DWUMIESIĘCZNIK nr 1(87)/2023
ISSN 1899-0886
CENA – 20 ZŁ (W TYM 8% VAT)

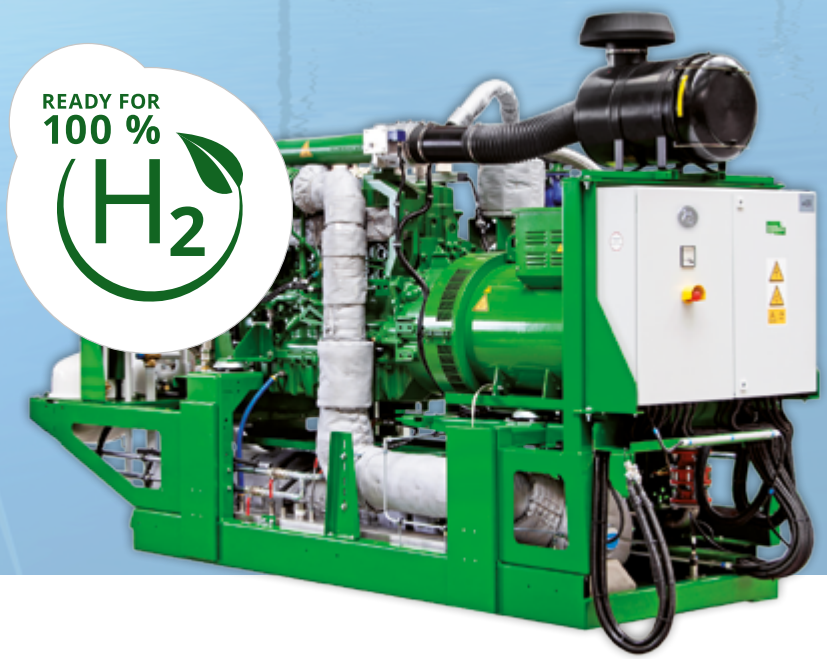
nowa Energia

PIERWSZE W EUROPIE SILNIKI KOGENERACYJNE ZASILANE CZYSTYM WODOREM.

Ponad 10 referencji w Niemczech, Japonii, Dubaju, Szkocji.

Zakres mocy elektrycznej od 115 kW do 750 kW

Sprawność elektryczna ok. 40 %



© brand.punkt. | Adobe Stock

2G Polska Sp. z o.o. | info@2-g.pl | www.2-g.pl

energika

Od 2003 roku działamy na europejskim rynku energetyki cieplnej. Naszą misją jest dostarczanie efektywnych rozwiązań, które zwiększają konkurencyjność Klientów.

Since 2003 we have been operating on the European thermal power market. Our mission is to deliver effective solutions that enhance the competitiveness of our Clients.

Dedykowane rozwiązania
Dedicated solutions

Nowe technologie
New technologies

Szybka realizacja
Rapid implementation

Oferta:

Budowa, remonty i modernizacje:

- ciepłowni i elektrociepłowni z różnymi typami kotłów
- układów kogeneracyjnych i trigeneracyjnych
- stacji przygotowania wody i układów pompowych
- instalacji elektrycznych i AKPiA obiektów
- instalacji oczyszczania spalin
- obiektów przemysłowych

Produkcja:

- kotłów parowych i wodnych
- elementów ciśnieniowych, rurociągów i konstrukcji stalowych

Zapewniamy dostosowanie kotłów i obiektów przemysłowych do wymagań środowiskowych!

Offer:

Construction, overhauls and modernization:

- heating and power plants with different types of boilers
- cogeneration and trigeneration systems
- water preparation and pumping stations
- electrical installations and I&C facilities
- flue gas collection installations
- industrial objects

Production:

- steam and water boilers
- pressure components, piping and steel structures

We assure the adaptation of boilers and industrial plants to environmental requirements!

Poznaj nasze możliwości

Energika Zbigniew Szamałek sp.k.
Zasutowo, ul. Kwiatowa 11, 62-330 Nekla
tel.: (61) 435 40 40, e-mail: biuro@energika.pl

www.energika.pl

Meet our capabilities

Energika Zbigniew Szamałek sp.k.
Zasutowo, ul. Kwiatowa 11, 62-330 Nekla
tel.: (61) 435 40 40, e-mail: biuro@energika.pl

www.energika.pl

ISO 9001
ISO 3834

UPRAWNIENIA URZĘDU DOZORU TECHNICZNEGO

ZAWSZE CZYSTA ENERGIA
ALWAYS CLEAN ENERGY

Wydawnictwo „Nowa Energia” zaprasza do udziału w Konferencjach:

UTRZYMANIE RUCHU

IX Konferencja Techniczna
„Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje”
21-22 marca 2023 - Kazimierz Dolny

GAZ W ENERGETYCE

XIV Konferencja
„Gaz w Energetyce - Realizacja i Eksploatacja Bloków Gazowych i Gazowo-Parowych”
23-24 maja 2023, Sandomierz

WODÓR W GOSPODARCE

II Konferencja
„Wodór w Gospodarce”
13 czerwca 2023, Warszawa

Szczegóły na: www.nowa-energia.com.pl

UDZIAŁ
tel. 32 777 43 35/577 311 211
biuro@nowa-energia.com.pl

REKLAMA
tel. 32 777 43 36/603 220 011
reklama@nowa-energia.com.pl

MARKETING
tel. 32 777 43 37/730 223 440
marketing@nowa-energia.com.pl

POLECAMY:

ZAKŁADY TERMICZNEGO PRZEKSZTAŁCANIA ODPADÓW. UKŁADY MONITOROWANIA, KTÓRE PRZYNOSZĄ ZYSKI
SICK Sp. z o.o.
Str. 4 TPOK

PROGRAMY WSPARCIA PRAC B+R
Sieć Badawcza Łukasiewicz - Warszawski Instytut Technologiczny
Str. 8 TECHNOLOGIE

ENERGETYKA PRZEMYSŁOWA. NIEZBĘDNE ROZWIĄZANA LEGISLACYJNE
Piotr Kolasa, Radca Prawny - Wspólnik, Kancelaria Polowiec i Wspólnicy sp. j., Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
Dr inż. Stanisław Tokarski, Centrum Energetyki, Akademia Górniczo-Hutnicza / Główny Instytut Górnictwa
Str. 10 ODBIORCY - RYNEK ENERGII

KRAJOWY PARK ELEKTROWNI U PROGU ERY ATOMOWEJ
Prof. zw. dr hab. inż. Maciej Pawlik, Dr H.C., Instytut Elektroenergetyki PŁ, Profesor Senior Politechniki Łódzkiej
Str. 32 ELEKTROENERGETYKA

CZY ZAMROŻENIE CEN CIEPŁA ZATRZYMA PODWYŻKI?
Katarzyna Bagińska, Mateusz Dzieło, Polowiec i Wspólnicy sp. j.
Str. 38 CIEPŁOWNICTWO I KOGENERACJA

PERSPEKTYWY MAGAZYNOWANIA WODORU Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W POLSCE cz. 1
Klaudia Ligęza, Piotr Narloch, AGH w Krakowie, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., OZG Kraków
Str. 73 PALIWA

CYBERBEZPIECZEŃSTWO BEZPIECZNE DLA PRZEMYSŁU
Andrzej Cieślak, Architekt Bezpieczeństwa Przemysłowego,
Dynacon Sp. z o.o.
Str. 82 CYBERBEZPIECZEŃSTWO

Spis treści:

4 Zakłady termicznego przekształcania odpadów. Układy monitorowania, które przynoszą zyski
SICK Sp. z o.o.

7 Pomiary emisji gazów i pyłów
Analytics Ltd Sp. z o.o.

8 Programy wsparcia prac B+R
Sieć Badawcza Łukasiewicz - Warszawski Instytut Technologiczny

10 Energetyka przemysłowa. Niezbędne rozwiązana legislacyjne
Piotr Kolasa, Radca Prawny - Wspólnik, Kancelaria Polowiec i Wspólnicy sp. j., Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii; Dr inż. Stanisław Tokarski, Centrum Energetyki, Akademia Górniczo-Hutnicza / Główny Instytut Górnictwa

14 Przemysł na ścieżce do niezależności energetycznej
Arnold Rabiega, Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej

18 Kiedy nastąpi wzrost rynku Spółdzielni Energetycznych w Polsce?
Sekcja Inteligentnych Sieci - Smart Grids, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

22 Rozwój umiejętności energetycznych. Idea czy konieczność?
Anna Fijas, Kierownik Projektów, Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités"

26 X Jubileuszowa Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki"
Wydawnictwo „Nowa Energia"

32 Krajowy park elektrowni u progu ery atomowej
Prof. zw. dr hab. inż. Maciej Pawlik, Dr H.C., Instytut Elektroenergetyki PŁ, Profesor Senior Politechniki Łódzkiej

38 Czy zamrożenie cen ciepła zatrzyma podwyżki?
Katarzyna Bagińska, Mateusz Dzieło, Polowiec i Wspólnicy sp. j.

41 O kogeneracji w Siedlcach
Wydawnictwo „Nowa Energia"

44 Przyjazne i ekologiczne ciepło
Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.

48 Rozliczenia za dostarczone ciepło w świetle najnowszych regulacji prawnych
Adam Kowalski, Radca Prawny, Partner Zarządzający, Kancelaria Dziedzic Kowalski Kornasiewicz

56 Bezpieczeństwo energetyczne miast, efektywne systemy ciepłownicze. Rola planowania energetycznego, gmin, przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców końcowych w transformacji
Dr inż. Adam Jankowski

62 Energetyczne paliwo zastępcze. Czyli jak zoptymalizować wykorzystywanie biomasy i frakcji kalorycznej odpadów?
Katarzyna Wolny-Tomczyk, Adwokat, Prezes Zarządu Związku Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy

65 Spalanie niskogradientowe i wodór. Czy mogą okazać się receptą na coraz bardziej restrykcyjne normy emisyjne?
Dr inż. Mieszko Tokarski; Dr hab. inż. Rafał Buczyński, prof. AGH; Dr hab. inż. Andrzej Strugała, prof. AGH, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Technologii Paliw, AGH

69 Rola technologii wyparnej w przetwarzaniu odpadów promieniotwórczych przez ZUOP
Urszula Kuczyńska, Adam Górski, Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych

73 Perspektywy magazynowania wodoru z odnawialnych źródeł energii w Polsce cz. 1
Klaudia Ligęza, Piotr Narloch, AGH w Krakowie, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., OZG Kraków

82 Cyberbezpieczeństwo bezpieczne dla przemysłu
Andrzej Cieślak, Architekt Bezpieczeństwa Przemysłowego; Dynacon Sp. z o.o.

86 Nowelizacja pakietu legislacyjnego dedykowanego offshore wind w Polsce. Krok naprzeciw inwestorom
Dr Magdalena Krawczyk, Adwokat, Senior Associate, Kubas Kos Gałkowski Adwokaci sp. p. sp.j., Ekspert Praktyki Energy & Natural Resources KKG; Patrycja Wysocka, Adwokat, Partner, Kubas Kos Gałkowski Adwokaci sp. p. sp.j., Co-leader Praktyki Energy & Natural Resources KKG

90 Klastry lekarstwem na rozwój energetyki rozproszonej?
Ernest Łuczak, Adwokat, Senior Associate, Kancelaria Osborne Clarke

94 Elastyczne zatrudnienie. Przyszłość HR w energetyce?
Łukasz Chodkowski, Dyrektor Zarządzający, Déhora; Michał Kibil, Senior Partner, Adwokat, Kancelaria DGTL

98 Elektrownia w technologii gazowo-parowej z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym chłodzonym helem
Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Wydawca:
Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.
Adres Redakcji:
ul. Wesoła 23, 47-400 Racibórz
Tel. (+48) 32 777 43 35-38
www.nowa-energia.com.pl
Redaktor naczelna:
Dorota Kubek, kom. (+48) 602 647 315
dorota.kubek@nowa-energia.com.pl
Prezes wydawnictwa:
Mariusz Marchwiak, kom. (+48) 509 433 476
mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl
Redakcja:
tel. (+48) 32 666 00 10
redakcja@nowa-energia.com.pl
Dział organizacyjny:
Patrycja Kubicka
Specjalista ds. Biurowych
kom (+48) 577 311 211
tel. (+48) 32 777 43 35
biuro@nowa-energia.com.pl
konferencje@nowa-energia.com.pl
Dział handlowy:
Renata Fischer
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 603 220 011
tel. (+48) 32 777 43 36
reklama@nowa-energia.com.pl
Monika Jureczko
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) +48) 730 223 440
tel. (+48) 32 777 43 38
marketing@nowa-energia.com.pl
Obsługa informatyczna:
IT PASJA, www.itpasja.pl
Redaktor Techniczny:
Maciej Rowiński
tel. (+48) 32 777 43 36
grafika@nowa-energia.com.pl
Korekta:
Dorota Kubek

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.
Redakcja nie odpowiada za treść reklam.
Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez Wydawcę wyłącznie za zgodą Redakcji.
Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.

Projekt okładki:
2G Polska Sp. z o.o.

Artykuł sponsorowany

SICK Sp. z o.o.

Zakłady termicznego przekształcania odpadów

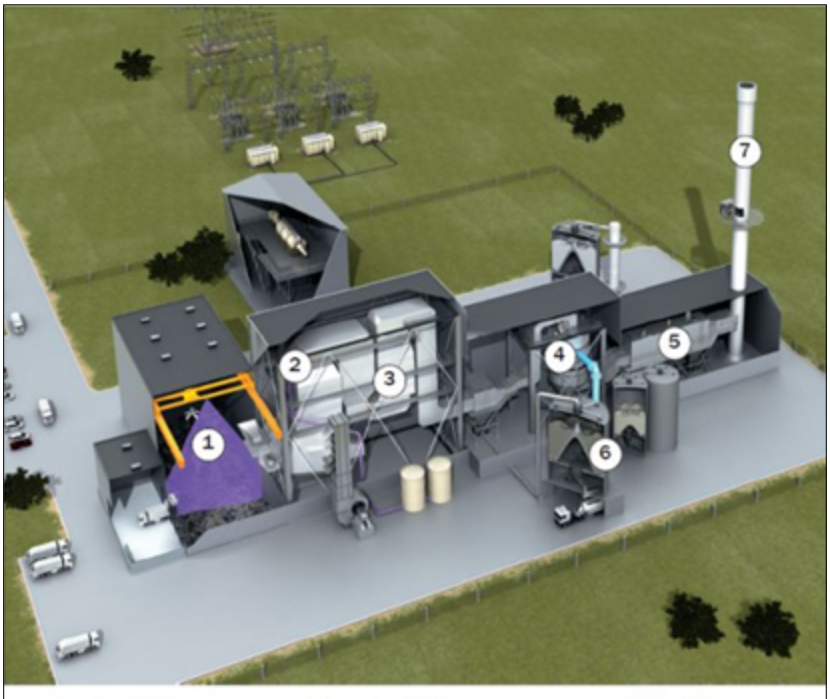
Układy monitorowania, które przynoszą zyski

W każdym procesie spalania systemy do pomiaru stężenia poszczególnych składników spalin odgrywają ważną rolę w zapewnianiu efektywnej redukcji emisji zanieczyszczeń. Ważne jest, aby monitorować poziomy poszczególnych składników w całym procesie, od momentu wprowadzenia spalin na instalacje oczyszczania gazu - po ich emisję przez komin.

Narastający problem z ilością odpadów w ośrodkach miejskich powoduje potrzebę powstawania instalacji spalania odpadów - zarówno komunalnych, jak i przemysłowych. Spalanie odpadów nie jest nowym pomysłem. Pierwsza spalarnia odpadów, Destructor, została otwarta już w 1874 r. w brytyjskim mieście Nottingham.

Od tego czasu zarówno technologia, jak i świadomość ekologiczna przeszły długą drogę. Nie jest nam obojętne jaka jest ilość pyłu, jakie są stężenia gazów w spalinach, czy emitujemy substancje toksyczne? Zarówno mieszkańcy, jak i właściwe urzędy oczekują odpowiedzi na te pytania. Uzyskanie emisji zanieczyszczeń w spalinach na odpowiednio niskim poziomie wymaga poprawnej pracy poszczególnych elementów instalacji oczyszczania spalin. Każdy z nich powinien charakteryzować się wysoką skutecznością, tak aby na koniec uzyskać bezpieczne dla otoczenia spaliny.

Poprawna praca urządzeń redukujących zanieczyszczenia powinna



Rys. 1. Schemat instalacji termicznego przekształcania odpadów - punkty pomiarowe

być stale kontrolowana przez urządzenia pomiarowe. Pozwala to zapewnić wysoką sprawność i dyspozycyjność całego obiektu. Firma SICK oferuje swoim klientom kompleksowe rozwiązania oparte o nowoczesne analizatory - zarówno wspierające pracę poszczególnych węzłów oczyszczania, jak i kontrolujące poziom emisji spalin na kominie do celów rozliczenia z właściwymi urzędami. Dodatkowo, aby pomóc użytkownikowi w bardziej ukierunkowanym planowaniu konserwacji i tym samym szybszym reagowaniu na potencjalne awarie, firma SICK dostarcza autorskie rozwiązanie do konserwacji predykcyjnej. Jest ono uzupełnieniem rutynowych kontroli na odcinkach wymagających szczególnie wysokiej dyspozycyjności. Ta cyfrowa usługa szybko i proaktywnie identyfikuje krytyczne zmiany w stanie poszczególnych elementów systemów pomiarowych, co pozwala na odpowiednio szybką reakcję serwisu. W wielu przypadkach przyczynę można zdiagnozować zdalnie, a problem rozwiązać przy wsparciu służb utrzymania ruchu na obiekcie.

Zanim oczyszczone spaliny zostaną wyemitowane przez komin, muszą najpierw zostać poddane odpyleniu, a następnie procesowi redukcji zanieczyszczeń takich jak: NO_x, SO_x, HCl, czy Hg. Już na etapie planowania obiektów termicznego przekształcania odpadów ważne jest, aby wybrać nie tylko właściwy sposób redukcji zanieczyszczeń, ale także właściwy system pomiarowy, tak aby można było z całą pewnością stwierdzić, że kontrolujemy pracę prowadzonej przez nas instalacji. Nie bez znaczenia jest również aspekt ekonomiczny, ponieważ ceny sorbentów, czy też innych substancji redukujących poziom zanieczyszczeń wzrosły w ostatnim roku kilkukrotnie. Ciągła informacja o skuteczności działania danego węzła oczyszczania pozwoli zredukować zużycie sorbentów, a tym samym przyczyni się do zmniejszenia kosztów prowadzenia instalacji.

Z bliska z gazem procesowym

Systemem, który pozwala w sposób szybki i niezawodny monitorować instalacje oczyszczania spalin jest MCS300P HW. To wieloskładnikowy system analizatorów, który rejestruje składniki o zmiennych zakresach pomiarowych od zaledwie kilku ppm do dużych stężeń objętościowych w bardzo krótkim czasie. Umożliwia on między innymi jednoczesny pomiar SO_2 i HCl. Próbka spalin pobierana jest za pomocą grzanej sondy, a następnie kierowana przez gorącą linię do analizatora. Pierwotny skład próbki, łącznie z zawartą w niej wilgocią zostaje zachowany i w rezultacie wyeliminowane jest ryzyko korozji spowodowanej kondensacją. MCS300P HW wysyła dane pomiarowe do systemu sterującego procesem, dzięki czemu w sposób szybki można optymalizować dozowanie sorbentu. Jest to bardzo istotne szczególnie w przypadku załadunku rusztów odpadami o zmiennym składzie.

Zwieńczenie pomiarem emisji

Końcowym, a zarazem najbardziej istotnym punktem pomiarowym jest System Ciągłego Monitoringu Emisji Spalin na kominie. Ważne jest, aby dane pomiarowe uzyskiwane w tym miejscu były bardzo dokładne i wiarygodne. To na ich podstawie podejmowane są decyzje dotyczące opłat za korzystanie ze środowiska, ewentualnych kar za przekroczenie dopuszczalnych standardów emisji, czy w wyjątkowych przypadkach - decyzje o zamknięciu zakładu.

W firmie SICK przykładamy niezwykle dużą wagę do tego, aby nasze rozwiązania były niezawodne i wiarygodne. Potwierdzeniem tego są liczne aplikacje CEMS na instalacjach termicznego przekształcania odpadów, będące dowodem zaufania jakim darzą nas klienci. Sercem systemu pomiarowego jest analizator wielogazowy MCS100FT pracujący w oparciu o metodę FTIR. Cechuje go niezawodna technika pomiarowa oraz minimalne wymagania konserwacyjne. MCS100FT może w sposób ciągły mierzyć następujące komponenty: SO_2, HCl, CO, NO_x jako suma NO i NO_2, NH_3, O_2, H_2O, CO_2 i HF, LZO. W celu normalizacji rejestrowane są również parametry ciśnienia i temperatury. Dokładną kontrolę QAL3 można przeprowadzić bez gazu testowego za pomocą certyfikowanego, zintegrowanego filtra kalibracyjnego. System zawiera również pyłomierz DUSTHUNTER SB100 - to wysoce niezawodne urządzenie do pomiaru pyłu rozproszonego, które wykorzystuje zasadę pomiaru rozpraszania światła do wykrywania bardzo niskich i średnich poziomów stężenia pyłu. Dla instalacji z odzyskiem ciepła, w których spaliny mogą zawierać dużą ilość wilgoci SICK posiada rozwiązanie dedykowane do pomiaru pyłu w spalinach mokrych - pyłomierz FWE200DH. Do celów oceny strumienia przepływu spalin SICK rekomenduje przepływomierz z rodziny FLOWSIC100. Technologia ultradźwiękowa urządzenia do pomiaru przepływu objętościowego FLOWSIC100 umożliwia pomiar na całej średnicy komina, dzięki temu uzyskujemy wysoce reprezentatywne wyniki. Zwieńczeniem systemu rozliczeniowego jest ciągły pomiar rtęci niezwykle dokładnym systemem MERCEM300Z. □

SICK
Sensor Intelligence.

PLAN KONFERENCJI 2023*

nowa Energia

MIESIĄC	KONFERENCJE NE		NR WYDANIA, TERMIN PUBLIKACJI
Luty	KOGENERACJA	X Konferencja „Nowe kierunki Kogeneracji" 1-2 lutego 2023, Siedlce	**Nowa Energia** **Nr 1/2023** 17 lutego 2023 Wydanie elektroniczne
	TPOK	XV Konferencja „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych" 20-22 lutego 2023, Rzeszów	
Marzec	UTRZYMANIE RUCHU	IX Konferencja Techniczna „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje" 21-22 marca 2023, Kazimierz Dolny	**Nowa Energia** **Nr 2/2023** 21 kwietnia 2023 Wydanie elektroniczne
	WODÓR W GOSPODARCE	Webinarium „Wodór w Gospodarce" 30 marca 2023 *(on-line)*	
Maj	GAZ W ENERGETYCE	XIV Konferencja „Gaz w Energetyce - Realizacja i Eksploatacja Bloków Gazowych i Gazowo-Parowych" 23-24 maja 2023, Sandomierz	
Czerwiec	WODÓR W GOSPODARCE	II Konferencja „Wodór w Gospodarce" 13 czerwca 2023, Warszawa	**Nowa Energia** **Nr 3/2023** 7 czerwca 2023 Wydanie elektroniczne
	CYBERBEZPIECZEŃSTWO	VIII Konferencja „Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT" 14-15 czerwca 2023, Warszawa	
	TPOK	VIII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia" 20-22 czerwca 2023, Białystok	
Październik	NOWOCZESNE CIEPŁO	IV Seminarium Nowoczesne Ciepło - sieci ciepłownicze, chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła 3-4 października 2023, Poznań	**Nowa Energia** **Nr 4/2023** 1 września 2023 Wydanie elektroniczne
Listopad	NOWY MODEL ENERGETYKI	XI Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki" 21-23 listopada 2023, Kazimierz Dolny	**Nowa Energia** **Nr 5-6/2023** 17 listopada 2023 Wydanie elektroniczne
Grudzień	CYBERBEZPIECZEŃSTWO	Webinarium „Cyberbezpieczeństwo IT/OT w Zakładach Infrastruktury Krytycznej" 6 grudnia 2023 *(on-line)*	

*** Zaplanowane wydarzenia odbędą się w formule hybrydowej lub online, w zależności od sytuacji epidemicznej.**

Analytics Ltd Sp. z o.o.

Pomiary emisji gazów i pyłów

Obecnie jesteśmy świadkami globalnych dążeń do redukcji emisji zanieczyszczeń do powietrza podejmowanych przez rządy i organizacje pozarządowe na całym świecie.

Równolegle doświadczamy dużej niestabilności na rynkach cen energii wynikających z różnych czynników, w tym dynamicznych zmian związanych z opłatami emisyjnymi.

Odpowiedzią na przedstawione wyżej punkty jest bilans emisyjny w bilansie energetycznym.

Analytics Ltd Sp. z o.o. to polska firma rodzinno-partnerska z blisko 20-letnim doświadczeniem w dziedzinie pomiarów fizykochemicznych, w szczególności pomiarów emisji gazów i pyłów.

Analizatory spalin, pyłomierze oraz kompleksowe systemy monitoringu emisji spalin „CEMS" (z ang. *Continuous Emission Monitoring System*) to domena, w której specjalizuje się Analytics. Dzięki innowacyjnym polskim produktom takim jak: tlenomierze cyrkonowe, pyłomierze, sondy poboru, oprogramowanie do rejestracji, archiwizacji, raportowania „Analytics QAL CEM Report" - użytkownicy dostają doskonałe narzędzia do bilansowania emisji w bilansie produkcji energii i ciepła.

Na rys. 1 przedstawiono przykładowy ekran oprogramowania Analytics QAL CEM Report.

W tabeli 1 przedstawiono dane dotyczące emisji rocznych w odniesieniu do wyprodukowanej energii w jednym z zakładów termicznego przekształcania odpadów (spalarni odpadów) w Polsce. Z przedstawionych danych można wyciągnąć wniosek, że poprzez skuteczne „zarządzanie emisją" można zwiększyć produkcję energii bez równoczesnego wzrostu emisji zanieczyszczeń.

Rys. 1. Przykładowy ekran Analytics QAL CEM Report

Rok	NO_x ton/r.	SO_2 ton/r.	Pył ton/r.	Energia brutto MWh
2018	136	5,5	0,35	82650
2019	166	12,9	1,31	91750
2020	172	12,8	1,2	94280

Tab. 1. Dane dotyczące emisji rocznych w odniesieniu do wyprodukowanej energii w jednym z zakładów termicznego przekształcania odpadów (spalarni odpadów) w Polsce

Szersze omówienie zagadnienia bilansu emisyjnego w bilansie energetycznym oraz przedstawienie narzędzia służącego do tworzenia interaktywnych map bilansu emisji w odniesieniu do bilansu energetycznego zostanie zaprezentowane w kolejnych publikacjach mgr inż. Wojciecha Mizerskiego - założyciela, współwłaściciela i Prezesa Zarządu Analytics Ltd Sp. z o.o. □

Zapraszamy do odwiedzenia naszej strony: analyticspl.eu

analytics
Analizatory i Pomiary Emisji

TPOK

Sieć Badawcza Łukasiewicz - Warszawski Instytut Technologiczny

Programy wsparcia prac B+R

Historia europejskich programów wsparcia prac badawczo-rozwojowych sięga lat 80. ub. w. i uruchomionego wówczas Pierwszego Programu Ramowego w zakresie badań i rozwoju technologicznego, na który wyasygnowano niecałe 4 mld euro. Program ten, który pierwotnie miał na celu wsparcie transgranicznej współpracy naukowej, został przekształcony w jeden z pełnoprawnych instrumentów kształtowania polityki naukowej i gospodarczej na poziomie ogólnoeuropejskim. Zmianie uległa również skala finansowania - budżet obecnej iteracji programu wsparcia prac B+R, programu ramowego Horyzont Europa, osiągnął poziom 95,5 mld euro. Środki te zostały przeznaczone na wsparcie projektów w kluczowych obszarach dla dalszego rozwoju europejskiej gospodarki oraz rozwiązania najistotniejszych problemów cywilizacyjnych, przed jakimi stoi Europa i świat.

Chociaż obecna edycja jest już czwartą, w której polskie podmioty mogą brać udział, to jednak ta forma finansowania prac B+R w Polsce nie została ugruntowana, głównie w związku z istotnymi barierami w zakresie pozyskania partnerów zagranicznych oraz brakiem popularności tego rodzaju finansowania.

Fot. Mathieu Stern on Unsplash

Bariery te powodują, że zgodnie z danymi Komisji Europejskiej Polska w istocie pozostawała do tej pory płatnikiem netto w programach ramowych w zakresie badań i rozwoju.

Branżowe Punkty Kontaktowe

Celem zniwelowania barier utrudniających polskim podmiotom skuteczne aplikowanie o środki, a także celem wsparcia popularyzacji udziału polskich przedsiębiorstw i jednostek naukowych zainteresowanych prowadzeniem prac badawczo-rozwojowych w projektach finansowanych

ze środków programu ramowego Horyzont Europa, w 2022 r. powołane zostały do życia Branżowe Punkty Kontaktowe. Projekt ten, realizowany przy instytutach Sieci Badawczej Łukasiewicz i finansowany ze środków przedsięwzięcia Ministra Edukacji i Nauki, dąży do integracji środowisk naukowych i przemysłowych na poziomie międzynarodowym w branżach kluczowych z punktu widzenia polskiej gospodarki, których pomysły wpisują się w obszary finansowania Horyzontu Europa, a następnie zapewnienie im niezbędnej wiedzy, wsparcia i sieci kontaktów, pozwalających na skuteczne aplikowanie o środki na finansowanie prac badawczo-rozwojowych w Programie.

Łącznie powołano 6 Branżowych Punktów Kontaktowych, obejmujących takie dziedziny jak: branża medyczna, elektromobilność, przemysł 4.0, innowacje IT/ICT, niskoemisyjne procesy przemysłowe, a także nowe technologie w produkcji i wykorzystaniu energii elektrycznej. Do wsparcia ostatniego z tych obszarów powołany został BPK Technologie Niskoemisyjne i Czysta Energia przy Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytucie Mechanizacji Budownictwa i Górnictwa Skalnego.

BPK Technologie Niskoemisyjne i Czysta Energia realizuje postawione przed nim cele, zarówno poprzez bezpośrednie wsparcie przedsiębiorstw i ośrodków naukowych zainteresowanych udziałem w międzynarodowych projektach badawczych lub ich realizacją, ale także poprzez organizację wydarzeń tematycznych, szkoleń i warsztatów oraz międzynarodowych spotkań brokerskich, skierowanych do odpowiednich branż. BPK TNCE wraz z Łukasiewicz - IMBiGS uczestniczy także w pracach partnerstwa europejskiego Built4People - inicjatywy łączącej Komisję Europejską oraz stowarzyszenia ECTP i World Green Building Council. Jest to jedna z kluczowych platform, w których określane są priorytety oraz obszary wsparcia w programie Horyzont Europa w poszczególnych latach.

Horyzont Europa dla energii

Mając na uwadze wyzwania, jakie stoją przed branżą energetyczną na wszystkich poziomach łańcucha wartości, konsumentami indywidualnymi, jak i energochłonnym przemysłem, w związku ze zmianami klimatu i rosnącymi cenami energii elektrycznej, w ramach obszaru Klimat, Energia, Mobilność programu ramowego Horyzont Europa wyasygnowano 15 mld euro. Środki te mają wspierać rozwiązania z m. in. takich dziedzin jak: nowe technologie w fotowoltaice i energetyce wiatrowej, nowe paliwa alternatywne, technologie materiałowe i procesowe dla budownictwa zeroemisyjnego, magazyny energii i akumulatory i wiele innych.

> Celem zniwelowania barier utrudniających polskim podmiotom skuteczne aplikowanie o środki, a także celem wsparcia popularyzacji udziału polskich przedsiębiorstw i jednostek naukowych zainteresowanych prowadzeniem prac badawczo-rozwojowych w projektach finansowanych ze środków programu ramowego Horyzont Europa, w 2022 r. powołane zostały do życia Branżowe Punkty Kontaktowe

W projektach, co do zasady, mogą uczestniczyć podmioty niezależnie od swojej formy prawnej, zarejestrowane w kraju członkowskim Unii Europejskiej lub krajach partnerskich Programu. Tym samym, uczestnictwo w projekcie jest zależnie nie od formy prawnej, tylko od kompetencji i zasobów, jakie dany podmiot wnosi do projektu. W związku z ogólnoeuropejskim charakterem problemów i tym samym finansowanych rozwiązań, projekty realizowane są w konsorcjach międzynarodowych, w których powinny być zrzeszone przynajmniej 3 podmioty z 3 różnych krajów. Kompetencje członków konsorcjów powinny się uzupełniać oraz w pełni pokrywać działania niezbędne do realizacji celów określonych przez Komisję Europejską dla danego naboru. O ile więc minimalnym wymogiem jest współpraca 3 konsorcjantów, znaczna większość projektów jest wdrażana przy współpracy większej liczby członków konsorcjum. W zależności od tematu naboru, kwota finansowania jednego projektu przeważnie waha się od 2 do 10 mln EUR.

Jak można skorzystać na uczestnictwie w programie?

W związku z interdyscyplinarnym charakterem oraz szerokim zakresem rzeczowym projektów w programie ramowym Horyzont Europa, podmioty uczestniczące w tych projektach mogą uzyskać różne korzyści. Za podstawową należy uznać możliwość udziału w tworzeniu kluczowych innowacji dla najważniejszych europejskich branż, przy jednoczesnym zmniejszeniu ryzyka finansowego, jakim obarczone są prace B+R na etapie prac w warunkach laboratoryjnych, czy prototypowania. Współpraca europejska przy realizacji projektów badawczo-rozwojowych stanowi ogromną szansę na nawiązanie kontaktów biznesowych lub naukowych, które mogą zaowocować dalszą współpracą przy projektach komercyjnych.

Pomimo istotnych barier, jakie występują przed polskimi firmami i jednostkami naukowymi w uczestnictwie w projektach programu, to jednak identyfikacja i uwypuklenie ich przewag konkurencyjnych pozwoli na wykorzystanie szansy, jaką daje Horyzont Europa na prowadzenie w Polsce prac badawczych i tworzenie innowacji na najwyższym europejskim i światowym poziomie. □

Piotr Kolasa,
Radca Prawny - Wspólnik,
Kancelaria Polowiec i Wspólnicy sp. j.,
Izba Energetyki Przemysłowej
i Odbiorców Energii

Dr inż. Stanisław Tokarski,
Centrum Energetyki,
Akademia Górniczo-Hutnicza
/ Główny Instytut Górnictwa

Energetyka przemysłowa

Niezbędne rozwiązana legislacyjne

Kryzys energetyczny spotęgowany napaścią Rosji na Ukrainę i decyzją o zaprzestaniu importu węglowodorów do państw UE z kierunku wschodniego postawił przedsiębiorstwa energochłonne w bardzo trudnej sytuacji biznesowej. Wysokie ceny energii i ryzyko przerwania ciągłości dostaw może doprowadzić do fali bankructw i ograniczenia konkurencyjności na rynkach globalnych.

Bezwzględnie konieczne jest natychmiastowe podjęcie działań krótko- i średnioterminowych polegających m. in. na:

- administracyjnym, czasowym ograniczeniu cen energii, w tym dopłaty bezpośrednie dla uprawnionych odbiorców energochłonnych,
- umożliwienie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią z własnych i zewnętrznych źródeł wytwarzania,
- ułatwieniach w inwestowaniu we własne źródła odnawialne, w tym na terenach po rekultywacji, tak aby możliwe było obniżanie śladu węglowego we własnych produktach końcowych.

Długofalowo przemysł energochłonny winien mieć zapewniony dostęp do niskoemisyjnego miksu energetycznego z sieci krajowego systemu wspartego własnymi źródłami generacyjnymi.

W dokumencie „Polityka Przemysłowa Polski" z 2021 r. jako zagrożenie dla rozwoju przemysłu wskazuje postępujący wzrost cen energii elektrycznej oraz dalszy wzrost cen nośników energii wynikający z konieczności transformacji w kierunku neutralności klimatycznej. Biorąc pod uwagę założenia Polityki Przemysłowej Polski: „Zarówno nowoczesne technologie jak i tradycyjne (energochłonne) gałęzie przemysłu zużywają znaczne ilości energii, której tempo wzrostu wytwarzania jak i emisyjność staną się jednym z ważniejszych wyznaczników rozwoju przedsiębiorstw. (...) Potrzeby energetyczne przemysłu uzasadniają tworzenie własnych mocy wytwórczych, dostarczających energię ze źródeł niskoemisyjnych w tym z OZE na potrzeby produkcji danego zakładu, a także zaopatrywania społeczności lokalnych. Kluczowe jest takie wykorzystanie źródeł OZE, które prowadzi do zwiększenia autokonsumpcji i nie zakłóca działania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego."

Zgodnie ze Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2020 r. (z perspektywą do 2030 r.) - SOR, przyjętą przez Radę Ministrów 14 lutego 2017 r. (M.P. 2017 poz. 260), która jest obowiązującym, kluczowym dokumentem państwa polskiego w obszarze średnio- i długofalowej polityki gospodarczej, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga dywersyfikacji źródeł, surowców oraz sposobu wytwarzania i dystrybucji energii. Analogiczne podejście do kwestii dywersyfikacji prezentuje

Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., przyjęta przez Radę Ministrów 2 lutego 2021 r. (dalej: PEP 2040). Odpowiednie uregulowanie zasad wytwarzania energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych, która w dużej mierze będzie przez te podmioty zużywana bez wpływu na Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) pozwoli na dywersyfikację źródeł wytwarzania, jak również pozwoli na zmniejszenie na zapotrzebowanie energii elektrycznej z systemu. Takie podejście wymagać będzie zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m. in. takie cechy jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój energetyki przemysłowej.

Dodatkowo, w związku z obecną sytuacją na rynku energii oraz paliw i nagłymi wzrostami cen zarówno energii elektrycznej oraz gazu ziemnego - dywersyfikowanie dostaw energii elektrycznej przez największych odbiorców energii elektrycznej jest niezwykle istotne z punktu widzenia konkurencyjności na rynkach europejskich. Polska, jak i inne kraje europejskie znajdują się w kryzysie energetycznym, który spowodowany jest różnymi czynnikami, jednak w głównej mierze wynika to z rosyjskiej agresji zbrojnej na Ukrainę. Rosja do czasu wybuchu wojny i nałożenia na nią sankcji eksportowała do Europy znaczne ilości gazu (ok. 40% używanego gazu w Europie) oraz ropy (ok. 30% wykorzystywanej ropy w Europie). Trwający kryzys energetyczny ma bardzo istotny wpływ na sektory energochłonne, dla przykład można wskazać sektor metali nieżelaznych, z uwagi na jego wyjątkowo wysoki poziom elektrointensywności oraz wynoszący ok. 40% udział kosztów energii w całkowitych kosztach produkcji (w normalnych warunkach cenowych). Dziewięć elektrolitycznych hut cynku w UE ograniczyło lub całkowicie wstrzymało produkcję. Zawieszone moce produkcyjne szacuje się na 750 tys. ton, co odpowiada 45% całej produkcji w UE. Magazyny rejestrowane na Londyńskiej Giełdzie Metali na chwilę obecną zawierają zaledwie 1 350 ton zapasów. Niedobory uzupełniane są importem z Azji. Większość zmagazynowanego cynku znajduje się w portach azjatyckich, w szczególności w Singapurze oraz w Korei Południowej. Zapasy cynku zwiększają się w Chinach z uwagi na spowolnienie gospodarcze spotęgowane kryzysem sektora budowlanego i zmniejszonym zapotrzebowaniem na cynkową stal.

Unia Europejska w obliczu kryzysu energetycznego spowodowanego wojną w Ukrainie zmuszona została do podjęcia środków zmierzających do zahamowania wzrostu cen energii i gazu, a także opracowania systemów wsparcia dla narażonych na podwyżki odbiorców. W ramach ogłoszonych programów, które miały na celu walkę z obecnym kryzysem energetycznym są:

- ograniczenie zapotrzebowania na moc elektryczną w szczytach zapotrzebowania na energię lub ograniczenie łącznego zużycia energii elektrycznej przez konsumentów o 10-15%,
- wprowadzenie limitów cenowych dla sprzedaży energii elektrycznej,
- opodatkowanie nadmiarowych zysków („składka solidarnościowa") przedsiębiorstw energetycznych,
- natychmiastowe wdrożenie progra-

Fot. Lukáš Lehotský on Unsplash

mów wsparcia płynnościowego dla dystrybutorów,
- ustalenie ceny maksymalnej gazu importowanego z Rosji.

W odpowiedzi na obecną sytuację polski przemysł wymaga wprowadzenia rozwiązań legislacyjnych, które umożliwią realizację planów dotyczących energetyki przemysłowej. Założenia energetyki przemysłowej zakładają realizację działań w trzech perspektywach czasowych, tj.:
- krótkoterminowej, które powinny przynieść efekt w postaci (i) administracyjnego ograniczenia cen energii elektrycznej i paliw dla ponoszących straty, zagrożonych likwidacją odbiorców energochłonnych, (ii) wprowadzenia bezpośrednich dopłat, których celem byłoby kompensowanie, bądź zmniejszanie w tych podmiotach poziomu ponoszonych strat, które pojawiły się w 2022 r. i będą pojawiać się nadal w 2023 r., jako efekt drastycznego wzrostu cen energii elektrycznej, gazu, koksu, czy też węgla;
- średnioterminowej, które winny przynieść efekt w czasie nie dłuższym niż do 3 lat, w postaci uzyskania (w zakresie choćby części wolumenu) dostępu odbiorców energochłonnych do energii elektrycznej produkowanej w źródłach o najniższych kosztach wytwarzania, przyłączanych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych, dostarczanej bądź za pomocą linii bezpośredniej (źródła budowane przez podmioty zewnętrzne), bądź budowanych samodzielnie na terenie zakładów energochłonnych (autoprodukcja);
- długoterminowej, w której docelowo, energetyka systemowa, wsparta przez własne, przemysłowe źródła wytwórcze, winna zapewnić energochłonnym branżom polskiego przemysłu dostawy energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) po cenach, które pozwolą na zachowania konkurencyjności ich produkcji na rynku europejskim oraz globalnym, jak również zbywalność wyrobów (ślad węglowy).

W ramach perspektywy krótkoterminowej w dniu 29 września 2022 r. została uchwalona ustawa o zasadach realizacji programów wsparcia przedsiębiorców w związku z sytuacją na rynku energii w latach 2022-2024 (Dz.U. 2022 poz. 2088), która ma na celu określenie zasad udzielania przedsiębiorcom pomocy publicznej w związku ze wzrostem cen energii elektrycznej i gazu ziemnego w latach 2022-2024. Zgodnie z przytoczoną ustawą podmioty, które ponoszą koszty nagłych wzrostów cen energii elektrycznej i gazu mają otrzymać pomoc publiczną w tym zakresie. Środki mają zostać wypłacone na podstawie uchwały Rady Ministrów, która będzie określała zasady rządowego programu pomocy przedsiębiorcom. Zgodnie z założeniami koncepcji tego programu, podmioty wykonujące działalność gospodarczą w sektorach określonych w ramach Komunikatu Komisji Europejskiej pt. „Tymczasowe kryzysowe ramy środków pomocy państwa w celu wsparcia gospodarki po agresji Rosji wobec Ukrainy" (2022/C 426/01). Biorąc pod uwagę długi okres od momentu wydania pierwszego komunikatu Komisji Europejskiej w tej sprawie, polski przemysł wskazuje, iż koniecznym jest jak najszybsze uruchomienie tego programu i otwartość ze strony operatora programu na współpracę z potencjalnymi beneficjentami, ze względu na bardzo krótki termin składania wniosków, zgodnie z pojawiającymi się zapowiedziami (przyp. 7 dni).

> Długofalowo przemysł energochłonny winien mieć zapewniony dostęp do niskoemisyjnego miksu energetycznego z sieci krajowego systemu wspartego własnymi źródłami generacyjnymi

Zaproponowane rozwiązania w perspektywie krótkoterminowej mają jednak głównie na celu kontrolowanie cen energii i zrekompensowanie szkód, jakie poprzez podwyżki ponoszą odbiorcy. Aby jednak, ceny energii były stabilne - polski przemysł musi w ciągu 5 lat przeprowadzić procesy niskoemisyjnej transformacji energetycznej. W tym celu koniecznym jest wdrożenie rozwiązań wskazanych w perspektywach średnio- i długoterminowych.

Głównymi założeniami tych rozwiązań jest likwidacja barier w rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii oraz możliwość jej bezpośrednich dostaw do zakładów przemysłowych. W pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę na instytucję linii bezpośredniej.

Zgodnie z art. 7 ust. 1 lit. a i b Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, państwa członkowskie są zobowiązane do przyjęcia niezbędnych środków umożliwiających wszystkim wytwórcom i przedsiębiorstwom dostarczającym energię elektryczną na ich terytorium zaopatrywanie linią bezpośrednią ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców, bez poddawania ich nieproporcjonalnym procedurom administracyjnym lub nakładania nieproporcjonalnych kosztów, a także zaopatrywanie, indywidualnie lub wspólnie, linią bezpośrednią wszystkich odbiorców na ich terytorium przez wytwórców i przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną. Tymczasem w polskim porządku prawnym aktualnie obowiązuje definicja linii bezpośredniej, jako instalacji pracującej w układzie wyspowym, a zgodę (Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki) na jej budowę można uzyskać wyłącznie w sytuacji braku możliwości przyłączenia odbiorcy do sieci KSE.

Obecnie w ramach prowadzonych projektów legislacyjnych instytucja linii bezpośredniej jest przedmiotem zmian w projekcie nr UC74 pt. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Zgodnie z obecnym brzmieniem propozycji, wprowadzone zmiany nie zrealizują założeń wskazanych w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944, jak również mogą stanowić istotne zagrożenie dla obecnych jednostek wytwórczych działających w systemie autoprodukcji. Również obowiązek ponoszenia wszystkich opłat dystrybucyjnych zgodnie z zatwierdzoną taryfą operatora systemu dystrybucyjnego wydaje się sprzeczny z założeniami linii bezpośredniej w ramach regulacji unijnych. Przedmiotowy projekt zawiera zwolnienia z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE w sytuacji, gdy energia elektryczna będzie dostarczana z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej do 1 MW. Takie ograniczenie w zakresie mocy zainstalowanej jest pozbawione sensu z punktu widzenia odbiorców przemysłowych, ponieważ ich zapotrzebowanie jest znacznie wyższe. Nie wchodząc w szczegółową analizę obecnej propozycji w ramach projektu UC74, poniżej zostały przedstawione najważniejsze postulaty, które pozwolą na „uwolnienie: instytucji linii bezpośredniej, co umożliwi bezpośrednie dostawy energii elektrycznej do zakładów przemysłowych z instalacji o najniższych kosztach wytwarzania:

- zdefiniowanie linii bezpośredniej jako linii elektroenergetycznej łączącej jednostkę wytwarzania energii elektrycznej należącej do przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną bezpośrednio z odbiorcą,
- jednoznaczne przesądzenie, że linia bezpośrednia nie jest elementem sieci dystrybucyjnej,
- wyłączenie obowiązku uzyskiwania zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej na terenie należącym do podmiotu, którego obiekty będzie zaopatrywać oraz w sytuacji, gdy energia elektryczna dostarczana za pomocą linii bezpośredniej pochodzi z odnawialnych źródeł energii,
- możliwość przyłączenia do sieci elektroenergetycznej KSE przez odbiorcę, jak i jednostkę wytwórczą w przypadku skorzystania z instytucji linii bezpośredniej,
- zniesienie obowiązku partycypowania w systemie świadectw pochodzenia OZE,
- energia elektryczna dostarczana na pomocą linii bezpośredniej będzie zwolniona z opłat dystrybucyjnych/przesyłowych zmiennych; opłaty OZE; opłaty kogeneracyjnej, opłaty mocowej oraz podatku akcyzowego.

Powyższe regulacje pozwolą w realny sposób na „uwolnienie" linii bezpośredniej, co przyczyni się do znaczącego wzrostu dostaw energii elektrycznej, w szczególności z odnawialnych źródeł energii, bezpośrednio do odbiorców przemysłowych.

Kolejnym zakresem, który wymaga bezzwłocznej zmiany, jest likwidacja ograniczeń w lokowaniu odnawialnych źródeł energii. W pierwszej kolejności należy wskazać na funkcjonującą tzw. zasadę „10h". Obecne przepisy ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych praktycznie uniemożliwiają lokowanie elektrowni wiatrowych na lądzie. Następnie należy wskazać na mnogość procedur, które muszą być spełnione w ramach postępowania inwestycyjnego w zakresie instalacji odnawialnych źródeł energii. Dla przykładu należy wymienić procedury środowiskowe, procedury związane z planowaniem i zagospodarowaniem przestrzennym, czy też procedury budowlane w zakresie masztów pomiarowych. Przedsiębiorstwa energochłonne dysponują dużą ilością terenów poprzemysłowych, które nie nadają się do rekultywacji i zmiany ich przeznaczenia. Tym samym zasadnym wydaje się, aby na tych terenach wprowadzono regulacje umożliwiające w szybkim okresie czasu na realizację instalacji odnawialnych źródeł energii.

Oba powyższe rozwiązania pozwolą na realne umożliwienie dostawy energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych po dużo niższych cenach. Pozwoli to na rozpoczęcie procesu transformacji energetycznej polskiego przemysłu oraz dekarbonizację sektora energochłonnego. Tylko takie działania pozwolą na utrzymanie konkurencyjności polskich przedsiębiorców energochłonnych. Zgodnie z obecnym kryzysem energetycznym zaproponowane rozwiązania w szczególności nabierają znaczenia i powinny zostać wdrożone bez zbędnej zwłoki. Energetyka przemysłowa jest koniecznym kierunkiem zmian w zakresie produkcji i zużycia energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych. □

Literatura:

1. Polityka Przemysłowa Polski z 2021 r.
2. Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.), przyjęta przez Radę Ministrów 14 lutego 2017 r. (M.P. 2017 poz. 260).
3. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. przyjęta przez Radę Ministrów 2 lutego 2021 r.
4. Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zasadach realizacji programów wsparcia przedsiębiorców w związku z sytuacją na rynku energii w latach 2022-2024 (Dz.U. 2022 poz. 2088).
5. Komunikat Komisji Europejskiej pt. „Tymczasowe kryzysowe ramy środków pomocy państwa w celu wsparcia gospodarki po agresji Rosji wobec Ukrainy" (2022/C 426/01).
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (L 158/125);
7. Projekt nr UC74 pt. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.
8. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 724 z późn. zm.).

Arnold Rabiega,
Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej

KRAJOWY INSTYTUT ENERGETYKI ROZPROSZONEJ

Przemysł na ścieżce do niezależności energetycznej

Ostatnia dekada przyzwyczaiła odbiorców energii elektrycznej do systematycznego wzrostu cen. Na przestrzeni lat 2015-2019 średnia cena energii elektrycznej na rynku dnia następnego rosła ze średnio 151,70 PLN/MWh do 241,41 PLN/MWh, tj. o niemal 60% w ciągu 4 lat. Tempo wzrostu cen energii elektrycznej w drugiej dekadzie XXI stulecia, powodowane głównie trwającą na terenie całego Starego Kontynentu transformacją energetyczną, było odczuwalne w portfelach odbiorców, ale co do zasady przebiegało w mniej więcej stałym tempie.

Fot. freeimages.com

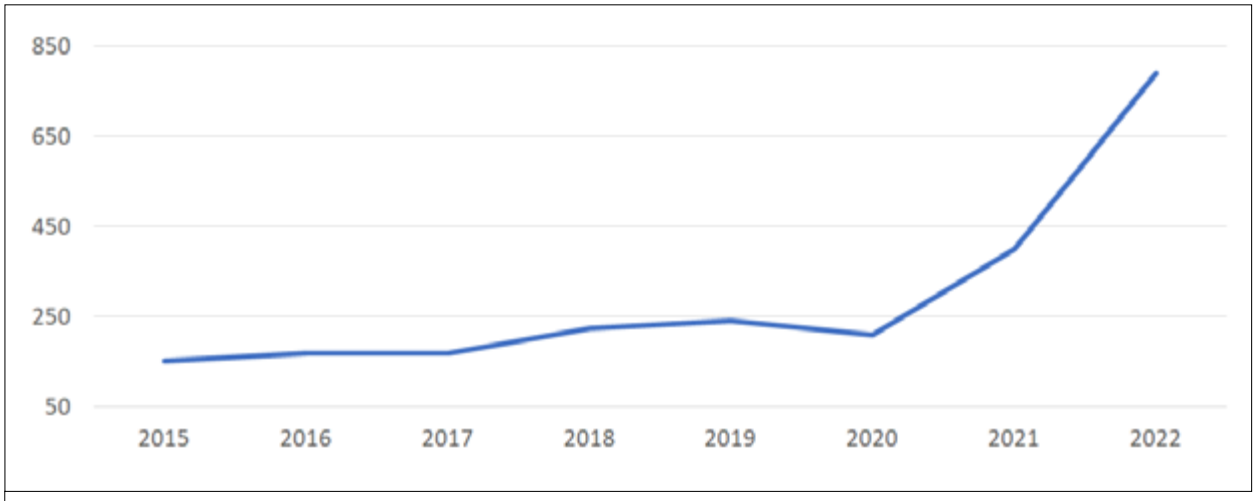
Jednak ostatnie 2 lata na rynkach energii elektrycznej pokazały jak wrażliwy potrafi być ten rynek na wszelkie zawirowania, co dla wielu dużych odbiorców energii było druzgocącym doświadczeniem. Średnia cena energii elektrycznej w grudniu 2022 poszybowała bowiem do astronomicznych 790 zł/MWh, co oznacza wzrost o niemal 97% w stosunku do roku poprzedniego i aż 420% w stosunku do początku analizowanego okresu.

Przyczyn tak drastycznego wzrostu cen na rynkach europejskich należy upatrywać w budzącej się ponownie, po miesiącach pandemicznej stagnacji, gospodarce oraz silnym szoku podażowym spowodowanym ograniczeniem importu surowców energetycznych z Rosji. Biorąc pod uwagę zaostrzenie i tak agresywnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej, nie należy spodziewać się w nadchodzących latach istotnych spadków hurtowych cen energii, choć powinny one w ciągu najbliższych miesięcy nieco się ustabilizować, o ile nie pojawią się na rynku kolejne destabilizujące impulsy gospodarcze i geopolityczne. Mówimy tu jednak o stabilizacji na pułapie cenowym, który z perspektywy 2015 r. wydałby się niemożliwy do osiągnięcia.

Bardzo dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii oraz silna presja na elektryfikację transportu stawia nowe wyzwania przed operatorami sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, którzy w najbliższych latach będą musieli stawić czoła zupełnie nowej architekturze systemu, opartego o duże dobowe wahania popytu i podaży, które wymagać będą niespotykanej elastyczności w zarządzaniu siecią. Bez wątpienia wymagać to będzie liczonych w mld zł inwestycji w infrastrukturę sieciową, która projektowana była do obsługi systemu o zupełnie innej charakterystyce i obecnie jest zupełnie nieprzygotowana na obsługę kolejnych gigawatów energii z OZE i stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Modernizację wiekowych, bo w większości liczących między 25, a 50 lat sieci elektroenergetycznych sfinansują odbiorcy energii, którzy w kolejnych latach będą musieli liczyć się z systematycznym i odczuwalnym wzrostem wysokości stawek za przesył i dystrybucję energii. Łączne koszty zmienne dostaw energii elektrycznej mogą zatem w kolejnych latach ustabilizować się w przedziale pomiędzy 1000-1500 PLN/MWh. Wielu odbiorców energii zdaje sobie sprawę z tego, że trendy w energetyce są nieodwracalne i znacznie chętniej niż w ostatnich latach przygląda się gospodarce energetycznej swoich firm, robiąc przegląd opcji strategicznych w zakresie poprawy efektywności energetycznej, czy inwestycji we własne źródła produkcji energii. Bardzo ważne jest przeprowadzenie tego procesu w sposób przemyślany i uporządkowany, tj. poczynając od możliwości wygenerowania oszczędności na samym zużyciu, bowiem najtańszą energią jest ta, której nigdy nie zużyjemy.

