

Energetyka **R o z p r o -** **s z o n a**

Zeszyt 9
2023



Redaktor naczelny:
Sławomir Kopeć

Sekretarz redakcji:
Katarzyna Faryj

Członkowie redakcji:
Zbigniew Hanzelka
Andrzej Kaźmierski
Marek Kisiel-Dorohinicki
Ryszard Sroka
Wojciech Suwała
Tomasz Szmuc
Karol Wawrzyniak

Redaktor prowadząca
i korekta językowa:
Malwina Mus-Frosik

Skład:
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:
Katarzyna Kwiatkowska
Jakub Mirek

Wydawca:
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Kontakt:
Dział Współpracy z Administracją i Gospodarką
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
tel. 12 888 55 29
e-mail: redakcja-er@agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl
ISSN 2720-0973
<https://doi.org/10.7494/er>

© Wydawnictwa AGH, Kraków 2023
Creative Commons CC-BY 4.0

Spis treści

Wstęp	5
Wojciech SUWAŁA, Artur WYRWA, Stanisław TOKARSKI	
Ścieżki transformacji polskiej energetyki	7
Stanisław TOKARSKI	
Suwerenność energetyczna w polityce europejskiej i krajowej	17
Łukasz LACH, Sławomir KOPEĆ, Malwina MUS-FROSIK, Katarzyna FARYJ	
Obserwatorium Transformacji Energetycznej (OTE) jako narzędzie wspierania rozwoju społeczno-gospodarczego w Polsce	25
Ewa ADAMIEC, Jakub BARTYZEL, Elżbieta JAROSZ-KRZEMIŃSKA, Tomasz PEŁECH-PILICHOWSKI, Mateusz RZESZUTEK, Janusz ZYŚK	
Model DPSIR jako narzędzie efektywnego zarządzania jakością powietrza	35
Magdalena DUDEK	
Czy wodór może być magazynem i nośnikiem energii w budownictwie?	45
Konstanty MARSZAŁEK, Katarzyna DYNDAŁ, Gabriela LEWIŃSKA	
Centrum Fotowoltaiki AGH jako element systemu wspierającego rozwój odnawialnych źródeł energii	51

Wstęp

Drodzy Czytelnicy,
Dziewiąty zeszyt czasopisma „Energetyka Rozproszona” otwierają artykuły, w których autorzy analizują uwarunkowania polskiej transformacji energetycznej w jej aspekcie strategicznym. Kolejne teksty koncentrują się na metodach monitorowania transformacji oraz na kluczowych technologiach energetyki rozproszonej.

Wojciech Suwała, Artur Wyrwa i Stanisław Tokarski analizują perspektywiczne ścieżki rozwoju polskiej energetyki przy założeniu zredukowania emisji dwutlenku węgla o 95% do 2050 r. osiągniętego przy minimalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Autorzy wskazują na kluczowe znaczenie udziału klasycznych lub jądrowych źródeł sterowalnych oraz magazynów energii dla zapewnienia ciągłości dostaw energii.

Stanisław Tokarski rozważa istotny po napaści Rosji na Ukrainę temat suwerenności energetycznej Polski i całej UE. Autor przedstawia 10 rekomendacji warunkujących jej osiągnięcie i dochodzi do wniosku, że transformacja energetyczna i gospodarcza, zgodna z programem Zielonego Ładu, może zbudować trwałą suwerenność energetyczną UE i jej państw członkowskich.

Dynamiczny przebieg transformacji energetycznej wymaga od wszystkich interesariuszy świadomego, odpowiedzialnego i szybkiego podejmowania optymalnych decyzji opartych na precyzyjnym aparacie analitycznym oraz wiarygodnych danych.

Odpowiedzią na te potrzeby ma być Obserwatorium Transformacji Energetycznej (OTE), którego koncepcję przedstawiają **Łukasz Lach ze współpracownikami**.

Jednym z najistotniejszych obszarów analizowanych w ramach OTE będzie monitorowanie i efektywne zarządzanie jakością powietrza. **Ewa Adamiec z zespołem** opisują elementy stosowanego w tym kontekście modelu DPSIR, wspierającego rozwiązywanie licznych problemów środowiskowych, między innymi negatywnego wpływu zanieczyszczeń na zdrowie człowieka.

Zainteresowanie wodorem jako nośnikiem i magazynem energii systematycznie wzrasta. **Magdalena Dudek** przedstawia możliwości integracji rozwiązań technologii wodorowych i ogni w paliwowych z odnawialnych źródeł energii w energetyce rozproszonej, w szczególności w systemach niezależnego zasilania dla budownictwa.

Efektem gwałtownego rozwoju fotowoltaiki jest wzrost popytu na prace badawcze i rozwojowe oraz rosnące zapotrzebowanie na wykształcone kadry. Odpowiedzią na te potrzeby jest utworzone w AGH Centrum Fotowoltaiki, którego koncepcję i zakres działania przybliżają w swoim artykule **Konstanty Marszałek, Katarzyna Dyndał i Gabriela Lewińska**.

Zapraszamy do lektury!

Sławomir Kopeć

Kraków, czerwiec 2023

Ścieżki transformacji polskiej energetyki

Abstrakt: W artykule omówiono cztery ścieżki transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego prowadzące do obniżenia emisji CO₂ do poziomu 10 mln ton w 2050 r., zróżnicowane pod względem roli, jaką odgrywają w nich wybrane technologie energetyczne. Zostały one opracowane za pomocą modeli TIMES-PL oraz MEDUSA, w których optymalizowano rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego pod kątem najniższych kosztów osiągnięcia celu dekarbonizacji. Z przedstawionych w artykule badań wynika, że zapewnienie ciągłości dostaw energii, która w przyszłości będzie wytwarzana przede wszystkim ze źródeł odnawialnych, wymaga znaczącego udziału źródeł sterowalnych (jądrowych lub klasycznych, wyposażonych w systemy sekwestracji dwutlenku węgla) oraz magazynów energii.

Słowa kluczowe: elektroenergetyka, modelowanie, transformacja, dekarbonizacja

Wprowadzenie

Energetyka polska stoi przed chyba najważniejszym i najtrudniejszym wyzwaniem w swojej historii – musi przejść transformację z systemu starego, bazującego na węglu, do nowego, gdzie podstawą wytwarzania będą źródła odnawialne. Zgodnie z polityką państwa miks energetyczny korzystający z OZE będzie dopełniony generacją energii elektrycznej w planowanych elektrowniach jądrowych. Wielu uczestników różnego rodzaju konferencji zwraca uwagę na wybrane aspekty tego procesu i wskazuje na pożądane kierunki zmian w technologii i legislacji. Stawiają oni również pytania o cele transformacji, tempo zmian, możliwość wykorzystania konkretnych technologii i wreszcie – szacunki kosztów. Odpowiedź na wiele z tych pytań wymaga dogłębnej analizy m.in. systemu wytwarzania

energii elektrycznej, a wobec jego złożoności rozwiązanie może przynieść właściwie tylko stosowanie modeli prognostycznych.

Każde narzędzie do przewidywania przyszłości wymaga przygotowania założeń co do kierunków rozwoju badanego systemu. W tych założeniach często pojawia się jednak niepewność. Nie można sformułować jednego, pewnego zestawu przewidywań, należy stawiać raczej na kilka scenariuszy opisujących najbardziej istotne cechy możliwych ścieżek rozwoju systemu. Nie można obecnie zdefiniować jednej obiektywnej ścieżki transformacji energetyki – są one zależne od przyjętych założeń dotyczących dostępności technologii, ich charakterystyk oraz regulacji prawnych, zwłaszcza wynikających z polityki klimatycznej.

Niewątpliwie podstawowym założeniem dla rozwoju systemu energetycznego jest dekarbonizacja, czyli obniżenie do roku 2050 emisji CO₂ o 95% w porównaniu z rokiem 2005. Trzeba też pamiętać, że polityka odejścia od paliw kopalnych to nie skutek ostatnich wydarzeń geopolitycznych wywołanych agresją Rosji na Ukrainę – taka tendencja pojawiła się już we wcześniejszych celach polityki Unii Europejskiej (Rada Unii Europejskiej 2009).

Dekarbonizacja dla elektroenergetyki oznacza obniżenie emisji CO₂ z poziomu 150 mln ton do ok. 10 mln ton, które z kolei mogą być wykorzystywane lub neutralizowane w odpowiednich procesach przemysłowych bądź równoważone przez pochłanianie. Ścieżka dekarbonizacji zakłada jednocześnie obniżenie emisji CO₂ do poziomu 55% (czyli 90 mln ton) w roku 2030. Obniżenie emisji o kilkadziesiąt milionów ton w mniej niż 10 lat jest niemożliwe, zależy

¹ W przygotowaniu publikacji wykorzystano prace zespołu ESMLab AGH – <http://esmlab.agh.edu.pl/>.

bowiem od tempa inwestycji w morskie farmy wiatrowe, energetykę jądrową, a także w rozwój energetyki rozproszonej – prosumenckiej.

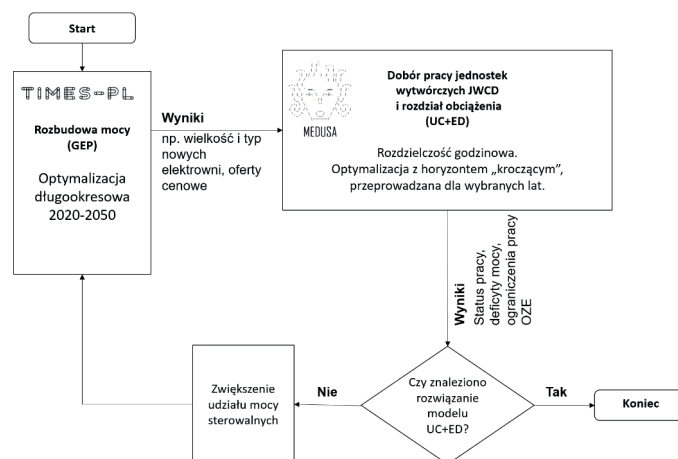
W systemie elektroenergetycznym przyszłości funkcjonować będą dwie grupy technologii: klasyczne, czyli sterowalne, oraz korzystające z odnawialnych źródeł energii, czyli o produkcji zależnej od czynników meteorologicznych, zatem w praktyce sterowalne tylko w ograniczonym zakresie. Zapewnienie ciągłości dostaw energii, która w dłuższej perspektywie czasowej będzie wytwarzana przede wszystkim ze źródeł odnawialnych, wymaga znaczącego udziału źródeł sterowalnych (elektrowni węglowych, gazowych lub nuklearnych) bądź efektywnego systemu magazynowania energii.

Wśród aktualnie funkcjonujących elektrowni na węgiel kamienny możemy wyróżnić dwie grupy: pierwsza to nowo oddane bloki o mocach rzędu 1000 MW, druga to bloki klasy 200 MW – wciąż sprawne, choć o relatywnie niskiej efektywności i dużych emisjach. Elektrownie spalające węgiel brunatny są silnie zależne od żywotności kopalń, największa elektrownia Bełchatów zakończy działanie ok. 2036 r., Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin ok. 2024 r., zaś elektrownia Turów ok. 2045 r. Należy przyjąć, że duże bloki na węgiel kamienny będą działały do końca swojego „czasu życia” (do ok. 2050 r.) i możliwa będzie ich rozbudowa o instalacje wychwytu i składowania dwutlenku węgla. Bloki 200 MW i 360 MW mogą stanowić rezerwę systemu, a część z nich, po modernizacji

zgodnie z osiągnięciami programu Bloki 200+, będzie pełnić funkcje regulacyjne i działać do roku 2035, z docelowym czasem pracy 500–1500 godzin w roku. W zasadzie należałoby napisać, że „muszą pracować”, a nie „mogą pracować”, bo bez nich w systemie nie byłoby dostatecznych mocy regulacyjnych. Alternatywą byłaby szybka budowa elektrowni/elektrociepłowni gazowych, jednak biorąc pod uwagę wahania poziomu cen gazu i niski koszt dostosowania bloków węglowych, należy przyjąć, że takie rozwiązanie nie jest racjonalne. Te i inne pytania są przedmiotem dalszych analiz z wykorzystaniem dwóch modeli: TIMES-PL i MEDUSA.

Metodyka badań

Poniższe analizy bazują na systemie modelowania integrującym dwa modele energetyczne: TIMES-PL oraz MEDUSA. Model TIMES-PL należy do rodziny GEP (*Generation Expansion Planning*) i stosowany jest w planowaniu długookresowym do optymalizacji krajowego miksu energetycznego dla uwarunkowań określonych w scenariuszach energetycznych. Z kolei MEDUSA to model typu UCED (*Unit Commitment and Economic Dispatch*), który znajduje zastosowanie w planowaniu krótkookresowym do przeprowadzania weryfikacji możliwości technicznej realizacji założeń opracowanych scenariuszy miksu energetycznego. Ich zależność została przedstawiona na Rys. 1.



Rys. 1. Schemat powiązań modelu TIMES-PL oraz modelu MEDUSA

Na pierwszym etapie po przygotowaniu danych wejściowych do obu modeli (np. prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło systemowe oraz ograniczenia scenariuszowe, tj. założenia technologiczne, potencjał wykorzystania OZE itd.) uruchamiany jest model TIMES-PL. Dla przyjętych w danym scenariuszu założeń wyznacza on optymalną strukturę wytwórczą do 2050 r. Uzyskane w poszczególnych latach wyniki, w szczególności obejmujące moce elektryczne jednostek wytwórczych, stanowią dane wejściowe do modelu MEDUSA, który analizuje prace jednostek wytwórczych w wybranym roku w rozdzielczości godzinowej. W ten sposób struktura technologii wytwarzania energii elektrycznej w konkretnym scenariuszu energetycznym, uzyskana w modelu TIMES-PL, poddawana jest weryfikacji technicznej wykonalności.

Opis scenariuszy

W przeprowadzonej analizie rozważono cztery scenariusze. Trzy z nich były zróżnicowane pod względem roli, jaką odgrywały w nich wybrane technologie energetyczne, podczas gdy w czwartym żadna z technologii nie była preferowana. We wszystkich scenariuszach dopuszczalny poziom emisji CO₂ w 2050 r. wynosił 10 mln ton. Ogólna charakterystyka scenariuszy została przedstawiona w Tab. 1.

Tab. 1. Charakterystyka scenariuszy

Scenariusz [*]	Redukcja emisji CO ₂ ^{**}	Udział energii z OZE ^{***}	Technologie energetyki jądrowej	Technologie z systemem CCS ^{****}
NUC	≥95%	≥40%	TAK	NIE
CCS	≥95%	≥40%	NIE	TAK
OZE+GAZ	≥95%	≥40%	NIE	NIE
DIV	-	-	TAK	TAK

^{*} Scenariusze, w których nacisk położony został na technologie: NUC – nuklearne, CCS – wychwyty i składowania CO₂, OZE+GAZ – odnawialne i gaz ziemny, DIV – zróżnicowane, tj. brak ograniczeń.

^{**} Poziom redukcji na podstawie maksymalnej ilości CO₂ w krajowym sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła w 2050 r., która została ustalona na około 10 mln ton CO₂.

^{***} Dotyczy energii elektrycznej netto wyprodukowanej z OZE w 2050 r.

^{****} Technologie wyposażone w system wychwytywania i składowania CO₂ (Carbon Capture and Storage).

Wszystkie scenariusze zakładały jednakowy poziom wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ciepła systemowego w badanym horyzoncie czasowym. Z powodu rozważanego celu wysokiej redukcji emisji CO₂ w badaniu przyjęto brak możliwości dokonywania inwestycji w nowe technologie węglowe, z wyjątkiem tych wyposażonych dodatkowo w system wychwytywania i składowania CO₂ (scenariusz CCS) oraz inwestycji, których rozpoczęcie eksploatacji zaplanowano do 2023 r.

Scenariusz NUC

Scenariusz NUC umożliwiał inwestycje w technologie energetyki jądrowej, lecz bez możliwości inwestowania w elektrownie węglowe. Przyjęto, że pierwszy blok elektrowni jądrowej w Polsce zostanie oddany do użytku w latach 2031–2035. Zarówno w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.* (PEP 2040), jak i w uchwale Rady Ministrów z 2 listopada 2022 r. (Uchwała Nr 215/2022), datę oddania pierwszego bloku jądrowego określono na 2033 r. Z dzisiejszej perspektywy wydaje się, że bardzo trudno będzie dotrzymać tego terminu. Moc osiągalną netto pojedynczego bloku elektrowni jądrowej przyjęto na poziomie 1300 MW. Założono, że w 2035 r. w strukturze wytwórczej KSE funkcjonować będą dwie takie jednostki. Po 2035 r. umożliwiono dalszy rozwój elektrowni jądrowych. Przyjęto, że w perspektywie 2050 r. całkowita moc osiągalna netto dostępna w energetyce jądrowej może wynieść 10,4 GW, w tym 6,5 GW do 2045 r. Harmonogram oddawania poszczególnych bloków elektrowni jądrowych oraz poziom całkowitej mocy osiągalnej w KSE do 2045 r. są zbliżone do założeń przedstawionych w dokumentach *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* Z kolei perspektywa wykorzystania w tym scenariuszu potencjału energii z OZE jest spójna z założeniami przedstawionymi dla scenariusza CCS (zob. Tab. 2). W perspektywie 2050 r. całkowity poziom mocy osiągalnej netto w wiatrowych elektrowniach lądowych oraz morskich, a także w elektrowniach słonecznych, nie może przekroczyć odpowiednio 16 GW, 14 GW oraz 24 GW. Wsparciem

dla przeprowadzanej w tym scenariuszu redukcji emisji CO₂ będą również technologie gazowe. Maksymalny możliwy całkowity przyrost mocy osiągalnej netto w technologiach gazowych dla przyjętego w badaniu pięcioletniego horyzontu czasowego był najniższy ze wszystkich rozpatrywanych scenariuszy i wyniósł 4 GW.

Scenariusz CCS

Scenariusz CCS nie przewidywał możliwości dokonywania inwestycji w technologie energetyki jądrowej. Opcją umożliwiającą osiągnięcie zadanych celów redukcji CO₂, oprócz źródeł OZE, były jednostki wytwórcze wyposażone w system wychwytywania i składowania CO₂. W scenariuszu tym rozważono opcję inwestycji zarówno w klasyczne technologie węglowe z systemem CCS, jak i te korzystające z zagazowania węgla kamiennego połączone z systemem CCS. Ponadto w zbiorze dostępnych technologii z systemem CCS były także technologie gazowe bazujące na układzie gazowo-parowym (*Combined Cycle Gas Turbine* – CCGT). Wyróżniono po dwie klasy bloków ze względu na moc osiągalną netto (brutto) – zarówno dla technologii zgazowania węgla, tj. 175 MW (250 MW) oraz 350 MW (500 MW), jak i dla układów gazowo-parowych – moc 280 MW (400 MW) oraz 490 MW (790 MW). W badaniu przyjęto, że pierwsze jednostki wytwórcze wyposażone w system wychwytywania i składowania CO₂ w strukturze wytwórczej KSE mogą pojawić się w 2035 r. Założono, że wychwycony dzięki nim CO₂ w badanym horyzoncie czasowym zostanie w całości zeskładowany w podziemnych strukturach geologicznych na terenie Polski. Wstępnie oszacowany potencjał składowania CO₂ (Dubiński et al. 2010, Tarkowski et al. 2009) pozwala na przyjęcie powyższego założenia. Parametry kosztowe technologii z systemem CCS uwzględniają dodatkowe koszty związane z transportem oraz składowaniem wychwyconego CO₂. Podobnie jak w scenariuszu NUC, łączna maksymalna moc osiągalna netto możliwa do uzyskania w tym scenariuszu w energetyce wiatrowej oraz słonecznej w okresie do 2050 r. może wynieść 54 GW.

Scenariusz OZE+GAZ

Scenariusz OZE+GAZ zakładał rozwój KSE bez udziału energetyki jądrowej i technologii wyposażonych w system CCS. W tym scenariuszu przyjęto, że krajowy system elektroenergetyczny w przyszłości będzie bazował na zwiększonym wykorzystaniu energii z OZE oraz magazynach energii wspomaganych elektrowniami gazowymi. Z tego względu w porównaniu z pozostałymi scenariuszami istniała w nim możliwość intensywniejszego przyrostu mocy, zarówno w energetyce wiatrowej, jak i słonecznej po 2040 r. Łączna możliwa do zainstalowania moc elektryczna w energetyce wiatrowej oraz słonecznej w okresie do 2050 r. mogła wynieść 79 GW. W związku ze zwiększonym wykorzystaniem technologii OZE założono również możliwość większego wykorzystania technologii gazowych, które w KSE mogłyby pełnić funkcję mocy regulacyjnych.

Scenariusz DIV

W scenariuszu zróżnicowanych technologii energetycznych żadna technologia nie była preferowana. Wszystkie jednostki wytwórcze konkurowały ze sobą na zasadach rynkowych, bez szczególnych środków wsparcia. Dekarbonizacja była spowodowana cenami uprawnień do emisji CO₂. W scenariuszu tym założono pełną akceptację społeczną, zarówno dla energetyki jądrowej, jak i dla geologicznego magazynowania dwutlenku węgla. Możliwa maksymalna moc osiągalna technologii OZE była zbliżona z poziomem przyjętym w scenariuszu OZE+GAZ.

Podsumowanie założeń scenariuszy

W celu osiągnięcia wymaganej redukcji emisji CO₂ model TIMES-PL optymalizuje rozwój systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem wyżej opisanych założeń scenariuszowych. Wszystkie szczegółowe ograniczenia dotyczące maksymalnych poziomów mocy, jakie mogą zostać osiągnięte w danych przedziałach czasowych w wybranych technologiach energetycznych w zależności od rozważanego scenariusza, przedstawiono w Tab. 2.

Tab. 2. Skumulowana maksymalna moc osiągalna netto w nowych jednostkach wytwórczych według rozważanych scenariuszy [GW]

Rodzaj technologii	Rok	Scenariusz			
		NUC	CCS	OZE+GAZ	DIV
Wiatrowa na lądzie	2030	4,2	4,2	4,2	4,2
	2040	10	10	10	10
	2050	16	16	28	28
Wiatrowa na morzu	2030	6	6	6	6
	2040	10	10	10	10
	2050	14	14	18	18
Ogniwa fotowoltaiczne	2030	11	11	11	11
	2040	17,5	17,5	22	22
	2050	24	24	33	33

Ścieżki cenowe paliw

Na wyniki wpływają też założenia dotyczące kształtowania się cen paliw i uprawnień do emisji CO₂. Ostatnie opublikowane analizy Komisji Europejskiej i International Energy Agency podają pewne przesłanki, które pozwalają przyjąć ceny w wysokościach kształtowanych przez globalne polityki klimatyczne zgodne z deklaracjami poszczególnych państw. Prognozę cen wybranych paliw wykorzystaną w analizach przedstawiono w Tab. 3.

Tab. 3. Prognoza cen paliw [PLN/GJ] z 2020 r.

Technologia	Rok						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel kamienny energetyczny*	13	17	14	15	16	16	17
Gaz ziemny	21	29	26	28	33	36	36

* Z uwzględnieniem kosztów transportu do elektrowni.

Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

W bieżącej analizie przyjęto dwie ścieżki cenowe EUA – uprawnień do emisji CO₂. W Tab. 4 przedstawiono prognozę cen uprawnień do emisji CO₂ na podstawie scenariusza referencyjnego Komisji Europejskiej (dalej opisywane jako EUA niskie) (Komisja Europejska 2021).

Tab. 4. Ceny uprawnień do emisji CO₂ [PLN/t] według Komisji Europejskiej

Rok	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cena CO ₂	112	125	140	240	380	570	580

Ceny EUA nie powinny wzrosnąć powyżej 120 EUR/t CO₂, gdyż szacunki kosztów CCS i Direct Air Capture mówią o takich właśnie kosztach docelowych poszczególnych technologii. Niemniej jednak scenariusze poddano analizie czułości na alternatywną ścieżkę cenową uprawnień do emisji CO₂, przyjętą za wyniki badań grupy Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych KOBIZE (EUA wysokie) (Pyrka et al. 2021).

Tab. 5. Ceny uprawnień do emisji CO₂ [PLN/t] według CAKE KOBIZE

Rok	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cena CO ₂	112	280	448	672	896	1344	1792

Założenia dotyczące wycofań istniejących mocy wytwórczych

Założono jednakowy plan wycofań dla istniejących jednostek wytwórczych we wszystkich scenariuszach. Szczegółowy harmonogram odstawień jednostek wytwórczych według ich klasy mocowej oraz rodzaju wykorzystywanego paliwa został zaprezentowany w Tab. 6.

Tab. 6. Ubytki mocy osiągalnej według klasy mocy oraz rodzaju wykorzystywanego paliwa [MW]

Paliwo	Klasa mocy	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel kamienny	poniżej 200	-991	0	0	-100	-306	-112
	200-300	-2029	-4825	-1827	-903	0	0
	301-400	0	0	-386	-1146	0	0
	401-500	0	0	0	0	-460	0
	powyżej 500	0	0	0	0	-1132	-3795
Węgiel brunatny	poniżej 200	0	0	0	0	0	0
	200-300	-400	0	-694	-1022	-261	0
	301-400	0	-370	-2704	-780	-390	0
	401-500	0	0	0	0	0	-954
	powyżej 500	0	0	-858	0	0	0
Gaz ziemny	poniżej 200	0	0	0	0	0	0
	200-300	0	0	0	0	0	0
	301-400	0	0	0	0	0	0
	401-500	0	0	0	0	0	-1431
	powyżej 500	0	0	0	0	0	-630

Wyniki analiz

W przedstawionych powyżej scenariuszach optymalizowano rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego pod kątem najniższych kosztów osiągnięcia celu dekarbonizacji przy zadanych ograniczeniach dotyczących stosowania technologii. Poniżej przedstawiono wyniki, moce analizowanych technologii i ich produkcję w horyzoncie 2050 r.

Zgodnie z oczekiwaniami w przypadku scenariusza nuklearnego (Rys. 2) w wytwarzaniu dominuje energia elektryczna z elektrowni jądrowych oraz źródeł OZE. Elektrownie gazowe pełnią funkcję przejściowego źródła kontrolowanego na ścieżce do dużego udziału OZE.

Podobnie jak w poprzednim scenariuszu, w ścieżce CCS (Rys. 3) również dominują źródła odnawialne, a generacja kontrolowana obejmuje głównie elektrownie gazowe wyposażone w instalacje wychwytu i składowania dwutlenku węgla.

Scenariusz OZE+GAZ jest bardzo interesujący, w produkcji roku 2050 dominują ponownie źródła odnawialne – 130 TWh, natomiast źródła biomasowe

i gazowe pełnią funkcję regulacyjną (Rys. 4). W uwarunkowaniach wysokich cen i braku dostępności gazu scenariusz ten byłby trudny w realizacji.

