

**Multiconsult**

POLSKA

# TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA

SZANSE I WYZWANIA  
W KONTEKŚCIE REZYGNACJI  
Z SUROWCÓW ROSYJSKICH

**RAPORT**

WARSZAWA 11/2022





# TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA

## SZANSE I WYZWANIA W KONTEKŚCIE REZYGNACJI Z SUROWCÓW ROSYJSKICH

<b>Wstęp: rosyjska agresja na Ukrainę jako katalizator transformacji energetycznej</b>	<b>4</b>
Jarostaw Wielopolski, prezes zarządu Multiconsult Polska	
<b>Farmy wiatrowe na lądzie – czy liberalizacja zasady 10H wystarczy?</b>	<b>6</b>
Gabriel Ligęska, pełnomocnik zarządu ds. rozwoju biznesu	
<b>Potencjał Bałtyku a rozwój morskich farm wiatrowych</b>	<b>9</b>
Gabriel Ligęska, pełnomocnik zarządu ds. rozwoju biznesu	
<b>Jak wykorzystać potencjał energii geotermalnej w Polsce?</b>	<b>13</b>
dr inż. Bogdan Noga, zastępca dyrektora pionu projektowania ds. geologii w Multiconsult Polska	
<b>Farmy fotowoltaiczne – aktualna sytuacja i perspektywy rozwoju</b>	<b>16</b>
Jacek Mszyca, audytor energetyczny	
<b>Czy wodór rzeczywiście może stać się paliwem przyszłości?</b>	<b>19</b>
Artur Szczelina, ekspert w obszarze inżynierii chemicznej	
<b>Strategie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski</b>	<b>23</b>
Szymon Grabowski, dyrektor pionu przemysł, ropa i gaz	
<b>Jaki kształt przyjmie polski atom?</b>	<b>27</b>
Szymon Grabowski, dyrektor pionu przemysł, ropa i gaz	
<b>Czy znaczące obniżenie zużycia energii w przemyśle jest w naszym zasięgu?</b>	<b>29</b>
Jacek Mszyca, audytor energetyczny	
<b>Sylwetki autorów</b>	<b>32</b>
<b>O Multiconsult Polska</b>	<b>34</b>

**Jarosław Wielopolski**  
prezes zarządu Multiconsult Polska



Polski sektor energetyczny stoi przed licznymi wyzwaniami. Z niektórymi, jak zastąpienie rosyjskiego surowca gazem z innych źródeł, radzimy sobie całkiem nieźle, inne dopiero przed nami.

**Paliwa kopalne się kończą. To jest fakt. Obecnie trwa wyścig z czasem, aby zastąpić je syntezą termojądrową, dla której niewyczerpane źródło paliwa mogłoby stanowić woda morska. Jeśli to się uda, ludzkość będzie mogła raz na zawsze rozwiązać problem dostępności energii. Wstępnie ocenia się, że od sukcesu na tym polu dzieli nas jeszcze trzy dekady. Tymczasem musimy jednak dalej funkcjonować, zasilając nasze gospodarki paliwami tradycyjnymi, stopniowo przechodząc w kierunku odnawialnych źródeł energii.**

Dotychczasowy plan transformacji energetycznej, forsowany przede wszystkim przez Niemcy, zakładał korzystanie z taniego rosyjskiego gazu, jako paliwa przejściowego, które umożliwi płynne przejście na źródła w pełni odnawialne. Przy okazji, tani surowiec miał zapewnić naszym zachodnim sąsiadom dominację w obszarze energii w Europie. Cele te wspierały także wysiłki na rzecz blokowania nowych inwestycji w elektrownie jądrowe, wycofywanie się z energetyki opartej na węglu, a także decyzja Europejskiego Banku Inwestycyjnego o zaprzestaniu finansowania paliw kopalnych po roku 2021.

Wybuch wojny na Ukrainie mocno zachwiały całym tym planem. Dla Rosji, surowce zawsze stanowiły znakomite, niezbrojne narzędzie podporządkowywania sobie innych. Wbrew zapewnieniom kolejnych rządów, my również daliśmy się wciągnąć w pułapkę zależności od tanich surowców, tak z Rosji, jak i z Niemiec.

Zgodnie z obowiązującym w Europie scenariuszem transformacji energetycznej i zawartymi porozumieniami, Polska

zaczęła ograniczać wydobycie węgla, rozpoczynając proces stopniowego wygaszania kopalni. Zarzucono w związku z tym również inwestycje w nowe złoża czy ściany wydobywcze. Przy ogromnych stratach wstrzymano budowę ostatniej węglowej elektrowni w Ostrołęce, podejmując decyzję o zmianie technologii jej zasilania na gazową.

Wciąż jednak blisko 80 proc. energii w polskim miksie pochodzi ze spalania węgla, którego krajowe kopalnie nie są w stanie dostarczyć w ilości pokrywającej potrzeby. Znaczną część zapotrzebowania musimy zatem importować. Do tej pory naszym głównym dostawcą była Rosja, jednak obecnie trwają gorączkowe próby zastąpienia rosyjskiego surowca węglem pochodzącym z Australii, RPA, Kolumbii, USA czy Indonezji. Problemem okazuje się jednak przepustowość portów, które nie nadążają z przeładunkiem napływającego surowca.

Lepiej, choć nie idealnie, wygląda sytuacja na rynku gazu ziemnego. Trwa rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, której zakończenie planuje się na koniec przyszłego roku. Powstały już dwa zbiorniki, w pośpiechu postępują prace nad ukończeniem trzeciego. Pośpiech jest w tym przypadku wskazany – rozbudowany terminal mógłby pokrywać prawie połowę szacowanego na ok. 20 mld m<sup>3</sup> rocznie zapotrzebowania na gaz w Polsce. Drugą połowę mógłby zapewnić równie pośpiesznie kończony rurociąg Baltic Pipe, dostarczający gaz z Norwegii. Do rozstrzygnięcia pozostaje jednak kwestia kontraktów na dostawy gazu do nowego rurociągu, a należy pamiętać, że w obecnej sytuacji popyt na światowych rynkach może przewyższać podaż.

Sytuacje kryzysowe nierzadko otwierają przed nami nowe możliwości. W lutym tego roku całkowita moc zainstalowana na wszystkich źródłach energii w Polsce wynosiła nieco ponad 57 GW, z czego aż 18 GW pochodziło z odnawialnych źródeł energii. Okazuje się więc, że już dzisiaj OZE mogłyby teoretycznie odpowiadać za jedną trzecią produkcji energii elektrycznej w Polsce. Największy wkład mają w tej chwili źródła oparte na energii słońca (48 proc.) oraz wiatru (40 proc.). Obie technologie notują też bardzo dużą dynamikę przyrostu mocy wytworzonej. O potencjale obu i wyzwaniach związanych z ich szerszym zastosowaniem piszemy w tym raporcie.

Znaczące ograniczenie dla dalszego dynamicznego rozwoju OZE w Polsce stanowi brak inteligentnych sieci przesyłowych, zdolnych odbierać i dystrybuować energię z poszczególnych farm wiatrowych czy fotowoltaicznych oraz z miliona pojedynczych instalacji prosumenckich. Wielu z naszych ekspertów wskazuje, że niezbędne będą znaczące inwestycje w infrastrukturę przesyłową, które z kolei wiążą się z licznymi wyzwaniami natury prawno-organizacyjnej. Ważnym aspektem w kontekście stabilności odnawialnych źródeł energii staje się konieczność rozwoju magazynów energii zdolnych niwelować problemy jakie generują okresowe niedobory i nadwyżki produkowanej energii.

Miks energetyczny to także energia ciepła. W tym obszarze istotną rolę może odgrywać wciąż niedoceniana w Polsce energia geotermalna. Jak pokażemy, źródła termalne mogłyby teoretycznie zaspokoić nawet połowę polskiego zapotrzebowania na energię ciepłą.

Ponadto, rozpędu wydają się nabierać przygotowania do budowy polskich elektrowni jądrowych. W planach są bowiem nie tylko tradycyjne siłownie, ale też elektrownie modułowe (SMR), które z uwagi na mniejszą skalę inwestycji oraz zaangażowanie w ich przygotowanie firm prywatnych, wydają się mieć spore szanse powodzenia. Co prawda Polska nigdy nie rozważyła wykorzystania technologii Rosatomu, jednak samo limitowanie możliwości kontraktowych tego podmiotu może spowodować ograniczenie konkurencji, a co za tym idzie zwiększenie kosztów całego przedsięwzięcia. Zainteresowanie polskim atomem zgłosili Francuzi, Koreańczycy i Amerykanie, a sama decyzja, poza aspektami biznesowymi, ma także istotny komponent geopolityczny. Przy wieloletnich inwestycjach o znaczeniu strategicznym musimy mieć pewność, że zostaną one ukończone w kształcie korzystnym dla Polski.

Polski sektor energetyczny stoi przed licznymi wyzwaniami. Z niektórymi, jak zastąpienie rosyjskiego surowca gazem z innych źródeł, radzimy sobie całkiem nieźle, inne dopiero przed nami. W sytuacji dominacji węgla jako surowca napędzającego dużą część polskiej energetyki i ogrzewającego nasze domy, zastąpienie go stanowi jedno z najpilniejszych wyzwań. Jeśli pilnie nie znajdziemy odpowiednich rozwiązań, już tej zimy część obywateli stanie w obliczu problemu: czym palić? Musimy więc mocno zastanowić się nad strategią rozwoju źródeł odnawialnych, atomu czy gazu, z korzyścią dla ludzi, środowiska i naszej przyszłości, jako kraju uprzemysłowionego.

**ZAPRASZAM DO LEKTURY!**

# FARMY WIATROWE NA ŁĄDZIE

– CZY LIBERALIZACJA  
ZASADY 10H WYSTARCZY?



Wprowadzona Ustawą o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. 2016 poz. 961) zasada 10H wpłynęła na ograniczenie możliwości realizacji tego typu inwestycji w Polsce. Zgodnie z przyjętą w 2016 r. regułą, nowe siłownie wiatrowe mogą powstawać wyłącznie w określonej odległości od zabudowań mieszkalnych. Odległość ta nie może być zaś mniejsza niż dziesięciokrotność całkowitej wysokości samej elektrowni wiatrowej, co przy wysokości większości zainstalowanych w Polsce turbin na poziomie 90-100 m oznacza blisko kilometr wymaganej strefy buforowej. Zasada ta dotyczy nie tylko zabudowy mieszkalnej, ale również form ochrony przyrody, takich jak parki narodowe, rezerваты czy obszary Natura 2000. Zgodnie z szacunkami Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, tak określone przepisy lokalizacyjne eliminowały 99 proc. terenów inwestycyjnych, jakie mogłyby zostać zabudowane biorąc pod uwagę sprzyjające warunki techniczne i parametry wietrzności.

## JAKIE BYŁY POWODY WPROWADZENIA TYCH PRZEPISÓW?

Fala protestów społecznych dotycząca inwestycji w siłownie wiatrowe w Polsce narastała od roku 2010. Mieszkańcy ponad 500 gmin w całym kraju protestowali w związku z brakiem reakcji lokalnych władz na zgłaszane przez nich nieprawidłowości, dotyczące lokalizacji i budowy tego rodzaju elektrowni. Dodatkowym powodem niezadowolenia społecznego stały się doniesienia o potencjalnie negatywnym wpływie turbin wiatrowych na zdrowie i samopoczucie okolicznych mieszkańców.