> Bardzo dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii oraz silna presja na elektryfikację transportu stawia nowe wyzwania przed operatorami sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, którzy w najbliższych latach będą musieli stawić czoła zupełnie nowej architekturze systemu (…)

Najpopularniejszą kategorią inwestycji w optymalizację efektywności energetycznej jest wymiana oświetlenia na oprawy LED. W przypadku zaś budowy własnego źródła produkcji energii, niekwestionowanym numerem jeden są instalacje fotowoltaiczne, które zajęły pozycję lidera popularnych kilka lat temu agregatów kogeneracyjnych,



Rys. 1. Średnioroczne ceny energii elektrycznej na rynku dnia następnego (TGE BASE)

Fot. freeimages.com

które pomimo licznych zalet technicznych okazały się przedsięwzięciem niezwykle wrażliwym na zmiany cen gazu ziemnego. W efekcie w 2022 r. większość agregatów kogeneracyjnych została odstawiona, spełniając jedynie funkcję zasilania awaryjnego. Oba rodzaje inwestycji, tj. oświetlenie LED i fotowoltaika, w aktualnych uwarunkowaniach rynkowych cechują się okresem zwrotu mieszczącym się w przedziale 2-5 lat. Realizacja przemysłowej instalacji fotowoltaicznej, niezależnie od skali przedsięwzięcia, jest procesem relatywnie nieskomplikowanym, możliwym do sfinansowania, np. w formie leasingu operacyjnego. Dalsza eksploatacja instalacji również nie wymaga wielkiego zaangażowania ze strony personelu i jest niemal pozbawiona istotnych kosztów operacyjnych.

Wbrew powszechnie przyjętej opinii, obniżenie kosztów zużycia energii elektrycznej jest jednak jedynie skutkiem ubocznym realizacji zakładowej instalacji PV. Podstawową, choć bardzo niedocenianą korzyścią, jest zakreślona w długim horyzoncie czasowym przewidywalność kosztu zużycia energii elektrycznej. Jest to korzyść tym bardziej istotna, im większy wpływ ma energia elektryczna na całkowite koszty funkcjonowania przedsiębiorstwa. Rynek energii, jak pokazały zwłaszcza ostatnie miesiące, bywa kapryśny i nieprzewidywalny, co istotnie przekłada się na ryzyko prowadzenia działalności i trudność w kreśleniu długoterminowych założeń strategii rozwoju. Trwała stabilizacja istotnej pozycji kosztowej, stanowi ogromną przewagę rynkową, choćby nawet nie wiązała się ona z istotnym obniżeniem samych kosztów. Instalacja fotowoltaiczna, poza źródłami wiatrowymi, jest jedynym źródłem energii, które nie wymaga zakupu paliwa, mającego z reguły decydujący wpływ na koszt produkcji samej energii.

Nie jest jednak możliwe, aby instalacja fotowoltaiczna była w stanie całkowicie uniezależnić odbiorcę od cen energii, ponieważ w ciągu całego roku dochodzić będzie zarówno do momentów niedoboru produkowanej energii, jak i do eksportu produkowanych nadwyżek. Stopień niezależności jest zatem odzwierciedleniem poziomu autokonsumpcji produkowanej energii w granulacji co najmniej godzinowej. W najbliższych latach jednak, coraz większe znaczenie będą odgrywały przemysłowe magazyny energii, które pozwolą dużym odbiorcom niemal całkowicie ustabilizować koszty energii i stać się jednocześnie pełnoprawnymi uczestnikami gry rynkowej. Magazyn energii to bowiem nie tylko możliwość zmagazynowania nadwyżek energii i wykorzystania ich na własne potrzeby w dowolnym momencie, ale także znacząca poprawa parametrów zasilania. Może być to szczególnie istotny argument w zakładach posiadających parki maszynowe szczególnie wrażliwie na wyłączenia, wahania napięcia, czy występowanie wyższych harmonicznych. Konieczność uelastycznienia systemu elektroenergetycznego przez operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, stwarza również dodatkowe pola biznesowej aktywności poprzez grę na rynku mocy, świadczenie usług sieciowych, czy wykorzystanie mechanizmu arbitrażu cenowego - zwłaszcza przy jednoczesnej produkcji energii z instalacji fotowoltaicznej.

O ile oszacowanie efektu ekonomicznego z produkcji energii w instalacji PV nie wymaga przeprowadzania wielopoziomowych analiz, o tyle nieco większym wyzwaniem jest dobór magazynu energii. Przy hurtowych cenach energii oscylujących wokół 1000 zł/MWh nawet nieodpowiednio wyskalowana do potrzeb instalacja fotowoltaiczna, powinna osiągnąć okres zwrotu nieprzekraczający 6 lat. W przypadku magazynu energii, już na starcie należy zdefiniować model biznesowy w jakim planuje działać inwestor i pod ten cel dobrać odpowiednie rozwiązanie, analizując szczegółowo profil zapotrzebowania na moc.

W polskim i europejskim przemyśle trwa energetyczny wyścig zbrojeń. Jego uczestnicy winni zdawać sobie sprawę z faktu, że zwycięzcami okażą się już nie tyle te firmy, które w ogóle wezmą udział w toczącej się transformacji, a te, które najrozsądniej wykorzystają efekty synergii zachodzące pomiędzy dostępnymi w arsenale narzędziami, tj. efektywnością energetyczną, własnymi źródłami energii, umowami PPA, magazynami energii i aktywnym uczestnictwie w rynku mocy. Złożoność i wielowątkowość całego procesu wymaga wykształcenia nowych kompetencji lub współpracy z wyspecjalizowanymi w tym obszarze podmiotami. □

KOMPLEKSOWE USŁUGI
DLA PRZEMYSŁU I ENERGETYKI

HS | MULTISERVICES

- CZYSZCZENIE SPECJALISTYCZNE
- CZYSZCZENIE STRUMIENIOWO – ŚCIERNE
- CZYSZCZENIE HYDRODYNAMICZNE
- ODPYLANIE I PRÓŻNIOWY ZAŁADUNEK ODPADU
- CZYSZCZENIE SUCHYM LODEM
- PRACE NA WYSOKOŚCI
- CZYSZCZENIE WENTYLACJI

Zapraszamy do kontaktu:

Piotr Rzepka / kierownik projektu energetyka
+48 728 992 185 / przepka@hsmultiservices.pl

HS MULTISERVICES SPÓŁKA Z O.O.
UL. KATOWICKA 101, 43-346 BIELSKO-BIAŁA
NIP: 5472146529

Sekcja Inteligentnych Sieci - Smart Grids, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

Kiedy nastąpi wzrost rynku Spółdzielni Energetycznych w Polsce?

Co to jest Spółdzielnia Energetyczna? Kto i jak może ją założyć? Dlaczego w Polsce jest tak mało spółdzielni energetycznych, skoro rozwiązanie jest popularne w krajach Unii Europejskiej i bardzo korzystne dla jej członków? Jakie są bariery w funkcjonowaniu SE i jak można je pokonać?

Fot. Jason Blackeye, Maxim Hopman on Unsplash

Na powyższe pytania i wiele innych znajdą Państwo odpowiedzi w artykule, do którego materiał został zebrany w trakcie rozmów z Prezesem Pionierskiej Spółdzielni Energetycznej Eisell, Ireneuszem Perkowskim, przedstawicielami CoopTech Hub - centrum technologii spółdzielczych, Rafałem Krenz - animatorem społeczności energetycznych, Krzysztofem Rucińskim - koordynatorem ds. społeczności energetycznych oraz Pawłem Pisarczykiem - Prezesem Spółdzielni Stawiski i Przewodniczącym Sekcji Inteligentnych Sieci - Smart Grids KIGEiT.

Rosnące ceny energii oraz dążenie do dekarbonizacji i ograniczania skutków kryzysu klimatycznego skłaniają do intensywnego myślenia nad sposobami pozyskiwania tańszej energii. Obecnie w dobie wojny za granicami Polski szczególnie silnym argumentem jest nasze bezpieczeństwo energetyczne. Nie można też jednak lekceważyć zmian środowiskowych i aspektów ekonomicznych.

W okresie letnim, kiedy występuje ogromne zapotrzebowanie na energię elektryczną zasilającą systemy chłodzenia, zdarzały się już nieplanowane wyłączenia bloków energetycznych w kilku polskich elektrowniach. Wprawdzie raport Polskiego Instytutu Ekonomicznego uspokaja, że nie grozi nam blackout, to temat niezależności energetycznej i pozyskania energii z OZE coraz częściej pojawia się w mediach. Jednym z możliwych rozwiązań produkowania energii na własne potrzeby jest założenie spółdzielni energetycznej.

Spółdzielnia energetyczna SE jest podmiotem zdefiniowanym w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (ustawa o OZE Dz.U. 2015 poz. 478).

Chociaż pojęcie funkcjonuje w polskim prawie już prawie dekadę, to przepisy dopiero częściowo doprecyzowano w latach 2018-2019. Zgodnie z definicją z art. 2 pkt 33a ustawy o odnawialnych źródłach energii, „spółdzielnia energetyczna oznacza spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. - Prawo spółdzielcze lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników, której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej."

Zgodnie z ustawą, w przypadku produkcji energii elektrycznej łączna moc urządzeń nie może przekroczyć 10 MW, a wyprodukowana energia z własnych źródeł OZE musi pokryć w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych członków spółdzielni.

> Rosnące ceny energii oraz dążenie do dekarbonizacji i ograniczania skutków kryzysu klimatycznego skłaniają do intensywnego myślenia nad sposobami pozyskiwania tańszej energii

Pierwsze dwie spółdzielnie energetyczne zostały zarejestrowane w Polsce w 2021 r., jednak brak rozporządzenia dotyczącego sposobu bilansowania i rozliczania spółdzielni przez sprzedawcę zobowiązanego skutecznie hamował powstawanie kolejnych.

Ostatecznie SE dostały szansę na rozwój wraz z dniem 1 kwietnia 2022 r. Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska oraz Rolnictwa i Rozwoju Wsi, które określiło sposób dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych.

Spółdzielnia jest podmiotem, która przyczynia się do lepszego i mądrzejszego wykorzystania energii produkowanej lokalnie, a co za tym idzie - obniżenia rachunków za prąd, co w dobie obecnego kryzysu i wysokich cen nośników energii powinno przyczynić się do ich masowego powstawania. Jest instrumentem działającym na obszarach wiejskich i miejsko-wiejskich, a więc w takich rejonach kraju, gdzie jest pożądane zrzeszenie lokalnego społeczeństwa z jednostkami samorządu terytorialnego.

Spółdzielnia energetyczna, której działalność będzie opierała się na wytwarzaniu energii elektrycznej korzysta z tzw. rozliczenia prosumenckiego. Taki system rozliczeń zachęca do zwiększania współczynnika autokonsumpcji spółdzielczej. System prosumencki pozwala na wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej niewykorzystanej energii w celu jej zmagazynowania, a następnie pobrania tej energii w okresach niedoboru produkcji. Sprzedawca jest zobowiązany do dokonania rozliczenia z SE ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci, w stosunku ilościowym 1 do 0,6.

W przypadku spółdzielni odpowiedni dobór członków na podstawie analizy profili zużycia i produkcji pozwala na największe oszczędności.

Kolejnym argumentem za tworzeniem SE jest zwolnienie z posiadania koncesji oraz części opłat związanych z dystrybucją takich jak: opłata mocowa, OZE, opłata kogeneracyjna, co jest ogromnym ułatwieniem. Spółdzielnia zobowiązana jest do rozliczeń tylko z operatorem sieci dystrybucyjnej (OSD).

Oprócz wskazanych powyżej korzyści, ważnym efektem wspólnej realizacji przedsięwzięcia jest umocnienie więzi lokalnego społeczeństwa oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego dla wsi, czy gminy.

Swoim doświadczeniem związanym z założeniem pierwszej zrejestrowanej w Polsce Spółdzielni Energetycznej podzielił się Prezes Ireneusz Perkowski.

SE Eisell powstała w 2021 r. na terenie Raszyna. W jej skład wchodzi pięciu członków, w tym dwóch występuje w podwójnej roli, zarówno wytwórców, jak i odbiorców energii, a pozostali trzej są odbiorcami. Zasoby SE to dwie instalacje fotowoltaiczne po 10 kWp oraz magazyn energii o pojemności 10 kWh. Spółdzielnia dysponuje stanowiskiem do ładowania samochodów elektrycznych. Jak podkreśla Prezes Ireneusz Perkowski najważniejszy jest dobór członków oraz świadomość, że niezależnie od wielkości zainwestowanych środków wszyscy spółdzielcy mają takie same prawa, co przekłada się na podejmowanie decyzji, które zapadają w trybie 1 członek = 1 głos.

Optymalnym rozwiązaniem dla SE na etapie analizy biznesowej jest budowa takiej wielkość instalacji, aby profil produkcji energii pozwolił na jej bezpośrednią konsumpcję przez członków SE. Taki model pozwala osiągnąć najwięcej korzyści, zmniejszyć ilość magazynowanej energii, czy energii oddawanej do sieci. W kolejnym kroku należy opracować Statut Spółdzielni, wybrać władze - radę nadzorczą oraz prezesa - i opracować zasady wzajemnych rozliczeń pomiędzy członkami. Następnym etapem jest rejestracja w KRS, która często wymaga cierpliwości. SE Eisell czekała aż 5 miesięcy na rejestrację, natomiast zgłoszenie do KOWR nastąpiło w ciągu jednego miesiąca.

Jak podkreśla Prezes Perkowski, największym wyzwaniem było podpisanie umowy ze sprzedawcą energii, którym dla Eisell jest PGE. Umowę negocjowano prawie 12 miesięcy, gdyż do momentu ogłoszenia w kwietniu 2022 r. ww. rozporządzenia nie było żadnych wzorców, a samo rozporządzenie nie precyzuje jednoznacznie sposobu rozliczeń. W praktyce oznacza to, że każda SE musi wynegocjować zasady rozliczeń ze swoim sprzedawcą. Optymalnym rozwiązaniem byłoby, gdyby wszyscy sprzedawcy mieli jeden wzorzec, co by znakomicie uprościło i skróciło cały proces podpisywania umowy.

Do wzajemnych rozliczeń pomiędzy członkami spółdzielni został przygotowany arkusz kalkulacyjny, do którego są wprowadzane wszystkie dane, a rozliczenie odbywa się raz w miesiącu. Tu niewątpliwie widać potrzebę zastosowania dedykowanego oprogramowania, które wsparłoby proces rozliczania członków SE. Pierwsze rozwiązania realizujące taką funkcjonalność są już dostępne na rynku, m. in. besmart.energy. Nowoczesne, stworzone w Polsce oprogramowanie pomaga zmaksymalizować wykorzystanie lokalnych źródeł energii i usprawnia zarządzanie SE nie tylko poprzez zautomatyzowanie pomiaru, raportowania i rozliczania, eliminując manualną pracę i ludzkie błędy w prowadzeniu rachunków. Dzięki algorytmom sztucznej inteligencji pozwala także na prognozę produkcji energii dostępnej ze źródeł OZE oraz racjonalne wykorzystanie energii za pomocą wirtualnego asystenta energetycznego.

Pytanie o bariery w powstawaniu SE skierowano również do pracowników CoopTech Hub - centrum technologii spółdzielczych. Rafał Krenz potwierdził, że największym problemem w zakładaniu SE był długi proces legislacyjny i brak transparentnych zasad na jakich by SE miała się rozliczać ze sprzedawcą energii. W listopadzie 2022 r. prace nad usunięciem barier legislacyjnych rozpoczął zespół ekspertów działający przy pełnomocniku rządu ds. transformacji energetycznej obszarów wiejskich. Można jedynie zastanawiać się, dlaczego to tak długo trwało i czy wybuch wojny w Ukrainne przyśpieszył prace ustawodawcze.

Optymizmem napawa fakt, że w drugiej połowie roku, po ogłoszeniu rozporządzenia pojawiło się kilka nowych SE. Trzecia spółdzielnia energetyczna w Polsce powstała w Stawiskach w województwie podlaskim. Jej prezesem został Paweł Pisarczyk, Prezes firmy Atende Industries. Celem nowopowstałej spółdzielni ma być wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na rzecz swoich członków oraz organizowanie między nimi dostaw i odbioru energii elektrycznej. Spółdzielnia Stawiski otrzymała już swój numer NIP oraz została wpisana do KRS. Jak zapewniają pomysłodawcy przedsięwzięcia, dzięki współpracy w ramach nowego podmiotu członkowie spółdzielni będą mogli liczyć na zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej oraz dodatkowe przychody ze sprzedaży energii z OZE.

Jak anonsuje Prezes SE w Stawiskach Paweł Pisarczyk: *„Spółdzielnia energetyczna w Stawiskach ma być spółdzielnią referencyjną, która pokaże jak skutecznie bilansować lokalnie wyprodukowaną energię, jednocześnie maksymalnie zaspokajając potrzeby energetyczne społeczności. Kolejnym ważnym krokiem dla spółdzielni będzie magazynowanie energii, a dzięki temu rozwiązaniu zwiększenie skali jej działania. Region Podlasia słynie z czystego powietrza i wspaniałych wyrobów mleczarskich, dlatego jednym z kluczowych założeń naszego projektu jest, aby energia elektryczna wyprodukowana z OZE zasiliła okoliczne zakłady produkcyjne, tym samym przyczyniając się do zminimalizowania śladu węglowego w przemyśle mleczarskim. Taki model produkcji wpisuje się w kluczowy kierunek wskazany przez Unię Europejską, związany z dekarbonizacją w produkcji spożywczej."*

Są już zapowiedzi z rynku, że kolejne spółdzielnie będą powstawać we współpracy z samorządami w województwach podlaskim, małopolskim, mazowieckim i dolnośląskim. W gminie Niepołomice pod Krakowem wkrótce powstanie spółdzielnia energetyczna. W planach znajduje się wybudowanie farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW, która zastąpi składowisko odpadów komunalnych. Według władz gminy ta inwestycja ma przynieść wielotysięczne oszczędności.

Kolejną barierą jaką dostrzega CoopTech Hub są opóźnienia związane z rozpoczęciem wydatkowania środków pomocowych z UE. Wiele społeczności energetycznych zgłaszających się do CoopTech Hub wstrzymuje się z rozpoczęciem działalności oczekując na moż-

liwość pozyskania dotacji na inwestycje. Wszyscy z niecierpliwością oczekują na zakończenie sporu politycznego i rozpoczęcie naborów wniosków w planowanych konkursach na wsparcie społeczności energetycznych. W ocenie rozmówców trudno zrozumieć wstrzymywanie się z wydatkowaniem środków pomocowych w sytuacji kryzysu geopolitycznego i energetycznego.

Dodatkowo, rozwiązaniem prawnym budzącym kontrowersje jest ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszarów wiejskich i miejsko-wiejskich. Pominięcie miast w zakresie rozwoju spółdzielczości energetycznej to model w zasadzie niespotykany na świecie.

Liczne doświadczenia pracowników CoopTech Hub w kontaktach z potencjalnymi twórcami spółdzielni energetycznych pokazują, że należy budować wzajemne zaufanie i promować ideę spółdzielczości w Polsce. Spółdzielnie energetyczne mają lokalny charakter, potrzebne jest zaangażowanie samorządów w ich tworzenie. Tymczasem przedstawiciele CoopTech Hub od lat obserwują, że polityka energetyczna na poziomie lokalnym często funkcjonuje „od grantu do grantu". Wspólnie apelują, aby spółdzielnie energetyczne wpisać w długotrwałą wizję rozwoju gmin i planów w zakresie kompleksowej transformacji energetycznej. Jak twierdzą, to działanie nie może się odbywać wyłącznie z inicjatywy podmiotów trzecich.

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 optymistycznie wyznacza następujące cele klimatyczno-energetyczne:

- 7% redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem ETS w porównaniu do poziomu w 2005 r.,
- 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (cel 23% będzie możliwy do osiągnięcia w sytuacji przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym przeznaczonych na sprawiedliwą transformację), uwzględniając: 14% udziału OZE w transporcie oraz roczny wzrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1 pkt. proc. średniorocznie,
- wzrost efektywności energetycznej o 23% w porównaniu z prognozami PRIMES2007,
- redukcję do 56-60% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej.

Zarówno po stronie samorządowej, jak i społecznej widać coraz większe zainteresowanie SE. Stosunkowo niewiele potrzeba, by spółdzielnie energetyczne rozwijały się dynamicznie, rozwiązując tym samym część aktualnych problemów na rynku energetycznym. Jest to więc doskonały moment na radykalne przyspieszenie już opóźnionych prac rządowych: uruchomienie środków na inwestycje w formie dotacji, preferencyjnych pożyczek wspartych ze środków UE oraz poprawę i uelastycznienie rozwiązań prawnych.

Mając na uwadze problemy ze stabilnością sieci, konieczna jest promocja autokonsumpcji, a potencjalnych prosumentów należy ukierunkować na konkretne i sprawdzone już rozwiązania. Chociaż obecnie takiej masowej świadomości wciąż brakuje, to należy przyznać, że kryzys energetyczny sprawił, że ta postawa z dnia na dzień się zmienia. Z drugiej strony, mimo iż coraz więcej samorządów inicjuje własne programy finansowania transformacji energetycznej, budżety na inwestycje na ten cel są niewystarczające na umożliwienie jej dynamicznego przyspieszenia. □

REKLAMA

nowa Energia

DWUMIESIĘCZNIK WORTAL KONFERENCJE

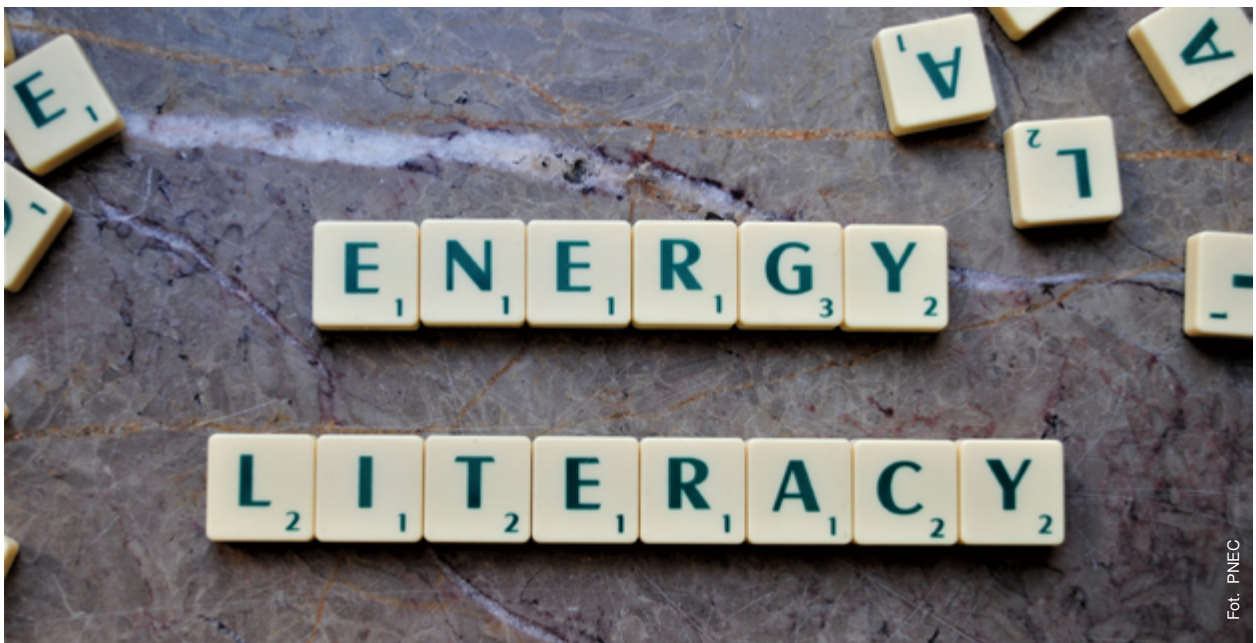
nowa-energia.com.pl

Anna Fijas,
Kierownik Projektów, Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités"

Rozwój umiejętności energetycznych

Idea czy konieczność?

Umiejętność właściwego korzystania z energii wiąże się z posiadaniem pewnego zasobu wiedzy, która właściwie zrozumiana i zastosowana może pomóc jednostkom i społecznościom podejmować świadome decyzje w tym zakresie. Tej zimy ceny energii i poziom jej zużycia stały się jednymi z najczęściej pojawiających się tematów w czołówkach gazet i stron internetowych. Tematem dyskusji powinno być jednak nie tyle rozważanie o rosnących kosztach związanych z energią, ile raczej alfabetyzacja energetyczna, czyli rozpowszechnianie sprawdzonej wiedzy o tym, skąd pochodzi energia, której używamy i jakie ów fakt ma przełożenie na różne aspekty naszego życia.



Fot. PNEC

Efektywność energetyczna stała się zatem nie tylko ważnym narzędziem służącym do walki ze zmianami klimatycznymi, ale także ściśle łączy się z oszczędzaniem pieniędzy w domowym budżecie. Czy bycie efektywnym energetycznie oznacza również, że jest się efektywnym finansowo? Czy warto inwestować w efektywność energetyczną? Odpowiedź powinna być oczywista, choć wciąż jeszcze powszechna świadomość w tym zakresie pozostaje na bardzo niskim poziomie. W wyniku tego coraz częściej w gospodarstwach domowych pojawia się zjawisko ubóstwa energetycznego, a w konsekwencji muszą one wybierać pomiędzy drastycznym ograniczeniem zużycia energii, obniżającym ich komfort życia, a zapłatą rachunków za energię, czy innymi podstawowymi wydatkami - np. na jedzenie, czy opiekę zdrowotną.

Współczesny styl życia wiąże się często ze wzrostem zużycia energii w celu osiągnięcia coraz wyższego standardu. Ponieważ potrzebujemy energii do wszystkiego, co robimy, a jej źródła na Ziemi są ograniczone, konieczne jest racjonalne korzystanie z nich, a przede wszystkim zastąpienie paliw kopalnych odnawialnymi źródłami energii. Zasoby, jakimi dysponujemy są potrzebne nie tylko teraz, ale i w perspektywie najbliższych lat, gdyż musimy brać pod uwagę także potrzeby energetyczne przyszłych pokoleń. Mądre i racjonalne korzystanie z energii staje się obowiązkiem nas wszystkich, jednak aby sumiennie go wypełniać, konieczne jest kształcenie się i stosowanie zdobywanej wiedzy na co dzień.

Poprawiając efektywność energetyczną naszych gospodarstw domowych, np. poprzez lepszą izolację ścian, czy dachu oraz sprawniejszy system grzewczy, wpływamy bezpośrednio na obniżenie rachunków za energię. Życie w bardziej zrównoważony sposób nie zawsze musi wiązać się ze zwiększeniem wydatków na rzecz remontów, czy działań termomodernizacyjnych. Czasem wystarczą małe działania, czy zmiana codziennych nawyków, które często stanowią podstawę długoterminowej i stałej zmiany. Ich budowanie oraz ciągłe poszerzanie wiedzy sprawiają, że stopniowo coraz więcej pozytywnych i skutecznych rozwiązań znajduje swoje zastosowanie w praktyce. Dotyczą one funkcjonowania naszych gospodarstw domowych, jak również naszego stylu życia. Efekty stają się widoczne dzięki regularności ich realizacji, co skutkuje pozytywnymi zmianami dla naszego portfela, ale też dla społeczeństwa i środowiska.

> Mądre i racjonalne korzystanie z energii staje się obowiązkiem nas wszystkich

Prawidłowe funkcjonowanie gospodarstwa domowego jest nieodłącznie związane z codziennym użytkowaniem mediów: energii elektrycznej, energii cieplnej oraz zużyciem wody. Jakie działania każdy z nas może wprowadzić, aby ograniczyć ich zużycie? Już zmniejszenie temperatury w poszczególnych pomieszczeniach o każdy jeden stopień Celsjusza pozwala ograniczyć zużycie energii cieplnej aż o 6%. Właściwą regulację temperatury umożliwią zainstalowane na grzejnikach zawory termostatyczne lub elektroniczne termostaty. Odsłonięcie kaloryferów umożliwia lepszy przepływ ciepła w pomieszczeniu, zaś zasłonięcie ich meblami, czy firankami blokuje nawet do 5% energii. W przypadku oświetlenia domowego regularne odkurzanie, czyszczenie i konserwacja lamp pomoże nie tylko zapewnić odpowiedni komfort wizualny, ale i zaoszczędzić energię. Zanieczyszczone oprawy mogą zmniejszyć poziom natężenia oświetlenia nawet o 20-50%. Wyłączaj sprzęt, którego aktualnie nie używasz. Pamiętaj, że urządzenia w trybie „stand-by" nie są całkowicie wyłączone i nadal przepływa przez nie prąd. Nie wkładaj też do lodówki ciepłych posiłków - w celu ich schłodzenia lodówka musi pobrać więcej energii. Wprowadzenie zaproponowanych rozwiązań i jeszcze wielu innych niskonakładowych lub bezkosztowych działań może przyczynić się do zmniejszenia zużycia energii nawet do 60% w gospodarstwie domowym.

To tylko ułamek wiedzy, która pozwoli nam na bardziej świadome korzystanie z energii. O czym jeszcze więc powinniśmy się dowiedzieć i czego powinniśmy się nauczyć? Badanie ankietowe przeprowadzone w 2022 r. wśród młodych dorosłych, dotyczące poziomu ich umiejętności energetycznych, wyróżnia 4 najważniejsze luki zidentyfikowane w grupie Polaków w wieku 29-39 lat:

- brak wiedzy na temat dokumentów strategicznych takich jak Europejski Zielony Ład, czy dyrektyw krajowych dot. energii,
- małe zainteresowanie dyskusjami nt. wykorzystania i produkcji energii,
- niska świadomość na temat wpływu, kosztów i zwrotu z inwestycji w dziedzinie energii w gospodarstwach domowych,
- brak znajomości trendów i innowacji dotyczących zrównoważonego stylu życia.

Wnioski te pochodzą z badania przeprowadzonego w ramach międzynarodowego projektu EL-Practice (*Alfabetyzacja energetyczna - praktyczne szkolenia na temat zrównoważonego zużywania energii dzięki zmianie zachowań*). Pozwoliło ono ocenić poziom umiejętności energetycznych wśród młodych dorosłych, czyli osób w wieku 29-39 lat, które tworzą swoje gospodarstwa domowe. Dlaczego wybrano taką grupę docelową? Ich długoterminowe decyzje, oparte na posiadanej wiedzy dot. energii stanowią fundament do tworzenia zrównoważonego społeczeństwa w przyszłości. Poszerzanie wiedzy i wprowadzanie nowych

Fot. Pixabay

nawyków przyczynia się także do zwiększenia ich pewności siebie, prowadząc do kształtowania u nich odpowiedzialności za swoje wybory życiowe.

> Poprawa efektywności energetycznej to droga, którą nie musimy iść sami

Wiedza z zakresu zrównoważonego wykorzystania energii odgrywa ważną rolę w życiu młodych ludzi. Coraz częściej osoby te chcą poszerzać swoją wiedzę, aby stać się bardziej świadomymi obywatelami. Wiedzą, że zmiana klimatu stanowi prawdziwe zagrożenie dla społeczeństwa, a zmiana nawyków może przynieść im wymierne korzyści. Poprawa efektywności energetycznej to jednak droga, którą nie musimy iść sami. Dostępnych jest wiele programów dofinansowujących, ulg podatkowych, czy innych instrumentów wspierających ten proces.

Wszystkie te aspekty, począwszy od zużycia energii, inwestycji, zachęt finansowych, czy wprowadzania pozytywnych zachowań i nawyków związanych z energią - to tematy interaktywnego kursu online, który jest opracowywany w ramach projektu EL-Practice i który już w tym roku będzie dostępny dla wszystkich zainteresowanych. Umożliwi on użytkownikom poszerzenie wiedzy, umiejętności i kompetencji w zakresie energii. Będzie to także narzędzie służące do promowania i kształtowania wśród młodych ludzi zmian nawyków, związanych z efektywnym wykorzystywaniem energii, prowadzących do współdziałania na rzecz bardziej zrównoważonej Europy. □

Zapraszamy do śledzenia strony internetowej projektu (http://www.el-practice.eu/pl/), gdzie zamieszczane będą informacje o opracowywanych materiałach szkoleniowych.

Energy Literacy
Współfinansowane przez Unię Europejską
POLSKA SIEĆ Energie Cités

isoplus®

Preizolowane systemy rurowe

RURY STALOWE Z PŁASZCZEM PEHD
z barierą dyfuzyjną Al lub EVOH
zgodne z PN-EN 253 i PN-EN 15698
pojedyncze oraz podwójne

PROJEKTUJEMY, DORADZAMY
SZKOLIMY, DOSTARCZAMY

RURY GIĘTKIE
zgodne z PN-EN 15632
pojedyncze oraz podwójne
z rurą przewodową PEX-a, Cu, Al i stalową

POSIADAMY
CERTYFIKAT
EUROHEAT & POWER

KOMPLETNE SYSTEMY RUROWE
dla każdej technologii oferujemy również zespoły
złącz, kształtki, armaturę i akcesoria

KONTAKT
biuro@isoplus.pl
+ 48 32 259 04 10
ul. Żeliwna 43, 40-599 Katowice

SPEŁNIAMY NORMY
PN-EN 253, PN-EN 448, PN-EN 488,
PN-EN 489, PN-EN 13491, PN-EN 14419

Wydawnictwo „Nowa Energia”

X Jubileuszowa Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki”

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało jubileuszową X Konferencję Techniczną „Nowy Model Energetyki”, która odbyła się w dniach 22-24 listopada 2022 r. w Kazimierzu Dolnym. Wydarzenie skierowane było do biznesu w obszarze energetyki i środowiska.

Uczestników X Konferencji Technicznej NME 2022 przywitali: **prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak**, Dyrektor Centrum Energetyki na AGH, **Mariusz Marchwiak**, Prezes Wydawnictwa „Nowa Energia”, **Dorota Kubek**, Redaktor Naczelna Wydawnictwa „Nowa Energia” oraz **Józef Węgrecki**, Członek Zarządu ds. Operacyjnych w PKN ORLEN SA.

W Konferencji uczestniczyli przedstawiciele kadry zarządzającej i inżynieryjnej przedsiębiorstw energetycznych, specjaliści ds. inwestycji i wdrażania nowych technologii, firmy oferujące technologie oraz zainteresowane instytucje naukowo-badawcze i uczelnie techniczne.

I Panel wprowadzający pt. „Nowy Model Energetyki” poprowadził **prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak**, Dyrektor Centrum Energetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej. Wystąpienie PKN ORLEN należało do **Józefa Węgreckiego**, Członka Zarządu ds. Operacyjnych w PKN ORLEN SA. O kierunkach rozwoju polskiej energetyki w obecnej sytuacji geopolitycznej - okiem naukowca mówił prof. **dr hab. inż. czł. rzecz. PAN m. dhc Tadeusz Chmielniak**, Politechnika Śląska.

Od lewej: prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Dyrektor Centrum Energetyki na AGH, Mariusz Marchwiak, Prezes Wydawnictwa „Nowa Energia” oraz Dorota Kubek, Redaktor Naczelna Wydawnictwa „Nowa Energia”

Józef Węgrecki, Członek Zarządu ds. Operacyjnych, PKN ORLEN SA

Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.

„Czy w Polsce powinny powstawać kolejne bloki gazowo-parowe?" - to tytuł referatu, który wygłosił **Grzegorz Kotte**, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. Prognozowanie rozwoju sieci elektroenergetycznych w procesie tworzenia nowego modelu energetyki omówił **Piotr Ordyna**, Doradca Zarządu ds. Regulacji w TAURON Dystrybucja S.A. Jak uwolnić potencjał sektora offshore wind w Polsce? Pytanie o ramy prawne sprzyjające wdrożeniu nowego modelu energetyki zadała **dr Magdalena Krawczyk**, Adwokat, Senior Associate w Kancelarii Kubas, Kos, Gałkowski.

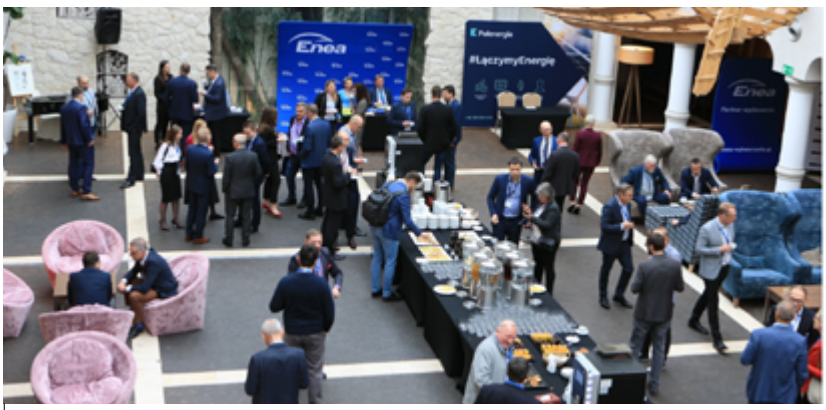
II główny Panel Dyskusyjny pt. „Energetyka konwencjonalna, Wodór, OZE (offshore, pv), magazyny energii - panaceum na Nowy Model Energetyki? Rola w tworzeniu Nowego Modelu Energetyki" moderował **prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda** z Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej, przedstawiając na wstępie referat pt. „Perspektywy miksu paliwowego w oparciu o nowe technologie". Głos w dyskusji zabrali (od lewej): **Urszula Zając**, Dyrektor Departamentu Transformacji Energetycznej - Pełnomocnik Zarządu ds. Transformacji Energetycznej, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.; **Mariusz Samordak**, Dyrektor Zarządzający w Pionie Ekologii, Taksonomii i Analiz, Banku Ochrony Środowiska S.A.; **Dr Zbigniew Fałek**, Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju i ICT, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.; **Adam Ogrodnik**, Wiceprezes, Urząd Dozoru Technicznego; **Grzegorz Kotte**, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.; **Józef Węgrecki**, Członek Zarządu ds. Operacyjnych, PKN ORLEN SA; **Dr hab. inż. Jakub Kupecki**, prof. IEn, Dyrektor Instytutu, Instytut Energetyki - Instytut Badawczy; **Piotr Czopek**, Dyrektor ds. Regulacji, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej oraz **Bartłomiej Wasiuk**, Dyrektor Sprzedaży Sieci Franczyzowej, Polenergia Fotowoltaika S.A.

Prof. dr hab. inż. czł. rzecz. PAN m. dhc Tadeusz Chmielniak, Politechnika Śląska

Prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda, Instytut Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej

Uczestnicy II głównego Panelu Dyskusyjnego pt. „Energetyka konwencjonalna, Wodór, OZE (offshore, pv), magazyny energii - panaceum na Nowy Model Energetyki? Rola w tworzeniu Nowego Modelu Energetyki"

Uczestnicy X Konferencji Technicznej „Nowy Model Energetyki"



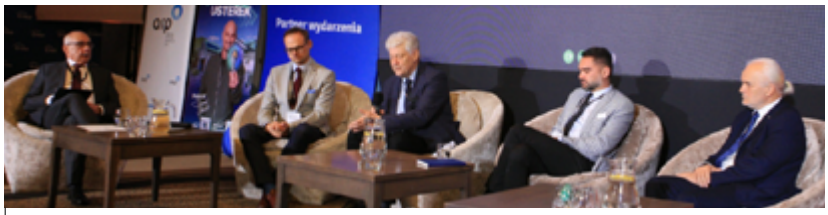
Wymiana doświadczeń podczas przerwy kawowej

III Panel Dyskusyjny pt. „Nowy Model Ciepłownictwa - nowe wyzwania dla Ciepłownictwa" moderował **dr hab. inż. Wojciech Bujalski**, prof. PW, Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej. Moderator wygłosił na wstępie referat pt. „Rola pomp ciepła w systemie energetycznym", natomiast referat pt. „Dekarbonizacja ciepłownictwa - kierunek OZE

Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej

Prof. nadzw. dr hab. inż. Marek Ściążko, Akademii Górniczo-Hutniczej

Uczestnicy III Panelu Dyskusyjnego pt. „Nowy Model Ciepłownictwa - nowe wyzwania dla Ciepłownictwa"



Uczestnicy IV Panelu Dyskusyjnego pt. „Sekwestracja dwutlenku węgla - CCS, technologia CCU"

Dr inż. Stanisław Tokarski, Centrum Energetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej / Główny Instytut Górnictwa

Dr hab. inż. Łukasz Bartela, prof PŚ, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych na Politechnice Śląskiej

Uczestnicy V Panelu Dyskusyjnego pt. „Energetyka Przemysłowa"

i magazyny ciepła" wygłosił **dr inż. Mariusz Twardawa**, Wiceprezes Zarządu Rafako Innovation Sp. z o.o. Głos w dyskusji zabrali (od lewej): **Włodzimierz Pomierny**, Kierownik Projektu Morskiej Energetyki Wiatrowej, AGENCJA ROZWOJU PRZEMYSŁU S.A.; **Krzysztof A. Zawadzki**, Dyrektor ds. Inwestycji, Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej RADPEC S.A.; **Karolina Talarek**, Dyrektor ds. Inwestycji, EUROWIND ENERGY Sp. z o.o.; **Dr inż. Marek Sutkowski**, Kierownik ds. Technologii i Innowacji, Horus-Energia Sp. z o.o.; **Paweł Kupczak**, Prezes Zarządu, Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Nowym Sączu; **Janusz Fic**, Prezes Zarządu, MPGK - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o. oraz **dr inż. Paweł Bocian**, Zakład Procesów Cieplnych, Instytut Energetyki - Instytut Badawczy.

IV Panel Dyskusyjny pt. „Sekwestracja dwutlenku węgla - CCS, technologia CCU" moderował **prof. nadzw. dr hab. inż. Marek Ściążko** z Akademii Górniczo-Hutniczej. Na wstępie moderator wygłosił referat pt. „Dylematy i uwarunkowania technologiczne wychwytu CO_2 w instalacjach energetycznych". Głos w dyskusji zabrali (od lewej): **Jakub Bator**, Członek Zarządu, Krakowski Holding Komunalny SA w Krakowie; **Prof. dr hab. inż. czł. rzecz. PAN m. dhc Tadeusz Chmielniak**, Politechnika Śląska; **Dr inż. Łukasz Klimkowski**, Katedra Inżynierii Gazowniczej, Akademia Górniczo-Hutnicza; **Paweł Woszczyk**, Zastępca Dyrektora ds. Technicznych, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie oraz w formule on-line: **Helena Cygnar**, Szef Biura Poszukiwań i Koncesji, LOTOS Petrobaltic S.A. i **Radosław Żydok**, Dyrektor Departamentu Projektów Transformacyjnych, KGHM Polska Miedź S.A.

V Panel Dyskusyjny pt. „Energetyka Przemysłowa" prowadził **dr inż. Stanisław Tokarski** z Centrum Energetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej / Główny Instytut Górnictwa. Referat wprowadzający pt. „Energetyka przemysłowa - kierunek zmian legislacyj-

nych" wygłosił **Piotr Kolasa**, Wspólnik, Radca Prawny w Kancelarii Polowiec i Wspólnicy sp.j., Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii. O efektywności energetyczna w przemyśle i możliwościach finansowania mówił **Rafał Kręcisz**, Doradca w Departamencie Transformacji Energetyki w Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Rynek instalacji fotowoltaicznych w Polsce omówił **Bartłomiej Wasiuk**, Dyrektor Sprzedaży Sieci Franczyzowej w Polenergia Fotowoltaika S.A., natomiast nt. konwersji kotłów pyłowych mówił **Jakub Misztal**, Head of Sales Poland and Baltic, Mitsubishi Power Europe GmbH. Głos w dyskusji zabrali (od lewej): **Maciej Przymanowski**, Inżynier ds. Efektywności Energetycznej, Rafineria Gdańska Sp. z o.o.; **Piotr Kolasa**, Wspólnik, Radca Prawny w Kancelarii Polowiec i Wspólnicy sp.j., Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii; **Jakub Misztal**, Head of Sales Poland and Baltic, Mitsubishi Power Europe GmbH; **Mirosław Rokicki**, Członek Zarządu - Dyrektor Techniczny, Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.; **Włodzimierz Pomierny**, Kierownik Projektu Morskiej Energetyki Wiatrowej, AGENCJA ROZWOJU PRZEMYSŁU S.A.; **Bartłomiej Wasiuk**, Dyrektor Sprzedaży Sieci Franczyzowej, Polenergia Fotowoltaika S.A.; **Prof. dr hab. inż. Adam Zieliński**, Dyrektor, SIEĆ BADAWCZA ŁUKASIEWICZ - INSTYTUT METALURGII ŻELAZA oraz w formule on-line: **Magdalena Misiurek**, Z-ca Dyrektora Departamentu Transformacji Energetyki, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

VI Panel Dyskusyjny pt. „Energetyka Jądrowa" moderował **dr hab. inż. Łukasz Bartela**, prof. PŚ z Katedry Maszyn i Urządzeń Energetycznych na Politechnice Śląskiej, wygłaszając na wstępie referat wprowadzający pt. **„Kierunek transformacji energetyki zgodnie ze ścieżką Coal-to-Nuclear"**. Głos zabrali (od lewej): **Prof. Wacław Gudowski**, Ekspert, SYNTHOS GREEN ENERGY SA; **Dr hab. inż. Jakub Kupecki**, prof. IEn, Dyrektor Instytutu, Instytut Energetyki

Uczestnicy VI Panelu Dyskusyjnego pt. „Energetyka Jądrowa"

Agnieszka Czakaj, Inżynier Sprzedaży w „OMC ENVAG" Sp. z o.o.

Nocne zwiedzanie Kazimierza Dolnego

- Instytut Badawczy; **Tomasz Nowacki**, Dyrektor Departamentu Energii Jądrowej, Ministerstwo Klimatu i Środowiska; **Patrycja Nowakowska**, Adwokat, Senior Associate, Kancelaria Prawna Kubas, Kos, Gałkowski; **Dr hab. Ludwik Pieńkowski**, prof. AGH, Ekspert KGHM POLSKA MIEDŹ S.A. oraz **Paweł Żbikowski**, Redaktor Naczelny, Portal Nuclear.Pl.

Na zakończenie swoje referaty wygłosili **Agnieszka Czakaj**, Inżynier Sprzedaży w „OMC ENVAG" Sp. z o.o. („Badanie śladowych zanieczyszczeń wodoru") oraz **dr hab. inż. Piotr Krawczyk**, prof. PW z Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej („Bloki 200+"). □

Fot.: Nowa Energia

Zawsze gotowy do użytku.

Z agregatem kogeneracyjnym typu agenitor marki 2G nie tylko jesteś gotowy na rewolucję energetyczną, lecz również bierzesz aktywny udział w jej kształtowaniu. Od samego początku. Wypróbowany i sprawdzony agregat kogeneracyjny typu agenitor już teraz wyznacza standardy w sprawności wytwarzania energii na bazie gazu ziemnego, biogazu lub mieszanki gazów.

Zoptymalizowany silnik na gaz pozwala znacznie obniżyć koszty paliwa względem porównywalnych modeli. Dodatkowo nie ma potrzeby stosowania kompromisowych rozwiązań, nawet w przypadku eksploatacji czystego wodoru. Jako pionier kogeneracji wodorowej, firma 2G doskonale zna właściwości wodoru. Rezultat: zerowa utrata sprawności i 100% neutralność dla klimatu.

	agenitor 404c	agenitor 406	agenitor 408	agenitor 412
Wersja	ct0-0	ct0-0	ct0-0	ct0-0
Moc elektryczna	115 kW	170 kW	240 kW	360 kW
Moc cieplna	129 kW	183 kW	250 kW	371 kW
Sprawność elektryczna	37,7%	39,0%	40,2%	40,5%
Sprawność cieplna	42,3%	41,9%	41,9%	41,7%
Sprawność całkowita	80,0%	80,9%	82,1%	82,2%

Oferta dostępna tylko w firmie 2G: kup agregat kogeneracyjny już dzisiaj i przejdź na energię wodorową (H_2) jutro.

Inwestycja w agregat kogeneracyjny marki 2G opłaca się bardziej niż kiedykolwiek przedtem: jako jedyny dostawca na świecie, umożliwiamy przejście z kogeneracji na bazie gazu ziemnego lub biogazu na kogenerację na bazie H_2 w ramach regularnej konserwacji.

Potrzebujesz więcej informacji? Skontaktuj się z nami.

2G POLSKA Sp. z o.o.
ul. Piekarska 86/18
43-300 Bielsko - Biała
info@2-g.pl
www.2-g.pl

Handelsblatt ENERGY AWARDS

Firma 2G otrzymała prestiżową Nagrodę Energetyczną Handelsblatt 2018/2019 w kategorii „Przemysł" za najbardziej innowacyjny projekt rewolucji energetycznej.

© brand.punkt., AdobeStock | © yangphoto, iStock

Kup teraz i przejdź na energię wodorową (H_2) później.

Wydajność dzisiaj. Neutralność dla klimatu jutro.

Zawsze gotowy do przejścia na wodór. Twój nowy agregat kogeneracyjny marki 2G.

Fot. pixabay.com

Prof. zw. dr hab. inż. Maciej Pawlik, Dr H.C.,
Instytut Elektroenergetyki PŁ, Profesor Senior Politechniki Łódzkiej

Krajowy park elektrowni u progu ery atomowej

W październiku 2022 r. Rząd podjął uchwałę o budowie elektrowni jądrowej przez amerykański koncern Westinghause. Jednocześnie Spółki ZE PAK, PGE i koreański koncern KHNP podpisały 31.10.2022 r. w Seulu list intencyjny dotyczący opracowania planu budowy elektrowni jądrowej w Pątnowie - w oparciu o koreańską technologię reaktorów APR 1400. Dokument podpisano w obecności Wicepremiera Jacka Sasina. Obie elektrownie mają zostać uruchomione w 2033 r., tzn. dwa lata później pierwsze bloki powinny już pracować z pełnym obciążeniem. Trzeba jednak zdawać sobie sprawę z trudności jakie występują przy budowie pierwszej w danym kraju elektrowni jądrowej.

W elektrowni jądrowej 80% finalnej ceny energii stanowią koszty inwestycyjne. Konieczność zgromadzenia odpowiedniego kapitału, a także skomplikowany i długotrwały proces notyfikacji w UE modelu finansowania elektrowni jądrowej powodują często znaczne opóźnienie oddania do eksploatacji pierwszego bloku jądrowego. Są tu niestety złe doświadczenia. W Elektrowni Olkiluoto w Finlandii blok EPR 1500 zaczęto budować w 2005 r., zakończenie planowano w 2010 r., natomiast koniec ruchu próbnego nastąpił dopiero w marcu 2022 r. We francuskiej Elektrowni Flamanville zakończenie budowy takiego samego bloku planowano na 2012 r., zaś przewidywany termin uruchomienia to 2023 r. W obu przypadkach koszty realizacji były trzykrotnie wyższe od planowanego budżetu. Podobne problemy z opóźnieniem dotknęły także bloków AP 1000. W Elektrowni Sanmen w Chinach zakończenie budowy planowano na 2012 r., natomiast uruchomienie pierwszego bloku miało miejsce w 2018 r. W amerykańskiej Elektrowni Vogtle budowę bloku AP 1000 rozpoczęto w 2009 r., zakończenie zaplanowano na lata 2014÷2016, zaś najwcześniejszy termin uruchomienia to 2023 r. Licząc się z ewentualnym opóźnieniem uruchomienia elektrowni jądrowej w Polsce, krajowy system elektroenergetyczny powinien do drugiej połowy lat 30. rozwijać się na drodze dekarbonizacji według scenariusza: gaz + OZE (odnawialne źródła energii).

Krajowy park elektrowni - diagnoza

Krajowy park elektrowni jest jednym z większych w Europie. Produkcja energii elektrycznej w latach 2021 i 2022 wyniosła odpowiednio 173,6 TWh i 175 TWh, z tego blisko 80% w elektrowniach opalanych węglem [2]. Niestety, stopień dekapitalizacji majątku wytwórczego krajowej elektroenergetyki jest bardzo duży. Najmłodszy z bloków klasy 370 MW w Elektrowni Opole ma wprawdzie tylko 25 lat, ale pierwsze bloki Elektrowni Bełchatów pracują już ponad 39 lat. Wszystkie bloki klasy 200 MW mają ponad 40 lat, przy czym większość mieści się w przedziale 45-50 lat. Jest wielce prawdopodobne, że do 2035 r. zostaną wszystkie wycofane z eksploatacji. Stan ten jest konsekwencją wieloletniego (na przełomie wieków) zastoju w budowie nowych mocy wytwórczych. Oddanie do eksploatacji w latach 2008÷2011 (po wspomnianym zastoju) trzech wielkoskalowych bloków na parametry nadkrytyczne w Elektrowniach: Pątnów, Łagisza i Bełchatów oraz uruchomienie w latach 2017÷2021 nowych bloków nadkrytycznych w Kozienicach, Opolu, Turowie i Jaworznie - znacznie poprawiło sytuację w dłuższej perspektywie czasowej. W tab. 1 zestawiono dyspozycyjne moce i szacowaną produkcję energii elektrycznej wszystkich krajowych bloków nadkrytycznych w 2035 r. W warunkach polskich nowe wielkoskalowe bloki nadkrytyczne powinny być przede wszystkim przeznaczone do pracy podstawowej, gwarantującej najwyższą sprawność i znaczne ograniczenie emisji CO_2 oraz innych zanieczyszczeń.

L.p.	Elektrownia	Wiek (lat)	Moc (MW)	Szacowana prod. (TWh)
1.	Pątnów II	27	470	3,1
2.	Łagisza II	26	460	3,0
3.	Bełchatów II	24	858	5,5
4.	Kozienice II	18	1075	6,8
5.	Opole bl. 5	16	900	5,8
6.	Opole bl. 6	16	900	5,8
7.	Turów II	15	490	5,9
8.	Jaworzno III	15	910	3,2
9.	Razem bloki nadkrytyczne		6063	39,1

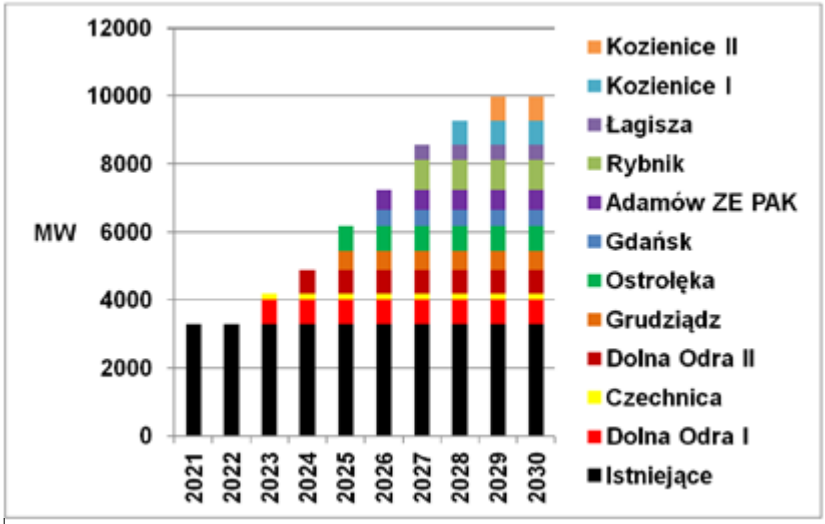
Tab. 1. Wiek, moce i szacowana produkcja energii w krajowych blokach węglowych na parametry nadkrytyczne w 2035 r.