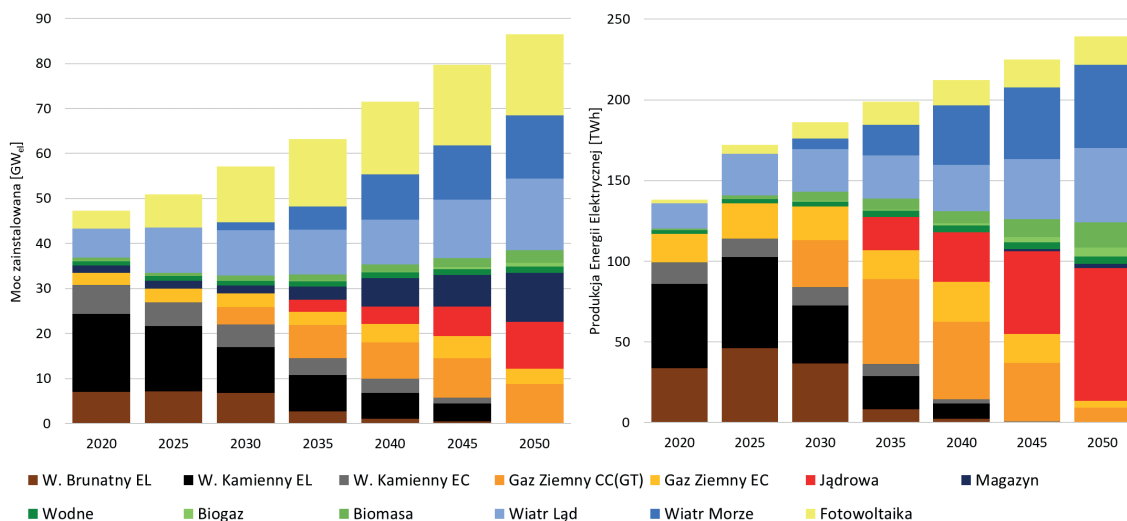
W scenariuszu DIV (Rys. 5) dobór technologii był dowolny, warunek stanowiła minimalizacja kosztu, a czynnikiem sprawczym były tylko ceny EUA. Wyniki są porównywalne ze scenariuszem nuklearnym, co potwierdza relatywnie niskie koszty tej technologii. Dla porównania przedstawiono wyniki dla scenariusza z wysokimi kosztami EUA (Rys. 6).

Zestawienie obu wersji wykazuje relatywnie niewielkie różnice, zmniejsza się jedynie generacja z elektrowni jądrowych i gazowych z CCS na rzecz elektrowni słonecznych i biomasowych.

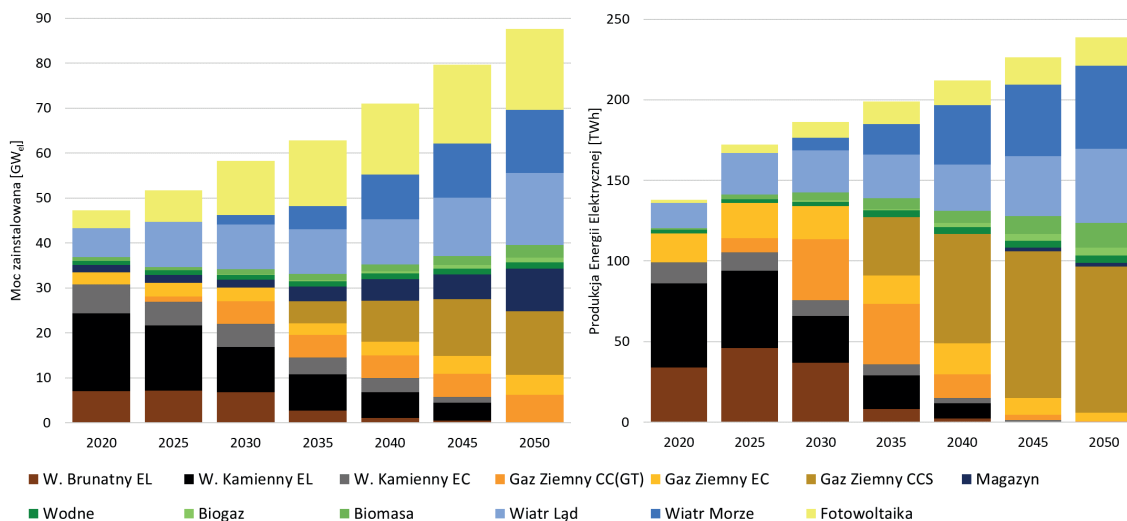
Jak widać na Rys. 7, nie ma wyraźnych różnic w tempie redukcji emisji CO₂ między poszczególnymi scenariuszami, nawet dla wysokich cen EUA.

Na Rys. 8 porównano wyniki pod względem kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

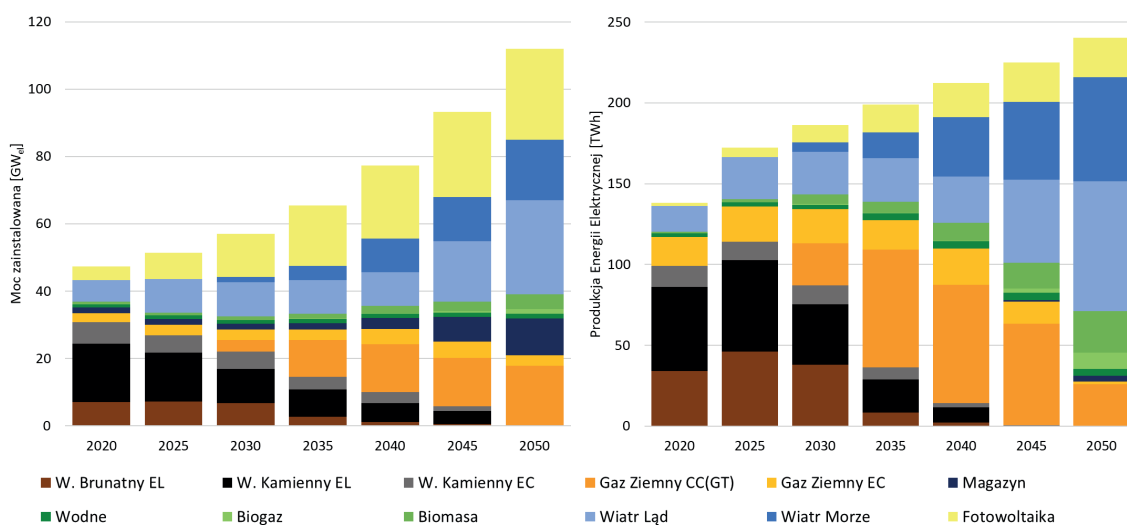
Podobnie jak w ścieżce redukcji emisji, koszty wytwarzania różnicują się po roku 2040, najniższy wzrost dla roku 2050 (25%) to scenariusz DIV, z kolei największy to OZE+GAZ, który wynosi aż 40%.



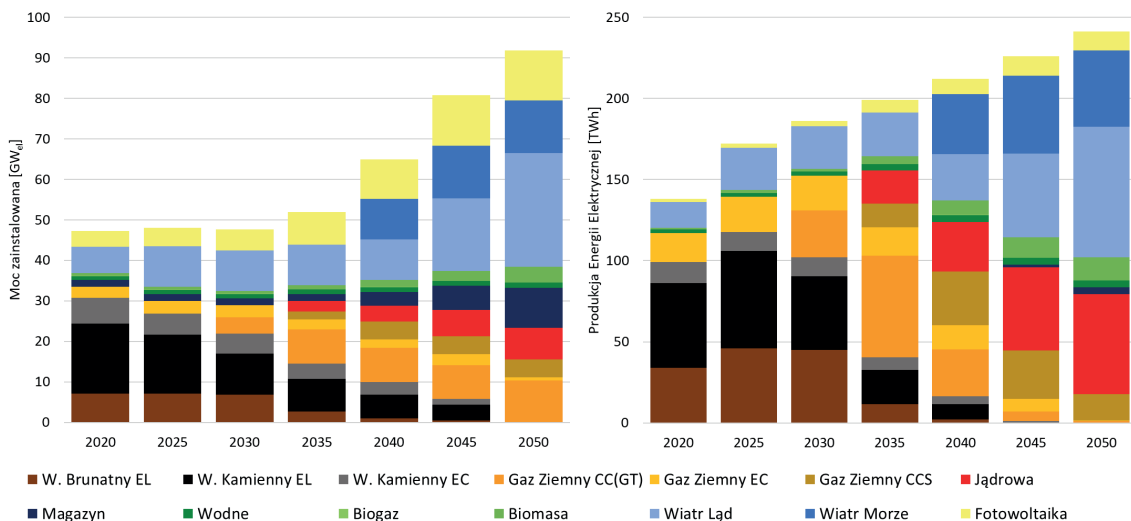
Rys. 2. Moce technologii i produkcja w scenariuszu NUC, EUA niskie



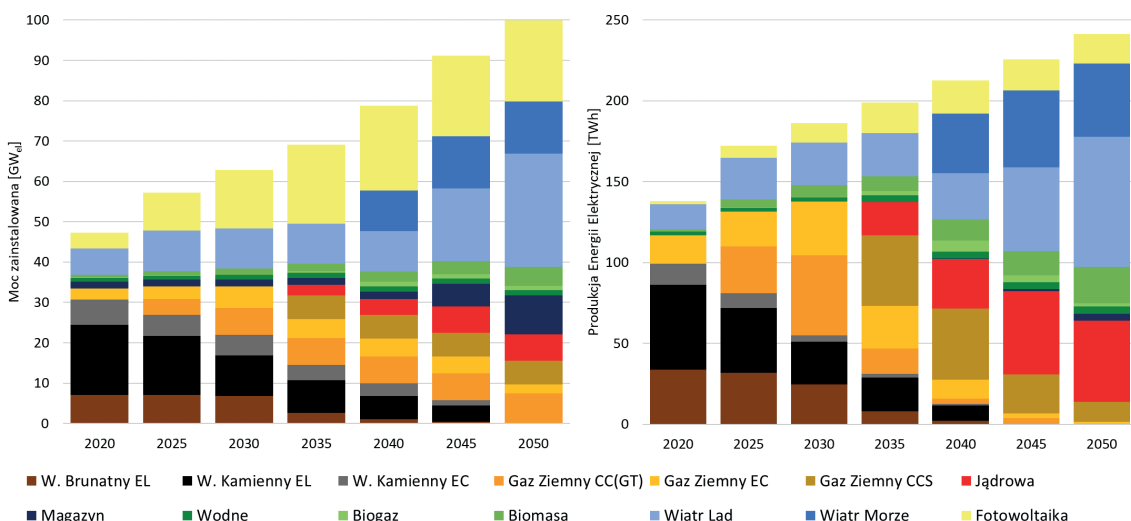
Rys. 3. Moce technologii i produkcja w scenariuszu CCS, EUA niskie



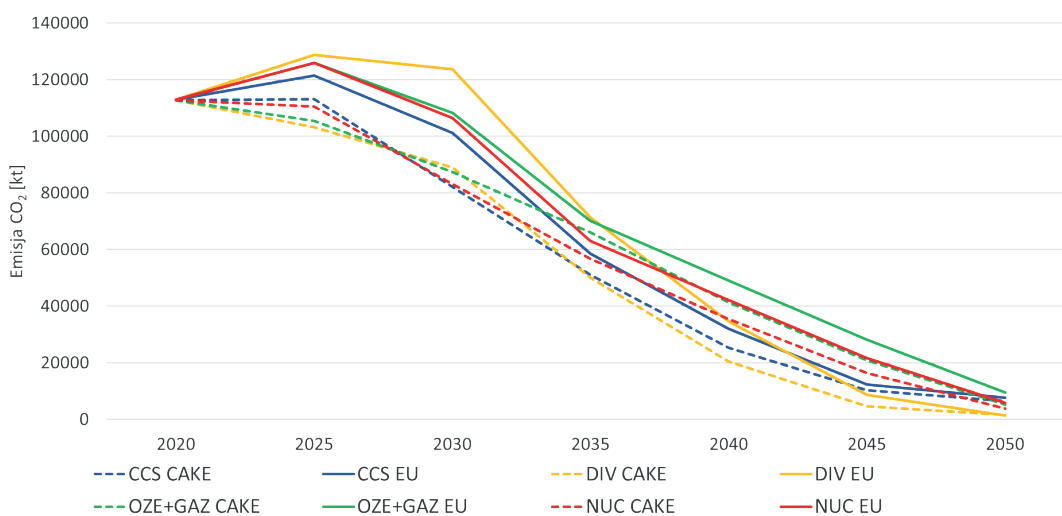
Rys. 4. Moce technologii i produkcja w scenariuszu OZE+GAZ, EUA niskie



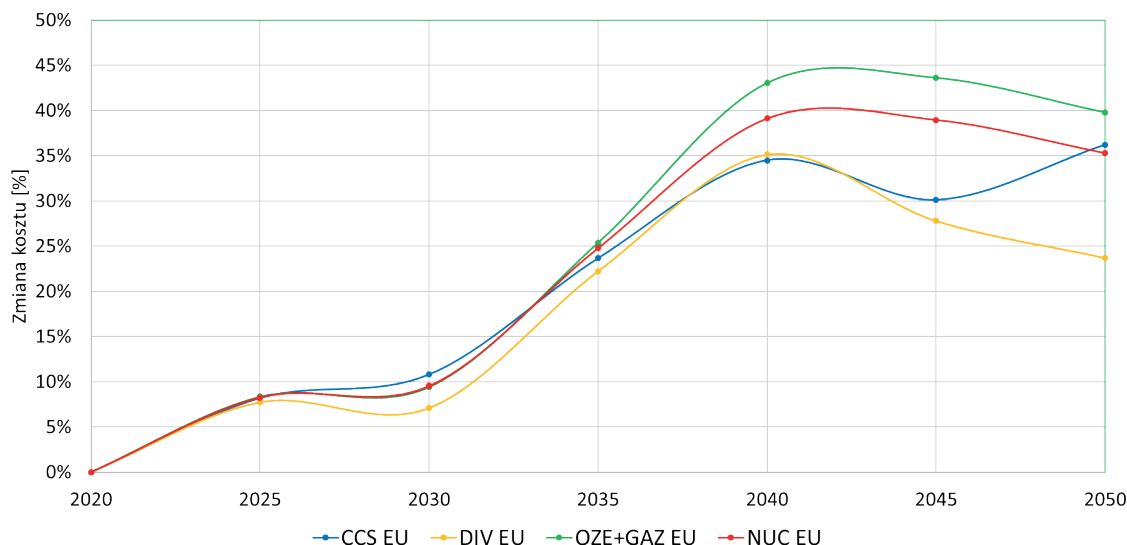
Rys. 5. Moce technologii i produkcja w scenariuszu DIV, EUA niskie



Rys. 6. Moce technologii i produkcja w scenariuszu DIV, EUA wysokie



Rys. 7. Ścieżka redukcji emisji dwutlenku węgla



Rys. 8. Koszty wytwarzania energii elektrycznej

Podsumowanie

W artykule przedstawiono metodykę, założenia oraz wyniki analiz perspektywicznych ścieżek rozwoju polskiej elektroenergetyki. Podstawowym założeniem jest dekarbonizacja, czyli zredukowanie emisji dwutlenku węgla o 95% do roku 2050 przy minimalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Badano ścieżki dochodzenia do tego celu przy założeniu pewnych ograniczeń dotyczących udziału najważniejszych technologii w strukturze wytwarzania. Wyniki wskazują, że nie ma znaczących różnic przy ograniczeniach technologicznych, natomiast ich brak (scenariusz DIV) powoduje opóźnienie inwestycji w źródła odnawialne i znaczący wzrost kosztów po roku 2040. W podjęciu decyzji o tym, który scenariusz jest optymalny dla gospodarki i powinien być realizowany, kluczowe znaczenie ma dojrzałość założonych technologii i zgoda na ich zastosowanie (podziemne składowanie dwutlenku węgla, akceptacja technologii jądrowej), właściwe oszacowanie harmonogramów inwestycyjnych (bloki jądrowe, morskie farmy wiatrowe) czy wreszcie ryzyko związane z dostępnością gazu do produkcji energii elektrycznej. Analiza powyższych ryzyk umożliwi wybór właściwego scenariusza.

Zastosowane narzędzia – modele TIMES-PL i MEDUSA – były już weryfikowane i wykazano racjonalność i wiarygodność wyników otrzymanych przy

ich zastosowaniu. Trzeba jednak pamiętać, że sam model jedynie dobiera technologie, minimalizując koszty przy założeniach przyjętych w scenariuszach. Wyniki wskazują, że ścieżki transformacji są porównywalne, niemal niezależnie od ograniczeń technologicznych.

W transformacji energetyki mogą zajść znaczące, wręcz rewolucyjne zmiany, jeśli obecnie opracowywane technologie, takie jak *Direct Air Capture* (wychwyt i składowanie dwutlenku węgla wprost z powietrza) czy *Small Modular Reactors* (małe reaktory modułowe), osiągną dojrzałość komercyjną. W obu przypadkach ich niskie koszty spowodują nieopłacalność technologii CCS oraz klasycznych technologii nuklearnych lub gazowych.

Bibliografia:

- Dubiński J., Wachowicz J., Koterak A. (2010), *Podziemne składowanie dwutlenku węgla – możliwości wykorzystania technologii CCS w polskich uwarunkowaniach*, „Górnictwo i Geologia” 5 (1): 5–19.
- Komisja Europejska (2021), *EU Reference Scenario 2020. Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050*, Luxembourg, Publications Office of the European Union, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/35750> [dostęp: 20.02.2023].
- Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. 2021 poz. 264), <https://www.dziennikustaw.gov.pl/M2021000026401.pdf> [dostęp: 20.02.2023].
- Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Tatarewicz I., Witajewski-Baltvilks J., Rąbiega W., Wąs A. et al. (2021), *Polska net-zero 2050. Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski do 2050 r.*, KOBIZE, Warszawa, https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2021/07/CAKE_Mapa-drogowa-net-zero-dla-PL.pdf [dostęp: 12.01.2023].

Rada Unii Europejskiej (2009), *Konkluzje prezydencji*, Bruksela, 30 października 2009 r., 15265/09, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-15265-2009-INIT/pl/pdf> [dostęp: 16.01.2023].

Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., Wójcicki A. (2009), *CO₂ Storage Capacity of Deep Aquifers and Hydrocarbon Fields in Poland–EU Geo-Capacity Project Results*, „Energy Procedia” 1 (1): 2671–2677.

Uchwała Nr 215/2022 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2022 r. w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Rzeczypospolitej Polskiej (M.P. 2022 poz. 1124).

Transformation pathways for the Polish power sector

Abstract: The article discusses four pathways for the transformation of the national power system leading to the reduction of CO₂ emissions to 10 million tons in 2050, differentiated by the role played in them by selected energy technologies. They were developed using the TIMES-PL and MEDUSA models in which the development of the national power system was optimized for the lowest cost of achieving the decarbonization goal. The research presented in the article shows that securing the continuous electricity supply, which in the perspective will be generated primarily from renewable sources, requires a significant share of dispatchable sources such as nuclear or classic units equipped with carbon sequestration systems as well as energy storage.

Keywords: power system, modelling, transformation, decarbonization

Prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
suwalaw@agh.edu.pl



Dr hab. inż. Artur Wyrwa, prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
awyrwa@agh.edu.pl



Dr hab. inż. Stanisław Tokarski

AGH Centrum Energetyki
Główny Instytut Górnictwa
stokarski@gig.eu



Stanisław TOKARSKI

Suwerenność energetyczna w polityce europejskiej i krajowej

Abstrakt: Inwazja Rosji na Ukrainę w 2022 r. wzbudziła potrzebę redefinicji bezpieczeństwa energetycznego i suwerenności energetycznej zarówno Unii Europejskiej jako wspólnoty, jak i poszczególnych jej członków. Użycie surowców energetycznych jako broni oznacza, że energia nie może być traktowana wyłącznie jako towar podlegający regułom rynkowym, ale staje się atrybutem suwerenności wspólnoty. W artykule dokonano przeglądu regulacji unijnych i krajowych w obszarze energii, w kontekście wydarzeń od ogłoszenia Zielonego Ładu do początku 2023 r. Przeprowadzono analizę i próbę odpowiedzi na pytanie, czy i pod jakimi warunkami UE może być suwerenna energetycznie.

Słowa kluczowe: suwerenność energetyczna, surowce energetyczne, źródła odnawialne, polityka

Po napaści Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. jednym z najczęściej wymienianych w debacie publicznej pojęć stała się „suwerenność energetyczna”. Pierwszą reakcją była obawa o to, czy możliwe jest zapewnienie energii (a właściwie surowców energetycznych) w ilości gwarantującej ciągłe dostawy prądu, ciepła i paliw płynnych dla odbiorców indywidualnych i europejskiej gospodarki na przełomie 2022 i 2023 r. Zważywszy, że w 2020 r. państwa UE uzależnione były od importu surowców energetycznych z rynków światowych w 57,5% i w 2022 r. wskaźnik ten utrzymywał się na podobnym poziomie, a dodatkowo znaczna część importu pochodziła z Rosji, należy stwierdzić, że suwerenność energetyczna miała przede wszystkim wymiar surowcowy. Zarazem jednak w wyniku ogromnych inwestycji w odnawialne źródła energii na koniec 2022 r. moc elektrowni wiatrowych i słonecznych w UE przekroczyła wartość 400 GW. Te źródła nie wymagają zasilania surowcami energetycznymi, a mogą stanowić ekwiwalent nawet 400 mln Mg węgla kamiennego rocznie! Całościowe spojrzenie wymaga uwzględnienia roli

energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w zapewnieniu bezpieczeństwa i suwerenności energetycznej. Na początku należy jednak postawić szereg pytań. Czym jest suwerenność energetyczna? Czy Unia Europejska jest suwerenna energetycznie i jak bardzo suwerenne mogą być jej poszczególne państwa członkowskie?

Czym jest suwerenność energetyczna?

Z definicji słownikowej wynika, że **suwerenny** to: „niezależny od innego państwa, innej władzy, instytucji itp.; o opiniach lub decyzjach: nienaruszony przez nikogo; mający władzę zwierzchnią” (*Słownik języka polskiego PWN*). Według wolnej encyklopedii, „**suwerenność** (z ang. *sovereign* ‘suweren(ny)’ i fr. *souverain* ‘najwyższy’, od łac. *super* ‘nad; dodatkowo’) – zdolność do samodzielnego, niezależnego od innych podmiotów, sprawowania władzy politycznej nad określonym terytorium, grupą osób lub samym sobą. Suwerenność państwa obejmuje niezależność w sprawach wewnętrznych i zewnętrznych” (*Wikipedia*).

Koncepcja **suwerenności energetycznej** pojawiła się w latach 90. ubiegłego wieku w Ameryce Łacińskiej jako wyzwanie związane z przejściem przez koncerny międzynarodowe zasobów energetycznych w takich państwach jak m.in. Boliwia czy Ekwador. W pierwszych latach XXI w. idea suwerenności energetycznej – podobnie jak w obszarze żywienia – stała się popularna w wymiarze globalnym

i miała być odpowiedzią na problemy dostępu do zasobów surowcowych, ubóstwo energetyczne oraz politykę globalizacji i oligarchizacji sektorów energii. Badacze odnoszą suwerenność energetyczną do projektów i wizji sprawiedliwej generacji, dystrybucji i zarządzania źródłami energii przez zorganizowane i świadome społeczności, rozumieją ją jako stan niewpływający negatywnie na innych ludzi (Del Bene et al. 2018). Po 2000 r. suwerenność energetyczna, zwłaszcza w Europie, zaczęła obejmować także kwestie klimatyczne. Wiele inicjatyw społecznych powstało w celu zapobiegania monopolizacji rynku przez duże podmioty i wspierania procesu „demokratyzacji energetyki”. Miał on polegać na budowaniu lokalnych, rozproszonych źródeł przez samorządy i obywateli. Każdy nabywał prawo do decydowania o tym, czy wytwarzać i użytkować energię, a jeśli tak, to jakiego typu.

Suwerenność energetyczna analizowana bywa również (Timmermann et Noboa 2022) pod względem wartości, takich jak: powszechna dostępność, zarządzanie i zrównoważenie, samowystarczalność, odporność na przerwy w dostawach, demokratyzacja decyzji, niewpływanie negatywne na innych uczestników, transparentność itp. Suwerenność jest jednym z celów polityki energetycznej każdego państwa i grupy społecznej.

Z perspektywy interesów europejskich (NEU 2019) suwerenność energetyczna rozważana jest jako zdolność społeczności politycznej do kontrolowania, regulowania i zarządzania wytwarzaną przez siebie energią. Suwerenność może być także rozumiana jako prawo świadomej jednostki czy społeczności do podejmowania własnych decyzji dotyczących wytwarzania, dystrybuowania i zużywania energii w sposób, który jest właściwy ze względów ekologicznych, społecznych, ekonomicznych i kulturowych, a także nie wpływa negatywnie na innych.

Z formalnego punktu widzenia suwerenność energetyczna nie jest zapisem traktatowym i nie została zdefiniowana w prawodawstwie unijnym. Jest kategorią polityczną, którą należy analizować w kontekście bezpieczeństwa energetycznego i dążenia UE

jako wspólnoty, a także poszczególnych krajów członkowskich, do niezależności od państw i organizacji spoza Unii. W szczególności istotne jest ewentualne uniezależnienie się od importu surowców i technologii z obszarów, które nie są demokratyczne w rozumieniu demokracji zachodnioeuropejskiej. Napaść Rosji na Ukrainę i wykorzystanie energii jako broni w stosunku do państw europejskich stało się sygnałem ostrzegawczym nakazującym pilne zajęcie się bezpieczeństwem dostaw i rozwiązanie problemu zależności energetycznej Unii jako wspólnoty. Suwerenność poszczególnych państw analizowana jest w kontekście suwerenności całej UE.

Polityka i regulacje europejskie

Przełom lat 2020 i 2021 zapowiadał dynamiczne przyspieszenie w działaniach na rzecz realizacji europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej. Już w 2019 r. nowo wybrana Komisja Europejska przedstawiła plan osiągnięcia neutralności klimatycznej przez gospodarkę europejską do 2050 r., nazwany Europejskim Zielonym Ładem (Rada Europejska 2019). Jednak dopiero pandemia COVID-19, która w 2020 r. spowodowała załamanie światowej gospodarki, doprowadziła do przyjęcia przez Radę Europejską w grudniu tego samego roku nowego celu – redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% w 2030 r., a także planu odbudowy gospodarki europejskiej wraz z określeniem wysokości i źródeł finansowania (750 mld EUR z dodatkowego budżetu KE). Europejski Zielony Ład został przyjęty jako jedyny kierunek transformacji i odbudowy gospodarki po pandemii. W konsekwencji, w lipcu 2021 r. KE zaproponowała pakiet nowych celów efektywnościowych oraz dotyczących stopnia udziału energii odnawialnej w finalnym zużyciu, a także m.in. propozycję objęcia opłatami za emisję takich sektorów jak transport i budownictwo. Pakiet ten został nazwany *Fit for 55* (European Council 2021). Na koniec 2021 r. rozpoczęły się przygotowania do negocjacji wysokości samych celów, a także ich podziału między państwa członkowskie i dziedziny gospodarki.

