lokalnym magazynem energii elektrycznej, do jakiego przesyłane będą nadwyżki produkcji OZE (ponad moc elektrolizera), z którego będzie ona zasilać elektrolizer w okresach braku produkcji energii OZE. Pytanie, czy takie rozwiązanie techniczne będzie ekonomicznie uzasadnione?

Kontrakty na dostawę energii elektrycznej OZE

Tu dostawa energii OZE odbywa się poprzez sieć elektryczną, ale zawarty jest kontrakt PPA (z jednym

Polska Strategia Wodorowa (PSW) jako pierwszy cel podaje wdrożenie technologii wodorowych w energetyce, określając obszary ich implementacji. PSW zakłada m.in. wsparcie B+R w zakresie tworzenia układów kogeneracyjnych z wykorzystaniem ogniw paliwowych. Współspalanie wodoru przewidywane jest w turbinach gazowychi/lub układach kogeneracyjnych średniej wielkości.

Polskie firmy już pracują nad innowacyjnymi rozwiązaniami służącymi dekarbonizacji sektora grzewczego. ORLEN, we współpracy ze spółką Horus-Energia, opracował i przetestował pierwszy na świecie system wielopaliwowy. Jest to zespół kogeneracyjny o mocy 1MW, wyposażony w system wielopaliwowy Multifuel, umożliwiający produkcję energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem wodoru, gazu ziemnego lub ich mieszanki.

Podczas ubiegłorocznej konferencji PCHET w Gdyni spółka SES Hydrogen Energy zaprezentowała jednostkę testową kotła wodorowo-tlenowego 0,5 MW (na zdjęciu). To kocioł grzewczy, w którym spalany jest wodór w tlenie w obiegu zamkniętym, bez strat kominowych, w efekcie czego w sposób bezemisyjny generowana jest para wodna, będąca nośnikiem energii cieplnej. Kluczowym wyzwaniem w prowadzonych przez spółkę pracach rozwojowych było zapewnienie bezpiecznego spalania wodoru z czystym tlenem, co jest zasadniczą innowacją na tle rozwiązań dostępnych na rynku.

Warto więc do PSW wpisać też wsparcie dla szerokiego wdrożenia wielopaliwowych silników spalinowych kogeneracyjnych i kotła wodorowo-tlenowego jako rozwiązań mających znaczący wpływ na wskaźnik „local content".

lub kilkoma wytwórcami energii OZE) gwarantujący, że energia OZE produkowana jest w innej lokalizacji niż elektrolizer i dostarczana do sieci wyłącznie na potrzeby realizacji tego kontraktu dla jednego klienta. Przypadek ten wymaga jednak spełnienia kilku dodatkowych warunków wstępnych, aby móc zaklasyfikować energię elektryczną jako w pełni odnawialną, w tym:

- dodatkowość,
- korelacja czasowa,
- korelacja geograficzna.

Dodatkowość – podobnie jak w opcji 2 instalacja OZE musi być nowo wybudowaną i nie może być oddana do użytku wcześniej niż 36 miesięcy przed uruchomieniem elektrolizera (również obowiązują tamte odstępstwa).

Korelacja czasowa – musi zachodzić miesięczna (a po 1 stycznia 2030 r. – godzinowa) korelacja dostaw energii odnawialnej z produkcją H_2. Korelację czasową uznaje się za spełnioną zawsze, jeżeli produkcja wodoru zachodzi w okresie jednej godziny, w której cena rozliczeniowa energii elektrycznej wynikająca z Rynku Dnia Następnego jest niższa lub równa 20 EUR/MWh.

Korelacja geograficzna to sytuacja, gdy dostawy energii OZE w ramach kontraktu PPA odbywają się na terenie geograficznym w tej samej strefie przetargowej (najczęściej w granicach danego państwa) co lokalizacja elektrolizera.