Dywersyfikacja struktury paliwowej

Najszybsza droga ograniczania udziału węgla w krajowej produkcji energii elektrycznej i jednocześnie redukcji emisji CO_2 z konwencjonalnych elektrowni wiedzie obecnie poprzez zastępowanie węgla gazem. Emisja CO_2 w prostych układach gazowych wynosi ok. 550 kg/MWh, zaś w kombinowanych układach gazowo-parowych tylko ok. 330 kg/MWh. Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy stwarza także mniejsze ryzyko dla inwestora i pozwala stosunkowo szybko wypełnić lukę, wynikającą z długotrwałości procesu budowy wielkoskalowych źródeł węglowych, a tym bardziej jądrowych. Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% w kogeneracji). Ponadto elektrownie gazowe zdolne są pokryć zapotrzebowanie zarówno w podstawie wykresu obciążenia, jak i w strefie szczytowej, a szybkość reakcji w czasie rzeczywistym czyni je też dobrym partnerem dla niestabilnych źródeł wiatrowych.

Warto także podkreślić, że Komisja Europejska przyjęła 2 lutego 2022 r. projekt tzw. taksonomii, w którym umieściła gaz i energetykę jądrową na liście zrównoważonych przedsięwzięć. Uznała te technologie za „zgodne z klimatycznymi i środowiskowymi celami UE", które pozwolą przyspieszyć odejście od wytwarzania energii z węgla. Tym samym dała zielone światło dla finansowania tego typu instalacji.

Po oddaniu do eksploatacji w 2020 r. bloku gazowo-parowego w EC Stalowa Wola (450 MWe) i w październiku 2021 r. bloku gazowo-parowego EC Żerań (500 MWe), moc zainstalowana w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem na koniec 2021 r. osiągnęła poziom ok. 3300 MWe (wg rapor-



Rys. 1. Przyrost mocy elektrowni gazowo-parowych w Polsce do 2030 r. (obliczenia własne)

tu rocznego PSE za 2021 r. - dokładnie 3317 MWe) [1]. Udział gazu w strukturze paliwowej produkcji energii elektrycznej KSE wzrósł w latach 2017÷2021 z 4,3% do 7,7% (w 2020 r. było to nawet 9,14%), ale w Unii Europejskiej jest on na poziomie ok. 20%.

Od końca 2021 r. konsorcjum General Electric i Polimeks Mostostal buduje na zlecenie Polskiej Grupy Energetycznej (PGE GiEK) budowę dwóch bloków gazowo-parowych (CCGT) o mocy po ok. 700 MWe w Elektrowni Dolna Odra, które przeszły już z powodzeniem certyfikację ogólną i uzyskały 17-letni kontrakt w aukcji głównej rynku mocy. Będą to pierwsze bloki gazowo-parowe pracujące w trybie kondensacyjnym w Polsce produkujące wyłącznie prąd. Dotychczasowe jak wiadomo pracują w kogeneracji. Ich uruchomienie przewiduje się w 2023 r.

Konsorcjum Polimeksu Mostostalu i Siemensa wybuduje dla PGE blok gazowo-parowy o mocy 882 MW w Rybniku. Będzie to jedna z największych tego typu inwestycji nie tylko w Polsce, ale i w Europie. Zastąpi on 4 bloki węglowe o łącznej mocy ok. 900 MW wyłączane z eksploatacji. Na ostatniej aukcji głównej rynku mocy 15 grudnia 2022 r. blok ten uzyskał 17-letni kontrakt (na rok dostaw 2027).

PGE analizuje także mniejsze projekty zasilane gazem o łącznej mocy do 1000 MWe. Zamierza budować gazowe elektrociepłownie, które skorzystają z uchwalonej w zeszłym roku ustawy o wsparciu kogeneracji. Największa o mocy 170 MWe powstaje w EC Czechnica pod Wrocławiem (15.10.2021 r. wmurowano kamień węgielny pod jej budowę). Nieco mniejsze powstaną w Bydgoszczy (50 MWe) i Zielonej Górze (30 MWe), a całkiem małe w Kielcach i Zgierzu. Rozważane są także inwestycje w gazowe elektrociepłownie w Gdańsku, Gdyni i Wrocławiu, Krakowie i Rzeszowie. Wszędzie tam mogłyby zastąpić stare jednostki węglowe. Prezes Zarządu PGE Energia Ciepła zapowiada, że do 2030 r. spółka planuje budowę 1000 MW mocy w kogeneracyjnych źródłach gazowych.

PKN Orlen i Energa, należąca do Grupy Orlen, zawarły we wrześniu 2021 r. porozumienie w sprawie finansowania budowy elektrowni gazowo-parowej o mocy 600 MWe w Grudziądzu. Elektrownia ta ma już długą historię, ponieważ Energa już w marcu 2019 r. ogłosiła przetarg na budowę bloku gazowo-parowego w Grudziądzu o mocy 450÷750 MWe wraz z infrastrukturą pomocniczą oraz towarzyszącą. Podobnie jak bloki w Dolnej Odrze, będzie to blok do pracy w trybie kondensacyjnym. Projekt elektrowni CCGT Grudziądz jest na zaawansowanym etapie rozwoju, inwestor posiada wszelkie zgody administracyjne, w tym pozwolenie na budowę. Oddanie bloku do eksploatacji jest planowane na 2025 r.

PKN Orlen zainwestuje też ok. 2,5 mld zł w budowę bloku gazowo-parowego CCGT o mocy 745 MWe w Ostrołęce - w miejsce zaniechanej budowy bloku węglowego klasy 1000 MW i z wykorzystaniem części jego infrastruktury. Budowa tego bloku już ruszyła na początku 2022 r., a oddanie do użytku planowane jest na 2025. Nowym partnerem w realizacji tej inwestycji zostało PGNiG. W grudniu 2021 r. Orlen poinformował, że oba projekty: w Ostrołęce i Grudziądzu uzyskały 17-letni kontrakt w aukcji głównej rynku mocy.

Rok później mógłby ruszyć blok gazowo-parowy klasy 450 MWe w Gdańsku, bowiem PKN Orlen wspólnie z Energą oraz Grupą Lotos podpisał w listopadzie 2020 r. list intencyjny dotyczący realizacji tej inwestycji.

W elektrowni Kozienice należącej do Grupy Enea węglowe bloki klasy 200 MW, które mają być odstawione w latach 2025÷2027, będą zastąpione źródłami gazowymi. Powołana w Kozienicach w lipcu 2022 r. spółka Enea Elkogaz ogłosiła postępowanie w trybie dialogu konkurencyjnego, zmierzające do wybudowania trzech bloków gazowo-parowych, każdy o mocy po 700 MW lub dwóch po 1100 MW. Pierwsze z przyszłych bloków CCGT mogłyby zostać zgłoszone do aukcji w rynku mocy w 2023 r., z pierwszym okresem dostaw na 2028 r.

W marcu 2022 r. Grupa Tauron rozpoczęła kolejny etap prac dotyczących budowy kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego o przewidywanej mocy w przedziale 400 MWe do 500 MWe oraz 250 MWt w Elektrowni Łagisza. Tauron podpisał umowę z PFR ws. finansowania i budowy tego bloku. Nowy blok CCGT uzupełni niedobory mocy powstałe po wyłączeniu najstarszych

(pochodzących z lat 70.), wyeksploatowanych bloków węglowych.

Należy także wspomnieć, że także ZE PAK, należący do miliardera Zygmunta Solorza, zamierza zainwestować w blok gazowo-parowy. Blok CCGT klasy 600 MWe wraz z infrastrukturą towarzyszącą zlokalizowany będzie na terenie zamkniętej w 2018 r., opalanej węglem brunatnym Elektrowni Adamów, której obiekty są rozbierane i wyburzane. W terminie do końca listopada 2022 r. teren starej Elektrowni Adamów został przygotowany pod budowę nowej jednostki parowo-gazowej. Także ten projekt otrzymał 17-letni kontrakt w aukcji głównej rynku mocy, co było jednym z warunków rozpoczęcia prac.

Do istotnych inwestycji, których realizację planuje PGNiG Termika, należy m. in. gazowo-parowy blok w EC Siekierki, o podobnej mocy jak zbudowany w EC Żerań, tj. 500 MWe. W planach są także mniejsze instalacje gazowe poza Warszawą. Z kolei Veolia Energia Poznań otrzymała w kwietniu 2021 r. decyzję środowiskową dla budowy bloków gazowych o łącznej mocy 320 MWt i do 200 MWe na terenie elektrociepłowni Karolin. Pierwsze ciepło i energia elektryczna mają być dostarczone do odbiorców w Poznaniu w sezonie grzewczym 2026/27. Do tego trzeba dodać plany firm prywatnych. Analizy w sprawie inwestycji w nowe jednostki kogeneracyjne prowadzą m. in. Synthos i Ciech, które dysponują obecnie starymi jednostkami węglowymi. Wspomnieć też należy, że w styczniu 2020 r. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przyznał wsparcie finansowe m. in. dla 31 projektów wysokosprawnej kogeneracji gazowej małej mocy.

Sumując realizowane i zamierzone konkretne inwestycje (w przypadku Kozienic uwzględniono uruchomienie do 2030 r. tyko 2 z 3 bloków CCGT, pominięto także inne małe źródła) można oczekiwać, że już w 2025 r. moc zainstalowana w jednostkach opalanych gazem przekroczy 6000 MWe (rys. 1), osiągając w 2030 r. poziom ok. 10000 MWe (prognoza PEP 2040 [3][4] przewiduje zaledwie 6271 MWe).

Przyjmując średni oczekiwany czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej T_e choćby tylko w przedziale 3500÷4000 h/a, można oczekiwać rocznej produkcji energii elektrycznej z gazu w 2030 r. na poziomie 35÷40 TWh, tj. 17,5÷20,0% udziału w całkowitej produkcji 200 TWh w 2030 r. Jeśli uwzględnić dalsze, wspomniane wyżej plany inwestycyjne krajowych grup energetycznych, można szacować moc źródeł gazowych w 2035 r. na poziomie 12÷13 GW, z oczekiwaną produkcją ok. 45÷50 TWh.

Kilka lat temu informacja, że w Polsce planuje się więcej elektrowni gazowych niż węglowych, byłaby sensacją. Obecnie już nie jest i mamy świadomość, że elektrownie gazowe stają się niezbędnym elementem procesu transformacji polskiej energetyki. Zgodnej z celami środowiskowymi UE. Stąd bardzo ważny jest też wzrost zdolności wydobywczych krajowego gazu ziemnego, zwiększenie przepustowości gazowniczych systemów przesyłowych i magazynowych, a także rozwój połączeń transgranicznych (interkonektorów).

Odnawialne źródła energii

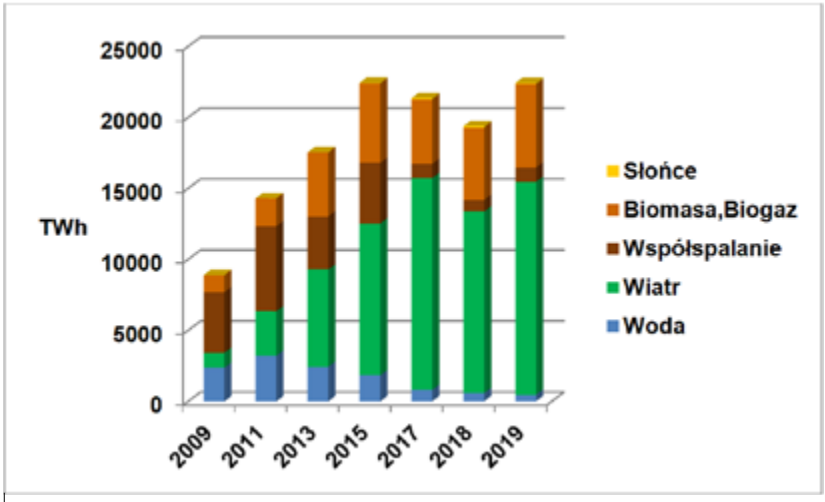
Światowy sektor energii jest obecnie świadkiem gwałtownych i szeroko zakrojonych zmian spowodowanych bezprecedensowym rozwojem odnawialnych źródeł energii (OZE).

W zeszłym roku zainstalowana moc odnawialnych źródeł energii na całym świecie wzrosła o 168 GW. Jest to szósty rok z rzędu, w którym moc nowych instalacji OZE była większa od tych opartych na źródłach konwencjonalnych, w tym na węglu. Energia odnawialna pełni też kluczową rolę w odpowiedzi na wyzwania klimatyczne, które wymagają pilnych działań.

Polska nie jest w stanie uchronić się przed globalnymi trendami ograniczania emisji CO_2 i rozwoju odnawialnych źródeł energii, tym bardziej, że niestety ma jedną z najwyższych w Europie emisji dwutlenku węgla w stosunku do wyprodukowanej energii elektrycznej (na 1 kWh). Stąd konieczność intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii i zmierzania w kierunku gospodarki niskoemisyjnej tak szybko, jak tylko można.

Dynamiczny rozwój OZE w Polsce był zauważalny do 2015 r., niestety tzw. ustawa odległościowa z regułą 10H spowodowała wyhamowanie tempa, a wręcz obniżenie produkcji energii elektrycznej z OZE (rys. 2).

Jeszcze w 2016 r. w kraju podłączono do sieci farmy wiatrowe o mocy 1225 MW, ale w 2017 r. było to już tylko 41 MW, a w 2018 r. - 15,7 MW.



Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej z OZE w Polsce, w latach 2009-2019, wg URE

Po trzech latach przestoju pewne ożywienie w inwestycjach OZE nastąpiło w 2020 r. Wzrost mocy lądowych elektrowni wiatrowych to efekt aukcji w latach 2018÷2020, a następnie realizacji projektów, które powstały przed wejściem w życie tzw. ustawy odległościowej. Dzięki temu moc zainstalowana wiatraków osiągnęła pod koniec 2022 r. poziom ok. 8 GW.

Branża energetyki odnawialnej wzywa do jak najszybszego odblokowania potencjału rozwojowego energetyki wiatrowej na lądzie i zniesienia zasady 10H. Pewną nadzieję daje projekt liberalizacji ustawy odległościowej, który przeszedł przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego w brzmieniu umożliwiającym wykorzystanie istniejących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, które obejmują elektrownie wiatrowe. Niestety Sejm RP do tej pory ustawy tej nie rozpatrzył, zniesienie barier umożliwiłoby rozwój energetyki wiatrowej na lądzie do poziomu 15 GW w 2030 r. i ok. 22 GW w 2035 r.

Niedocenienie potencjału energetyki wiatrowej na lądzie w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040) jest tym bardziej niezrozumiałe jeśli uwzględnić fakt, że w Polsce działa już blisko 100 przedsiębiorstw pracujących na rzecz energetyki wiatrowej. Mamy także pełny łańcuch wartości dostaw dla energetyki wiatrowej na lądzie, łącznie z fabryką budującą najnowocześniejsze generatory. Ponadto elektrownie wiatrowe na lądzie to obecnie jedno z najtańszych źródeł wytwarzania energii elektrycznej.

Warto nadmienić, że w Niemczech - kraju o powierzchni tylko ok. 15% większej od terytorium Polski, moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na lądzie przekracza 71 GW i Niemcy nie rezygnują z tej technologii.

Modyfikacja „zasady 10H", przynajmniej w przypadku inwestycji, które są możliwe do realizacji w gminach, gdzie jest zgoda społeczna, pozwoli na wymianę istniejących instalacji na dużo nowocześniejsze turbiny o większej efektywności (poziom wykorzystania mocy ok. 40%) w ramach tzw. repoweringu. Większe turbiny to tańsza energia elektryczna i mniejsza powierzchnia zajmowana prze farmę.

Dalszy, istotny wzrost udziału OZE w krajowym miksie energetycznym Rząd wiąże z programem morskiej energetyki wiatrowej. Dotyczy on jednak dopiero okresu po 2025 r.

Opublikowana w lutym 2021 r. Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych („Ustawa Offshore") przewiduje dwufazowy model wsparcia dla przyspieszenia procesu inwestycyjnego. W pierwszej fazie, w latach 2021÷2022 wsparcie otrzymały najbardziej zaawansowane projekty posiadające już warunki przyłączenia lub umowy przyłączeniowe. W marcu 2021 r. pięć takich podmiotów złożyło wnioski o wsparcie swoich projektów morskich farm wiatrowych. Wspólne przedsięwzięcie Polenergii i norweskiego Equinora złożyło wnioski o wsparcie projektów farm: Bałtyk II i Bałtyk III (o mocy po 720 MW każda). Joint venture PGE i duńskiego Ørsteda wnioskowało o wsparcie dla projektowanych dwóch farm: Baltica-2 o mocy 1500 MW i Baltica-3 o mocy 1045 MW. Spółka PKN Orlen i kanadyjskiego Northland Power ubiega się o wsparcie dla projektu Baltic Power o mocy 1200 MW. Koncern RWE Renewables złożył wniosek o wsparcie dla projektu BTI o mocy 350 MW, a OW Offshore - spółka firm EDPR i Engie - wnioskuje o wsparcie dla projektu BC-Wind o mocy 369 MW.

W kwietniu i w maju 2021 r. Prezes URE przyznał wspomnianym projektom o łącznej mocy zainstalowanej do 5,9 GW, wsparcie w formie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci. W końcu maja 2021 r. Komisja Europejska zatwierdziła polski system wsparcia dla morskich farm wiatrowych.

Na polskich obszarach morskich rozwijane są obecnie projekty o łącznej mocy ok. 8,4 GW, w tym 5,9 GW z projektów tzw. fazy I rozwoju oraz 2,5 GW z projektów tzw. fazy II rozwoju, obejmującej łącznie 9,4 GW, w której dopiero trwa wyścig o pozwolenia lokalizacyjne. Można więc oczekiwać, że w 2035 r. elektrownie wiatrowe na morzu osiągną moc co najmniej 15 GW i wyprodukują ok. 65 TWh energii elektrycznej.

Rynek fotowoltaiki (PV) w Polsce bardzo szybko rośnie i zwiększa tempo rozwoju. Moc instalacji fotowoltaicznych pracujących w polskim systemie elektroenergetycznym w końcu 2018 r. wyniosła 486,5 MW, by na koniec 2021 r. osiągnąć poziom ok. 7 GW, a na koniec 2022 r. przekroczyć poziom 11 GW. I nie wynika to wyłącznie z przepisów prawa. Motorem napędowym są ceny energii elektrycznej i ceny urządzeń PV. Od pojawienia się pierwszych instalacji solarnych (w 1976 r.) ceny modułów z krystalicznego krzemu spadły z 79 USD/W, do 0,37 USD/W w 2017 r.

W tej sytuacji jest pewne, że potencjał instalacji słonecznych w Polsce do 2030 r. będzie znacznie wyższy niż prognozowane w PEP 2040 7,27 GW. Oczekuje się, że Polska może mieć ok. 20 GW takich instalacji w 2030 r. i ok. 25 GW w 2035 r. Niestety boom na rynku fotowoltaiki nie przyniesie rozwoju krajowych producentów tego typu instalacji (możliwości produkcyjne polskich dostawców sięgają obecnie 250 MW rocznie) i utracą oni udział w rynku na rzecz globalnych dostawców, głównie z Chin.

Biomasa, rozumiana jako drewno odpadowe z produkcji leśnej i przemysłu drzewnego, uprawy roślin energetycznych, odpady i pozostałości z przemysłu rolniczego i spożywczego oraz biogaz, przedstawia sobą w warunkach Polski istotny potencjał do wykorzystania w produkcji „zielonej" energii. Niestety, przyjęty w Ministerstwie Gospodarki w 2009 r. program „Innowacyjna Energetyka - Rolnictwo Energetyczne", zakładający budowę do 2020 r. średnio jednej biogazowni w każdej gminie (w Polsce jest 2489 gmin), jest bardzo daleki od wdrożenia.

Źródło	Rok 2030		Rok 2035	
	Moc [GW]	Energia [TWh]	Moc [GW]	Energia [TWh]
Elektrownie fotowoltaiczne	20	22	25	27
El. wiatrowe na lądzie	15	42	22	62
El. wiatrowe na morzu	5,9	25	15	65
El. biomasowe i biogazowe	2,3	15	2,5	16
Elektrownie wodne	1,15	3	1,2	3
Łącznie	44,35	107	65,7	173

Tab. 2. Zestawienie danych prognostycznych dotyczących generacji odnawialnych źródeł energii w Polsce

W Polsce według danych na koniec 2021 r. zarejestrowanych w Urzędzie Regulacji Energetyki (URE) było 346 biogazowni o łącznej mocy 257,3 MW. Do tego trzeba doliczyć 128 instalacji rolniczych wpisanych do rejestru prowadzonego przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR). To drastycznie mało w porównaniu zarówno do naszych zachodnich sąsiadów, jak i naszego potencjału. Dla porównania w Niemczech w 2021 r. było 9770 takich instalacji o łącznej mocy 5.860 MW, a wyprodukowana z nich energia elektryczna brutto wyniosła ok. 33,47 TWh. Według szacunków branży Polska ma duży, niewykorzystany potencjał w tej dziedzinie - to 120÷150 mln ton odpadów rocznie do zagospodarowania przez biogazownie. Przekłada się to na 12÷15 mld m^3 biogazu, co odpowiada ok. 8 mld m^3 gazu ziemnego.

Potencjał polskiej energetyki wodnej w porównaniu z pozostałymi OZE jest bardzo ograniczony. Poza zakończeniem zabudowy Dolnej Wisły stopniem Nieszawa z elektrownią przepływową o mocy 70 MW, rozwój polskiej hydroenergetyki z konieczności będzie się ograniczał do budowy małych elektrowni wodnych (MEW). Nie wpłynie to jednak w istotnym stopniu na udział hydroenergetyki w krajowym bilansie energii elektrycznej.

W tab. 2 zestawiono liczby wynikające z przeprowadzonej powyżej analizy. Wielkości dotyczące biomasy, biogazu i wody zaczerpnięto z programu PEP 2040 [4].

Minister Klimatu i Środowiska Anna Moskwa na konferencji prasowej w listopadzie 2022 r. poinformowała, że osiągalny jest cel 50 GW w odnawialnych źródłach energii w 2030 r. W świetle tego liczby przedstawione w tablicy nie wydają się przesadzone. Są także niższe od przedstawionych w pracy [6] przez Polskie Stowarzyszenie Elektrowni Wiatrowych (PSEW). Wynika z nich, że w 2035 r., tj. w czasie możliwego pojawienia się w krajowej energetyce pierwszej energii z elektrowni jądrowej, wymagane krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną na poziomie 210 TWh może być pokryte przez odnawialne źródła energii, uzupełnione produkcją 37 TWh z elektrowni konwencjonalnych, tj. gazowych i węglowych.

Źródła te, tj. nadkrytyczne bloki węglowe i elektrownie gazowo-parowe dysponować będą dwukrotnie większymi możliwościami, więc stopień ich wykorzystania będzie zależeć od relacji cen węgla i gazu oraz wymagań regulacyjnych krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE).

Warto dodać, że wobec rosnącego udziału w KSE odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, kluczowe dla stabilności systemu będą również magazyny energii, które złagodzą obciążenia sieci elektroenergetycznej w szczytach, gromadząc energię, kiedy następuje jej nadprodukcja. Zgodnie z ogłoszoną w 2020 r. strategią, Grupa PGE zamierza do 2030 r. wybudować bateryjne magazyny energii o mocy co najmniej 800 MW. Analizuje także potrzebę i opłacalność dokończenia przerwanej w 1981 r. budowy elektrowni szczytowo-pompowej Młoty o mocy ok. 750 MW. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, NFOŚiGW oraz PGE podejmą wspólne działania na rzecz rozwoju elektrowni szczytowo-pompowych. List intencyjny w tej sprawie podpisano 22 października 2021 r.

Podsumowanie

Biorąc pod uwagę wspomniane we wstępie nie zawsze dobre doświadczenia z uruchamiania pierwszych w danym kraju bloków jądrowych, skutkujące często znacznym opóźnieniem oddania ich do eksploatacji, należy zabezpieczyć pokrycie krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną istniejącymi źródłami do drugiej połowy lat 30. Zapewnić to może przewidywany dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza elektrowni fotowoltaicznych oraz elektrowni wiatrowych na lądzie i na morzu, a także dysponowanie efektywnymi źródłami konwencjonalnymi, tj. sprawnymi blokami węglowymi na parametry nadkrytyczne i wysokosprawnymi, bardziej przyjaznymi środowisku blokami gazowo-parowymi. □

Literatura

1. PSE: *Raport roczny za rok 2021 z funkcjonowania KSE.* Warszawa 2022.
2. CIRE.pl: Centrum informacji o Rynku Energii.
3. *Zaktualizowany Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. PEP 2040.* 2021-02-02.
4. Zał. 2 do PEP 2040: *Wnioski z analiz prognostycznych.* 2021-02-02.
5. Pawlik M.: *Krajowy park elektrowni w świetle polityki energetycznej.* Energetyka Cieplna i Zawodowa 2019, nr 5, s.22-36, ISSN 1734-7823.
6. *Węgiel+wiatr. OZE i źródła konwencjonalne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.* PSEW, Warszawa 2022.

Katarzyna Bagińska,
Polowiec i Wspólnicy sp. j.

Mateusz Dzieło,
Polowiec i Wspólnicy sp. j.

Czy zamrożenie cen ciepła zatrzyma podwyżki?

Artykuł przedstawia wprowadzone w dniu 20 września 2022 r. ustawą o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw, środki prawne majce na celu zapewnienie wsparcia dla odbiorców wrażliwych w związku ze wzrostem kosztów ogrzewania oraz mechanizmy ustalania przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające ciepło średnich cen wytwarzanego ciepła dla odbiorców ciepła na potrzeby gospodarstw domowych i instytucji użyteczności publicznej.

Fot. freeimages.com

Rozpoczęcie sezonu grzewczego - jak co roku - wiąże się z nieuchronnym wzrostem cen ciepła. W obliczu kryzysu energetycznego wywołanego rosyjską agresją zbrojną w Ukrainie - ustawodawca, w celu zabezpieczenia odbiorców przed drastycznymi podwyżkami kosztów ogrzewania, zdecydował się na zastosowanie tzw. „zamrożenia" cen ciepła. Przyjęty mechanizm został uregulowany ustawą z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (dalej: ustawa) i ma obowiązywać od 1 października 2022 r. do 30 kwietnia 2023 r. Ustawa reguluje zasady ustalania średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą dla określonych podmiotów - tzw. „odbiorców wrażliwych".

Odbiorcy wrażliwi i ich obowiązki

„Zamrożonymi" cenami ciepła zostały objęte przede wszystkim te podmio-

ty, dla których znaczące podwyżki cen ciepła mogą być najbardziej dotkliwe w skutkach. Jak wynika z uzasadnienia projektu aktu prawnego przygotowanego przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska *„wprowadzenie proponowanych przepisów pozwoli na zmniejszenie obciążeń finansowych związanych z opłatami za ciepło ponoszonymi przez gospodarstwa domowe lub instytucje użyteczności publicznej*[1]". Opierając się na lekturze uzasadnienia i użytych przez wnioskodawcę określeniach *„gospodarstwa domowe" i „instytucje użyteczności publicznej"* zdekodowanie, kto tak naprawdę będzie mógł skorzystać z przyjętych przez ustawodawcę rozwiązań nastręcza pewnych trudności. Tu z pomocą przychodzi tekst samej ustawy, która doprecyzowuje katalog beneficjentów „zamrożonych" cen ciepła - a są nimi przede wszystkim[2]:

- gospodarstwa domowe, wspólnoty mieszkaniowe[3] oraz spółdzielnie mieszkaniowe[4], które są uprawnione lub zobowiązane do zapewnienia ciepła w lokalach mieszkalnych na potrzeby zużycia przez gospodarstwa domowe,
- inne podmioty, które na podstawie ustawy, umowy lub innego tytułu prawnego są uprawnione lub zobowiązane do zapewnienia dostaw ciepła do lokali mieszkalnych na potrzeby zużycia przez gospodarstwa domowe,
- a także kościoły, przychodnie, szkoły, jednostki organizacyjne pomocy społecznej, noclegownie, żłobki i kluby dziecięce, uczelnie, archiwa oraz jednostki prowadzące działalność kulturalną.

Aby skorzystać z preferencyjnych cen, wyżej wskazane podmioty mają obowiązek złożenia oświadczenia do swojego sprzedawcy ciepła. W zależności od tego, który podmiot składa oświadczenie, ustawa przewiduje różny zakres elementów, które muszą się znaleźć w oświadczeniu. Należy przede wszystkim wskazać dane służące określeniu szacowanej ilości zużywanego ciepła wraz ze wskazaniem na potrzeby czego będzie ono zużywane. Spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe oraz w szczególności podmioty lecznicze, instytucje kulturalne oraz organizacje pożytku publicznego pierwsze oświadczenie miały obowiązek złożyć w terminie 21 dni od dnia wejścia w życie ustawy, tj. najpóźniej do dnia 11 października 2022 r.[5] Oświadczenie takie, powinno zostać złożone sprzedawcy ciepła, z którym dany podmiot ma zawartą umowę sprzedaży ciepła lub umowę kompleksową. Warto podkreślić, że za brak terminowego złożenia oświadczenia, zostały przewidziane sankcje w postaci: (i) braku możliwości zastosowania „zamrożonej" ceny, (ii) odpowiedzialność odszkodowawcza osób działających w imieniu i na rzecz danego odbiorcy oraz - (iii) w przypadku spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych - kara grzywny orzekana przez sąd wraz z możliwością orzeczenia zakazu zajmowania stanowiska członka zarządu we wspólnocie lub spółdzielni. Jeżeli jednak oświadczenie złożone w terminie jest kompletne, a podmiot, który je składa spełnia kryteria uznania go za „odbiorcę wrażliwego", przedsiębiorstwo energetyczne stosuje wobec niego „zamrożoną" cenę ciepła, czyli średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą.

„Zamrożenie" cen ciepła

Na czym jednak polega „zamrożenie" cen ciepła? Ustalenie średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą w praktyce jest niczym innym jak zatrzymaniem cen na określonym poziomie. Co ważne, przyjęty mechanizm ochrony odbiorców wrażliwych dotyczy wyłącznie ceny sprzedaży ciepła, nie - stawek za jego przesył i dystrybcję, ponieważ udział kosztów zależnych od cen paliw jest w ich przypadku bardzo mały. Zgodnie z postanowieniami ustawy, zarówno przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję i wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, jak i wytwórcy ciepła niemający obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie ciepła, będą zobowiązane stosować średnią cenę z rekompensatą, która została „zamrożona" na pułapie: 150,95 zł/GJ netto dla źródeł ciepła zasilanych przez gaz i olej opałowy oraz 103,82 zł/GJ netto - dla pozostałych źródeł. Wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych sprzedaje ciepło po cenach wyższych niż określona w ustawie cena ciepła z rekompensatą i te przedsiębiorstwa będą musiały stosować się do ustalonej granicy - czyli zgodnie z intencją ustawodawcy zahamować dotychczasowy wzrost cen.

Co jednak w sytuacji, gdy taryfa danego przedsiębiorstwa kształtuje ceny sprzedaży poniżej ustawowego limitu? Odpowiedź na to pytanie jest kluczowa w kontekście tego, czy nowa regulacja stanowić będzie skuteczny sposób na zatrzymanie wszystkich podwyżek cen ciepła. Zgodnie z art. 3 ust. 7 ustawy, jeżeli średnia cena wytwarzania ciepła dla danego źródła jest niższa od średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą dla tego źródła, przedsiębiorstwo energetyczne stosuje tę cenę. Aby zobrazować tę sytuację, warto odnieść się do konkretnych przykładów. Jak podaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, średnie ceny sprzedaży ciepła wyniosły odpowiednio ok. 67 zł/GJ oraz 80 zł/GJ odpowiednio w przypadku firm ciepłowniczych wykorzystujących węgiel i gaz. To ceny znacznie niższe niż ustawowe limity określone na pułapie 103,82 zł/GJ oraz 150,95 zł/GJ. Można zatem stwierdzić, że w przypadku przedsiębiorstw, których taryfa nie przekracza granicy wyznaczonej przez ustawodawcę będą

> Ustalenie średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą w praktyce jest niczym innym jak zatrzymaniem cen na określonym poziomie. Co ważne, przyjęty mechanizm ochrony odbiorców wrażliwych dotyczy wyłącznie ceny sprzedaży ciepła, nie - stawek za jego przesył i dystrybcję (…)

miały miejsce podwyżki - i w niektórych przypadkach mogą być one bardzo odczuwalne. *„Ustawa nie mrozi bowiem aktualnie stosowanych cen sprzedaży ciepła, tylko ustala pułap cen, których nie można przekroczyć w rozliczeniach z odbiorcami, który to pułap nie wszędzie został osiągnięty"*[6].

Rekompensata dla przedsiębiorstw energetycznych

Wobec uniemożliwienia podmiotom energetycznym podwyższania cen ciepła ponad ustawowy limit, zastanawiać może kwestia czy, a jeśli tak to w jaki sposób, takie ograniczenie zostanie im zrekompensowane. Ustawodawca zabezpieczył jednak interes przedsiębiorstw poprzez przyznanie stosownej rekompensaty. Wypłacana jest ona uprawnionym podmiotom za każdy miesiąc stosowania średniej ceny wytwarzania ciepła w bieżącym sezonie grzewczym (od 1 października 2022 r. do 30 kwietnia 2023 r.). Jej uzyskanie zależy jednak od pomiotu, który sam musi złożyć wniosek o wypłatę rekompensaty. Składa się go do 25. dnia każdego miesiąca następującego po danym miesięcznym okresie rozliczeniowym. Złożenie wniosku po terminie skutkuje brakiem jego rozpatrzenia, zatem pozyskanie rekompensaty leży *de facto* w gestii uprawnionego przedsiębiorstwa energetycznego. Co również istotne, wysokość rekompensaty w danym okresie rozliczeniowym oblicza podmiot uprawniony zgodnie ze wzorami określonymi w art. 12 ustawy. Wniosek o wypłatę składa się odpowiednio do zarządu rozliczeń - w przypadku przedsiębiorstw posiadających koncesję na wytwarzanie ciepła oraz do wójta (burmistrza, prezydenta miasta) - w przypadku przedsiębiorstw nieposiadających koncesji.

Proces pozyskania rekompensaty

Podmiotem odpowiedzialnym za wypłatę rekompensat przedsiębiorstwom posiadającym koncesję na wytwarzanie ciepła jest Zarządca Rozliczeń S.A., zwany w ustawie zarządcą rozliczeń. Na stronie https://cieplo.zrsa.pl/login uruchomiono portal przeznaczony do rejestracji i składania wniosków o wypłatę rekompensaty.

Pierwszym etapem jest właśnie rejestracja wytwórcy ciepła w ww. portalu. Następnie dany podmiot składa wniosek o wypłatę rekompensaty, a w dalszej kolejności zarządca rozliczeń weryfikuje i podejmuje decyzję w sprawie pozytywnego lub negatywnego rozpoznania wniosku. Na jakiej podstawie jednak dokonywana jest ocena wiarygodności wyliczenia rekompensaty przez przedsiębiorstwo energetyczne? Dzieje się to we współpracy z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, który uczestniczy w procesie zatwierdzania cen i stawek opłat na rynku ciepła. Zgodnie z ustawą Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek zarządcy rozliczeń przekazuje dane niezbędne do obliczenia średniej ceny wytwarzania ciepła. Zarządca rozliczeń weryfikuje wniosek o wypłatę rekompensaty pod względem jej: (i) wysokości, (ii) prawidłowości dokonanych obliczeń, (iii) kompletności wymaganych dokumentów oraz (iv) prawidłowości reprezentacji wnioskodawcy.[7] W przypadku stwierdzenia braków formalnych, błędów obliczeniowych, czy innych okoliczności, które budzą wątpliwości co do wiarygodności danych podanych we wniosku, zarządca rozliczeń wzywa dany podmiot do usunięcia braków w terminie 7 dni. Jeżeli wniosek zostanie pozytywnie rozpatrzony, rekompensata jest wypłacana uprawnionemu przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie 14 dni od dnia otrzymania przez zarządcę rozliczeń prawidłowo wypełnionego wniosku.[8]

Podsumowanie

Na tę chwilę ciężko jednoznacznie określić, czy przyjęte rozwiązania okażą się skuteczne. Jak wskazywał Prezes Urzędu Regulacji Energetyki *„to od przedsiębiorstw zależy, czy i kiedy złożą wnioski o zmianę taryf, a także przedstawiony w tych wnioskach poziom kosztów przyjmowanych do kalkulacji taryf"*[9]. Niezależnie jednak od powyższego, z całą pewnością można stwierdzić, że mimo zastosowania jednego z ustawowych pułapów cen ciepła, koszty ogrzewania w wielu przypadkach wzrosną. Pamiętać należy, że poza postanowieniami ustawy, które umożliwiają podwyżkę w przypadku „tańszej" taryfy, na cenę ciepła składa się nie tylko cena sprzedaży, ale również cena przesyłu i dystrybucji, które również mogą przyczynić się do droższego ogrzewania w sezonie grzewczym 2022 /2023. □

Przypisy:

1 Fragment uzasadniania rządowego projektu ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw, druk 2543 https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=2543

2 Art. 4 ustawy z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. poz. 1967 z późn. zm.).

3 O których mowa w art. 6 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali (Dz. U. z 2021 r. poz. 1048).

4 O których mowa w art. 1 ust. 1 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o spółdzielniach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1208 oraz z 2022 r. poz. 1561).

5 Art. 53 ustawy z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. poz. 1967 z późn. zm.).

6 https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/ure-w-mediach-1/10539,Ustawa-o-cieple-moze-nie-zatrzymac-wszystkich-podwyzek.html

7 Art. 14 ust. 1 ustawy z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. poz. 1967 z późn. zm.)

8 Art. 14 ust. 2 ustawy z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. poz. 1967 z późn. zm.).

9 https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/prezes-ure-od-przedsiebiorstw-zalezy-czy-i-kiedy-zloza-wnioski-o-zmiane-taryf

Wydawnictwo „Nowa Energia”

O kogeneracji w Siedlcach

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało X Konferencję „Nowe kierunki Kogeneracji”, która odbyła się w dniach 1-2 lutego 2023 r. w Siedlcach. Gospodarzem tegorocznej edycji było Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.

Konferencja skierowana była do przedsiębiorstw energetycznych i ciepłowniczych, samorządów, firm współpracujących z szeroko pojętą branżą energetyczną, naukowców zajmujących się problematyką wytwarzania energii w kogeneracji.

Konferencję moderował **dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW**, Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej.

I PANEL

Proponowane wymogi emisyjne dla wytwórców ciepła, wynikające z rewizji dyrektywy SHE i dyrektywy IED przedstawił **Krzysztof Melka** z Instytutu Ochrony Środowiska - Państwowego Instytutu Badawczego.

„Komu potrzebne są elektrociepłownie” - to tytuł referatu, który wygłosił **Andrzej Rubczyński**, Dyrektor ds. Strategii Ciepłownictwa w Fundacji Forum Energii. Możliwości wsparcia przez NFOŚiGW inwestycji związanych z produkcją energii w skojarzeniu na przykładzie programów priorytetowych Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu oraz Kogeneracja dla Ciepłownictwa zaprezentowała **Agnieszka Gońska**, Specjalista w Zespole Doradztwa Energetycznego w Wojewódzkim Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie. „Inwestycja w kogenerację: szansa na zwiększenie cyberbezpieczeństwa” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Dawid Stępień**, Inżynier Wsparcia Sprzedaży w DYNACON Sp. z o.o.

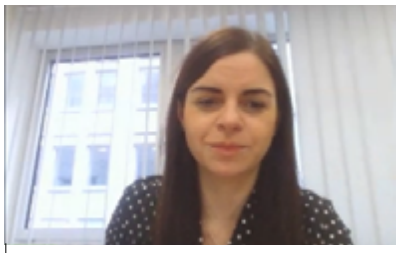
Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW

Krzysztof Melka, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy

Uwarunkowania dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce w świetle pakietu Fit for 55 - wnioski z raportu PTEZ omówiła **Dorota Jeziorowska**, Dyrektor Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych.

Uczestnicy X Konferencji „Nowe kierunki Kogeneracji”

Andrzej Rubczyński, Dyrektor ds. Strategii Ciepłownictwa w Fundacji Forum Energii



Dorota Jeziorowska, Dyrektor Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

II PANEL: PANEL DYSKUSYJNY - Nowe kierunki Kogeneracji

Moderatorem dyskusji był dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej, a głos w dyskusji zabrali (od lewej):

- **Prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda**, Instytut Techniki Cieplnej, Politechnika Warszawska,
- **Janusz Fic**, Prezes Zarządu, MPGK - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.,
- **Paweł Kupczak**, Prezes Zarządu, Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Nowym Sączu,
- **Mirosław Radecki**, Wiceprezes Zarządu, OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o.,
- **Magdalena Ruszniak**, Członek Zarządu - Dyrektor Techniczny, Veolia Term S.A.,
- **Dawid Stępień**, Inżynier Wsparcia Sprzedaży, DYNACON Sp. z o.o.,
- **Jerzy Woźniak**, Prezes Zarządu, Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Radzyniu Podlaskim.

III PANEL

O transformacji ciepłownictwa w projektach dekarbonizacyjnych Veolii term mówiła **Magdalena Ruszniak**, Członek Zarządu - Dyrektor Techniczny Veolii Term S.A. „Dekarbonizacja ciepłownictwa w przedsięwzięciach NCBR" - to tytuł referatu, który wygłosiła **Aneta Więcka**, Kierownik Projektu w Dziale Rozwoju Innowacyjnych Metod Zarządzania Programami w Narodowym Centrum Badań i Rozwoju. Możliwości dofinansowania dla kogeneracji omówiła **Paulina Walczak**, Doradca ds. Finansowania Inwestycji w Metropolis Doradztwo Gospodarcze Sp. z o.o. Konwersje kotłów węglowych, rusztowych i wodnych typu WR na opalanie olejem i gazem ziemnym zaprezentował **Ireneusz Słoma**, Prezes Zarządu w Eco Technologia Sp. z o.o.

Uczestnicy Panelu Dyskusyjnego „Nowe kierunki Kogeneracji"

Magdalena Ruszniak, Członek Zarządu - Dyrektor Techniczny Veolii Term S.A.

Marzena Komar, Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o.

Projekt Instalacji TPOK w PEC Siedlce zaprezentowała **Marzena Komar**, Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o. Realizację Projektu „Zintegrowany System Odpadowo-Energetyczny w Regionie Południowym województwa podkarpackiego" przez Krośnieński Holding Komunalny przedstawił **Janusz Fic**, Prezes Zarządu MPGK - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.

IV PANEL

„Wykorzystanie układów magazynowania ciepła do współpracy z układami kogeneracyjnymi" - to tytuł referatu, który

Paweł Kupczak, Prezes Zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Nowym Sączu

Mirosław Radecki, Wiceprezes Zarządu OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o.

Dr Małgorzata Niestępska, Prezes Zarządu PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie

Mariusz Buganik, Dyrektor Sprzedaży i Oddziału w Polsce w LUEHR FILTER GmbH

Wycieczka techniczna

wygłosił **dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW**, Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej. Systemy ciągłego monitoringu emisji dla kogeneracji pracujących w oparciu o różne rodzaje paliw zaprezentował **Piotr Wróbel**, Inżynier Sprzedaży w SICK Sp. z o.o. „Kogeneracja w MPEC Nowy Sącz - budowa, eksploatacja, plany" - to tytuł referatu, który wygłosił **Paweł Kupczak**, Prezes Zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Nowym Sączu.

Kogenerację w OPEC GRUDZIĄDZ omówił **Mirosław Radecki**, Wiceprezes Zarządu OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o. O możliwościach wykorzystania substratów odpadowych w biogazowniach mówił **dr inż. Jakub Pulka** z Katedry Inżynierii Biosystemów na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu.

V PANEL

Podsumowania inwestycji „Modernizacja istniejącego systemu ciepłowniczego w celu zwiększenia jego efektywności - budowa elektrociepłowni gazowej w Radzyniu Podlaskim" dokonał **Jerzy Woźniak**, Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Radzyniu Podlaskim. „Kogeneracja - czy to się w Polsce opłaca?" - to tytuł referatu, który wygłosiła **dr Małgorzata Niestępska**, Prezes Zarządu PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie. O wykorzystaniu ciepła odpadowego ze ścieków mówił **dr hab. inż. Piotr Krawczyk**, prof. PW z Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej. Doświadczenia i historię funkcjonowania kogeneracji w PEC Siedlce omówiła **Marzena Komar**, Prezes Zarządu, Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.

Rodzaje instalacji oczyszczania spalin w zależności od stosowanego paliwa zaprezentował **Mariusz Buganik**, Dyrektor Sprzedaży i Oddziału w Polsce w LUEHR FILTER GmbH. □

Fot. Nowa Energia

Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.

Przyjazne i ekologiczne ciepło

Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o. (PE) jest jedynym dostawcą ciepła systemowego dla miasta i zapewnia komfort cieplny ok. 70% jego mieszkańcom. Sieć dociera do ok. 95% budynków wielorodzinnych, tj. do ponad 580 bloków, czyli do ok. 25 000 mieszkań. W ciepło zaopatrywane są też domy jednorodzinne oraz instytucje użyteczności publicznej, m. in. siedleckie szpitale, kościoły, szkoły, przedszkola oraz Park Wodny.

Przedsiębiorstwo dzięki wielu odważnym decyzjom wspieranym przez władze miasta może obecnie pochwalić się nowoczesnym systemem ciepłowniczym. Starania siedleckiego PE zostały docenione przez Kapitułę Programu Najwyższa Jakość Quality International 2022, która przyznała przedsiębiorstwu tytuł Laureata i Złote Godło QI 2022 w kategorii QI SERVICES za najwyższej jakości „Usługi w zakresie dystrybucji energii cieplnej".

PE otrzymało pierwsze w Polsce świadectwo pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i to właśnie tutaj został wybudowany pierwszy bufor ciepła. PE jest producentem i dystrybutorem ciepła systemowego, jak również producentem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Do produkcji energii wykorzystuje

Fot. PEC Siedlce

dwa rodzaje paliw: miał węgla kamiennego typu M-IIA oraz gaz ziemny wysokometanowy grupy E1. Dysponuje trzema źródłami wytwórczymi: Ciepłownią Centralną, Elektrociepłownią Gazową EC1 oraz Elektrociepłownią Gazową EC2. Ma zatem możliwość wyboru paliwa do pokrycia zmiennych potrzeb cieplnych systemu ciepłowniczego. Może płynnie reagować na sytuację rynkową i realizować różne warianty pracy, z częściowym wykorzystaniem każdego ze źródeł, co pozwala na optymalizację pracy obiektów pod kątem ekonomicznym.

Transformacja energetyczna w Siedlcach

Historia Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o. sięga 1975 r., kiedy to został wybudowany pierwszy etap Ciepłowni Centralnej w Siedlcach i utworzono przedsiębiorstwo państwowe pod nazwą Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej. Na przestrzeni lat firma rozwijała się, rozbudowywała sieć cieplną, zyskiwała nowych odbiorców. Jednakże produkowała tylko ciepło w postaci gorącej wody. W końcowych latach 90. firma posiadała dwa główne źródła ciepła: Ciepłownię Centralną wyposażoną w 5 kotłów WR-25 i jeden WR-10 oraz Ciepłownię La Monte'a (3x WR-5, 2x WR-2,5, 2x WKR-8,7).

PE jako jedno z pierwszych przedsiębiorstw ciepłowniczych w kraju zdecydowało się na radykalną zmianę w strukturze źródeł wytwórczych. W 2002 r. uruchomiło pierwszy blok kogeneracyjny złożony z dwóch turbin gazowych, a 10 lat później w 2012 r. - drugi blok składający się z dwóch turbin gazowych i turbiny parowej. Elektrociepłownie oraz produkcja energii elektrycznej otworzyły przed przedsiębiorstwem dostęp do nowych rynków konkurencyjnych.

Ostatnie dziesięciolecia to nieustanne inwestycje, m. in. przystosowanie układu wody sieciowej oraz układu chłodzenia Elektrociepłowni Gazowej EC2 do potrzeb odbioru ciepła z kondensacyjnej turbiny parowej, modernizacja czterech kotłów węglowych z wykorzystaniem technologii ścian szczelnych, konwersja paliwowa dwóch kotłów węglowych na opalane gazem, modernizacja instalacji oczyszczania spalin kotłów węglowych, modernizacja wodnej sieci ciepłowniczej (wymiana rur tradycyjnych na preizolowane), rozwój Inteligentnej Sieci Ciepłowniczej, monitoring jakości powietrza, czy budowa instalacji fotowoltaicznej.

Celem podejmowanych działań jest nie tylko zwiększenie maksymalnej wydajności urządzeń, zmniejszenie zużycia paliwa na wyprodukowanie jednostki ciepła, czy zmniejszenie strat na przesyle, ale również ograniczenie negatywnego oddziaływania na środowisko. Priorytetem Spółki jest prowadzenie działalności zgodnie z wymaganiami prawnymi dotyczącymi ochrony środowiska, gospodarki odpadami oraz systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. PE spełnia normy ISO 14001:2015.

> Przedsiębiorstwo dzięki wielu odważnym decyzjom wspieranym przez władze miasta może obecnie pochwalić się nowoczesnym systemem ciepłowniczym

Powietrze w mieście jest cały czas monitorowane, a jego parametry odczytywane na bieżąco. PE aktywnie uczestniczy w tworzeniu internetowej mapy czystego powietrza dzięki systemowi pomiarowemu AIRLY, który zbiera i interpretuje dane w czasie rzeczywistym. W oparciu o pomiary, na mapie online, są wyświetlane informacje o jakości powietrza - poziom stężenia pyłów zawieszonych PM2.5 i PM10, temperatura, ciśnienie atmosferyczne oraz wilgotność powietrza.

Kolejny krok ku dekarbonizacji

W trudnym czasie niestabilnych cen za gaz ziemny, odchodzenie od węgla i kroczenie w kierunku dekarbonizacji ciepłownictwa nie jest łatwe, dlatego też Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach podjęło działania w kierunku budowy Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych z Odzyskiem Energii (ITPOK). Jako pierwsze w kraju otrzymało z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej dofinansowanie na realizację inwestycji pn. „Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych z Odzyskiem Energii". Umowa pozwoli na sfinansowanie inwestycji praktycznie w 100% ze środków zewnętrznych. Całkowity koszt inwestycji to 159 419 833 zł, z czego koszty kwalifikowane wynoszą 129 570 659 zł. Dotacja to prawie 50%, zaś reszta to pożyczka. Okres karencji w spłacie pożyczki przewidziano na 1,5 r. od zakończenia inwestycji. Oprocentowanie: WIBOR 3M nie mniej niż 1,5% w skali roku. Istnieje możliwość skorzystania z umorzenia pożyczki w wysokości 5 mln zł. Dzięki wynegocjowanym warunkom realizacja przedsięwzięcia nie zagraża bezpieczeństwu funkcjonowania Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach, ani nie ma negatywnego wpływu na stan budżetu Miasta Siedlce.

ITPOK w Siedlcach

Budowa Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych przewidziana jest na terenie Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o. na ulicy Starzyńskiego 7. Inwestycja powstanie w miejscu istniejącego placu węglowego na powierzchni ok. 0,5 hektara. Ważnym aspektem usytuowania Instalacji jest możliwość wykorzystania energii powstającej podczas procesu termiczne-

go unieszkodliwiania odpadów. Dlatego właśnie tego typu instalacje budowane są w miastach, przy zakładach cieplnych, w celu minimalizacji strat ciepła. Inwestycje podobne do planowanej w Siedlcach mieszczą się w centrach miast całego Świata i Europy, także Polski. W Polsce działają zakłady m. in. w Krakowie, Bydgoszczy, Rzeszowie, Poznaniu, Białymstoku, Szczecinie, Zabrzu, Koninie. Obecnie rozbudowywana jest instalacja, która od 20 lat funkcjonuje na Warszawskim Targówku. Znajduje się w ścisłej zabudowie, będzie to największy ITPOK w Polsce.

Dzięki zastosowaniu najnowocześniejszych technologii oraz zaawansowanego i sprawdzonego systemu oczyszczania spalin, ITPOK będzie całkowicie bezpieczna dla środowiska i zdrowia mieszkańców Siedlec i okolic. Przeprowadzona w ramach Raportu Oddziaływania na Środowisko ocena oddziaływania planowanej inwestycji na poszczególne komponenty środowiska potwierdza, że Instalacja nie będzie powodować przekroczeń dopuszczalnych poziomów substancji zanieczyszczających powietrze oraz nie będzie powodować przekroczeń dopuszczalnych poziomów hałasu w dzień oraz w nocy. Przewidziane w Instalacji układy monitorowania emisji pozwolą na weryfikację znacznie szerszego spektrum emitowanych związków, m. in. takich zanieczyszczeń jak tlenek węgla, halogenki, związki organiczne, metale ciężkie (w tym rtęć), czy dioksyny, które nie są monitorowane dla dużych ciepłowni opalanych węglem. Należy podkreślić, że emisja zanieczyszczeń z ITPOK będzie mniejsza niż z instalacji wykorzystujących jako paliwo miał węglowy, np. kocioł WR-25, który jest używany w siedleckiej ciepłowni i który rocznie emituje 471,7 ton dwutlenku siarki (SO_2), podczas gdy instalacja o podobnej mocy tylko 18 ton. Tlenków azotu (NOx) przedostaje się do powietrza 145 ton/r. w przypadku kotła, natomiast w przypadku ITPOK emitowanych jest 72,4 ton/r. ITPOK emituje nie tylko mniej tlenków azotu i siarki, ale także 10-krotnie mniej pyłów.

Układy oczyszczania spalin wykorzystywane w nowoczesnych instalacjach znacząco przewyższają skutecznością te stosowane nawet w najnowocześniejszych dużych obiektach spalania paliw konwencjonalnych, w tym np. elektrowniach węglowych. Dobrym przykładem może być tutaj Ekospalarnia KHK Kraków dostarczająca w ostatnich latach aż 12% ciepła produkowanego z odpadów do sieci ciepłowniczej. Na jej terenie w 2017 r. powstała pasieka z 400 tys. pszczół, które produkują rocznie ok. 100 kg miodu. Pszczoły miodne są bardzo wrażliwe na zanieczyszczenia powietrza. Po 5 latach owady mają się doskonale.

Prace związane z budową spalarni nie będą odbiegały swoim charakterem od typowych robót budowlano-konstrukcyjno-montażowych, przez co nie będą powodowały zagrożenia dla terenów sąsiednich oraz środowiska naturalnego. Instalacja będzie składała się z jednej linii technologicznej o nominalnej wydajności 24 780 ton/r. Zaopatrzona w palenisko rusztowe zapewni możliwość przekształcania odpadów z odzyskiem energii, natomiast powstające spaliny będą skutecznie oczyszczane. Spalanie będzie prowadzone w ruchu ciągłym na maksymalnym poziomie ok. 2,95 tony na godz. Transport kołowy odpadów oraz odbiór żużli i pozostałości będzie odbywał się w godz. 06-22.00.

Odpady będą na bieżąco dowożone przez ok. 6 pojazdów o średniej ładowności ok. 18 ton. Dla porównania w 2021 r. średnio dziennie do Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o. wjeżdżało i wyjeżdżało ok. 50 pojazdów. Rozładunek nastąpi w bunkrze, gdzie powietrze będzie zasysane do środka, żeby nieprzyjemne zapachy nie wydostawały się na zewnątrz.