Rozpoczęcie działań wojennych przez Rosję na terenie Ukrainy 24 lutego 2022 r. zaostriżyło kryzys na rynkach surowcowych. Na posiedzeniu w Paryżu 10 marca 2022 r. Rada Europejska podjęła decyzję o stopniowym odchodzeniu od dostaw surowców energetycznych z rynku rosyjskiego. Rozpoczęto prace nad mapą drogową zastąpienia importu wschodniego dostawami z innych kierunków, zwiększeniem efektywności energetycznej i przyspieszeniem zielonej transformacji, tak aby w 2027 r. Unia stała się niezależna energetycznie od Rosji. W wyniku tej decyzji w maju 2022 r. ogłoszony został program REPowerEU (European Council 2022), zawierający propozycje działań uodparniających gospodarkę UE na import surowców z Rosji.

W 2020 r. państwa UE w 57,5% uzależnione były od importu surowców energetycznych z rynków światowych. W 2022 r. wskaźnik ten nie uległ większym zmianom. Sytuacja Polski była nieco lepsza – nasz kraj był zależny od importu surowców energetycznych z rynków światowych w około 43%. Znaczna część tego importu pochodziła z Rosji (Tab. 1).

W drugiej połowie 2022 r., na skutek gorączkowej penetracji światowych rynków węglowodorów przez państwa UE, ceny gazu i węgla osiągnęły wartości ekstremalne (gaz – 250 EUR/MWh, węgiel – 300 EUR/Mg). Sytuacja na rynku surowców wpłynęła na ceny energii elektrycznej na giełdach europejskich, a w handlu pojawiły się ograniczenia dotyczące możliwości zakupu energii jedynie na krótkie okresy kolejnego roku. Zawarcie kontraktu wieloletniego

z określeniem stałej ceny na określony czas okazało się praktycznie niemożliwe. Nikt nie był w stanie przewidzieć zachowania rynków w dłuższej perspektywie. W efekcie dużej niepewności i zmienności cen Komisja Europejska podjęła pod koniec 2022 r. decyzję o wprowadzeniu ceny maksymalnej za energię elektryczną w wysokości 180 EUR/MWh, obciążeniu wytwórców w tzw. technologiach inframarginalnych (źródła OZE, węgiel brunatny) opłatą solidarnościową od nadmiarowych zysków oraz o wprowadzeniu obowiązkowych ograniczeń w zużyciu energii, w tym w okresach szczytów. W wyniku działań administracyjnych, reakcji rynków światowych, a także w związku z łagodną zimą, na początku 2023 r. nastąpiła stabilizacja cen energii elektrycznej, a także spadek cen surowców energetycznych. Jednocześnie w ciągu niecałego roku doszło do ograniczenia importu rosyjskiego gazu do UE o 80% i rezygnacji z zakupu rosyjskiego węgla (NEU 2023). W starciu o suwerenność energetyczną na przełomie 2022 i 2023 r. UE odniosła zwycięstwo.

Polityka energetyczna Polski – potrzeba aktualizacji – suwerenność energetyczna

Polska gospodarka, w historycznym ujęciu, jest uzależniona od węgla. W 2022 r. z 175,2 TWh wyprodukowanej energii elektrycznej netto prawie 77% zostało wytworzone z paliw węglowych (Tab. 2).

Tab. 1. Zużycie surowców energetycznych w państwach UE w 2020 r.

Zużycie w UE			Import z Rosji do UE			Udział Rosji w imporcie do UE [%]		
gaz ziemny [mld m ³]	ropa naftowa [mln Mg]/[mld m ³]	węgiel kamienny [mln Mg]	gaz ziemny [mld m ³]	ropa naftowa [mln Mg]/[mld m ³]	węgiel kamienny [mln Mg]	gaz ziemny	ropa naftowa	węgiel kamienny
541,0	477,0/574,0	144,0	153,0	129,0/155,0	52,0	40	27	64
Zużycie w Polsce			Import z Rosji do Polski			Udział Rosji w imporcie do Polski [%]		
gaz ziemny [mld m ³]	ropa naftowa [mln Mg]/[mld m ³]	węgiel kamienny [mln Mg]	gaz ziemny [mld m ³]	ropa naftowa [mln Mg]/[mld m ³]	węgiel kamienny [mln Mg]	gaz ziemny	ropa naftowa	węgiel kamienny
20,6	26,1/31,4	62,6	9,6	16,0/19,3	9,4	55	66	75

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

Tab. 2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w 2022 r.

	Produkcja 2021 r. [GWh]	Produkcja 2022 r. [GWh]	Dynamika 2022/2021 [%]	Uwagi
Produkcja ogółem	173 583	175 157	0,91	-
Elektrownie zawodowe	154 599	147 555	-4,56	-
- w tym wodne	2830	2815	-0,53	-
- w tym ciepłe	151 769	144 740	-4,63	-
• bazujące na węglu kamiennym	93 037	87 761	-5,67	-
• bazujące na węglu brunatnym	45 367	46 978	3,55	-
• gazowe	13 366	10 002	-25,17	-
Inne elektrownie odnawialne	4749	9297	95,75	-
Elektrownie wiatrowe	14 234	18 305	28,6	-
Saldo wymiany zagranicznej	820	-1697	-	eksport
Krajowe zużycie energii elektrycznej	174 402	173 479	-0,53	-

Źródło: www.pse.pl

Paradoksalnie produkcja energii z węgla, pomimo rosnących cen uprawnień do emisji, wzrosła w porównaniu z 2020 r. o 10%. Można to tłumaczyć dodatnim saldem eksportu (po siedmiu latach importu do Polski, w 2022 r. wyeksportowano netto 1,7 TWh energii elektrycznej), ale także niższymi kosztami produkcji w porównaniu ze źródłami gazowymi. Zarazem warto zwrócić uwagę na podwojenie produkcji energii z innych źródeł OZE z 4,7 TWh do 9,3 TWh. To efekt dynamicznego rozwoju prosumenckich źródeł fotowoltaicznych, których moc w 2022 r. przekroczyła 12 GW (wszystkie źródła fotowoltaiczne).

W kontekście suwerenności energetycznej zwrócić należy uwagę, że wzrost produkcji bazującej na węglu nastąpił głównie dzięki wzrostowi produkcji z wykorzystaniem węgla brunatnego, mimo spadku produkcji z węgla kamiennego. Ze wstępnych danych o produkcji węgla kamiennego za 2022 r. wynika, że produkcja była niższa niż w poprzednim roku i wyniosła 52,7 mln Mg, a import

węgla energetycznego wyniósł 17,2 mln Mg (całkowity import w 2022 r. to 20,2 mln Mg, przy eksporcie całkowitym na poziomie 4,7 mln Mg). Można stąd wnioskować o trwałej zależności zrównoważonego bilansu energetycznego kraju od importu węgla kamiennego. To czynnik niesprzyjający suwerenności energetycznej kraju.

Czy w okresie transformacji możliwe jest niezależnienie produkcji energii elektrycznej i ciepła od importu węgla i gazu? Czy import węgla może być zastąpiony przejściowym zwiększeniem produkcji ze źródeł krajowych i zwiększoną produkcją energii ze źródeł odnawialnych, które nie są zależne od importu surowców?

Polska poparła nowy cel redukcji emisji o 55%, ale w złożonym do KE w 2019 r. *Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2019–2030* (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2019) zadeklarowała znacznie niższy wkład gospodarki krajowej w realizację celu niż zaproponowany przez Komisję Europejską (Tokarski 2021) (Tab. 3).

Tab. 3. Cele PEP 2040 na tle celów europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej

Dokument	Cel		
	redukcja CO ₂ [%]	wzrost udziału OZE - zużycie brutto [%]	efektywność energetyczna [%]
I pakiet klimatyczny, 2009 r.	20	20	20
II pakiet klimatyczny, 2014 r.	40	27	27
II pakiet klimatyczny, cele końcowe z 2019 r.	40	32	32,5
Konkluzje Rady Europejskiej z grudnia 2020 r.	55	32	32,5
Polskie cele według PEP 2040 i KPEiK	30	23	23
Pakiet <i>Fit for 55</i> z lipca 2021 r.	55	40	36–38
REPowerEU z maja 2022 r.	55	45	38,5

W lutym 2021 r. Rada Ministrów przyjęła dokument o nazwie *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* (Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska...). PEP 2040 i *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2019) zostały skorelowane i stanowią odpowiedź na politykę europejską sprzed nowego celu redukcji emisji o 55%. PEP 2040 przedstawia całościowe podejście do problematyki energetycznej, z uwzględnieniem filarów sprawiedliwej transformacji, przebudowy systemu energetycznego i czystego powietrza. W zakresie przekształceń systemu energetycznego zakłada się całkowitą przebudowę źródeł wytwarzania energii elektrycznej, a także systemów ciepłowniczych i rozproszonych źródeł ogrzewania oraz elektryfikację ogrzewnictwa i transportu. Aktualnie krajowe elektrownie systemowe zasilane węglem dobiegają kresu technicznej zdolności do eksploatacji i z tego względu ich zastąpienie nowymi źródłami jest optymalne, jeśli wziąć pod uwagę czas i efektywność inwestycyjną. W PEP 2040 przedstawiono prognozę technologicznych kierunków odbudowy źródeł wytwarzania i miksu źródeł energii pierwotnej. Założono, że produkcja energii elektrycznej będzie bazować na źródłach wiatrowych (morskich) i solarnych oraz na elektrowniach jądrowych. Szczególną rolę mają odgrywać prosumenci, którzy są zarówno wytwórcami, jak i odbiorcami energii. W okresie przejściowym paliwem zapewniającym sterowalną generację energii miał być gaz ziemny. Kierunki przebudowy krajowego systemu wytwarzania wypracowane i przyjęte przed dwoma laty należałoby uznać, zgodnie z ówczesnymi uwarunkowaniami, za właściwe. Problemem jest natomiast prawidłowa ocena możliwości realizacji harmonogramu ogromnego programu inwestycyjnego, zwłaszcza w zakresie energetyki jądrowej, dostępności gazu do celów energetycznych, a także wpływu nowych wyzwań redukcyjnych (o 55%) na zmianę miksu energetycznego przewidywanego w PEP 2040. Oprócz kontekstu inwestycyjno-regulacyjnego należy uwzględnić wnioski wynikające z działań wojennych, a także reakcję globalnych rynków surowcowych na tę sytuację. W kwietniu 2022 r., po inwazji Rosji na Ukrainę, rząd zapowiedział korektę PEP 2040, a w niej

m.in. zmianę polityki węglowej w okresie przejściowym. Przedstawiono rządowe założenia korekty polityki, a także zapowiedziano wprowadzenie dodatkowego filara w postaci **suwerenności energetycznej**.

Warunki suwerenności energetycznej Polski

W marcu 2022 r. Rada Ministrów założyła, że: „zaktualizowana polityka energetyczna Polski musi uwzględniać również czwarty filar – suwerenność energetyczna [sic!], której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego niezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Federacji Rosyjskiej oraz innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi poprzez dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz w alternatywne paliwa. W pozostałych filarach polityki energetycznej Polski – sprawiedliwa transformacja, budowa zeroemisyjnego systemu oraz poprawa jakości powietrza – działania ograniczające zapotrzebowanie na paliwa kopalne z Federacji Rosyjskiej i innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi będą przyspieszane w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, a jednocześnie nastawione na budowanie innowacyjności gospodarki i jej wzmocnienie” (*Założenia do aktualizacji... PEP 2040*).

W takim rozumieniu budowa suwerenności energetycznej Polski oznacza przede wszystkim zapewnienie importu brakujących surowców energetycznych z bezpiecznych kierunków. Jak zatem traktować krajowe zasoby energetyczne bazujące na źródłach odnawialnych, takich jak wiatr i słońce, które nie wymagają surowców pierwotnych? W jakim stopniu mogą one zastąpić importowane surowce kopalne niezbędne do wytworzenia energii w wielkości wynikającej z zapotrzebowania? Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) połączony jest fizycznie i handlowo z systemem europejskim. W każdej jednostce czasu następują przepływy energii zgodne z prawami fizyki,

a uczestnicy rynku mogą zawierać transakcje handlowe. W okresach nadmiaru energii można korzystać z niskich cen, a w przypadku awarii w kraju – ze wsparcia sąsiednich operatorów. Bez wątplenia więc funkcjonowanie KSE w jednolitym rynku kontynentalnym podnosi bezpieczeństwo oraz suwerenność energetyczną kraju. Zarazem jednak system musi być przygotowany na nieprzerwane działanie w okresach braku dostępu do energii na połączeniach transgranicznych i ograniczonej produkcji źródeł pogodozależnych. Suwerenność energetyczna Polski powinna być rozważana z uwzględnieniem obu aspektów. Unia Europejska nie zapewni może wewnętrznego bezpieczeństwa i suwerenności energetycznej w poszczególnych państwach członkowskich, ale rozpatrywanie bezpieczeństwa i suwerenności bez kontekstu unijnego jest ułomne, gdyż nie uwzględnia efektów płynących ze wspólnego działania. Jakże są zatem warunki wewnętrznej suwerenności energetycznej Polski przy uwzględnieniu kontekstu europejskiego? Poniżej przedstawiam moje rekomendacje w tej kwestii.

1. Krajowy system elektroenergetyczny jako trwały element systemu europejskiego. Fizyczne i handlowe połączenie z rynkiem kontynentalnym, likwidacja ograniczeń technicznych i prawnych, zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych i współpraca sąsiadujących operatorów – to wszystko stanowi podstawowy element bezpieczeństwa energetycznego i suwerenności wewnętrznej kraju.

2. Mechanizmy rynkowe gwarancją niższych cen energii. Konkurencyjny rynek energii elektrycznej w UE, począwszy od 1996 r. (pierwsza dyrektywa liberalizacyjna), pozwalał mieszkańcom UE i podmiotom gospodarczym cieszyć się niskimi cenami. Kryzys surowcowy wywołany wojną w Ukrainie spowodował konieczność interwencji na rynku cen energii i wprowadzenia ograniczeń w działaniu rynku. Ruchy te, choć niezbędne, winny trwać możliwie jak najkrócej. Konieczna jest także korekta reguł rynkowych, która zapobiegnie skokom cen energii i surowców. Pokusa długoterminowego sterowania cenami energii i regulowania przez organy państwa zachowań konsumenckich i decyzji inwestycyjnych jest jednym z poważnych zagrożeń suwerenności

energetycznej i gospodarczej, prowadzącym do osłabienia konkurencyjności i efektywności.

3. We własnym tempie, ale ambitniej w kierunku dekarbonizacji. Obecny kierunek rozwoju krajowego miksu energetycznego odbiega od europejskich celów dekarbonizacji oraz udziału OZE w finalnym zużyciu energii, a także od celów efektywnościowych (patrz Tab. 3). Polska ma prawo wynegocjować cele nieco niższe niż europejskie, ale pogłębiające się rozbieżności między celami europejskimi a krajowymi mogą oznaczać niebezpieczeństwo rozstrojenia gospodarki, która funkcjonuje na jednolitym rynku. Wśród konsekwencji mogą pojawić się wyższe koszty energii i wyższy ślad węglowy w polskich produktach w porównaniu z takimi samymi, ale wytworzonymi za granicą. Przyjęcie zbliżonych do średniej europejskiej celów jest warunkiem suwerenności energetycznej i gospodarczej Polski.

4. Likwidacja barier prawnych rozwoju OZE i technologii niemisyjnych. Krajowa polityka energetyczna, w kształcie z 2021 r., zawiera program inwestycji w źródła odnawialne wraz z harmonogramem jego realizacji. Program wsparcia inwestycji obywatelskich w fotowoltaiczne instalacje domowe okazał się udany i poskutkowało zbudowaniem łącznie 12 GW mocy (stan na koniec 2022 r.). Jednocześnie skutecznie zablokowano w tym czasie inwestycje w źródła wiatrowe na lądzie (ustawa 10H). Warunkiem suwerenności energetycznej jest likwidacja wszelkich barier regulacyjnych dla inwestycji OZE. Każdy 1 kW fotowoltaiki oznacza oszczędność 0,5 Mg węgla rocznie.

5. Zmniejszenie śladu węglowego w krajowej energii. W 2022 r. prawie 80% energii elektrycznej wyprodukowano na bazie paliw kopalnych. Oznacza to średnioroczną emisyjność energetyki na poziomie prawie 800 kg CO₂/MWh. Przy tak wysokim śladzie węglowym energii elektrycznej, który następnie przekłada się na ślad w produktach końcowych, zwłaszcza w przemyśle energochłonnym, konkurencyjność krajowych producentów na rynku europejskim jest niska. Obniżenie emisyjności krajowego miksu jest warunkiem suwerenności energetycznej i niezależności całej gospodarki.

6. Elastyczny system dystrybucji i sterowania popytem. Istotne zwiększenie generacji przez źródła

pogodozależne możliwe będzie przez systematyczne wzmocnienie systemu przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. W przypadku systemu przesyłowego oznacza to zbudowanie infrastruktury przesyłowej umożliwiającej wyprowadzenie mocy i przesłanie w głąb kraju ok. 15 GW z farm wiatrowych i elektrowni jądrowych. Sieci dystrybucyjne z kolei, poza wzmocnieniem funkcji dwukierunkowej transmisji energii i elastyczności przy dużej zmienności źródeł zależnych od cyklu dobowego i pogody, powinny być przystosowane do zarządzania popytem oraz do korzystania przez odbiorców z energii w okresach niskich cen (taryfy dynamiczne).

7. Konieczność utrzymania przez dostępne moce sterowalne rezerwy w okresie transformacji. Z uwagi na ograniczenia w transgranicznych przepływach energii KSE musi posiadać zdolność dostarczenia takiej ilości energii (mocy), która zapewni jego funkcjonowanie w wypadku braku dostępu do energii na połączeniach z systemem europejskim oraz w sytuacji ograniczeń w produkcji źródeł odnawialnych, po uwzględnieniu możliwej redukcji odbioru (**suwerenność wewnętrzną**). Oznacza to konieczność powstania krajowej, sterowalnej rezerwy mocy, uruchamianej przez operatora systemu w razie potrzeby.

8. Elektrownie węglowe: najtańsza rezerwa mocy w KSE. Bloki węglowe klasy 200 MW na węglu kamiennym i 360 MW na węglu brunatnym, o łącznej mocy ponad 12 GW, po 2025 r. nie będą mogły korzystać ze wsparcia z rynku mocy i staną się trwale nierentowne. Jednocześnie ich stan techniczny umożliwia dalszą eksploatację, w części jednostek nawet do 2035 r. Niezbędne będzie dostosowanie ich do kolejnych wymogów emisyjnych BAT po 2030 r. Konieczna może okazać się także niewielka zakresowo modernizacja pod kątem poprawy elastyczności pracy w systemie (możliwe wykorzystanie wniosków z projektu Bloki 200+, sfinalizowanego przez NCBiR w trzech wdrożeniach w I kwartale 2022 r.). Nakłady inwestycyjne, które należy ponieść na modernizację, szacuje się na ok. 100 mln zł/blok. Elektrownie (wybrane bloki) te mogą stanowić najtańszą rezerwę KSE.

9. Europejski rynek zdolności wydobywczych węglowodorów na wypadek eskalacji kryzysu surowcowego i ograniczeń w imporcie morskim. Z uwagi na możliwe ograniczenia w dostępie do surowców energetycznych w okresie eskalacji konfliktu w Ukrainie konieczna jest wspólna polityka zakupowa (redefinicja unii energetycznej) i zwiększenie zdolności wydobywczych węglowodorów (gaz ziemny, ropa naftowa, węgiel kamienny, węgiel brunatny i inne) w państwach UE w okresie do 2030 r. ponad dotychczasowe plany i prognozy zapisane w politykach krajowych. Do uruchomienia nowych zdolności wydobywczych niezbędne jest stworzenie mechanizmu finansowego, który w stosunkowo krótkim czasie pozwoli na przygotowanie pól eksploatacji takiego nośnika (węgiel, gaz, ropy naftowej), który będzie odpowiadał na sytuację na światowym rynku surowców energetycznych, określoną na podstawie wyników analiz. Zwiększenie zdolności wydobywczych nie oznacza wzrostu wydobycia, a jedynie tworzy taką możliwość w obliczu eskalacji kryzysu, gdyby przez okres przejściowy dostępne były tylko zasoby wewnętrzne. Mechanizmy finansowy i prawny mogłyby być wzorowane na rynku mocy dla energetyki lub na kontraktach różnicowych.

10. Węgiel energetyczny krajowych kopalń: wzrost wydobycia węgla o 5 mln Mg rocznie w ciągu 5 lat. W okresie przejściowym część produkcji bazująca na gazie lub planowana do uruchomienia musi zostać zastąpiona źródłami węglowymi lub nowymi źródłami odnawialnymi. Należy zwiększyć wydobycie w krajowych kopalniach i ponownie przeanalizować warunki utrzymania gotowości do wydobycia z rezerwowego złoża węgla brunatnego. Wykorzystanie surowców dopasowane będzie do rzeczywistych potrzeb, przy zachowaniu priorytetu produkcji ze źródeł odnawialnych.

Podsumowanie

Na przykładzie doświadczeń z Ameryki Łacińskiej z lat 90. ubiegłego wieku, europejskiej polityki klimatycznej i ruchu „demokratyzacji energetyki”, a także doświadczeń wojennych ostatniego roku, można

w kontekście suwerenności energetycznej przedstawić kilka wniosków.

- Transformacja energetyczna i gospodarcza, zgodnie z programem Zielonego Ładu, dostosowana do rytmu zastępowania technologii emisyjnych nowymi, nieemisyjnymi, z zachowaniem pełnej rezerwy źródeł sterowalnych, przy zapewnieniu dostępu do własnych, krytycznych technologii i surowców, buduje trwałą suwerenność energetyczną UE i jej członków.
- Przez cały okres transformacji należy zapewnić dostęp do węglowodorów dla jednostek wytwarzających energię w różnych technologiach oraz jednostek przetwórczych w przemyśle, które w sposób ciągły będą dostarczać energię i produkty do odbiorców końcowych. Doświadczenia wojenne w Ukrainie prowadzą do wniosku, że należy przywrócić wspólną politykę zakupową węglowodorów (redefinicja unii energetycznej), a ponadto stworzyć europejski rynek zdolności wydobywczych węglowodorów, który zabezpieczy wewnętrzne zasoby państw UE na wypadek globalnego kryzysu energetycznego.
- Unia Europejska jako obszar gospodarczy może być suwerenna energetycznie. Suwerenność poszczególnych państw musi być rozpatrywana w kontekście suwerenności całej Unii. Krajowe systemy elektroenergetyczne poszczególnych państw członkowskich powinny być przygotowane na samodzielne działanie w warunkach ograniczonej produkcji energii ze źródeł pogodozależnych i braku możliwości importu od operatorów sąsiednich (suwerenność wewnętrzna). Niemniej połączenia techniczne i handlowe systemów, w ramach jednolitego rynku energii, wzmacniają odporność poszczególnych operatorów w sytuacjach kryzysowych i zwiększają ich suwerenność.

Bibliografia:

- Del Bene D., Soler J.P., Roa T. (2018), *Energy Sovereignty, a Tentative Definition*, https://www.researchgate.net/publication/323614181_Energy_Sovereignty_a_tentative_definition [dostęp: 31.03.2023].
- European Council (2021), *Fit for 55*, <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> [dostęp: 31.03.2023].

- European Council (2022), *REPowerEU: Energy Policy in EU Countries' Recovery and Resilience Plans*, <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/eu-recovery-plan/repowereu> [dostęp: 31.03.2023].
- Ministerstwo Energii (2018), *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP 2040)*, załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r. (2018), www.gov.pl/attachment/ba2f1afa-3456-424d-b3bf-0de5a639849e [dostęp: 31.03.2023].
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2019), *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu> [dostęp: 31.03.2023].
- Newsletter for European Union (NEU) (2019), *Energy Sovereignty*, <https://www.newslettereuropean.eu/energy-sovereignty/> [dostęp: 31.03.2023].
- Newsletter for European Union (NEU) (2023), *Energy, Von der Leyen: EU has Overcome the Dependency*, <https://www.newslettereuropean.eu/energy-von-der-leyen-eu-has-overcome-the-dependency/> [dostęp: 31.03.2023].
- Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WMP20210000264/O/M20210264.pdf> [dostęp: 31.03.2023].
- Rada Europejska (2019), *Europejski zielony ład*, <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/> [dostęp: 31.03.2023].
- Słownik języka polskiego PWN (online), *Suwerenny*, <https://sjp.pwn.pl/sjp/suwerenny;2576684.html> [dostęp: 31.03.2023].
- Timmermann C., Noboa E. (2022), *Energy Sovereignty: A Values-Based Conceptual Analysis*, „Science and Engineering Ethics” 28: 54.
- Tokarski S. (red.) (2021), *Transformacja energetyczna – zapotrzebowanie na źródła energii pierwotnej w perspektywie 2040 roku. Co się zmieni po wybuchu wojny na Ukrainie?*, „Nowa Energia” 2: 10–16.
- Wikipedia, *Suwerenność*, <https://pl.wikipedia.org/wiki/Suwerenno%C5%9B%C4%87> [dostęp 31.03.2023].
- Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. z marca 2022 r.*, <https://www.gov.pl/web/klimat/zalozenia-do-aktualizacji-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r> [dostęp 31.03.2023].

Energy sovereignty in European and national policy

Abstract: Russia's invasion of Ukraine in 2022 resulted in the need for the redefinition of energy security and sovereignty of the European Union as a whole and for each member. The use of energy resources as a weapon means that energy cannot be treated as a commodity subject only, but becomes an attribute of the sovereignty of the EU. The article reviews European and national regulations in the field of energy, in the context of the events from the announcement of the green deal (December 2019) to the beginning of 2023. The energy sovereignty of the EU and its members was analyzed and the attempt to answer the question of whether and under what conditions the EU, as well as its individual members, can be energy sovereign.