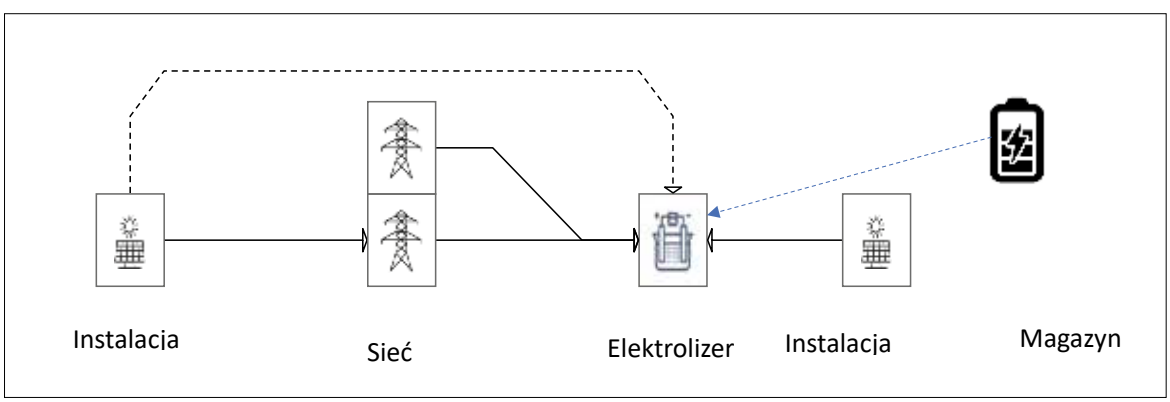
Potrzebne są również powiązane gwarancje pochodzenia będące dodatkowym elementem niezbędnym do zapewnienia, aby ta sama jednostka energii ze źródeł odnawialnych była brana pod uwagę tylko raz.

Połączenie wszystkich opcji

Jak wspomniano, możliwy jest przypadek – rozwiązanie 4, czyli połączenie powyższych opcji co przedstawiona na rys. 3.

Rozwianie to ma umożliwić maksymalne wykorzystanie czasu pracy elektrolizera z użyciem energii OZE (bezpośrednie połączenie lub poprzez kontrakt PPA) wraz z magazynem energii oraz zakupem energii z sieci. W tym rozwiązaniu należy przeprowadzić bardzo szczegółowe obliczenia opłacalności zakupu

RYS. 3
Schemat sposobu dostaw energii elektrycznej do elektrolizera



energii z sieci celem zwiększenia stopnia wykorzystania elektrolizera, gdyż przepisy DA rozróżniają wodór produkowany ze 100% użyciem energii OZE i przypisują mu współczynnik emisji 0 g CO_2 eq/MJ od sytuacji produkcji H_2 z użyciem energii z sieci, któremu to wodorowi przypisuje się współczynnik emisji odpowiadający współczynnikowi sieci krajowej. Co to oznacza w praktyce? Otóż współczynnik emisji dla całego wyprodukowanego wodoru w takiej instalacji, wg rozwiązania 4, będzie obliczony jako uśredniony. Czyli wodór wytworzony ze 100% użyciem energii OZE nie będzie miał już współczynnika 0 g CO_2 eq/MJ, tylko wartość średnią z współczynnika z sieci w proporcji do ilości wodoru powstałego z obu tych źródeł zasilania. Oznacza to bardzo trudną sytuację dla producentów wodoru w Polsce, chcących wykorzystać to mieszane zasilanie ze względu na bardzo wysoki współczynnik intensywności emisji gazów cieplarnianych w polskiej sieci energetycznej (zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem MKiS w roku 2023 wynosił on 182,1 g CO_2 eq/MJ i dawał w przeliczeniu na wodór wielkość 285,9 g CO_2 eq/MJ, czyli bardzo daleko od progu dla RFNBO 28 g CO_2 eq/MJ).