Brak konieczności składowania odpadów spowoduje mniejsze opłaty za odpady. Pozostałe po spaleniu popioły wykorzystywane będą przez firmy budowlane. Warto wspomnieć, że wymagające i rygorystyczne przepisy prawne UE dotyczące odpadów i odnawialnych źródeł energii sprawiają, że istotna staje się nie tylko efektywna gospodarka odpadami, ale także skuteczna eksploatacja elektrociepłowni, która umożliwi wytworzenie przy jak najniższym koszcie, jak największej ilości energii z przetwarzanych odpadów.

Oprócz budowy ITPOK głównym celem dla Przedsiębiorstwa na najbliższe lata jest utrzymanie tempa dalszego rozwoju, realizacji celów neutralności klimatycznej, dostosowanie się do zaostrzonych norm, wdrożenia planów inwestycyjnych niezbędnych do zachowania ciągłości funkcjonowania oraz podążanie drogą innowacji i przewidywania kierunku przemian. Naszym celem jest zapewnienie satysfakcji naszych odbiorców z otrzymanego produktu w postaci ekologicznego ciepła, które wpływa na poprawę jakości powietrza. □

> Oprócz budowy ITPOK głównym celem dla Przedsiębiorstwa na najbliższe lata jest utrzymanie tempa dalszego rozwoju, realizacji celów neutralności klimatycznej, dostosowanie się do zaostrzonych norm, wdrożenia planów inwestycyjnych niezbędnych do zachowania ciągłości funkcjonowania oraz podążanie drogą innowacji i przewidywania kierunku przemian

IX Konferencja Techniczna

Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje

21-22 marca 2023 r., Kazimierz Dolny

UTRZYMANIE RUCHU

- EFEKTYWNE UTRZYMANIE RUCHU W PRZEDSIĘBIORSTWACH ENERGETYCZNYCH I ZAKŁADACH PRZEMYSŁOWYCH,
- PREZENTACJA DOŚWIADCZEŃ, NARZĘDZI I ROZWIĄZAŃ WSPIERAJĄCYCH PROCESY UTRZYMANIA RUCHU I GOSPODARKI REMONTOWEJ,
- EKSPLOATACJA BLOKÓW NA PARAMETRY NADKRYTYCZNE,
- DIGITALIZACJA I CYFRYZACJA.
- FINAŁ KONKURSU „MODERNIZACJA ROKU 2022"

KONFERENCJE nowa Energia 2023

Szczegóły: www.**nowa-energia**.com.pl

Partner: Enea

Współpraca: BIO-CIRCLE, C.C.JENSEN Polska, VIMS

Patronat Medialny: wysokie napiecie.pl

Organizator: Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, nowa Energia

Adam Kowalski,
Radca Prawny, Partner Zarządzający, Kancelaria Dziedzic Kowalski Kornasiewicz

Rozliczenia za dostarczone ciepło

w świetle najnowszych regulacji prawnych

Inwazja Rosji na Ukrainę jaka miała miejsce w lutym 2022 r. wpłynęła negatywnie na ceny gazu oraz innych surowców energetycznych. Rosnące koszty uprawnień do emisji CO_2 oraz koszty importu paliw z nowych kierunków (spoza Federacji Rosyjskiej) dodatkowo przyczyniły się do wzrostu kosztów po stronie przedsiębiorstw wytwarzających energię cieplną. Jednocześnie rosnąca inflacja spowodowała, że wzrost cen ciepła systemowego stał się szczególnie odczuwalny przez gospodarstwa domowe.

Aby zapobiec sytuacji, w której odbiorcy w gospodarstwach domowych (a także podmioty prowadzące działalność o charakterze użyteczności publicznej) będą pozbawieni dostaw ciepła ze względu na nieregulowanie należności, ustawodawca poprzez uchwalenie ustawy z dnia 15 września 2022 r.[1] przyjął rozwiązania mające na celu ochronę tych grup odbiorców. Aktualnie w Sejmie procedowana jest nowelizacja ww. ustawy[2]. W niniejszym artykule autor przedstawia podstawowe mechanizmy służące ograniczeniu wzrostu cen ciepła dla obiorców, starając się jednocześnie wyjaśnić liczne wątpliwości występujące w ustawie. Analiza obejmuje zmiany wprowadzone ustawą nowelizującą z dnia 26 stycznia 2023 r.

Odbiorcy uprawnieni

Przepis art. 4 ust. 1 ustawy pozwala wyróżnić 4 grupy odbiorców uprawnionych:

- gospodarstwa domowe;
- wspólnoty mieszkaniowe, o którym mowa w art. 6 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. *o własności* lokali oraz spółdzielnie mieszkaniowe, o których mowa w art. 1 ust. 1 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. *o spółdzielniach mieszkaniowych*;
- podmioty inne niż podmioty, o których mowa w pkt 2, które na mocy ustawy, umowy lub innego tytułu prawnego są uprawnione lub zobowiązane do zapewnienia dostaw ciepła do lokali mieszkalnych na potrzeby zużycia przez gospodarstwa domowe albo w lokalach podmiotów, o których mowa w art. 4 ust. 1 pkt 4, w zakresie, w jakim zużywają ciepło na potrzeby określone w tych przepisach;
- podmioty użyteczności publicznej wskazane w art. 4 ust. 1 pkt 4 ustawy, o ile złożą oświadczenie, o którym mowa w art. 6 ust. 1 ustawy.

Pojęciem, które posłużyło ustawodawcy do określenia grup odbiorców wskazanych w art. 4 ust. 1 pkt 1-3 jest

pojęcie gospodarstwa domowego. Pojęcie to nie zostało zdefiniowane w ustawie. W tym zakresie można posiłkować się definicją odbiorcy w gospodarstwie domowym wskazaną w art. 3 pkt 13b) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*[3]. Zgodnie z przywołanym przepisem, przez odbiorcę w gospodarstwie domowym należy rozumieć odbiorcę końcowego dokonującego zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym. Wskazana definicja ma charakter podmiotowy i nie rozstrzyga samego pojęcia gospodarstwa domowego. Przez gospodarstwo domowe w znaczeniu przedmiotowym należy rozumieć pomieszczenia służące zaspakajaniu podstawowych potrzeb mieszkaniowych wraz z pomieszczeniami przynależnymi takimi jak: pomieszczenia piwniczne, garaże, strychy, o ile nie jest w nich prowadzona działalność gospodarcza[4]. W ocenie autora najbliższą celom analizowanej ustawy definicję gospodarstwa domowego zawiera ustawa z dnia 5 sierpnia 2022 r. *o dodatku węglowym*[5]. Zgodnie z art. 2 ust. 2 przywołanej ustawy, przez gospodarstwo domowe rozumie się: 1) osobę fizyczną samotnie zamieszkującą i gospodarującą (gospodarstwo domowe jednoosobowe) albo 2) osobę fizyczną oraz osoby z nią spokrewnione lub niespokrewnione pozostające w faktycznym związku, wspólnie z nią zamieszkujące i gospodarujące (gospodarstwo domowe wieloosobowe).

Odbiorcy będący gospodarstwami domowymi (art. 4 ust. 1 pkt 1 ustawy) nie mają obowiązku składać oświadczeń, a sprzedawcy z urzędu stosują wobec nich średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą. Odbiorcy wskazani w art. 4 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy mają obowiązek złożyć oświadczenie, o którym mowa w art. 5 ust. 1, ale pomimo braku złożenia oświadczenia, sprzedawca i tak powinien zastosować wobec nich średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą. Z kolei odbiorcy wskazani w art. 4 ust. 1 pkt 4 będący podmiotami użyteczności publicznej (szkoły, przedszkola, szpitale, domy pomocy społecznej, itd.) mają obowiązek złożyć oświadczenie, o którym mowa w art. 6 ust. 1 ustawy, a jego niezłożenie skutkuje tym, że sprzedawca nie jest zobowiązany stosować średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą (zob. art. 53 ust. 3 ustawy).

Na gruncie przepisu art. 4 ust. 1 ustawy, najwięcej wątpliwości wywołuje pojęcie grupy odbiorców wskazanych w art. 4 ust. 1 pkt 3 ustawy. W tym zakresie należy wskazać, że sprzedawca ma obowiązek stosować średnią cenę wytwarzania z rekompensatą, nawet jeżeli odbiorca nie złożył oświadczenia. Mając jednak na uwadze literalne brzmienie przywołanego przepisu (podmioty, które *na mocy ustawy, umowy lub innego tytułu prawnego są uprawnione lub zobowiązane do zapewnienia dostaw ciepła* do lokali mieszkalnych na potrzeby zużycia przez gospodarstwa domowe albo w lokalach podmiotów, o których mowa w art. 4 ust. 1 pkt 4, w zakresie, w jakim zużywają ciepło na potrzeby określone w tych przepisach), należy podnieść, że sprzedawca nie ma, ani prawnej, ani faktycznej możliwości zweryfikowania, czy dany podmiot na podstawie odrębnej umowy dostarcza ciepło, np. do lokalu użyteczności publicznej. Jako skrajny przykład można wskazać galerię handlową, w której jest zlokalizowane kino (art. 4 ust. 1 pkt 4 lit. i) ustawy - podmiot prowadzący działalność kulturalną). Przy zastosowaniu literalnego brzmienia ww. przepisu, sprzedawca winien wobec galerii zastosować średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą i to co do 100% wielkości zużycia (zob. uwagi poniżej). W praktyce przepis ten jest najczęściej stosowany w przypadku deweloperów, jeszcze przed wyodręb-

Fot. freeimages.com

nieniem się wspólnoty mieszkaniowej. W ocenie autora regulacja art. 4 ust. 1 pkt 3 ustawy winna być zmieniona w kierunku stosowania reguł takich samych, jak w przypadku odbiorców z art. 4 ust. 1 pkt 4 ustawy. Niestety ustawa nowelizująca z dnia 26 stycznia 2023 r. nie wprowadza żadnych zmian w tym zakresie.

Oświadczenia składane przez odbiorców uprawnionych

Zgodnie z treścią art. 5 ust. 1 ustawy, odbiorcy, o których mowa w art. 4 ust. 1 pkt 2 i 3 składają sprzedawcy ciepła oświadczenie, w którym potwierdzają spełnienie warunków pozwalających na uznanie ich za odbiorców uprawnionych oraz podają informacje dotyczące umowy, punktu odbioru oraz szacowanego zużycia ciepła. Analogiczne oświadczenie na podstawie art. 6 ust. 1 ustawy składają odbiorcy, o których mowa w art. 4 ust. 1 pkt 4 ustawy. Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 grudnia 2022 r.[6] zostały określone wzory oświadczeń składanych przez odbiorców. Stosowanie do treści art. 7 ust. 2 ustawy oświadczenia, o których mowa w art. 5 ust. 1 i art. 6 ust. 1, składają osoby uprawnione do reprezentowania podmiotów, o których mowa w art. 4 ust. 1 pkt 2-4, podpisując je własnoręcznie, kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym, albo podpisem osobistym. W kontekście przywołanego przepsiu należy wskazać, że oświadczenie podpisane własnoręczne i przesłane sprzedawcy mailem jako skan dokumentu nie spełnia ww. wymagań. W praktyce jednak tak przesyłane oświadczenia od odbiorców z art. 4 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy, są przyjmowane przez sprzedawców, co wynika z faktu, iż w odniesieniu do tych odbiorców sprzedawcy stosują średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą niezależnie od tego, czy odbiorca przesłał oświadczenie, czy też nie.

Ostatnie z podniesionych powyżej zagadnień dotyczy kwestii podstawowej jaka wyłania się na tle regulacji dotyczącej oświadczeń, a mianowicie, czy sprzedawca powinien weryfikować otrzymane oświadczenia, a jeżeli tak, to w jakim zakresie. Przepisy ustawy milczą w tej kwestii. W ustawie w szczególności brak jest rozwiązania analogicznego do tego jakie przyjęto w art. 5 ust. 5 ustawy z dnia 22 października 2022 r. *o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców*[7]. Skoro jednak sprzedawca musi wprowadzić przedmiotowe oświadczenia do fakturowania (jest to niezbędne do zastosowania średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą), to należy przyjmować, że oświadczenia podlegają weryfikacji ze strony sprzedawcy. Sprzedawca weryfikuje otrzymane oświadczenia w zakresie danych podmiotu, umocowania osób, które podpisały oświadczenie oraz danych dotyczących punktu odbioru i ilości ciepła. Jako kluczowy element oświadczeń jawi się procentowy udział w ilości ciepła, dla którego powinna być zastosowana cena z rekompensatą oraz udział w ilości ciepła, dla którego powinna być zastosowana cena bez rekompensaty. O ile weryfikowanie samej szacowanej ilości ciepła (podawanej zgodnie z wzorem oświadczenia) nie jest niezbędne, o tyle procentowe udziały muszą być sprawdzane, chociażby pod kątem zgodności wyliczeń (łącznie udziały muszą dać 100%). Tak jak wskazano powyżej, ustawa nie określa w jakiej formie i w jakim terminie oświadczenia mają być uzupełniane lub prostowane. W praktyce sprzedawców w zakresie odbiorców z art. 4 ust. 1 pkt 2 i 3 stosowane są rozwiązania odformalizowane (prośba o uzupełnienie przekazywana jest nie tylko pisemnie, ale także telefonicznie lub mailem). Wynika to z faktu, że wobec tych odbiorców sprzedawca i tak stosuje średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą, niezależnie od faktu złożenia lub niezłożenia oświadczenia. Odnośnie odbiorców z art. 4 ust. 1 pkt 4 ustawy rekomenduje się stosowanie formalistycznego podejścia. W tym wypadku złożenie prawidłowego oświadczenia jest bowiem warunkiem zastosowania średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą.

Zgodnie z treścią art. 5 ust. 4 ustawy, odbiorca, o którym mowa w art. 4 ust. 1 pkt 2 lub 3, składa sprzedawcy oświadczenie w terminie 21 dni od dnia nabycia uprawnienia do stosowania wobec niego średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą. Pomimo braku złożenia oświadczenia we wskazanym terminie - jak wskazano powyżej - sprzedawca i tak stosuje wobec odbiorcy średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą. Natomiast w przypadku złożenia oświadczenia z uchybieniem wskazanego terminu, sprzedawca przyjmuje oświadczenie do rozliczeń (np. w zakresie udziałów) od bieżącego miesiąca, czyli miesiąca w którym oświadczenie zostało złożone. Inną regułę należy stosować wobec odbiorców wskazanych w art. 4 ust. 1 pkt 4 ustawy. Zgodnie z art. 6 ust. 4 ustawy niezłożenie przez odbiorcę, o którym mowa w art. 4 ust. 1 pkt 4, oświadczenia, o którym mowa w art. 6 ust. 1 ustawy, w terminie 21 dni od dnia nabycia uprawnienia do stosowania wobec niego średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą, uprawnia sprzedawcę ciepła do niestosowania wobec tego odbiorcy średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą. Złożenie przez takiego odbiorcę oświadczenia po upływie ww. zobowiązuje sprzedawcę ciepła do stosowania wobec tego odbiorcy średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą ze skutkiem od miesiąca następującego po miesiącu, w którym złożono oświadczenie. Dla zachowania terminu na złożenie oświadczenia wystarczające jest nadanie go w polskiej placówce pocztowej operatora pocztowego (art. 8 ust. 2 ustawy). W przypadku zmiany danych objętych oświadczeniem odbiorca składa nowe uaktualnione oświadczenie (art. 5 ust. 6 i art. 6 ust. 7 ustawy). Ustawa nie wskazuje w jakim terminie aktualizacja oświadczenia winna być dokonana. W tym zakresie należy stosować termin

jak na złożenie oświadczenia podstawowego, czyli 21 dni od dnia zaistnienia zmiany.

Zgodnie z art. 15 ustawy z dnia 26 stycznia 2023 r., oświadczenia, o których mowa w art. 5 ust. 1 i art. 6 ust. 1 ustawy, złożone przed dniem wejścia w życie ustawy nowelizującej ustawy stosuje się jako podstawę do zastosowania wobec odbiorców, którzy je złożyli, ceny dostawy ciepła, o której mowa w art. 3a ust. 2 pkt 1 i ust. 3 pkt 2 (maksymalnej ceny dostawy ciepła) albo ust. 4 („najniższej" ceny dostawy ciepła).

Średnia cena wytwarzania ciepła z rekompensatą

Dla wyjaśnienia treści pojęcia średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą podstawowe znacznie ma przepis art. 2 pkt 5 i art. 3 ust. 3 ustawy. Zgodnie z treścią pierwszego z przywołanych przepisów, przez średnią cenę wytwarzania ciepła należy rozumieć iloraz sumy planowanych przychodów wytwórcy ciepła ze sprzedaży ciepła mocy cieplnej i nośnika ciepła oraz planowanej ilości sprzedanego ciepła dla danego źródła w zatwierdzonej taryfie dla ciepła, a w przypadku wytwarzania ciepła w lokalnym źródle ciepła lub źródle ciepła, w którym zainstalowana moc cieplna nie przekracza 5 MW, bezpośrednio zasilającym zewnętrzne instalacje odbiorcze, iloraz sumy planowanych przychodów wytwórcy ciepła ze sprzedaży mocy cieplnej i sprzedaży ciepła oraz planowanej ilości sprzedanego ciepła skalkulowanych na podstawie aktualnie stosowanych cen lub stawek opłat. Z kolei przepis art. 3 ust. 3 ustawy określa wysokość średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą, która przyjmuje wartość:

- 150,95 zł/GJ netto dla ciepła wytwarzanego w źródłach ciepła opalanych gazem ziemnym lub olejem opałowym;
- 103,82 zł/GJ netto dla ciepła wytwarzanego w pozostałych źródłach ciepła.

Jeżeli dane źródło ciepła wykorzystuje różne paliwa, średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą dla tego źródła określa się proporcjonalnie do procentowego udziału ciepła wytworzonego z tych paliw w ogólnej ilości wytworzonego ciepła w tym źródle. Analiza przywołanych przepisów prowadzi do trzech wniosków. Po pierwsze, cena ta jest ustalana jako cena wytwarzania i jest odnoszona do przychodów wytwórcy, pomimo, że w rozliczeniach z odbiorcami jest ona stosowana przez sprzedawcę. Po drugie, cena z rekompensatą nie obejmuje opłat za przesył ciepła. Po trzecie, cena z rekompensatą została określona jako cena jednoczłonowa w konkretnej (sztywnej) wysokości.

Zgodnie z treścią art. 3 ust. 6 ustawy, jeżeli średnia cena wytwarzania ciepła dla danego źródła ciepła jest wyższa od średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą dla tego źródła są stosowane ceny lub stawki opłat w wysokości odpowiadającej średniej cenie wytwarzanego ciepła z rekompensatą. Zgodnie z ustawą nowelizującą z dnia 26 stycznia 2023 r. średnia cena wytwarzania ciepła z rekompensatą jest stosowana w okresie od 1 października 2022 r. do 28 lutego 2023 r.

> Odbiorcy będący gospodarstwami domowymi (art. 4 ust. 1 pkt 1 ustawy) nie mają obowiązku składać oświadczeń, a sprzedawcy z urzędu stosują wobec nich średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą

W praktyce przedsiębiorstw ciepłowniczych najwięcej wątpliwości wywołuje zastosowanie średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą wobec odbiorców z tzw. aglomeracyjnych grup taryfowych, tj. odbiorców w systemie ciepłowniczym zasilanym przez kilku wytwórców lub z kilku źródeł tego samego wytwórcy. W przypadku, gdy cena wytwarzania u danego wytwórcy (niebędącego sprzedawcą wobec odbiorców uprawnionych z art. 4 ust. 1 ustawy) przekracza cenę wskazaną w art. 3 ust. 3 ustawy, wytwórca taki - zgodnie z praktyką wielu przedsiębiorstw ciepłowniczych - stosuje cenę z rekompensatą. Sprzedawca, który otrzymuje od wytwórcy rozliczenie w oparciu o cenę z rekompensatą niejako przenosi tę rekompensatę na odbiorców końcowych, nawet wówczas, gdy średnia cena dla odbiorców w danym systemie ciepłowniczym jest niższa niż wartości wskazane w art. 3 ust. 3 ustawy. W efekcie odbiorca końcowy w systemie ciepłowniczym, wobec którego sprzedawca zastosował cenę poniżej wartości wskazanej w art. 3 ust. 3 ustawy, np. 78 zł/GJ otrzymuje cenę jeszcze niższą - z rekompensatą, np. 74 zł/GJ. Wskazana praktyka przedsiębiorstw ciepłowniczych była przedmiotem stanowiska Ministra Klimatu i Środowiska[8], w którym ministerstwo dokonało celowościowej wykładni przepisów ustawy, wskazując, że dla zastosowania średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą należy badać nie tyle cenę danego wytwórcy, ale średnią cenę dla odbiorów końcowych w danym systemie ciepłowniczym.

Przedstawiona wykładania przepisów ustawy dokonana przez Ministra Klimatu i Środowiska jest sprzeczna z literalnym brzmieniem art. 3 ust. 3 ustawy, w którym wyraźnie wskazuje się na wysokość ceny wytwarzania, co sugeruje, że przesądzająca jest cena stosowana przez wytwórcę. Jednocześnie ustawa w żadnym przepisie nie nakazuje badać średniej ceny stosowanej przez sprzedawcę w systemie zasilanym przez kilka źródeł. Z drugiej jednak strony nie ulega wątpliwości, że celem ustawy jest zastosowanie średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą wobec odbiorców końcowych (uprawnionych z art. 4 ust. 1 ustawy) i to cena stosowana wobec nich powinna być przesądzająca. W podanym powyżej przykładzie, sprzedawca

zastosował cenę ciepła z rekompensatą w wysokości 74 zł/GJ, a zatem cenę ***de facto*** inną niż średnia cena wytwarzania z rekompensatą wskazana w art. 3 ust. 3 ustawy. Przywołane rozbieżności w sposobie wykładni przepisów ustawy wskazują na ich niejasność, co finalnie skłoniło ministerstwo do wycofania się z wcześniejszego stanowiska[9], a ustawodawcę do zmian legislacyjnych.

Zgodnie z treścią art. 16 ust. 1 ustawy z dnia 26 stycznia 2023 r., w przypadku gdy w okresie od dnia 1 października 2022 r. do dnia 28 lutego 2023 r. średnia cena wytwarzania ciepła w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy obliczona przez sprzedawcę ciepła nie przekroczyła w danym systemie ciepłowniczym średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą, o której mowa w art. 3 ust. 3 ustawy, i w odniesieniu do źródła ciepła w tym systemie, w tym okresie, została zastosowana w rozliczeniach z podmiotami, o których mowa w art. 4 ust. 1 tej ustawy, średnia cena wytwarzania ciepła z rekompensatą, w rozliczeniu z wytwórcą, który wytwarzał ciepło w tym źródle, przysługuje rekompensata zgodnie z art. 3 tej ustawy. W ten sposób ustawodawca usankcjonował dotychczasową praktykę większości przedsiębiorstw ciepłowniczych, polegającą na zastosowaniu średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą, nawet jeżeli średnia cena w systemie ciepłowniczym była niższa niż cena wskazana w art. 3 ust. 3 ustawy. Na uwagę zasługuje art. 16 ust. 2 ustawy z dnia 26 stycznia 2023 r., zgodnie z którym w przypadku, o którym mowa w ust. 1, w rozliczeniach z podmiotami, o których mowa w art. 4 ust. 1 ustawy, uwzględnia się średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą. Przepis ten wydaje się nakazywać zastosowanie średniej ceny wytwarzania z rekompensatą za okres wsteczny od 1 października 2022 r. (w przypadku przedsiębiorstw, które do tej pory nie stosowały opisanej praktyki), przy jednoczesnej możliwości ubiegania się o rekompensatę w terminie wskazanym w art. 16 ust. 4 ustawy (21 dni od dnia wejścia w życie ustawy).

Maksymalna cena dostawy ciepła

Ustawą z dnia 26 stycznia 2023 r. średnia cena wytwarzania ciepła z rekompensatą została zastąpiona maksymalną ceną dostawy ciepła. W założeniu ustawodawcy wprowadzenie maksymalnej ceny dostawy ciepła ma zahamować wzrost cen ciepła do określonego w ustawie poziomu dla wszystkich odbiorców uprawnionych, gdyż do tej pory pomimo wprowadzenia średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą rachunki za ciepło niektórych odbiorców znacząco wzrosły, (co wnikało z faktu, że stawki średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą określone w art. 3 ust. 3 ustawy zostały ustalone na podstawie średnich cen w kraju). Wyjaśniając pojęcie maksymalnej ceny dostawy ciepła należy w pierwszej kolejności wyjaśnić wprowadzone ww. ustawą pojęcie ceny dostawy ciepła. Zgodnie z art. 5 pkt 5a ustawy przez cenę dostawy ciepła należy rozumieć, sumę ilorazu sumy planowanych przychodów sprzedawcy ciepła ze sprzedaży ciepła, mocy cieplnej i nośnika ciepła oraz planowanej ilości sprzedanego ciepła dla danego systemu ciepłowniczego w stosowanej taryfie dla ciepła i średniej stawki opłat za usługi przesyłowe dla systemu ciepłowniczego, a w przypadku wytwarzania ciepła w lokalnym źródle ciepła lub źródle ciepła, w którym zainstalowana moc cieplna nie przekracza 5 MW, bezpośrednio zasilającym zewnętrzne instalacje odbiorcze - iloraz sumy planowanych przychodów sprzedawcy ciepła ze sprzedaży mocy cieplnej i sprzedaży ciepła oraz planowanej ilości sprzedanego ciepła skalkulowanych na podstawie aktualnie stosowanych cen lub stawek opłat. Z kolei maksymalna cena dostawy ciepła oznacza cenę dostawy ciepła obliczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego systemu ciepłowniczego z uwzględnieniem cen i stawek opłat w każdej grupie taryfowej, powiększonych o 40% w stosunku do tych cen i stawek opłat stosowanych na dzień 30 września 2022 r. Jak wynika z przywołanych przepisów, maksymalna cena dostawy ciepła - w przeciwieństwie do średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą - obejmuje także opłaty za przesył.

Zgodnie z art. 3a ust. 1 ustawy, Prezes URE publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki dla przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję i wykonującego działalność gospodarczą w zakresie sprzedaży ciepła odbiorcom, o których mowa w art. 4 ust. 1, dla każdej grupy taryfowej w danym systemie ciepłowniczym, wartości ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, ceny 3 nośnika ciepła oraz stawki opłat stałych za usługi przesyłowe i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe lub stawki opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną i stawki opłaty za ciepło, stosowanych w dniu 30 września 2022 r. w tym systemie, powiększone o 40%, w terminie 10 dni od dnia wejścia w życie ustawy z dnia 26 stycznia 2023 r. W oparciu o dane opublikowane przez Prezesa URE wartości sprzedawca oblicza maksymalne ceny dostawy ciepła dla odbiorców z poszczególnych grup taryfowych i wprowadza je do stosowania w rozliczeniach z odbiorami w okresie od 1 marca do 31 grudnia 2023 r. (art. 3a ust. 2 ustawy). Przedsiębiorstwo ciepłownicze analizując swoją aktualną cenę taryfową ustala w jakiej dacie przekracza ona cenę maksymalną dostawy ciepła i od tej daty stosuję cenę maksymalną.

Najniższa cena dostawy ciepła - problematyka art. 3a ust. 4 ustawy

W pewnych sytuacjach może się okazać, że maksymalna cena dostawy ciepła jest wyższa od średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą. W takim wypadku, aby zapobiec płaceniu przez odbiorców ciepła wyższych rachunków niż przed wejściem w życie ustawy z dnia 26 stycznia 2023 r.,

ustawodawca przewidział w treści art. 3a ust. 4 ustawy mechanizm najniższej ceny dostawy ciepła. Stosując ten mechanizm sprzedawca jest zobowiązany porównać trzy ceny:

- cenę dostawy ciepła (aktualną cenę taryfową),
- maksymalną cenę dostawy ciepła,
- średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą powiększoną o średnią stawkę opłat za usługi przesyłowe.

Porównując ww. ceny sprzedawca w rozliczeniach z odbiorcami stosuje cenę najniższą. Jeżeli ceną najniższą będzie średnia cena wytwarzania ciepła z rekompensatą powiększoną o średnią stawkę opłat za usługi przesyłowe, to sprzedawca stosuje cenę z rekompensatą, przy czym w tym wypadku nie będzie on miał prawa ubiegać się od Zarządcy Rozliczeń SA rekompensaty, lecz będzie mógł wystąpić z wnioskiem o wypłatę wyrównania.

Prawo do rekompensaty

Zgodnie z art. 12 ust. 1 ustawy, przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w art. 3 ust. 1 i 2, stosującym średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą wobec odbiorców, o których mowa w art. 4 ust. 1, zwanym dalej „podmiotami uprawnionymi", przysługuje z tego tytułu rekompensata określona zgodnie z ust. 3, zwana dalej „rekompensatą". W kontekście przywołanego przepisu należy wskazać na wątpliwość jaka dotyczy sytuacji, w której wytwórca sprzedaje ciepło (stosując średnią cenę wytwarzania ciepła z rekompensatą), lecz nie odbiorcom wskazanym w art. 4 ust. 1 ustawy (odbiorcom końcowym), a sprzedawcy ciepła w rozumieniu art. 2 pkt 4 ustawy, a dopiero sprzedawca sprzedaje ciepło odbiorcom uprawnionym. Literalne brzmienie ww. przepsiu wskazywałoby, że w takiej sytuacji wytwórca nie może ubiegać się o wypłatę rekompensaty. W rzeczywistości - stosując wykładnię celowościową - należy przyjąć odmienne rozumienie art. 12 ust. 1 ustawy, wedle którego wytwórcy także w tym wypadku należy się rekompensata. Rekompensata przysługuje za okres od dnia 1 października 2022 r. do dnia 28 lutego 2023 r. (zgodnie z nowelizacją z dnia 26 stycznia 2023 r.) i jest wypłacana podmiotowi uprawnionemu za każdy miesiąc kalendarzowy stosowania średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą. Już w tym miejscu należy wskazać, że o ile inne przepisy ustawy nie wymagają, aby stosowane przez wytwórcę miesięczne okresy rozliczeniowe obejmowały *stricte* miesiąc kalendarzowy, o tyle stosowany przez Zarządcę Rozliczeń SA program informatyczny do rozliczenia rekompensaty uniemożliwia zastosowanie innych okresów. Powyższe stanowi istotny problem dla tych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które w swojej praktyce stosują miesięczne okresy rozliczeniowe, ale inne niż miesiąc kalendarzowy, np. mają dzień odczytowy wyznaczony na 15 dzień miesiąca lub odczyty „kroczące" obejmujące kilka następujących po sobie dni odczytowych. W przypadku tych przedsiębiorstw uzyskanie rekompensaty za pełny miesiąc kalendarzowy może nastąpić dopiero w rozliczeniu końcowym składanym do dnia 31 sierpnia 2023 r.

> W praktyce przedsiębiorstw ciepłowniczych najwięcej wątpliwości wywołuje zastosowanie średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą wobec odbiorców z tzw. aglomeracyjnych grup taryfowych, tj. odbiorców w systemie ciepłowniczym zasilanym przez kilku wytwórców lub z kilku źródeł tego samego wytwórcy

Wysokość rekompensaty za dany miesiąc kalendarzowy ustala się według wzoru wskazanego w art. 12 ust. 4 ustawy. Przedsiębiorstwo ciepłownicze samo wylicza wysokość rekompensaty. W tym zakresie należy wskazać, że zmienną wpływającą na wysokość rekompensaty jest ilość sprzedanego ciepła z danego źródła ciepła lub z grupy źródeł ciepła, w miesięcznym okresie rozliczeniowym, dla odbiorców, o których mowa w art. 4 ust. 1 ustawy (w ustawie oznaczona symbolem „W"). Odniesienie wysokości rekompensaty do wielkości sprzedanego ciepła, a nie kwoty „udzielonych" przez przedsiębiorstwo rekompensat oznacza, że kwota rekompensat udzielonych odbiorcom i uzyskanych od Zarządcy Rozliczeń SA nie zawsze będzie taka sama. Sytuacja taka wystąpi wówczas, gdy sprzedawca udzieli rekompensaty odbiorcy w zakresie opłaty za moc zamówioną, a odbiorca ten nie zużyje w ogóle ciepła. Wówczas rekompensaty udzielone w zakresie stawek opłat za moc zamówioną nie znajdą odzwierciedlenia w ilości „W".

Wniosek o wypłatę rekompensaty składa się do Zarządcy Rozliczeń w terminie do 25 dnia miesiąca następnego (odmienne określenie terminu dotyczyło miesiąca października 2022 r. i kwietnia 2023 r.) w formie elektronicznej. W terminie do 31 sierpnia 2023 r. wytwórca winien złożyć wniosek o rozliczenie rekompensaty. Termin rozliczenia końcowego został zachowany po nowelizacji z dnia 26 stycznia 2023 r. pomimo, że sam system cen z rekompensatą (który daje prawo do rekompensaty od Zarządcy Rozliczeń SA), został utrzymany jedynie do 28 lutego 2023 r. Zarówno wniosek o wypłatę rekompensaty, jak i wniosek o jej rozliczenie składa się w formie elektronicznej. Tak jak wskazano powyżej, Zarządca Rozliczeń SA w zakresie rozliczenia rekompensat stosuje określony program informatyczny, który wymusza wprowadzenie odpowiednich danych. Zapewnia to prawidłowość podawanych informacji już na etapie sporządzania wniosku. Całe postępowanie dotyczące rekompensat także jest prowadzone w formie elektronicznej.

W przypadku przedsiębiorstw nieposiadających koncesji, wniosek o wypłatę rekompensaty składa się do wójta, burmistrza, albo prezydenta miasta, właściwego ze względu na miejsce siedziby podmiotu uprawnionego (art. 12 ust. 4 pkt 2 ustawy).

Zarządca Rozliczeń SA weryfikuje otrzymany wniosek. W przypadku pozytywnej weryfikacji Zarządca zatwierdza wniosek i dokonuje wypłaty. W razie negatywnej weryfikacji odmawia zatwierdzenia wniosku i informuje wnioskodawcę o przyczynie odmowy. Jeżeli wniosek zawiera braki formalne lub błędy obliczeniowe lub budzi uzasadnione wątpliwości podmiotu wypłacającego co do zgodności ze stanem rzeczywistym, podmiot wypłacający, w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku, wzywa podmiot uprawniony do usunięcia braków formalnych lub błędów obliczeniowych lub usunięcia wątpliwości podmiotu wypłacającego w terminie 7 dni od dnia otrzymania wezwania do ich usunięcia. Ani zatwierdzenie wniosku, ani odmowa zatwierdzenia nie wymagają wydania decyzji administracyjnej. Powyższe oznacza, że wnioskodawcy - w szczególności w razie odmowy zatwierdzenia wniosku - nie przysługują żadne środki zaskarżenia. Zgodnie natomiast z treścią art. 14 ust. 6 ustawy odmowa zatwierdzenia wniosku nie pozbawia podmiotu uprawnionego możliwości ponownego złożenia wniosku o wypłatę rekompensaty, z wyjątkiem, gdy rekompensata nie przysługuje. W ocenie autora wniosek może być ponawiany, aż „do skutku", nie później jednak niż do czasu, gdy zgodnie z art. 15 ust. 1 ustawy wytwórca powinien złożyć wniosek o rozliczenie rekompensaty, (oczywiście za wyjątkiem przypadku, gdy rekompensata nie przysługuje).

W terminie do 31 sieprnia 2023 r. wytwórcy powinni złożyć wniosek o rozliczenie rekompensaty. W wyniku jej rozliczenia może po stronie wytwórcy powstać nadpłata. Sytuacja ta jest wprost określona w przepisach ustawy. Zdaniem autora rozliczenie rekompensaty może wykazać także niedopłatę. O ile kwestia ta nie jest wprost uregulowana w ustawie, o tyle do wniosków takich prowadzi odesłanie do art. 13 ust. 4 i 5 oraz art. 14 zawarte w art. 15 ust. 7 ustawy. W przypadku niezłożenia wniosku o rozliczenie rekompensaty w terminie, o którym mowa powyżej, wypłaconą rekompensatę uznaje się za otrzymaną nienależnie i podmiot uprawniony jest obowiązany do zwrotu otrzymanych środków w całości wraz z odsetkami liczonymi jak dla zaległości podatkowych w terminie do dnia 15 września 2023 r. (art. 15 ust. 3 ustawy). Jeżeli z wniosku o rozliczenie rekompensaty wynika zwrot kwoty nadpłaconej rekompensaty, uznaje się ją za otrzymaną nienależnie i podmiot uprawniony zwraca ją w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia wniosku przez podmiot wypłacający. W przypadku, gdy podmiot uprawniony nie zwrócił nienależnie otrzymanej rekompensaty, podmiot wypłacający wzywa ten podmiot do jej zwrotu w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania. W przypadku, gdy podmiot uprawniony nie dokona zwrotu rekompensaty w zakreślonym terminie, podmiot wypłacający wydaje decyzję administracyjną określającą wysokość nienależnie pobranej kwoty rekompensaty podlegającej zwrotowi oraz termin dokonania tego zwrotu. Jest to jedyny przypadek kiedy decyzja Zarządcy Rozliczeń (lub wójta, burmistrza, prezydenta) przyjmuje postać decyzji administracyjnej, od której stronie służy odwołanie do Ministra Klimatu i Środowiska. Od nienależnie pobranej kwoty rekompensaty są naliczane odsetki za opóźnienie od dnia jej otrzymania (art. 15 ust. 6 ustawy), przy czym przepis nie precyzuje o jakie odsetki chodzi, w odróżnieniu od treści przepisu art. 15 ust. 3 ustawy, w którym wprost wskazano odsetki od zaległości podatkowych. Jako, że odsetki od zaległości podatkowych mają charakter sankcyjny nie powinno się ich domniemywać. Przepis art. 15 ust. 6 ustawy jest jednym z wielu przykładów nieprecyzyjności ustawodawcy występującej na gruncie przedmiotowej regulacji.

Prawo do wyrównania

Zgodnie z treścią art. 12a ust. 1 ustawy, za okres od dnia 1 marca 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. przedsiębiorstwu energetycznemu, o którym mowa w art. 3a ust. 1 i 3, stosującemu maksymalną cenę dostawy ciepła dla odbiorców, o których mowa w art. 4 ust. 1, przysługuje wyrównanie w kwocie stanowiącej iloczyn różnicy między ceną dostawy ciepła wynikającą ze stosowanej taryfy tego przedsiębiorstwa i maksymalną ceną dostawy ciepła oraz ilości sprzedanego ciepła odbiorcom, o których mowa w art. 4 ust. 1, w danym miesięcznym okresie rozliczeniowym, powiększony o podatek od towarów i usług. W przypadku, o którym mowa w art. 3a ust. 4, wyrównanie oblicza się według różnicy między ceną dostawy ciepła wynikającą ze stosowanej taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 3a ust. 1 i 3, i najniższą ceną, o której mowa w art. 3a ust. 4 ustawy. W odróżnieniu od wniosku o rekompensatę, wniosek o wyrównanie składa sprzedawca, a nie wytwórca. Wniosek o wypłatę wyrównania składa się w terminie do 25 dnia miesiąca następującego po danym miesiącu kalendarzowym. Do wniosku o wypłatę wyrównania i wypłaty wyrównania stosuje się odpowiednio art. 13 ust. 3, art. 14 ust. 1-6, art. 17, art. 18 ust. 1 i 2, art. 19 i art. 20 ustawy. Wniosek o rozliczenie wyrównania sprzedawcy składają w terminie do 30 czerwca 2024 r. (art. 12b ust. 1 ustawy).

Zastosowanie maksymalnej ceny dostawy ciepła za okres wsteczny

Ustawą z dnia 26 stycznia 2023 r. ustawodawca wprowadził możliwość zastosowania maksymalnej ceny dostawy ciepła za okres wsteczny, tj. od 1 października 2022 r. do 28 lutego 2023 r. wobec odbiorców, którzy w okresie stosowania średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą płacili cenę wyższą

od maksymalnej. Jednocześnie sprzedawcy uzyskali możliwość uzyskania wyrównania w tym zakresie. Zgodnie z art. 12c ust. 1-3 ustawy, wyrównanie przysługuje również sprzedawcom ciepła, którzy w okresie od dnia 1 października 2022 r. do dnia 28 lutego 2023 r., w danym systemie ciepłowniczym, w rozliczeniach z odbiorcami, o których mowa w art. 4 ust. 1, stosowali cenę dostawy ciepła wyższą od maksymalnej ceny dostawy ciepła. Jeżeli w przypadku, o którym mowa w ust. 1, cena dostawy ciepła była wyższa od maksymalnej ceny dostawy ciepła, ale niższa od średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą powiększonej o średnią stawkę opłaty za usługi przesyłowe dla systemu ciepłowniczego, wyrównanie przysługuje w kwocie stanowiącej iloczyn ilości sprzedanego ciepła odbiorcom, o których mowa w art. 4 ust. 1 oraz różnicy między ceną dostawy ciepła i maksymalną ceną dostawy ciepła, powiększony o podatek od towarów i usług. Jeżeli w przypadku, o którym mowa w ust. 1, cena dostawy ciepła była wyższa od maksymalnej ceny dostawy ciepła i nie mniejsza niż średnia cena wytwarzania ciepła z rekompensatą powiększoną o średnią stawkę opłaty za usługi przesyłowe dla systemu ciepłowniczego, wyrównanie przysługuje w kwocie stanowiącej iloczyn ilości sprzedanego ciepła odbiorcom, o których mowa w art. 4 ust. 1 oraz różnicy między średnią ceną wytwarzania ciepła z rekompensatą powiększonej o średnią stawkę opłaty za usługi przesyłowe i maksymalną ceną dostawy ciepła, powiększony o podatek od towarów i usług.

Warunkiem uzyskania wyrównania, o którym mowa powyżej jest złożenie wniosku nie wcześniej niż w terminie 15 dni i nie później niż w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie ustawy z dnia 26 stycznia 2023 r. W przypadku złożenia wniosku z niedochowaniem terminu wniosek pozostawia się bez rozpatrzenia. Jednocześnie na sprzedawcę został nałożony obowiązek uwzględnienia wyrównania w rozliczeniach z odbiorcami, o których mowa w art. 4 ust. 1, i korekty tych rozliczeń, w terminie 7 dni od dnia otrzymania wyrównania. Zwrócenia uwagi wymaga krótki termin na dokonanie rozliczeń z odbiorcami. Jednocześnie należy wskazać na skutki niedokonania rozliczeń wynikające z art. 12e ust. 2 ustawy. Zgodnie z powołanym przepisem, w przypadku gdy sprzedawca ciepła, który otrzymał wyrównanie, o którym mowa w art. 12c ust. 1, nie uwzględnił tego wyrównania w rozliczeniach z odbiorcami, o których mowa w art. 4 ust. 1, i nie dokonał korekty tych rozliczeń, w terminie 7 dni od dnia otrzymania wyrównania, kwotę wyrównania uznaje się za pobraną nienależnie i sprzedawca ciepła jest obowiązany do jej zwrotu w całości w dniu roboczym następującym po dniu, w którym upłynął termin dokonania korekty, wraz z odsetkami za opóźnienie liczone od dnia ich otrzymania

Podsumowanie

Stosowanie ustawy w okresie pierwszych miesięcy wywołało szereg wątpliwości, w szczególności w zakresie zastosowania ceny z rekompensatą w aglomeracyjnych grupach taryfowych oraz w zakresie rozliczenia rekompensaty z Zarządcą Rozliczeń SA. Niejasności dotyczą także oświadczeń odbiorców uprawnionych, w tym kwestia, czy sprzedawca ma je weryfikować, a jeżeli tak, to w jakim zakresie. Brak precyzyjności przepisów dotyczy również zasad rozliczeń pomiędzy sprzedawcą, a wytwórcą. Przyjęta nowelizacja (ustawa uchwalona przez Sejm w dniu 26 stycznia 2023 r., skierowana do Senatu) część z przedstawionych wątpliwości usuwa, ale nie wszystkie. Ponadto nowe rozwiązania zaproponowane w ustawie nowelizującej także w niektórych aspektach są niejasne. Pomimo wskazanych mankamentów ustawy należy ją ocenić pozytywnie. Przedmiotowa regulacja niewątpliwie bowiem korzystnie wpłynie na rachunki odbiorców uprawnionych powodując zahamowanie ich wzrostu, przy zachowaniu wpływów dla przedsiębiorstw ciepłowniczych poprzez system rekompensat i wyrównań. Niestety dla sprzedawców wdrożenie rozliczeń z odbiorcami, w szczególności w zakresie mechanizmów wynikających z ustawy nowelizującej z dnia 26 stycznia 2023 r., stanowi nie lada wyzwanie organizacyjne, z którym nadal będą one musiały się mierzyć. □

Przypisy

1 *Ustawa z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. z 2022 r., poz. 1967 z późn. zm.).*

2 *Ustawa z dnia 26 stycznia 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw. Ustawa skierowana do dalszych prac w Senacie.*

3 Tekst jednolity: Dz. U. z 2022, poz. 1385.

4 Takie rozumienie gospodarstwa domowego dominuje w definiowaniu grupy taryfowej G dla energii elektrycznej. Autor na gruncie przedmiotowego pojęcia pomija ewentualne wątpliwości dotyczące sytuacji, w której w miejscu zamieszkania jest prowadzona działalność zarobkowa lub zawodowa, co w dobie covid i stosowanej pracy zdalnej nie jest zjawiskiem rzadkim.

5 *Tekst jednolity: Dz. U. z 2023, poz. 141.*

6 Rozporządzenie w *sprawie wzorów oświadczeń składanych przez odbiorców ciepła niebędących gospodarstwami domowymi w celu skorzystania ze szczególnych rozwiązań w związku z sytuacją na rynku paliw* (Dz. U. z 2022, poz. 2862).

7 Zgodnie z art. 5 ust. 5 ustawy oświadczenie zawierające błędy, omyłki pisarskie lub rachunkowe lub braki formalne, w tym złożone niezgodnie z ust. 3 lub ust. 4 lub art. 6 ust. 2, złożone w terminie, o którym mowa w ust. 2, które zostało poprawione lub uzupełnione w terminie wyznaczonym przez podmiot uprawniony, wywołuje skutki od dnia jego złożenia.

8 *Stanowisko z dnia 2 grudnia 2022 r. odnośnie interpretacji art. 3 ust 5 w związku z art. 12 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. poz. 1967, z późn. zm.).*

9 *Zob. informację Zarządcy Rozliczeń SA z dnia 23 stycznia 2023 r.: Komunikat Zarządcy Rozliczeń S.A. w związku z usunięciem ze strony internetowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska stanowiska opublikowanego w dniu 2 grudnia 2022 r. odnośnie interpretacji art. 3 ust 5 w związku z art. 12 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. poz. 1967, z późn. zm.) | Zarządca Rozliczeń S.A. (zrsa.pl) - dostęp: 6 lutego 2023 r.*

Dr inż. Adam Jankowski

Bezpieczeństwo energetyczne miast, efektywne systemy ciepłownicze

Rola planowania energetycznego, gmin, przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców końcowych w transformacji

Znaczna część gospodarstw domowych z terenu kraju zaopatrywanych jest w ciepło z wykorzystaniem różnie zasilanych systemów ciepłowniczych. Wg danych spisu powszechnego 2011 opublikowanych w Załączniku analitycznym Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r., 48% powierzchni mieszkań w miastach ogrzewanych jest z sieci ciepłowniczej. W chwili obecnej w Polsce jesteśmy świadkami bezprecedensowego wzrostu cen gazu ziemnego, węgla i energii elektrycznej. Sytuacja ta, która jest konsekwencją kryzysu na rynku paliw, powoduje również znaczący wzrost cen ciepła sieciowego. Podwyżki cen ciepła sieciowego są w skali kraju zróżnicowane i często zależą od wykorzystywanych technologii jego produkcji.

Fot. Timea Dombi, Tobias Rademacher on Unsplash

System ciepłowniczy - szansa, czy problem

System ciepłowniczy jest to rozwiązanie zaopatrzenia w ciepło, które w pewnym sensie jest pod kontrolą różnego rodzaju regulacji i przepisów, co ma swoje zalety i wady. Funkcjonowanie systemu ciepłowniczego dostarczającego ciepło na skalę większą od 5 MW regulują koncesje, a jego ceny w postaci taryf zatwierdzane są przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Oprócz regulatora nad stanem technicznym i oddziaływaniem na środowisko systemów ciepłowniczych czuwają odpowiednie urzędy i organy. W oparciu o obowiązujące prawo, decyzje i pozwolenia sprawują swego rodzaju kontrolę nad jakością ciepła z systemów ciepłowniczych. A zatem działające przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem, dystrybucją i obrotem ciepłem ze względu na ustalony obszar działalności, podlegają regulacji, w której udział lokalnych władz jest ograniczony. Wyjątek stanowią przedsiębiorstwa ciepłownicze komunalne. Korzystny jest fakt, że w odróżnieniu od rozwiązań indywidualnych, źródła, sieci i odbiorcy ciepła sieciowego mogą być kontrolowane, inwentaryzowane i weryfikowane w skali niemal każdej składowej z uwagi na opisany powyżej system administracyjno-prawny. Tak więc stwierdzić można, że ciepło sieciowe to jedyne rozwiązanie zaopatrzenia w ciepło gospodarstw domowych „pod kontrolą". W chwili obecnej ceny gazu ziemnego i węgla wzrosły kilkukrotnie. Tendencja ta dotyczy również części ciepła sieciowego, aczkolwiek w wypadku ciepła sieciowego - zjawisko to jest bardziej zróżnicowane i przesunięte w czasie. Przedsiębiorstwa energetyczne kupujące paliwa na wolnym rynku systematycznie podnoszą taryfy i nie jest tajemnicą, z uwagi na obowiązek publikowania taryf, że ceny ciepła zatwierdzane w 2022 r. w niektórych przedsiębiorstwach osiągają wzrosty ceny jednoskładnikowej, w porównaniu do roku poprzedniego o 400-500%. Przykładem może być tu cena ciepła w systemie ciepłowniczym ogrzewanym ze źródła spalającego LNG, która z poziomu ok. 100 zł w 2021 r. wzrosła do poziomu ok. 450 zł według zatwierdzonej taryfy w drugiej połowie 2022 r. Problem wysokich cen nie dotyczy wszystkich systemów ciepłowniczych. Zdecydowanie niższe podwyżki odnotowały systemy ciepłownicze, w których przedsiębiorstwa zakontraktowały paliwa na dłuższy okres w czasach bardziej atrakcyjnych cen paliw, co jest najprawdopodobniej tylko odłożeniem podwyżek w czasie, lub te, które mimo powszechnie pojawiających się „furtek legislacyjnych" postawiły na modernizację układów źródłowych w kierunku rozwiązań energetyki odpadowej, odnawialnej i/lub kogeneracyjnej. Problem wysokich cen nośników energii i ciepła systemowego w części mityguje system rekompensat i dopłat do nośników energii i ciepła sieciowego, ale jest to rozwiązanie tymczasowe.

> Efektywny system ciepłowniczy wg Art. 7b ustawy Prawo energetyczne to taki, w którym 50% ciepła dostarczonego odbiorcom produkowane jest w źródłach odnawialnych, pochodzi z źródeł odpadowych lub w 75% produkowane jest w układach kogeneracyjnych

Transformacja - wyzwanie na czasie

Uwidocznioną w chwili obecnej, w sposób dobitny, szansą dla systemów ciepłowniczych w przyszłości jest modernizacja układu ich zasilania, która zakładać będzie chociaż częściowe uniezależnienie tego zasilania od kopalnych nośników energii. Jest to technicznie możliwe z wykorzystaniem dynamicznie rozwijających się dostępnych już od szeregu lat rozwiązań technicznych takich jak: źródła termicznego przekształcania odpadów i biomasy różnego pochodzenia, zagospodarowanie ciepła odpadowego również niskotemperaturowego z wykorzystaniem pomp ciepła, energetyki solarnej, rozwiązań „power to heat" oraz magazynów energii. Wszystkie ww. mają charakter rozwiązań zależnych od warunków lokalnych i wpisywać się mogą w ideę współpracy i poszukiwania synergii różnych dyscyplin lokalnej gospodarki komunalnej.

Równie istotnym zagadnieniem, jeśli chodzi o pracę samych systemów sieciowych jest ich transformacja techniczno-technologiczna, której głównymi elementami powinny być wielozródłowe układy zasilania, dostosowane do niższych temperatur pracy i zmiana funkcji odbiorcy ciepła. Odbiorca ciepła winien ściśle współpracować z przedsiębiorstwem optymalizując swój profil zapotrzebowania, co daje możliwość dostosowania produkcji. Odbiorca może również produkować ciepło dla systemu. Realizacja takich skomplikowanych operacji i funkcji w całych systemach ciepłowniczych, od źródeł ciepła przez przesył do użytkowania i/lub produkcji u odbiorcy w czasach dynamicznego rozwoju automatyki, sterowania i informatyki, jest możliwa i staje się koniecznością. Wyżej zaprezentowane kierunki transformacji systemów ciepłowniczych zależne są od specyfiki warunków lokalnych, a zatem kluczowa dla ich realizacji jest analiza lokalnych uwarunkowań i współpraca z ich lokalnym dysponentem, czyli gminą.

Efektywny system ciepłowniczy

Kierunek rozwoju systemów ciepłowniczych już od szeregu lat ustaliły dyrektywy unijne i prawo polskie, dzieląc systemy ciepłownicze na efektywne energetycznie i nieefektywne. Efektywny

system ciepłowniczy wg Art. 7b ustawy Prawo energetyczne to taki, w którym 50% ciepła dostarczonego odbiorcom produkowane jest w źródłach odnawialnych, pochodzi ze źródeł odpadowych lub w 75% produkowane jest w układach kogeneracyjnych. Jeżeli mamy do czynienia w układzie zasilania systemu ciepłowniczego z miksem wyżej wymienionych, wtedy 50% ciepła dostarczanego odbiorcom daje status systemu efektywnego energetycznie. Wg danych Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie opublikowanych w Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą 2040 r. - udział systemów efektywnych w skali kraju wynosi niespełna 20%. Efektywne systemy ciepłownicze w Polsce są zwykle zasilane ze źródeł opartych na wytwarzaniu ciepła w kogeneracji, często opartej na paliwach węglowych, ale zdarzają się też takie, które sięgnęły po wyżej wymienione nowoczesne efektywne rozwiązania.

Stymulatorem zmian w ciepłownictwie powinna być krajowa i lokalna strategia energetyczna oparta o założenia polityki klimatyczno-energetycznej, w tym szczególnie jej długoterminową wizję dążenia do neutralności klimatycznej. Aktualna sytuacja ciepłownictwa w kraju tego nie potwierdza. „Derogacja" ciepłownictwa w ostatnich lata była powszechna. Od 2020 r. świat dotknęła pandemia koronawirusa, oddziałując na wszystkie dyscypliny gospodarki - również lokalnej. Taka nadzwyczajna sytuacja uwidoczniła również istotną rolę samorządów i sektora energii, w tym lokalnego bezpieczeństwa energetycznego dla funkcjonowania gospodarki. Sytuacja na rynku paliw w 2022 r. oraz jej konsekwencja w postaci wzrostu w kraju cen nośników energii, energii elektrycznej i ciepła, w sposób naturalny wymusiła poszukiwanie tańszych rozwiązań zaopatrzenia. Takie okoliczności spowodowały powszechną intensyfikację działań, mających na celu systematyczne zastępowanie tradycyjnych rozwiązań zaopatrzenia w ciepło z wykorzystaniem paliw kopalnych, nowymi w mniejszym stopniu zależnymi od nich.