Keywords: energy sovereignty, energy sources, renewable sources, policy

Dr hab. inż. Stanisław Tokarski

AGH Centrum Energetyki
Główny Instytut Górnictwa
stokarski@gig.eu



Obserwatorium Transformacji Energetycznej (OTE) jako narzędzie wspierania rozwoju społeczno-gospodarczego w Polsce

Abstrakt: Transformacja energetyczna to globalny trend, który oprócz niezaprzeczalnych korzyści przynosi również wyzwania, takie jak zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i redukcja ubóstwa energetycznego, realizacja celów klimatycznych czy konieczność odpowiadania na potrzeby zmieniającej się gospodarki. Szczególny wpływ na przebieg tego procesu w Polsce wywarły dodatkowo pandemia COVID-19 oraz agresja zbrojna Rosji na Ukrainę. Zarządzanie transformacją energetyczną leży w kompetencjach instytucji decyzyjnych, które dysponują adekwatnymi instrumentami politycznymi. Szybkie podejmowanie optymalnych decyzji w obszarze energetyki wymaga jednak wsparcia w postaci precyzyjnego aparatu analitycznego oraz wiarygodnych i aktualnych danych. Na opisane potrzeby odpowiada propozycja utworzenia Obserwatorium Transformacji Energetycznej – narzędzia wyposażonego w zaawansowany naukowy aparat badawczy i odpowiednie repozytorium danych. Artykuł przedstawia projekt powstały w celu realizacji tego przedsięwzięcia, który otrzymał finansowanie w ramach konkursu strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG organizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Słowa kluczowe: Obserwatorium Transformacji Energetycznej, transformacja energetyczna, TE, polityka energetyczna, technologie energetyczne

Zakres problemowy

Postępująca w Polsce i na świecie transformacja energetyczna (TE) jest procesem tyleż złożonym, co nieuniknionym. Dynamiczny przebieg tego procesu niesie za sobą szereg wyzwań, takich jak konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w zmieniających się okolicznościach, realizacja celów klimatycznych i środowiskowych, poprawa bądź utrzymanie dotychczasowej jakości życia wszystkich obywateli (sprawiedliwa transformacja) oraz pobudzenie rozwoju gospodarczego (co w szczególności wymaga przygotowywania kadr o nowych kompetencjach). Dodatkowo trudno przewidzieć precyzyjny kierunek

i tempo TE, gdyż są one silnie uzależnione nie tylko od dostępu do technologii i zasobów finansowych, ale także od czynników społecznych, takich jak akceptacja dla zachodzących zmian i gotowość do aktywnego w nich uczestnictwa.

Złożony proces transformacji nakłada na ośrodki decyzyjne konieczność kompleksowego podejścia do TE i głęboko przemyślanego działania. Z jednej strony potrzebne jest dostosowanie polityki do zmieniających się warunków oraz egzekwowanie jej przy użyciu adekwatnych instrumentów. Z drugiej strony, wsparcia mogą wymagać różne grupy interesariuszy – przedsiębiorcy, jednostki samorządu terytorialnego, wspólnoty i lokalne inicjatywy energetyczne, prosumenci czy wreszcie obywatele podejmujący indywidualne decyzje inwestycyjne.

Dodatkowymi czynnikami determinującymi sytuację w przedmiotowym obszarze są konsekwencje pandemii COVID-19 oraz – co szczególnie istotne w przypadku Polski – skutki inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę. W następstwie tych wydarzeń pojawiły się nowe wyzwania związane z koniecznością szybkiego odejścia od paliw importowanych z Rosji i zagwarantowania dostaw z innych kierunków. Jeszcze bardziej uwidoczniła się potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz utrzymywania kosztów energii, zarówno dla odbiorców indywidualnych, jak i dla przemysłu i przedsiębiorców, na poziomie zapewniającym społeczną akceptację oraz konkurencyjność krajowej gospodarki. Także po zakończeniu działań wojennych i ustaniu pandemii najważniejszym wyzwaniem pozostanie zwiększanie odporności polskiego systemu energetycznego na potencjalne zagrożenia i zaburzenia.

Przy tak złożonych uwarunkowaniach świadome, odpowiedzialne i szybkie podejmowanie optymalnych decyzji w obszarze energetyki wymaga dysponowania precyzyjnym aparatem analitycznym oraz wiarygodnymi i aktualnymi danymi. Tymczasem dostępne obecnie zasoby mają charakter wycinkowy i często opierają się na niespójnych i nieporównywalnych metodykach. W konsekwencji niemożliwa staje się ich integracja w celu pozyskania danych całościowych, które mogłyby być skutecznie wykorzystywane w strategicznych procesach decyzyjnych. Można więc powiedzieć, że proces transformacji energetycznej w Polsce napotyka trudności typowe dla zjawiska pułapki słabości instytucji.

Proponowane rozwiązanie

W celu wyjścia z opisanej sytuacji konsorcjum, w którego skład wchodzi Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Ministerstwo Rozwoju i Technologii oraz Narodowe Centrum Badań Jądrowych, zaproponowało utworzenie Obserwatorium Transformacji Energetycznej (OTE) jako instytucji wspierającej podejmowanie optymalnych decyzji w obszarze transformacji energetycznej. Wyposażone w naukowy aparat analityczny i odpowiednie repozytorium danych OTE umożliwi prowadzenie prac B+R służących projektowaniu, implementacji oraz promowaniu racjonalnych decyzji i polityk w zakresie TE. Wiosną 2023 r. projekt otrzymał finansowanie w wyniku konkursu przeprowadzonego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG. W dalszej części artykułu opisano cele i uzasadnienie realizacji projektu.

Aparat analityczny OTE zapewnia spójność metodologiczną oraz umożliwia instytucjom odpowiedzialnym za TE ocenę kosztów i korzyści związanych z rozwijaniem zasobów i wdrażaniem technologii energetycznych. Będzie on generował dane w ujęciu całościowym, uwzględniając zarówno koszty prywatne

(rynkowe), jak i koszty ponoszone przez społeczeństwo. Przewiduje się, że w efekcie realizacji projektu powstaną rzetelne narzędzia bazujące na obiektywnych i bezstronnych kryteriach, które będą mogły być wykorzystywane na kolejnych etapach transformacji przez podmioty realizujące politykę rozwoju.

Narzędzia OTE umożliwią kontrolowanie stanu faktycznego TE, modelowanie i analizę efektów wdrażanych rozwiązań oraz postulowanie racjonalnych kierunków zmian i działań. Zakłada się, że specjalistyczny aparat analityczny pozwoli na kompleksowe monitorowanie polskiej TE w czterech kluczowych obszarach: gospodarczym, klimatycznym i środowiskowym, społecznym oraz technicznym. Poniżej scharakteryzowano oczekiwane funkcjonalności Obserwatorium w poszczególnych dziedzinach.

- W **obszarze gospodarczym** przewiduje się możliwość badania efektów makroekonomicznych indukowanych w Polsce przez proces TE¹ oraz stosowanie modeli równowagi cząstkowej umożliwiających m.in. wyznaczanie optymalnego miksu energetycznego.
- W zakresie monitorowania **efektów klimatycznych i środowiskowych** narzędzia OTE powinny umożliwiać konstruowanie wskaźników (kryteriów) pozwalających na ocenę polskiej TE, m.in. w kontekście skutków środowiskowych i zdrowotnych oraz związanych z nimi kosztów gospodarczych ponoszonych w wyniku emisji zanieczyszczeń z wybranych technologii do powietrza. Dzięki temu możliwe będzie wspieranie procesów decyzyjnych uwzględniających zarówno troskę o stan zdrowia obywateli, jak i potrzebę rozwoju gospodarczego.
- W zakresie oceny **społecznych uwarunkowań i skutków** TE oczekiwanym rezultatem projektu będzie poszerzenie wiedzy o postawach wobec TE, zbiorowych obawach z nią związanych oraz cechach i kompetencjach, które powinny posiadać podmioty, by włączyć się w proces TE.

¹ Przynajmniej prace w przedmiotowym zakresie opublikowano w serii wydawniczej „Analizy AGH”, por.: Kopec et Lach (2021); Kopec et al. (2022a); Kopec et al. (2022b).

Pozwoli to planować skuteczne działania informacyjne i edukacyjne służące zwiększaniu partycypacji społecznej w TE oraz kształtowaniu niezbędnych nawyków i zachowań. Rezultatem projektu będzie też opracowanie założeń kształcenia i rozwoju kadr na potrzeby zmieniającego się sektora.

- W zakresie **technicznym** proponuje się wdrożenie i wykorzystywanie w krajowej praktyce zagregowanych miar liczbowych opisujących zdolność przyłączeniową sieci elektroenergetycznych oraz ocenę efektywności energetycznej budynku, bezpieczeństwa jego użytkowania, gotowości do implementacji w nim nowych technologii, a także zwiększenia zdolności do współpracy z lokalnymi źródłami energii i operatorami sieciowymi.

Opracowanie wskaźników postępów TE dla powyższych czterech obszarów umożliwi z kolei wyznaczenie nowatorskiego wariantu **kompozytowego indeksu transformacji**. W odróżnieniu od standardowych wersji indeksu transformacji energetycznej² zastosowanie nowego wariantu wskaźnika TE umożliwi redukcję uznaniowości i wykorzystanie obiektywnych kryteriów matematycznych zgodnych z wytycznymi OECD i Wspólnego Centrum Badawczego Komisji Europejskiej (Joint Research Centre – JRC) w zakresie prowadzenia analizy wielokryterialnej³.

Dostęp do wyników analiz prowadzonych w OTE będzie otwarty – zarówno dla podmiotów prowadzących politykę rozwoju, jak i dla innych interesariuszy, w tym dla szeroko pojętego społeczeństwa. Udostępnianie i aktualizacja danych dotyczących TE oraz współdzielenie efektów analiz to istotna wartość dodana OTE. Będzie to możliwe dzięki wykorzystaniu specjalistycznych narzędzi IT pozwalających na przetwarzanie heterogenicznych zbiorów danych, prowadzenie przez interesariuszy indywidualnych analiz, prezentację i wizualizację danych, efektów obliczeń i analiz, a także umożliwiających udostępnianie i prezentację rezultatów przeprowadzonych prac.

Elementem integrującym i wspierającym działania w tym obszarze będzie platforma informatyczna monitorująca postępy TE w wymiarze lokalnym, regionalnym, krajowym i międzynarodowym.

Innowacyjność

Projekt OTE zawiera szereg innowacyjnych rozwiązań o charakterze produktowym, procesowym i społecznym – zwłaszcza na poziomie krajowym, a w niektórych przypadkach również europejskim. Innowacją jest już sama koncepcja podmiotu otwartego na potrzeby administracji publicznej różnego szczebla oraz obywateli, a także jego założenia organizacyjne oraz zestaw narzędzi analitycznych przewidzianych do realizacji tych założeń.

W Europie funkcjonują co prawda analogiczne podmioty, ale oferują one jedynie wycinkowe analizy, ograniczone zazwyczaj do ekonomicznego wymiaru TE. OTE umożliwi tymczasem prowadzenie badań obejmujących wszystkie kluczowe aspekty zielonej transformacji jednocześnie oraz znacznie usprawni proces podejmowania decyzji. Dodatkowo wyznaczanie indeksu TE ma zachodzić przy użyciu aparatu statystycznego zgodnego z rekomendacjami OECD i JRC, podczas gdy główne światowe indeksy TE (np. ETI, WETI) definiowane są obecnie z pominięciem tych zaleceń, co powoduje, że mogą one być źródłem pozornych wniosków.

Ideą OTE jest również otwarcie dostępu do specjalistycznych zasobów i narzędzi wszystkim interesariuszom, w tym prywatnym obywatelom. Cel ten będzie realizowany dzięki uruchomieniu w domenie publicznej platformy informatycznej dającej użytkownikom możliwość prowadzenia własnych interaktywnych analiz.

Zastosowanie wyników projektu w praktyce

W ramach inauguracji projektu Ministerstwo Rozwoju i Technologii opracuje założenia funkcjonowania OTE. Dokument pozwoli dostosować oferowane propozycje i narzędzia do potrzeb szerokiego grona odbiorców.

2 Światowe Forum Ekonomiczne (2020), Światowa Rada Energetyczna (2021).

3 Kopec et Lach (2021a).

Rozwiązania powstałe na kolejnych etapach realizacji projektu będą stanowić dla decydentów na szczeblu krajowym i lokalnym oraz podmiotów z sektora energetycznego i wybranych gałęzi przemysłu źródło przydatnej wiedzy, której zastosowanie powinno przyczynić się do zauważalnej poprawy konkurencyjności polskiej gospodarki, przyspieszenia tempa zrównoważonego rozwoju oraz poprawy szeroko rozumianej jakości życia polskiego społeczeństwa. Użytkownicy OTE, w tym podmioty realizujące politykę rozwoju, będą mogli również testować skutki implementacji potencjalnych programów i projektów jeszcze przed ich rzeczywistym wdrożeniem. Opracowane w ramach projektu narzędzia IT, w szczególności moduły „Zefir dla domu” i „Zefir dla Polski”, umożliwią z kolei powszechny dostęp do wyników prowadzonych analiz oraz pozwolą każdemu zainteresowanemu obywatelowi na interaktywne uczestnictwo w procesie przetwarzania danych z obszaru TE.

Realizacja projektu jest możliwa dzięki rozwijanej od lat współpracy między AGH a licznymi organizacjami i instytucjami z branży energetycznej, które nie tylko będą źródłem unikatowych danych, ale również staną się odbiorcami analiz powstałych w ramach OTE.

Metodologia i przebieg prac

Prace projektowe obejmą 10 zadań i będą prowadzone wielotorowo, przy czym pełna integracja komponentów opracowanych w części badawczej (Faza A) nastąpi w trakcie realizacji części przedwdrożeniowej (Faza B). Ideowy schemat realizacji projektu przedstawiono na Rys. 1.

Metodologia realizacji poszczególnych prac badawczo-rozwojowych została dobrana stosownie do zakresu badanych efektów TE. W przypadku efektów makroekonomicznych (por. Zadanie 2 i Zadanie 5 na Rys. 1) zastosowane zostaną narzędzia z zakresu rozszerzonej analizy input-output, w tym ekologiczno-ekonomiczne makromodele równowagi ogólnej pozwalające na modelowanie prawdopodobnego zachowania gospodarki w symulacyjnym scenariuszu rozwoju, obejmującym odgórnie zadany przez

użytkownika przebieg ewolucji wybranych egzogenicznych parametrów ekonomicznych, energetycznych i ekologicznych.

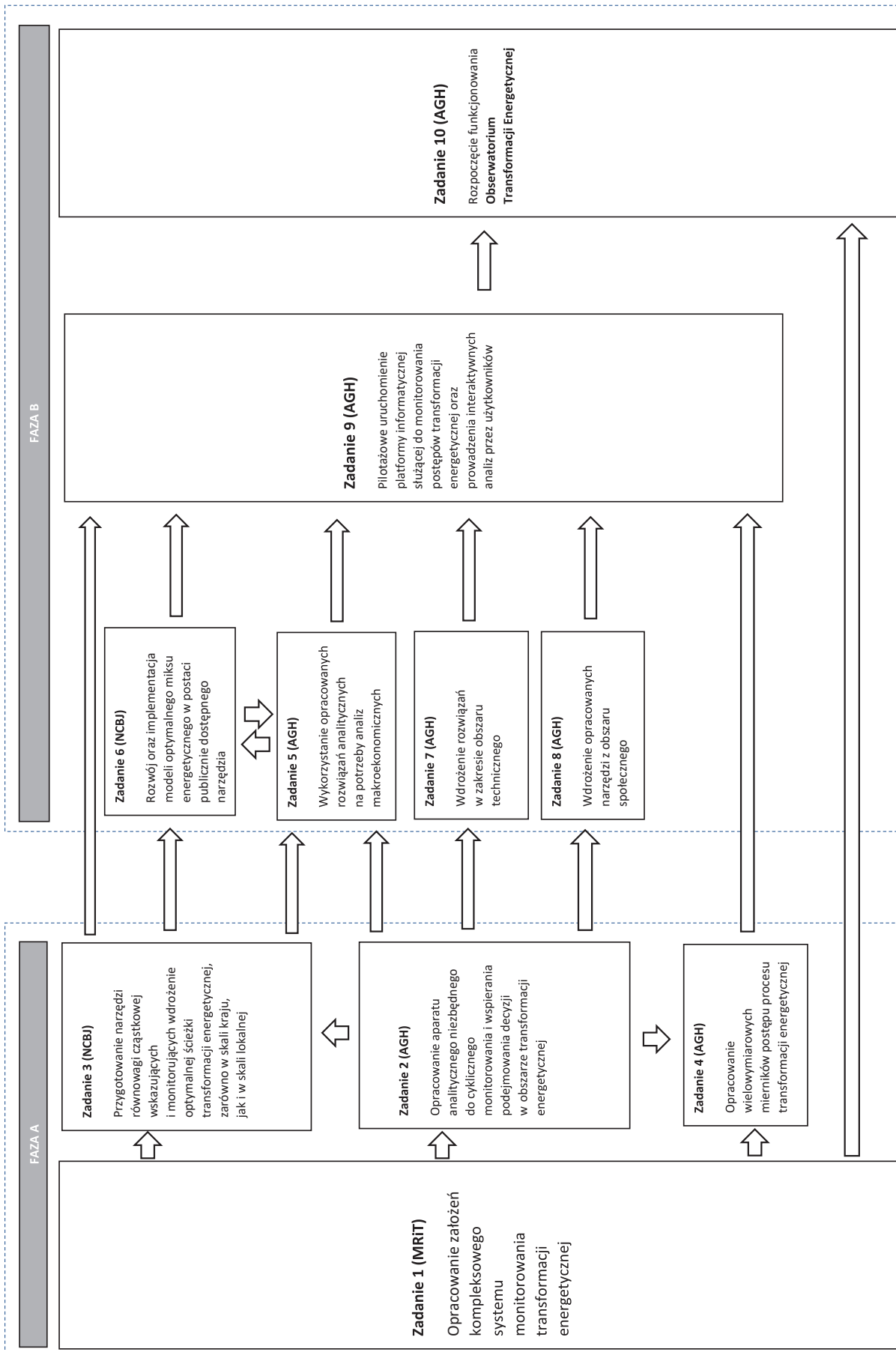
W przypadku efektów analizowanych w ramach modeli równowagi cząstkowej (Zadanie 3, Zadanie 6) zostaną rozwiązane zadania optymalizacyjne typu MILP (mixed integer linear programming) przy wykorzystaniu technik dekompozycyjnych (cięcia Bendersa lub Surogat Lagrangian Multiplayer) i metod redukcji złożoności problemu (techniki preprocessingu, w tym PCA – principal component analysis, klasteryzacja).

W przypadku efektów klimatycznych i środowiskowych (Zadanie 2, Zadanie 4) zostanie przeprowadzona ocena emisyjności technologii na podstawie danych z rzeczywistych pomiarów, na bazie oceny współczynników emisji zanieczyszczeń bezpośrednich (np. pyły, NO_x , SO_2) dla rozważanych technologii w sektorze energetyki i gospodarstw domowych, z podziałem na rodzaj paliwa i rok budowy instalacji; ponadto zostanie dokonana ocena skutków zdrowotnych i związanych z nimi kosztów, wynikających ze stosowania danych technologii i paliw, na podstawie analizy zintegrowanej uwzględniającej opracowane wielkości emisji.

W przypadku efektów społecznych (Zadanie 2, Zadanie 8) zostaną opracowane zestaw wskaźników do monitorowania społecznych uwarunkowań i skutków TE (na podstawie analizy danych zastanych oraz rozbudowanych badań sondażowych), a także elementy metodologii foresight (wyznaczanie kierunków – roadmapping, panele eksperckie, metody scenariuszowe, analiza wzajemnych wpływów).

W przypadku efektów technicznych (Zadanie 2, Zadanie 7) zostanie sformułowana propozycja zagregowanych wskaźników/miar liczbowych określających zdolność przyłączeniową sieci elektroenergetycznej mierzoną mocą rozproszonych źródeł energii przy zapewnieniu poprawnej pracy sieci dystrybucyjnej, a metodyka wyznaczania wskaźnika SRI (wskaźnik gotowości budynku do wdrażania „inteligentnych” rozwiązań technicznych wprowadzony w nowelizacji unijnej Dyrektywy EPBD⁴) zostanie dostosowana do warunków polskich.

4 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844.



Rys. 1. Przebieg realizacji projektu OTE. Strzałki na schemacie ilustrują główne kierunki przepływu informacji/nowej wiedzy pomiędzy zadaniami projektowymi

Efektywne monitorowanie TE, a także prowadzenie przez interesariuszy analiz na pozyskanych zbiorach danych, wymaga opracowania specjalnych narzędzi IT mających odpowiednie funkcjonalności (Zadanie 9), w tym pozwalających na prezentację nowej wersji wskaźnika TE w Polsce, obliczonego za pomocą algorytmów z zakresu analizy wielokryterialnej (Zadanie 4).

Korzyści społeczne

Obserwatorium Transformacji Energetycznej to narzędzie skonstruowane tak, aby przynosiło przede wszystkim korzyści dla polskiego społeczeństwa. Wynika to z przekonania, że kierunek i tempo transformacji energetycznej są silnie uzależnione od czynników społecznych, jak np. akceptacja dla zachodzących zmian i gotowość do aktywnego w nich uczestnictwa, a także zdolność do podejmowania strategicznych decyzji.

OTE może być wykorzystywane do osiągnięcia takich korzyści społecznych jak poprawa jakości życia mieszkańców (dzięki podniesieniu jakości zarządzania TE przez dostarczanie danych umożliwiających podejmowanie decyzji na bazie dowodów), podniesienie poziomu wiedzy obywateli na temat TE (opłacalność inwestycji w zasoby energetyczne, ułatwiająca decyzyjność), zwiększenie dostępności do kadr posiadających odpowiednie kompetencje, wspieranie dialogu społecznego i partycypacji w procesie transformacji energetycznej oraz wzmocnienie wewnętrznej współpracy między przedstawicielami środowiska związanego z transformacją, do czego przyczyni się intensywna działalność informacyjno-promocyjna.

Korzyści ekonomiczne i środowiskowe

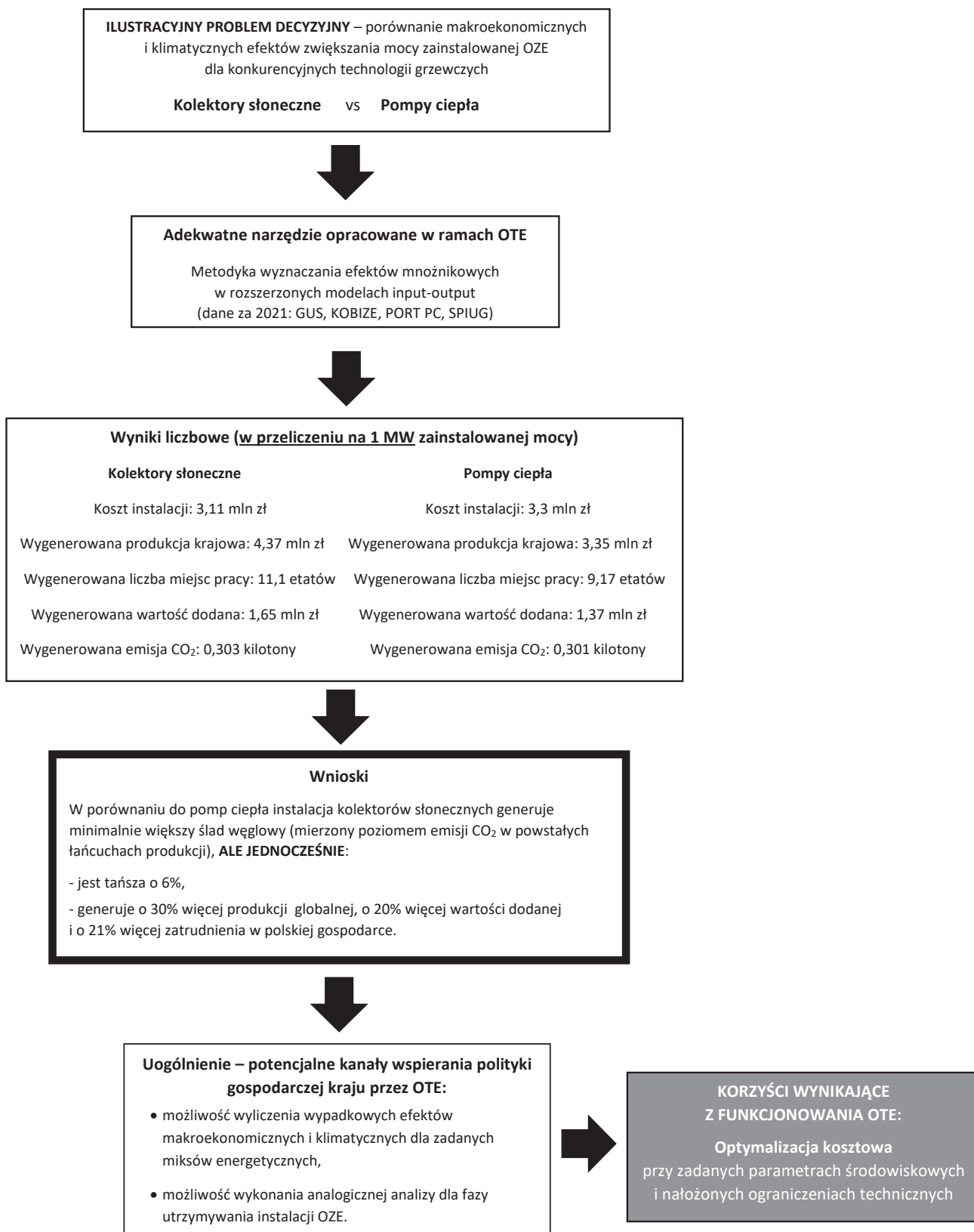
Według *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* szacowany koszt przyjętej ścieżki TE może osiągnąć

poziom 1600 mld zł. Zastosowanie narzędzi analitycznych wytworzonych w ramach Obserwatorium może w znaczący sposób urealnić koszty transformacji – każda obniżka nakładów o 1% oznaczać będzie kilkunastomiliardowe oszczędności. OTE będzie zatem użytecznym instrumentem wspierającym i optymalizującym podejmowanie decyzji, zwłaszcza przy planowaniu polityk, działań i programów realizowanych na różnych szczeblach administracji publicznej. Narzędzia opracowane dla jednostek centralnych umożliwią m.in. testowanie skutków zastosowania rozmaitych wariantów rozwiązań prawnych, co ułatwi ich optymalny dobór, zaś ulepszona wersja indeksu TE pozwoli na monitorowanie i wspieranie procesu programowania przebiegu transformacji.

W ramach OTE możliwe będzie pozyskiwanie wiedzy na temat skali potencjalnych łańcuchów dostaw generowanych przez popyt na dobra i usługi, zwłaszcza krajowe, związane z instalacją i użytkowaniem inwestycji towarzyszących TE, oraz skali dodatkowego zatrudnienia generowanego przez te łańcuchy dla różnych miksów energetycznych.

Ze środowiskowego punktu widzenia OTE będzie narzędziem do analizy zdrowotnych skutków realizacji polityk oraz oceny różnych scenariuszy redukcji zewnętrznych kosztów zdrowotnych. Rozwiązania udostępnione jednostkom centralnym oraz poszczególnym obywatelom umożliwią minimalizację kosztów zewnętrznych oraz równoczesne osiąganie korzyści klimatycznych i środowiskowych.