***

Zgodnie z dyrektywą RED III, chcąc spełnić wymóg zastąpienia 42% wodoru szarego zużywanego w produkcji przemysłowej wodorem odnawialnym, wg RFNBO DA potrzebne będzie wybudowanie w Polsce wielu nowych dodatkowych instalacji energii OZE. Niespełnienie tych warunków dostaw energii OZE do roku 2030 w poszczególnych krajach skutkować będzie utratą konkurencyjności produkcji przemysłowej. Dotyczyć to będzie w dużej mierze Polski. Szczególnie duże przedsiębiorstwa muszą uważnie prześledzić nowe wymagania i odpowiednio szybko zaplanować ich wdrożenie, poszukać odpowiednich dostawców/deweloperów energii OZE i przygotować kontrakty PPA na jej dostawę. Co prawda prowadzona jest jeszcze dyskusja na poziomie UE celem zaklasyfikowania jako wodoru „niskoemisyjnego" – wytwarzanego z energii jądrowej lub ewentualnie gazu kopalnego z wychwytywaniem i magazynowaniem dwutlenku węgla (tj. niebieskiego H_2) – jako odnawialnego. W ramach prawa gazowego UE opracowywany jest obecnie tzw. Hydrogen and Gas Market Decarbonisation Package określający m.in. warunki dla takiej klasyfikacji wodoru. Pozwoliłoby to poszerzyć możliwości i złagodzić warunki produkcji paliw RFNBO i dobrze rozplanować budowę nowych źródeł energii OZE. Należy zdawać sobie sprawę, że wdrożenie proponowanych przez UE rozwiązań będzie trudne w naszym kraju.

Do rozwiązania pozostaje jeszcze cały system certyfikacji pochodzenia wodoru i zatwierdzania prawidłowości wyliczeń śladu węglowego, gdyż to dostawcy wodoru/paliw będą musieli dokładne udokumentować, które opcje zastosowano w celu zaopatrzenia się w odnawialną energię elektryczną. Na dziś Komisja Europejska otrzymała aplikacje dwóch organizacji przedstawiających tzw. voluntary schemes for RFNBO. Są to CertifHy (https://www.certifhy.eu/) oraz ISCC (International Sustainability & Carbon Certification, https://www.iscc-system.org/).

ENERGIA Z OZE
Niespełnienie warunków dostaw energii OZE do roku 2030 w poszczególnych krajach skutkować będzie utratą konkurencyjności produkcji przemysłowej – dotyczyć to będzie również Polski

> Duże przedsiębiorstwa muszą prześledzić nowe wymagania, zaplanować ich wdrożenie, poszukać dostawców energii OZE i przygotować kontrakty PPA na jej dostawę

W lipcu 2028 r. Komisja oceni praktyczne strony stosowania opisanej metodyki określającej, kiedy energia elektryczna wykorzystywana do produkcji paliw RFNBO może zostać uznana za odnawialną, celem wprowadzenia ewentualnych poprawek. W przeglądzie tym uwzględniony też będzie wpływ przepisów dotyczących dodatkowości, korelacji czasowej i geograficznej. Nie zwalnia to nas jednak od przygotowywania inwestycji w paliwa RFNBO już teraz.

Literatura

1. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_594
2. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/hydrogen-delegated-acts_en
3. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-7/2023_07_26_Document_Certification_questions.pdf
4. Raport Hydrogen Europe – Impact assessments of the RED II delegated acts on RFNBO and GHG accounting marzec 2023.
5. Dane z webinaru HE Working Group on Regulation, Code, Standards and Market 20 marca 2023.
6. https://www.icis.com/explore/resources/news/2023/09/13/10924662/icis-explains-red-iii-and-its-implications-for-hydrogen/ ■