Gmina odpowiada za zaopatrzenia w ciepło

W tym miejscu można stwierdzić „szkoda, że tak późno", rozwój i związane z nim zastępowanie rozwiązań technicznych zaopatrzenia systemów ciepłowniczych nowszymi i bardziej efektywnymi jest zatem funkcją ich dostępności, warunków ekonomicznych wprowadzenia i późniejszej eksploatacji. Tak przyspieszona przez okoliczności zewnętrzne transformacja energetyczna, w tym również systemów ciepłowniczych, będzie wymagała zaangażowania wielu podmiotów i poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych, których skala w latach do 2030, 2040 może być znaczna, w szczególności na poziomie miast.

Inwestycje w sektorze ciepłowniczym angażować będą znaczne środki finansowe przedsiębiorstw. Rolą gmin w tym zakresie będzie ścisła współpraca z nimi, a niekiedy pełnienie funkcji inwestora szczególnie dla inwestycji realizowanych na styku różnych dyscyplin gospodarki komunalnej oraz w sytuacji, gdy prywatny właściciel systemu ciepłowniczego w zaistniałej sytuacji nie będzie w stanie sprostać trudnym warunkom ekonomicznym funkcjonowania. Pamiętać należy, że zaopatrzenie na obszarze gminy w energię elektryczną, ciepło oraz gaz stanowi zadanie własne gminy wg Art.7 ustawy o samorządzie gminnym. Zakres tego obowiązku precyzuje ustawa Prawo energetyczne stwierdzając, że do zadań gminy w zakresie zaopatrzenia w energię należy planowanie i organizacja zaopatrzenia na obszarze gminy. Z tak skonstruowanych zapisów prawa wynika jednoznacznie, że jeżeli przedsiębiorstwo ciepłownicze nie sprosta wyzwaniom czasów, odpowiedzialność za organizację zaopatrzenia w ciepło spoczywa na gminie. Ten sam artykuł mówi o obowiązku oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy.

Skuteczne planowanie energetyczne

W funkcjonującym w naszym kraju systemie planowania energetycznego, kluczowym dokumentem na poziomie lokalnym są „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe" w myśl Art. 19 ustawy Prawo energetyczne. Równolegle do planowania energetycznego w „Założeniach..." po stronie gminy, swoje Plany rozwoju wg Art. 16 ustawy jw. opracowują przedsiębiorstwa energetyczne. „Założenia do planu..." stanowią poniekąd w lokalnych systemach energetycznych, w tym ciepłowniczym, odpowiednik studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, czyli dokumentu ustalającego kierunki działań. A zatem logiczne jest, aby początek planowania nowego układu zasilania systemu ciepłowniczego był właśnie w tym dokumencie planistycznym. Dodatkowo, należy zwrócić uwagę, że ustawa Prawo energetyczne wyraźnie wskazuje na konieczność przeanalizowania w „Założeniach..." oceny stanu istniejącego i potrzeb rozwojowych systemów - w tym ciepłowniczego oraz możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek energii i lokalnych zasobów energii odnawialnej. Ww. analizy w aspekcie ciepłownictwa sieciowego winny dać wstępną odpowiedź odnośnie kierunków rozwoju układów źródłowych systemu ciepłowniczego. Jej uzgodniona z przedsiębiorstwem energetycznym wersja, po przyjęciu przez radę gminy, mogłaby być podstawą dalszych etapów planowania i realizacji układu zasilania systemu. Pamiętać należy, że odpowiedzialność gminy, nie kończy się na planowaniu. Jeśli przedsiębiorstwo nie zorganizuje zaopatrzenia w ciepło, to na gminę spada ta odpowiedzialność.

Realizacja inwestycji w energetyce, w tym w ciepłownictwie, to proces długotrwały, kilkuletni. Wstępny pomysł na model zasilania systemu ciepłowniczego w założeniach to początek drogi. Istotnym elementem w procesie przygotowania, projektowania i realizacji inwestycji, w którym gmina może być pomocna, jest organizacja i pozyskiwanie finansowania ze środków pomocowych krajowych (np. program Ciepłownictwo Powiatowe) i europejskich. Prognozowane nakłady w sektorze wytwórczym ciepła sieciowego będą znaczne. Istotną rolę odgrywać będą również inwestycje odbiorców ciepła, dla których środowisko do realizacji działań tworzyć będą regulacje krajowe i lokalne oraz presja ekonomiczna, wynikająca z sytuacji na rynku paliw. Bardzo istotne dla rozwoju sektora ciepłowniczego na poziomie lokalnym miasta, jest wspieranie rozwoju: badań i innowacji, które winny przysłużyć się przemianom, przy jednoczesnym tworzeniu warunków formalnych dla ich rozwoju, np. w planowaniu przestrzennym.

Bezpieczna dla odbiorców transformacja

Zastępowanie w chwili obecnej wykorzystywanych rozwiązań zaopatrzenia w ciepło nowoczesnymi rozwiązaniami da rozwój mocy opartych o odpadowe, odnawialne źródła energii i powinien być konstruowany w sposób nie zagrażający bezpieczeństwu pracy istniejących systemów. O tym często zapominają decydenci. Transformacja ciepłownictwa wymaga nie tylko analizy stanu i ustalenia modelu docelowego. Równie istotna jest ścieżka dojścia do tego modelu, która nie stworzy zagrożeń dla odbiorcy. Ścieżka ta jeszcze przez wiele lat wymagać będzie rezerwowania mocy energetyki OZE przez rozwiązania konwencjonalne. Biorąc pod uwagę wieloletni czas realizacji inwestycji w ciepłownictwie przyjąć należy, że przemyślany model przejściowy jest bardzo istotny dla bezpieczeństwa odbiorców.

Pamiętać należy, że zakup ciepła z OZE, oferowanego przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się obrotem ciepła lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym jest realizowany w pierwszej kolejności przed zakupem ciepła z innych źródeł, niebędących instalacjami OZE. Obowiązek zakupu dotyczy ciepła, które jest oferowane po cenie nie wyższej od średniej ceny ciepła z innych źródeł zasilających sieć. Ww. kwestię reguluje Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci. Tak więc jeśli przedsiębiorstwa i gminy nie podejmą działań, ktoś może to zrobić za nich.

Wcześniejsze wywody wskazują na to, że status systemu efektywnego w myśl obowiązującego prawa może dać efekt ograniczenia kosztów ciepła dla odbiorców końcowych. Tak więc przyjąć można, że efektywny energetycznie system ciepłowniczy stanowi szansę dla gminy na realizację takiego układu zaopatrzenia w ciepło, który będzie atrakcyjny dla mieszkańców i uniezależniony, przynajmniej częściowo, od sytuacji na rynku nośników energii. A za zaplanowanie takich działań na poziomie lokalnym odpowiada gmina i przedsiębiorstwa energetyczne.

> Wg danych Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie opublikowanych w Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą 2040 r., udział systemów efektywnych w skali kraju wynosi niespełna 20%

Planowanie zmian w układzie zasilania systemu

Jak zaplanować zmianę układu zasilania systemu ciepłowniczego? To pytanie złożone. Określić można kilka wskazówek, które pomogą wykonać tą pracę. Po pierwsze, należy oprzeć się na potencjale lokalnym z terenu gminy i regionu, uwzględnić prezentowaną w Strategii dla ciepłownictwa hierarchizację źródeł ciepła, która słusznie zakłada, że w pierwszej kolejności należy systemy ciepłownicze zaopatrywać ze źródeł wykorzystujących technologie termicznej utylizacji odpadów. Pod pojęciem odpadu należy rozumieć nie tylko odpady komunalne, ale wszelkiego rodzaju biomasę, odpady z procesów komunalnych, usług i przemysłu, które są dostępne lokalnie. Dalej zasilanie systemu winno opierać się na energii ze źródeł odnawialnych i źródeł energii odpadowej i dopiero po ich zagospodarowaniu - na bazie rozwiązań konwencjonalnych. Te ostatnie pełnić też powinny rolę rezerwowych. Należy szukać rozwiązań na poziomie lokalnym i nie bać się rozwiązań innowacyjnych. Układ zasilania systemu ciepłowniczego już obecnie powinien być układem: wieloźródłowym, wielopaliwowym - z możliwością zamiennej pracy różnych rozwiązań. Źródła zasilania powinny być zróżnicowane, co da systemowi możliwość dopasowania się do sytuacji zewnętrznej. W systemie ciepłowniczym powinno się wykorzystywać potencjał niskotemperaturowej energii z terenu gminy. Taką możliwość daje dostępna na szeroką skalę i stale się rozwijająca, technologia pomp ciepła, również wysokotemperaturowych. Na rynku dostępne są pompy ciepła, które mogą wyprodukować wodę o temperaturze 120°C i dysponują mocami ponad 2000 kW. W europejskich systemach ciepłowniczych, już w 2017 r. funkcjonowały 143 instalacje wykorzystujące pompy ciepła o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 1568 MW. Średnia moc takiej instalacji wynosi 11 MW [Energies 2017, 10, 578]. Dolnym źródłem ciepła dla ww. układów są: woda ściekowa, zbiorniki oraz cieki wodne, ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych, wody

geotermalne, spaliny, ciepło z chłodzenia budynków, magazyny ciepła zasilane ciepłem pochodzenia słonecznego.

Układ organizacyjny systemu ciepłowniczego nie musi być jednolity. Pracować na potrzeby produkcji ciepła mogą w nim nie tylko przedsiębiorstwa bezpośrednio związane z dystrybutorem, albo sam dystrybutor. Mogą to być różne podmioty, które mają w dyspozycji „paczki" energii, które za pośrednictwem systemu ciepłowniczego można przekazać odbiorcom. Nie należy obawiać się współpracy z potencjalnymi dostawcami zewnętrznymi, dlatego że ich potencjał może być szansą na nieinwestowanie we własne urządzenia, które pracować będą, na paliwach podlegających w chwili obecnej, niespotykanym od szeregu lat podwyżkom cen, co stanowi niepotrzebne ryzyko. W pierwszej kolejności w wypadku każdej z gmin wykorzystać należy synergię dyscyplin gospodarki komunalnej, potencjał energii odpadowej jaki znaleźć można w gospodarce wodno-ściekowej i gospodarce odpadami komunalnymi oraz odpadami różnego typu powstającymi na terenie gminy, szczególnie związanymi z gospodarką zielenią. Jest to obowiązek. Pamiętać należy o rozwijaniu różnych form magazynowania energii - w tym magazynowania w układzie sezonowym. Nie do przekreślenia są rozwiązania, które zakładać będą produkcję energii również przez odbiorców na potrzeby własne - ze współpracą z systemem ciepłowniczym zasilanym centralnie.

> Istotne znaczenie w aspekcie poszukiwania rozwiązań dla zasilania systemu ciepłowniczego, będzie miało położenie geograficzne gminy oraz charakter prowadzonej na jej terenie dawniej i w chwili obecnej działalności przemysłowej lub gospodarczej

Bardzo waży rozwój technologii

Obszary rozwoju technologii, które zastępować mogą obecnie wykorzystywane, zostały m. in. określone w programie NCBiR „Nowe technologie w zakresie energii" z grudnia 2020 r. Potrzeba rozwijania nowych technologii w energetyce lokalnej, w tym w ciepłownictwie, w sytuacji kryzysu na rynku paliw stanowiącego konsekwencję wojny w Ukrainie, wymusza z uwagi na potencjalny ich lokalny charakter - działania na szczeblu gminy. Przyjąć można, że zaprezentowane w programie NCBiR jw. kierunki rozwoju technologicznego stanowią kompletną, na chwilę obecną, listę technologii, które w najbliższej perspektywie będą rozwijać się na terenie kraju. Stymulowanie ich rozwoju na terenie miasta, również w aspekcie zasilania systemu ciepłowniczego, stanowić będą racjonalne, z punktu widzenia ogólnokrajowych założeń, wpisanie się gminy w rozwój nowych technologii energetycznych, zastępujących dotychczas wykorzystywane na poziomie lokalnym. Z programu wynika, że szans poszukiwać należy w niżej wymienionych obszarach technologicznych:

- energetyka solarna,
- energetyka wiatrowa,
- technologie wytwarzania i wykorzystania wodoru,
- magazyny energii i mikrosieci energetyczne i cieplne,
- energetyczne wykorzystanie odpadów i ciepła z gazów poprocesowych,
- energetyczne wykorzystanie ciepła geotermalnego.

Istotne znaczenie w aspekcie poszukiwania rozwiązań dla zasilania systemu ciepłowniczego, będzie miało położenie geograficzne gminy oraz charakter prowadzonej na jej terenie dawniej i w chwili obecnej działalności przemysłowej lub gospodarczej.

Prace nad tymi poszukiwaniami trwają. Uruchomione przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w 2020 r. wg założeń jw. projekty „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE" oraz „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym" mają tym poszukiwaniom służyć. Przedsięwzięcia mają na celu dokonanie modernizacji układu zasilania systemu ciepłowniczego i konwencjonalnego źródła ciepła do ciepłowni wykorzystującej w produkcji energii nawet 95% odnawialnych źródeł energii z wyłączeniem spalania biomasy.

Wybrane w procedurze konkursowej rozwiązanie w ramach przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE" zostanie wykonane w Lidzbarku Warmińskim. Wg NCBR udział OZE w tej instalacji przekroczy 90%, a koncepcja opiera się na wykorzystaniu współpracy pomp ciepła z systemem wielostopniowego magazynowania ciepła oraz wykorzystania energii z instalacji fotowoltaicznych. Przedsięwzięcie zakłada sezonowe magazynowanie ciepła równolegle w niskotemperaturowym magazynie gruntowym oraz wysokotemperaturowym magazynie, co dać ma efektywną pracę pomp ciepła zasilających sieć ciepłowniczą bez konieczności wsparcia źródłem szczytowym. Wg autorów opracowane rozwiązanie może znaleźć zastosowanie nie tylko w centralnym źródle ciepła, ale także w modernizacji węzłów grupowych lub w nowych instalacjach zasilających wybrane fragmenty sieci ciepłowniczej.

W drugim z wymienionych projekcie, elektrociepłownia powstaje w Sokołowie Podlaskim. Wg informacji publikowanej na stronach NCBiR instalacja, w której udział OZE przekroczy 95%, składa się z biogazowni rolniczej, stacji uzdatniania/uszlachetniania biogazu, biogazociągu, linii SN 15 kV oraz Zintegrowanego Systemu Wytwarzania Ciepła OZE: blok bio-kogeneracji, kocioł na biogaz, pompy ciepła zasilane wytwarzanym na miejscu biogazem. Oba projekty to bardzo ciekawe przed-

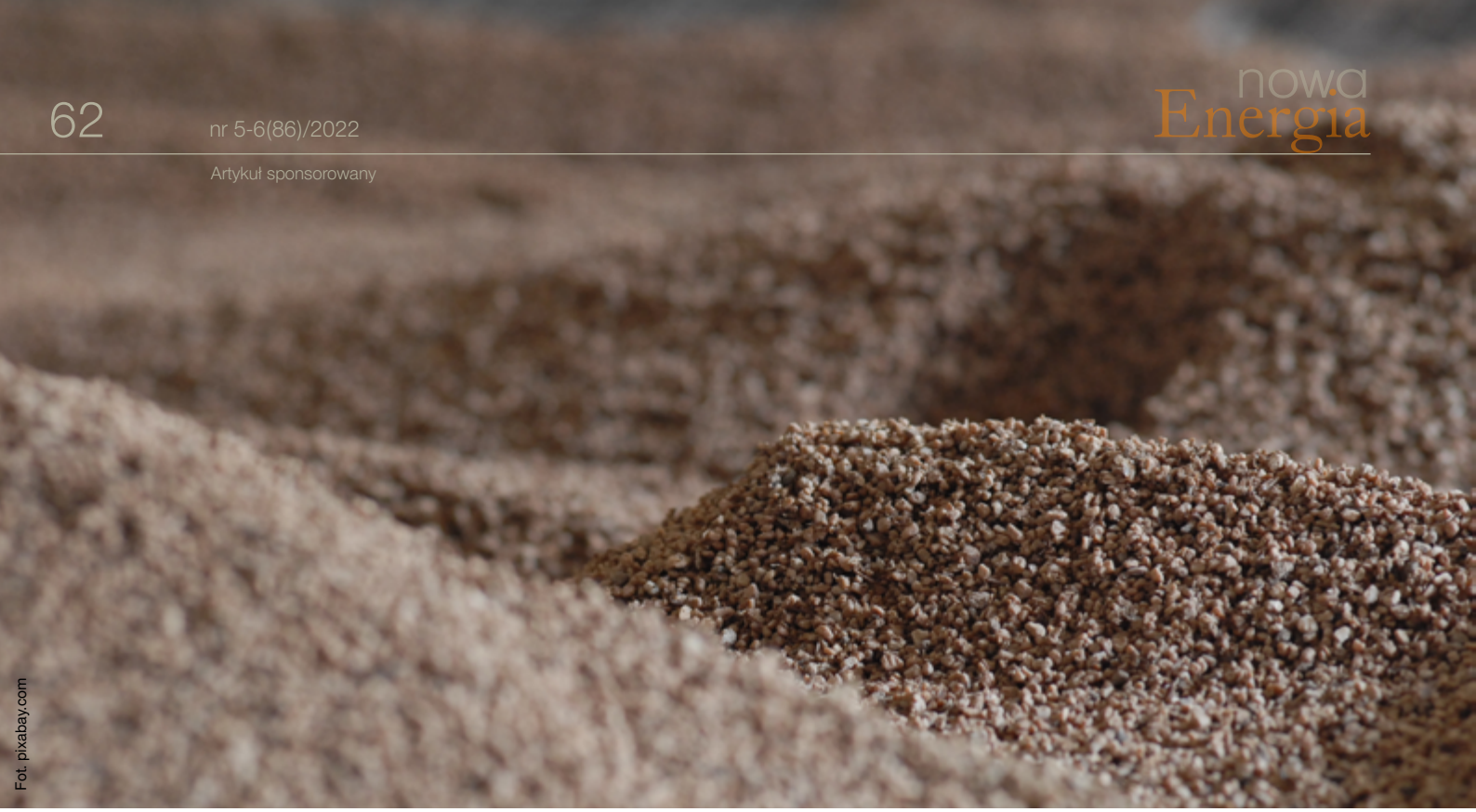
sięwzięcia, które mogą zmienić obraz krajowego ciepłownictwa. Co należy podkreślić, za pomocą NCBR realizacja projektów stała się możliwa dzięki wsparciu Funduszy Europejskich w ramach Programu Inteligentny Rozwój. Chyba nikt nie ma wątpliwości, że transformacja ciepłownictwa bez środków pomocowych byłaby bardzo trudna.

Rozważania na temat zastępowania istniejących rozwiązań zaopatrzenia w ciepło każdorazowo prowadzą do przemyśleń o nieuniknionej docelowej elektryfikacji całego końcowego zużycia energii, również w ogrzewnictwie. Pogląd taki potwierdzają liczne publikacje w tym obszarze. Motorem zmian w tym kierunku będą m. in.: elektryfikacja transportu, rozwój oraz upowszechnienie technologii magazynowania energii, digitalizacja, decentralizacja usług, elektryfikacja budynków (m. in. poprzez systemy zarządzania systemami ogrzewania i chłodzenia), inteligentne zarządzanie popytem i podażą na rynku detalicznym. Ta wizja nie przekreśla funkcjonowania w przyszłości systemów ciepłowniczych. W wielu polskich miastach mamy do czynienia z rozwiniętymi wodnymi systemami ciepłowniczymi. W procesie programowania długoterminowych zmian, w układzie ich zasilania należy przewidzieć rozwój rozwiązań opartych na energii elektrycznej produkowanej w OZE. Takie podejście nie przekreśla funkcjonowania systemów ciepłowniczych wodnych. Rozwiązania pomp ciepła zasilanych energią elektryczną przetwarzających energię niskotemperaturową ścieków lub wód kopalniach są rozwijane. Taka produkcja ciepła w wybranych punktach wymaga jego transportu do odbiorcy, który najprościej jest zrealizować za pomocą systemu sieci ciepłowniczych. Wiodąca rola energii elektrycznej w przyszłości wynika m. in. z faktu dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii produkujących energię elektryczną, takich jak ogniwa fotowoltaiczne, czy elektrownie wiatrowe. Coraz częściej rozwiązania te w różnej formule wykorzystywane są również w ciepłownictwie sieciowym. Wspomnieć należy również na koniec o idei autonomicznych obszarów energetycznych. Obejmują one najczęściej swoim zakresem źródła wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, zasobniki energii, odbiorców mocy elektrycznej i ciepła oraz urządzenia sterujące. Jako demonstracyjny projekt Tauron Polska Energia uruchomił w Bytomiu mikro sieć, czyli małą sieć elektroenergetyczną pozwalającą na zagwarantowanie, nawet w sytuacjach ekstremalnych, dostaw energii elektrycznej dla odbiorców do niej przyłączonych. Uruchomiona na terenie dawnej kopalni Szombierki mikrosieć składa się z: 2 instalacji fotowoltaicznych, 5 mikro turbin wiatrowych, agregatu gazowego, magazynu energii oraz innowacyjnej stacji transformatorowej [www.bytomski.pl, 03/2022]. Instalacja zostanie wyposażona w systemy bezpieczeństwa, system monitoringu, oświetlenie, stację meteorologiczną. Przetestowaną w Bytomiu mikro sieć Tauron chce wprowadzić do oferty sprzedażowej, jako rozwiązanie „szyte na miarę". Zwiększeniu zainteresowania mikrosieciami sprzyjać będą rozwój źródeł rozproszonych i taniejące technologie magazynowania energii. Takie sieci mogą potencjalnie współpracować z systemami wzajemnie gwarantując sobie rezerwowanie mocy. W wypadku budowy kompleksów obiektów miejskich również istnieje możliwość implementacji rozwiązań mikrosieci współpracujących z magazynami, które tworzyć będą dla tych kompleksów częściową niezależność energetyczną, dając korzyści środowiskowe i ekonomiczne. □

Dr inż. Adam Jankowski
Pracowania Planowania Energetycznego. Absolwent Politechniki Śląskiej oraz Śląskiego Środowiskowego Studium Doktoranckiego. Od 20 lat związany z energetyką - w tym ciepłownictwem sieciowym. W tym czasie był autorem lub współautorem dokumentów lokalnego planowania energetycznego dla ponad 100 polskich miast i gmin oraz analiz, studiów i koncepcji projektowych dla ponad 50 przedsiębiorstw, w tym energetycznych z terenu kraju i UE.

Literatura:

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne", Dz.U. 2021, poz. 716 2022, poz 1385 z późn. zm. oraz rozporządzenia do tej ustawy.
2. Publikacje i decyzje URE, www.ure.gov.pl/pl/cieplo, 2022.
3. „Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r." Ministerstwo Klimatu i Środowiska maj 2022.
4. „Załącznik analityczny strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r." Przygotowany na bazie raportu „Ścieżki Transformacji Ciepłownictwa" Instytutu Ochrony Środowiska Państwowy Instytut Badawczy wrzesień 2021.
5. „Raport o Ciepłownictwie". Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, mar. 2020.
6. „Dobre praktyki ciepłownicze z Danii i Niemiec. Wnioski dla Polski", Andrzej Rubczyński, Forum Energii; 2018 r.
7. „Ciepłownictwo - zapomniany sektor energii - Ciągle z szansą na sukces, pomimo spóźnionego startu" Andrzej Rubczyński, Forum Energii; 2022 r.
8. Program strategiczny „Nowe technologie w zakresie energii", Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, 2020.
9. „Kurs na dekarbonizację. Pomysły na „zazielenianie" polskiego ciepłownictwa zgłaszane do NCBR", Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, październik 2022.
10. "Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems", Energies 10-578, 2017,
11. „Rewolucja w ciepłownictwie już jest. Polska musi tylko dogonić Europę", Piotr Górnik , money, 2022.
12. „Czas pożegnać się z energetyką konwencjonalną", Jan Popczyk, BiznesAlert, 2016.
13. „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania"; Uchwała nr LXIX/1252/VIII/2022 z dnia 2022-07-12 Rady Miasta Poznania.



Fot. pixabay.com

Katarzyna Wolny-Tomczyk
Adwokat, Prezes Zarządu Związku Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy

Energetyczne paliwo zastępcze

Czyli jak zoptymalizować wykorzystywanie biomasy i frakcji kalorycznej odpadów?

Wyczerpywanie się surowców, z których pozyskiwana jest energia powoduje, że niezbędne, zarówno w aspekcie ekologicznym, jak i ekonomicznym, staje się skuteczne korzystanie ze wszelkich dostępnych zasobów. Wprowadzenie i rozwój zrównoważonej polityki energetycznej jest celem, który powinniśmy realizować dla polepszenia dobrobytu społeczeństwa poprzez dążenie do utrzymania równowagi pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym, zaspokojeniem potrzeb społecznych, konkurencyjnością usług w sektorze, a ochroną środowiska. Wprowadzenie zrównoważonego systemu energetycznego ma zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, jakość i niezawodność dostaw, a także konkurencyjność i efektywność.

Wraz z rozwojem gospodarczym możemy zaobserwować wzrost zapotrzebowania na energię, a jednocześnie stale malejące zasoby paliw kopalnych jako nieodnawialnych źródeł energii. Trend wzrostu demograficznego będącego naturalnym zjawiskiem sprawia, iż wzrasta popyt na wszelkiego rodzaju towary i usługi, co z kolei niesie za sobą konieczność zwiększenia produkcji. Powyższe procesy, choć naturalne i dające się przewidzieć, skutkują tym, że przedsiębiorcy muszą podejmować działania zmierzające do optymalizacji technik i technologii produkcji. Kluczowe znaczenie dla procesu optymalizacji ma zaś umacnianie zrównoważonego rozwoju gospodarki, a także dążenie do przejścia na bezpieczną, neutralną dla klimatu i efektywnie korzystającą z zasobów gospodarkę o obiegu zamkniętym. Koniecznym jest zatem poszukiwanie takich źródeł odnawialnych, które będą mogły sprostać potrzebom przyszłego świata i jego zapotrzebowaniu na energię.

Paliwa alternatywne

Zrównoważony rozwój gospodarki to również racjonalna gospodarka odpadami, która jest bezpośrednio związana z wykorzystaniem paliw alternatywnych na cele energetyczne. Paliwo alternatywne to wszystkie materiały i substancje, które mogą zostać wykorzystane jako paliwo inne niż paliwa konwencjonalne, czyli paliwa kopalne oraz paliwa nuklearne. Do powszechnie znanych paliw alternatywnych zaliczamy: biodiesel, bioalkohol (metanol, etanol, butanol), paliwo z odpadów (RDF), chemicznie magazynowana energia elektryczna (baterie i ogniwa paliwowe), wodór, metan i biogaz ze źródeł odnawialnych, olej roślinny, propan i inne produkty biomasy.

Paliwo z odpadów

Paliwo z odpadów, czyli RDF (*Refuse Derived Fuel*), to najprościej rzecz ujmując wyselekcjonowane odpady o wysokiej wartości opałowej, wynoszącej 14-19 MJ/kg. Obecnie, jak wynika z informacji rynkowych, w Polsce mamy do czynienia z nadpodażą RDF, co oznacza, że w sektorze przemysłowym brak jest wystarczającej liczby odbiorców paliw alternatywnych. Paliwa alternatywne wykorzystywane są głównie przez cementownie, którym pozwala na to proces technologiczny. W Unii Europejskiej cementownie zaspokajają średnio 46% swojego zapotrzebowania na ciepło paliwami alternatywnymi, zastępując tym samym paliwa kopalne. Produkcja cementu została uznana za jeden z sześciu rodzajów działalności, które mają największy potencjał łagodzenia zmian klimatycznych.

Co nam daje energetyczne wykorzystanie RDF?

- Paliwo RDF ma niższą emisyjność - ok. 50% CO_2 w porównaniu do paliw węglowych,
- Ma też niższe dopuszczalne poziomy emisji innych substancji, paliwo to może być stosowane zarówno w dużych obiektach spalania, jak i w obiektach o mniejszej mocy, w tym lokalnych ciepłowniach i elektrociepłowniach,
- Paliwo RDF odznaczające się kalorycznością na poziomie 18 MJ/kg, pozwala zastąpić spokojnie ok. 20% tradycyjnego paliwa kopalnego,
- Wdrożenie RDF do spalenia znacząco obniża emisję pyłu, CO_2, SO_2 oraz NO_x w stosunku do tradycyjnych instalacji opartych o paliwo węglowe,
- RDF jest tańszy od węgla i gazu ziemnego. Współspalanie paliwa alternatywnego jako produktu doprowadza do obniżenia raportowania CO_2 - jest to korzyść finansowa; ceny na giełdzie uprawnień do emisji CO_2 wykazują tendencję wzrostową,
- Energia ze spalenia RDF jako produktu (nie odpadu), zawierającego 50% bio, zaliczana jest jako energia z OZE. Zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację,
- Ograniczenie importu węgla kamiennego i gazu ziemnego - ograniczenie wypływu kapitału polskiego do zagranicznego poprzez zakup paliw ciekłych, stałych i gazowych,
- Modernizacja i rozbudowa krajowej sieci ciepłowniczej - wykorzystanie istniejącej w Polsce infrastruktury do produkcji i przesyłania ciepła,
- Rozwiązanie umożliwi obniżenie kosztów zagospodarowania odpadów i wytwarzania energii na terenie całego kraju i stanowić będzie szansę rozwojową, zwłaszcza w dobie realizacji planu redukcji wydobycia i wykorzystania węgla kamiennego.

> Biomasa jest jednym najpopularniejszych, stosowanym od setek lat źródeł energii odnawialnej. Może być bezpośrednio paliwem, a w przypadku suchej biomasy - jej ciepło spalania wynosi 18 MJ/kg

Biomasa

Biomasa oznacza ulegającą biodegradacji frakcję produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej (w tym substancje pochodzenia roślinnego i zwierzęcego), leśnej i powiązanych gałęzi przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także biogazy i ulegającą biodegradacji frakcję odpadów przemysłowych i komunalnych. W ramach wysiłków dążących do uniezależnienia potrzeb energetycznych od paliw kopalnych pojawiła się również tendencja

Fot. pixabay.com

do zaawansowanej konwersji biomasy, głównie do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach cieplnych.

Oprócz bezpośredniego spalania wysuszonej biomasy, energię pochodzącą z biomasy uzyskuje się również poprzez:

- zgazowanie - gaz generatorowy (głównie wodór i tlenek węgla) powstały ze zgazowania biomasy w zamkniętych reaktorach (tzw. gazogeneratorach) - jest on spalany w kotle lub bezpośrednio napędza turbinę gazową, bądź silnik spalinowy,
- w wyniku fermentacji biomasy otrzymuje się biogaz, metanol, etanol, butanol i inne związki, które mogą służyć jako paliwo,
- estryfikację - biodiesel. Biomasa jest jednym z najstarszych paliw, które są wykorzystywane przez ludzi.

Biomasa jest jednym najpopularniejszych, stosowanym od setek lat źródeł energii odnawialnej. Może być bezpośrednio paliwem, a w przypadku suchej biomasy - jej ciepło spalania wynosi 18 MJ/kg. Realny potencjał ekonomiczny biomasy w Polsce szacowany jest na poziomie 600 168 TJ w 2020 r., potencjał rynkowy zaś na poziomie 533 118 TJ (dane Instytutu Energetyki Odnawialnej - Możliwości wykorzystania OZE w Polsce do 2020 r.).

Korzyści wynikające z paliw alternatywnych

Korzystanie z paliw alternatywnych jako zasobów odnawialnych przy produkcji energii niesie za sobą wiele korzyści. Nie zawsze jednak uświadamiamy sobie, na jak wiele obszarów życia może mieć wpływ zwiększenie udziału tej energii na rynku energetycznym. W pierwszej kolejności zapewnia nam bezpieczeństwo energetyczne, bowiem korzystanie z paliw alternatywnych nie zmniejsza ich zasobów i nie stwarza ryzyka ich wyczerpania. Dodatkowo, co w obecnych czasach jest niezwykle istotne, umożliwia niezależność energetyczną. Dostęp do biomasy i odpadów w Polsce jest przecież w każdym miejscu, co oznacza brak konieczności importu surowców kopalnych z innych państw. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii może mieć znaczący wpływ na ceny prądu i ciepła - konwencjonalne źródła energii, w przeciwieństwie do odnawialnych są drogie i coraz trudniejsze w wydobyciu. Jednym z największych plusów energii odnawialnej jest również ograniczenie emisji CO_2. Rezygnacja z elektrowni węglowych pomogłaby zmniejszyć emisję szkodliwych substancji, a tym samym poprawić stan środowiska naturalnego.

Energetyczne paliwa zastępcze są ekonomiczne, ekologiczne i pomagają dbać o środowisko, co jest niezwykle istotne w kontekście zachodzących zmian klimatycznych. Inwestując w EZP możemy już teraz zadbać o środowisko i przyszłe pokolenia! □

Dr inż. Mieszko Tokarski; Dr hab. inż. Rafał Buczyński, prof. AGH; Dr hab. inż. Andrzej Strugała, prof. AGH,
Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Technologii Paliw, AGH

Spalanie niskogradientowe i wodór

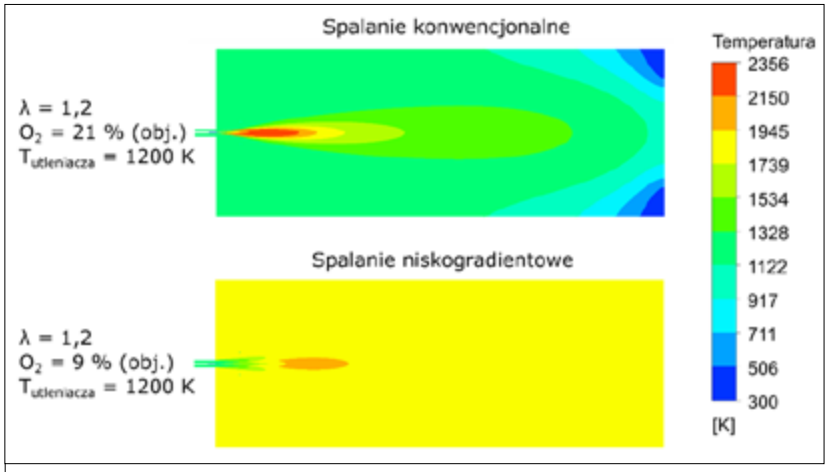
Czy mogą okazać się receptą na coraz bardziej restrykcyjne normy emisyjne?

Unia Europejska nie zamierza zwalniać tempa w „zielonej transformacji" i to pomimo obecnych komplikacji na rynkach paliw i energii. W najbliższych latach zaostrzone normy emisyjne będą dotyczyły użytkowników „dużych" i „średnich" obiektów spalania energetycznego, o nominalnej mocy cieplnej większej lub równej 1 MW[1]. Nowe regulacje, zatem, dotkną sporej części przedsiębiorców. Ulżyć im może technologia opracowana w latach 90. zeszłego stulecia, a przeżywająca obecnie swój renesans.

Mowa tu o technologii, która w literaturze figuruje pod nazwami HiTAC[2], MILD[3], FLOX[4], CDC[5], czy FC[6]. Znaleźć można również określenia takie jak spalanie niskotemperaturowe (LTC[7]), czy spalanie niskogradientowe (LGC[8]) i to tego ostatniego określenia będziemy się trzymać w tym artykule. Dlaczego? Zostanie to wyjaśnione w następnych akapitach.

Technologia tzw. spalania niskogradientowego została opracowana w początku lat 90. przez kilka niezależnych od siebie zespołów, m. in. z Niemiec (Wünning and Wünning, WS GmbH) oraz z Japonii (Nippon Furnace Kogyo Kaisha Ltd.), przy współpracy z International Flame Research Foundation (IFRF). Zauważono wówczas, że podgrzanie powietrza do temperatury ok. 1600 K i wprowadzenie go z dużą prędkością do komory spalania powoduje „zniknięcie" płomienia [1]. Początkowo sądzono, że spalanie zostało przerwane, jednak pomiary składu spalin wskazywały na to, że reakcje chemiczne wciąż miały miejsce - i to pomimo braku widzialnego płomienia. Zjawisko to stało się w następnych latach przedmiotem intensywnych badań, o czym świadczą setki publikacji w tym temacie ukazujące się po dziś dzień [1]-[4].

Efekt „niewidzialnego" płomienia, jak się później okazało, otrzymać można na kilka sposobów, m. in.: przez podgrzanie utleniacza do temperatury przekraczającej temperaturę samozapłonu paliwa (z reguły pow. 1200 K), tak by w wyniku ich kontaktu doszło do reakcji chemicznych - implementację tego rozwiązania stanowi HiTAC, wymaga to jednak odpowiedniego rozmieszczenia palników i dawkowania substratów (podgrzew utleniacza realizuje się w rekuperatorze i regeneratorze, co pozwala odzyskać znaczną część entalpii spalin i podnieść efektywność procesu); przez utrzymywanie wysokiej temperatury wewnątrz komory spalania (pow. 1000 K) w połączeniu z bardzo silną recyrkulacją spalin w komorze, tzw. FLOX; czy przez podgrzanie utleniacza i rozcieńczenie go spalinami do poziomu zawartości tlenu nie przekraczającego ok. 10%, w połączeniu z silną recyrkulacją w komorze spalania - rozwiązanie to jest znane jako MILD i to ono stało się w ostatnich latach rozwiązaniem dominującym w literaturze [1]-[3].



Rys. 1. Przykładowe profile temperatury przy spalaniu metanu: konwencjonalnym i niskogradientowym; λ - współczynnik nadmiaru powietrza, -; O_2 - molowa zawartość tlenu w utleniaczu, %

Jak widać, sposobów na osiągnięcie „celu" jest kilka, a wspólnym mianownikiem jest „niewidzialny" płomień. Oznacza to, że spalanie zachodzi w znacznie większej objętości komory niż w przypadku konwencjonalnego spalania (którego efektem jest świecący płomień w rejonie palnika). W takich warunkach strefa reakcji rozciągnięta na niemal całą objętość komory spalania, co powoduje wyrównanie temperatury w dostępnej objętości przy jednoczesnym obniżeniu maksymalnej temperatury o, co najmniej, kilkaset stopni. Spalanie w warunkach wyrównanej i obniżonej temperatury przy silnym mieszaniu substratów i produktów nazywane jest spalaniem niskogradientowym (od „niskich" gradientów temperatury i koncentracji substratów oraz produktów). Określenie to jest najpojemniejsze ze wszystkich wymienionych wcześniej i odnosi się do efektu końcowego, wspólnego dla wszystkich rozwiązań - stąd będziemy się go trzymać.

Zalety spalania niskogradientowego

Obniżenie temperatury płomienia ma pozytywny wpływ nie tylko na materiały palników i komory, ale, przede wszystkim, na sam proces spalania, którego przewaga nad spalaniem konwencjonalnym objawia się jako znaczące obniżenie emisji tlenków azotu *in situ nawet* do poziomu kilkudziesięciu ppm (w zależności od paliwa i warunków) bez stosowania dodatkowych reagentów, czy katalizatorów[9]. W przypadku obecności dużej zawartości azotu w paliwie, redukcja NO_x nadal jest znacząca. To samo tyczy się stężenia CO. Spalanie niskogradientowe umożliwia również efektywne spalanie szerokiej gamy paliw: od gazu syntezowego i koksowniczego, przez gaz ziemny i pył węglowy, aż po sam wodór - i właśnie to wodór stanowi tutaj bardzo atrakcyjny argument [5]-[8].

Wodór w spalaniu niskogradientowym

Europa, w obszarze gazu ziemnego, zależna jest od importu zewnętrznego (tj. spoza granic UE), co w połączeniu z zawirowaniami na rynkach i w polityce, może wpływać na znaczące wahania ceny surowca, jak i na jego dostępność. Z kolei wodór jest obiecującym „sposobem" na magazynowanie nadwyżek energii produkowanej przez OZE. Udział OZE w miksie energetycznym rośnie (głównie za sprawą ruchu prosumenckiego) i stanowi coraz większe wyzwanie dla stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego, jako że budowa magazynów energii wciąż nie jest powszechną praktyką. Oznacza to, że wodór może odgrywać coraz istotniejszą rolę w magazynowaniu energii i jednocześnie być dostarczany przez rynek wewnętrzny. Jego podaż jest zatem niezależna (lub zależna w znacznie mniejszym stopniu) od czynników zewnętrznych (nie licząc pogody). Podaż ta, najprawdopodobniej, będzie w następnych latach rosnąć, ponieważ UE postrzega wodór jako ważny element „zielonej transformacji"[10].

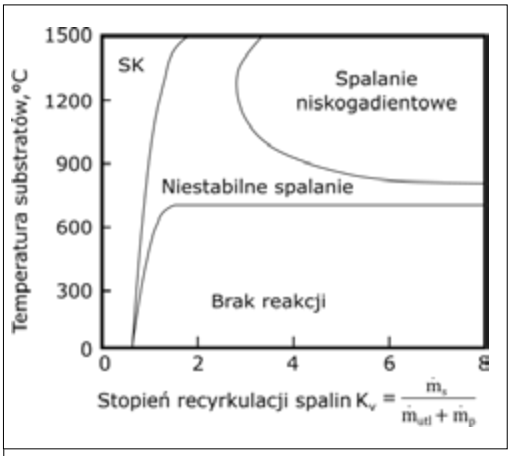
Wodór ma ponad dwukrotnie wyższą wartość opałową niż metan (120 MJ/kg dla wodoru i 50 MJ/kg dla metanu), charakteryzuje się wysoką maksymalną normalną prędkością spalania (3,25 m/s dla wodoru i 0,45 m/s dla metanu), niską gęstością (i wysoką dyfuzyjnością) oraz szeroką granicą palności. Niska gęstość wodoru powoduje, że jego wartość opałowa odniesiona do objętości jest dużo niższa niż metanu (10,8 MJ/m^3 dla wodoru w porównaniu do 35,8 MJ/m^3 dla metanu). Z powodu dużych różnic właściwości wodoru od innych paliw, jest on „paliwem" kłopotliwym i wymaga specjalnego traktowania. Dlatego też obecnie raczej współspala się go z innymi paliwami, np. z metanem albo wzbogaca się nim gaz syntezowy, co nie wyklucza jednak spalania czystego H_2. Wzrost zawartości wodoru w paliwie generalnie powoduje wzrost temperatury spalania w reżimie niskogradientowym, co przekłada się na wyższe emisje NO_x, (głównie przez mechanizm NNH zakładając podgrzanie substratów do temperatury nieprzekraczającej 1800 K, powyżej której dominować zaczynają NO_x termiczne) i na rozszerzenie strefy reakcji. Wzrostowi temperatury można zaradzić m. in. zwiększając pęd strugi, co przekłada się na zwiększenie recyrkulacji i mieszania w strefie reakcji oraz przez obniżenie stężenia tlenu w utleniaczu (co osiąga się np. rozcieńczaniem utleniacza spalinami). Jednakże właściwe dawkowanie wodoru przy odpowiednich warunkach może mieć skutki zgoła odmienne i prowadzić do obniżenia NO_x np. przez tzw. *reburning*. Istnieje też możliwość dawkowania wo-

doru przy jednoczesnym ograniczeniu mechanizmów termicznego i natychmiastowego powstawania NO_x przez odpowiednie sterowanie parametrami procesu. Niektórzy sądzą, że właściwe niskogradientowe spalanie czystego wodoru (lub mieszanek o dużym stężeniu H_2) powinno skutkować niższą emisją tlenków azotu niż spalanie metanu z powodu produkcji innych rodników[11]. Domieszka wodoru zwiększa też stabilność niskogradientowego spalania i rozszerza zakres warunków, w których można ten proces realizować. Ma to szczególnie duże znaczenie w przypadku spalania niskogradientowego paliw ubogich (np. gaz syntezowy, gaz koksowniczy) oraz ograniczenia emisji CO_2 w wyniku zastąpienia węglowodorów samym wodorem [7], [9]-[12].

Numeryczna mechanika płynów (CFD), a spalanie niskogradientowe

Spalanie to bardzo złożony proces, którego odpowiednie zaprojektowanie jest skomplikowanie i wymaga specjalistycznej wiedzy oraz narzędzi. Współcześnie wykorzystuje się do tego metody numeryczne - modelowanie CFD[12], a rosnące moce obliczeniowe komputerów tylko zwiększają jego (CFD) znaczenie i możliwości w przewidywaniu parametrów procesowych i efektów energetycznych spalania (w tym spalania niskogradientowego). Analizy CFD mogą dostarczyć cennej wiedzy na temat wykonalności i opłacalności inwestycji jeszcze przed budową instalacji laboratoryjnej lub pilotażowej. Trzeba być jednak świadomym tego, że CFD ma swoje ograniczenia wynikające z aktualnego stanu wiedzy - zwłaszcza w obszarze modelowania spalania wodoru, gdzie wciąż jest dużo do zrobienia. Są jednak już prace świadczące o tym, że i w tym temacie można dokładnie przewidywać rozkład temperatury w komorze spalania. Do dopracowania zostają jeszcze mechanizmy reakcji, które pierwotnie opracowane były dla innych paliw niż wodór i innych warunków spalania, niż te występujące w spalaniu niskogradientowym [14]-[17].

Podsumowując, spalanie niskogradientowe pozwala efektywnie spalać praktycznie każdy rodzaj paliwa. Cechuje się wyższą efektywnością, mniejszą emisją zanieczyszczeń oraz mniejszym hałasem w porównaniu do tradycyjnego spalania. Aby wytworzyć warunki niskogradientowe należy odpowiednio zaprojektować komorę spalania (nowo budowaną lub modyfikowaną). Bardzo pomocne jest tutaj oprogramowanie oparte na numerycznej mechanice płynów CFD, która pozwala na znaczące obniżenie kosztów projektu/inwestycji.



Rys. 2. Zakres stosowalności spalania niskogradientowego: SK - spalanie konwencjonalne; $\dot{m}_s$ - strumień recyrkulowanych spalin, kg/s; $\dot{m}_{ut}$ - strumień utleniacza, kg/s; $\dot{m}_p$ - strumień paliwa, kg/s (rysunek sporządzony na podstawie [3], [13])

Odpowiednio przeprowadzone spalanie wodoru w reżimie niskogradientowym dodatkowo rozszerza (już i tak szeroki) zakres stosowalności tej technologii, zwiększa stabilność procesu i zmniejsza emisje NO_x oraz CO_2. Wodór ma dużą szansę odgrywać wiodącą rolę już w niedalekiej przyszłości, jako środek magazynowania nadwyżek energii, dlatego warto interesować się już obecnie tym nośnikiem energii i sposobami jego efektywnego pozyskania oraz zagospodarowania, np. na drodze spalania niskogradientowego. □

Literatura

[1] P. F. Li et al., 'Progress and recent trend in MILD combustion', Sci China Technol Sci, vol. 54, no. 2, pp. 255–269, Feb. 2011, doi: 10.1007/s11431-010-4257-0.

[2] R. Weber, A. K. Gupta, and S. Mochida, 'High temperature air combustion (HiTAC): How it all started for applications in industrial furnaces and future prospects', Appl Energy, vol. 278, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115551.

[3] J. Mi, P. Li, F. Wang, K. P. Cheong, and G. Wang, 'Review on miLD combustion of gaseous fuel: Its definition, ignition, evolution, and emissions', Energy and Fuels, vol. 35, no. 9. American Chemical Society, pp. 7572–7607, May 06, 2021. doi: 10.1021/acs.energyfuels.1c00511.

[4] R. Buczyński, I. Uryga-Bugajska, and M. Tokarski, 'Recent advances in low-gradient combustion modelling of hydrogen fuel blends', Fuel, vol. 328, p. 125265, 2022, doi: 10.1016/j.fuel.2022.125265.

[5] M. Huang et al., 'Effect of fuel type on the MILD combustion of syngas', Fuel, vol. 281, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.fuel.2020.118509.

[6] M. Xu, Y. Tu, G. Zeng, and W. Yang, 'Evaluation of ignition process and NOx reduction of coal under moderate and intensive low-oxygen dilution combustion by implementing fuel-rich/lean technology', Fuel, vol. 296, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.fuel.2021.120657.

[7] E. Ebrahimi Fordoei and K. Mazaheri, 'Effects of preheating temperature and dilution level of oxidizer, fuel composition and strain rate on NO emission characteristics in the syngas moderate or intense low oxygen dilution (MILD) combustion', Fuel, vol. 285, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.fuel.2020.119118.

[8] P. Glarborg, J. A. Miller, B. Ruscic, and S. J. Klippenstein, 'Modeling nitrogen chemistry in combustion', Progress in Energy and Combustion Science, vol. 67. Elsevier Ltd, pp. 31–68, Jul. 01, 2018. doi: 10.1016/j.pecs.2018.01.002.

[9] M. S. Cellek, 'Flameless combustion investigation of CH4/H2 in the laboratory-scaled furnace', Int J Hydrogen Energy, vol. 45, no. 60, pp. 35208–35222, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.05.233.

[10] S. Boussetla, A. Mameri, and A. Hadef, 'NO emission from non-premixed MILD combustion of biogas-syngas mixtures in opposed jet configuration', Int J Hydrogen Energy, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.01.074.

[11] A. Chinnici, G. J. Nathan, and B. B. Dally, 'Combined solar energy and combustion of hydrogen-based fuels under MILD conditions', Int J Hydrogen Energy, vol. 43, no. 43, pp. 20086–20100, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.027.

[12] G. Ali, T. Zhang, W. Wu, and Y. Zhou, 'Effect of hydrogen addition on NOx formation mechanism and pathways in MILD combustion of H2-rich low calorific value fuels', Int J Hydrogen Energy, vol. 45, no. 15, pp. 9200–9210, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.027.

[13] J. A. Wiinning and J. G. Wiinning, 'FLAMELESS OXIDATION TO REDUCE THERMAL NO-FORMATION', 1997.

[14] M. T. Lewandowski, Z. Li, A. Parente, and J. Pozorski, 'Generalised Eddy Dissipation Concept for MILD combustion regime at low local Reynolds and Damköhler numbers. Part 2: Validation of the model', Fuel, vol. 278, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.fuel.2020.117773.

[15] M. Bösenhofer, E. M. Wartha, C. Jordan, and M. Harasek, 'The eddy dissipation concept-analysis of different fine structure treatments for classical combustion', Energies (Basel), vol. 11, no. 7, 2018, doi: 10.3390/en11071902.

[16] A. Azarinia and H. Mahdavy-Moghaddam, 'Comprehensive numerical study of molecular diffusion effects and Eddy Dissipation Concept model in MILD combustion', Int J Hydrogen Energy, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.206.

[17] M. Mayrhofer, M. Koller, P. Seemann, R. Prieler, and C. Hochenauer, 'Evaluation of flamelet-based combustion models for the use in a flameless burner under different operating conditions', Appl Therm Eng, vol. 183, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.116190

Przypisy

1. Patrz: Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. z 2020 r. poz. 1860).
2. High Temperature Air Combustion.
3. Moderate or Intense Low-Oxygen Dilution.
4. Flameless Oxidation.
5. Colorless Distributed Combustion.
6. Flameless Combustion.
7. Low-Temperature Combustion.
8. Low-Gradient Combustion.
9. Mowa tu o m. in. SNCR (Selective Non-Catalytic Reduction) i SCR (Selective Catalytic Reduction).
10. Patrz: Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 8 lipca 2020 r., Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu (COM(2020) 301 final);
oraz patrz: Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 18 maja 2022 r., Plan REPowerEU (SWD(2022) 230 final).
11. Dla wodoru będą to rodniki OH, a dla metanu HCN - wyniki badań wskazują na znacznie większą rolę HCN w mechanizmie powstawania NO_x niż OH, pomimo, że OH jest znacznie więcej. Należy jednak pamiętać, że o dominacji danego mechanizmu decydują przede wszystkim parametry procesu.
12. Computational Fluid Dynamics.

REKLAMA

GERO Technik Spółka z o.o.

Oczyszczanie taśm przenośnikowych

✓ Zgarniacze
✓ Osłony przenośników taśmowych
✓ Budowa i remonty maszyn
✓ Centrowanie taśm
✓ Stacje amortyzatorów zderzakowych
✓ Napawanie
✓ Konstrukcje stalowe
✓ Części zamienne

Od ponad 12 lat wspieramy polski przemysł

www.gerotechnik.pl

Urszula Kuczyńska, Adam Górski,
Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych

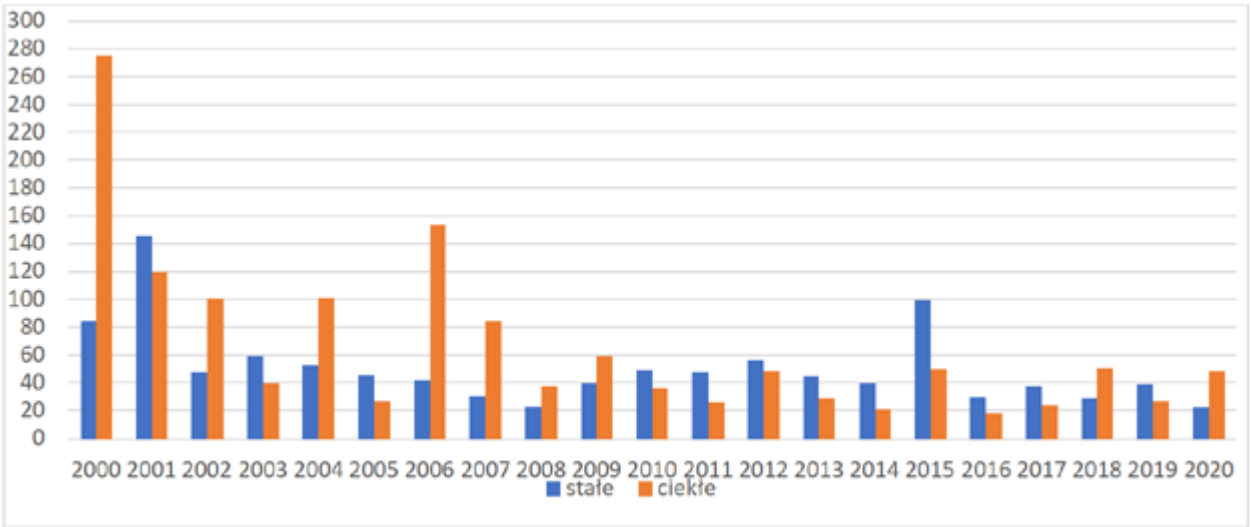
Rola technologii wyparnej w przetwarzaniu odpadów promieniotwórczych przez ZUOP

Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych - Przedsiębiorstwo Państwowe, to jedyny podmiot gospodarczy, jakiemu poświęcono odrębny rozdział w ustawie. Tą ustawą jest Prawo Atomowe, które daje ZUOP-owi monopol na transport odpadów promieniotwórczych na składowisko i na ich składowanie.

Jednocześnie, od dekad i na obecnym etapie wdrożenia Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, ZUOP jest naturalnym monopolistą w zakresie przetwarzania odpadów promieniotwórczych, odpowiedzialnym również za ich odbiór, ewidencjonowanie i bezpieczne doprowadzenie do postaci fizyko-chemicznej, w której trafiają na zarządzane przez ZUOP Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych w Różanie nad Narwią.

Odpady promieniotwórcze, które trafiają do ZUOP, to odpady stałe i ciekłe. W latach 2000-2020 ZUOP odbierał średnio 45 m^3 odpadów stałych na rok i ok. 30 m^3 odpadów ciekłych.