W celu zilustrowania przykładowych korzyści ekonomicznych i środowiskowych możliwych do uzyskania w polskiej gospodarce dzięki funkcjonowaniu OTE, rozważmy problem decyzyjny dotyczący wyboru bardziej korzystnej strategii rozwoju OTE spośród dwóch konkurencyjnych technologii grzewczych: rozbudowy sieci kolektorów słonecznych oraz rozbudowy sieci pomp ciepła. Jak pokazano na Rys. 2, funkcjonowanie OTE umożliwia udzielenie odpowiedzi na zadane pytanie na podstawie szczegółowych i wiarygodnych wskaźników oraz miar liczbowych.



Rys. 2. Przykład ilustracyjny: skala i mechanizm powstawania korzyści gospodarczych i klimatycznych w polskiej gospodarce wynikających z wykorzystywania OTE jako narzędzia wspomagania decyzji

Dzięki zastosowaniu rozszerzonych modeli input-output dla polskiej gospodarki można dokładnie porównać zarówno koszty, jak i efekty inwestycji w oba rozważane typy OZE. zilustrowana we wspomnianym przykładzie metoda może w naturalny sposób zostać rozszerzona na analizę większej liczby źródeł energii (np. uwzględnionych w konkretnym miksie energetycznym) oraz na analizę efektów obserwowanych w fazie użytkowania instalacji energetycznych.

Podsumowanie

Obserwatorium Transformacji Energetycznej zostało zaprojektowane jako zaawansowany instrument wspierający i optymalizujący podejmowanie decyzji, zwłaszcza przy planowaniu polityk, działań i programów realizowanych na różnych szczeblach administracji publicznej. OTE będzie dodatkowo wspierać proces przechodzenia polskiej gospodarki na paliwa i energię ze źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych w sposób zapewniający efektywność ekonomiczną. Należy oczekiwać, że działania podejmowane na bazie informacji pozyskanych dzięki wykorzystaniu OTE będą mieć bezpośrednie przełożenie na realizację nowych inwestycji na szczeblu powiatów i gmin, których decyzje wpływają istotnie na klimat inwestycyjny w zakresie kształtowanego miksu energetycznego. Z kolei oferowane w ramach OTE narzędzia skierowane do administracji centralnej umożliwią uzyskanie właściwie skonstruowanej struktury legislacyjnej, co przełoży się na możliwość punktowej stymulacji danych obszarów gospodarki. Odpowiednie zwymiarowanie systemu prawnego i mechanizmów wsparcia jest istotne nie tylko z uwagi na przyspieszenie procesów TE, ale również z uwagi na zwiększenie szans krajowych dostawców na rodzimych rynkach. Można zatem oczekiwać, że rozwiązania oferowane w ramach OTE zauważalnie przyczynią się do wspierania społeczno-gospodarczego rozwoju Polski w nadchodzących latach.

Bibliografia:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.
- Kopeć S., Lach Ł. (2021a), *Jak mierzyć postępy transformacji energetycznej?*, „Energetyka Rozproszona” 5–6: 133–148.
- Kopeć S., Lach Ł. (2021b), *Wpływ programu Mój Prąd na polską gospodarkę – zatrudnienie, produkcja i wartość dodana generowane w kolejnych edycjach programu*, „Analizy AGH” 1/2021, https://www.er.agh.edu.pl/media/filer_public/62/0f/620f5896-c-458-496c-b8c5-965792ad60b9/agh_komunikat_1_2021_wplyw_programu_moj_prad.pdf [dostęp: 30.05.2023].
- Kopeć S., Lach Ł., Adamska B., Wrocławski M., Szczeciński P. (2022a), *Wpływ rozbudowy infrastruktury magazynów energii na rozwój gospodarczy w Polsce – prognoza do 2040 r.*, „Analizy AGH” 2/2022, https://psme.org.pl/wp-content/uploads/2022/05/RAPORT_komunikat-2_2022.pdf [dostęp: 30.05.2023].
- Kopeć S., Lach Ł., Gryszczuk A., Spirydowicz A., Szustkowski R.J. (2022b), *Wpływ rozbudowy infrastruktury fotowoltaicznej na rozwój gospodarczy w Polsce – prognoza do 2040 r.*, „Analizy AGH” 1/2022, https://www.energetyka-rozproszona.pl/media/ckeditor/2022/11/10/agh-komunkat-1_2022_v6_ok-1_Ri1GONu.pdf [dostęp: 30.05.2023].
- Światowa Rada Energetyczna (2021), *World Energy Trilemma Index*, https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WE_Trilemma_Index_2021.pdf [dostęp: 30.05.2023].
- Światowe Forum Ekonomiczne (2020), *Energy Transition Index 2020: From crisis to rebound*, <https://www.weforum.org/reports/fostering-effective-energy-transition-2020> [dostęp: 30.05.2023].

Energy Transition Observatory (ETO) as an instrument to support the socio-economic development in Poland

Abstract: The energy transition is a global trend that brings undeniable benefits but also poses challenges such as ensuring energy security, reducing energy poverty, achieving climate goals, and responding to the needs of a changing economy. The course of this process in Poland has been additionally influenced by the COVID-19 pandemic and Russia's armed aggression against Ukraine. Managing the energy transition falls within the competence of decision-making institutions equipped with appropriate political instruments. However, making optimal decisions in the energy sector requires support in the form of a precise analytical framework and reliable, up-to-date data. The proposed solution to address these needs is the establishment of the Energy Transition Observatory – a tool equipped with advanced scientific research capabilities and an appropriate data repository. This article describes a project dedicated to implementing this initiative, which received funding as part of the competition of the strategic research and development program “Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” [“Social and Economic Development of Poland in the Conditions of Globalizing Markets”] (GOSPOSTRATEG) organized by the National Centre for Research and Development.

Keywords: Energy Transition Observatory, energy transition, energy policy, energy technologies

Projekt współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych "Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się

rynków" GOSPOSTRATEG, Umowa numer GOSPOSTRATEG9/000D/2022 z dnia 27 czerwca 2023 r. (wartość projektu: 7 881 705 PLN, wartość dofinansowania: 7 719 705 PLN).

Dr hab. Łukasz Lach, prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Zarządzania AGH
llach@agh.edu.pl



Dr Malwina Mus-Frosik

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Dział Współpracy z Administracją i Gospodarką



Dr Sławomir Kopeć

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Dział Współpracy z Administracją i Gospodarką
skopec@agh.edu.pl



Dr inż. Katarzyna Faryj

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Dział Współpracy z Administracją i Gospodarką



Ewa ADAMIEC, Jakub BARTYZEL, Elżbieta JAROSZ-KRZEMIŃSKA,
Tomasz PEŁECH-PILICHOWSKI, Mateusz RZESZUTEK, Janusz ZYŚK

Model DPSIR jako narzędzie efektywnego zarządzania jakością powietrza

Abstrakt: Decyzje i działania (odpowiedzi) podejmowane na podstawie pełnej i wiarygodnej analizy czynników sprawczych, presji, zmiany parametrów stanu i ich wpływu na środowisko, społeczeństwo oraz gospodarkę mogą z dużym prawdopodobieństwem w długoterminowej perspektywie przynieść pożądane efekty. W artykule opisano model DPSIR (*driving forces, pressures, state, impact, responses*; odpowiednio: czynniki sprawcze, presje, stan, wpływ, odpowiedzi) służący do szczegółowej analizy interakcji pomiędzy czynnikami antropogenicznymi a środowiskiem. Tworzony model DPSIR będzie skutecznym narzędziem do zarządzania jakością powietrza. W artykule przedstawiono badania prowadzone w Akademii Górniczo-Hutniczej, które zostaną wykorzystane jako jedne z wielu danych wejściowych w powstającym modelu DPSIR. Opracowywany model będzie jednym ze składowych zaawansowanego narzędzia tworzonych na AGH, w ramach Obserwatorium Transformacji Energetycznej (OTE), które umożliwi przygotowanie rekomendacji optymalnych działań dotyczących realizacji polityki energetycznej i poprawy jakości powietrza w Polsce.

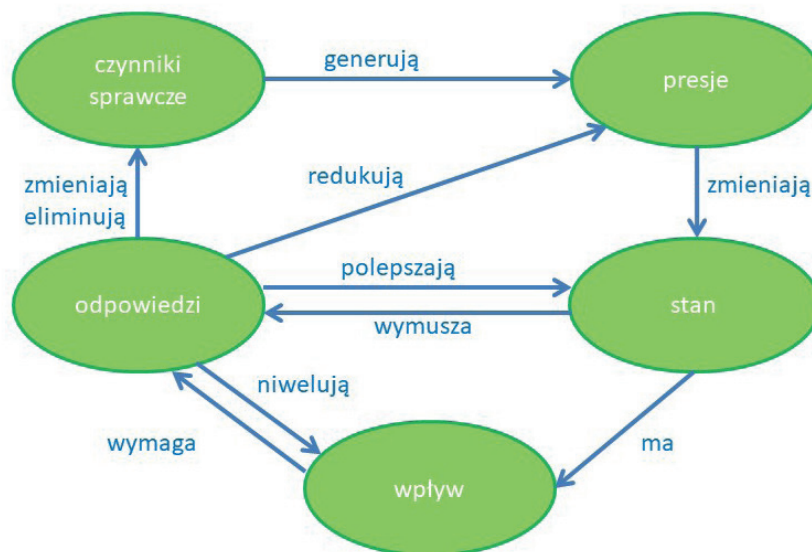
Słowa kluczowe: jakość powietrza, polityka energetyczna, model DPSIR, modelowanie, pomiary

Wstęp

Nazwa modelu DPSIR jest akronimem wyrazów: *driving forces* (czynniki sprawcze), *pressures* (presje), *state* (stan), *impact* (wpływ) oraz *responses* (odpowiedzi) (Kristensen 2004, Carr et al. 2007). Został on opracowany w latach 90. XX wieku przez Europejską Agencję Środowiska (EEA) (Jol et Kielland 1997). Model DPSIR jest rozwinięciem modelu PSR (*pressure* – presja, *state* – stan i *response* – odpowiedź) stworzonego przez Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) w 1993 r. (OECD 1994). DPSIR służy do opisu zależności między czynnikami antropogenicznymi a środowiskiem (Rys. 1) (Zyśk et al. 2021). Pozwala on na analizę i ocenę problemów środowiskowych oraz rozwiązywanie ich zgodnie z zasadą

zrównoważonego rozwoju. Model włącza w działania różne grupy interesariuszy: polityków, naukowców, aktywistów oraz całe społeczeństwo, i umożliwia integrowanie analiz dokonywanych przez różne zespoły badawcze (Quevedo et al. 2023). Składowe modelu można zdefiniować następująco:

1. Czynniki sprawcze – pojawiają się w wyniku działalności mającej na celu zaspokajanie potrzeb człowieka, obejmują zarówno stronę podażową, jak i popytową.
2. Presje – pojawiają się w wyniku czynników sprawczych i wpływają na stan środowiska. W obrębie środowiska wyróżniamy trzy główne typy presji, tj.: konsumpcje zasobów naturalnych, emisje oraz przekształcenie terenu.
3. Stan – określa zmiany parametrów (stanu) środowiska pod wpływem działania presji; zmianie ulegają parametry chemiczne, biologiczne i fizyczne takich komponentów jak powietrze, woda, gleba oraz ekosystemy.
4. Wpływ – zmiany stanu pozwalają określić skutki środowiskowe (np. susze), społeczne (np. większa zachorowalność) oraz ekonomiczne (np. podwyższone koszty opieki zdrowotnej).
5. Odpowiedź (reakcja) – są to wszystkie działania podejmowane w celu eliminacji czynników sprawczych oraz presji, a także redukcji negatywnych zmian stanu środowiska, co powoduje zmniejszenie wpływu antropogenicznego na środowisko, społeczeństwo oraz gospodarkę. Są to działania o charakterze politycznym, ekonomicznym, społecznym i technologicznym (Carnohan et al. 2023).



Rys. 1. Zależności pomiędzy poszczególnymi elementami modelu DPSIR

Model DPSIR, w celu lepszej i pełniejszej analizy problemu, był wielokrotnie rozwijany lub modyfikowany, w tym do:

1. DAPSI(W)R(M): *driving forces* (czynniki sprawcze), *activities* (działalności), *pressures* (presje), *state* (stan), *impact on societal welfare* (wpływ na dobrobyt społeczny) oraz *responses by measures* (odpowiedzi przy użyciu środków) (Izar et al. 2022).
2. BPSIR: *behavior* (zachowanie), *pressure* (presja), *state* (stan), *impact* (wpływ), *response* (odpowiedź).
3. DPCER: *drivers* (czynniki), *pressure* (presja), *chemical state* (stan chemiczny), *ecological state* (stan ekologiczny), *response* (odpowiedź).
4. PSBR: *pressure* (presja), *state* (stan), *benefits* (korzyści), *response* (odpowiedź).
5. DPSEEAC: *driver* (czynnik), *pressure* (presja), *state* (stan), *exposure* (narażenie), *effect* (efekt), *action* (działanie), *context* (otoczenie) (von Schirnding 2002).
6. Δ DPSIR: *differential drivers* (zmiana czynników), *pressure* (presja), *state* (stan), *impact* (wpływ), *response* (odpowiedź).
7. EBM-DPSER: *ecosystem-based management/driver* (czynniki jako zarządzanie bazujące na ekosystemie), *pressure* (presja), *state* (stan), *ecosystem service* (usługa ekosystemowa), *response* (odpowiedź) (Kelble et al. 2013).

Model DPSIR ma wiele zastosowań, które zostały omówione poniżej, używany jest m.in. w energetyce. W Chinach przeprowadzono badania bezpieczeństwa energetycznego, a wśród czynników sprawczych wyodrębniono: populację, PKB, PKB na mieszkańca, stopień uprzemysłowienia i urbanizacji; w presjach: zużycie energii i elektryczności na osobę oraz elastyczność produkcji nośników energii; w stanach uwzględniono m.in. energochłonność, elastyczność zużycia nośników energii; do wpływów zaliczono emisję zanieczyszczeń oraz produkcję odpadów; finalnie jako odpowiedzi zaproponowano inwestycje w systemy redukcji emisji, zwiększenie nakładów na badania i rozwój, wzrost produkcji energii oraz zwiększenie efektywności konwersji (Yang et al. 2022). Opracowanie danych z lat 2013–2019 pochodzących z 30 chińskich prowincji i miast wykazało, że działania w zakresie innowacji technologii energii odnawialnej mają pozytywny wpływ na zielony rozwój, zaś głębokie zmiany strukturalne w przemyśle wpływają na niego negatywnie (Su et al. 2022). Wielu badaczy (Elliott 2002, Lange et al. 2010) przeprowadzało przy użyciu modelu ocenę oddziaływania farm wiatrowych na środowisko. Model był stosowany do oceny gospodarki o obiegu zamkniętym oraz gospodarki odpadami (Reich et al. 2022, Salim et al. 2023), został użyty m.in. do analizy postępowania ze

zużytych panelami fotowoltaicznymi w Indiach (Sheoran et al. 2022, Jain et al. 2022). Model DAPSI(W)R(M) posłużył do rozwiązania społeczno-środowiskowych problemów związanych z plastikiem (Izar et al. 2022). Został także wykorzystany w badaniach dotyczących środowiska wodnego, w odniesieniu zarówno do jakości wody, procesów eutrofizacji, jak i zintegrowanego zarządzania strefą przybrzeżną, rybołówstwem oraz zasobami wodnymi (Federigi et al. 2022, Gao et al. 2022, Quevedo et al. 2021). Model służy również do oceny częstotliwości występowania pożarów lasów w zależności od m.in. warunków środowiskowych, antropogenicznych, demograficznych czy też ekonomicznych (Kim et al. 2021). Pozwala też lepiej zrozumieć zależności między polityką przestrzenną a rozwojem terenów zurbanizowanych oraz zoptymalizować rozwój zielonej infrastruktury (Qu et al. 2020). Narzędzie to było również używane do oceny oddziaływania na środowisko odpadów z masek noszonych podczas pandemii COVID-19 (Tesfaldet et al. 2022). Na bazie DPSIR opracowano kompleksowy model oceny struktury miejskiego niskoemisyjnego transportu pasażerskiego i oceniono wpływ transportu na środowisko (Ladi et al. 2022, Li et al. 2023). Przy użyciu modelu możliwe jest również stawianie holistycznych ocen obejmujących znaczne obszary, wiele wskaźników i sektorów (Quevedo et al. 2023, Xiao et al. 2022)

Model DPSIR został użyty w działaniach zmierzających do poprawy jakości powietrza w Porto w Portugalii (Relvas et al. 2018). Jako czynniki sprawcze uwzględniono tam aktywności m.in. takich sektorów jak rolnictwo, gospodarstwa domowe czy ruch samochodowy. Czynniki te są zależne od innych zmiennych, takich jak wzrost ekonomiczny, wielkość populacji czy wykształcenie. W artykule jako presje wskazano emisje, które akurat w tym konkretnym przypadku okazały się elementem charakteryzującym się najmniejszą dokładnością, stanem nazwano stężenie zanieczyszczeń, wpływ określono jako zmiany zdrowia ludzkiego, a jako reakcje uwzględniono: utworzenie stref czystego transportu, redukcję emisji z sektora gospodarstw domowych, redukcję procesów

przemysłowych i emisji z tego sektora. W wyniku przeprowadzonych analiz jako najkorzystniejsze, liczone jako stosunek kosztów do korzyści zdrowotnych wyrażony w jednostkach monetarnych, wykazano redukcje emisji związane z sektorem gospodarstw domowych, a najmniej korzystne redukcje będące efektem utworzenia stref czystego transportu.

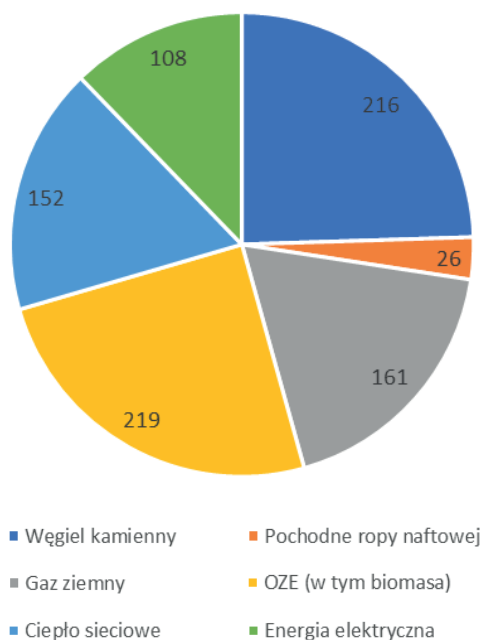
Inne badania dotyczące transportu i jakości powietrza wskazały, że w Teheranie priorytetem powinna być poprawa jakości paliw, a wśród innych proponowanych działań zaleca się: rozwój transportu publicznego, poprawę standardów emisji, bardziej restrykcyjne badania techniczne oraz zarządzanie ruchem (Mohammadzadeh et al. 2016). W badaniach nad emisjami i zanieczyszczeniami w Pekinie zaproponowano następujące rozwiązania: zwiększanie sektora usług w PKB, zwiększanie powierzchni zielonych, zwiększanie zużycia gazu w stosunku do innych nośników energii, zwiększanie liczby autobusów czy zwiększanie wydatków na ochronę środowiska (Hou et al. 2019).

Model DPSIR jest wykorzystywany do określenia rekomendacji działań, które wpłyną na poprawę jakości powietrza w Polsce. W artykule omówione zostaną badania dotyczące stanu, czyli określające stężenie zanieczyszczeń, zarówno za pomocą modelowania, jak i z wykorzystaniem wyników pomiarów rzeczywistych stopnia zanieczyszczenia środowiska. Omówione też zostaną analizy dotyczące wpływu zanieczyszczenia powietrza na zdrowie człowieka oraz na powstawanie środowiskowych kosztów zewnętrznych, czyli wynikających z działalności jednego podmiotu gospodarczego, a przeniesionych na podmioty trzecie, często na całe społeczeństwo, bez uwzględnienia odpowiedniej rekompensaty. Przedstawione zostaną również inne części modelu, mające istotny wpływ na jakość powietrza w Polsce.

Czynniki sprawcze

W przypadku Polski na jakość powietrza wpływają przede wszystkim emisje z sektora bytowo-komunalnego oraz zanieczyszczenia związane z komunikacją

samochodową, w efekcie czego głównymi czynnikami sprawczymi są przede wszystkim procesy ogrzewania oraz transport. W Polsce w dalszym ciągu do ogrzewania gospodarstw domowych zużywa się dużo paliw stałych (Rys. 2). Z roku na rok dynamicznie wzrasta również liczba samochodów, a także podróży oraz przewozów ładunków i pasażerów. W Tab. 1 pokazano, jak w latach 2010–2021 wzrastał przewóz ładunków w Polsce. Aktywności, szczególnie w tych dwóch sektorach, spowodowały istotne presje, którymi w przypadku jakości powietrza są powstające emisje zanieczyszczeń.



Rys. 2. Zużycie nośników energii w gospodarstwach domowych w 2022 r. [PJ] (Eurostat 2023)

Tab. 1. Przewóz ładunków w Polsce w poszczególnych latach [mln tkm] (Eurostat 2022)

Rok	Przewóz ładunków
2010	202 308
2011	207 651
2012	222 332
2013	247 594
2014	250 931
2015	260 713
2016	290 749
2017	335 220
2018	315 874
2019	348 952
2020	354 927
2021	379 820

Presje

W Polsce głównym źródłem emisji pyłów oraz wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych, których najważniejszym przedstawicielem jest benzo(a)piren, są gospodarstwa domowe, zaś głównym źródłem emisji NO_2 – transport drogowy (Tab. 2).

Podstawowym problemem presji w zarządzaniu jakością powietrza jest fakt, że emisje te nie przekładają się bezpośrednio na jakość powietrza. W związku z tym redukcja emisji z pojedynczych sektorów nie powoduje zazwyczaj widocznego efektu poprawy jakości powietrza. W przypadku presji należy również zidentyfikować emisje naturalne oraz oddziaływanie transgraniczne.

Tab. 2. Wielkość emisji zanieczyszczeń oraz udział wybranych sektorów w całkowitej emisji w 2020 r. (KOBIZE, MKIŚ 2022)

Zanieczyszczenie	Całkowita emisja, jednostka [kt]	Udział emisji z sektora [%]			
		energetyka	gospodarstwa domowe	spalanie w przemyśle	transport
SO_2	431	42	30	17	0
CO	2198	2	61	7	13
NO_2	593	20	9	8	35
TSP	449	2	43	7	4,5
PM10	340	2	53	12	4,5
PM2,5	254	1,5	64	9	4
WWA	0,232	0,12	93	0,3	0,6

Stan

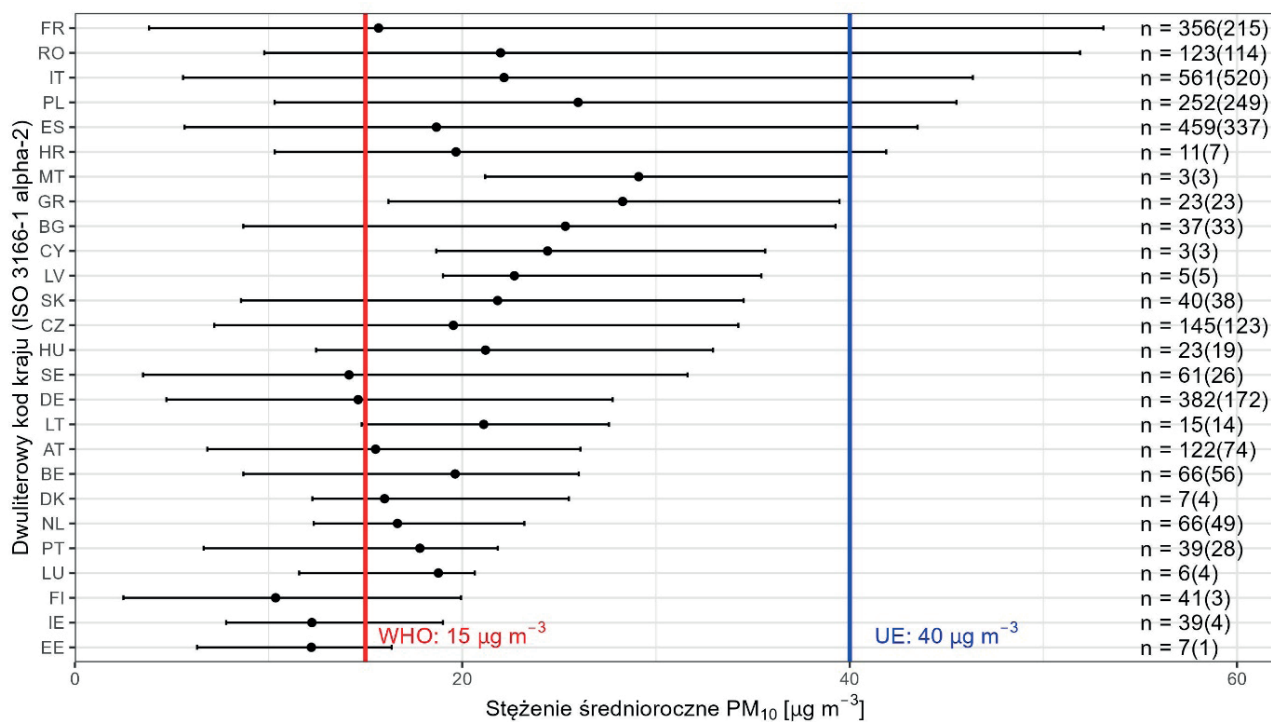
Stan jakości powietrza może być określony dwiema metodami: poprzez rzeczywisty pomiar stężeń zanieczyszczeń gazowych i pyłowych oraz z zastosowaniem modelowania rozkładu przestrzennego i czasowego ww. substancji w powietrzu. Obie techniki mają wady i zalety. Ocena jakości powietrza dokonywana na podstawie danych pomiarowych dostarcza nam co prawda dokładnych informacji o poziomie stężenia zanieczyszczeń powietrza, ale są one reprezentatywne tylko dla pewnego ograniczonego obszaru. Stworzenie gęstej sieci monitoringu jakości powietrza przy zastosowaniu pomiarów jest niemożliwe z uwagi na koszty związane z zakupem aparatury spełniającej określone wymagania oraz jej utrzymaniem i eksploatacją. W efekcie dysponujemy dokładną informacją z relatywnie niewielu punktów pomiarowych. W Akademii Górniczo-Hutniczej wykonywane są pomiary wybranych zanieczyszczeń gazowych (NO_x , SO_2 , O_3 , CO) oraz pyłowych ($\text{PM}_{2,5}$ i PM_{10}) (Brzoza-Woch et al. 2022). AGH prowadzi również monitoring podstawowych gazów cieplarnianych (CO_2 oraz CH_4) w stacji w Krakowie oraz w Wysokogórskim Obserwatorium Gazów Cieplarnianych KASLAB na Kasprowym Wierchu, gdzie wykonywane są pomiary stężeń reprezentatywne dla tej części kontynentu europejskiego.