Ponadto, w swoim raporcie pokontrolnym z kwietnia 2016 r., Najwyższa Izba Kontroli negatywnie oceniła proces planowania lokalizacji lądowych farm wiatrowych w Polsce. W 30 proc. skontrolowanych gmin wykryto nadużycia w zakresie zabezpieczenia interesów lokalnych społeczności przy planowaniu lokalizacji nowych inwestycji. Ostatecznie, wraz z nadejściem ustawy z 2016 r., mającej w założeniu chronić mieszkańców przed potencjalnie szkodliwym oddziaływaniem wiatraków, inwestycje w nowe siłownie wiatrowe zostały niemal całkowicie zamrożone na co najmniej kilka lat.

## CZY ZIELONY ŁĄD ROZRUSZA POLSKIE WIATRANKI?

Próbie zmiany legislacji podjęto w lipcu br., kiedy Rada Ministrów przyjęła projekt nowelizacji ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Ruch ten wiąże się m.in. z koniecznością realizacji krajowej deklaracji osiągnięcia 23 proc. udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w roku 2030. Najważniejszą zmianą, jaką przynosi nowa ustawa w proponowanym kształcie jest ta, wprowadzająca możliwość odejścia od zasady 10H na podstawie ustaleń Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego. Odległość ta, nie mniejsza niż 500 m, ma być określana na podstawie wyników strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (SOOŚ) i analizy wpływu emitowanego hałasu na otoczenie i zdrowie mieszkańców. W planowanej nowelizacji ustawy branża upatruje szansy na złagodzenie warunków dla nowych inwestycji w elektrownie wiatrowe na łądziej, jednak w obecnym kształcie stawia ona przed inwestorami również pewne wyzwania. Problemem pozostaje np. niewielka liczba gmin w Polsce, posiadających zatwierdzony MPZP. We-

dług danych Polskiej Akademii Nauk, na koniec 2021 r. było to niespełna 32 proc., z czego dwie trzecie obowiązujących planów sporządzono na podstawie ustawy sprzed 20 lat, co może zwiastować konieczność ich aktualizacji. Ponadto, najczęściej uchwalonych MPZP dotyczy gęsto zaludnionych obszarów aglomeracji miejskich, z przewagą południowych rejonów kraju. Najmniej z kolei na północy, w rejonach najbardziej perspektywicznych z punktu widzenia potencjalnych inwestycji w siłownie wiatrowe.

Osobnym pytaniem pozostaje, ile gmin posiada zatwierdzony Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego, w którym już wcześniej ujęto lokalizację wiatraków.

Znaczna część gmin będzie zatem musiała uchwalić plany miejscowe wraz z obowiązkowym procesem szeroko zakrojonych konsultacji społecznych. Badania ankietowe przeprowadzone przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w 2020 r.<sup>1</sup> pokazują, że 85 proc. ankietowanych popiera rozwój lądowych farm wiatrowych w Polsce (83 proc. dla farm morskich). Jest to znacząca baza, na której należy budować świadomość w kontekście wyzwań klimatycznych.

Nowe inwestycje mogą natrafić na bariery administracyjne – uchwalenie nowych lub aktualizacja istniejących MPZP przypuszczalnie zajmie gminom kilka lat. W grę wchodzić może także zwiększone obciążenie administracyjne urzędów, konieczność zlecenia i wykonania niezbędnych analiz czy negocjacje z lokalnymi społecznościami.

## CZEGO JESZCZE POTRZEBA DO SKUTECZNEGO ROZWOJU FARM WIATROWYCH NA ŁĄDZIE?

Poza kwestiami proceduralnymi, dla sprawnej realizacji inwestycji wiatrowych, istotne będą także kwestie czysto

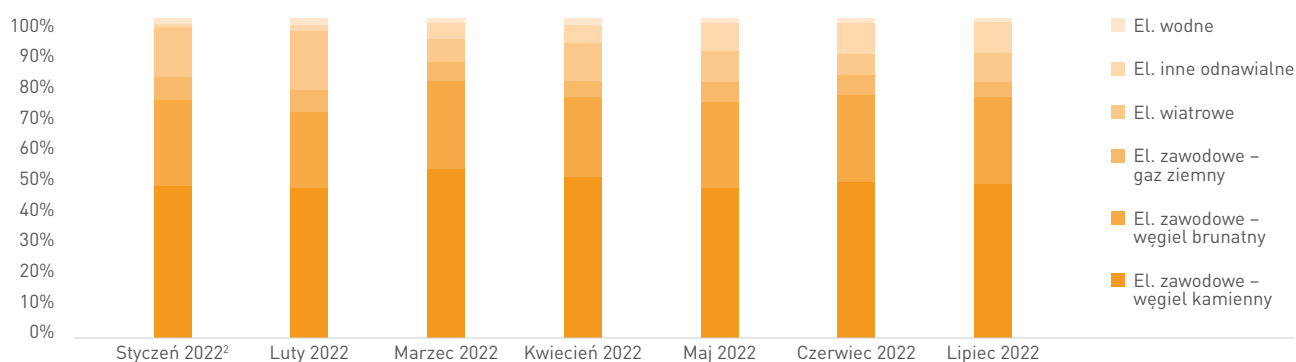
techniczne. Niezbędne będą m.in. dalsze inwestycje w modernizację i rozbudowę infrastruktury przesyłowej, zwłaszcza w atrakcyjnych z punktu widzenia energetyki wiatrowej, północnych regionach kraju. W tym zakresie realizowanych jest obecnie kilka dużych projektów, również przy udziale Multiconsult Polska. Aktualnie jesteśmy zaangażowani w duży projekt, obejmujący wykonanie raportów dotyczących oddziaływania na środowisko oraz kart informacyjnych przedsięwzięcia wraz z uzyskaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla budowy obiektów 400 kV na Pomorzu.

## PODSUMOWANIE

Według danych Agencji Rynku Energii, energetyka wiatrowa od lat stanowi jedno z najważniejszych odnawialnych źródeł energii w Polsce, a w najbliższych latach, spodziewany jest dalszy wzrost jej udziału w miksie. W 2021 r. 16,9 proc. energii w Polsce wyprodukowały źródła odnawialne, z czego za blisko połowę (49 proc.) odpowiadały farmy wiatrowe. Jeszcze w 2010 r. było to zaledwie 6,9 proc. W tym samym czasie, udział węgla w produkcji energii spadł z 86,6 do 70,8 proc.

Tempo redukcji udziału węgla w krajowym miksie energetycznym jest obecnie dużo wyższe niż jeszcze 10 lat temu, a prognozy na kolejne lata są optymistyczne. Będzie ono jednak zależne od skutecznej realizacji nowych inwestycji zarówno w zielone źródła energii, jak i w całą infrastrukturę, w tym sieci przesyłowe i instalacje magazynujące. Obecnie, w Polsce nie ma jeszcze możliwości magazynowania energii na dużą skalę, dlatego krajowe zapotrzebowanie musi być na bieżąco bilansowane przez system, na który składają się źródła oparte o paliwa kopalne, źródła odnawialne oraz energię importowaną.

### Udział poszczególnych grup wytwórczych w krajowej produkcji energii elektrycznej

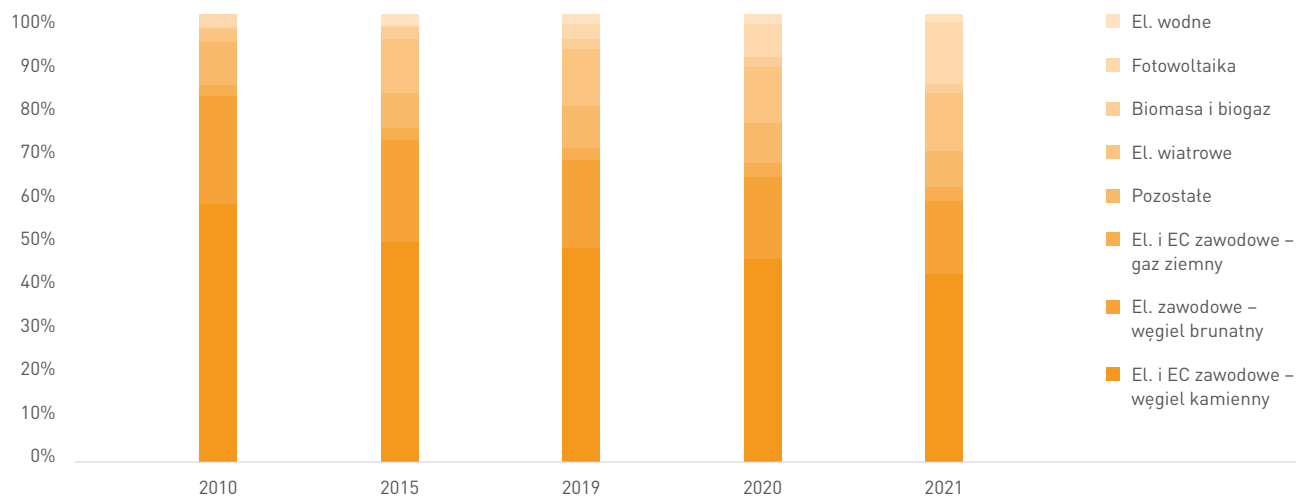


- 1 Wyniki raportu z jednotematycznego badania świadomości i zachowań ekologicznych mieszkańców Polski: Energetyka wiatrowa – lądowa i morska, przeprowadzonego dla Ministerstwa Klimatu i Środowiska w listopadzie 2020 roku
- 2 Miesięczne raporty z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego Procentowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup wytwórczych w miesiącu.

Rok	XII 2021	XX 2022	XII 2023	XII 2024	XII 2025
Sumaryczna moc osiągalna nJWCD [MW] (z elektrowniami przemysłowymi, bez wiatrowych)	10 687	11 068	11 708	11 083	11 552
Moc zainstalowana elektrowni wiatrowych	8 212	9 745	10 003	10 199	12 726

Źródło: <https://www.pse.pl/dokumenty?safeargs=666f6c64657249643d3333393139#>

### Struktura mocy zainstalowanej w Polsce



Źródło: <https://www.ere.waw.pl/o-are/aktualnosci/w-2021-udzial-mocy-weglowych-w-krajowym-miksie-spadl-do-58-5>

### Produkcja energii elektrycznej według rodzaju źródła w lipcu 2022 r, pokazuje dynamikę wzrostu elektrowni wiatrowych

Wyszczególnione	Lipiec			Narastająco od stycznia do lipca		
	2021 r.	2022 r.	Dynamika	2021 r.	2022 r.	Dynamika
	[GWh]	[GWh]	[(b-a)/a*100]	[GWh]	[GWh]	[(e-d)/d*100]
	[a]	[b]	[c]	[d]	[e]	[f]
<b>Produkcja ogółem</b>	14 412	13 802	-4,23	97 504	102 919	5,55
<b>Elektrownie zawodowe</b>	13 102	11 194	-14,56	87 256	85 256	-2,05
El. zawodowe wodne	177	173	-2,25	1 775	1 770	-0,24
El. zawodowe ciepłne	12 925	11 021	-14,73	85 267	83 486	-2,09
na węglu kamiennym	7 831	6 608	-15,61	52 526	49 784	-5,22
na węglu brunatnym	3 972	3778	-4,87	25 182	27 445	8,99
gazowe	1 123	635	-43,48	7 559	6256	-17,24
<b>El. inne odnawialne</b>	697	1 323	89,73	3 088	5 929	92,03
<b>El. wiatrowe</b>	612	1285	109,95	7 7374	11 734	59,12
<b>Saldo wymiany zagranicznej</b>	34	129	283,94	3 306	-1579	-
<b>Krajowe zużycie energii elektrycznej</b>	14 445	13 931	-3,56	100 810	101 340	0,53