Odpady promieniotwórcze odbierane przez ZUOP pochodzą z laboratoriów badawczych, polskich szpitali, gdzie materiały promieniotwórcze wykorzystywane są na oddziałach medycyny nuklearnej i z przemysłu, ale głównymi wytwórcami odpadów promieniotwórczych - a zatem i głównymi klientami ZUOP -



Rys. 1. Ilości odpadów promieniotwórczych odebranych przez ZUOP w latach 2000-2022 w m^3

Fot. 1. „Komora gorąca", czyli pracownia do obsługi materiałów wysokoaktywnych

Fot. 2. Ośrodek Jądrowy w Świerku widziany z drona

Fot. 3. Wejście do sterowni instalacji wyparnej

pozostają Narodowe Centrum Badań Jądrowych i POLATOM, producent radiofarmaceutyków, zarządzający pracami reaktora doświadczalno-produkcyjnego MARIA stojącego na terenie Ośrodka Jądrowego w Otwocku-Świerku.

Większość odpadów promieniotwórczych trafiających do ZUOP to odpady nisko- i średnioaktywne. Odpady wysokoaktywne zdarzają się relatywnie rzadko, ale Zakład dysponuje wiedzą, zasobami i infrastrukturą potrzebną do ich przetworzenia.

Ciekłe odpady promieniotwórcze przetwarzane przez ZUOP praktycznie w całości pochodzą z reaktora MARIA i trafiają do Zakładu specjalnym rurociągiem. Historia Zakładu i rozwoju jego instalacji jest bowiem nierozerwalnie związana z historią Ośrodka Jądrowego w Świerku, gdzie mieści się też sam Zakład.

- *Do czasu, kiedy jako Zakład Doświadczalny Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych byliśmy częścią Instytutu Energii Atomowej, rocznie trafiał do nas nawet 1 mln 200 tys. litrów ścieków do przetworzenia* - tłumaczy Adam Górski, Kierownik Działu Przechowywania i Przetwarzania Odpadów Promieniotwórczych w ZUOP, związany z Ośrodkiem Jądrowym w Świerku od 1994 r. Po przekształceniach własnościowych i wydzieleniu Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych jako osobnej jednostki organizacyjnej w 2002 r., wolumen ciekłych odpadów promieniotwórczych przyjmowanych z reaktora MARIA spadł do ok. 35-40 m^3 rocznie i taki poziom utrzymuje się do czasów obecnych. Widoczne na wykresie (rys. 1) fluktuacje wolumenu są związane z pracami i remontami reaktora MARIA.

Podmioty odpowiedzialne za zarządzanie reaktorem MARIA zaczęły bowiem prowadzić bardziej racjonalną gospodarkę ściekami, wyodrębniając ścieki promieniotwórcze. Do Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych przekazują jedynie tę część, która spełnia warunki kwalifikacji dla odpadu promieniotwórczego.

- Po tym skokowym spadku ilości ciekłych odpadów promieniotwórczych do przetworzenia, odstąpiono od chemicznych metod unieszkodliwiania, które okazały się nieefektywne względem metod bardziej nowoczesnych - opowiada Górski. - *Zaczęliśmy szerzej stosować technologię wyparną, która obecnie odgrywa centralną rolę w unieszkodliwianiu ciekłych odpadów promieniotwórczych w ZUOP. Tak zresztą od samego początku pomyślany był i jest cały ciąg technologiczny dla prac z ciekłymi odpadami promieniotwórczymi, nad którym pracowali wybitni eksperci w dziedzinie, pierwsi dyrektorzy Zakładu - śp. Włodzimierz Tomczak i Andrzej Cholerzyński.*

Pierwsza instalacja wyparna, która działała na terenie Zakładu została zdemontowana w 1996 r.

- Miała wysoką skuteczność - mówi Górski. - *Ale cechował ją brak automatyzacji i prace prowadziło się na podstawie wzrokowej obserwacji ścieku. Rozruch drugiej, tej, której używamy do dziś, nastąpił w 2000 r. To całkowicie polska, światowej klasy konstrukcja, która okazała się jeszcze skuteczniej doczyszczać ścieki niż jej poprzedniczka.*

Użytkowaną obecnie w ZUOP instalację wyparną zaprojektowała i skonstruowała działająca od 1946 r. CEBEA Kraków, obecnie funkcjonująca jako część Politechniki Krakowskiej, a wówczas jako niezależny Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Budowy Urządzeń Chemicznych „CEBEA".

- Projektantem i wykonawcą systemów, urządzeń sterowniczych i oprogramowania był z kolei MikroB S.A. - tłumaczy Górski. - *Trzeba zaznaczyć, że ta instalacja to ponad 1000 wbudowanych punktów kontrolnych i punktów sterowania, obok których dodatkowo działa system kontroli mechanicznej i - z uwagi na fakt, że mamy do czynienia z izotopami promieniotwórczymi, również zupełnie niezależny system kontroli dozymetrycznej. Instalacja spełnia wymogi tak zwanej zasady redundancji stosowanej w pracy z materiałami promieniotwórczymi. To naprawdę wysoki stopień komplikacji, ale wykonawcy instalacji wykonali swoją pracę rzetelnie. Pamiętam prace przy rozruchu i okres testowy. Po prostu nacisnęliśmy guzik i wszystko działało. I działało tak jak trzeba.*

Przetworzone przez instalację wyparną ciekłe odpady promieniotwórcze nie wymagają dodatkowego doczyszczania. Otrzymany w wyniku procesu koncentrat zawiera ponad 99,8% izotopów rozpuszczonych w ścieku surowym, przy stukrotnej redukcji objętości początkowej. Koncentrat po zestaleniu na instalacji cementowania zostaje przewieziony na Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych w Różanie nad Narwią, którym zarządza ZUOP. Z kolei otrzymany destylat (oczyszczona woda), wolny od izotopów, jest uwalniany do kanalizacji sanitarnej po wykonaniu wskazanych prawem pomiarów, przejściu rygorystycznej kontroli i otrzymaniu odpowiedniego zezwolenia.

Jak ocenia Kierownik Górski, do przetworzenia w instalacji wyparnej trafia ok. 25% ciekłych odpadów promieniotwórczych przekazanych ZUOP do unieszkodliwienia. Dlaczego?

- Jak w życiu codziennym: jeżeli coś jest bardzo dobre, zwykle bywa drogie i skoro jest możliwość osiągnięcia zbliżonych efektów tańszą metodą, to należy z niej skorzystać. Metoda wyparna jest bardzo skuteczna, ale jest też dość kosztowna - wyjaśnia. - *Jej skuteczność w eliminacji izotopów promieniotwórczych szacuje się na nawet 99,8%. To świetny wynik, dużo więcej, niż zakładano.*

Instalacja działająca w Zakładzie pozwala na uzyskanie wydajności 250-350 l/godz., w zależności od składu chemicznego ścieku surowego. Jej stosowanie jest jednak czasochłonne, a przede wszystkim energochłonne. Proces prowadzony jest w systemie pracy ciągłej, wymaga zaangażowania dużego, przeszkolonego i doświadczonego zespołu. Tymczasem mniejsze koszty, przy większej wydajności i jednoczesnym zachowaniu bardzo wysokiej skuteczności oczyszczania generuje zastosowanie metody odwróconej osmozy.

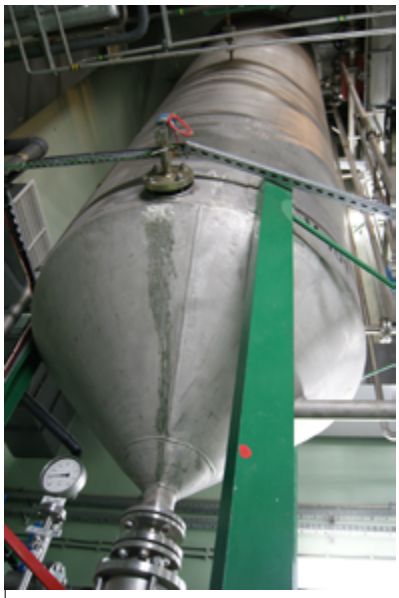
Fot. 4. Schemat techniczny jednego z systemów w sterowni instalacji wyparnej

Fot. 5. Obraz dyspozytorski instalacji w trakcie działania

Te względy decydują o szerszym - niż zakładano pierwotnie - wykorzystaniu instalacji odwróconej osmozy. W oryginalnym zamyśle, instalacja odwróconej osmozy zakupiona przez ZUOP, miała być przeznaczona do dalszego podnoszenia efektów pracy instalacji wyparnej przez doczyszczanie destylatu. To okazało się jednak zupełnie zbędne i obie instalacje działają w Zakładzie Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych jako samodzielne, wzajemnie komplementarne technologie.

- Ciekłe odpady promieniotwórcze, które do nas trafiają najpierw idą do laboratorium - mówi Górski. - *Producent odpadów jest zobowiązany przedstawić nam informację o składzie izotopowym przekazanego do unieszkodliwienia ścieku. Nie jest jednak zobowiązany i nie przedstawia nam informacji o jego składzie chemicznym. Tymczasem,*

Fot. 6. Oznaczenia ścieków z zawartością substancji promieniotwórczych i stopnia ich skażenia w instalacji



Fot. 7. Fragment instalacji wyparnej

aby wiedzieć, czy możemy go przepuścić przez instalację odwróconej osmozy, musimy znać stopień jego zasolenia i wysokość zawartości substancji organicznych. Również zawartość nuklidów alfa promieniotwórczych w odpadzie wyklucza proces odwróconej osmozy. O tej zawartości akurat jednak wiemy a priori, z karty identyfikacyjnej odpadu, jaką przedstawia nam jego producent w momencie odbioru.

Wykorzystywane przez Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych technologie i posiadane instalacje są wystarczające, by zaspokoić bieżące potrzeby polskiej nauki, medycyny i przemysłu w zakresie przetwarzania odpadów promieniotwórczych. Problematyczna staje się jednak kwestia składowania, a więc stałego oddzielenia i zabezpieczenia przetworzonych odpadów promieniotwórczych od środowiska, bo działający od 62 lat KSOP w Różanie powoli zaczyna się zapełniać.

Krajowy Plan Postępowania z Odpadami Promieniotwórczymi i Wypalonym Paliwem Jądrowym sformułowany przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska zakłada więc budowę nowego składowiska powierzchniowego dla odpadów nisko- i średnioaktywnych. Potrzeba wydaje się tym bardziej paląca, że stoimy jako kraj u progu realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Mowa już nie tylko o budowie pierwszej polskiej elektrowni jądrowej na Pomorzu, ale i o inwestycjach podmiotów prywatnych, jak Synthos w projekty budów małych reaktorów modularnych. Nowe składowisko będzie musiało je pomieścić.

Ani KPPzOPiWPJ, ani PPEJ nie wskazują ZUOP wprost jako podmiotu odpowiedzialnego za proces przetwarzania i przygotowywania do składowania odpadów promieniotwórczych z energetyki jądrowej. Można jednak założyć, że jako jedyny w kraju podmiot z dekadami praktycznego doświadczenia i zasobami odpowiedniej kadry i wiedzy, Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych będzie miał i tutaj ogromną rolę do odegrania. Zakres tej roli i podział odpowiedzialności pozostają jeszcze w sferze planów i uzgodnień, również z właścicielem Zakładu, czyli reprezentowanym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska Ministrem właściwym ds. energii, panią Anną Moskwą i inwestorami w obiekty energetyki jądrowej.

- Jak już wspomniałem, historycznie mieliśmy już w Świerku do czynienia z ilościami odpadów wielokrotnie większymi niż to, co widzimy obecnie - wspomina Adam Górski. - *Prace związane z przetwarzaniem, podejściem do przetwarzania i technologiami przetwarzania, a także budowa obiektów i instalacji były przecież prowadzone pod kątem realizowanej w latach 80. ub. stulecia EJ Żarnowiec, która ostatecznie nigdy nie powstała. Prowadził je wówczas pan śp. Włodzimierz Tomczak, świetny naukowiec i innowator, współautor patentu, opracowujący technologie i podejście do kwestii odpadowych związanych z EJ Żarnowiec właśnie. Został pierwszym dyrektorem Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych i wraz ze zbudowanym przez siebie zespołem i przy wsparciu p. Andrzeja Cholerzyńskiego stworzył go od zera. Ja sam przygodę ze Świerkiem i polską atomistyką zaczynałem jeszcze w Zakładzie Doświadczalnym Budowy Urządzeń Badawczych, który produkował części na użytek budowanej EJ Żarnowiec. To stamtąd trafiłem pod czujne oko dyrektora Tomczaka i związałem swoje zawodowe życie z odpadami promieniotwórczymi. ZUOP zawsze dążył do rozwoju technologii umożliwiających zwiększanie efektywności unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych* - podsumowuje Górski. - *Na pewno będziemy wdrażać, rozwijać i doskonalić nowe technologie, ale z pełną odpowiedzialnością mogę powiedzieć, że technologia wyparna jako technologia sprawdzona, bezpieczna i przede wszystkim niezwykle skuteczna, na długo pozostanie wiodącym procesem przetwarzania ciekłych odpadów promieniotwórczych.* □

Klaudia Ligęza, Piotr Narloch,
AGH w Krakowie, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., OZG Kraków

Perspektywy magazynowania wodoru z odnawialnych źródeł energii w Polsce cz. 1

Do 2050 r. wodór może zastąpić gaz ziemny i paliwa stałe jako źródło energii. Ma odgrywać ważną rolę w gospodarce i w procesie osiągnięcia neutralności klimatycznej. Optymalizacja jego wykorzystania w gospodarce wymaga przede wszystkim stworzenia systemu jego magazynowania. Istotą magazynowania energii w postaci wodoru, wyprodukowanego w okresach nadwyżek energetycznych, np. w podziemnych pustkach, jest jej ponowne wykorzystanie w momencie szczytowego na nią zapotrzebowania. Taka forma magazynowania ma gwarantować odbiór zatłoczonego gazu w jak największej ilości i bez strat spowodowanych jego utratą. W artykule przedstawiono możliwości magazynowania wodoru w Polsce. Zaprezentowano zarówno wielkoskalowe możliwości magazynowania wodoru, jak i metody pozwalające na lokalne magazynowanie tego nośnika energii.

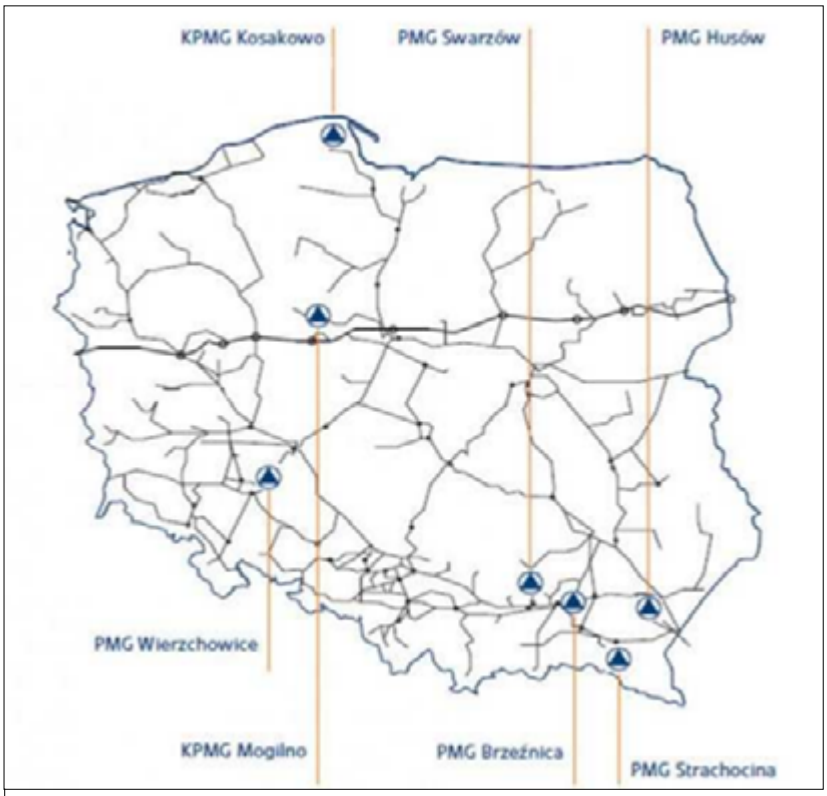
W najbliższych latach coraz większą rolę będzie odgrywał wodór odnawialny (tzw. „zielony" wodór) o bardzo wysokiej czystości (99,999% i więcej), wytwarzany w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych [13]. Przewiduje się, że niskoemisyjny wodór produkowany z paliw kopalnych w technologii wychwytywania, wykorzystywania i składowania CO_2 (CCUS) lub z wykorzystaniem dwutlenku węgla w różnych procesach (CCU) („niebieski" wodór), będzie odgrywał przejściową rolę w okresie do 2030 r. [13], [15]. Obecnie Polska należy do światowych liderów w produkcji wodoru (1 mln ton rocznie), który jest wykorzystywany głównie przez sektor rafineryjny. Zgodnie z aktualną polityką energetyczną, wodór będzie kluczowym filarem dekarbonizacji przemysłu, służąc nie tylko jako wektor zielonej energii i paliwo w pojazdach napędzanych wodorem, ale także jako klucz do niezależności energetycznej w przypadku wyczerpania się złóż paliw kopalnych [4], [11]. Przedstawione plany strategii wodorowej zakładają, że oprócz rozwoju produkcji, przemysłu i dystrybucji zielonego wodoru - konieczne będzie również rozwinięcie sektora usług magazynowania [6]. W Polsce szacowany udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto został określony na ok. 12% w 2019 r. i ma sukcesywnie rosnąć. Aby zrównoważyć niedopasowanie między zmienną produkcją energii, a zapotrzebowaniem na nią, potrzebne są efektywne technologie jej magazynowania [4]. Sposób magazynowania jest wybierany na podstawie różnych kryteriów: w zależności od ilości magazynowanej energii, okresu magazynowania, czasu reakcji, sprawności w obie strony, gęstości energii i kosztów [13].

Metody magazynowania energii w postaci wodoru można podzielić na wielko- i małoskalowe. Do metod wielkoskalowych zalicza się magazynowanie wodoru w podziemnych strukturach geologicznych (kawerny solne), maga-

zynowanie wodoru skroplonego, wodoru wiązanego organicznie (LOHC), wodoru zatłaczanego do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego oraz wodoru w formie amoniaku lub metanolu. Wśród metod małoskalowych wyróżniamy magazynowanie wodoru sprężonego (CH_2) oraz wodoru skroplonego na potrzeby lokalne [7], [13], [14].

Magazynowanie wodoru w strukturach geologicznych

Magazynowanie wodoru w strukturach geologicznych (kawerny wyługowane w złożach soli, głębokie warstwy wodonośne, wyeksploatowane złoża węglowodorów) uważane jest za rozwiązanie zapewniające lepsze wykorzystanie jego potencjału. Daje ono możliwość długotrwałego, bezpiecznego magazynowania tego gazu (pojemność magazynów energii rzędu terawatogodzin) przy stosunkowo niskich kosztach [13]. Zapewnia także bezpieczeństwo magazynowania - magazyn podziemny jest mniej narażony na pożar lub atak terrorystyczny. Ponadto dostępność struktur geologicznych odpowiednich do magazynowania podziemnego oraz doświadczenie w podziemnym magazynowaniu gazu sprawia, że system ten jest uważany za atrakcyjną opcję magazynowania wodoru na dużą skalę, czemu sprzyjają stosunkowo niskie koszty inwestycyjne, w porównaniu z innymi technologiami magazynowania [4], [12], [13]. Dostarczanie wodoru do lokalnego przemysłu i sektora mobilności, oprócz zwiększonego podłączenia do głównej infrastruktury gazowej i elektrycznej, oznacza, że oczekuje się znacznego wzrostu zapotrzebowania na podziemne magazynowanie wodoru odnawialnego na dużą skalę. Podziemne zbiorniki geologiczne umożliwiają bezpieczne przechowywanie dużych ilości wodoru, pod wysokim ciśnieniem i o dużej gęstości energii, bez wpływu na środowisko [16]. Dzięki temu technologia podziemnego magazynowania wodoru ma duże perspektywy na jej szybkie wdrożenie [13].



Rys. 1. Rozmieszczenie istniejących kawernowych oraz podziemnych magazynów gazu *Źródło: [17]*

Struktury geologiczne rozważane jako potencjalne miejsca magazynowania wodoru, ze względu na swoją historię geologiczną oraz zróżnicowanie litologiczne i petrofizyczne, będą różniły się stopniem eksploracji i możliwościami magazynowania. Na świecie doświadczenia z magazynowaniem wodoru w kawernach solnych, wykorzystywanych głównie przez przemysł petrochemiczny, mają takie kraje jak Wielka Brytania (Teesside, Yorkshire) oraz USA (Clemens, Moss Bluff i Spindletop). Doświadczenia z podziemnym magazynowaniem wodoru w porowatych formacjach geologicznych są obecnie jeszcze ograniczone [13], [15].

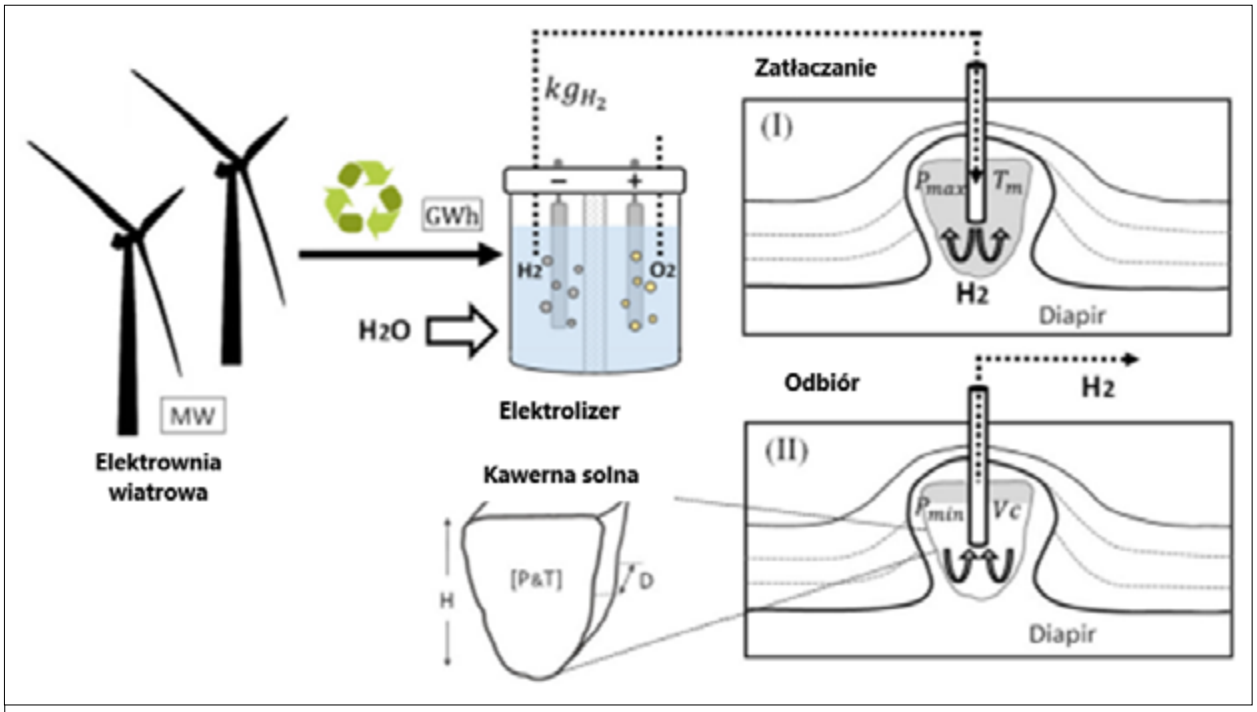
Główne możliwości głębokiego podziemnego magazynowania gazów, w tym wodoru, w formacjach geologicznych to [4]:

- naturalne zbiorniki wodonośne (warstwy wodonośne),
- puszczone kopalnie podziemne,
- wyeksploatowane pola gazowe i naftowe,
- kawerny skalne wydobywane przy użyciu konwencjonalnych technik górniczych,
- tworzone przez człowieka kawerny solne.

W Polsce mamy do wyboru trzy rodzaje magazynów w obiektach geologicznych. Są to: kawerny solne, wyeksploatowane złoża gazu oraz zawodnione struktury porowate [11].

Kawerny solne

Podziemne kawerny solne, będące sztucznymi komorami utworzonymi przez wyługowanie soli w jej złożach pokładowych lub w wysadach solnych, ze względu na właściwości fizyczne soli są odpowiednie do podziemnego magazynowania wodoru. Ściany kawerny solnej są nieprzepuszczalne dla tego gazu, a plastyczne właściwości soli chro-



Rys. 2. Schemat wytwarzania wodoru z odnawialnych źródeł energii oraz proces zatłaczania i odbioru wodoru z kawerny solnej
Źródło [16]

nią je przed pojawieniem się i rozprzestrzenianiem pęknięć grożących utratą szczelności zbiornika. Sól kamienna jest ponadto obojętna względem wodoru. Ilość magazynowanego i odbieranego gazu w tym przypadku jest bardzo elastyczna, a w jednej strukturze solnej (pokładzie, czy wysadzie) można wyługować kilka kawern. W zależności od potrzeb i sposobu eksploatacji kawernowego magazynu, możliwa jest liczba do dziesięciu „obrotów" zatłoczonego gazu w ciągu roku [1], [5]. Magazynowanie wodoru zatłoczonego do kawerny pozwala na akumulację nadwyżek energii uzyskanej ze źródeł odnawialnych, a następnie jej odzyskanie w procesie odbioru wodoru z kawerny, co przedstawiono na schemacie (rys. 2).

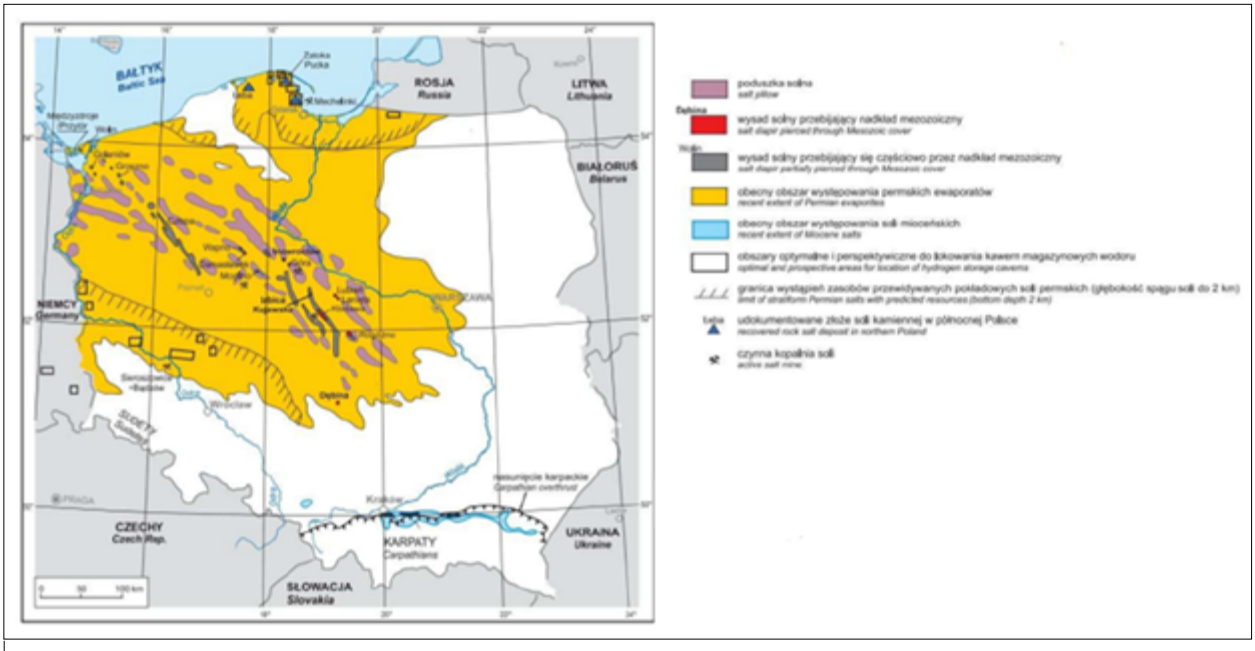
Kawerny solne przeznaczone do magazynowania muszą być starannie zaprojektowane w zależności od specyficznych właściwości soli i dokładnych okoliczności eksploatacji. Projekt kawern musi zapewnić ich stabilność, szczelność dla magazynowanego gazu, dopuszczalne osiadanie powierzchni oraz bezpieczeństwo otoczenia. Wymagania te muszą być spełnione zarówno podczas procesu ługowania, jak i podczas operacji zatłaczania i wydobywania magazynowanego gazu [16]. W zależności od specyfikacji i możliwości technicznych, kawerny mogą być budowane na głębokości do 2000 m, mają objętość geometryczną do 1 000 000 m^3, wysokość 300-500 m i średnicę 50-100 m. W zależności od głębokości, mogą być eksploatowane przy ciśnieniu nawet powyżej 20 MPa, co umożliwia magazynowanie bardzo dużych ilości gazu. Ze względu na korzystne właściwości fizyczne soli, kawerny są szczelne względem magazynowanego gazu i charakteryzują się długotrwałą stabilnością oraz dużą elastycznością w zakresie zatłaczania i odbioru [5]. W porównaniu z powierzchniowymi zbiornikami gazu, magazyny kawernowe charakteryzują się znacznie niższymi kosztami budowy, teoretycznie nieograniczonym czasem eksploatacji oraz niewielką powierzchnią zabudowy naziemnej. Są one również chronione przez zalegające warstwy geologiczne o grubości często kilkuset metrów. Dzięki temu kawerny solne mają bardzo wysoki poziom ochrony przed wpływami zewnętrznymi [3], [5]. Głębokość kawern wpływa na pojemność magazynowania. Większa głębokość kawerny umożliwia zmagazynowanie większej ilości sprężonego wodoru (wyższe ciśnienie). Przy płytszej głębokości potrzebna jest mniejsza objętość poduszki gazowej [13].

W Polsce od wielu lat mamy sprawnie działające i regularnie wykorzystywane magazyny w kawernach solnych, przechowujące gaz ziemny (KPMG Mogilno, budowany magazyn KPMG Kosakowo) i paliwa (PMRiP Góra), jednak nie magazynowano w nich dotychczas wodoru. Podjęto także prace studialne nad oceną przydatności do tego celu wystąpień soli kamiennej w północnej części województwa pomorskiego, gdzie bliskość Morza Bałtyckiego ułatwia zrzut wyługowanej solanki [1]. Rozmieszczenie wysadów solnych na terenie kraju jednoznacznie warunkuje miejsca budowy tego typu magazynów, jednak lokali-

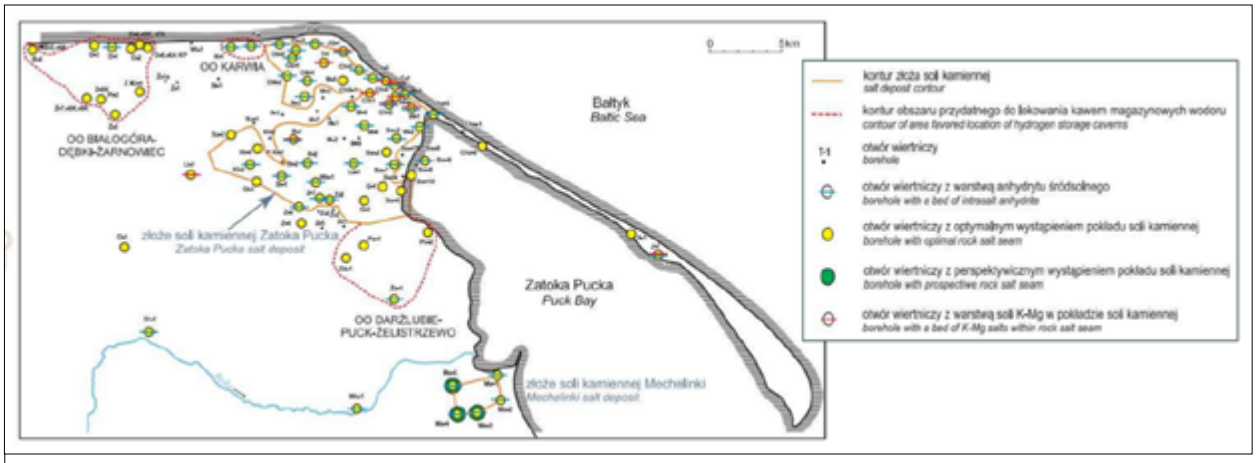
zacje te mogą nie być optymalne w kontekście transportu zmagazynowanego wodoru (mając na uwadze koszty budowy sieci gazociągów i późniejszego przesyłania gazu). To premiuje lokalizacje budowy w pobliżu morza i koncepcję oddawania tam solanek, co jednak budzi duże wątpliwości ekologów [11]. Budowa geologiczna i górnicza kraju stwarza bardzo dobre warunki do wiercenia wielkogabarytowych kawern solnych w złożach halitowych, przy czym najbardziej korzystne do budowy kawern są złoża cechsztyńskie (górny perm) [4]. Istniejące w Polsce kawerny zostały zbudowane w postaci izolowanych komór w złożu warstwowym. Komory rozmieszczone są w pewnych odstępach od siebie, przy czym Mogilno posiada czternaście czynnych komór, a Kosakowo pięć czynnych komór i pięć w budowie. Kilka lokalizacji zostało ocenionych pod kątem możliwości podziemnego magazynowania wodoru. W obrębie Wzniesienia Łeby dobrze zbadane zostały Łeba, Mechelinki i Zatoka Pucka. W cyklotemie cechsztyńskim PZ1 znajdują się złoża soli kamiennej. Za najbardziej odpowiednie do budowy kawern uważa się pokłady halitu starszego (Na1), które w złożach Łeby, Mechelinek i Zatoki Puckiej występują na głębokości odpowiednio 490-800 m, 950-1000 m i 730-790 m. Kolejnym branym pod uwagę regionem jest Legnica-Głogów, położony w monoklinie przedsudeckiej [4].

Spośród 27 przeanalizowanych wysadów solnych (w pełni bądź częściowo przebijających osady mezozoiczne), zlokalizowanych na obszarze Niżu Polskiego w utworach cechsztynu, jedynie siedem dotychczas niezagospodarowanych wysadów spełnia przyjęte tu wymagania, stawiane budowie kawern magazynowych wodoru (minimalna grubość serii solnej rzędu 1 km, maksymalna głębokość występowania zwierciadła solnego <1 km). Przegląd stanu aktualnie dostępnej wiedzy geologicznej o dotychczas niezagospodarowanych wysadach solnych w Polsce pozwala dokonać oceny przydatności tych struktur do budowy w ich obrębie podziemnych magazynów wodoru. Najbardziej korzystne warunki do lokowania kawern magazynowych oferuje wysad **Rogóźno** (duża powierzchnia, płytko zalegająca sól i duże jej zasoby, dość gruba czapa wysadu i wstępne rozpoznanie struktury). Kolejną strukturą jest spory wysad **Damasławek**, dość dobrze rozpoznany geologicznie, o nieco głębszym zaleganiu soli, znacznych jej zasobach i grubej czapie wysadu. Jako trzecią i czwartą strukturę w ocenie przydatności uznano bliźniacze wysady **Łanięta** i **Lubień**, o podobnych parametrach zalegania zwierciadła solnego, grubości czapy i stylu budowy wewnętrznej. Podobne są też ich problemy hydrologiczne, związane z obecnością zawodnienia w czapie. Strukturami perspektywicznymi (ocena IV), ale bardzo słabo rozpoznanymi wiertniczo, są stosunkowo niewielkie (powierzchnia 8-9 km^2) wysady **Goleniów** i **Izbica Kujawska**, z których pierwszy cechuje dość prosta budowa, z dwoma elewacjami pnia solnego, natomiast w wysadzie **Izbica Kujawska** sól zalega nieco płycej (ok. 550 m), lecz jego rozpoznanie musi być prowadzone niemal od podstaw [1].

Także pas nadmorski stanowi perspektywiczną lokalizację dla budowy



Rys. 3. Lokalizacja obszarów perspektywicznych do lokalizacji kawern magazynowych wodoru w pokładowych złożach soli kamiennych cechsztynu w Polsce
Źródło: [17]



Rys. 4. Obszary i otwory wiertnicze perspektywiczne do lokowania kawern magazynowych wodoru w pokładowym wystąpieniu utworów solnych w rejonie Zatoki Puckiej
Źródło: [17]

Rys. 5. Potencjalny obszar pod lokalizacje kawern wodorowych w rejonie Łeby
Źródło: [17]

podziemnych magazynów wodoru. Złoża zlokalizowane w pobliżu morza mogą być szczególnie obiecujące ze względu na wygodną utylizację solanki, jaką zapewniają oraz bliskość lądowych elektrowni wiatrowych [4].

Kawerny solne na głębokości kilkuset metrów oferują wiele korzyści dla realizacji podziemnego magazynowania wodoru, w tym wysokie gęstości energii, niskie koszty budowy i konkretne koszty inwestycyjne na megawatogodzinę magazynowania, niskie wskaźniki wycieków (biorąc pod uwagę ilość magazynowanego wodoru) oraz duże objętości magazynowe (ok. 500 000 m^3 dla kilku tysięcy ton wodoru) i minimalne ryzyko zanieczyszczenia wodorem [7], [12]. Biorąc pod uwagę ogromną pojemność magazynowania energii ok. 200 GWh dla dużej kawerny, można założyć, że początkowo muszą być realizowane mniejsze obiekty z zaledwie kilkoma kawernami. W tych okolicznościach znacznie bardziej efektywna pod względem kosztów i czasu jest przebudowa istniejących już kawern gazu ziemnego na kawerny wodoru lub budowa dodatkowych kawern w już zbadanym złożu z istniejącą infrastrukturą i pozwoleniami [5].

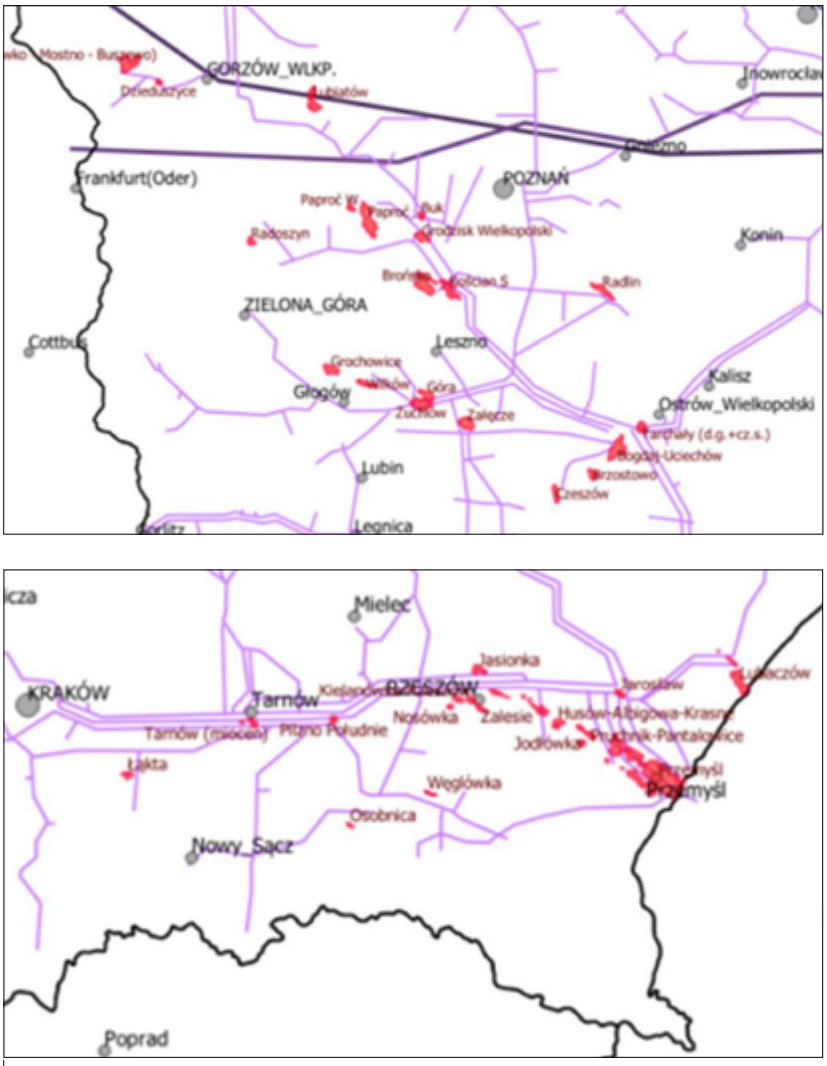
Sczerpane złoża węglowodorów i warstwy wodonośne

Wyeksploatowane złoża węglowodorów i warstwy wodonośne pozwalają na przechowywanie wodoru w ilościach znacznie większych (o rząd wielkości lub więcej) niż kawerny solne. Pojemność magazynowa w warstwach wodonośnych jest określana nie tylko przez wielkość struktury (zasięg i grubość skał zbiornikowych), ale także przez inne czynniki, do których należą: parametry petrofizyczne, przemieszczanie się płynów wielofazowych, zmiany ciśnienia związane z zatłaczaniem wodoru i inne. Struktury w warstwach wodonośnych są słabiej rozpoznane pod względem budowy geologicznej oraz parametrów zbiornikowych i petrofizycznych, dlatego budowa magazynu będzie wiązała się z licznymi i kosztownymi badaniami geologicznymi i geofizycznymi. Budowa geologiczna wyeksploatowanych zbiorników węglowodorów, ze względu na długą historię ich eksploatacji jest dobrze rozpoznana [13]. Oprócz warunków koniecznych, jakie musi spełnić poziom zbiornikowy do magazynowania gazu ziemnego, musi on również w przypadku wodoru spełniać dodatkowe warunki wynikające z cech fizyko-chemicznych cząsteczki wodoru. Konieczne jest rozpoznanie lub uszczegółowienie danych w następującym zakresie [6]:

- uaktualnienie danych dotyczących parametrów technicznych otworów eksploatacyjnych w tym zarurowania, wyposażenia wgłębnego oraz szczelności zacementowania rur okładzinowych,
- uaktualnienie budowy strukturalnej poziomu magazynowego, identyfikacji pułapek złożowych, oceny zamknięcia poziomu zbiornikowego i określenia miejsc newralgicznych,
- uszczegółowienie badań petrograficznych i mineralogicznych skał zbiornikowych i uszczelniających w celu określenia możliwości potencjalnych reakcji chemicznych między skałą, a wodorem,
- ocena składu chemicznego gazu pierwotnego i magazynowego oraz składu wód złożowych pod kątem możliwych reakcji z wodorem,
- określenie potencjalnych kierunków szybkiej dyfuzji wodoru w skałach zbiornikowych (w nawiązaniu do zmian facjalnych i granulometrycznych),
- analiza warunków mikrobiologicznych w poziomie zbiornikowym i ich ewentualnego wpływu na magazynowanie gazu z domieszką wodoru.

W Polsce jedną z możliwości zmagazynowania wodoru będzie wykorzystanie do tego celu istniejących magazynów gazu, położonych m. in. na obszarze zapadliska przedkarpackiego i magazynujących gaz ziemny w poziomach piaskowcowych miocenu autochtonicznego [6]. W toku prowadzonych badań wytypowano 27 złóż gazu ziemnego i 12 złóż ropy naftowej w perspektywie podziemnego magazynowania wodoru.

Do zalet tych obiektów geologicznych można zaliczyć: znane położenie, w znacznej części gotową infrastrukturę napowierzchniową, znaną objętość



Rys. 6 i 7. Wytypowane złoża gazu ziemnego i złoża ropy naftowej w perspektywie podziemnego magazynowania wodoru
Źródło: [17]

i ciśnienie początkowe gazu ziemnego. Wiadomo również, że złoże było szczelne dla metanu. Do wad należy mniejsza elastyczność w wielkości zatłaczania i pobierania gazu. Jeśli magazyn ma być równocześnie mieszalnikiem wodoru z gazem ziemnym, to proces mieszania będzie przebiegał na powierzchni. Jeśli taki obiekt ma być dostosowany do magazynowania wodoru, konieczne jest zweryfikowanie szczelności odwiertów dla wodoru oraz odporność skał uszczelniających [11].

W przypadku głęboko zalegających warstw wodonośnych trzeba przeanalizować wszelkie dostępne dane archiwalne, takie jak: mapy geologiczne, przekroje geologiczne, wyniki badań sejsmicznych oraz wyniki wszystkich badań próbek skalnych jeśli w tym rejonie prowadzone były prace wiertnicze. Ponadto konieczne są badania oddziaływania wodoru ze skałami w obecności wód złożowych, pomiary weryfikujące szczelność struktury, zbudowanie numerycznego modelu geologicznego i dynamicznego. Końcowy etap to budowa infrastruktury powierzchniowej. Ryzykiem cały czas towarzyszącym budowie tego typu magazynu jest możliwość stwierdzenia na każdym jej etapie, że dana struktura nie nadaje się na magazyn. Jest to najdroższe rozwiązanie, nawet przy pozytywnym wyniku badań [11].

Magazynowanie wodoru w zbiornikach naziemnych

Najdłużej i szeroko stosowaną metodą jest przechowywanie wodoru w stanie gazowym. Stosowane w przemyśle sprawdzone technologie i urządzenia pozwalają na przechowywanie gazowego wodoru pod ciśnieniem 200-350 barów w butlach stalowych [8]. Wodór można magazynować w postaci gazowej pod ciśnieniem (np. butle i zbiorniki ciśnieniowe), w postaci ciekłej (np. cysterny, statki do przewozu skroplonych gazów), w zbiornikach ciśnieniowych zawierających wodorki metali, czy też w materiałach węglowych [8]. Wśród nich najczęściej stosowane w praktyce przemysłowej jest fizyczne przechowywanie gazowego wodoru w zbiornikach ciśnieniowych (do 700 atm) oraz wodoru ciekłego w kriokomorach (w temperaturze - 253^{o}C) [4]. Naziemne magazyny wodoru, takie jak rurociągi lub zbiorniki, mają ograniczoną pojemność magazynowania (MWh; godziny-dni) [13].

Zbiorniki ciśnieniowe - wodór sprężony

Tradycyjną i sprawdzoną metodą magazynowania wodoru jest jego sprężanie do zbiorników wykonywanych ze stali, które są wykorzystywane do transportu lub do stacjonarnego magazynowania. Aktualnie coraz częściej, w różnych branżach przemysłu, stosowane są zbiorniki ciśnieniowe wykonane jako konstrukcje kompozytowe, charakteryzujące się znacznie niższą wagą oraz wyższym ciśnieniem pracy, przy czym posiadają zbliżoną pojemność wodną do zbiorników metalowych na wodór w postaci gazowej. Rozwijana jest również technologia zbiorników krio-ciśnieniowych, w których przechowywany jest sprężony wodór w obniżonej temperaturze (od ok. -120 do -196°C) [8]. Ze względu na bardzo małą gęstość wodoru (0,089 kg/m^3) w normalnych warunkach, magazynowanie pod wysokim ciśnieniem jest najbardziej skutecznym sposobem przechowywania wodoru [2].

Zbiorniki ciśnieniowe dzieli się na pięć typów w zależności od ich elementów, które w konsekwencji kontrolują ich charakterystykę [2]. Podstawowe typy zbiorników przeznaczonych do składowania sprężonego wodoru przedstawiono w tab. 1.

Typowym środkiem magazynowania i transportu wodoru są zbiorniki ciśnieniowe Typu III i IV jako systemy magazynowania na statkach oraz środki służące do transportowania wodoru w zestawach kontenerowych zgodnych ze standardem ISO. Powszechnym jest stosowanie zbiorników ciśnieniowych Typu IV służących do magazynowania wodoru w miejscach produkcji, takich jak stanowiska elektrolizy przy elektrowniach wiatrowych lub słonecznych/biogazowych oraz w miejscach użytkowania, takich jak zakłady przemysłowe oraz stacje napełniania [8]. Kompozytowe zbiorniki ciśnieniowe z wykładzinami metalowymi (typ III) i niemetalowymi (typ IV) są powszechnie stosowane w sektorze motoryzacyjnym [2].

Zbiorniki ciśnieniowe - wodór skroplony

Ciekły wodór musi być przechowywany w temperaturze poniżej -240,18°C (temperatura krytyczna wodoru), zazwyczaj jest to ok. -250°C. Gęstość energii jest znacznie wyższa niż w przypadku wodoru sprężonego, skroplenie i utrzymanie wodoru w stanie ciekłym jest

Typ zbiornika	Właściwości
TYP I	Konstrukcja zbiornika głównie ze stali, w całości metalowa.
TYP II	Konstrukcja głównie ze stali i aluminium owiniętymi polimerem wzmacnianym włóknami w kierunku nawinięcia. Obciążenia konstrukcyjne są przejmowane przez materiały metalowe zbiornika oraz obwodowe materiały kompozytowe.
TYP III	Konstrukcja składająca się z okładziny metalowej, zwykle z aluminium, w pełni owiniętej kompozytem z żywic epoksydowych lub winylo-estrowych z ciągłym włóknem węglowym. Obciążenia konstrukcyjne są przejmowane przez matrycę kompozytową.
TYP IV	Konstrukcja niemetalowa, składająca się z kompozytu z włókna węglowego lub szklanego i węglowego, który jest owinięty wokół okładziny z polimeru termoplastycznego Obciążenia konstrukcyjne przenoszą materiały kompozytowe.
TYP V	Konstrukcja w całości kompozytowa. Zbiornik pozbawiony jest okładziny oraz zawiera kompozyt z włókna węglowego lub węglowego i szklanego owinięty wokół składanego lub protektorowego trzpienia. Całe obciążenie jest przenoszone materiały kompozytowe.

Tab. 1. Typy zbiorników magazynowych przeznaczonych dla wodoru sprężonego
Źródło: [8]

bardzo energochłonne. Ciekły wodór przechowywany w zbiornikach kriogenicznych wyparowuje w tempie kilku % na dzień, przy temperaturze pokojowej na zewnątrz zbiornika [8]. Magazynowanie ciekłego wodoru (LH_2) charakteryzuje się znaczną gęstością magazynowania 70,9 kg-H_2/m^3, a także zaletami bezpieczeństwa w odniesieniu do ciśnienia magazynowania [2].

Wodór skroplony może być transportowany na trzy sposoby [8]:

- skompresowany w zbiornikach ciśnieniowych - pojedynczych lub w zestawach kontenerowych,
- w postaci ciekłej - w termicznie izolowanych zbiornikach spełniających wymagania, np. ADN/ADR i IMO,
- rurociągami - w postaci czystej lub jako mieszanina np. z gazem ziemnym.

Całkowite zużycie energii w przypadku magazynowania skroplonego wodoru wynosi ok. 35% zawartości energetycznej magazynowanego wodoru, dlatego ten sposób magazynowania jest zwykle ograniczony do zastosowań lotniczych i kosmicznych [2]. Obecnie powszechnie stosowane pojemności zbiorników na LH_2, które nadal nadają się do transportu samochodowego, są rzędu 4 500 kg LH_2 (ok. 60-70 m^3) [9].

Perspektywicznym rozwiązaniem dla długoterminowego magazynowania wodoru jest wykorzystanie terminali LNG (skroplonego gazu ziemnego) poprzez rozszerzenie ich zastosowania na inne potencjalnie neutralne dla klimatu nośniki energii, takie jak ciekły wodór (LH_2). Technologia jest uważana za komercyjną, ale nie ma projektów demonstracyjnych na dużą skalę, ani istniejącej infrastruktury transportowej, ponieważ nie istnieje globalny rynek wodoru ciekłego. Jak dotąd powstał tylko jeden prototypowy terminal ciekłego wodoru w Kobe w Japonii, a towar ten nie jest przedmiotem globalnego obrotu [9].

Wykorzystanie LH_2 w terminalach LNG jest uważane za bardzo wymagające, ponieważ jego niższa temperatura wrzenia w temperaturze -253°C wymaga szerokich dostosowań izolacji termicznej komponentów. Jeśli jednak planuje się regazyfikację wodoru wkrótce po imporcie lub zamierza się wykorzystać gaz wylotowy do innych zastosowań, utrzymywanie stopnia wygotowania na tak niskim poziomie jak w przypadku LNG może nie być konieczne. Ryzyko kruchości wodorowej materiałów wyklucza stosowanie niektórych powszechnie stosowanych stali w zbiornikach LNG. Zdecydowanie zaleca się rozważenie kompatybilności materiałów z LH_2 w fazie projektowania terminalu LNG. Na przykład poprzez zastosowanie wysokostopowych stali nierdzewnych odpowiednich dla bardzo niskich temperatur (np. 304L lub 316L). W przeciwnym razie elementy takie jak zbiornik magazynowy, stanowiący największą część inwestycji, nie będą kompatybilne z LH_2. Jeżeli do budowy zbiornika magazynowego zostanie użyta stal kompatybilna z LH_2, a wyższy współczynnik wrzenia będzie akceptowalny, to ok. 50% kosztów inwestycji w LNG może być ponownie wykorzystane przy użyciu LH_2 [9]. Stosowanie wodoru zamiast gazu ziemnego wymusza również dodatkowe środki ostrożności. Ryzyko wybuchu lub zapłonu jest wyższe w przypadku gazowego wodoru ze względu na jego szerszy zakres palności (4-94 % objętości) i niższą energię zapłonu (0,02 mJ). Pożar wywołany przez wodór rozprzestrzeniałby się z prawie 8-krotnie większą prędkością w porównaniu z gazem ziemnym. Temperatury samozapłonu dla wodoru i gazu ziemnego są na porównywalnym poziomie. Czysty spalający się wodór ma płomień niewidoczny dla ludzkiego oka. Ponadto wodór ma wysoką reaktywność i dlatego powoduje degradację materiałów (kruchość wodorowa) [9].

Obecnie istnieje tylko niewielka liczba zbiorników na ciekły wodór, a ich pojemność jest znacznie niższa niż w przypadku LNG. Istniejące zbiorniki mają zazwyczaj mniejszą pojemność (np. ok. 600 m^3). Nie były one dotychczas skalowane, gdyż nie było zapotrzebowania na większe zbiorniki wodoru. Dlatego doświadczenia z przechowywaniem wodoru w dużych ilościach są ograniczone [9]. W terminalu LNG zbiorniki magazynowe musiałyby być oczywiście wielokrotnie większe. Izolacja termiczna może być wykonana z zastosowaniem próżni lub osłony z ciekłego azotu (LIN), przy czym spodziewany wskaźnik wrzenia wynosi 1%/d. Łatwość konwersji istniejącego zbiornika LNG na LH_2 jest różnie postrzegana w literaturze i w wywiadach eksperckich. Kluczowym wyzwaniem, które należy pokonać, są rozbieżne wymogi dotyczące chłodzenia LH_2. W odniesieniu do materiałów izolacji termicznej konieczne mogą być pewne dostosowania. Ryzyko odparowania jest znacznie większe w przypadku ciekłego wodoru, ze względu na jego bardzo niską temperaturę wrzenia wynoszącą -253°C. Ograniczenie tego zjawiska stanowi wyzwanie. Aby utrzymać ekstremalnie niskie temperatury w zbiorniku, potrzebne są specjalistyczne konstrukcje [9]. Terminal LH_2 w Kobe w Japonii posiada sferyczny zbiornik na wodór. Zbiorniki sferyczne są wybierane, ponieważ ich konstrukcja zmniejsza dzienny odpływ wodoru ze względu na mniejszy napływ ciepła. Jest to jednak rozwiązanie droższe w budowie niż zbiorniki z płaskim dnem. Ponieważ większość terminali LNG ma obecnie zbiorniki płaskodenne, w przypadku stosowania LH_2 odparowanie może być wyższe, nie tylko z powodu izolacji, ale także z powodu konstrukcji zbiornika (niekorzystny stosunek powierzchni do objętości) [9]. Podkreśla się ponadto, że w zbiorniku LNG, w przypadku przechowywania w nim wodoru, zostanie zmagazynowane tylko ok. 40% energii, ze względu na odmienne właściwości fizyczne [9]. Istniejący w Polsce terminal LNG w Świnoujściu posiada dwa zbiorniki LNG o pojemnościach 160 tys. m^3 LNG każdy oraz wybudowany w 2022 r. trzeci zbiorniki o pojemności 180 tys. m^3. □

Bibliografia

1. Czapkowski G., Tarkowski R., Uwarunkowania geologiczne wybranych wysadów solnych w Polsce i ich przydatność do budowy kawern do magazynowania wodoru, Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, 472: 53–82, 2018.