Z kolei techniki modelowe charakteryzują się znacznie wyższą niepewnością, ale pozwalają na uzyskanie informacji o jakości powietrza na dużych obszarach w długim odcinku czasu. Możliwe jest również wykorzystanie modeli do oceny scenariuszy emisyjnych oraz identyfikacji źródeł emisji i ich wpływu na jakość powietrza. W Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie realizowane są badania w zakresie rozwoju oraz parametryzacji wybranych systemów modelowania jakości powietrza, tj. CALPUFF, AERMOD, OSPM oraz Polyphemus (Oleniacz et Rzeszutek 2018, Rzeszutek et Bogacki 2016, Rzeszutek et al. 2017, Zysk et al. 2020). Modele te z powodzeniem były wykorzystane zarówno do analizy jakości powietrza, jak i do oceny wdrażanych polityk oraz do określania

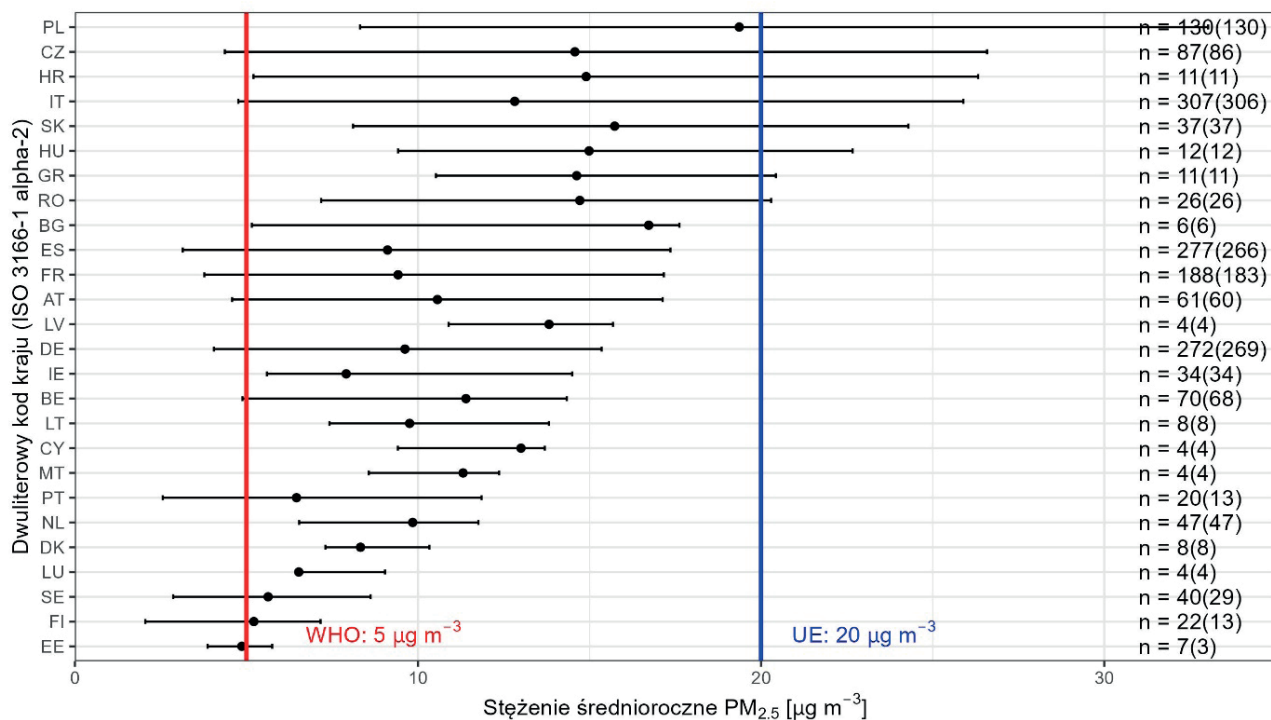
udziału poszczególnych źródeł/sektorów w ilości zanieczyszczeń. Badania przeprowadzono w różnych skalach przestrzennych, tak na obszarze Europy, jak i w poszczególnych miastach w Polsce.

W 2021 r. został zaprezentowany raport WHO przedstawiający nowe zastrzone wytyczne w zakresie jakości powietrza i odnoszący się do najnowszych badań i dowodów naukowych dotyczących wpływu zanieczyszczeń powietrza na zdrowie ludzi (WHO 2021). W związku z powyższym na Rys. 3–6 przedstawiono wartości stężeń średniorocznych PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$, NO_2 i B(a)P, pozyskane z systemu monitoringu jakości powietrza za 2021 r. w poszczególnych krajach UE w odniesieniu do aktualnie obowiązujących standardów jakości powietrza w UE określonych w dyrektywie CAFE oraz w zaleceniach WHO (CAFE 2008).

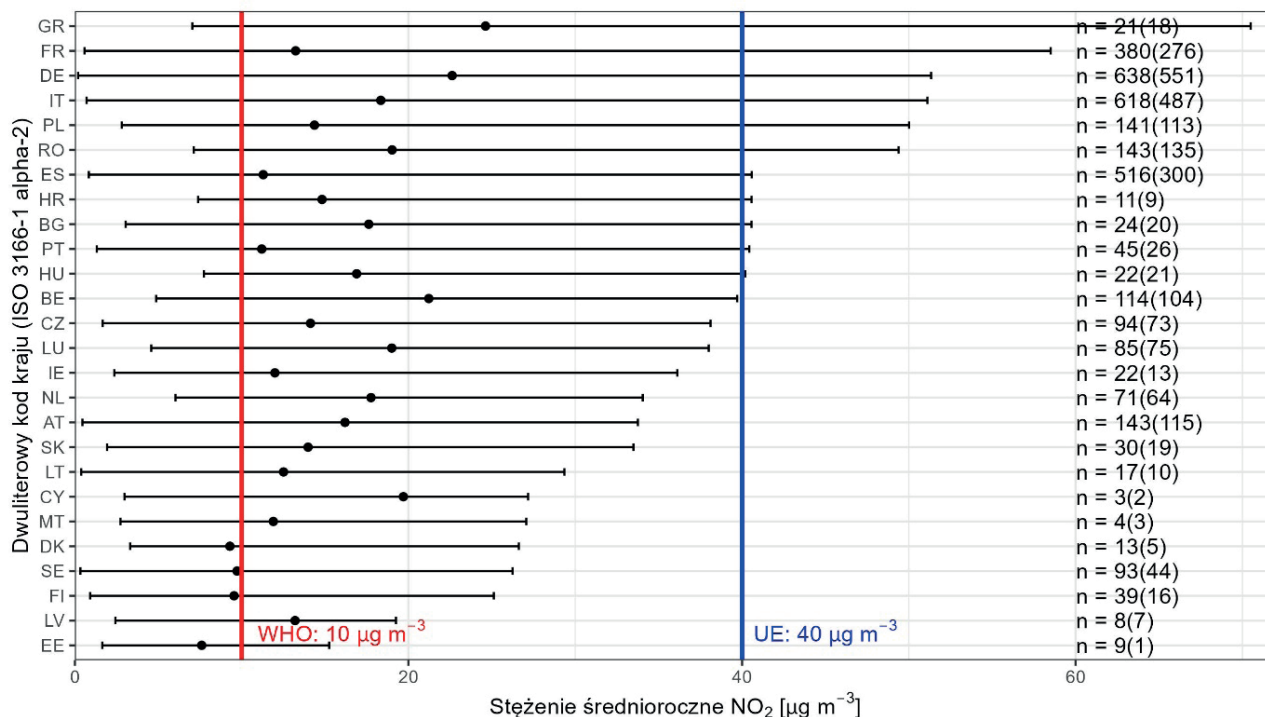
Należy zauważyć, że przedstawione wyniki w poszczególnych krajach UE nie są do końca porównywalne, ponieważ w różnych regionach Europy istnieją odmienne warunki meteorologiczne, które obok orografii i emisji są najważniejszym determinantem jakości powietrza (Oleniacz et al. 2014). W konkretnych krajach występuje również różna liczba stacji pomiarowych dla rozpatrywanych zanieczyszczeń. Przykładowo, z Rys. 6 wynika, że najbardziej rozbudowany system monitoringu jakości powietrza w zakresie B(a)P istnieje w Polsce (164 stanowiska pomiarowe). Jest to konsekwencją występowania na obszarze całej Polski wysokich stężeń B(a)P, wielokrotnie przekraczających wartości docelowe w UE (1 ng/m^3), co wynika głównie z utylizacji odpadów w sektorze bytowo-komunalnym, które zgodnie z prawem nie mogą być spalane. Należy w tym przypadku zwrócić uwagę, że przekroczenia średniorocznych poziomów docelowych B(a)P określonych w UE na 1 ng/m^3 stwierdzono aż w 12 krajach wspólnoty. Wartości stężeń zalecane przez WHO (poniżej $0,12 \text{ ng/m}^3$) zostały dotrzymane tylko w Szwecji i Holandii. Przedstawione na Rys. 3–5 wyniki pomiarów stężeń PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$ i NO_2 wskazują, że we wszystkich krajach UE występują regiony, w których przekroczone zostały wartości stężeń zalecane przez WHO.



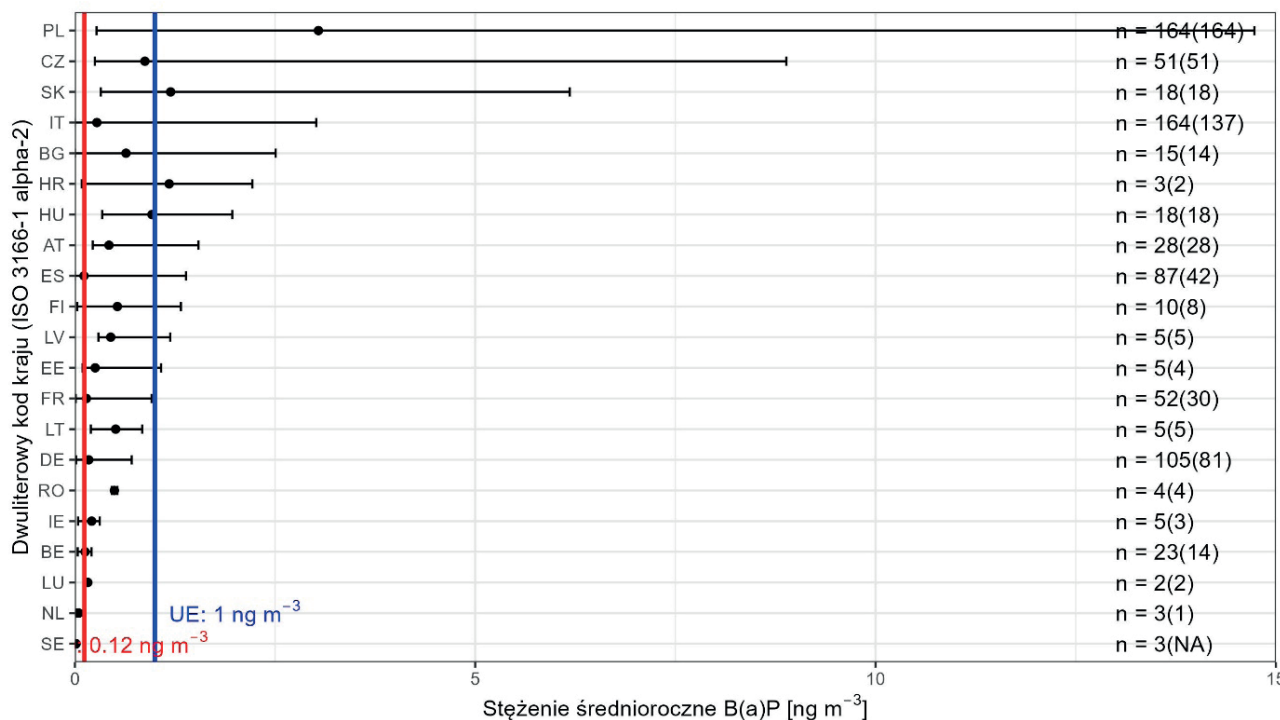
Rys. 3. Graficzne przedstawienie zakresu oraz mediany stężeń średniorocznych PM₁₀ zmierzonych w 2021 r. w stacjach monitoringu jakości powietrza w poszczególnych krajach UE (n - liczba stacji, wartość w nawiasie - liczba stacji, na których zanotowano przekroczenie poziomu wytyczonego przez WHO, czerwony - wartość standardu jakości powietrza zalecana przez WHO, niebieski - aktualna wartość standardu jakości powietrza obowiązująca w UE). Źródło: EEA 2022c



Rys. 4. Graficzne przedstawienie zakresu oraz mediany stężeń średniorocznych PM_{2,5} zmierzonych w 2021 r. w stacjach monitoringu jakości powietrza w poszczególnych krajach UE (n - liczba stacji, wartość w nawiasie - liczba stacji, na których zanotowano przekroczenie poziomu wytyczonego przez WHO, czerwony - wartość standardu jakości powietrza zalecana przez WHO, niebieski - aktualna wartość standardu jakości powietrza obowiązująca w UE). Źródło: EEA 2022c



Rys. 5. Graficzne przedstawienie zakresu oraz mediany stężeń średniorocznych NO₂ zmierzonych w 2021 r. w stacjach monitoringu jakości powietrza w poszczególnych krajach UE (n - liczba stacji, wartość w nawiasie - liczba stacji, na których zanotowano przekroczenie poziomu wytyczonego przez WHO, czerwony - wartość standardu jakości powietrza zalecana przez WHO, niebieski - aktualna wartość standardu jakości powietrza obowiązująca w UE). Źródło: EEA 2022c



Rys. 6. Graficzne przedstawienie zakresu oraz mediany stężeń średniorocznych B(a)P zmierzonych w 2021 r. w stacjach monitoringu jakości powietrza w poszczególnych krajach UE (n - liczba stacji, wartość w nawiasie - liczba stacji, na których zanotowano przekroczenie poziomu wytyczonego przez WHO, czerwony - wartość standardu jakości powietrza zalecana przez WHO, niebieski - aktualna wartość standardu jakości powietrza obowiązująca w UE). Źródło: EEA 2022c

Biorąc po uwagę przedstawiony stan jakości powietrza, aktualizację standardów jakości powietrza (dostosowanie ich do zaleceń WHO) oraz politykę UE realizowaną w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, należy zauważyć, że konieczne będzie podjęcie szeregu ambitnych działań naprawczych w zakresie ograniczenia wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza. Jest to potężne wyzwanie, przed którym obecnie stoi Europa.

Wpływ

W raporcie Europejskiej Agencji Ochrony Środowiska (EEA) z 2020 r. wskazano, że głównym czynnikiem środowiskowym wpływającym na zdrowie ludzi w Unii Europejskiej są zanieczyszczenia powietrza (EEA 2022a). Prowadzą one do „utrąty zdrowych lat życia”, a nawet do przedwczesnej śmierci. W 27 krajach UE ekspozycja na pyły drobne (PM_{2,5}) była w 2022 r. przyczyną 238 tys. przedwczesnych zgonów. W przypadku ekspozycji na działanie dwutlenku azotu (NO₂) w tym samym roku stwierdzono w UE 49 tys. przedwczesnych zgonów (EEA 2022c). Odsetek ludności miejskiej narażony na ryzyko „utrąty zdrowych lat życia” lub przedwczesnej śmierci ze względu na stężenia zanieczyszczeń powietrza wynosi 71%, 96%, 95% i 89% (odpowiednio dla: PM₁₀, PM_{2,5}, O₃ i NO₂). Oznacza to, że zgodnie z aktualnym stanem wiedzy prawie cała społeczność zamieszkująca tereny miejskie jest narażona na negatywne oddziaływanie wysokich stężeń pyłów zawieszonych (PM₁₀ i PM_{2,5}), ozonu (O₃) i dwutlenku azotu (NO₂) (Adamiec et Jarosz-Krzemińska 2022). Negatywny wpływ zanieczyszczeń na zdrowie ludzi powoduje powstanie kosztów zewnętrznych. Badania wskazują, że tylko w 2018 r. emisje z sektora energetycznego w Polsce mogły wygenerować koszty zewnętrzne związane ze zdrowiem na poziomie 770–1900 mln euro (Zyśk et al. 2021).

Odpowiedzi

Wśród odpowiedzi można wymienić wiele obostrzeń prawnych (dyrektyw, ustaw oraz rozporządzeń)

i programów oddziałujących zarówno na czynniki sprawcze (zachęty do termomodernizacji domów), jak i na presje (np. poprawa jakości spalanych paliw lub standardy emisyjne urządzeń grzewczych czy samochodów), stan (monitorowanie powietrza, poziomy docelowe i dopuszczalne dla stężeń zanieczyszczeń) oraz wpływ (działania krótkoterminowe redukujące ekspozycje na zanieczyszczenia) (CAFE 2008, Rozporządzenie Ministra Środowiska 2019). Dzięki różnym narzędziom, takim jak modele transportu zanieczyszczeń w atmosferze czy modele energetyczne, możliwa jest ocena skuteczności i adekwatności realizacji poszczególnych polityk środowiskowych mających na celu poprawę jakości powietrza. Przykładem są prace nad sektorem energetycznym realizowane w Akademii Górniczo-Hutniczej, gdzie model TIMES-PL jest wykorzystywany do opracowania scenariuszy energetycznych i emisyjnych, a następnie za pomocą systemu modelowania jakości powietrza Polyphemus oblicza się stężenia zanieczyszczeń, które następnie umożliwiają ocenę wpływu danego działania na zdrowie populacji i koszty zewnętrzne (Zyśk et al. 2021). Obecnie narzędzia te są wykorzystywane i rozwijane w ramach projektów LIFE-IP EKOMALOPOLSKA oraz Obserwatorium Transformacji Energetycznej realizowanych w Akademii Górniczo-Hutniczej.

Podsumowanie

W artykule opisane zostały poszczególne elementy modelu DPSIR w odniesieniu do jakości powietrza. Model DPSIR jest wykorzystywany do rozwiązywania licznych problemów środowiskowych, jest użyteczny np. w analizie problemów jakości powietrza, które w wielu krajach, w tym w Polsce, są kluczowe dla zdrowia obywateli. W AGH prowadzone są badania, w tym: pomiary stężeń zanieczyszczeń, modelowanie transportu zanieczyszczeń w atmosferze, ocena skutków negatywnego wpływu zanieczyszczeń na zdrowie człowieka, rozwój modeli emisyjnych, mające duży wpływ na rozwój wiedzy na temat poszczególnych elementów modelu DPSIR w odniesieniu do

jakości powietrza. Tak jak wspomniano, opracowywany model będzie jednym z elementów narzędzia stworzonego w Akademii Górniczo-Hutniczej w ramach Obserwatorium Transformacji Energetycznej, które umożliwi optymalizację wytycznych dotyczących efektywnej realizacji polityki energetycznej w Polsce.

Bibliografia:

- Adamiec E., Jarosz-Krzemińska E. (2022), *Korzyści środowiskowe i zdrowotne jako efekt realizacji polityki klimatycznej i rozwoju energetyki rozproszonej*, „Energetyka Rozproszona” 8: 61–67.
- Brzoza-Woch R., Pełech-Pilichowski T., Rudnicka A., Dajda J., Adamiec E., Jarosz-Krzemińska E., Kisiel-Dorohinicki M. (2022), *Acquisition, Storing, and Processing System for Interdisciplinary Research in Earth Sciences*, Computational Science – ICCS 2022: 22nd International Conference, London, Springer International Publishing: 422–435.
- CAFE (2008), Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy.
- Carnohan S., Trier X., Liu S., Clausen L.P.W., Clifford-Holmes J.K., Hansen S.F., Benini L., McKnight U.S. (2023), *Next Generation Application of DPSIR for Sustainable Policy Implementation*, „Current Research in Environmental Sustainability” 5: 1–9.
- Carr E.R., Wingard P.M., Yorty S.C., Thompson M.C., Jensen N.K., Roberson J. (2007), *Applying DPSIR to sustainable development*, „International Journal of Sustainable Development & World Ecology” 14: 543–555.
- EEA (2022a), *Air Quality in Europe 2022*, <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2022> [dostęp: 3.03.2022].
- EEA (2022b), *Air Quality Statistics. Key Air Quality Statistics for the Main Air Pollutants*, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/air-quality-statistics> [dostęp: 3.03.2022].
- EEA (2022c), *Health Impacts of Air Pollution in Europe 2022*, <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2022/health-impacts-of-air-pollution> [dostęp: 21.03.2022].
- Elliott M. (2002), *The Role of the DPSIR Approach and Conceptual Models in Marine Environmental Management: An Example for Offshore Wind Power*, „Marine Pollution Bulletin” 44 (6): 3–7.
- Eurostat (2022), *Goods Transported by Type of Transport (Detailed Reporting Only)*, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/RAIL_GO_TYPEPAS__custom_3599985/default/table?lang=en [dostęp: 15.02.2022].
- Eurostat (2023), *Energy Balances*, <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database> [dostęp: 15.02.2022].
- Federigi I., Balestri E., Castelli A., De Battisti D., Maltagliati F., Menicagli V., Verani M., Lardicci C., Carducci A. (2022), *Beach Pollution from Marine Litter: Analysis with the DPSIR Framework (Driver, Pressure, State, Impact, Response) in Tuscany, Italy*, „Ecological Indicators” 143: 109395.
- Gao L., Ning J., Bao W., Yan A., Yin Q. (2022), *A Study on the Marine Ecological Security Assessment of Guangdong-Hong Kong-Macao Great Bay Area*, „Marine Pollution Bulletin” 176: 113416.
- Hou F.-M., Wang Y., Zuo F.-Y. (2019), *Environmental Study on the Social and Economic Impact of Beijing's Haze Problem: Based on DPSIR Model*, „Ekoloji” 28 (107): 1299–1307.
- Izar G.M., Choueri R.B., Martinez S.T., da Rocha G.O., Albergaria-Barbosa A.C.R. (2022), *The Application of the DAPSI(W)R(M) Framework to the Plastic Pellets Chain*, „Marine Pollution Bulletin” 180: 113807.
- Jain S., Sharma T., Gupta A.K. (2022), *End-of-Life Management of Solar PV Waste in India: Situation Analysis and Proposed Policy Framework*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 153: 111774.
- Jol A., Kielland G. (1997), *Air Pollution in Europe 1997*, EEA European Environment Agency, Copenhagen.
- Kelble C.R., Loomis D.K., Lovelace S., Nuttle W.K., Ortner P.B., Fletcher P., Cook G.S., Lorenz J.J., Boyer J.N. (2013), *The EBM-DPSER Conceptual Model: Integrating Ecosystem Services into the DPSIR Framework*, „PLoS ONE” 8 (8): e70766.
- Kim Y.-S., Rodrigues M., Robinne F.-N. (2021), *Economic Drivers of Global Fire Activity: A Critical Review Using the DPSIR Framework*, „Forest Policy and Economics” 131: 102563.
- KOBIZE, MKiŚ (2022), *Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 1990–2020*. Raport syntetyczny, Warszawa.
- Kristensen P. (2004), *The DPSIR Framework*, UNEP Headquarters, Nairobi.
- Ladi T., Mahmoudpour A., Sharifi A. (2022), *Assessing Environmental Impacts of Transportation Sector by Integrating DPSIR Framework and X-Matrix*, „Case Studies on Transport Policy” 10 (1): 434–443.
- Lange M., Burkhard B., Garthe S., Gee K., Kannen A., Lenhart H., Windhorst W. (2010), *Analysing Coastal and Marine Changes – Offshore Wind Farming as a Case Study*, Land-Ocean Interactions in the Coastal Zone (LOICZ), Geesthacht.
- Li X., Zhan J., Lv T., Wang S., Pan F. (2023), *Comprehensive Evaluation Model of the Urban Low-carbon Passenger Transportation Structure Based on DPSIR*, „Ecological Indicators” 146: 109849.
- Mohammadzadeh M.J., Karbassi A.R., Nabi Bidhendi G.R., Abbaspour M. (2016), *Integrated Environmental Management Model of Air Pollution Control by Hybrid Model of DPSIR and FAHP*, „Global Journal of Environmental Science and Management” 2 (4): 381–388.
- OECD (1994), *Environmental Indicators*, Core Set. Organization for Economic Co-operation and Development, Paris.
- Oleniacz R., Rzeszutek M. (2018), *Intercomparison of the CALMET/CALPUFF Modeling System for Selected Horizontal Grid Resolutions at a Local Scale: A Case Study of the MSWI Plant in Krakow, Poland*, „Applied Sciences” 8 (11): 2301.
- Oleniacz R., Bogacki M., Rzeszutek M., Kot A. (2014), *Meteorologiczne determinanty jakości powietrza w Krakowie*, [w:] *Ochrona Powietrza w Teorii i Praktyce*, t. 2, J. Koniecznyński (red.), Instytut Podstaw Inżynierii Środowiska PAN w Zabrze, Zabrze: 163–178.
- Qu S., Hu S., Li W., Wang H., Zhang Ch., Li Q. (2020), *Interaction between Urban Land Expansion and Land Use Policy: An Analysis Using the DPSIR Framework*, „Land Use Policy” 99: 104856.
- Quevedo J.M.D., Uchiyama Y., Kohsaka R. (2023), *A Blue Carbon Ecosystems Qualitative Assessment Applying The DPSIR Framework: Local Perspective of Global Benefits and Contributions*, „Marine Policy” 128: 104462.
- Reich R.H., Vermeyen V., Alaerts L., Acker K.V. (2022), *How to Measure a Circular Economy: A Holistic Method Compiling Policy Monitors*, „Resources, Conservation and Recycling” 188: 106707.
- Relvas H., Miranda A.I. (2018), *Application of the DPSIR Framework to Air Quality Approaches*, „Air Quality, Atmosphere & Health” 11: 1069–1079.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2019 r. w sprawie programów ochrony powietrza oraz planów działań krótkoterminowych (Dz.U. 2019 poz. 1159).
- Rzeszutek M., Bogacki M. (2016), *Ocena modelu dyspersji zanieczyszczeń powietrza OSPM: studium przypadku*, „Rocznik Ochrona Środowiska” 18 (2): 351–362.
- Rzeszutek M., Szulecka A., Oleniacz R., Bogacki M. (2017), *Assessment of the AERMOD Dispersion Model over Complex Terrain with Different Types of Meteorological Data: Tracy Power Plant Experiment*, „E3S Web of Conferences” 22: 00149.