Źródło: PSE



# POTENCJAŁ BAŁTYKĘ A ROZWÓJ MORSKICH FARM WIATROWYCH



**Dzięki położeniu nad Morzem Bałtyckim, Polska dysponuje znaczącym potencjałem do przeprowadzenia transformacji energetycznej. Bałtyk należy bowiem do akwenów o sprzyjających dla budowy morskich farm wiatrowych (MFW) warunkach. Po pierwsze mamy tu do czynienia z wysokim potencjałem energii wiatru. Dla polskiej części administracyjnej szacowany jest on na 27,90 GW<sup>1</sup>, co stanowi niemal połowę obecnej mocy krajowego systemu elektroenergetycznego.**

O potencjale Morza Bałtyckiego świadczy również stosunkowo niski poziom zasolenia wód. Niskie zasolenie zaś daje możliwość zastosowania w konstrukcjach stali nierdzewnej o niższych parametrach, a co za tym idzie, tańszej. Na poziom skomplikowania inwestycji w morskie farmy wiatrowe wpływa także stosunkowo niewielka średnia głębokość akwenu, wynosząca 53 m. Pozwala to na dalszą optymalizację kosztów stosowanych rozwiązań posadowień wież wiatrowych. Wreszcie, możliwość posadowienia turbin w niewielkich odległościach od brzegu ułatwia utrzymanie w ruchu i bieżące serwisowanie farm wiatrowych. Jeśli dodać do tego słabe prądy i niewielkie fale pływowe, przy stosunkowo stabilnych warunkach wietrzności, okazuje się, że omawiany akwen oferuje znaczne możliwości dla polskiej transformacji energetycznej.

W porównaniu z odpowiednikami budowanymi w głębi łądu, morskie farmy wiatrowe są konstrukcjami wyższymi, o większej średnicy łopat wirników, co przekłada się na ich lepszą wydajność. Bardziej stabilna wietrzność oraz brak przeszkód terenowych na morzu pozwalają także na pracę MFW przez większą część roku – średnio 3,5 tys. godzin w porównaniu z 2 tys. godzin dla farm na łądzie<sup>2</sup>.

Z drugiej strony, wyzwaniem mogą być same koszty budowy, które o kilkadziesiąt procent przewyższają koszty farm łądowych. Bardziej wymagające stają się aspekty związane z transportem oraz montażem poszczególnych elementów. Inwestycje te muszą również brać pod uwagę szereg czynników środowiskowych, a ich lokalizacja uwzględniać trasy żeglugowe i rybackie.

## CO POWSTRZYMUJE WIATRAKI NA MORZU?

Pomimo sprzyjających warunków technicznych, na drodze do dynamicznego rozwoju energetyki wiatrowej na Bałtyku przez wiele lat stały kwestie legislacyjne. Najnowsza wersja dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” zakłada, że do końca bieżącej dekady moc zainstalowana MFW wyniesie 5,9 GW, a do końca kolejnej – już 11 GW<sup>3</sup>. Są to wartości zbliżone do łącznej mocy dwóch największych, działających obecnie w Polsce elektrowni węglowych – Bełchatowa o mocy 5,1 GW oraz Kozienic o mocy 4 GW. Tylko te

1 Wg raportu: Wizja dla Bałtyku, wizja dla Polski. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w basenie morza Bałtyckiego, PSEW wrzesień 2020

2 Analiza techniczno-ekonomiczna budowy morskiej farmy wiatrowej w warunkach Polski. Arkadiusz DOBRZYCKI, Grzegorz WODNICKI, Politechnika Poznańska

3 PEP 2040 – Polityka Energetyczna Polski do 2040, Warszawa 2021

dwie siłownie każdego roku spalają ponad 45 mln ton węgla, emitując do atmosfery niemal tyle samo CO<sub>2</sub><sup>4,5,6</sup>.

Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych z dn. 17 grudnia 2021 r. wprowadza dwustopniowy system wsparcia, określa zasady i warunki przygotowania oraz realizacji inwestycji, definiuje wymagania w zakresie budowy, eksploatacji i likwidacji morskich farm wiatrowych. Od jej wejścia w życie w lutym 2022 r. minęło jeszcze zbyt mało czasu, aby nowe inwestycje zdążyły nabrać kształtów. Większość przedsięwzięć jest dopiero w fazie opracowywania projektów budowlanych, wyboru dostawców turbin czy okablowania.

Jedną z największych barier w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej stanowi jednak dostępność floty, zdolnej przeprowadzić prace montażowe. Według danych firmy analitycznej Rystad Energy, popyt na statki do instalacji turbin wiatrowych wzrośnie z 11 sztuk w 2021 r. do blisko 79 statków do roku 2030<sup>7</sup>. Ponadto, w ostatnich latach znacznie wzrosła średnia moc instalowanych turbin. W roku 2010 r. były to średnio 3 MW, w 2020 r. już 6,5 MW. Obecnie notujemy zapotrzebowanie na turbiny o mocy 10 MW, 14 MW i więcej.

Tymczasem, większość dotychczas wykorzystywanych statków montażowych nie dysponuje odpowiednimi parametrami w zakresie siły udźwigu (ok. 1500 ton) czy wysokości podnoszenia (co najmniej 150 m).

**Pierwsza w Europie komercyjna turbina o mocy 10 MW została zainstalowana w grudniu 2021 r. na szkockiej morskiej farmie wiatrowej Seagreen. Aktualnie na montaż czeka ponad 114 kolejnych.**

**W ostatnim czasie umowę rezerwacyjną na transport i instalację ok. 70 turbin dla swojej morskiej farmy wiatrowej zawarła spółka Baltic Power z Grupy Orlen, której dostawcą w tym zakresie będzie duńska firma Cadeler. Realizację inwestycji o mocy 1,2 GW zaplanowano na lata 2024-2026.**

**Największą obecnie funkcjonującą MFW jest brytyjska farma Hornsea 2. Składająca się ze 165 turbin inwestycja została zlokalizowana 89 km od wybrzeża Yorkshire i zasila blisko 1,5 miliona domów w Wielkiej Brytanii. Obok siostrzanej farmy Hornsea 1 (1,2 GW), stanowi ona część morskiej strefy wiatrowej o planowanej łącznej mocy 7,5 GW,**

**zdolnej zasilić nawet 5 mln brytyjskich gospodarstw domowych.**

## JAKIE JESZCZE PRZESZKODY MUSIMY POKONAĆ?

Przede wszystkim, aby skutecznie włączyć energię wiatru do miksu energetycznego niezbędne będą inwestycje w infrastrukturę towarzyszącą, w tym również lądową.

Wśród najistotniejszych jej elementów wymienić trzeba instalacje zdolne do magazynowania energii wytworzonej nie tylko w farmach wiatrowych, ale też tej pozyskiwanej z elektrowni fotowoltaicznych. Niezbędna będzie także rozbudowa infrastruktury instalacyjnej i serwisowej, mogącej obsługiwać cały łańcuch dostaw na etapie budowy oraz późniejszej eksploatacji MFW.

Kluczowe znaczenie dla sprawnego włączenia nowych, odnawialnych źródeł energii do systemu będzie jednak miała rozbudowa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na terenie całego kraju, w szczególności w regionie Pomorza. To sieci przesyłowe odgrywają dziś kluczową rolę w systemie, odpowiadając nie tylko za przesyłanie wytworzonej energii na znaczne odległości, ale też – w sytuacji braku magazynów energii – za bilansowanie zapotrzebowania na energię. Obecnie, jedno z zasadniczych wyzwań stanowi niewielka gęstość sieci w niektórych częściach kraju, w tym zwłaszcza w rejonie Pomorza, gdzie większe inwestycje znajdują się dopiero w fazie przygotowania<sup>8</sup>.

Na stabilność krajowego bilansu mocy coraz większy wpływ mają także postępujące zmiany klimatu. Wysokie temperatury powodują poważne problemy z utrzymaniem efektywności chłodzenia konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Dodatkowo, w trakcie upałów, znacznemu obniżeniu ulegają również dopuszczalne obciążenia samych sieci przesyłowych. W połączeniu z rosnącym zapotrzebowaniem zarówno ze strony rozwijającego się przemysłu, jak i odbiorców indywidualnych, coraz częściej tworzy to sytuacje niedoborów mocy.

Jak dotąd historycznie największy w Polsce ubytek mocy nastąpił 22 czerwca 2020 r.<sup>9</sup> Przyczyną destabilizacji systemu okazał się splot kilku niezależnych czynników, z jednej strony zalanie jednej z przesypowni nawęglania w Elektrowni Betchatów, a z drugiej - serii jednoczesnych awarii

4 Źródło: dane ze strony elektrowni Kozienice za 2018 rok

5 Źródło: <https://elbelchatow.pgegiek.pl/0-oddziale>

6 Źródło: <https://elbelchatow.pgegiek.pl/Ochrona-srodowiska/Ograniczenie-emisji-dwutlenku-wegla>

7 Źródło: <https://gcaptain.com/offshore-wind-sector-could-face-bottlenecks-as-size-of-turbines-outpace-installation-ships/>

8 Źródło: <https://www.pse.pl/inwestycje/interaktywna-mapa-inwestycji>

9 Źródło: Ubytki mocy - PSE (<https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/ubytki-mocy>), oraz Wymiana Transgraniczna energii elektrycznej – najważniejsze uwarunkowania – PSE 07.09.2020.

w elektrowniach Kozienice, Dolna Odra, Jaworzno, Łagisza i Włocławek. Negatywne skutki udało się zażegnać poprzez interwencyjny import energii.

Pięć lat wcześniej sytuacja była nieco gorsza. W dniu 10 sierpnia 2015 r.<sup>10</sup> upały wymusiły konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostawie energii do odbiorców końcowych, po raz pierwszy od stanu wojennego wprowadzono wtedy 20. stopień zasilania.

Ostatnia poważna awaria systemu elektroenergetycznego nastąpiła 17 maja 2021r. Zdarzenie losowe spowodowane czynnikiem ludzkim wymusiło wyłączenie 10 z 11 bloków energetycznych w Elektrowni Bełchatów, największej w Eu-

ropie elektrowni zasilanej węglem brunatnym. Niedobory energii zostały zrekomensowane interwencyjnym importem ze Szwecji, Niemiec, Czech i Słowacji.

W kontekście rozbudowy infrastruktury przesyłowej, istotne staje się więc także wzmocnienie możliwości transgranicznego przesyłu energii, w celu stabilizacji systemu, ale też kontroli kosztów, szczególnie przy zakupach interwencyjnych. Wzmocnienie systemu może odbyć się m.in. poprzez dywersyfikację połączeń transgranicznych, również przy wykorzystaniu strategicznego położenia geograficznego nad Bałtykiem, dzięki dodatkowym połączeniom ze Szwecją, Litwą czy Danią.