APLIKACJA BMP

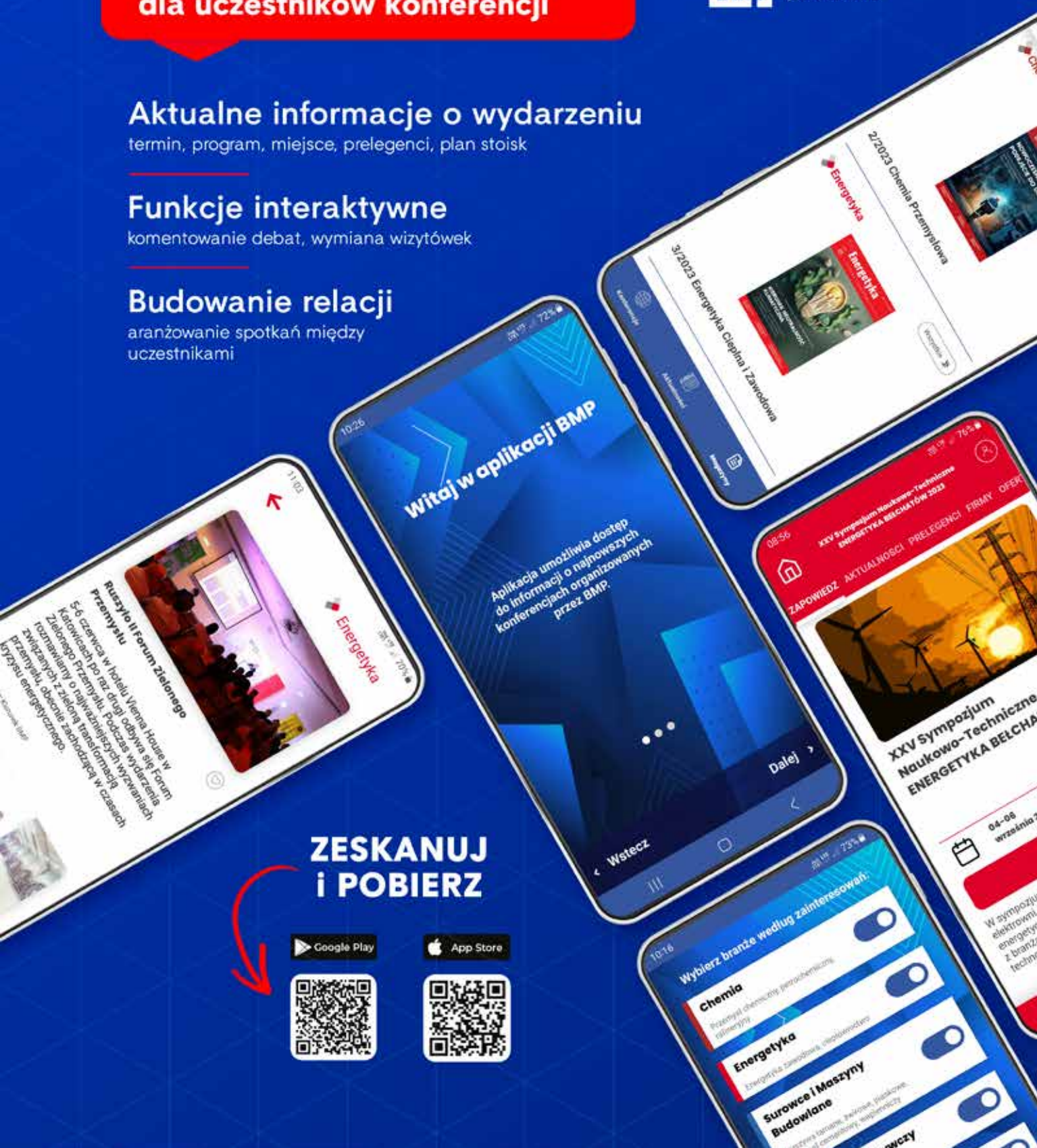
BEZPŁATNE NARZĘDZIE
dla uczestników konferencji

budujemy możliwości porozumienia

Aktualne informacje o wydarzeniu
termin, program, miejsce, prelegenci, plan stoisk

Funkcje interaktywne
komentowanie debat, wymiana wizytówek

Budowanie relacji
aranżowanie spotkań między uczestnikami



ZESKANUJ i POBIERZ

Google Play

App Store

Konferencja Naukowo-Techniczna

ZARZĄDZANIE PRZEDSIĘBIORSTWEM CIEPŁOWNICZYM

4 czerwca 2024 r.
ŁÓDŹ

NOWOŚĆ

Jaki będzie PEC PRZYSZŁOŚCI?

WIĘCEJ INFORMACJI

W PROGRAMIE m.in.:

transformacja energetyczna a przyszłość polskiego ciepłownictwa
strategie rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych
cyberbezpieczeństwo w ciepłownictwie

ORGANIZATOR bmp budujemy możliwości porozumienia

PATRONAT MEDIALNY ENERGETYKA

kierunekenergetyka.pl