- Salim H., Jackson M., Stewart R.A., Beal C.D. (2023), *Drivers-pressure-state-impact-response of Solid Waste Management in Remote Communities: A Systematic and Critical Review*, „Cleaner Waste Systems” 4: 100078.
- von Schirnding Y.E. (2002), *Health-and-environment Indicators in the Context of Sustainable Development*, „Canadian Journal of Public Health” 93: 9–15.
- Sheoran M., Kumar P., Sharma S., Bukya M. (2022), *Current Situation Analysis of Solar PV Waste Management in India*, „Materials Today: Proceedings” 58 (2): 773–782.
- Su Y., Fan Q. (2022), *Renewable energy Technology Innovation, Industrial Structure Upgrading and Green Development From the Perspective of China's Provinces*, „Technological Forecasting and Social Change” 180: 121727.
- Tesfaldet Y.T., Ndeh N.T. (2022), *Assessing Face Masks in the Environment by Means of the DPSIR Framework*, „Science of the Total Environment” 814: 152859.
- WHO (2021), *WHO Global Air Quality Guidelines: Particulate Matter (PM_{2.5} and PM₁₀), Ozone, Nitrogen Dioxide, Sulfur Dioxide and Carbon Monoxide: Executive Summary*, WHO European Centre for Environment and Health, Bonn.
- Xiao Y., Chen J., Wang X., Lu X. (2022), *Regional Green Development Level and It's Spatial Spillover Effects: Empirical Evidence from Hubei Province, China*, „Ecological Indicators” 143: 109312.
- Yang B., Ding L., Zhan X., Tao X., Peng F. (2022), *Evaluation and Analysis of Energy Security in China Based on the DPSIR Model*, „Energy Reports” 8 (4): 607–615.
- Zyśk J., Wyrwa A., Suwała W., Pluta M., Olkuski T., Raczyński M. (2020), *The Impact of Decarbonization Scenarios on Air Quality and Human Health in Poland – Analysis of Scenarios up to 2050*, „Atmosphere” 11 (11): 1222.
- Zyśk J., Wyrwa A., Pluta M., Olkuski T., Suwała W., Raczyński M. (2021), *The Health Impact and External Cost of Electricity Production*, „Energies” 14 (24): 8263.

The DPSIR model as an instrument to improve air quality

Abstract: Decisions and actions taken base on analysis of the driving forces factors, pressures, changes in the parameters of the condition and their impact on the environment, society and economy may help to archive long term effects. This article describes the DPSIR (Driving Forces-Pressures-State-Impact-Responses) model for the analysis of anthropogenic and environmental interactions. The article describes the above-mentioned main components of the model and their meaning, which allows for the determination of air quality in Poland. In addition, selected research conducted at the AGH University of Science and Technology, which is part of the DPSIR model, is presented. The developed model will be one of the components of the advanced tool created by AGH, i.e. the Observatory of Energy Transformation (OTE), which will enable the preparation of recommendations for optimal actions regarding the implementation of energy policy and improvement of air quality in Poland.

Keywords: air quality, DPSIR model, pressures, modelling, measurements

Dr hab. inż. Ewa Adamiec, prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Geologii, Geofizyki
i Ochrony Środowiska
eadamiec@agh.edu.pl



Dr inż. Jakub Bartyzel

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Fizyki i Informatyki Stosowanej
bartyzel@agh.edu.pl



Dr inż. Elżbieta Jarosz-Krzemińska

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Geologii, Geofizyki
i Ochrony Środowiska
ekrzeminska@agh.edu.pl



Dr inż. Tomasz Pełech-Pilichowski

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Informatyki, Elektroniki
i Telekomunikacji
tomek@agh.edu.pl



Dr inż. Mateusz Rzeszutek

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Geodezji Górniczej
i Inżynierii Środowiska
rzeszut@agh.edu.pl



Dr inż. Janusz Zyśk

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Energetyki i Paliw
jazysk@agh.edu.pl



Magdalena DUDEK

Czy wodór może być magazynem i nośnikiem energii w budownictwie?

Abstrakt: W artykule scharakteryzowano podstawowe warianty wykorzystania wodoru jako magazynu i nośnika energii, a także ogniw paliwowych w energetyce rozproszonej. Przedstawiono możliwości integracji rozwiązań technologii wodorowych i ogniw paliwowych z odnawialnych źródeł energii w systemach niezależnego zasilania dla budownictwa. Wodór wytwarzany w procesie elektrolizy może być magazynowany w skalowalnych zbiornikach wysokociśnieniowych (200–350 barów) oraz w niskociśnieniowych magazynach wodoru, a następnie wykorzystany do produkcji energii elektrycznej z ogniw paliwowych. Interesującą opcją jest również wykorzystanie alternatywnych paliw (np. metanolu) jako nośników wodoru do budowy pomocniczych układów zasilania w budownictwie. Kolejną ważną cechą rozważanych układów rozproszonych jest możliwość uzyskania wariantowego ciepła, zarówno z ogniw paliwowych, jak i w procesach wodorowych.

Słowa kluczowe: energia elektryczna, wodór, ogniwo paliwowe, skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, metanol

Budownictwo jednorodzinne na przestrzeni ostatnich 20 lat

Przy budowie domu jednorodzinnego ważną dla inwestorów kwestią jest komfort użytkowania budynku. Pod tym względem niewątpliwie najważniejszymi czynnikami są lokalizacja działki budowlanej oraz projekt architektoniczny domu zapewniający przestrzeń i wygodę mieszkania. Kolejną przesłanką to koszt użytkowania budynku, związany głównie z pokryciem zapotrzebowania na media takie jak elektryczność, ciepło do ogrzewania pomieszczeń (c.o.), ciepła woda użytkowa (c.w.u.) czy klimatyzacja w sezonie letnim. Z analiz zmian profilu rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło w budynkach wynika, że największa energochłonność w gospodarstwach domowych dotyczy ogrzewania pomieszczeń (c.o.), przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) i przyrządzenia posiłków. W naszym kraju przez długi czas

używano do tego celu głównie węgla kamiennego i gazu ziemnego, a następnie stopniowo upowszechniało się stosowanie paliw z biomasy.

Z roku na rok notuje się stopniowy wzrost wykorzystania w indywidualnych gospodarstwach domowych kolektorów słonecznych na potrzeby przygotowania c.w.u. oraz mikroinstalacji fotowoltaicznych do produkcji energii elektrycznej, które w połączeniu z pompami ciepła mogą zapewniać ogrzewanie budynku i przygotowanie ciepłej wody użytkowej.

Podstawową niedogodnością w użytkowaniu odnawialnych źródeł energii (OZE) w gospodarstwach domowych jest zmienność produkcji energii w czasie. W przypadku mikroinstalacji fotowoltaicznych w ciągu doby produkcja energii elektrycznej zachodzi tylko w ciągu dnia, i tylko, jeśli jest to dzień słoneczny. Ze względu na intensywność nasłonecznienia instalacja fotowoltaiczna najwięcej energii elektrycznej produkuje w okresie wiosenno-letnim. Niewykorzystane nadwyżki energii (ze słonecznego dnia czy w okresie letnim) przewyższają z reguły zapotrzebowanie odbiorców na energię elektryczną w budynkach i, dzięki systemowi opustów obowiązujących w przypadku prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych, mogą zostać zmagazynowane w sieci elektroenergetycznej, zaś w przypadku niedoboru energii – odebrane z sieci. Dobrym nośnikiem energii, a także jej magazynem, może być wodór. W tym przypadku mówimy o magazynowaniu długookresowym, gdyż wodór może być przechowywany przez długi czas bez zmiany parametrów użytkowych jako paliwa, w przeciwieństwie do paliw stałych czy płynnych, które starzeją się i tracą swoje właściwości fizykochemiczne (Gałuszka et Paruch 2008).

Wodór jako magazyn i nośnik energii w energetyce rozproszonej

Obecnie w świecie wzrasta zainteresowanie wodorem jako magazynem i wtórnym nośnikiem energii. Wodór może być magazynowany w postaci gazowej (pod niskim lub wysokim ciśnieniem) bądź ciekłej lub też w postaci innych nośników, którymi są np. alkohol (metanol, etanol) czy amoniak NH_3 .

Wodór jest podstawowym reagentem zasilającym ogniwa paliwowe, których ciągły rozwój technologiczny daje nadzieję na rozwiązanie wielu problemów energetycznych współczesnego świata. O popularności idei stosowania wodoru jako nośnika i magazynu energii, szczególnie w krajach o najwyższym rozwoju gospodarczym, świadczy powstanie i ugruntowanie nowych pojęć, takich jak „gospodarka wodorowa” (*hydrogen economy*) czy „społeczeństwo wodorowe” (*hydrogen community*) (Yahyaoui 2018a, 2018b).

Gospodarka wodorowa obejmuje swoim zakresem: produkcję, magazynowanie/transport oraz wykorzystanie paliwa wodorowego. Wodór w stanie wolnym na Ziemi właściwie nie występuje, jednak powszechna jest jego obecność w związkach chemicznych. Podobnie jak elektryczność, jest on tzw. wtórnym nośnikiem energii – do celów energetycznych musi być pozyskany z innych surowców (np. z paliw kopalnych, biomasy, materiałów odpadowych) lub wytworzony z wykorzystaniem OZE. Wodór jest podstawowym paliwem do zasilania ogniw paliwowych, ale może być także stosowany jako paliwo do silników spalania wewnętrznego czy turbin gazowych. W efekcie spalania tego gazu powstają woda i ciepło odpadowe.

Ogniwa paliwowe (OP) to urządzenia elektrochemiczne, w których zachodzi bezpośrednia konwersja energii chemicznej paliwa na energię elektryczną i ciepło. Warto podkreślić, że urządzenia te od lat przyciągają uwagę ze względu na możliwość wykorzystania ich jako generatorów energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy elektrycznej (od kilku watów do megawatów). OP należą do ogniw galwanicznych, tak jak baterie pierwotne i akumulatory, w których jednak reagenty chemiczne (paliwo, np. wodór, czy utleniacz – tlen)

doprowadzane są z zewnątrz. Dostępność i wielkość magazynu paliwa (głównie wodoru) są czynnikami determinującymi czas działania ogniw paliwowych.

Wodorowo-tlenowe ogniwa paliwowe produkują energię elektryczną. Produktem ubocznym jest ciepło odpadowe i woda. Urządzenia te mogą stanowić układy skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (*combined heat and power*). Z kolei elektrolizery wodoru to urządzenia, w których pod wpływem dostarczonej energii elektrycznej następuje rozkład wody na wodór i tlen. Obecne zainteresowania elektrolizerami wodoru wynikają z możliwości wykorzystania nadwyżek z produkcji energii elektrycznej do produkcji wodoru. W przypadku elektrolizerów wodoru produktami odpadowymi są tlen gazowy (jako współprodukt procesu elektrolizy wody), a także ciepło, które można odzyskać do dalszego wykorzystania. Warto podkreślić, że te same urządzenia mogą często również pracować jako generator energii elektrycznej lub elektrolizer wodoru. Rozwiązania takie noszą nazwę odwracalnych ogniw paliwowych (*reversible fuel cells*). Zarówno ogniwa paliwowe, jak i elektrolizery należą do urządzeń skalowalnych, modułowych, mogą być budowane jako jedno kompletne urządzenie lub zostać złożone z jednostek modułowych o mniejszej mocy (Srinivasan 2006).

Energetyka rozproszona jest ważnym elementem składowym niskoemisyjnego, sprawnego systemu energetycznego. Obecnie w świecie można zaobserwować coraz częstsze wykorzystanie ogniw paliwowych w budowaniu systemów energetycznych, zarówno dla zastosowań stacjonarnych, jak i transportowych. Kryteria klasyfikacji ogniw paliwowych bazują zazwyczaj na dwóch czynnikach: rodzaju stosowanego elektrolitu i temperaturze pracy. Pod tym względem można wyróżnić pięć podstawowych typów ogniw paliwowych: z membraną polimerową (*proton exchange membrane fuel cells*, PEMFCs, temperatura pracy 30–80°C), alkaliczne (*alkaline fuel cells*, AFCs, temperatura pracy 50–200°C), zawierające kwas fosforowy w funkcji elektrolitu (*phosphoric acid fuel cells*, PAFCs, temperatura pracy ok. 220°C), węglanowe (*molten carbonate fuel cells*, MCFCs, temperatura pracy ok. 650°C), stałotlenkowe (*solid oxide fuel*

cells, SOFCs, temperatura pracy 800–850°C). Obecnie najszybszy rozwój technologiczny obserwowany jest dla wodorowo-tlenowych OP z elektrolitem stałym, tj. dla ogniów PEMFC lub SOFC. OP-PEMFC znajdują zastosowanie praktyczne: w stacjonarnych generatorach energii elektrycznej, pomocniczych urządzeniach zasilających (*auxiliary power units*), źródłach energii używanych do budowy jednostek transportowych w motoryzacji, lotnictwie, kolejnictwie, żegludzie śródlądowej itp. Ogniwa paliwowe mogą pracować w szerokim zakresie mocy elektrycznej P , tj. od ok. 10 W do ok. 60 MW (Yahyaoui 2018a, 2018b).

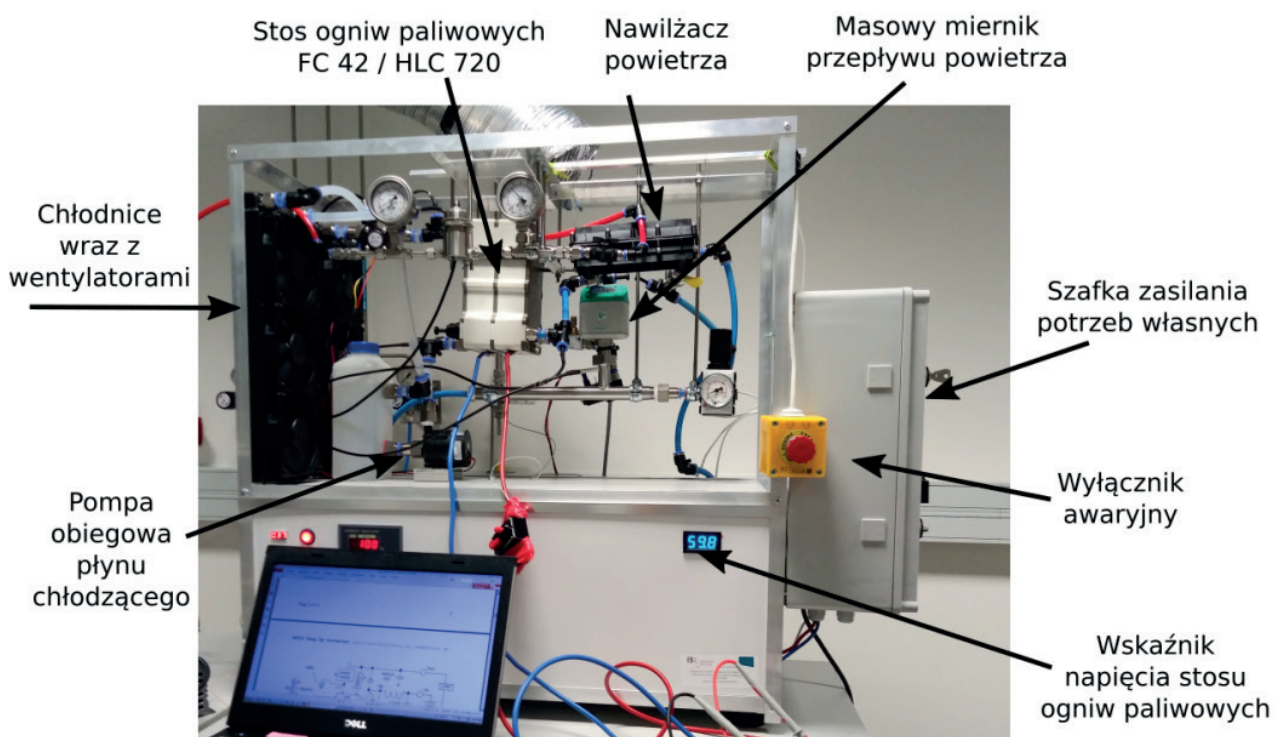
Zastosowanie ogniów paliwowych PEMFC i SOFC w budownictwie

Ogniwa paliwowe od dawna uznawane są za potencjalnie najlepsze urządzenia dla układów CHP (*micro combined heat and power*). Zachodzące w nich skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła wzbudza coraz większe zainteresowanie w różnych sektorach gospodarki ze względu na wysoką sprawność konwersji energii (sprawność elektryczna na poziomie 40–65%, sprawność zintegrowana, czyli elektryczna plus termiczna, na poziomie 85–90%), bardzo niski poziom hałasu i wibracji, potencjalnie niskie koszty obsługi, a także możliwość łatwej zabudowy i skalowania. Czasami urządzenia te nazywane są również „grzewczymi ogniwami paliwowymi” – takie określenie po raz pierwszy zostało użyte przez firmę Vaillant na jej polskiej stronie internetowej. Paliwem w OP jest gaz ziemny dostarczany siecią gazowniczą, który po reformingu wykorzystywany jest do zasilania stosu ogniów paliwowych. Zazwyczaj moc elektryczna stosu w grzewczym ogniwie paliwowym, które stanowi źródło energii, wynosi od 1 kW do 10 kW (najbardziej popularne są jednostki o mocy 1–2 kW). Oprócz energii elektrycznej, podczas pracy ogniwa paliwowego wytwarzane jest ciepło odpadowe, które można wykorzystać do ogrzewania. Urządzenia tego typu często wyposażone są w dodatkowy zestaw palników gazowych, które włączają się automatycznie

w przypadku niedoboru energii cieplnej. Małe generatory energii elektrycznej zawierające ogniwa paliwowe, zainstalowane w gospodarstwach indywidualnych, mogą zostać połączone w sieć lokalną sterowaną centralnie – stworzą wówczas wirtualną elektrownię. Takie rozwiązanie, typowe dla tzw. energetyki rozproszonej, przynosi znaczne korzyści ekonomiczne, zwiększa również lokalne bezpieczeństwo energetyczne. Na podstawie doświadczeń praktycznych dotyczących użytkowania ogniów paliwowych w układach CHP można stwierdzić, że w domowych generatorach energii elektrycznej i cieplnej mogą być stosowane głównie dwa typy ogniów paliwowych: OP z elektrolitem polimerowym (PEMFC) oraz OP o geometrii płaskiej z elektrolitem stałotlenkowym (SOFC). Warto podkreślić, że ogniwa paliwowe PEMFC pracujące w zakresie temperatur od ok. 120°C do ok. 160°C czy ogniwa paliwowe SOFC pracujące w temperaturach od ok. 600°C do ok. 800°C mogą być stosowane do układów trójgeneracyjnych, tj. do wytwarzania elektryczności, ciepła i chłodu (Ghassemi et al. 2020).

Na Rys. 1 przedstawiono układ CHP z ogniwami paliwowymi typu PEMFC do badania zmian dystrybucji energii i ciepła.

We współczesnym projektowaniu domów jedno- i wielorodzinnych można zaobserwować zwiększenie zastosowania technologii pozwalających bazować na własnych odnawialnych źródłach energii. Integralnym elementem przydomowych jednostek OZE wytwarzających energię elektryczną są baterie elektrochemiczne pełniące funkcję krótkoterminowych magazynów energii elektrycznej. Obecnie poszukuje się sezonowych magazynów energii, które pozwoliłyby na zmagazynowanie energii pochodzącej z nadwyżek produkcji w okresie letnim i wykorzystanie jej w okresie zimowym. Wodór posiada właściwości, dzięki którym może pełnić taką funkcję. Nadwyżki energii elektrycznej pochodzące z OZE wykorzystywane są do elektrolitycznego wytwarzania wodoru, który następnie jest osuszany i sprężany do ciśnienia 300–350 barów. Zmagazynowany w ten sposób wodór jest przechowywany w zbiornikach o zróżnicowanej pojemności (ok. 50–100 dm³).



Rys. 1. Model układu CHP z ogniwami paliwowymi PEMFC do badań efektywności energetycznej. Stanowisko zbudowane na Wydziale Energetyki i Paliw AGH

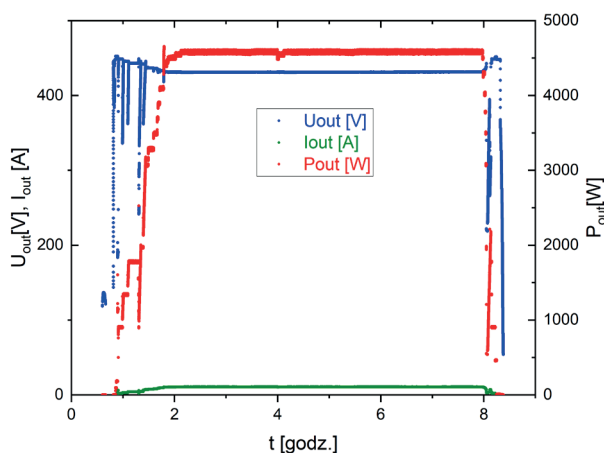
W okresie jesienno-zimowym zmagazynowany zielony wodór jest wykorzystywany do zasilania ogniw paliwowych, które pełnią funkcję generatorów dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Ważnym czynnikiem rozwojowym tej technologii może być wariantowe wykorzystanie ciepła odpadowego w ogrzewnictwie lub w wytwarzaniu chłodu (w tzw. układach trójgeneracyjnych). Baterie elektrochemiczne wykorzystywane są głównie do pokrycia deficytu energii elektrycznej. W projektach pilotażowych realizowanych w Niemczech, Szwajcarii, Japonii, Francji, Danii czy USA, dotyczących rozwoju samowystarczalnych domów jedno- bądź wielorodzinnych wykorzystujących technologie energetyki odnawialnej, uczestniczyli już przedstawiciele znanych firm produkujących ogniwa paliwowe (np. Proton Motor, Niemcy) (Dudek 2020).

Kolejnymi możliwymi rozwiązaniami w zakresie magazynowania wodoru są układy niskociśnieniowe bazujące na technologii odwracalnych wodorków metali. Przykładem takiego rozwiązania jest propozycja

firmy Lavo z Australii. Ich skalowalny niskociśnieniowy magazyn wodoru może być łatwo modyfikowany przez dodawanie kolejnych niskociśnieniowych zbiorników wodoru. Atrakcyjna technologia znajdzie zastosowanie w różnych obszarach budownictwa.

Wykorzystanie alternatywnych paliw jako nośników wodoru w rozproszonych systemach zasilania wykorzystujących technologię ogniw paliwowych to obecnie ważny kierunek prac dotyczący wykorzystania wodoru. Kolejnym wariantem rozwoju zintegrowanych źródeł OZE, z magazynami energii w postaci baterii elektrochemicznych, może być stopniowe dodawanie do istniejących już systemów generatorów energii elektrycznej zawierających ogniwa paliwowe typu HT-PEMFC (*high temperature polymer fuel cells*). Ogniwa paliwowe HT-PEMFC pracują w temperaturze powyżej 100°C i mogą być bezpośrednio zasilane wodorem powstającym w procesie reformingu metanolu. Do produkcji 1 kWh energii elektrycznej zużywa się ok. 1 dm³ wyjściowego roztworu wodnego metanolu.

Układy takie mogą stanowić pomocnicze źródła zasilania w energię elektryczną i ciepło. Ponadto istnieje możliwość ich łatwej integracji z magazynem energii elektrycznej pracującym zarówno w linii elektrycznej wysokiego napięcia, jak i w układzie niskonapięciowym. Ilustracją tego stanu jest Rys. 2, na którym przedstawiono zmiany parametrów elektrycznych na wyjściu z generatora energii elektrycznej, tj. napięcia (U_{out}), natężenia prądu (I_{out}) oraz mocy elektrycznej P_{out} w trakcie pracy generatora z ogniwami paliwowymi PEMFC.



Rys. 2. Zmiany parametrów elektrycznych na wyjściu z generatora energii elektrycznej, tj. napięcia (U_{out}), natężenia prądu (I_{out}) oraz mocy elektrycznej (P_{out}) w trakcie pracy generatora z ogniwami paliwowymi PEMFC

Podsumowanie

Na podstawie analiz zmian zachodzących w budownictwie oraz w sektorze energetycznym można stwierdzić, że integracja odnawialnych źródeł energii z technologiami wodorowymi może być jednym z czynników skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w budynkach niskoenergetycznych czy pasywnych. Zintegrowanie wodoru jako magazynu i nośnika energii w układach skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przyczynia się w znacznym stopniu do ograniczenia emisyjności CO_2 w budownictwie. Interesującą alternatywą może być również wykorzystanie metanolu jako nośnika wodoru do budowy pomocniczych czy interwencyjnych systemów zasilania w budownictwie.

Bibliografia:

- Dudek M. (2020), *Czy uda się stworzyć samowystarczalny energetycznie dom*, „Brawo Ty” 6: 75–77.
- Gałaszka M., Paruch J. (2008), *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii*, Tarbonus, Kraków–Tarnobrzeg.
- Ghassemi M., Kamvar M., Steinberger-Wilckens R. (2020), *Fundamentals of Heat and Fluid Flow in High Temperature Fuel Cells*, Elsevier, Willey.
- Srinivasan S. (2006), *Fuel Cells: From Fundamentals to Applications*, Springer, New York.
- Yahyaoui I. (ed.) (2018a), *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, vol. 1: *Solar and Wind Energies*, Elsevier Science.
- Yahyaoui I. (ed.) (2018b), *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, vol. 2: *Biomass, Fuel Cells, Geothermal Energies, and Smart Grids*, Elsevier Science.

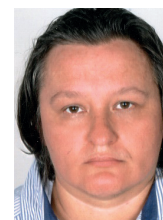
Can hydrogen be a storage and carrier of energy in construction?

Abstract: The article describes the main options for using hydrogen as an energy storage and carrier, and for using fuel cells in distributed energy. It presents the possibilities of integrating hydrogen and fuel cell technology solutions with renewable energy sources in independent power systems for the building industry. Hydrogen produced by electrolysis can be stored in scalable high-pressure (200–350 bar) and low-pressure hydrogen storage tanks and then used to generate electricity from fuel cells. The use of alternative fuels (e.g. methanol) as hydrogen carriers for auxiliary power systems in building industry is also an interesting option. Another important feature of the distributed systems under consideration is the possibility of recovering and using waste heat, both from fuel cells and hydrogen processes.

Keywords: electricity, hydrogen, fuel cell, combined energy and heat production, methanol

Dr hab. inż. Magdalena Dudek, prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Energetyki i Paliw



Konstanty MARSZAŁEK, Katarzyna DYNDAŁ, Gabriela LEWIŃSKA

Centrum Fotowoltaiki AGH jako element systemu wspierającego rozwój odnawialnych źródeł energii

Abstrakt: Gwałtowny rozwój fotowoltaiki i innych odnawialnych źródeł energii spowodował wzrost popytu na prace badawcze i rozwojowe w tych obszarach oraz zapotrzebowania na kadry inżynierskie o takim profilu. Szereg uczelni, w tym Akademia Górniczo-Hutnicza, uruchomiło nowe kierunki studiów lub nowe specjalizacje związane z obszarem odnawialnych źródeł. Przykładem takiej działalności było powołanie przez Senat AGH Centrum Fotowoltaiki. Prezentowany artykuł opisuje powstałe w Centrum laboratoria oraz ich możliwości badawcze i pomiarowe.