## WADY MFW

- ✘ Utrudniony dostęp do miejsca instalacji, konieczność wykorzystania specjalistycznych statków
- ✘ Wyższe koszty budowy, połączenia z siecią i serwisowania
- ✘ Konieczność współistnienia portowej infrastruktury serwisowej

## ZALETY MFW

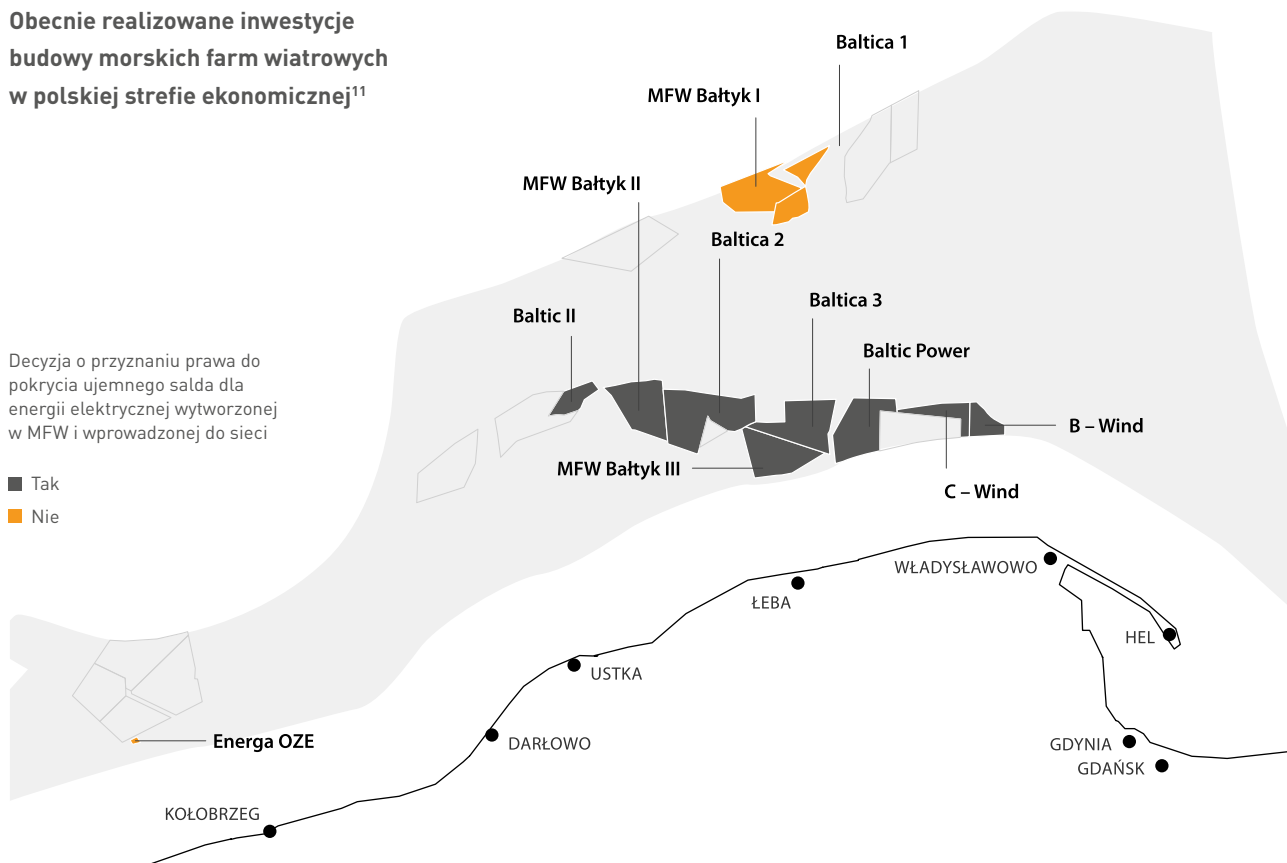
- ✓ Większy uzysk wyprodukowanej energii
- ✓ Mniejsza uciążliwość dla środowiska
- ✓ Możliwość budowy dużo większych farm wiatrowych niż na lądzie

<sup>10</sup> Źródło: Ubytki mocy - PSE (<https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/ubytki-mocy>), oraz Wymiana Transgraniczna energii elektrycznej – najważniejsze uwarunkowania – PSE 07.09.2020.

**Obecnie realizowane inwestycje budowy morskich farm wiatrowych w polskiej strefie ekonomicznej<sup>11</sup>**

Decyzja o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w MFW i wprowadzonej do sieci

- Tak
- Nie



Nazwa	Inwestor	Zaangażowane podmioty	Moc
Baltica 1	Elektrownia Wiatrowa Baltica - 1 sp. z o.o.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spółka z udziałem Skarbu Państwa)	0,9 GW
Baltica 2	Elektrownia Wiatrowa Baltica - 2 sp. z o.o.	po 50% - PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spółka z udziałem Skarbu Państwa) i podmiot zależny od Ørsted Wind Power NS (Dania)	1,5 GW
Baltica 3t	Elektrownia Wiatrowa Baltica - 3 sp. z o.o.		1,0 GW
Baltic Power	Baltic Powers sp. z o.o.	51% - PKN Orlen S.A. (spółka z udziałem Skarbu Państwa), 49% - NP BALTIC WIND B.V. (Northland Power Inc. [Kanada])	1,2 GW
Energa OZE	Energa OZE S.A.	100% Energa S.A. (PKN Orlen S.A. (spółka z udziałem Skarbu Państwa))	0,1 GW
MFW Bałtyk I	Baltex-Power S.A. (MFW Bałtyk i S.A.)*		1,6 GW
MFW Bałtyk II	Baltex Środkowy II sp. z o.o. (MFW Bałtyk III Sp. z o.o.)	po 50% - Wind Power AS (Norwegia) i Polenergia S.A. (Polska). Ponadto Equinor Polska Sp. z o.o. (Equinor ASA (Norwegia))	0,7 GW
MFW Bałtyk III	Baltex Środkowy III sp. z o.o. (MFW Bałtyk III Sp. z o.o.)		0,7 GW
Baltic II	Baltic Trade and Invest sp. z o.o.	RWE Renewables International Participations B.V. (Holandia)	0,4 GW
B-Wind	B-Wind Polska sp. z o.o. (C-Wind Polska sp. z o.o.)	OW Offshore, Sociedad Limitada (po 50% EDP Renewables S.A. (Portugalia) i ENGIE S.A. (Francja))	0,4 GW
C-Wind	C-Wind Polska sp. z o.o.		0,4 GW

<sup>11</sup> Źródło: <https://www.gov.pl/web/morska-energetyka-wiatrowa/program-rozwoju-morskich-farm-wiatrowych>

# JAK WYKORZYSTAĆ POTENCJAŁ ENERGII GEOTERMALNEJ W POLSCE?



**Czy w obliczu coraz większej nieprzewidywalności dostępności i cen paliw kopalnych, energia geotermalna może stanowić alternatywę dla ich spalania? Jako stabilne, dostępne i niezależne od warunków pogodowych źródło energii, wydaje się mieć ku temu znaczący potencjał. Dostępne badania geologiczne wskazują ponadto, że nawet jedna czwarta powierzchni Polski stanowi obszar perspektywiczny pod kątem wykorzystania wód termalnych w ciepłownictwie.**

## TECHNICZNE ASPEKTY WYKORZYSTANIA CIEPŁA WNEŹRZA ZIEMI

Mówiąc o geotermii klasycznej mamy na myśli głęboki otwór, z którego pompujemy wodę termalną, stanowiącą naturalny nośnik ciepła geotermalnego. W zależności od stopnia mineralizacji (suchej pozostałości po odparowaniu litra wody) wydobywanej wody termalnej możemy ją eksploatować albo za pomocą jednego otworu geotermalnego tzw. wydobywczego, albo za pomocą tzw. dubletu geotermalnego, czyli otworu wydobywczego i otworu chłonnego, którym woda, po oddaniu ciepła, jest zattaczana z powrotem w głąb ziemi. Ten rodzaj geotermii pozwala na generowanie znaczących, mierzonych w MW, ilości ciepła, co sprawia, że doskonale nadaje się do zasilania miejskich systemów ciepłowniczych.

W systemie jednootworowym, woda termalna po wydobyciu jest przettaczana przez wymienniki ciepła, gdzie następuje odbiór ciepła. Po schłodzeniu, woda może zostać skierowana do wodociągów lub cieków powierzchniowych. Wariant

jednootworowy można jednak stosować tylko przypadku, gdy wykorzystywana jest w nim woda o mineralizacji nieprzekraczającej  $0,5 \text{ g/dm}^3$ . Powyżej tej wartości, do celów ciepłowniczych musi być ona eksploatowana za pomocą dubletu geotermalnego.

W wariacie dwuotworowym, woda pompowana z otworu wydobywczego, po przekazaniu ciepła jest przekazywana do otworu chłonnego, gdzie następuje jej ponowne zattoczenie do wnętrza Ziemi. W tym wariacie pojawiają się specyficzne wyzwania. Przede wszystkim, wydajność całego systemu pozostaje ograniczona możliwością zattaczania schłodzonej wody z powrotem pod ziemię. Z doświadczenia wynika, że zattoczyć można jedynie ok. dwóch trzecich możliwej do wydobywania wody. Co więcej, otwory te z czasem tracą swoje właściwości chłonne. W miarę upływu czasu za ich pomocą można zattoczyć coraz mniej wody, co w oczywisty sposób przekłada się na efektywność eksploatacji tego odnawialnego źródła energii. Aktualnie prowadzone są badania nowych metod wspomagających zattaczanie schłodzonych wód termalnych. Również eksperci Multiconsult Polska mają swoje zasługi w opracowaniu rozwiązań pozwalających utrzymać wysoką sprawność otworów chłonnnych w dłuższym okresie. Członkowie naszego zespołu są współwłaścicielami dwóch patentów, których efektem jest wydłużenie żywotności otworów chłonnnych. Nasze badania pozwoliły na wydłużenie okresu eksploatacji otworu, bez konieczności jego czyszczenia, z trzech miesięcy do ponad trzech lat.

## MOŻLIWOŚCI POZYSKIWANIA CIEPŁA GEOTERMALNEGO

Na ilość pozyskanego ze źródła geotermalnego ciepła, znaczący wpływ ma ilość eksploatowanej wody. Przyjmując, że woda o temperaturze 60°C (możliwa do pozyskania na ok. 25 proc. powierzchni Polski), będzie eksploatowana w ilości 200 m<sup>3</sup>/h, przy jej schłodzeniu do temperatury 20°C można będzie pozyskać około 9,31 MW strumienia ciepła geotermalnego. Jeśli woda termalna zostanie schłodzona do 30°C uzyskana moc cieplna będzie na poziomie 6,98 MW. Jeśli system ciepłowniczy pozwoli na schłodzenie eksploatowanej wody termalnej tylko o 10°C, czyli do temperatury 50°C, wtedy możemy liczyć na jedynie 2,33 MW mocy cieplnej.

Jak widać na sąsiednim wykresie, (rys. 1) ilość pozyskanej mocy cieplnej uzależniona jest głównie od ilości wydobywanej wody termalnej oraz od możliwości jej maksymalnego schłodzenia. O ile nie mamy wpływu na temperaturę i ilość wydobywanej wody termalnej – one zależą od warunków geologicznych – o tyle mamy wpływ na możliwości schłodzenia wody termalnej. Geotermia będzie coraz bardziej efektywna w miarę obniżania parametrów sieci ciepłowniczych. Obniżenie temperatury wody termalnej będzie również możliwe w wyniku zastosowania różnego rodzaju urządzeń pomocniczych takich, jak np. absorpcyjne pompy ciepła. To urządzenie z jednej strony odbiera ciepło od wody termalnej, a z drugiej strony podnosi temperaturę wody obiegowej. Absorpcyjna pompa ciepła pozwala na obniżenie temperatury wody termalnej do około 20°C oraz ogrzanie wody obiegowej do temperatury 85°C, oczywiście przy spełnieniu wszystkich warunków wynikających z praw termodynamiki.