2. Hassan I. A., Ramadan H. S., Saleh M. A., Hissel D.,Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives, Renewable and Sustainable Energy Reviews 149, 2021, 111311.

3. Kimman N., Power-to-gas efficiency of a hydrogen back-up system governed by interrupitble sources services, Technical University Delft, 2020.

4. Małachowska A., Łukasik N., Mioduska J., Gębicki J., Hydrogen storage in geological formations – the potential of salt caverns, Energies, 2022.

5. Michalski J., Bunger U., Crotogino F., Donadei S., Schneider G.-S., Pregger T., Cao K.-K., Heide D., Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German Energy transition, International Journal of Hydrogen Energy, 42, 2017, 13427-13443.

6. Miziołek M., Filar B., Kwilosz T., Magazynowanie wodoru w szczerpanych złożach gazu ziemnego, Nafta-Gaz, 2022, nr 3, s. 219-239.

7. Portarapillo M., Di Benedetto A., Risk assessment of the large-scale hydrogen storage in salt caverns, Energies, 2021.

8. Publikacja informacyjna 11/I. Bezpieczne wykorzystanie wodoru jako paliwa w komercyjnych zastosowaniach przemysłowych, Polski Rejestr Statków S. A., 06. 2021.

9. Riemer M., Schreiner F., Wachsmuth J.,Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 11.2022.

10. Schrotenboer A. H., Veenstra A. A. T., uit het Broek M. A. J., Ursavas E., A Green Hydrogen Energy System: Optimal control strategies for integrated hydrogen storage and power generation with wind energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews 168, 2022, 112744.

11. Such P., Magazynowanie wodoru w obiektach geologicznych, Nafta-Gaz, 2020, nr 11, s. 794-798.

12. Takach M., Sarajilić M., Peters D., Kroener M., Schuldt F., von Maydell K., Review of hydrogen production techniques from water using renewable Energy sources and its storage in salt caverns, Energies, 2022.

13. Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., Towards underground hydrogen storage: A review of barriers, Renewable and Sustainable Energy Reviews 162, 2022, 112451.

14. Tchorek G., Rewolucja wodorowa - jak skorzystać?, PARP, Centrum Rozwoju MŚP, 10. 2022.

15. Uliasz-Misiak B., Lewandowska-Śmierzchalska J., Matuła R., Tarkowski R., Prospects for the implementation of underground hydrogen storage in tHe EU, Energies, 2022.

16. Valle-Falcones L. M. ,Grima-Olmedo C., Mazadiego-Martínez L. F. ,Hurtado-Bezos A., Eguilior-Díaz S., Rodríguez-Pons R., Green Hydrogen Storage in an Underground Cavern: A Case Study in Salt Diapir of Spain, Applied Sciences, 2022.

17. Zacharski J., Wójcicki A., Czapowski G., Wykorzystanie wybranych struktur geologicznych do podziemnego magazynowania substancji, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, Forum Innowacyjności, 2022.

18. Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiadacz "Technologie Power-To-Gas w aspekcie współpracy z systemami gazowniczymi", materiał z VI Konferencji Naukowo-Technicznej Energetyka Gazowa, kwiecień 2016, Zawiercie.

19. Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki, raport Zespołu Nr 4 „Gospodarka wodorowa".

https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/Gospodarka%20Wodorowa.%20Rekomendacje%20grupy%204.pdf

20. Piotr Szewczyk, Jacek Jaworski „Analiza wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na szczelność połączeń mechanicznych wybranych elementów sieci i instalacji gazowych", Instytut Nafty i Gazu, Kraków 2020.

REKLAMA

INDUSERWIS KNOP KONIECZNY

510 365 202 biuro@induserwis.pl

SYSTEMY MOCOWANIA RUR W PRZEMYŚLE

BIURO / DZIAŁ SPRZEDAŻY
Obrowiec, ul. Krapkowicka 19, 47-320 Gogolin
Tel./fax: 77/466 68 36, Kom.: 510 365 202, 511 991 093
Email: biuro@induserwis.pl

DZIAŁ PRODUKCJI / MAGAZYN / DOSTAWY
47-300 Rogów Opolski
ul. Ks. Zuga 7
Kom.: 572 899 823

- DIN3567A
- DN3570A
- DIN1593
- DIN1592
- ślizgi
- podpory
- zawiesia
- siedziska
- obejmy
- uchwyty

PRODUCENT SYSTEMÓW MOCOWANIA RUR I KABLI

Firma Induserwis s. c. działa na rynku polskim od 2009 roku i łącząc wieloletnie doświadczenie jej założycieli, może zaoferować Państwu profesjonalizm i fachowość w doborze systemów zamocowania rur i kabli oraz w zakresie usług, które świadczymy.

www.induserwis.pl

Artykuł sponsorowany

Andrzej Cieślak,
Architekt Bezpieczeństwa Przemysłowego

DYNACON
Connecting Data

Cyberbezpieczeństwo bezpieczne dla przemysłu

Kogeneracja w branży ciepłowniczej obejmuje, w ramach energii cieplnej i elektrycznej, dwa obszary jednocześnie - wytwarzanie i dystrybucję, co stawia tego typu zakłady przed wymagającymi zagadnieniami technologicznymi, technicznymi, logistycznymi oraz bezpieczeństwa, a w tym cyberbezpieczeństwa.

Zasilanie w surowiec jest również zróżnicowane. Chociażby systemy konwencjonalne i gazowe różnią się zasadniczo i wymagają innego podejścia.

Kolejnym aspektem jest zróżnicowanie poszczególnych systemów i rozwiązań ze względu na wiek. Często jest to połączenie starych, utrzymywanych przez dziesięciolecia technologii oraz nowych inwestycji opartych o w miarę najnowsze rozwiązania. Dodajmy do tego mnogość oraz rozpiętość geograficzną lokalizacji (zakładów) i dostajemy ogromną, zróżnicowaną technologicznie i organizacyjnie firmę, która wymaga szczególnego podejścia.

Zarządom zakładów i ich pracownikom należy się ogromny szacunek i uznanie za wiedzę, zaangażowanie i umiejętności zarządzania i utrzymania tak skomplikowanej struktury.

Stojąc przed wyzwaniem podniesienia bezpieczeństwa o aspekt ochrony cyfrowej, zastanówmy się zatem z czym się mierzymy i jaka jest skala przedsięwzięcia.

W dobie wymiany informacji i monitorowania procesów produkcji zbudowaliśmy rzeczywistość cyfrową w infrastrukturze, która do niedawna mogła się obyć bez dostępu do sieci Internet, łączenia procesów przemysłowych z częścią biz-

Fot. pixabay

nesową, zdalnych dostępów, centralnej administracji, itd.

Zwiększanie udziału systemów AKPiA zwiększyło efektywność produkcji i jednocześnie zmniejszyło liczbę awarii; poprawiło efektywność ekonomiczną, zmniejszyło liczebność załogi i zasadniczo zwiększyło bezpieczeństwo. Te same systemy wymagają zarazem coraz większych zasobów obliczeniowych. Zachęcając swoimi możliwościami do integracji zakładów w jeden system zarządczy, powodują konieczność wprowadzania rozwiązań informatycznych do procesów technologicznych i połączenia ich w skomplikowane układy sieci danych, które trzeba utrzymać i chronić.

W takiej sytuacji nie można przejść obojętnie obok potrzeby rozszerzenia zakresu monitorowania środowisk przemysłowych.

> Sięgamy po narzędzia IT, ale róbmy to z ogromną ostrożnością i dostosowaniem ich do tak wymagającego środowiska. Każdy błąd może zakłócić działające procesy. Zagadnienia cyberbezpieczeństwa są niesamowicie istotne, ale pójście na skróty i bezpośrednie korzystanie z narzędzi IT w środowisku OT stanowi wprowadzenie bezpośredniego zagrożenia do infrastruktury przemysłowej

Istniejące systemy AKPiA nie są ukierunkowane na nowe aspekty monitorowania i radzenia sobie z zagadnieniami i awariami w obszarach komunikacji i cyfrowego przetwarzania danych. Są nastawione na kontrolę procesów produkcji i dystrybucji - i dobrze. Sięgamy po narzędzia IT, ale róbmy to z ogromną ostrożnością i dostosowaniem ich do tak wymagającego środowiska. Każdy błąd może zakłócić działające procesy. Zagadnienia cyberbezpieczeństwa są niesamowicie istotne, ale pójście na skróty i bezpośrednie korzystanie z narzędzi IT w środowisku OT stanowi wprowadzenie bezpośredniego zagrożenia do infrastruktury przemysłowej.

Kolejnym zagadnieniem jest to, że konieczność wprowadzania nowych systemów komunikacji i obróbki danych nie zawsze koresponduje z kompetencjami firm oraz osób wdrażających poszczególne rozwiązania.

Najpoważniejsze wyzwania tkwią wewnątrz organizacji. Pomimo starań osób merytorycznie zaangażowanych, muszą większość sił poświęcić na pokonywanie wewnętrznych problemów proceduralnych, kompetencyjnych oraz zwyczajowego już braku chęci przyjmowania na siebie odpowiedzialności. Powoduje to szereg problemów:

- Zakup rozwiązań promowanych na zachodnich portalach produktów - wymówka „jak kupię to co wszyscy znają, to mi nic nie zrobią, nawet jak to coś nie będzie spełniać faktycznych wymagań";
- Zaniżanie funkcjonalności rozwiązań - „po co pisać merytoryczne OPZ, przecież Dostawcy wiedzą co mają nam dać";
- Minimalistyczne projektowanie rozwiązań w procesie zakupowym - „ja się nie znam i nie poznam. Niech ktoś inny za mnie zdecyduje. Nie zatrudnię lub nie wynajmę specjalistów - przecież moi ludzie muszą znać się na wszystkim";
- Brak zarządzania danymi i ich przygotowania - „nowe oprogramowanie IDS/SIEM/SOAR, itp. za masę pieniędzy przecież magicznie sam załatwi sprawę i wszystkiego się domyśli, przecież mamy sztuczną inteligencję";
- Audytowanie z zamiarem uzyskania pozytywnego wyniku, a nie weryfikacji stanu faktycznego - „jak po audycie pokażę, że wszystko mam ok, to przecież jestem bezpieczny - to znaczy, nie doczepią się do mnie i nic więcej nie muszę robić";
- Szczątkowe w skali kraju wymagania dla Dostawców technologii w zakresie cyberbezpieczeństwa - „IT przecież jest takie samo, po co wchodzić w OT. Przecież przemysł to SCADA na zwykłych komputerach";
- Zasadniczy brak wsparcia zarządów i wysokiego kierownictwa w procesie zwiększania cyberodporności - „przecież duży Dostawca mnie szantażuje, bo jest duży i ma u mnie monopol. Przecież nic z tym nie zrobię - to i nic nie robię";
- Uległość przed monopolistycznym podejściem dużych dostawców i zastraszaniem Zamawiających - „mają mnie w garści. Zabiorą gwarancje i wsparcie. Nie będę ich denerwować";
- Kuriozalne pozwalanie na dostarczanie rozwiązań cyberbezpieczeństwa przez dostawcę, który ma być tym rozwiązaniem objęty - czyli stanowienie o swojej sprawie - „przecież Dostawca najlepiej wie jak zabezpieczyć swój produkt. Niech robi co chce, a na niego przerzucę odpowiedzialność";
- Akceptacja przepłacania za usługi i produkty jedynie dlatego, że Duży, zagraniczny dostawca posiada przewagę monopolisty na danym obiekcie - „co ja mogę zrobić. To całe cyber jest strasznie drogie. A polski Dostawca - a co oni tam mogą wiedzieć. Są kilkukrotnie tańsi? I co z tego. Jak kupię u największych bubel, to będzie dla mnie bezpieczniej, niż kupowanie czegoś dobrego i taniej od polskiego dostawcy, producenta, konsultanta, wdrożeniowca", bo przecież kupiłem drogo i od największych".

Walka wewnętrzna i podstawowy brak wsparcia oraz konsekwencji wy-

Fot. Raisa Milova on Unsplash

sokiego kierownictwa w procesie inwestycyjnym, remontowym oraz zadaniach projektowych i wdrożeniowych, kończy się obniżaniem poziomu cyberodporności, pomimo wydatkowanych coraz większych środków.

Wyciek istotnych danych produkcyjnych, środowiskowych, konfiguracyjnych, zdarzeń poza Polskę, zapisywane w kontraktach. Zwiększanie monopolu dużych dostawców. Ubezwłasnowolnianie polskich zakładów produkcyjnych i dystrybucyjnych. To tylko niektóre z konsekwencji w ramach wymienionych i popełnianych wyżej błędów.

Jak temu zaradzić?

- Wymagane jest bezwzględne wsparcie zarządu i wyższego kierownictwa w aspektach cyberbezpieczeństwa;
- Brak uległości przed zastraszaniem dużych dostawców;
- Wymuszenie przestrzegania prawa przez dostawców;
- Wprowadzenie do opisów przedmiotów zamówień oraz PFU wymagań w zakresie cyberbezpieczeństwa dla dostawców, ich komponentów, wdrożeń, rozwiązań, odbiorów, szkoleń, dokumentacji projektowej i powykonawczej;
- Wprowadzenie układu hybrydowego dla SOC i zespołów cyberbezpieczeństwa. Wspomaganie aktywne przez zewnętrznych ekspertów i zespoły SOC;
- Zawieranie umów wraz z aktywnym współadministrowaniem wdrożonymi rozwiązaniami, a nie tylko kupowanie fasady umowy serwisowej;
- Wprowadzanie do umów odpowiedzialności za ciągłość działania;
- Zaniechanie kupowania rozwiązań cyberbezpieczeństwa od dostawców, których rozwiązania mają być monitorowane i zabezpieczane;
- Wprowadzanie testów podatności jako standard przy dostawach;
- Rozdzielenie OT i IT na poziomach 1 i 2, a łączenie OT i IT na poziomie 3 zarządzania i wsparcia;
- Wprowadzenie i/lub wzmocnienie zespołów ds. bezpieczeństwa (a w ramach niego zespołu ds. cyberbezpieczeństwa) i umocowanie ich na poziomie zarządu;
- Wyłączenie zakresu komunikacji i cyberbezpieczeństwa z dostaw technologii, pozostałych rozwiązań AKPiA i innych rozwiązań objętych bezpieczeństwem i prowadzenie zadań w ramach wspólnego zaangażowanie się w dany projekt, a tym samym - odzyskanie kontroli nad projektem i umożliwienie monitorowania poprawności wdrożenia rozwiązań już na początkowych okresach implementacyjnych;
- Zablokowanie wycieku danych - w szczególności na podstawie podpisanych umów wsparcia.

Jedynym kierunkiem, jaki możemy obrać, aby podnieść poziom cyberodporności to wsparcie polskich ekspertów, polskich pracowników, polskich instytucji, polskich firm, itd. Jak Polska może stać się partnerem w obszarze bezpieczeństwa? Kupujmy polskie rozwiązania, polskie usługi, polskie wsparcie. Rozumiem kooperacje, współpracę, partnerstwa technologiczne, wymianę doświadczeń, itd. Jest to niezbędne i potrzebne. Lecz jest realne jedynie wtedy, gdy będziemy faktycznie partnerami, a nie klientami, monterami i siłą roboczą.

Już widać zmiany na lepsze, ale wciąż jesteśmy na początku drogi. Zabierzmy zbłądzonych na właściwą ścieżkę wiedzy i doświadczenia. □

Andrzej Cieślak
CCIE# 48567, MSc Ethical Hacking and Computer Security, SIEMENS Certified Professional for Industrial Networks, Hirschmann Industrial Security Professional, CCNA Industrial, CCNP Security, CCDP, Cisco CCNP Security Instructor Trainer, Cisco CCNP R&S Instructor Trainer, CCNP R&S Trainer ITC, CCNP Security Trainer ITC, Dell Networking Specialist, Dell Networking OS 9 CLI, EMEA Networking Technical Speciality, Dell Networking C-Series Technical Overview, National Security Agency Recognition, Instructor CFR (Cyber Security First Responder), ISO 9001 Auditor, Auditor ISO 27001, MASE, MASE Security, CSSA, VCP6-NV, VCP-DC, MCSE, MCSE Security, CompTIA sec+, Instructor Linux lev 1-4, Prince 2 Practitioner, Python programming, Cisco DevOps, CCAI, CIT Excelent.

DYNACON

CYBERBEZPIECZEŃSTWO INFRASTRUKTURY KRYTYCZNEJ

PROJEKTOWANIE SYSTEMÓW CYBERBEZPIECZEŃSTWA

PRODUKCJA URZĄDZEŃ ORAZ OPROGRAMOWANIA

SOC SECURITY OPERATIONS CENTER

AUDYTY SZKOLENIA TRENINGI BOJOWE

WDROŻENIA SYSTEMÓW KLASY IDS SIEM SOAR

DYNACON

biuro@dynacon.pl
www.dynacon.pl
+48 71 307 51 73

Fot. ilustracyjne, Yaopey Yong on unsplash

- **Dr Magdalena Krawczyk,**
  Adwokat, Senior Associate, Kubas Kos Gałkowski Adwokaci sp. p. sp.j., Ekspert Praktyki Energy & Natural Resources KKG
- **Patrycja Wysocka,**
  Adwokat, Partner, Kubas Kos Gałkowski Adwokaci sp. p. sp.j., Co-leader Praktyki Energy & Natural Resources KKG

Nowelizacja pakietu legislacyjnego dedykowanego offshore wind w Polsce

Krok naprzeciw inwestorom

Możliwość produkcji energii elektrycznej na Bałtyku daje Polsce obietnicę budowy lokalnego łańcucha wartości, który może mieć kluczowy wkład w sprawiedliwą transformację tradycyjnego polskiego przemysłu. Warunkiem, który musi być spełniony, aby ten cel stał się możliwy do realizacji, są sprzyjające mechanizmy regulacyjne. Pakiet legislacyjny dotyczący offshore właśnie jest nowelizowany. To dobry znak - ustawodawca reaguje na postulaty podmiotów, których inwestycje dają podwaliny pod zupełnie nowy sektor polskiej gospodarki.

Wielowymiarowy potencjał inwestycji nakierowanych na budowę i eksploatację morskich farm wiatrowych stanowi jedno z założeń Europejskiego Zielonego Ładu[1]. Energia wiatrowa na obszarach morskich to strategiczny cel i filar procesu przechodzenia Europy na czystą i tanią energię, a przy tym niezależną od importu węglowodorów. W ślad za politycznymi deklaracjami, podążają konkretne kroki podejmowane przez ustawodawców krajowych, którzy dążą do włączenia jak największego wolumenu energii wytworzonej z wiatru na morzu do rodzimych miksów energetycznych.

Polska zajmuje w tym zakresie szczególne miejsce w Europie, mając szansę zostać unijnym liderem wytwórców energii z offshore. Na wodach Bałtyku panują bowiem jedne z najlepszych warunków do rozwoju inwestycji w farmy wiatrowe. To morze ma bardzo dobre wskaźniki wietrzne (ponad 300 wietrznych dni w roku) oraz lokalizacyjne, a do tego płytkie wody (Bałtyk jest najpłytszym morzem na świecie, jego średnia głębokość to ok. 55 m). Według szacunków, określających potencjał mocy zainstalowanej z morskich farm wiatrowych do 2050 r. w Europie, Bałtyk posiada potencjał aż 93 GW, a jak wynika z najnowszych badań[2], potencjał mocy zainstalowanej tylko w polskiej części Bałtyku wynosi aż 33 GW. Realizacja tej ogromnej szansy, jaką daje polski akwen, czyli skorzystanie w pełni z potencjału, jaki drzemie w polskich wodach, wymaga realizacji wielu rozproszonych działań administracji państwowej - tak o charakterze strategicznym (np. kształcenie wyspecjalizowanej kadry), jak i infrastrukturalnym (np. rozbudowa sieci dystrybucyjnej). Nieodzownym elementem rozwoju tej nowej gałęzi gospodarki jest jednak udział prywatnych inwestorów, którzy będą chcieli aktywnie działać na nowym rynku w Polsce. Kluczowym elementem są tutaj sprzyjające, a co najważniejsze - przejrzyste ramy legislacyjne, które zapewnią bezpieczeństwo wielomiliardowych inwestycji nakierowanych na powołanie do życia i funkcjonowanie pierwszych polskich farm wiatrowych.

Od samego początku, gdy podjęto inicjatywę budowy sektora offshore wind w Polsce, ramy prawne dla tego przedsięwzięcia były konsultowane z przedstawicielami wiodących firm ze światowej branży oraz polskimi inwestorami, którzy zdecydowali się realizować te inwestycje w międzynarodowym partnerstwie. W ten sposób zbudowano stabilną oś dla programowania rozwoju nowej gałęzi gospodarki i realizacji potrzeb gospodarczych wynikających z transformacji.

Pierwszym przykładem tego, że polskie ambicje przekuwane są w konkrety, był sector deal[3], którego inspiracją był światowy lider offshore, czyli Wielka Brytania. Bezsprzecznym sukcesem było podpisanie go przez tak wielu interesariuszy. Kilka miesięcy później uchwalono ustawę o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w MFW[4], która stworzyła podstawę dla polskiego programu offshore'owego, nakreśliła ramy, jeżeli chodzi o system wsparcia, procedury, skrócenie ścieżek niektórych procedur. Znowelizowano ustawę o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej[5]. Następnie wykonano tytaniczną pracę nad rozporządzeniami wykonawczymi i większość z nich jest już obowiązującym prawem[6]. Inwestorzy dostali również zapewnienie w postaci szytego na miarę polskich projektów, niestandardowego systemu wsparcia o wartości 22,5 mld euro, który został zatwierdzony przez Komisję Europejską[7].

> Energia wiatrowa na obszarach morskich to strategiczny cel i filar procesu przechodzenia Europy na czystą i tanią energię, a przy tym niezależną od importu węglowodorów

Trudne doświadczenia ostatniego roku w postaci turbulentnej sytuacji geopolitycznej, załamanie się bezpieczeństwa energetycznego kraju, przerwane łańcuchy dostaw i osłabienie złotówki postawiły inwestorów przed dylematem nieadekwatności prawnego scenariusza realizacji projektów w toku. Wobec nasilających się postulatów dotyczących potrzeby nowelizacji przepisów, ustawodawca dostrzegł konieczność przemodelowania ram prawnych tak, by odpowiadały nowym realiom.

Od kilku miesięcy polska branża offshore sygnalizowała pilną potrzebę zmian legislacyjnych w zakresie wsparcia procesu inwestycyjnego, które pozwoliłyby zabezpieczyć rentowność inwestycji w MFW. W tym kontekście, pierwszoplanowe znaczenie miał postulat waloryzacji ceny maksymalnej, uwzględniający wzrost cen surowców i usług związany z inflacją, a także globalny kryzys na rynku energetycznym. Ustawodawca nie miał możliwości przewidzenia galopującego wzrostu cen komponentów, w związku z tym realną potrzebą stało się uaktualnienie poziomu wsparcia. Przepisy przewidywały, że waloryzacja inflacyjna cen w ramach wsparcia, przyznanego projektowi morskiej farmy wiatrowej następować będzie od momentu wydania przez Prezesa URE ostatecznej decyzji o poziomie wsparcia. Branża offshore apelowała by waloryzacja następowała od pierwszej decyzji Prezesa URE o wsparciu. W tym samym kontekście potrzebne okazało się zabezpieczenie inwestorów przed ryzykiem kursowym. Jako że większość wydatków związanych z budową MFW ponoszona jest przez nich w euro, inwestorzy zgłaszali potrzebę przeformułowania sposobu rozliczania wsparcia, uzyskanego w ramach kontraktów różnicowych.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzegło zasadność wprowadzenia niezbędnych zmian, biorąc pod uwagę chęć przyśpieszenia inwestycji w morską energetykę wiatrową. Jednym z celów określonych w „Polityce energetycznej Polski do 2040 r."[8] jest bowiem wytwa-

rzanie 11 GW mocy w morskiej energetyce wiatrowej do 2040 r.

Odpowiadając na obawy zgłaszane przez inwestorów w 2022 r., 15 grudnia 2022 r. uchwalono ustawę nowelizującą pakiet legislacyjny dotyczący offshore. Uczyniono to wraz z uchwaleniem ustawy o szczególnej ochronie odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (tzw. ustawa gazowa)[9]. Ustawa ta, oprócz zamrożenia ceny gazu na poziomie z 2022 r. oraz regulacji dotyczących systemu rekompensat, zawiera również liczne rozwiązania, które wspomogą rozwój morskich farm wiatrowych i poprawią warunki inwestowania. Przepisy, z wyjątkami wymienionymi w art. 89 ustawy gazowej, weszły w życie w dniu 21 grudnia 2022 r.

Warto podkreślić, że ustawa gazowa została uchwalona w tzw. szybkim procesie legislacyjnym, gdzie skracane są terminy procedowania ustaw. Ujęcie zagadnień dotyczących morskiej energetyki wiatrowej w ustawie gazowej, stanowiło zatem uwzględnienie postulatów branży, aby jak najszybciej wprowadzić niezbędne regulacje.

W zakresie nowelizacji ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej[10], zdecydowano o wydłużeniu do 35 lat maksymalnego okresu, liczonego od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna, na jaki może zostać wydane pozwolenie ustalające lokalizację oraz warunki utrzymywania kabli lub rurociągów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego. Nowelizacja pozwoli na dostosowanie 35-letniego terminu pozwoleń na lokalizację kabli podmorskich, do maksymalnego okresu obowiązywania pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń dla morskich farm wiatrowych (PSZW), pozwalając na faktyczne korzystanie z PSZW. W nowelizacji doprecyzowano również przepis wskazujący moment, od którego należy liczyć 35-letni okres obowiązywania PSZW.

Odnosząc się do nowelizacji ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko[11], podkreślenia wymaga wydłużenie do 10 lat, licząc od dnia, w którym decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach stała się ostateczna, terminu na złożenie wniosku lub dokonanie zgłoszenia, np. o wydanie pozwolenia na budowę, czy decyzji o ustaleniu lokalizacji. Ustawodawca dostrzegł długotrwały charakter realizacji inwestycji w zakresie morskich elektrowni wiatrowych, a także związane z tym ryzyko, że w pewnych przypadkach, dotychczasowy 6-letni termin na złożenie wniosku może okazać się niewystarczający. Faza rozwoju, poprzedzająca budowę morskiej elektrowni wiatrowej, może trwać bowiem od 3 do 10 lat[12].

Zmiany dotyczą również ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. prawo budowlane[13], gdzie wprowadzono jednoznaczne określenie właściwości miejscowej wojewody na morskich wodach wewnętrznych, morzu terytorialnym i w wyłącznej strefie ekonomicznej, a także ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. prawo wodne[14], wskazując, że uzyskanie zgód wodnoprawnych nie jest wymagane w zakresie układania kabli na obszarach morskich. Powyżej opisane zmiany są odpowiedzią na wątpliwości pojawiające się po stronie inwestorów w zakresie niejasnych interpretacji co do procedury administracyjnej w procesie inwestycyjnym MFW.

Wydaje się, że najbardziej znaczące modyfikacje zostały ujęte w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (tzw. ustawa offshore)[15]. Ustawodawca zdecydował się na nowelizację przepisów dotyczących tzw. kontraktów różnicowych. Kontrakt różnicowy to umowa, na podstawie której strona wspierająca i strona wspierana uzgadniają cenę referencyjną. W przypadku, gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana stronie wspieranej. W przeciwnym razie, gdy ceny energii są wyższe niż cena referencyjna, strona wspierająca otrzymuje tę różnicę.

Dotychczasowe brzmienie ustawy offshore powodowało, że waloryzacja poziomu wsparcia ustalonego, rozpocznie się najwcześniej w 2023 r., z pominięciem 2022 r. Celem prawodawcy było natomiast objęcie waloryzacją ceny, będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda od momentu, w którym została przyznana pomoc publiczna. Nowelizacja zagwarantowała coroczną waloryzację ceny maksymalnej średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS, począwszy od 2022 r. dla projektów realizowanych w I fazie wsparcia. Dodatkowo, w art. 40 ustawy offshore dodano ust. 10a-10g, który wprowadza mechanizm

Fot. ilustracyjne, Nicholas Doherty on unsplash

umożliwiający zmianę sposobu rozliczania prawa do pokrycia ujemnego salda, pozwalający na wskazanie przez wnioskodawcę wartości procentowych, jakie powinny być wypłacane w odniesieniu do złotych, a jakie w odniesieniu do euro. Jest to odpowiedź na postulaty branży, związane z nadzwyczajną sytuacją na rynku, wywołaną przez kryzys energetyczny i wzrost cen, a w szczególności osłabiającą się pozycją złotówki na rynkach walutowych.

Prace nad kompleksową nowelizacją pakietu legislacyjnego dedykowanego offshore wind w Polsce trwają. Regulacje wspierające rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej znalazły się również w projekcie nowelizacji ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii[16] (UC99), opublikowanym na stronie Rządowego Centrum Legislacji (RCL) w dniu 8 stycznia 2023 r. Projekt zakłada istotne zmiany w zakresie wolumenu aukcji offshore. Aktualnie obowiązujące przepisy zakładają, że maksymalna łączna moc zainstalowana morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach kalendarzowych, będzie wynosić 5 GW. Projekt nowelizacji zwiększa wolumen aukcji offshore do 12 GW, ponadto rozszerzając dodatkowo na 2029 i 2031 r. możliwość przeprowadzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki aukcji offshore.

Ostatnie zmiany dotychczasowych regulacji, szczególnie te wprowadzone przy okazji uchwalenia ustawy gazowej, przyjmowane są z entuzjazmem. Zgodnie ze zgłaszanymi postulatami, poprzez doprecyzowanie przepisów dotyczących waloryzacji, a także możliwość powiązania ceny maksymalnej z kursami walutowymi, poprawiono warunki inwestowania w morską energetykę wiatrową, poprzez dostosowanie ich do rynkowych realiów sytuacji gospodarczej. Głosy aprobaty wyrażane są również względem prac nad nowelizacją ustawy OZE. Branża wskazuje, że ogromny potencjał Bałtyku został w końcu dostrzeżony, a projekt nowelizacji wpłynie pozytywnie na dynamikę rozwoju sektora offshore.

Korzystne otoczenie legislacyjne jest niezbędne, aby w pełni wykorzystać potencjał polskiej morskiej energetyki wiatrowej. Polska jest obecnie w początkowej fazie formowania morskiego rynku energetycznego, a ramy prawne tego przedsięwzięcia zawarte zostały w szeregu ustaw oraz aktów wykonawczych, które nie zawsze odpowiadają w pełni potrzebom inwestorów. Modyfikowanie prawnego pakietu offshore, które wychodzi naprzeciw zgłaszanym postulatom, stanowi zatem złożone przedsięwzięcie legislacyjne. Należy jednak pozytywnie ocenić, że administracja państwowa dostrzega potrzeby korekty i na nie odpowiada, o czym świadczą zmiany w przepisach, które mają dodać wiatru w żagle morskiej energetyki wiatrowej. □

> Korzystne otoczenie legislacyjne jest niezbędne, aby w pełni wykorzystać potencjał polskiej morskiej energetyki wiatrowej. Polska jest obecnie w początkowej fazie formowania morskiego rynku energetycznego, a ramy prawne tego przedsięwzięcia zawarte zostały w szeregu ustaw oraz aktów wykonawczych, które nie zawsze odpowiadają w pełni potrzebom inwestorów

Przypisy:

1. Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 11 grudnia 2019 r. - COM (2019) 640.
2. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Potencjał Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polsce, Warszawa, Listopad 2022.
3. List intencyjny o współpracy w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce z dnia 1 lipca 2020 r.
4. Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 z późn. zm.).
5. Ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 457 z późn. zm.).
6. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 marca 2021 r. w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda (Dz. U. poz. 587), Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 grudnia 2021 r. w sprawie wzoru sprawozdań dotyczących realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług (Dz. U. poz. 2385), Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 25 maja 2022 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu (Dz. U. poz. 1257), Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 16 grudnia 2022 r. w sprawie rodzajów przepływów pieniężnych uwzględnianych przy obliczeniu ceny skorygowanej i szczegółowego sposobu kalkulacji tej ceny (Dz. U. poz. 2753), Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 27 listopada 2021 r. w sprawie oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym (Dz. U. poz. 2203 z późn. zm.).
7. Decyzja wykonawcza Rady w sprawie zatwierdzenia oceny planu odbudowy i zwiększenia odporności Polski z dnia 1 czerwca 2022 r., COM (2022) 268 final.
8. M. P. z 2021 r. poz. 264.
9. Dz. U. poz. 2687.
10. Dz. U. z 2022 r. poz. 457 z późn. zm.
11. Dz. U. z 2022 r. poz. 1029 z późn. zm.
12. Sikorski Ł. (red.), Morska Energetyka Wiatrowa - praktyczne wprowadzenie, 2023.
13. Dz. U. z 2021 r. poz. 2351 z późn. zm.
14. Dz. U. z 2022 r. poz. 2625 z późn. zm.
15. Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 z późn. zm.
16. Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 z późn. zm.

Fot. Karsten Wurth on unsplash

Ernest Łuczak,
Adwokat, Senior Associate, Kancelaria Osborne Clarke

Klastry lekarstwem na rozwój energetyki rozproszonej?

Globalne trendy i międzynarodowa polityka klimatyczno-energetyczna ma bezpośredni wpływ na kształt sektora energetycznego w Polsce. Jesteśmy świadkami postępującej decentralizacji wytwarzania i rozwoju energetyki rozproszonej. Jednym z głównych wyzwań, które stoją obecnie przed sektorem energetycznym jest dostęp źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznych. W tym samym czasie podejmowane są kroki mające na celu promowanie energetyki rozproszonej. Przykładem takiego działania może być projekt nowelizacji ustawy o OZE w zakresie energetyki klastrowej.

Energetyka rozproszona, a sieci elektroenergetyczne

Zainteresowanie inwestorów budową na terenie Polski nowych źródeł OZE nie słabnie. A sektor sieciowy nie zawsze nadążał za rozwojem energetyki rozproszonej. Skutkiem tego jest stale rosnąca liczba odmów przyłączenia nowych instalacji wytwórczych. Trudności z uzyskaniem dostępu do infrastruktury mają zarówno duże projekty wielkoskalowe, jak i te znacznie mniejsze. Dostęp do sieci elektroenergetycznej jest warunkiem koniecznym rozwoju energetyki rozproszonej. Transformacja energetyki związana jest nie tylko z decentralizacją źródeł wytwórczych, ale również z rozbudową i modernizacją infrastruktury sieciowej.

Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych

Równolegle z modernizacją i rozbudową sieci elektroenergetycznych konieczne są działania mające na celu optymalizację wykorzystania istniejących mocy przyłączeniowych. Oznacza to zwiększenie zdolności przesyłowych sieci dystrybucyjnych bez konieczności ich rozbudowy. Przykładem ilustrującym możliwe do podjęcia kroki w tym kierunku jest Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki[1].

W Karcie Prezes URE oraz najwięksi krajowi operatorzy systemów dystrybucyjnych zadeklarowali podjęcie prac umożliwiających wykorzystanie takich rozwiązań jak m. in. linia bezpośrednia, *cable pooling*, czy też wprowadzenie ułatwień w zakresie przyłączania magazynów energii elektrycznej. Zaproponowane rozwiązania mają także przyczynić się do rozwoju generacji rozproszonej.

Na równi z poczynaniami zmierzającymi do poprawy jakości sieci elektroenergetycznych podejmowane są inicjatywy legislacyjne, mające na celu promowanie generacji rozproszonej. Widać to w szczególności w obecnie procedowanym projekcie nowelizacji ustawy o OZE (druk UC99)[2].

W założeniu projektowane przepisy mają przyczynić się do poprawy lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, umożliwić większe wykorzystanie miejscowych zasobów (w tym źródeł OZE) oraz pozytywnie wpłynąć na rozwój lokalnej przedsiębiorczości.

> Odpowiednia współpraca w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m. in. klastry energii - może zwiększyć niezależność energetyczną i tym samym bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym

Służyć temu ma m. in. nowe otoczenie regulacyjne dla klastrów energii. Czy projektowane przepisy rzeczywiście przyczynią się do rozwoju energetyki klastrowej?

Co z tymi klastrami?

Kluczowa cecha energetyki rozproszonej jaką jest jej lokalny charakter sprawia, że może być ona atrakcyjnym rozwiązaniem dla miejscowych społeczności. Odpowiednia współpraca w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m. in. klastry energii - może zwiększyć niezależność energetyczną i tym samym bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym.

Pierwsze przepisy dotyczące klastrów zostały wprowadzone do polskiego porządku w połowie 2016 r. za sprawą nowelizacji ustawy o OZE. Koncepcja klastra energii spotkała się z dużą przychylnością i pozytywnym odbiorem. Jednak po blisko 7 latach od wprowadzenia tej instytucji możemy śmiało stwierdzić, że energetyka klastrowa kuleje[3].

Wśród przyczyn takiego stanu rzeczy wskazuje się m. in. wątpliwości interpretacyjne w zakresie samej definicji klastra energii oraz podmiotowego i przedmiotowego zakresu jego działania. Ponadto, obecne przepisy w sposób bardzo ogólny określają zasady współpracy biznesowej w ramach klastrów energii.

Jednocześnie nie istnieją regulacje wspierające rozwiązania bilansowania lokalnego. Do innych najbardziej istotnych barier rozwoju tego obszaru należy brak systemu wsparcia, który promowałby wykorzystanie OZE w ramach autokonsumpcji członków klastra energii.

Rola klastrów energii

PEP2040[4] wskazuje, że dostępność odnawialnych źródeł energii, w szczególności na obszarach wiejskich stwarza możliwość ich wykorzystania do wytwarzania energii na potrzeby regionalne. Rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwoli na racjonalne i efektywne wykorzystanie lokalnego potencjału OZE, a także wpłynie na ograniczenie strat w przesyle i dystrybucji energii elektrycznej.

Zgodnie z założeniami przyjętymi w PEP2040, rolę w tym zakresie mają pełnić społeczności energetyczne, w tym klastry energii, a w 2030 r. będzie działało w Polsce 300 takich zbiorowych podmiotów.

Szczególną rolę klastrów w przemianie systemu elektroenergetycznego potwierdzają także autorzy Strategii rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 r.[5]. Zwracają oni uwagę na możliwość wykorzystania tej instytucji przez przedsiębiorców i dalszy jej rozwój w kierunku tworzenia klastrów przemysłowych (efektywne wykorzystanie energii z własnych i okolicznych źródeł OZE). W Strategii wskazano, że do tej pory powstało ponad 100 klastrów energii, jednak w oczekiwaniu na wprowadzenie regulacji uwzględniających model bizne-

Fot. Nazrin babashova on unsplash

sowy klastra energii w większości inicjatyw wstrzymano procesy inwestycyjne.

Współpraca z samorządem

Nowe rozwiązanie dotyczące klastrów energii zawiera przygotowany przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska projekt nowelizacji ustawy o OZE (UC99). Sam projektodawca uznał, że obecnie obowiązujące regulacje nie zapewniają wystarczających ram prawnych pozwalających na efektywne funkcjonowanie klastrów.

Formuła działalności klastra wymaga - zdaniem projektodawcy - większego podkreślenia współpracy z samorządami i przynoszenia korzyści także dla lokalnych społeczności. W tym celu proponowane zmiany zakładają, że stroną porozumienia klastrowego powinna być przynajmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kontrolowana przez taką jednostkę.

Warto też zwrócić uwagę na zyskującą na znaczeniu rolę magazynów energii elektrycznej, które bez wątpienia będą pełnić istotną funkcję w rozwoju generacji rozproszonej. Podobne założenie przyjął projektodawca, dlatego do zakresu działalności klastra dodano magazynowanie energii.

System wsparcia

Jedną z najważniejszych zmian w zakresie energetyki rozproszonej jest zaproponowanie „systemu wsparcia" dla klastrów. Polegać on będzie na zwolnieniu z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej, akcyzy oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia i świadectwami efektywności energetycznej.

Zwolnienia dotyczyć będą ilości energii elektrycznej wytworzonej z OZE przez strony porozumienia klastra wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii.

Warto przy tym podkreślić dwie istotne kwestie. Po pierwsze, korzystanie ze

wsparcia możliwe będzie pod warunkiem uprzedniego zarejestrowania klastra w rejestrze, który ma zostać utworzony równolegle z wprowadzeniem systemu wsparcia. Po drugie, mechanizm wsparcia będzie miał charakter czasowy i uzależniony będzie od spełnienia określonych warunków (zobacz tab. 1).

Współpraca z OSD

Projektowane przepisy zawierają również rozwiązania w zakresie współpracy klastrów energii z OSD, które mają ułatwić dokonywanie rozliczeń pomiędzy uczestnikami klastra. Warto zwrócić uwagę, że pierwszy projekt nowelizacji (wersja z 24 lutego 2022 r.) przewidywał możliwość świadczenia przez klastry na rzecz OSD, za wynagrodzeniem, usługi ograniczenia obciążenia szczytowego. Chodziło o zmniejszenie mocy szczytowych, obciążających infrastrukturę sieciową, poprzez aktywne zarządzanie zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej. W obecnej wersji projektu nowelizacji zrezygnowano z powyższych rozwiązań.

Tab. 1. Warunki wsparcia dla klastrów energii

Etap 1 - do 31 grudnia 2026 r.
Warunki korzystania ze wsparcia:
1. co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez strony porozumienia tego klastra energii jest wytwarzana z OZE oraz
2. łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej oraz
3. zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

Etap 2 - do 31 grudnia 2029 r.
1. Warunki korzystania ze wsparcia:
co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez strony porozumienia tego klastra energii jest wytwarzana z OZE oraz
2. łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 50% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej oraz
3. zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

Czy to wystarczy?

Nowe regulacje mają w założeniu przygotować klastry energii do w pełni profesjonalnego funkcjonowania na zmieniającym się rynku energii i być impulsem do tworzenia kolejnych modeli biznesowych w polskiej energetyce rozproszonej. Czy rzeczywiście tak będzie? Czy zaproponowany system wsparcia okaże się wystarczający?

> Nowe regulacje mają w założeniu przygotować klastry energii do w pełni profesjonalnego funkcjonowania na zmieniającym się rynku energii i być impulsem do tworzenia kolejnych modeli biznesowych w polskiej energetyce rozproszonej

Wydaje się, że oprócz systemu wparcia dla klastrów energii i promowania rozwiązań mających na celu poprawę jakości infrastruktury sieciowej (w szczególności tych wskazanych w Strategii oraz w Karcie Efektywnej Transformacji Sieci), trzeba zwrócić uwagę na czynnik społeczny.

Świadomość społeczna korzyści jakie, wiążą się z OZE i energetyką rozproszoną może ułatwić nie tylko tworzenie klastrów, ale również ich sprawne funkcjonowanie oraz dalszy rozwój. Kluczowa jest także edukacja, w szczególności na szczeblu jednostek samorządu terytorialnego, które - zgodnie z założeniami - będą w istotnym stopniu współtworzyć polską energetykę klastrową. □

Przypisy

1. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki dostępna pod linkiem www.ure.gov.pl/download/9/13255/KARTAEFEKTYWNEJTRANSFORMACJI.pdf (dostęp 27 stycznia 2023 r.).
2. Projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC99) wersja z 20 grudnia 2022 r., dostępny pod linkiem: www.legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12357005/katalog/12858172#12858172 (dostęp 27 stycznia 2023 r.).
3. W 2020 r. Ministerstwo Aktywów Państwowych informowało, że nie dysponuje informacją o liczbie funkcjonujących klastrów energii, bo nie ma obowiązku ich zgłaszania. Jednak podało listę 66 funkcjonujących, które w ramach konkursu otrzymały Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii.
4. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) dostępna pod linkiem: www.dziennikustaw.gov.pl/MP/2021/264 (dostęp 27 stycznia 2023 r.).
5. Strategia Rozwoju Energetyki Rozproszonej w Polsce do 2040 r. dostępna pod linkiem: www.energetyka-rozproszona.pl/media/ckeditor/2023/01/13/strategia-rozwoju-energetyki-rozproszonej-w-polsce-do-2040-roku.pdf (dostęp 27 stycznia 2023 r.).

Łukasz Chodkowski,
Dyrektor Zarządzający, Déhora

Michał Kibil,
Senior Partner, Adwokat, Kancelaria DGTL

Elastyczne zatrudnienie

Przyszłość HR w energetyce?

Teorie zarządzania na przestrzeni lat podlegały dynamicznej ewolucji. Historycznie w klasycznej teorii zapoczątkowanej przez Fryderyka Taylora i Henry'ego Fayola - człowieka widziano przez pryzmat produkcji, traktując go jako jeden z zasobów. Zarządzanie ludźmi poddawano pod proces pracy, ściśle dzieląc zadania i czas pracy pod ustalone potrzeby organizacji. Ten model zarządzania był najdłużej stosowany przy liniach produkcyjnych, gdzie potrzeby pracowników odkładane były na drugi plan. Najważniejszy był niezaburzony proces.

W późniejszych latach zaczęto dostrzegać potrzeby pracowników przestając postrzegać ich jako zasób oraz w większym stopniu skupiając się na odpowiadaniu na ich potrzeby, aby zapewnić ich odpowiednią motywację. Jedną ze współczesnych emanacji tego podejścia jest behawioralna teoria zarządzania, odchodząca od traktowania zespołów jako zasobu (*Human Resources*) i skupiająca się na ujęciu relacji występujących między nimi (*Human Relations*).

Obecnie możemy zaobserwować przechodzenie o krok dalej, gdzie na organizacje patrzy się z perspektywy ludzi, którzy ją tworzą. Emanacją tego trendu jest odchodzenie od nomenklatury zasobów ludzkich, a nawet relacji międzyludzkich, na rzecz określania dotychczas nam znanego obszaru HR mianem *People & Culture.* To właśnie ludzi i kulturę organizacji zaczyna wybijać się ponad ustrukturyzowany proces, do którego wszyscy muszą się bezwarunkowo dostosować.

Z pewnością będą tacy, którzy powiedzą, że jest to czysta semantyka, ale w rzeczywistości zmiana jest fundamentalna. Potrzeby ludzi, tak długo jak możliwe jest ich pogodzenie z kluczowymi potrzebami organizacji, zaczynają wychodzić na pierwszy plan. Co ciekawe, ewolucja procesu zarządzania jest skorelowana ze zmieniającym się podejściem kolejnych pokoleń pracowników do pracy oraz koniecznością zmiany podejścia pracodawców do swoich pracowników.

Jak w starym dylemacie o jajku i kurze, pewnie ciężko będzie ustalić, czy najpierw w najmłodszych pokoleniach zaczęła się pojawiać potrzeba uwzględniania ich potrzeb, czy też była to naturalna konsekwencja zmieniającego się podejścia organizacji. Niemniej jednak faktem jest, że najmłodsze z pokoleń obecnego rynku pracy (*millenialsów*, czy też pokolenia *iGen*) wyraźnie oczekują dostosowywania się do nich przez pracodawców, co ma im umożliwiać m. in. łączenie życia zawodowego z życiem prywatnym. I tu pojawia się kluczowe pytanie: czy jest to w ogóle możliwe, szczególnie w takich branżach jak energetyka, która w wielu obszarach pracowała i będzie pracować w ruchu ciągłym? Czy można połączyć potrzeby organizacji i pracownika? Zdecydowanie tak!

Początki uelastyczniania pracy

Na gruncie zarządzania pracą, dostosowanie się do potrzeb pracowników

najczęściej rozważamy w ujęciu zmian w modelach zarządzania czasem pracy. Jeszcze kilkanaście lat temu funkcjonowaliśmy w rzeczywistości wyjątkowo nieelastycznych systemów czasu pracy. Pracodawcy ustalając harmonogram, zmuszeni byli wskazywać pracownikom konkretne godziny rozpoczynania i kończenia pracy, które dalekie były od jakiejkolwiek elastyczności. Jedynym przypadkiem rozluźnienia sztywnych zasad były prośby grafikowe, których uwzględnianie przy planowaniu harmonogramu było wyrazem dobrej woli pracodawcy (choć nie było oczywistą zasadą). Tam, gdzie pracy nie dawało się zmieścić w sztywnych ramach czasu pracy, naturalną alternatywą było stosowanie cywilnoprawnych form zatrudnienia, które nie są zdeterminowane godzinami rozpoczęcia i kończenia pracy (które, m. in. z tego względu są popularne do dzisiaj).

Odpowiadając na potrzeby rynku pracy, podążając za rozwiązaniami wypracowywanymi w ramach Unii Europejskiej, w 2014 r. umożliwiono polskim pracodawcom stosowanie u poszczególnych pracowników zadaniowego systemu czasu pracy. Ten model przy swojej szerokiej elastyczności, przez przerzucenie na pracowników procesu planowania ich pracy, nie odpowiadał na wszystkie potrzeby pracodawców (w szczególności tam, gdzie pracodawcy zależało na dostępności pracownika w określonym przedziale godzinowym). Wypracowano więc kolejne rozwiązanie, znajdujące bezpośrednie zastosowanie u wszystkich tych, którzy ze względu na charakter pracy muszą pozostawać w podstawowym lub równoważnym systemie czasu pracy - czyli ruchomy czas pracy. Dzięki wskazanemu rozwiązaniu, tam, gdzie pracodawcy podjęli decyzję o jego wdrożeniu, pracownicy nabyli możliwość decydowania o której pracę będą rozpoczynać (a przez to o której pracę będą kończyć), w ramach ustalonego przez pracodawcę przedziału godzin. Mogłoby się wydawać, że oba rozwiązania wyczerpują potrzebę najmłodszych pokoleń, co do godzenia czasu pracy oraz życia prywatnego. Nie odpowiadają jednak na potrzeby pracowników zmianowych (szczególnie tam, gdzie praca jest realizowana systemie 3-zmianowym lub „czterobrygadówce"). Tam nie da się zastosować zadaniowego systemu czasu pracy ani ruchomego czasu pracy. Co więc można zrobić? Na ratunek pracodawcom chcącym uelastycznić pracę zmianową przyszedł Selfrostering.

Fot. Annie Spratt on Unsplash

Co ciekawe i co może skłonić do szerszego rozważania wdrażania uelastycznień w modelach pracy, wedle badań uzyskanie przez pracowników częściowej kontroli nad ich czasem pracy, może przynosić dla nich wymierne skutki zdrowotne

Selfrostering, jako forma uelastycznienia pracy zmianowej

Pierwotnie wywodzący się ze Szwecji *Selfrostering* został wymyślony jako

rozwiązanie problemu wysokiej rotacji pracowników w służbie zdrowia. Pomysł polegał na tym, że dając pracownikom opieki zdrowotnej znacznie większą kontrolę nad ich harmonogramami pracy, równowaga między życiem zawodowym, a prywatnym oraz satysfakcja z pracy miały poprawić się, dzięki czemu w konsekwencji spadnie rotacja pracowników. Początkowy sukces w sektorze opieki zdrowotnej sprawił, że model ten rozprzestrzenił się na sektor publiczny i inne branże usługowe. Wkrótce spopularyzował się on także w innych krajach Europy Zachodniej i stał się powszechny w służbie zdrowia, transporcie publicznym, lotnictwie i usługach lotniskowych oraz w branży logistycznej.

Twórcy *Selfrostering* wyszli z założenia, że po zdefiniowaniu wymagań kadrowych dla każdej zmiany, możliwe jest zaprojektowanie zakresu zmian, które pasują do wymaganego obciążenia pracą, a następnie dostarczenie pracownikom odpowiednich opcji zmian do wyboru. Istotą modelu trójfazowego było przejście przez wszystkie etapy, aż każda zmiana będzie obsadzona odpowiednią ilością ludzi z odpowiednim zestawem umiejętności.

Cały proces wdrażania *Selfrostering* został oparty na określaniu z góry zasad, które będą rządzić nowym procesem planowania czasu pracy. Pomagają one poradzić sobie z obsadzeniem pracowników na „niepopularnych" zmianach, przydzielać grafiki pracy, czy też radzić sobie z konfliktami między pracownikami, którzy mogliby mieć sprzeczne potrzeby przy określaniu zmian. Istotne jest, aby wprowadzenie *Selfrostering* w organizacji, nie prowadziło do tworzenia „zwycięzców i przegranych" wśród pracowników zmianowych.

Jako że *Selfrostering* nie jest tylko zmianą w planowaniu czasu pracy, ale w rzeczywistości jest ewolucją w podejściu do planowania czasu pracy pracowników zmianowych, przenoszącą na pracowników ciężar jego planowania, wymaga on zmiany sposobu pracy na wszystkich poziomach organizacyjnych. Kierownictwo musi być skłonne do rezygnacji z kontroli nad indywidualnymi harmonogramami swoich pracowników, związki zawodowe powinny uwierzyć w korzyści, jakie Selfrostering oferuje pracownikom, a sami pracownicy muszą być zgodni co do tego, że dodatkowa elastyczność, która jest kluczowa dla idei *Selfrostering* przyniesie im wymierne korzyści. Choć, w kontekście tego co zostało wskazane powyżej może wydawać się, że pracownicy z założenia będą chcieli wdrożyć *Selfrostering* w organizacji, jako że pomoże im on uelastycznić ich czas pracy i pomóc w lepszej równowadze między życiem prywatnym, a zawodowym - należy pamiętać, że zakłady pracy zatrudniają reprezentantów wielu pokoleń (a nie tylko najmłodszego), w tym tych, którzy są zdecydowanie przyzwyczajeni do narzucania im procesu pracy. W tego typu organizacjach warto pokazać pracownikom, jakie korzyści z realizacji wdrożenia *Selfrostering* mogą płynąć dla każdego z pracowników, a nie tylko tych najmłodszych, dla których takie rozwiązanie wydaje się być odpowiedzią na wyraźne potrzeby.

Elastyczność napędzana rozwojem technologii

Selfrostering w obecnie znanej formie, tam, gdzie rozumiemy go nie tylko jako ideę, ale faktyczne rozwiązanie tworzące dla pracowników grafiki marzeń i godzące w możliwie szerokim stopniu ich potrzebom, nie byłby możliwy bez rozwoju technologii.

Wyobraźmy sobie 1000 potrzeb pracowników, które próbujemy pogodzić z potrzebami jednego pracodawcy. Czy byłoby to możliwe z wykorzystaniem kartki i długopisu? Z pewnością tak, chociaż praca nad ich przygotowaniem z pewnością zajęłaby więcej czasu niż okres, dla którego dany grafik jest tworzony.

Obecna moc obliczeniowa komputerów oraz rozwój algorytmów, pozwalają w szybkim czasie zrealizować proces analizy, który jeszcze kilkanaście lat temu był niemożliwy lub nadmiernie czasochłonny.

A może oprzeć na nim cały proces planowania?

To co sprawdziło się w pracy zmianowej (tworzenie grafików w jak najszerszym zakresie dostosowanych do potrzeb poszczególnych pracowników) równie dobrze może stanowić podstawę planowania czasu pracy dla całego zakładu pracy, w tym dla pracowników objętych innymi systemami czasu pracy (może pracą w zadaniowym systemie czasu pracy). Może zamiast narzucać konkretne godziny pracy, warto wyjść z poziomu oczekiwań kadrowych pracodawcy i umożliwić pracownikom zmieszczenie się w nich, nawet jeżeli ich faktyczny czas pracy oderwany byłby od dotychczasowego modelu? Jeżeli tylko ma to następować z korzyścią dla pracowników i pracodawcy (ze względu na wzrost zadowolenia pracowników z pracy i redukcji negatywnych skutków zdrowotnych), dlaczego nie zaryzykować?