Słowa kluczowe: fotowoltaika, laboratoria terenowe i stacjonarne

Działalność badawcza i dydaktyczna

Akademia Górniczo-Hutnicza intensywnie włączyła się w nurt rozwoju odnawialnych źródeł energii. Na wielu wydziałach kierunki kształcenia związane z energetyką profilowane są pod tym kątem, a także powstają kolejne – związane konkretnie z OZE. Jednym z działań w tym obszarze było powołanie Centrum Fotowoltaiki (CF), które po kilku latach rozbudowy bazy aparaturowej i kadrowej zostało włączone do Centrum Technologii Kosmicznych. Naturalnym powodem tej fuzji jest fakt zastosowania fotowoltaiki we wszystkich misjach kosmicznych. Nie bez znaczenia było także przygotowanie merytoryczne i aparaturowe CF. Pracownicy Centrum są jednocześnie zatrudnieni w Instytucie Elektroniki Wydziału Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji. Oprócz prac badawczych prowadzą działalność dydaktyczną w zakresie odnawialnych źródeł energii, w szczególności fotowoltaiki, na kilku wydziałach oraz w ramach Szkoły Doktorskiej. Efektem tych działań są obronione prace dyplomowe: kilkadziesiąt inżynierskich, kilkanaście magisterskich, a także doktorat na temat ogniw

cienkowarstwowych przeznaczonych do aplikacji kosmicznych. We wszystkich tych rozprawach kładziono nacisk na praktyczne i projektowe aspekty zastosowań odnawialnych źródeł, a opisywane w nich badania były często prowadzone w kooperacji z podmiotami przemysłowymi. W ramach tej działalności zespół w składzie K. Marszałek, K. Dyndał i G. Lewińska przygotował podręcznik pt. *Fotowoltaika (Photovoltaics)* – w polskiej i angielskiej wersji językowej, który jest dostępny w zasobach internetowych Centrum e-Learningu AGH.

Prace badawcze w laboratoriach

Kolejnym aspektem działalności Centrum jest rozwijanie podległych mu laboratoriów i prowadzenie w nich prac badawczych. Infrastruktura obejmuje dwa laboratoria stacjonarne znajdujące się w obrębie kampusu AGH w Krakowie oraz laboratorium terenowe na terenie Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii WGGiOŚ AGH w Miękinii.

Laboratorium fotowoltaiczne wykonuje pomiary i dokonuje analiz pracy modułów w rzeczywistych warunkach pogodowych dzięki naziemnej instalacji fotowoltaicznej (złożonej z jedenastu niezależnych torów pomiarowych) oraz instalacji nadążnej, które zostały przedstawione na Rys. 1.

Odczyt, wizualizacja i rejestracja danych odbywają się w trybie ciągłym za pomocą programu mLog złożonego z trzech modułów: mLog Server, mLog Client oraz mLog View. Informacji o aktualnej sytuacji pogodowej dostarcza przenośna stacja meteorologiczna

zaprojektowana i wykonana przez Zakład Elektroniki i Automatyki Przemysłowej A-STER, którą przedstawiono na Rys. 2. Stacja umożliwi pomiar kierunku i prędkości wiatru, temperatury powietrza, wilgotności względnej powietrza oraz napromieniowania słonecznego.

Na wyposażenie laboratorium składają się także panele fotowoltaiczne, m.in. monokrystaliczne, polikrystaliczne, mikromorficzne, cienkowarstwowe (CdTe, CIGS), takich firm jak: Trunsun Solar, Solar Frontier,

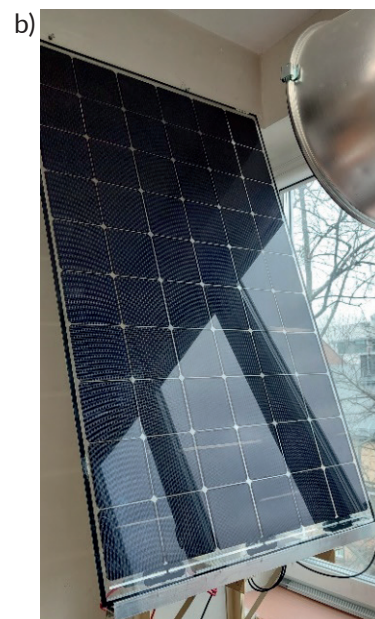
German Solar, Hanplast Solar, Sontor, Advanced Solar Power ASP, TSMC Solar. Oprócz tradycyjnych paneli zbudowanych z ogniw o standardowych wymiarach, na wyposażeniu laboratorium znajdują się także najnowocześniejsze panele wykonane z ogniw połówkowych technologią SmartWire oraz panele dwustronne wykonane technologią Bifacial. Wybrane panele fotowoltaiczne, dla których wykonywane są badania w laboratorium, zostały przedstawione na Rys. 3.



Rys. 1. Instalacje fotowoltaiczne w laboratorium terenowym: a) instalacja naziemna składająca się z jedenastu niezależnych torów pomiarowych; b) instalacja nadążna zlokalizowana w terenowym laboratorium fotowoltaicznym na terenie Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii WGGiOŚ AGH w Miękinii



Rys. 2. Przenośna stacja meteorologiczna firmy A-STER znajdująca się w terenowym laboratorium fotowoltaicznym w Miękinii

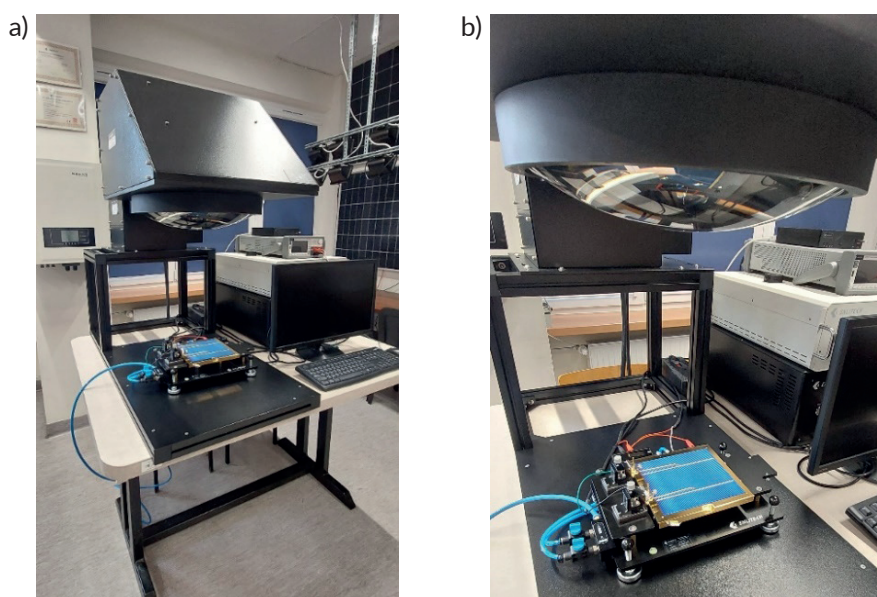


Rys. 3. Panele fotowoltaiczne wykonane technologiami: a) SmartWire; b) Bifacial, będące częścią wyposażenia stacjonarnego laboratorium fotowoltaicznego AGH w Miękinii

Laboratorium wykonuje kompletne pomiary parametrów pracy paneli fotowoltaicznych za pomocą wysokiej klasy wielofunkcyjnego miernika MI 3108 Eurotest PV łączącego funkcje miernika parametrów instalacji elektrycznych i testera instalacji fotowoltaicznych. Przyrząd umożliwia m.in. tworzenie charakterystyk prądowo-napięciowych, przeliczanie zmierzonych parametrów do wartości STC (*Standard Test Condition* – standardowe warunki testowania) oraz pomiar mocy po stronach AC i DC falownika/inwertera. Laboratorium wyposażone jest także w profesjonalną kamerę termowizyjną FLIR C5 pozwalającą zidentyfikować np. przegrzewające się miejsca ogniw (tzw. hotspoty), a także luksomierz Voltcraft LX 1108 umożliwiający pomiar natężenia promieniowania słonecznego.

Najważniejszym elementem laboratorium jest symulator promieniowania słonecznego SS-X200R klasy AAA, wyprodukowany przez firmę Enlitech, który został przedstawiony na Rys. 4. Urządzenie przeznaczone jest do badań ogniw fotowoltaicznych, m.in. monokrystalicznych, polikrystalicznych i perowskitowych, jak również cienkowarstwowych (np. CIGS, CdTe). Wyposażenie symulatora stanowi lampa Xe o mocy 1600 W i filtry dające widmo promieniowania AM1,5G i AM0 od 350 nm do 1450 nm (zgodne z normą ASTM E927).

Wyposażenie symulatora słonecznego daje możliwość przeprowadzania specjalistycznych badań ogniw fotowoltaicznych w warunkach kosmicznych, czyli w obecności promieniowania kosmicznego, tzn. w jego części falowej o widmie AM0. Stanowisko jest również wyposażone w jednostkę źródłowo-pomiarową serii B2901A firmy Keysight Technologies, umożliwiającą precyzyjny pomiar charakterystyk prądowo-napięciowych I(U). Parametry techniczne symulatora charakteryzują się szerokim zakresem napięć (od -210 V do +210 V) i prądów (od -3 A DC do +3 A DC i od -10,5 A do +10,5 A impulsowy) oraz doskonałą rozdzielczością pomiarową (100 fA i 100 nV) i źródłową (1 pA i 1 μ V). Symulator słoneczny umożliwia pomiar charakterystyk prądowo-napięciowych I(U) dla ogniw fotowoltaicznych o maksymalnym wymiarze 200 mm \times 200 mm. Dzięki pomiarom możliwe jest wyznaczenie najważniejszych parametrów ogniw PV, takich jak: prąd zwarcia (I_{sc}), prąd, przy którym można pobrać maksymalną moc z ogniwa fotowoltaicznego (I_{pm}), napięcie obwodu otwartego (V_{oc}), napięcie, przy którym można pobrać maksymalną moc z ogniwa fotowoltaicznego (V_{pm}), sprawność ogniwa PV (η) oraz współczynnik wypełnienia (*fill factor*, FF).



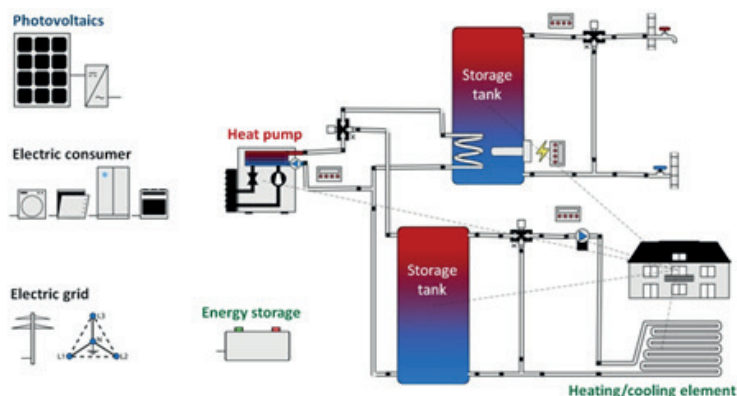
Rys. 4. Symulator promieniowania słonecznego SS-X200R klasy AAA firmy Enlitech będący na wyposażeniu laboratorium fotowoltaicznego AGH: a) widok ogólny; b) symulator wraz z widokiem na stolik pomiarowy z ogniwem fotowoltaicznym

Laboratorium fotowoltaiczne prowadzi również działalność projektową w zakresie systemów energetycznych i ciepłych (instalacje fotowoltaiczne, pompy ciepła, magazyny energii) oraz systemów hybrydowych. Narzędziem do projektowania systemów OZE są dwa specjalistyczne programy: PV*SOL firmy Valentin Software GmbH (10 licencji) oraz Polysun firmy Vela Solaris (10 licencji typu floating), które są wykorzystywane przez projektantów i instalatorów na całym świecie. Program Polysun jest zainstalowany na serwerze sieciowym, co sprawia, że możliwy jest zdalny dostęp do oprogramowania. Przykładowy projekt hybrydowego systemu energetycznego, składającego się z instalacji fotowoltaicznej, pompy ciepła i zasobnika energii, wykonany w programie Polysun, został przedstawiony na Rys. 5.

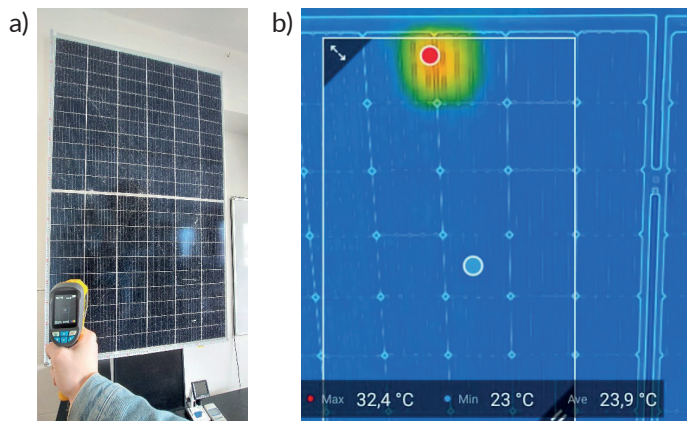
W laboratorium fotowoltaicznym realizowane są prace dyplomowe (inżynierskie, magisterskie i doktorskie)

oraz zajęcia dydaktyczne dla studentów i doktorantów z różnych wydziałów AGH, m.in. z Wydziału Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, a także ze Szkoły Doktorskiej.

Laboratorium fotowoltaiczne prowadzi **działalność naukowo-badawczą** dotyczącą OZE, czego wynikiem są artykuły opublikowane w recenzowanych czasopiśmie o zasięgu krajowym oraz zagranicznym. Jednostka jest także zaangażowana w **badania naukowe** oraz **prace badawcze dla przemysłu**. Obecnie laboratorium współpracuje z firmą PZL Sędziszów, która zajmuje się produkcją nowoczesnych paneli fotowoltaicznych dla marki Avia Solar. Aktualna współpraca dotyczy analizy stanu technicznego ogniw fotowoltaicznych za pomocą elektroluminescencji oraz badań uszkodzeń paneli fotowoltaicznych za pomocą podczerwieni (Rys. 6), a także wyznaczania parametrów elektrycznych ogniw PV.



Rys. 5. Model hybrydowego systemu energetycznego składającego się z modułów fotowoltaicznych, magazynu energii i pompy ciepła zastosowany do symulacji przy użyciu VelaSolaris Polysun



Rys. 6. Stanowisko do pomiaru uszkodzeń ogniw fotowoltaicznych za pomocą kamery termowizyjnej: a) panel smart wire z kamerą termowizyjną; b) zdjęcie panelu wykonane w podczerwieni z zaznaczonym przegrzewającym się miejscem (czerwony punkt)

Działalność pracowni optycznej

Centrum prowadzi ponadto badania w **pracowni optycznej**. Koncentrują się one wokół konstrukcji elektronicznych urządzeń optoelektronicznych (cienkowarstwowych i polimerowych ogniw fotowoltaicznych, organicznych diod luminescencyjnych, sensorów) i badań nad nimi.

Podstawowymi urządzeniami badawczymi wykorzystywanymi w pracowni są spektrofotometr światłowodowy Avantes Sensline Ava-Spec ULS-RS-TEC (CCD 2048×64 pikseli) wraz z lampą Avantes AvaLight DH-S-BAL-Hal, z dodatkowym sprzętem (kule całkujące, wzorzec bieli, filtry), oraz elipsometr spektroskopowy Wollam 2000 (Rys. 7).

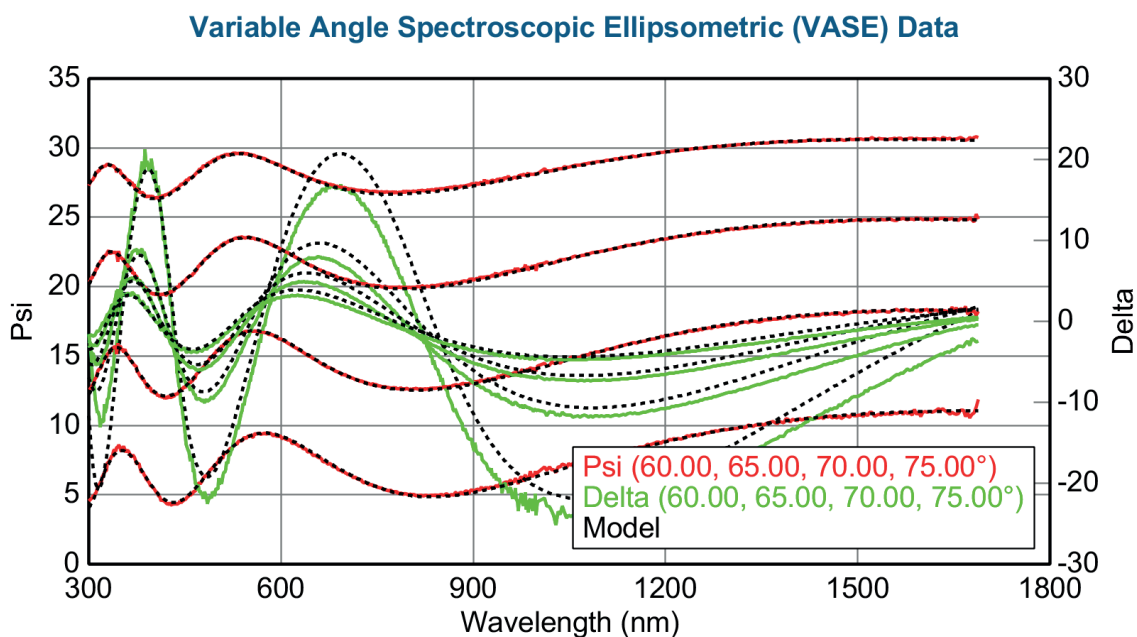
Na Rys. 8 przedstawiono wyniki pomiarów elipsometrycznych w funkcji długości fali (linia ciągła) oraz z dopasowaniem modelu fizycznego (linia przerywana).

Układ pomiarowy jest przeznaczony do badań zarówno materiałów, jak i wykonanych z nich cienkich warstw oraz układów cienkich warstw. Dzięki dużej czułości i modyfikowalnemu układowi optycznemu za jego pomocą można przeprowadzić badania materiałów organicznych i nieorganicznych stosowanych

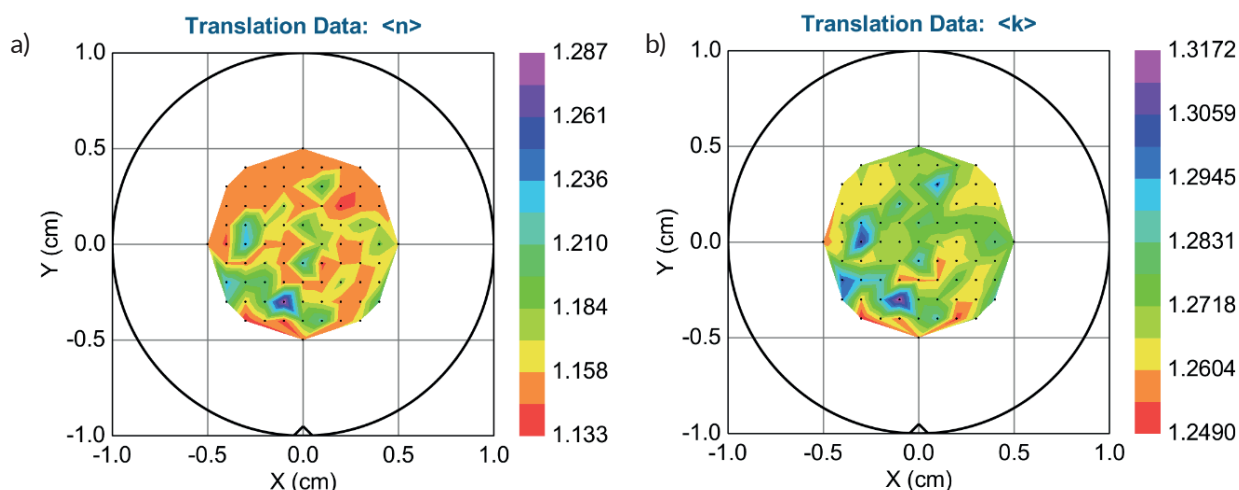
w sensorach (diodach luminescencyjnych, ogniwach fotowoltaicznych, tranzystorach oraz pamięciach), a także całych urządzeń. W materiałach obserwowane są znaczne zmiany współczynników ekstynkcji i załamania w funkcji temperatury, w zakresie bliskiej podczerwieni (Rys. 9).



Rys. 7. Elipsometr spektroskopowy Wollam 2000



Rys. 8. Kąty elipsometryczne w funkcji długości fali wraz z dopasowaniem bazującym na modelu Cauchy'ego dla warstw krzemionkowych



Rys. 9. Mapy: a) współczynnika załamania i b) współczynnika ekstynkcji dla warstw AZO

Do przeprowadzenia pomiarów przewodnictwa elektrycznego warstw do zastosowań w fotoogniwach używany jest miernik oporności powierzchniowej firmy Materials Development Corp, zakupiony w 2023 r. (Rys. 10). Wykorzystuje on metodę czteropunktowego pomiaru oporności. Na zestaw pomiarowy składa się miernik Resistivity Test Unit RM3000 (pomiar z zakresu od 10 nA do 100 mA, napięcie zgodności od 0 V do 50 V) oraz próbnik Multi-Height Microposition Probe. Do kalibracji urządzenia używana jest próbka referencyjna na bazie tlenku indowocynowego. Zakres pomiarowy miernika wynosi

od $1 \Omega/\square$ do $10 \Omega/\square$. Układ jest sterowany za pomocą komputerowego oprogramowania do obsługi i kontroli danych (pamięć urządzenia: co najmniej 50 pomiarów).

Miernik ma możliwość pomiaru napięcia o wartości od 0,01 mV do 1250 mV, jego dokładność wynosi 0,5% w całym zakresie, a 0,2% w średnim zakresie pomiarowym. Obecnie prowadzone są badania rezystywności dla warstw zbudowanych z domieszkowanych materiałów tlenkowych CuO i Cu₂O (jako warstw absorbera ogniwa), ZnO i WO₃ (jako warstw emitera), a także ZnO:Al (jako elektrody transparentnej w cienkowarstwowym ogniwie słonecznym).



Rys. 10. Miernik oporności powierzchniowej

Poniżej przedstawiono listę publikacji z ostatnich kilku lat powstałych w ramach prac prowadzonych w Centrum Fotowoltaiki. Zaprezentowane w artykule aspekty działania Centrum wpisują się w tematykę rozwoju odnawialnych źródeł energii czy energetyki rozproszonej, jak również w zakres projektu Europejskiego Uniwersytetu Kosmicznego, którego AGH jest współrealizatorem.

Lista publikacji pracowników Centrum Fotowoltaiki AGH:

- Dyndał K., Sanetra J., Marszałek K.W. (2021), *Study of the Second-generation of CdTe and CIGS Thin Film PV Modules Under Natural Sunlight Conditions*, „Renewable Energy and Power Quality Journal” 19: 379–384.
- Dyndał K., Marszałek K.W., Kąkol Z. (2022), *Design of Complex Energy Systems (Thin Film Photovoltaics, Collectors, Heat Pumps and Energy Storage)*, „Przegląd Elektrotechniczny” 98 (9): 243–246.
- Iwanek S., Sanetra J., Marszałek K.W. (2022), *Optical Method for Homogeneity Testing of thin Films Electrodes for Photovoltaic Cells*, „Przegląd Elektrotechniczny” 98 (9): 239–242.
- Lewińska G., Danel K.S., Wiśła-Świder A., Usatenko Z., Kanak J., Walczak Ł., Kuterba P., Sanetra J., Marszałek K.W. (2020), *Photoelectrical Properties and Surface Examination of Luminescent Copolymer Compounds*, „Applied Surface Science” 533 (15): 147366.
- Lewińska G., Khachatryan K., Danel K.S., Danel Z., Sanetra J., Marszałek K.W. (2020), *Investigations of the Optical and Thermal Properties of the Pyrazoloquinoline Derivatives and Their Application for OLED Design*, „Polymers” 12 (11): 2707.
- Lewińska G., Dyndał K., Sanetra J., Marszałek K.W. (2021), *Micro-morph and Polymorphous Solar Panel in a Warm Temperature Transitional Climate – Comparison of Outdoor Performance and Simulations*, „Renewable Energy and Power Quality Journal” 19: 385–390.
- Lewińska G., Jelen P., Kanak J., Walczak Ł., Socha R., Sitarz M., Sanetra J., Marszałek K.W. (2021), *Investigation of Dye Dopant Influence on Electrooptical and Morphology Properties of Polymeric Acceptor Matrix Dedicated for Ternary Organic Solar Cells*, „Polymers” 13 (23): 4099.
- Lewińska G., Sosna D., Kanak J., Danel K.S., Sanetra J., Sahraoui B., Marszałek K.W. (2022), *The Role of Small Molecules and Quantum Dots Doping on the Morphology of Layers for Potential Applications in Ternary Solar Cells*, „Optical Materials” 134: 113056.
- Marszałek K.W., Dyndał K., Lewińska G. (2021), *Fotowoltaika*, <https://epodreczniki.open.agh.edu.pl/handbook/35> [dostęp: 17.04.2023].
- Marszałek K.W., Dyndał K., Lewińska G., Sanetra J. (2021), *Photovoltaics*, <https://epodreczniki.open.agh.edu.pl/handbook/1175> [dostęp: 17.04.2023].
- Ungeheuer K., Marszałek K.W., Mitura-Nowak M. (2022), *Modification of Semiconducting Copper Oxide Thin Films Using Ion Implantation*, „Przegląd Elektrotechniczny” 98 (9): 255–258.

Ungeheuer K., Marszałek K.W., Mitura-Nowak M., Jelen P., Perzanowski M., Jelen P., Marszałek M., Sitarz M. (2022), *Influence of Cr Ion Implantation on Physical Properties of CuO Thin Films*, „International Journal of Molecular Sciences” 23 (9): 4541.

Ungeheuer K., Marszałek K.W., Mitura-Nowak M., Jelen P., Perzanowski M., Marszałek M., Sitarz M. (2022), *Cuprous Oxide Thin Films Implanted with Chromium Ions – Optical and Physical Properties Studies*, „International Journal of Molecular Sciences” 23 (15): 8358.

AGH Photovoltaics Centre as part of a system supporting the development of renewable energy sources

Abstract: The rapid development of photovoltaics and other renewable energy sources has increased the demand for research and development work in these areas and the need for engineering personnel with such a profile. A number of Universities including AGH have launched new majors or new specializations related to the area of renewable sources. One such was the establishment of the Photovoltaics Center by the AGH Senate. The paper presented here describes the laboratories established at the center and their research and measurement capabilities.

Keywords: photovoltaics, stationary laboratory, field laboratory

Dr hab. inż. Konstanty Marszałek, prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Informatyki, Elektroniki
i Telekomunikacji
marszale@agh.edu.pl



Dr inż. Katarzyna Dyndał

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Informatyki, Elektroniki
i Telekomunikacji



Dr inż. Gabriela Lewińska

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Informatyki, Elektroniki
i Telekomunikacji