## WŁAŚCIWOŚCI GEOTERMII JAKO ALTERNATYWNEGO ŹRÓDŁA ENERGII

Źródła geotermalne są niezależne od warunków pogodowych, pór dnia, pór roku czy ukształtowania terenu. Są jednak uzależnione od warunków geologicznych panujących w danej lokalizacji. W tym miejscu należy zaznaczyć, że nie w każdej lokalizacji naszego kraju źródła wód termalnych mogą być efektywnie eksploatowane w celach ciepłowniczych.

W Polsce wody termalne eksploatowane są głównie z utworów kredy dolnej oraz jury dolnej. Na Podhalu eksploatowane są wody termalne głównie z utworów triasu. Na większości

obszaru naszego kraju woda termalna występuje głównie w utworach porowych, przede wszystkim w piaskowcach. Na terenach górskich z kolei, występuje ona również w szczelinach i spękaniach skalnych.

Najkorzystniejsze warunki do rozwoju geotermii w Polsce znajdują się w niecce mogileńsko-tódzkiej, niecce szczecińskiej oraz na Podhalu. Dobre warunki do rozwoju geotermii panują również na terenie niecki warszawskiej.

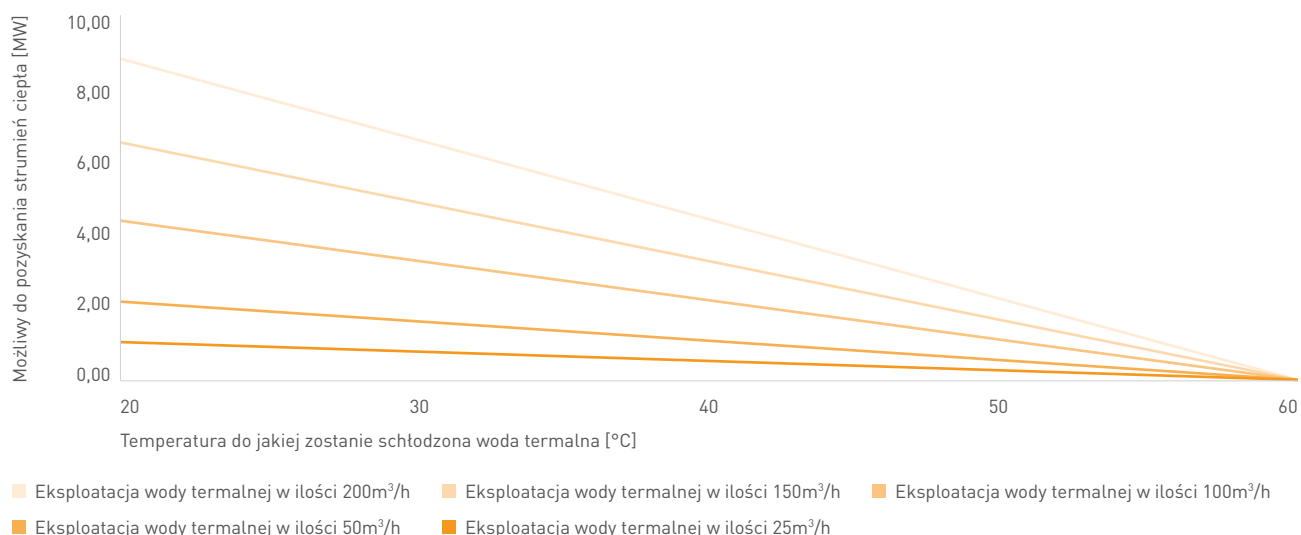
Inwestycje geotermalne pociągają za sobą spore nakłady inwestycyjne. Dlatego też inwestycje geotermalne muszą być rozważane indywidualnie zarówno co do lokalizacji, jak i możliwości zagospodarowania pozyskiwanego ciepła geotermalnego. Jak wiadomo ciepła nie da się transportować na zbyt duże odległości. Ciepło powinno więc być zagospodarowane w miejscu jego wytworzenia.

W Polsce nie brakuje jednak przykładów ciepłowni, które od lat korzystają z wód termalnych. W ten sposób kilkunastu tysiącom mieszkańców ciepło zapewnia Geotermia Pyrzyce w woj. zachodniopomorskim. Uruchomiona w 1997 r. ciepłownia miejska w Pyrzycach jest jedną z pierwszych w Europie, która na skalę przemysłową wykorzystuje ciepło geotermalne.

Wydaje się, że w obecnej sytuacji geopolitycznej, energia geotermalna stanowi doskonałe uzupełnienie miksu energetycznego, pozwalając zastąpić gwałtownie drożejące paliwa kopalne. Wzrasta również dostępność finansowania otworów geotermalnych dla jednostek samorządu terytorialnego. Nawet 100 proc. środków na pierwszy otwór geotermalny mogą one pozyskać z programów priorytetowych uruchamianych przez NFOŚiGW. W ramach tych działań na terenie Polski w ciągu najbliższych kilku lat zostanie wykonanych 17 nowych otworów geotermalnych.

Badania geologiczne wskazują, że nawet jedna czwarta powierzchni Polski stanowi obszar perspektywiczny pod kątem wykorzystania wód termalnych w ciepłownictwie. Wygląda więc na to, że dysponujemy odpowiednimi zasobami, aby przynajmniej część spalanych paliw kopalnych zastąpić zeroemisyjnym źródłem energii o niemal niewyczerpanym potencjale.

**Rys. 1. Możliwości pozyskiwania ciepła w zależności od wydajności i temperatury schłodzenia wody termalnej**



**Stan wykorzystania wody termalnej do celów ciepłowniczych na terenie Polski**

Nazwa otworu	Głębokość otworu	Rok udokumentowania zasobów	Wiek skał ujętego poziomu wodonośnego	Mineralizacja ogólna ujętej wody [g/dm <sup>3</sup> ]	Temperatura wody na wypływie [°C]	Zasoby eksploatacyjne ujęcia [m <sup>3</sup> /h]	Struktura geologiczna
Pyrzyce GT-1	1637	1995	Jura dolna	120	62	340	niecka szczecińska
Pyrzyce GT-2	1640						
Pyrzyce GT-3	1630						
Pyrzyce GT-4	1620						
Pyrzyce GT-1 BIS	1645	2017					
Mszczonów IG-1	1793	1997	Kreda dolna	0,5	41	60	niecka warszawska
Bańska PGP-1	3242	1998	Trias	3	87	800	Podhale
Biały Dunajec PGP-2	2450						
Bańska PGP-3	3400						
Biały Dunajec PGP-5	3564	2021					
Uniejów PIG/AGH-2	2031	2001	Kreda dolna	6,7	68	120	niecka mogileńsko - łódzka
Uniejów PIG/AGH-1	2065						
Uniejów IGH-1	2254						
Stargard Szczeciński GT-1	2670	2002	Jura dolna	130	87	200	niecka szczecińska
Stargard Szczeciński GT-2	3080						
Stargard GT-3	2665	2016					
Stargard GT-4	2659	2022				320	
Stargard GT-5	2640						
Stargard GT-6	2699						
Stargard GT-7	2691						
Poddębice GT-2	2101	2011	Kreda dolna	0,5	72	252	niecka mogileńsko - łódzka
Kleszczów GT-1	1620	2012	Jura dolna	6,1	52	150	niecka mogileńsko - łódzka
Kleszczów GT-1	1725						
Toruń TG-1	2329	2012	Jura dolna	116	61	320	niecka warszawska
Toruń TG-2	2362						
Jachranka GT-1	1780	2020	Jura dolna	68	42	201	niecka warszawska
Jachranka GT-2K	1800						

# FARMY FOTOWOLTAICZNE

– AKTUALNA SYTUACJA I PERSPEKTYWY ROZWOJU

JACEK MSZYCA

**Ostatnie lata to czas bardzo dynamicznego rozwoju rynku instalacji fotowoltaicznych w Polsce, w tym również mikroinstalacji prosumenckich. Rzeczywistość przerasta założenia Krajowego Planu Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, zgodnie z którym moc zainstalowana na rok 2030 r. miała wynieść 10 GW. Tymczasem, wartość ta została osiągnięta już w roku 2022, po blisko dwukrotnym wzroście w stosunku do 2021 r.**

Pod względem mocy zainstalowanej, fotowoltaika stała się w Polsce wiodącą technologią w kategorii OZE. Jak wskazują dane Agencji Rynku Energii (ARE) za czerwiec 2022 r. moc zainstalowana fotowoltaiki stanowiła prawie 10,4 GW, podczas gdy np. moc zainstalowana elektrowni wiatrowych wyniosła niecałe 7,5 GW.

Ten dynamiczny rozwój zawdzięczamy wprowadzonym kilka lat temu mechanizmom wsparcia budowy nowych instalacji, ale też znaczącemu uproszczeniu zasad przyłączenia mikroinstalacji OZE oraz korzystnym rozwiązaniom w zakresie rozliczania wyprodukowanej w nich energii.

Na sytuację na rynku fotowoltaiki wpływa jednak szereg czynników, w tym otoczenie prawne i ekonomiczne, dostępność oraz efektywność samych urządzeń, jak również infrastruktury przesyłowej.

## **NOWE ROZWIĄZANIA PRAWNE, A ROZWÓJ FOTOWOLTAIKI W POLSCE**

Sytuację prawną rynku należy rozpatrywać z dwóch perspektyw. Pierwsza dotyczy dużych farm fotowoltaicznych

o mocy powyżej 50 kW. Tu sytuacja prawna nie zmieniła się znacząco od wejścia w życie Ustawy o odnawialnych źródłach energii z 20 lutego 2015 r. Zmiany z roku 2016 wprowadziły system aukcyjny oraz systemy dopłat FIP/FIP. Co roku odbywają się więc kolejne aukcje, do których przystąpić mogą potencjalni wytwórcy energii z OZE. Mechanizm ten ma działać do 2027 roku.

Biorąc pod uwagę względną stabilność regulacji prawnych, ogólną sytuację rynku dużych farm fotowoltaicznych należy oceniać pozytywnie. Co więcej, kryzys energetyczny, powodujący wzrost cen energii elektrycznej, wydaje się sprzyjać rozwojowi tej technologii na większą skalę.

Większy wpływ na aktualną sytuację rynkową mają tegoroczne zmiany przepisów dotyczących mikroinstalacji fotowoltaicznych, w ramach których zarzucono prosumencki system rozliczania energii elektrycznej, wytworzonej w instalacjach fotowoltaicznych i oddanej do sieci elektroenergetycznej. Dotychczas obowiązywała zasada „to, co oddasz do sieci, możesz pobrać w dowolnym momencie”. Atrakcyjności tego rozwiązania nie zagrażał nawet fakt, że w praktyce, w zależności od mocy mikroinstalacji, 20 do 30 % energii oddane do sieci pozostawało do dyspozycji operatora systemu elektroenergetycznego.

Nowy system rozliczeń prosumentów opiera się na rozliczeniu handlowym, w którym za energię oddaną do sieci elektroenergetycznej dostaje się zapłatę, ale też za całą energię z niej pobraną płaci się na zasadach rynkowych.



Wprowadzenie powyższych zmian można różnie oceniać. Z jednej strony dowodzić można pogorszenia opłacalności budowy mikroinstalacji OZE z uwagi na wydłużenie czasu zwrotu z inwestycji. Z drugiej, należy wziąć pod uwagę, że w ciągu ostatnich 10 lat ceny takich instalacji spadły o ok. połowę, co poprawia ich rentowność. Wysokie ceny energii elektrycznej i paliw, z jakimi obecnie mamy do czynienia, także przekładają się na rosnącą opłacalność tego typu inwestycji.