Prozdrowotna elastyczność

Co ciekawe i co może skłonić do szerszego rozważania wdrażania uelastycznień w modelach pracy, wedle badań uzyskanie przez pracowników częściowej kontroli nad ich czasem pracy, może przynosić dla nich wymierne skutki zdrowotne.

Osoby pracujące w klasycznym systemie zmianowym, którego zmiany są odgórnie planowane, odnotowują zaburzenia rytmu okołodobowego, niedobór snu i zwiększone ryzyko wypadków przy pracy, a także inne bezpośrednie i pośrednie skutki zdrowotne.

Badania wykazały, że przy skutecznym wdrożeniu *Selfrostering* w organizacji, zmniejszało się ryzyko wystąpienia tych potencjalnych skutków zdrowotnych, co nie jest bez znaczenia, biorąc pod uwagę, że w samej Wielkiej Brytanii aż 33% mężczyzn i 22% kobiet pracu-

je w systemie zmianowym. W Holandii jest to 17% wszystkich pracowników, a Polsce natomiast szacuje się, że jest to około 30% (w całej Europie aż 21% osób czynnych zawodowo to pracownicy pracujący w systemie zmianowym). Pomimo braku analogicznych badań dla pracy w klasycznym systemie czasu pracy z godzinami pracy narzucanymi przez pracodawcę, można przyjąć założenie, że i tu zapewnienie pracownikom elastyczności i umożliwienie im w większym stopniu godzenia życia zawodowego i prywatnego pozwalać będzie na zwiększenie poczucia zadowolenia i zmniejszenie obciążeń psychicznych.

Samodzielne planowanie przy umowach zlecenia

Pomimo, że *Selfrostering* został stworzony na potrzeby zatrudnienia pracowniczego, wydaje się on idealnym rozwiązaniem przy szukaniu elastyczności zatrudnienia w zatrudnianiu personelu w formach cywilnoprawnych.

W ciągu ostatnich lat można zaobserwować w Polsce zacieranie się granic pomiędzy cywilnoprawnymi i pracowniczymi formami zatrudnienia. Co dostrzegło orzecznictwo, niewiele jest cech, które jednoznacznie można przypisać do umowy o pracę lub do umowy zlecenia. I w jednym i w drugim przypadku mamy do czynienia z umowami starannego działania, za które należne jest wynagrodzenie. Można by powiedzieć, że umowy o pracę definiuje kierownictwo, niemniej jednak w umowach zleceniach spotykamy się z nadzorem nad realizacją prac, spełniającym zbliżone funkcje. Jedynym elementem, który wyraźnie różni obie formy pracy jest wyznaczanie konkretnego czasu realizacji zadań. Przy umowie zlecenia oczekuje się większej swobody zleceniobiorcy przy kształtowaniu swoich planów.

Biorąc powyższe pod uwagę, wdrożenie samodzielnego planowania przy umowach zlecenia daje szansę na uniknięcie ewentualnych sporów, czy dany stosunek jest wyraźnie podporządkowany, czy też (z zastrzeżeniem, że obie strony chcą współpracować na podstawie umowy zlecenia) zawiera w sobie wystarczającą swobodę, aby zakwalifikować go jednoznacznie do kategorii cywilnoprawnych kontraktów.

Selfrostering zgodny z RODO?

Tam gdzie wchodzi w rachubę zautomatyzowane planowanie zmian, istotnym pytaniem jest: czy *Selfrostering* nie będzie stał w sprzeczności z przepisami o ochronie danych osobowych? Odpowiedź jest prosta - zdecydowanie nie.

Pomimo, że ogólne rozporządzenie o ochronie danych zwane RODO ogranicza przetwarzanie danych osobowych, tam gdzie decyzja dotycząca danej osoby opiera się na zautomatyzowanym przetwarzaniu (a co było wskazywane, *Selfrostering* ma w swoich założeniach korzystanie z systemów, które właśnie w automatyczny sposób podejmują decyzję o tym kto kiedy będzie pracował), dla spełnienia wymogów RODO wystarczające jest wprowadzenie czynnika ludzkiego do procesu planowania czasu pracy (czyli osoby, która jako planner czasu pracy formalnie wprowadzi dany rozkład czasu pracy, opierając się w większym lub mniejszym stopniu na wskazaniach algorytmu) lub uzyskanie od wszystkich osób zgód na stosowanie *Selfrostering*. To ostatnie paradoksalnie nie powinno być trudne, szczególnie biorąc pod uwagę, że *Selfrostering* jako taki opiera się na pewnej umowie pomiędzy pracodawcą, a pracownikami stosowania się do planów, na które mają wpływ i w każdym przypadku jest lepiej dostosowany do potrzeb jednostek niż dotychczas praktykowane, odgórne planowanie czasu pracy.

Warunkiem zmian, dobre przygotowanie

Czy to *Selfrostering*, czy też wdrażanie w organizacjach innych form uelastyczniających czas pracy, wymaga znaczących zmian kulturowych i paradygmatycznych, oprócz innych technicznych aspektów, które należy wprowadzić, aby stało się faktycznie możliwe połączenie potrzeb wszystkich zainteresowanych.

Dlatego też projekty związane z uelastycznieniem zatrudnienia, w tym wdrażaniem *Selfrostering* w organizacjach, wymagają poprzedzenia ich szczegółową analizą jak dotychczas wyglądało planowanie czasu pracy, jaki jest cel który sobie stawiamy oraz czy organizacja jest gotowa na zapewnienie swoim pracownikom większej elastyczności. Poprzedzenie wdrożenia złym przygotowaniem, zwiększa podatność na niepowodzenie. Jak w każdym procesie zmiany, celowe jest przedstawienie krytycznych czynników sukcesu, które znacząco zmniejszają prawdopodobieństwo porażki i prowadzą do udanego wdrożenia procesu zmian w obszarze czasu pracy. Jeżeli wszystkie te kroki zostały przeprowadzone i jesteśmy gotowi podążyć za trendem odpowiadania na potrzeby pracowników przy planowaniu ich czasu pracy, możemy stać się tylko beneficjentami naszego nowego modelu zarządzania czasem pracy. □

> Cały proces wdrażania Selfrostering został oparty na określaniu z góry zasad, które będą rządzić nowym procesem planowania czasu pracy. Pomagają one poradzić sobie z obsadzeniem pracowników na „niepopularnych" zmianach, przydzielać grafiki pracy, czy też radzić sobie z konfliktami między pracownikami, którzy mogliby mieć sprzeczne potrzeby przy określaniu zmian

Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik,
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Elektrownia w technologii gazowo-parowej z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym chłodzonym helem

W pracach [1-4] zaprezentowano analizę termodynamiczną i ekonomiczną 4 wariantów innowacyjnych elektrowni i elektrociepłowni w hierarchicznej technologii gazowo-gazowej z wysokotemperaturowymi reaktorami jądrowymi (ang. HTGR - *High Temperature Gas-cooled Reactor*) i helem jako czynnikiem obiegowym. W siłowniach tych realizowane są sprzęgnięte ze sobą dwa obiegi Joule'a: jeden wysoko- i drugi niskotemperaturowy. W niniejszej pracy przedstawiono natomiast analizę termodynamiczną i ekonomiczną zmodyfikowanej konwencjonalnej elektrowni *gazowo-parowej*.

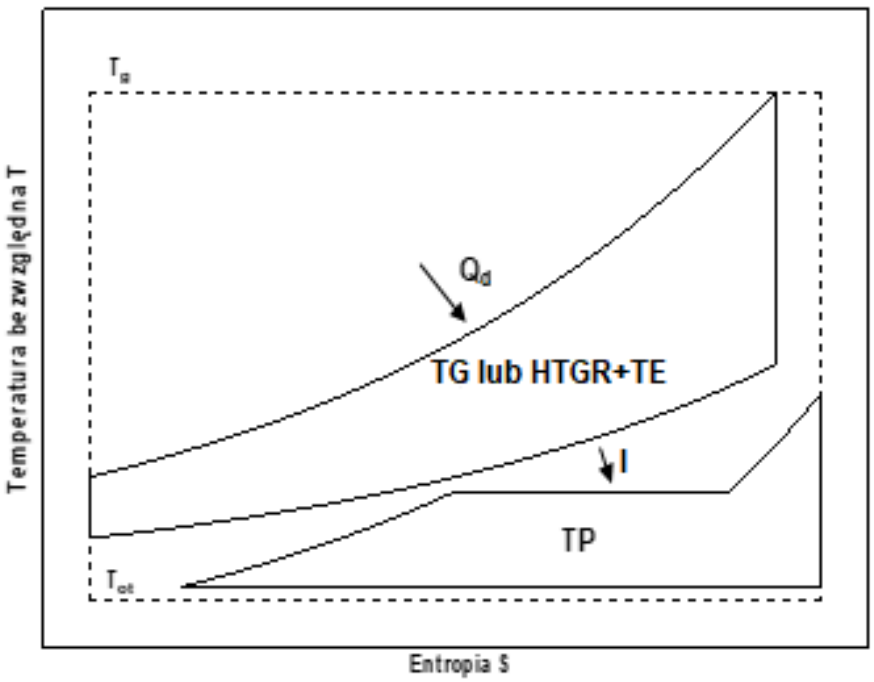
W elektrowni tej (rys. 3) zamiast turbiny gazowej TG występującej w elektrowni konwencjonalnej (rys. 2) zabudowany jest reaktor jądrowy HTGR oraz turboekspander TE. Nie zmienia to jednak faktu, że realizowane są w niej, identycznie jak w elektrowni konwencjonalnej, wysokotemperaturowy obieg Joule'a oraz niskotemperaturowy obieg Clausiusa-Rankine'a (rys. 1).

Jest jednak jedna bardzo istotna różnica między tymi elektrowniami. W elektrowni zmodyfikowanej w obiegu Joule'a czynnikiem obiegowym jest hel, gdy natomiast w konwencjonalnej są nim spaliny powstałe ze spalania gazu ziemnego w turbinie gazowej. A zatem hel w zmodyfikowanej elektrowni jest również czynnikiem przekazującym ciepło wodzie i parze w kotle odzyskowym, który sprzęga ze sobą obiegi Joule'a i Clausiusa-Rankine'a. Zaznaczona różnica jest dlatego tak bardzo istotna, gdyż hel ma bardzo dobre właściwości odprowadzania ciepła w porównaniu ze spalinami. Jego bowiem pojemność cieplna właściwa przy stałym ciśnieniu wynosi $c_{p,He} = 5{,}234\,\mathrm{kJ/(kgK)}$, gdy natomiast spalin zaledwie $c_{p,sp} \approx 1{,}0\,\mathrm{kJ/(kgK)}$. W konsekwencji strumień masy helu w układzie z turboekspanderem „helowym" przy takiej samej mocy jak układ z turbiną gazową jest ponad 5 razy mniejszy od strumienia masy spalin. Tym samym i gabaryty turboekspandera „helowego" oraz wszystkich pozostałych maszyn i urządzeń, w tym także kotła odzyskowego, są wielokrotnie mniejsze od gabarytów turbiny gazowej i urządzeń w elektrowni *gazowo-parowej* konwencjonalnej. Przekłada się to na mniejsze jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady inwestycyjne.

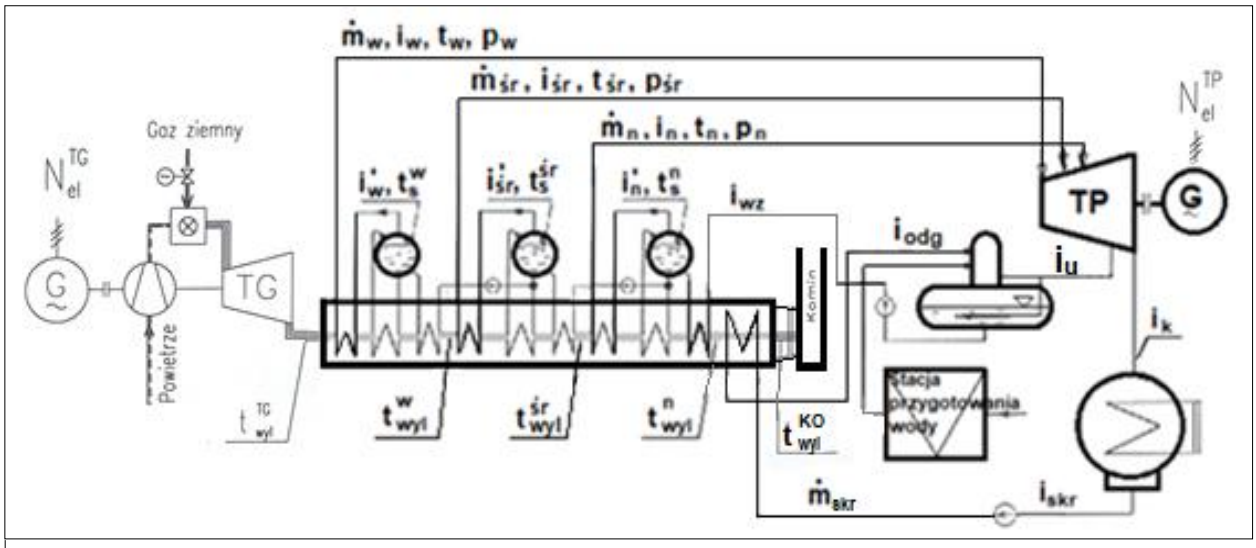
Technologia *gazowo-parowa* w porównaniu z technologią *gazowo-gazową* ma większą sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Większe są jednak i wówczas na nią nakłady inwestycyjne. Dzięki jednak większej sprawności można oczekiwać, że nie przełożą się one na wyższy jednostkowy koszt jej produkcji w porównaniu z elektrownią *gazowo-gazową* (analizę jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w układzie *gazowo-gazowym* przedstawiono w pracach [1-3]. Należy jednak w tym miejscu *expressis verbis* powiedzieć, że istotną przewagą elektrowni *gazowo-gazowych* nad *gazowo-parowymi* jest to, że do ich eksploatacji niepotrzebna jest woda, a więc w przeciwieństwie do elektrowni z obiegiem *Clausiusa-Rankine'a* mogą być budowane nawet na terenach, na których jej nie ma.

Zastąpienie w konwencjonalnej elektrowni *gazowo-parowej* (rys. 2) turbiny gazowej TG reaktorem HTGR i turboekspanderem TE (rys. 3) ma dodatkowo istotne znaczenie. Na Ziemi jest bowiem bardzo duża ilość paliwa jądrowego, wręcz nieporównywalnie większa od światowych zasobów gazu ziemnego, które się przy tym relatywnie szybko wyczerpią. Oprócz bowiem bogatych złóż rudy uranowej, to jeszcze w wodzie morskiej rozpuszczone są ponad 4 mld ton uranu, którego techniczne pozyskiwanie jest opanowane. Uranu wystarczy zatem na mld lat, a więc zastąpienie nim gazu ziemnego w wysokosprawnych elektrowniach *gazowo-parowych* zapewni im pracę też na mld lat. Tym samym zagwarantuje bezpieczeństwo energetyczne światu przez te lata, a należy przy tym pamiętać, że elektryczność jest podstawą rozwoju gospodarczego, technologicznego i cywilizacyjnego państw, i społeczeństw. W Polsce zasoby złóż uranu rozmieszczone są na kilku dużych obszarach, przede wszystkim w Sudetach, Górach Świętokrzyskich, na Podlasiu i Warmii. Zawartość uranu w rudzie uranowej w polskich złożach mieści się w przedziale od 250 do 1100 gramów na tonę rudy (zasoby uranu o zawartości 2000 gramów zostały wyeksploatowane w okupowanej przez Związek Sowiecki Polsce w latach 1947-1967). Dla porównania bardzo dochodowe kopalnie wykorzystują rudę o zawartości uranu 300 gramów na tonę (np. Rossing w Namibii), a nawet tylko 126 gramów na tonę (Trekkopje w Namibii). Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej szacuje, że Polska dysponuje łącznie ok. 100 tys. ton uranu naturalnego. To ilość niebagatelna na potrzeby przyszłych polskich elektrowni jądrowych. Dodatkowe niekonwencjonalne zasoby uranu w Polsce znajdują się w złożach miedzi, odpadach po produkcji nawozów sztucznych oraz w węglu kamiennym. Zawartość uranu w rudzie miedzi w Polsce w rejonie Lubina - Sieroszowic wynosi ok. 60 gramów na tonę. Całkowite zasoby rudy to 2400 mln ton, w tym miedzi 48 mln ton, a uranu 144 tys. ton. Obecna roczna produkcja w zagłębiu Lubin - Sieroszowice wynosi ok. 569 tys. ton miedzi, natomiast ilość uranu zrzucana na hałdy to ok. 1700 t/r. Stanowi to rocznie ekwiwalent paliwa dla 10 bloków jądrowych o łącznej mocy 10000 MW. Zawartość uranu w polskich węglach wynosi tylko 1-9 gramów na tonę. Jednakże biorąc pod uwagę, że elektrownie rocznie spalają kilkadziesiąt mln ton węgla, ilości uranu zrzucane na hałdy lub emitowane do atmosfery przez kominy elektrowni sięgają kilkudziesięciu ton. Są to zasoby znaczące. W Chinach z takich hałd uran jest odzyskiwany. Równolegle z budową w Polsce elektrowni jądrowych należy budować przemysł produkcji prętów paliwowych. Jest to szalenie ważne z uwagi na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Własne paliwo, co należy z całą mocą wyartykułować, jest bowiem jego fundamentem. Przemysł produkcji prętów paliwowych zwiększy ponadto rozwój cywilizacyjny Polski.

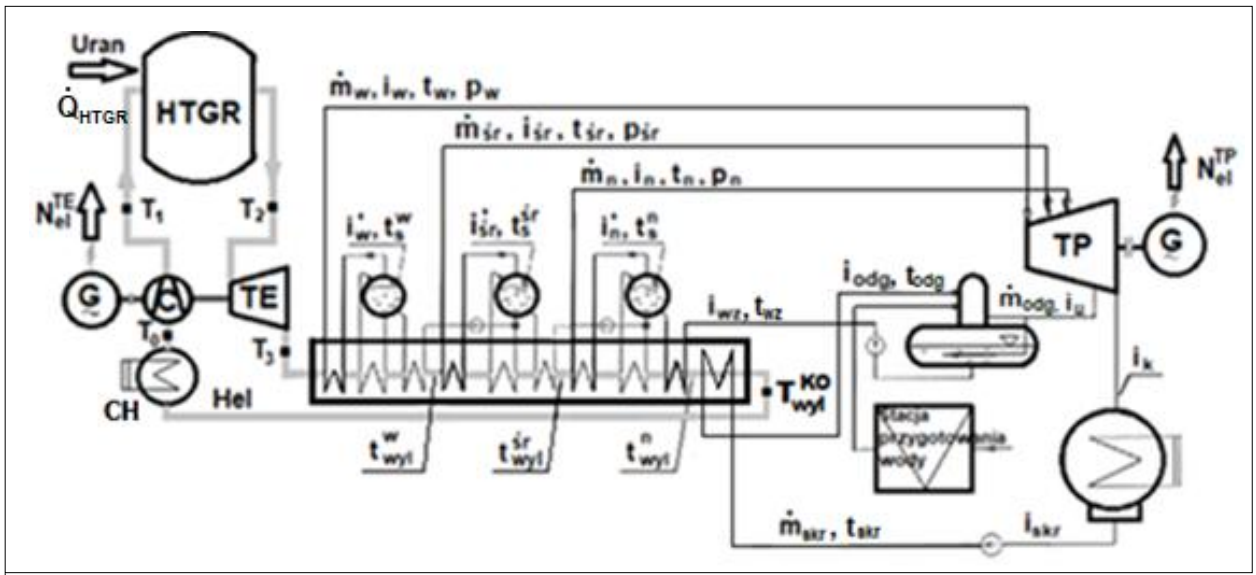
W niniejszej pracy obok analizy doboru parametrów termodynamicznych helu oraz wody i pary w poszczególnych punktach obiegów Joule'a i Clausiusa-Rankine'a, gwarantujących maksymalną efektywność energetyczną elektrowni *gazowo-parowej* z reaktorem HTGR i turboekspanderem TE, przedstawiono również jednostkowe koszty produkcji w niej elektryczności.



Rys. 1. Obieg porównawczy (teoretyczny) hierarchicznego układu gazowo-parowego (TG - obieg Joule'a turbiny gazowej lub reaktora HTGR i turboekspandera TE; TP - obieg Clausiusa-Rankine'a turbiny parowej, Q_d - ciepło napędowe doprowadzone do obiegu Joule'a; I - entalpia spalin wylotowych z turbiny gazowej lub entalpia helu wylotowego z turboekspandera TE doprowadzana do TP za pomocą kotła odzyskowego)



Rys. 2. Schemat ideowy konwencjonalnej elektrowni gazowo-parowej z turbozespołem gazowym TG i kotłem odzyskowym trójciśnieniowym



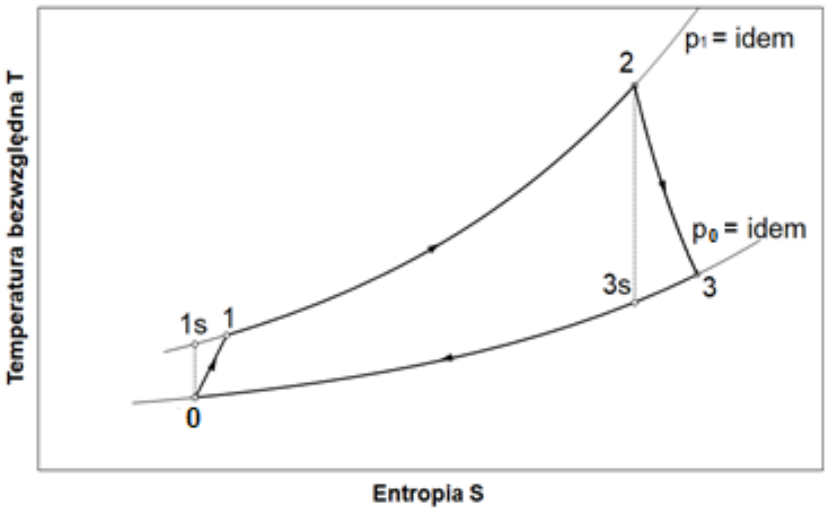
Rys. 3. Schemat ideowy zmodyfikowanej elektrowni gazowo-parowej z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym HTGR, turboekspanderem TE, kotłem odzyskowym trójciśnieniowym i chłodnicą helu CH

Analiza termodynamiczna elektrowni w technologii gazowo-parowej z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym i helem oraz wodą i parą jako czynnikami obiegowymi

Analiza termodynamiczna części gazowej elektrowni gazowo-parowej

W części gazowej realizowany jest obieg Joule'a z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem helu (rys. 4). Analizę doboru optymalnych parametrów termicznych w poszczególnych punktach tego obiegu, tj. wartości gwarantujących jego maksymalną sprawność energetyczną i maksymalną moc (rys. 7, 8) przedstawiono w pracach [1-4] (oczywiście im wyższa jest temperatura T_2, tym wyższa jest sprawność obiegu Joule'a). Dla przyjętych w niniejszej pracy do obliczeń wartości T_0 = 300 K, T_2 = 1300 K, p_0 = 1 bar parametry te wynoszą: (wykładnik izentropy helu $\kappa = 1{,}66$), $z_{TE,opt} = [(p_1 / p_0)^{\kappa-1/\kappa}]_{opt} = 2{,}0685$, $(p_1 / p_0)_{opt} = 6{,}215$, $T_{1\,opt} = 677{,}1\,\mathrm{K}$, $T_{3\,opt} = 709{,}1\,\mathrm{K}, (436^{\circ}\mathrm{C})$, $\eta_{TE,\max} = 0{,}2961$, $N^{TE}_{\max} = 290{,}2\,\mathrm{MW}$ (rys. 5-8).

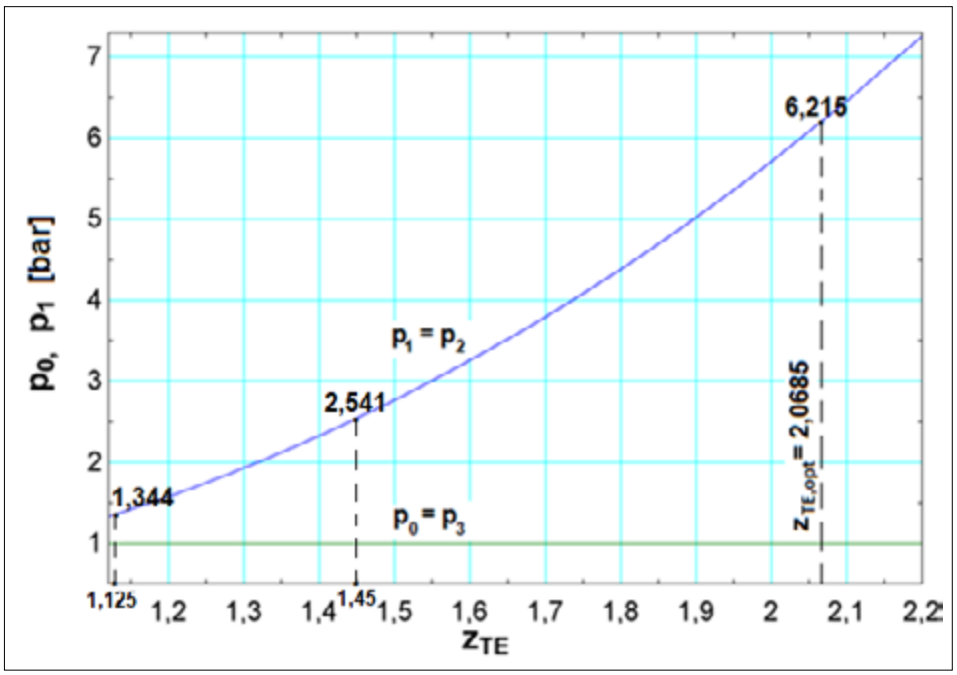
OKIEM NAUKI



Rys. 4. Obieg Joule'a z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem

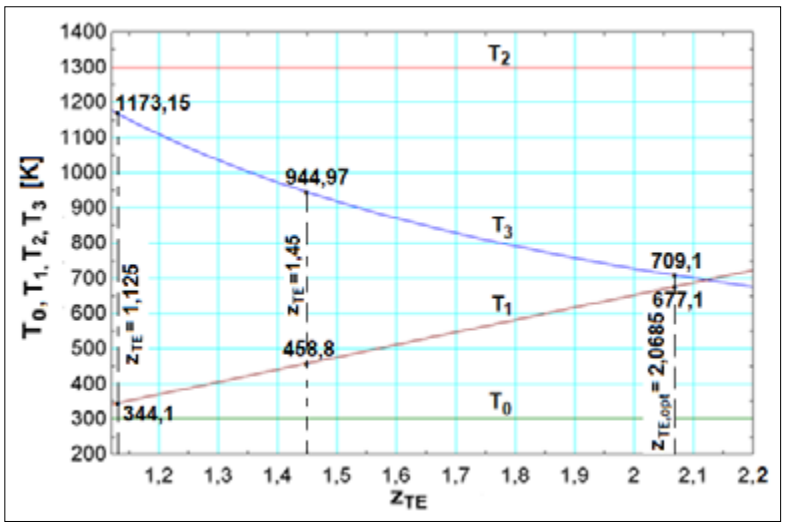
Analiza termodynamiczna części parowej elektrowni gazowo-parowej

Im wyższa jest temperatura T_3 (rys. 3, 4), tym wyższa jest oczywiście sprawność energetyczna obiegu Clausiusa-Rankine-'a realizowanego w części parowej elektrowni gazowo-parowej, bo wyższe są wówczas wartości temperatur par przegrzanych t_w , $t_{śr}$ i t_n doprowadzanych do turbiny parowej (rys. 3). Podwyższenie temperatury T_3 helu wylotowego z turboekspandera powyżej wartości $T_{3\,opt}$ = 709,1 K (podrozdział 2.1), przy stałej oczywiście zadanej wartości temperatury T_2 = 1300 K, jest możliwe poprzez zmniejszenie sprężu p_1 / p_0 (rys. 4-8). Podwyższenie temperatury T_3 powyżej wartości $T_{3\,opt}$ = 709,1 K powoduje istotne zwiększenie sprawności energetycznej η_{G-P} i mocy $N^{G-P} = N^{TE} + N^{TP}$ układu gazowo-parowego pomimo tego, że jednocześnie znacząco obniża się sprawność energetyczna obiegu Joule'a (rys. 7, 8). Uzyskane bowiem zwiększenie sprawności i mocy obiegu Clausiusa-Rankine'a z dużym naddatkiem rekompensuje zmniejszenie sprawności i mocy obiegu Joule'a.

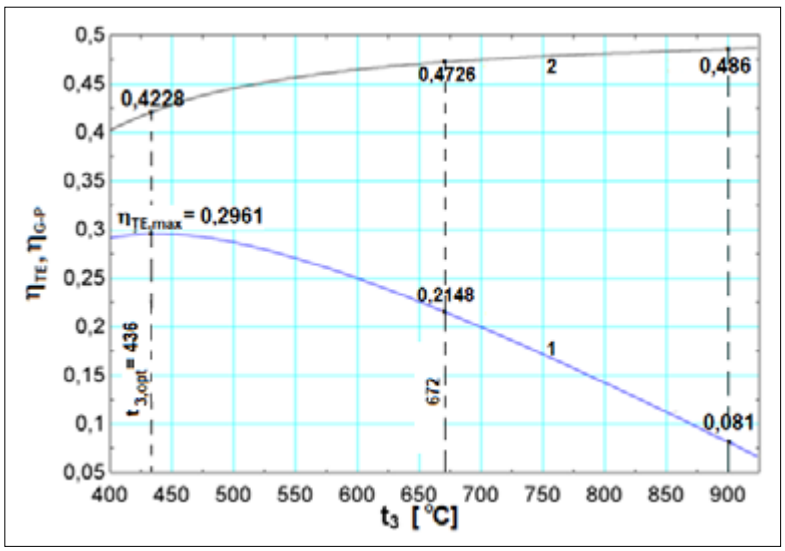


Rys. 5. Charakterystyczne ciśnienia p_0, p_1, p_2, p_3 obiegu Joule'a w funkcji parametru zTE

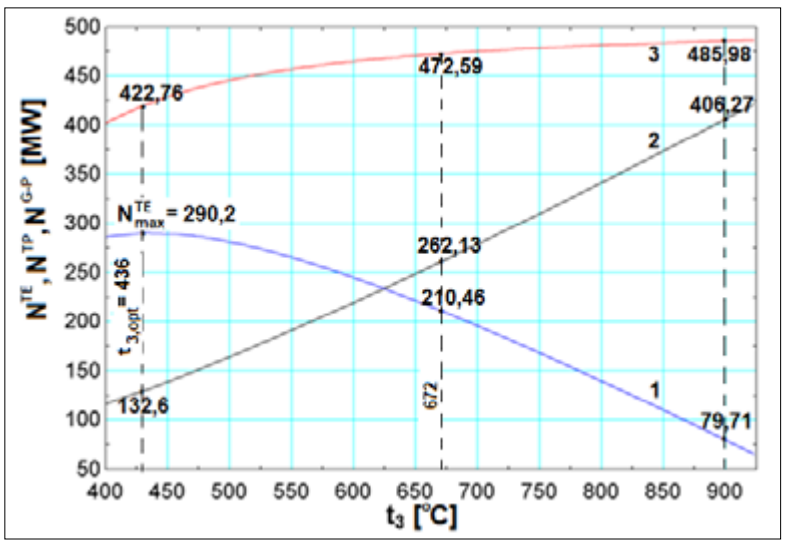
OKIEM NAUKI



Rys. 6. Charakterystyczne temperatury T_0, T_1, T_2, T_3 obiegu Joule'a w funkcji parametru zTE



Rys. 7. Sprawności energetyczne η_{G-P}, η_{TE} w funkcji temperatury t_3 : 1 - sprawność turboekspandera η_{TE} ; 2 - sprawność układu gazowo-parowego η_{G-P} (sprawność obliczono dla $p_w = 8$ bar, $p_{śr} = 2$ bar, $p_n = 0{,}5$ bar)



Rys. 8. Moce N^{G-P}, N^{TE}, N^{TP} w funkcji temperatury t_3 : 1 - moc turboekspandera N^{TE} ; 2 - moc turbiny parowej N^{TP}; 3 - moc układu gazowo-parowego $N^{G-P} = N^{TE} + N^{TP}$ dla mocy cieplnej reaktora $\dot{Q}_{HTGR} = 1000$ MW (moc N^{TP} obliczono dla $p_w = 8$ bar, $p_{śr} = 2$ bar, $p_n = 0{,}5$ bar)

Moc turbiny parowej N^{TP} zależy nie tylko od temperatury T_3. Zależy również, choć w istotnie mniejszym stopniu, od ciśnień p_w, $p_{śr}$ i p_n par wysoko-, średnio- i niskociśnieniowej produkowanych w kotle odzyskowym. Ponadto moc turbiny parowej jest tym większa, im niższa będzie temperatura T_{wyl}^{KO} strumienia entalpii helu wylotowego z kotła odzyskowego. Większe bowiem wówczas będzie wykorzystanie strumienia entalpii helu wylotowego z turboekspandera TE:

$$\dot{I}_{hel} = \dot{m}_{hel} c_{p,hel} (T_3 - T_{ot}) = const \tag{1}$$

i tym samym mniejszy będzie strumień entalpii helu stanowiący stratę wylotową wyprowadzaną z układu do otoczenia w chłodnicy CH (rys. 3):

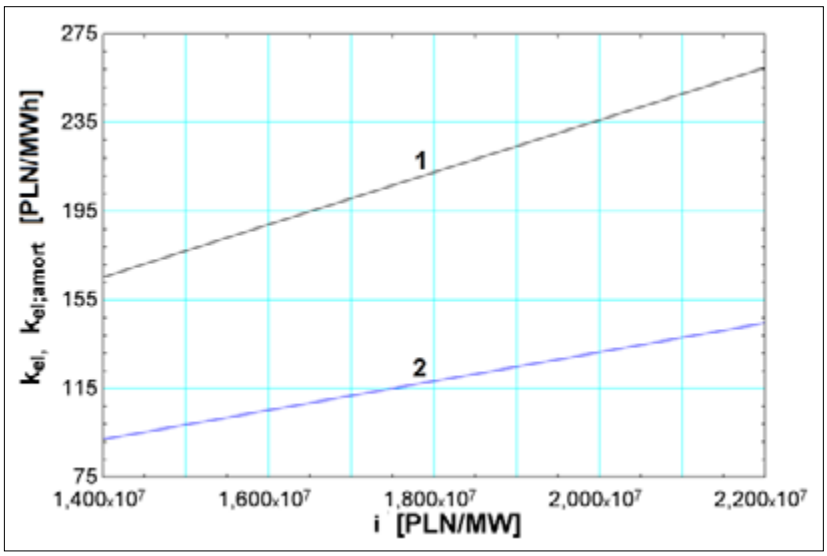
$$\dot{I}_{hel}^{wyl\,KO} = \dot{m}_{hel} c_{p,hel} (T_{wyl}^{KO} - T_{ot}) \rightarrow \min \tag{2}$$

gdzie:
$c_{p,hel}$ - pojemność cieplna właściwa helu przy stałym ciśnieniu; $c_{p,hel}$ = 5,234 kJ/(kgK),
$\dot{m}_{hel}$ - strumień masy helu,
T_{ot} - temperatura bezwzględna otoczenia.

Najmniejsza możliwa wartość temperatury T_{wyl}^{KO} zależy od niskotemperaturowych potrzeb cieplnych w układzie. W analizowanej elektrowni są to potrzeby podgrzewania w kotle skroplin wylotowych ze skraplacza (rys. 3). Gdyby bowiem bezpośrednio je doprowadzać i podgrzewać w odgazowywaczu, to takie rozwiązanie wymagałoby większego strumienia pary upustowej doprowadzanej do odgazowywacza z turbiny, co istotnie zmniejszyłoby jej moc, a tym samym istotnie zmniejszyłoby sprawność egzergetyczną elektrowni.

Jednostkowy koszt produkcji elektryczności w elektrowni gazowo-parowej z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym

Na rys. 9 przedstawiono jednostkowe koszty produkcji elektryczności. Metodykę obliczeń tego kosztu przedstawiono w pracy [3]. Do obliczeń przyjęto następujące wartości danych wejściowych: moc cieplna reaktora jądrowego $\dot{Q}_{HTGR} = 1000$ MW, okres trwania budowy elektrowni b = 5 lat, stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego r = 0,03 [1/r.], lata eksploatacji elektrowni T = 60 lat, roczny czas pracy elektrowni t_R= 8000 [h/r.].



Rys. 9. Wartości jednostkowych kosztów produkcji elektryczności k_{el}, $k_{el,\,amort}$ w funkcji jednostkowych nakładów inwestycyjnych i (1 – koszt k_{el}; 2 – $k_{el,\,amort}$)

Jak wynika z rys. 9 jednostkowe koszty przed i po zamortyzowaniu elektrowni k_{el}, $k_{el,\,amort}$ rosną, co oczywiste, ze wzrostem jednostkowych (na jednostkę mocy) nakładów inwestycyjnych. Te z kolei rosną ze wzrostem mocy turbiny parowej przy jednoczesnym zmniejszaniu się mocy turboekspandera (jest to skutkiem wzrostu wartości temperatury T_3) - rys. 6, 8. Im więk-

sza jest zatem moc części parowej, tym większe będą nakłady inwestycyjne. Zatem w sytuacji, gdy moc turbiny parowej rośnie i maleje moc turboekspandera, tym większe będą jednostkowe koszty k_{el} , $k_{el,\ amort}$ (rys. 8). Na przykład zatem dla wartości z_{TE}= 2,0685 jednostkowe koszty k_{el} , $k_{el,\ amort}$ będą niższe w porównaniu na przykład dla wartości z_{TE} = 1, 45 i jeszcze niższe w porównaniu dla wartości z_{TE} = 1,125.

Jak wynika z porównania wyników obliczeń przedstawionych na rys. 9 z wynikami przedstawionymi w pracy [3], jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w układzie *gazowo-parowym* z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym i helem jako czynnikiem obiegowym (rys. 3) jest niższy od kosztu w jednoobiegowej elektrowni jądrowej, w której realizowany jest obieg *Clausiusa-Rankine'a* z wodą jako czynnikiem obiegowym [3].

Analizując koszt produkcji elektryczności w elektrowniach jądrowych koniecznie należy odnieść się do kosztu produkcji wodoru (tak, produkcji wodoru, bo wodór w stanie wolnym nie występuje!) w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem tej elektryczności. Jak wykazano w pracy [5] koszt ten jest wysoki, chociaż jest istotnie niższy od produkcji z wykorzystaniem elektryczności z odnawialnych źródeł energii (OZE). Fundamentalną wadą produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody w bardzo drogich elektrolizerach (jednostkowe, na jednostkę mocy elektrycznej, nakłady inwestycyjne na elektrolizery wynoszą co najmniej ok. 8,5 mln PLN/MW, są więc nawet znacząco wyższe od wysokich jednostkowych nakładów wynoszących ok. 6,5 mln PLN na elektrownie na nadkrytyczne parametry pary świeżej) jest to, że z ilości ok. 180 MJ energii elektrycznej, najszlachetniejszej postaci energii w każdym tego słowa znaczeniu, uzyskuje się tylko kilogram wodoru (wartość opałowa wodoru wynosi W_d = 121 Mj/kg$_{H_2}$), z którego na powrót można otrzymać zaledwie ok. 60 MJ elektryczności, tj. tylko 33% energii elektrycznej wykorzystanej do jego produkcji (60 MJ = 0,33 x 180 MJ). Pozostałe 67% energii jest zatem bezpowrotnie tracone (sic!). Produkcja taka jest zatem „termodynamicznym barbarzyństwem", jest wyjątkowo nieracjonalna! Wkładamy bowiem 180 MJ elektryczności, by za bardzo duże pieniądze otrzymać z nich zaledwie 60 MJ elektryczności. Ponadto, aby z tego wodoru produkować energię elektryczną należałoby dodatkowo zainwestować znaczne środki finansowe na elektrownie go spalające. Należy jeszcze raz wprost powiedzieć, że produkcja wodoru w procesie elektrolizy nawet z wykorzystaniem taniej elektryczności z elektrowni jądrowych jest całkowicie nieopłacalna, nie ma sensu termodynamicznego i ekonomicznego. Może zatem produkcja wodoru za pomocą innych technologii energetycznych jest uzasadniona? Tymi innymi technologiami mogą być 2 procesy: 1) proces reformingu gazu ziemnego parą wodną i 2) proces zgazowania węgla. W procesie reformingu produkuje się wodór z paliw zawierających metan lub inne węglowodory. Na przykład w przypadku metanu produkcja odbywa się według endotermicznej reakcji (potrzeby energetyczne na wysokotemperaturowe ciepło dla tej reakcji w temperaturze normalnej 25°C wynoszą 206280 kJ na każdy kilomol CH_4 ; entalpia dewaluacji w temperaturze normalnej 25°C kilomola metanu CH_4 wynosi 802 870 kJ, pary wodnej H_2O zero, tlenku węgla CO 283 150 kJ/kmol i kilomola wodoru H_2 242 000 kJ):

$$CH_4 + H_2O + 206\,280\ \text{kJ} \rightarrow CO + 3H_2 \tag{3}$$

Dzięki dodaniu pary wodnej i podgrzaniu substratów reakcji do dostatecznie wysokiej temperatury, rzędu 600-1000°C (im wyższa temperatura substratów, tym stan równowagi chemicznej przesuwa się na korzyść produktów reakcji endotermicznej) uzyskuje się zmianę składu chemicznego podgrzewanych substratów i energia chemiczna produktów reakcji zgodnie z zasadą zachowania energii, która oczywiście obowiązuje nie tylko w przemianach fizycznych, ale i chemicznych, jest zwiększona o dostarczone ciepło. Należy w tym miejscu kolejny raz *expressis verbis* powiedzieć, że energia wodoru otrzymanego w procesie jego produkcji zgodnie z zasadą zachowania energii jest mniejsza od energii doprowadzonej do tego procesu. Mówiąc wprost, więcej energii wkładamy niż jej otrzymujemy w wyprodukowanym wodorze. Jego produkcja jest zatem całkowicie energetycznie nieracjonalna.

Rodzi się pytanie: co zrobić z trującym czadem *CO* powstającym w wyniku reakcji reformingu (3)? Należy i do niego zastosować konwersję parą wodną. Zgodnie z reakcją egzotermiczną (wydziela się bowiem w tej reakcji 41150kJ ciepła z każdego kilomola *CO*; ilość ta odpowiada temperaturze normalnej 25°C; entalpia dewaluacji kilomola dwutlenku węgla CO_2 wynosi zero) otrzymuje się CO_2 i H_2 :

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 + 41\,150\ \text{kJ} \tag{4}$$

W konsekwencji z obu reakcji:

$$\begin{cases} CH_4 + H_2O + 206\,280\ \text{kJ} \rightarrow CO + 3H_2 & \text{(5a)} \\ CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 + 41\,150\ \text{kJ} & \text{(5b)} \end{cases}$$

powstaje tyle samo CO_2 , co w sytuacji, gdy CH_4 spala się bezpośrednio (na przykład w turbinie gazowej):

$$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + 802\,870 \text{ kJ} \quad (6)$$

Należy zaznaczyć, że reakcja reformingu metanu parą wodną ma sens wyłącznie wówczas, gdy dysponuje się wysokotemperaturowym ciepłem odpadowym (mogą to być na przykład wysokotemperaturowe spaliny odlotowe z instalacji przemysłowych). W ten sposób realizowana jest bowiem chemiczna regeneracja ciepła odpadowego, a więc ma miejsce oszczędność energii chemicznej paliw dzięki wykorzystaniu tego ciepła. W przypadku braku wysokotemperaturowego ciepła odpadowego, by mogła zajść ta endotermiczna reakcja należy spalać paliwa kopalne, by dostarczyć do niej ciepło w ilości 206 280 kJ na każdy kilomol CH_4. Należy przy tym pamiętać, że straty energii w dwóch reakcjach są oczywiście zawsze większe niż w jednej. Wydłużanie bowiem łańcucha przemian termodynamicznych zawsze zwiększa straty. Tak więc zgodnie z zasadą zachowania energii, energetyczny efekt końcowy dla jednej reakcji, tj. bezpośredniego spalania paliw kopalnych jest większy niż przy trzech reakcjach, tj. dwóch reakcjach reformingu i trzeciej reakcji spalania w instalacjach energetycznych wyprodukowanego wodoru w tych dwóch pierwszych. Co więcej, co bardzo ważne, jeśli nie najważniejsze, efektywność ekonomiczna produkcji elektryczności za pomocą jednej reakcji jest, co oczywiste, nieporównywalnie wyższa niż w trzech. Każda bowiem reakcja wymaga nakładów inwestycyjnych na instalacje do jej realizacji, które niosą ze sobą roczne koszty kapitałowe i eksploatacyjne ich działania.

A jak wygląda sytuacja produkcji wodoru w procesie gazyfikacji węgla? Analizując jego stechiometrię (entalpia dewaluacji w temperaturze normalnej 25°C kilomola węgla *C* wynosi 393 780 kJ, tlenu O_2 zero):

$$3C + O_2 + H_2O \rightarrow 3CO + H_2 + 89\,890 \text{ kJ} \quad (7)$$

i stosując konwersję parą wodną do powstałych w tej reakcji 3 kilomoli trującego czadu *CO* otrzymuje się 3 kilomole dwutlenku węgla CO_2 :

$$3CO + 3H_2O \rightarrow 3CO_2 + 3H_2 + 123\,450 \text{ kJ} \quad (8)$$

Okazuje się zatem, co oczywiste, że ilość dwutlenku węgla powstała w procesie zgazowania węgla jest identyczna, jak przy jego bezpośrednim spalaniu na przykład w kotle w elektrowni:

$$3C + 3O_2 \rightarrow 3CO_2 + 3\,\text{x}\,393\,780 \text{ kJ} \quad (9)$$

Tak więc i zgazowanie węgla, i wykorzystywanie wyprodukowanego wodoru, tak jak w przypadku reformingu gazu ziemnego, też wymaga trzech reakcji. Przeprowadzona zatem kilka linijek powyżej króciutka analiza termodynamiczno-ekonomiczna produkcji elektryczności z wodoru otrzymywanego z reformingu gazu ziemnego jest słuszna i dla jej produkcji z wodoru otrzymywanego ze zgazowania węgla.

Powyższe reakcje dowodzą, że „powszechna" energetyka wodorowa na potrzeby produkcji elektryczności, w tym produkcja wodoru mającym być paliwem do samochodów, jest wysoce nieracjonalna. Jej celem ma być przecież zapobieżenie tzw. efektowi cieplarnianemu, a tymczasem będzie on przez nią wielokrotnie większy. Jak bowiem wynika z reakcji (3)-(9) energetyka wodorowa generuje nie tylko identyczną ilość dwutlenku węgla, jak energetyka konwencjonalna bezpośrednio spalająca paliwa kopalne, ale dodatkowo generuje parę wodną powstającą ze spalenia wodoru, która jest w wielokrotnie większym stopniu, ok. 6 razy, gazem cieplarnianym, niż dwutlenek węgla (sic!). Należy zatem bardzo dobitnie powiedzieć, że energetyka wodorowa spowoduje wielokrotnie większy efekt cieplarniany, bo będzie on spowodowany nie tylko dwutlenkiem węgla powstałym przy produkcji wodoru, ale i dodatkowo parą wodną. Nic w przyrodzie nie ginie, i tak jak pozostaje dla tych reakcji słuszna zasada zachowania energii, tak i ilość pierwiastków biorących udział w tych reakcjach pozostaje niezmienna. Co więcej, nakłady inwestycyjne na energetykę wodorową są wielokrotnie większe w porównaniu z energetyką konwencjonalną. Zatem koszt wytworzenia w niej elektryczności też będzie wielokrotnie większy.

Obecnie wodór jest produkowany wyłącznie na potrzeby branży chemicznej, petrochemicznej, metalurgicznej (i na przykład do napędu statków kosmicznych) i tak powinno zostać. Produkcja ta odbywa się głównie za pomocą procesu reformingu gazu ziemnego parą wodną zgodnie z reakcją endotermiczną (3) (w Polsce produkuje się tak ok. 1 mln ton wodoru rocznie). Potrzeby energetyczne na ciepło (ciepło charakteryzuje się, w przeciwieństwie do energii elektrycznej niską jakością, tj. niską egzergią) dla tej reakcji (wzór (3)), jak już wyżej wspomniano, wynoszą ok. 206 MJ/kmol CH_4. Są więc ponad 5 razy mniejsze na kilogram otrzymanego wodoru od potrzeb energetycznych w procesie elektrolizy wody, w którym są one ponadto zaspokajane nie ciepłem, a energią elektryczną. Energią tożsamą z egzergią, a więc energią o najwyższej termodynamicznej jakości, a więc drogiej, gdy tymczasem ciepło charakteryzuje się niską jakością, tj. niską egzergią, a więc jest relatywnie tanie. Ponadto

nakłady inwestycyjne na instalacje reformingu są małe w porównaniu z nakładami na elektrolizery i źródła energii elektrycznej. Tym samym jednostkowy koszt pozyskanego w ten sposób wodoru jest zdecydowanie niższy. Według szacunkowych obliczeń nie przekracza 13-15 PLN/kg_{H_2}. Jeszcze tańszym źródłem produkcji wodoru powinien być gaz koksowniczy (trwają nad tym prace) i gaz z odmetanowania kopalń (cena tych gazów to ok. 200 PLN za 1000 Nm^3; w przeliczeniu na jednostkę energii to ok. 8 PLN/GJ; gazy te są zatem 4 razy tańsze od rosyjskiego gazu ziemnego; obecnie te relacje przez wywołaną przez Rosję wojnę zostały bardzo mocno zachwiane). Roczna sumaryczna ilość tych gazów w Polsce dostępna dla reformingu wynosi ok. 2,5 mld Nm^3, w tym ok. 1,5 mld to gaz koksowniczy. Jest to gaz sprzedawany przez koksownie odbiorcom zewnętrznym po zaspokojeniu potrzeb własnych wynikających z produkcji koksu.

Są też pomysły, by wykorzystywać wodór do produkcja metanu zgodnie z reakcją egzotermiczną:

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O + 165\ 130\ \text{kJ} \tag{10}$$

(bardzo duża ilość ciepła wydzielanego w czasie reakcji równa jest różnicy wartości opałowych wodoru i metanu; wartość opałowa jednego kilomola wodoru MW_d = 242MJ/$kmol_{H_2}$; $kmol_{H_2}$ = $2kg_{H_2}$, wartość opałowa metanu równa się MW_d = 802,87MJ/$kmol_{CH_4}$, W_d = 5015MJ/kg_{CH_4}; $kmol_{CH_4}$ = $16kg_{CH_4}$). Twierdzenie, że taka produkcja jest dobrodziejstwem, gdyż dzięki niej wiązany jest dwutlenek węgla powstały ze spalania węgla w elektrowniach w procesie produkcji elektryczności, a więc automatycznie znika jego problem, świadczy o całkowitym braku pojmowania zachodzących reakcji i zjawisk termodynamicznych. By pozbyć się CO_2 „niszczy" się bowiem energię elektryczną z poziomu 1440 MJ = 4 $kmole_{H_2}$ x $2kg_{H_2}$ / kmo_{H_2} x 180MJ / kg_{H_2} do poziomu ok. 400 MJ, a więc niemalże w 75% (z jednego kilomola metanu można otrzymać ok. 400 MJ energii elektrycznej). Na to samo niemalże przecież wyszłoby, gdyby jej nie produkować w ogóle. Nie trzeba by ponadto wydawać wówczas dużych pieniędzy na budowę elektrowni. Mało tego, aby „likwidować" CO_2 należy budować znacznie droższe inwestycyjnie na jednostkę zainstalowanej mocy instalacje niszczące wyprodukowaną energię elektryczną, tj. instalacje do produkcji wodoru i metanu. Produkowałoby się zatem elektryczność za duże pieniądze tylko po to, by następnie móc ją „zniszczyć" za jeszcze większe. Produkcja metanu zgodnie z reakcją (10) jest zatem całkowicie nieracjonalna zarówno pod względem termodynamicznym, jak i ekonomicznym.

Wniosek końcowy

Jak wynika z przedstawionych w artykule analiz termodynamicznych i ekonomicznych elektrownia jądrowa w hierarchicznej, dwuobiegowej technologii gazowo-parowej z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym chłodzonym helem ma istotnie wyższą efektywność energetyczną i ekonomiczną niż konwencjonalna elektrownia jądrowa, tj. elektrownia, w której realizowany jest wyłącznie obieg *Clausiusa-Rankine'a* [1-4]. □

Literatura

1. Bartnik R.: Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej, dwuobiegowej elektrowni jądrowej z regeneracją ciepła, Nowa Energia, 2022, nr 2, s. 86-97.

2. Bartnik R.: Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej dwuobiegowej elektrowni jądrowej z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem w obiegu Joule'a w zakresie wysokich temperatur, Nowa Energia, 2022, vol. 82, nr 1, s. 82-94.

3. Bartnik R., Kowalczyk T.: Efektywność termodynamiczna i ekonomiczna innowacyjnych hierarchicznych gazowo-gazowych elektrowni jądrowych z wysokotemperaturowym reaktorem i helem jako czynnikiem obiegowym, Nowa Energia, 2021, nr 2, s. 44-54.

4. Bartnik R.: Hierarchiczne dwuobiegowe gazowo-gazowe i gazowo-parowe elektrownie i elektrociepłownie jądrowe z wysokotemperaturowymi reaktorami i helem oraz wodą i parą jako czynnikami obiegowymi, Nowa Energia, 2021, nr 05-06, s. 20-37.

5. Bartnik R., Kabza Z., Badur J.: Analiza porównawcza jednostkowych kosztów produkcji wodoru w elektrowniach z kosztami w odnawialnych źródłach energii, Nowa Energia, 2020, nr 1, s. 92-96.

XIV Konferencja

„Gaz w Energetyce - Realizacja i Eksploatacja Bloków Gazowych i Gazowo-Parowych”

23-24 maja 2023, Sandomierz

GAZ W ENERGETYCE

- RYNEK GAZU: BEZPIECZEŃSTWO I STABILNOŚĆ DOSTAW, PRZYSZŁOŚĆ PALIWA GAZOWEGO.
- ASPEKTY PRAWNO-EKONOMICZNE.
- REALIZACJA BLOKÓW GAZOWO–PAROWYCH: BIEŻĄCE I PRZYSZŁE INWESTYCJE, DOŚWIADCZENIA EKSPLOATACYJNE.
- KOGENERACJA OPARTA NA SILNIKACH GAZOWYCH: TECHNOLOGIE, DOŚWIADCZENIA EKSPLOATACYJNE, NAJNOWSZE REALIZACJE.
- LNG PALIWO DLA ENERGETYKI GAZOWEJ: ROZWIĄZANIA DLA CIEPŁOWNICTWA I PRZEMYSŁU, INSTALACJE REGAZYFIKACJI.
- FINANSOWANIE INWESTYCJI GAZOWYCH.

Szczegóły: www.**nowa-energia**.com.pl

Organizator:

nowa Energia

KONFERENCJE nowa Energia 2023

nowa Energia

ZAPISZ SIĘ DO **NEWSLETTERA**