Jednym z zasadniczych argumentów za wprowadzeniem nowych regulacji dla mikroinstalacji miało być zachęcanie do zwiększenia własnej konsumpcji energii w miejscu jej wytwarzania oraz rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej.

Bez wątpienia, optymalnym byłoby wytwarzanie energii elektrycznej w takich ilościach i takim czasie, jakie w są w danym momencie potrzebne. Rozwiązaniem problemu bilansu energii wytwarzanej w danym momencie, a jej konsumpcją miałyby być magazyny energii. Jednak obecnie wydaje się, że jeszcze długo będą luksusem. Koszty zakupu magazynu energii, który miałby techniczny sens dla średniej wielkości domu jednorodzinnego wynoszą aktualnie ok. 40 tys. zł. Przy czym mowa tu o pojemności rzędu 10 kWh, która pozwoli na zasilanie najważniejszych urządzeń, takich jak pompy obiegowe ogrzewania, oświetlenie czy kocioł gazowy, przez kilka godzin. Przy obecnych cenach i dostępnych technologiach, magazyny o większych pojemnościach, pozwalających na działanie poza siecią przez kilka dni, są poza zasięgiem przeciętnego gospodarstwa domowego.

Pojawienie się taniej i efektywnej technologii magazynowania energii elektrycznej, uczyniłoby fotowoltaikę jedną z najbardziej konkurencyjnych technologii OZE.

## **INFRASTRUKTURA PRZESYŁOWA – WĄSKIE GARDŁO POLSKIEJ ENERGETYKI**

Jedną z najpoważniejszych barier w rozwoju energii słonecznej w Polsce wydaje się jednak stanowić infrastruktura przesyłowa. Jak wynika z danych Urzędu Regulacji Energetyki, liczba odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej jednostek wytwórczych w 2021 r. wzrosła niemal trzykrotnie w porównaniu do 2020 r., sięgając 3751 przypadków.

Dane publikowane przez Urząd Regulacji Energetyki wskazują, że tylko w 2021 roku odmowa dotyczyła łącznej mocy aż 15 GW. Biorąc pod uwagę, że obecnie budowane nowe moce wytwórcze dotyczą głównie odnawialnych źródeł energii, prawdopodobnie znaczna część odmów dotyczyła właśnie tych technologii.

Żeby zrozumieć skalę zjawiska, trzeba przypomnieć, że w czerwcu tego roku łączna moc zainstalowana odnawialnych źródeł energii elektrycznej wynosiła prawie 20 GW.

Jest to poważna bariera nie tylko dla rozwoju fotowoltaiki, ale ogólnie dla efektywności i wydajności polskiej energetyki. Modernizacja i rozwój elektroenergetycznej infrastruktury przesyłowej powinny być jednym z głównych priorytetów w planach rozwoju energetyki odnawialnej.

**Częściowym rozwiązaniem mogłoby być umożliwienie budowy linii bezpośrednich np. z farm fotowoltaicznych do odbiorców energii. Przykładowo, inwestor, który ma środki finansowe na budowę odnawialnego źródła energii, mógłby część lub całość energii sprzedawać odbiorcy zlokalizowanemu w pobliżu farmy fotowoltaicznej za pomocą linii bezpośredniej z pominięciem sieci dystrybucyjnej.**

Obecnie budowa takiej linii wymaga jednak zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w drodze decyzji administracyjnej. Nie jest tajemnicą, że takie zgody nie są powszechnie wydawane.

Od kilku miesięcy trwają prace, które mają poprawić tę sytuację. Nic jednak nie wskazuje na to, by doszło do szybkiej regulacji w formie aktu prawnego.

## **CO PRZEMAWIA ZA FOTOWOLTAIKĄ?**

Ogniwa fotowoltaiczne jako źródło energii mają wiele zalet. Przede wszystkim, umożliwiają bezpośrednie wytwarzanie energii. Ich eksploatacja nie wpływa negatywnie na środowisko zewnętrzne – nie emitują hałasu ani zanieczyszczeń. Do istotnych zalet należy też możliwość zintegrowania ich zabudowy z istniejącymi budynkami, np. na dachach czy elewacjach, co ogranicza konieczność znalezienia dodatkowych lokalizacji pod tego typu inwestycje.

Fotowoltaika sprawdza się najlepiej tam, gdzie aktywność człowieka nakłada się na aktywność słońca, a więc w budynkach biurowych, użyteczności publicznej czy zakładach przemysłowych.

Obecnie najszerzej stosowana technologia wykorzystuje ogniwa krzemowe mono- i polikrystaliczne, jednak mówiąc o fotowoltaice nie można nie wspomnieć o ogniwach perowskitowych. Perowskity to minerały o krystalicznej strukturze. Oferują one zupełnie nowe możliwości wykorzystania energii słońca do produkcji energii elektrycznej. Materiał ten można nanosić praktycznie na każdą powierzchnię o niemal dowolnym kształcie. Montuje się go nawet w oknach, które przy zachowaniu tradycyjnych właściwości, jednocześnie pełnią funkcję paneli fotowoltaicznych.

Wszystko wskazuje na to, że będą one stanowić mocną konkurencję dla tradycyjnych paneli.

Zastosowanie fotowoltaiki nie ogranicza się już wyłącznie do wytwarzania energii na potrzeby urządzeń elektrycznych. Coraz częściej powstają też projekty wykorzystujące fotowoltaikę np. w systemach ciepłowniczych, w hybrydowych odnawialnych źródłach ciepła. Coraz powszechniejsze są też zastosowania paneli PV przy współpracy z pompami ciepła.

Fotowoltaika już dziś stanowi jedno z najważniejszych odnawialnych źródeł energii w Polsce, odpowiadając za nieco ponad połowę mocy osiągalnej z OZE<sup>1</sup>. Rosnące ceny surowców, dalszy postęp technologiczny, a co za tym idzie skrócenie czasu zwrotu z inwestycji w instalację sprawiają, że rozwój tego segmentu rynku wydaje się niezagrożony. Ponadto, na poziomie Unii Europejskiej trwają prace mające na celu dalszą intensyfikację wykorzystania potencjału energii słonecznej, co przełoży się z czasem także na polskie ustawodawstwo.

---

1 Źródło: <https://www.ere.waw.pl/wydawnictwa#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej>

# CZY WODÓR RZĘCZYWIŚCIE MOŻE STAĆ SIĘ PALIWEM PRZYSZŁOŚCI?

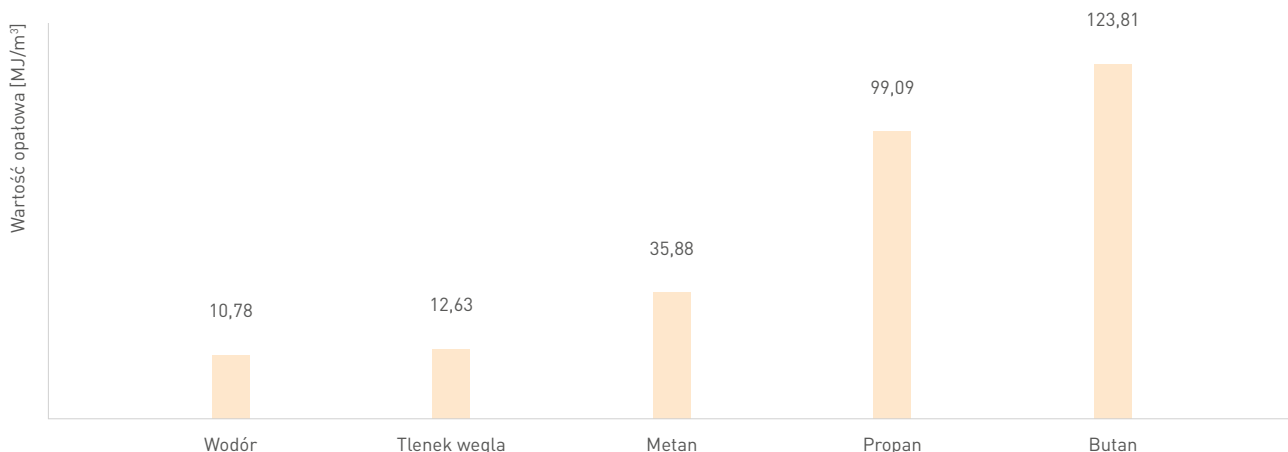
Wodór jest unikalnym pierwiastkiem, który ze względu na dużą aktywność chemiczną i fizyczną, nie występuje na Ziemi samodzielnie. Tworzy za to trwałe związki, a te najbardziej rozpowszechnione w przyrodzie to woda oraz węglowodory – ropa czy gaz ziemny. Wyjątkowe właściwości fizyczne wodoru sprawiają jednak, że wykorzystanie tego pierwiastka w roli paliwa wiąże się z szeregiem wyzwań.

Wodór jest bezwonny i pali się niewidocznym płomieniem. Pożaru wywołanego zapłonem wodoru nie należy gasić, a jedynie odciąć jego doływ i poczekać aż gaz się wypali. Szczególnie niebezpieczne mogą być pożary zbiorników z ciekłym wodorem, np. w samochodach osobowych. Ugaśnienie ognia w takim przypadku spowoduje wtórną eksplozję, bardziej niebezpieczną niż sam pożar.

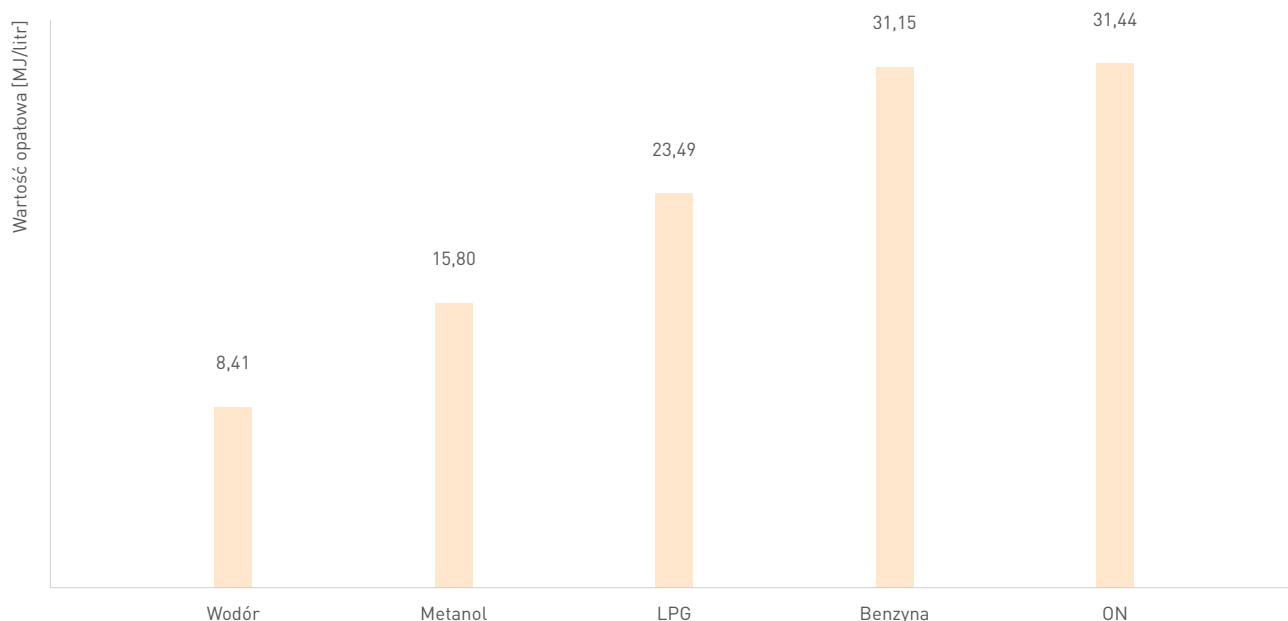
Kolejne wyzwania wiążą się z niewielką gęstością wodoru zarówno w stanie lotnym, jak i w postaci cieczy. Metr sześcienny gazowego wodoru waży zaledwie 84 g – dwunastokrotnie mniej niż ta sama objętość powietrza. W postaci ciekłej, pojemnik o pojemności jednego litra zmieści z kolei zaledwie 71 g wodoru. Ponadto, wodór skrapla się dopiero w temperaturze  $-255^{\circ}\text{C}$ . Bardzo niska gęstość wodoru sprawia, że jego transport rurociągami jest mniej efektywny, a przez to znacząco droższy.

Wodór jest również w stanie przeniknąć przez każdy rodzaj materiału. Jest zatem tylko kwestią czasu, kiedy zbiornik wodoru stanie się pusty. Gaz ten z łatwością przenika również przez gumowe uszczelki. Do jego transportu nie nadają się również rury z tworzyw sztucznych.

## Porównanie wartości energetycznych paliw gazowych



## Porównanie wartości energetycznych paliw ciekłych



Z powyższych wykresów wynika, że wodór jest najtańszym paliwem gazowym i ciekłym, a wynika to z braku węgla w cząsteczce i bardzo niskiej gęstości.

Wodór jest gazem palnym, niebezpiecznym, ponieważ ma szeroki zakres stężenia, w którym się zapala (od 4 – 75% w powietrzu). Do porównania, metan zapala się w przedziale 5.3 – 15%. Wodór jest niebezpieczny także ze względu na bardzo małą energię zapłonu 0.02 mJ (metan 0.29 mJ). Tak niska energia może spowodować wybuch już podczas wypływu z nieszczelnego zbiornika przy uderzeniu cząsteczek wodoru o przeszkodę lub ziemię. Ładunek elektrostatyczny na ciele człowieka może być nawet tysiącrotnie większy od energii zapłonu, co stwarza ogromne zagrożenie przy obsłudze urządzeń wodorowych.

Mimo iż wodór jest powszechnie dostępny w całym wszechświecie, na Ziemi nie występuje w postaci wolnej, a wyłącznie w związkach. Nie jest więc, jak węgiel, gaz ziemnym lub ropa naftowa, pierwotnym źródłem energii. Musi być wytworzony z innych źródeł, co wymaga zużycia energii pierwotnej. Na Ziemi wodór jest najbardziej rozpowszechniony w wodzie (stanowi 11 proc. jej masy), gazie ziemnym (25 proc. masy gazu) oraz w ropie naftowej (12 proc. masy) i biomasie (6 proc.).

Aktualny roczny poziom produkcji wodoru na świecie wynosi ok. 80 mln ton. Większą część tego wodoru zużywa się w miejscu wytworzenia, na potrzeby przemysłu chemicznego do produkcji nawozów. Trzeba zatem mieć na uwadze, że wzrost popytu na wodór do potrzeb transportu, produkcji

energii i ogrzewania, spowoduje wzrost cen nawozów, a tym samym wzrost cen żywności. Rynek nawozów może zareagować zwiększeniem wykorzystania węgla w produkcji nawozów, co z kolei niesie za sobą wzrost emisji CO<sub>2</sub>. W takim przypadku może się okazać, że długofalowo, globalna emisja CO<sub>2</sub> nie ulegnie zmianie.

### ZASTĄPIENIE PALIW KOPALNYCH WODOREM – CZY TO SIĘ DA ZROBIĆ?

Obecnie najtańszą metodą produkcji wodoru jest Parowy Reforming Metanu (SMR), polegający na katalitycznym rozkładzie gazu ziemnego w obecności pary wodnej. Produktem rozkładu jest wodór i CO<sub>2</sub> (lub CO). Docelowo, ze względu na wyczerpanie się źródeł gazu ziemnego, metoda ta ma zostać zastąpiona elektrolizą wody.

**Chcąc w całości zastąpić paliwa kopalne wodorem produkowanym w procesie Reformingu Parowego, Polska musiałaby zwiększyć zużycie gazu ziemnego dziewięciokrotnie.**

Dodatkowo spełnienie wymogów „zero” emisji CO<sub>2</sub> wymagałoby zatlóczenia 300 mln ton CO<sub>2</sub> pod ziemię. Odpowiada to zawróceniu pod ziemię 80 mln ton węgla. Obecnie rocznie wydobywa się w Polsce około 60 mln ton tego surowca. Zatlóczenie wymagałoby także zużycia znacznej ilości dodatkowej energii. Koszt zatlóczenia tony CO<sub>2</sub> jest szacowany na ok. 65 USD.

W przypadku przejścia na zasilanie wodorem wyłącznie samochodów osobowych, Polska musiałaby zwiększyć zużycie gazu o 51%.

## Produkcja wodoru w oparciu o gaz ziemny w Polsce rodziłaby także dodatkowe wyzwania.

- Polskie zasoby gazu wystarczą na około 18 lat<sup>1</sup>, europejskie na 7, a światowe na 50 lat. Inwestycje w produkcję i dystrybucję wodoru nie zwrócić się w okresie 7 - 18 lat. Po wyczerpaniu się zasobów Europa będzie skazana na import gazu ziemnego w 100% z krajów, które nie zagwarantują bezpieczeństwa ciągłości dostaw. Już obecnie mamy sytuację niestabilnego rynku gazu i wzrostu cen o kilkaset procent w ciągu kilku miesięcy.
- Przejście na wodór spowoduje zwiększenie zużycia gazu ziemnego nie tylko w Polsce, ale w innych (bogatszych i posiadających zasoby) krajach, co oznacza wzrost cen wodoru i ograniczone możliwości zakupów.
- Gaz ziemny jest cennym surowcem do produkcji nawozów sztucznych, a Polska jest krajem o dużym znaczeniu rolnictwa. Małe zasoby własne wodoru oraz import rodzą pytanie o priorytety jego zużycia. Czy zasoby te powinny w pierwszej kolejności zaspokajać potrzeby rolnictwa i produkcji żywności, czy energetyczne? Zapotrzebowanie energetyczne Polska bilansuje obecnie węglem, biomasą, biopaliwem i energią odnawialną.

Podobne wyzwania rodzi potencjalna próba zastąpienia paliw kopalnych wodorem produkowanym z elektrolizy. W tym celu niezbędne byłoby wytworzenie siedmiokrotnie większej ilości energii elektrycznej, niż wynosiła cała produkcja w 2019 r. W przypadku Polski energia ta musiałaby być

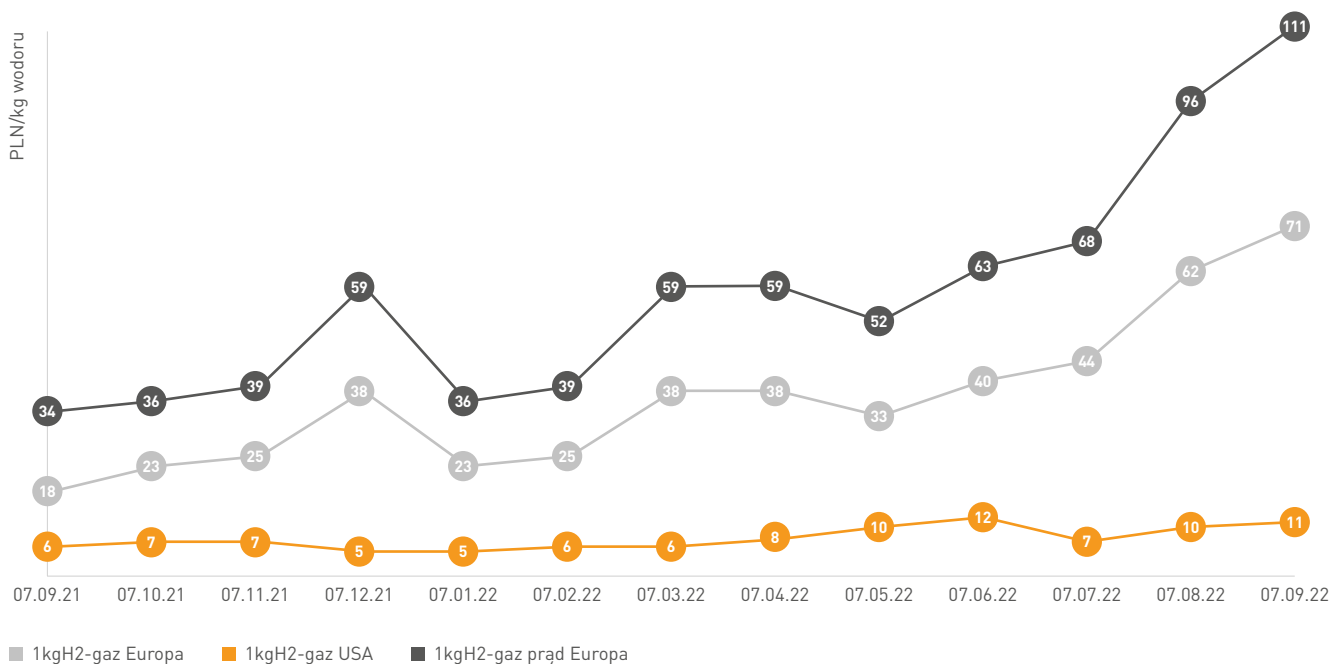
pozyskana w większości z węgla, co powoduje konieczność zataczania CO<sub>2</sub>.

Jeżeli oprócz produkcji wodoru o źródła odnawialne (w przypadku Polski głównie elektrownie wiatrowe), to ich ilość musiałaby wzrosnąć ponad 66 razy.

Na dziś najbardziej realne wydaje się zastąpienie wodorem benzyny oraz oleju opałowego. Obecnie moc zainstalowana energii wiatrowej (250 PJ) odpowiada ilości energii niezbędnej do napędu części pojazdów osobowych w Polsce. Zastosowanie wodorowych ogni paliwowych w gospodarstwach domowych pozwoliłoby na wytwarzanie prądu i ciepła w systemie kogeneracji, w wyniku której ogniwo paliwowe dostarczałoby 60% energii elektrycznej i około 30% ciepła ze spalania w nim wodoru. System ten sprawdziłby się jeszcze lepiej w dużych jednostkach mieszkalnych (wieżowce, osiedla) w oparciu o ogniwo wysokotemperaturowe. Obecnie takie rozwiązania są stosowane w dużych hotelach.

Wodór zdecydowanie przegrywa jednak w kosztach napędu samochodów osobowych w stosunku do energii elektrycznej. Brak jest zarówno sieci produkcji wodoru, magazynowania i dystrybucji. Sprężony wodór gazowy stosuje się co prawda w napędzie autobusów (np. w Koninie), jest też testowany jako napęd pociągów (w Austrii i Niemczech), jednak jest zdecydowanie odrzucany przez firmy transportu samochodowego (Volkswagen, Scania).

## Koszt wyprodukowania 1kg wodoru w ciągu 12 miesięcy wg. cen rynkowych gazu w Europie i USA oraz cen prądu w Europie



1 BP Statistical Review of World Energy 2021/70th edition

Niekorzystnym czynnikiem, który będzie miał wpływ na stosowanie wodoru jest dostępność wody jako surowca. Do wspomnianego powyżej sposobu pozyskiwania wodoru w drodze elektrolizy jest stosowana woda zdemineralizowana (demi). Obecnie jej koszt jest ponad 10-krotnie wyższy od wody kranowej, a ilość zużywanej wody nie pozostanie też bez znaczenia dla gospodarki wodno-ściekowej, zwłaszcza w rejonach ubogich w wodę.

Wykres kosztów wytwarzania wodoru (bez sprężania, skraplania, magazynowania, dystrybucji, etc.) pokazuje duże różnice w kosztach wytworzenia wodoru w zależności od lokalnych cen rynku gazu ziemnego. Koszty wytworzenia wodoru w USA są 3 – 7 krotnie niższe niż w Europie, co wynika z niższej ceny gazu.

Znajduje to odzwierciedlenie na rynku transportowym. W kontrakcie na dostawy wodoru do autobusów miejskich w Koninie cena za kg oscyluje wokół 86 PLN. Francuskie Montpellier wycofało się z projektu autobusów miejskich napędzanych wodorem ze względu na zbyt wysokie koszty operacyjne - zastosowanie wodoru było 6-krotnie droższe niż koszt energii przy napędzie elektrycznym.

## **JAK MOŻNA WYKORZYSTAĆ WODÓR Z KORZYŚCIĄ DLA POLSKIEJ GOSPODARKI?**

Jak wskazano powyżej, żadna z wykorzystywanych obecnie metod pozyskiwania wodoru nie jest doskonała. W polskich warunkach, największy potencjał wydaje się obecnie mieć elektrolityczna metoda produkcji wodoru, traktowana jako uzupełniająca forma wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej, bilansowania mocy elektrycznej i redukcji wahań poboru mocy. Uzyskany w ten sposób wodór należałoby zatlaczać do rurociągów, wzbogacając płynący nimi gaz ziemny. Metodę tę można zastosować przy bardzo niskich

nakładach inwestycyjnych.

Woda wydaje się dobrym źródłem wodoru, jednak jest związkami bardzo trwałymi, a tym samym wymagającym dużej energii, aby odzyskać z niej wodór. Elektroliza 1 kg wody wymaga dostarczenia 16 MJ i dostarcza 111 g wodoru. Uzyskany wodór stanowi tylko 12,5 MJ, z czego około 50 proc. udaje się przekształcić w energię elektryczną. Sprawność cyklu wytworzenia wodoru i jego ponowną zamianę na energię wynosi ok. 30 proc.

**Wodór nie może więc stanowić masowego paliwa - obecnie wciąż potrzebujemy więcej energii do jego wytworzenia niż możemy z niego otrzymać.**

Można przypuszczać, że obecny kryzys paliwowy spowoduje czasowe odejście od bardzo restrykcyjnych przepisów emisji CO<sub>2</sub> w Unii Europejskiej. Część ciężkiego transportu samochodowego nadal będzie korzystała z paliw płynnych, jak olej napędowy, dla którego nie ma obecnie alternatywy w postaci wodoru lub napędu elektrycznego. Tą alternatywą jest za to bio-diesel i prawdopodobnie to paliwo przejmie rynek transportu ciężkiego. Póki co, również samoloty będą korzystały z obecnego paliwa.

Zastępowanie paliw kopalnych będzie jednak sukcesywnie postępowo wraz z wyczerpywaniem się tych zasobów. Już w ciągu 10 najbliższych lat Unia Europejska będzie musiała zdecydować czy zastąpić gaz ziemny przy braku własnych źródeł. Wielu z nadzieją patrzy w kierunku wodoru, jednak aby myśleć o nim, jako o paliwie przyszłości, musielibyśmy najpierw uporać się z ograniczeniami, jakie wiążą się z jego produkcją, magazynowaniem i wykorzystaniem na skalę przemysłową. Te zaś wydają się na obecną chwilę wykluczać wodór, jako paliwo wykorzystywane na skalę masową.

# STRATEGIE DYWERSYFIKACJI DOSTAW GAZU ZIEMNEGO DO POLSKI

SZYMON GRABOWSKI

Perspektywa zakończenia kontraktu jamalskiego w 2022 r., ryzyka związane z uzależnieniem się od dostaw gazu z Rosji w ramach dotychczasowych rozwiązań technicznych i kontraktowych oraz kwietniowa decyzja Federacji Rosyjskiej o wstrzymaniu dostaw błękitnego paliwa do Polski sprawiają, że kwestii dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w surowiec nie sposób odkładać na później. Dla zabezpieczenia odpowiedniego i zróżnicowanego wolumenu dostaw kluczowe znaczenie mają elementy infrastruktury przesyłowej: rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, przepustowość gaziociągu Baltic Pipe oraz tzw. interkonektory gazowe.

## TERMINAL LNG

Terminal LNG w Świnoujściu jest ważnym obiektem infrastruktury dostaw gazu nie tylko dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, ale i dla krajów sąsiednich. Przygotowania do realizacji największego w Europie Środkowej terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego (LNG) rozpoczęto jeszcze w 2007 r.

Terminal w Świnoujściu działa od połowy 2016 r. W 2020 roku uruchomiony został program jego rozbudowy, w podziale na dwa etapy. W pierwszym etapie, zakończonym w 2021 r., instalacja została powiększona o dwa dodatkowe regazyfikatory, co pozwoliło zwiększyć nominalną moc regazyfikacyjną terminalu do 6,2 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>1</sup>. Etap drugi podzielono na dwa zakresy, obejmujące budowę nowego zbiornika LNG o pojemności gwarantowanej 180 tys. m<sup>3</sup>, oraz budowę nowego nadbrzeża do rozładunku, załadunku i bunkrowania

LNG wraz z estakadą przesyłową. Planowany termin zakończenia tej inwestycji to 2023 rok. Docelowa przepustowość terminalu w zakresie odbioru LNG i jego regazyfikacji ma wynieść 8,3 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Zgodnie z informacjami PGNiG, spółka posiada już kontrakty długoterminowe na dostawy LNG z USA i z Kataru:

- Kontrakty na dostawy amerykańskiego LNG o łącznym wolumenie 7 mln ton rocznie, co daje ponad 9 mld m<sup>3</sup> po regazyfikacji.
- Kontrakt wraz z umową dodatkową z Qatargas o wolumenie łącznie 2 milionów ton rocznie (tj. około 2,7 mld m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji).

Stan na październik 2022 r.

Na tę chwilę zabezpieczone kontraktami dostawy na poziomie 11,7 mld m<sup>3</sup> rocznie przekraczają obecne, a nawet planowane zdolności regazyfikacyjne terminalu w Świnoujściu, stąd nadwyżka importowanego LNG przyjmowana ma być przez terminal pływający w Kłajpedzie i transportowana do polski interkonektorem GIPL. Jednak i tu, zakładana przepustowość na poziomie 1,9 mld m<sup>3</sup> rocznie, nie pozwoli na obsłużenie całości zakontraktowanych dostaw. Tym bardziej, że zgodnie z informacjami z PGNiG długoterminowa rezerwacja przydziału mocy regazyfikacyjnych terminalu w Kłajpedzie wynosić będzie w ciągu najbliższych 10 lat jedynie 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

1 Dane: Gaz System

To właśnie przepustowość dostępnych terminali może okazać się wąskim gardłem, tym bardziej, że zgodnie z nowymi informacjami PGNiG planowane jest podpisanie kolejnego 20-letniego kontraktu kupna-sprzedaży LNG z rozbudowanego terminalu skraplającego Cameron LNG w Luizjanie oraz z planowanego terminalu Port Arthur LNG w Teksasie, co łącznie zapewni dodatkowo ok. 4 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

W tej sytuacji niezbędne jest jak najszybsze uruchomienie polskiej jednostki FSRU w zatoce Gdańskiej, której (zgodnie z dokumentami strategicznymi) planowana przepustowość wynieść ma 6,1 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, zgodnie z aktualnymi deklaracjami spółki Gaz System.

Ponieważ zakontraktowane i planowane do zakontraktowania dostawy LNG wynoszą obecnie 11,7+4 = 15,7 mld m<sup>3</sup> rocznie, a docelowa wydajność regazyfikacji 8,3 + 0,5 +6,1 = 14,9 mld m<sup>3</sup>, to - z uwzględnieniem możliwego odbioru przez terminal w Kłajpedzie interkonektem GIPL i aktualnie planowanej wydajności terminala FSRU w Zatoce Gdańskiej, planowana wydajność instalacji regazyfikacji wydaje się niewystarczająca do odebrania zakontraktowanych długoterminowo dostaw LNG. Dlatego też PGNiG zakłada jeszcze możliwość zwiększenia mocy regazyfikacyjnych.

Niestety, wg informacji operatora, inwestycja jest obecnie w fazie przygotowawczej, a oddanie do użytkowania naszej jednostki FSRU planowane jest dopiero w perspektywie lat 2026 - 2027.

Z technicznego i strategicznego punktu widzenia, na Bałtyku możliwa jest lokalizacja wielu jednostek FSRU zapewniających dostawy gazu z różnych kierunków. Dotychczas powstała tylko jedna taka instalacja na Litwie.

Ponadto, technologicznie możliwe jest też obsługiwanie kilku miejsc cumowania z infrastrukturą odbiorczą na lądzie przez jedną jednostkę FSRU. Warto zatem rozważyć wypracowanie w ramach Unii Europejskiej instrumentów finansowych umożliwiających realizację wspólnego projektu obejmującego budowę miejsc cumowania (terminali). Powinny one zostać zlokalizowane w bałtyckich portach krajów, takich jak np. Niemcy, Litwa i Polska, i połączone systemem przesyłowym. Ponadto, wskazany byłby zakup jednostek FSRU, mających możliwość elastycznego przemieszczenia się tam, gdzie są największe potrzeby rozładowania w danym okresie.

Działania te jednak będą mogły przynieść efekty dopiero w perspektywie najbliższych kilku lat.

Biorąc pod uwagę stan obecny – zaopatrzenie Polski w gaz ziemny w zakresie importu LNG może obecnie pokryć maksymalnie  $6,2 + 0,5 = 6,7$  mld m<sup>3</sup> rocznie, czyli mniej niż 40% zapotrzebowania na import gazu z roku 2021.

## BALTIC PIPE

Kolejnym kluczowym dla uniezależnienia się od rosyjskich dostaw elementem, jest możliwość bezpośredniego importu gazu ze złóż norweskich rurociągiem Baltic Pipe.

Historia tej inwestycji liczy ponad 30 lat. Jesienią tego roku, przy wsparciu środków UE w ramach programu „Łącząc Europę CEF”, udało się ją zrealizować i oddać do użytku.

Zakładane możliwości przesyłowe gazociągu Baltic Pipe wynoszą 10 mld m<sup>3</sup> gazu. Dotychczas, PGNiG zadeklarowało rezerwację 80 proc. docelowej przepustowości rurociągu. Zatem kluczowe z punktu widzenia zabezpieczenia pełnego zapotrzebowania kraju na gaz z importu wydaje się zakontraktowanie odpowiedniego wolumenu dostaw gazu przez rurociąg Baltic Pipe.

Już w 2020 r. PGNiG poinformowało o podpisaniu kontraktu z duńską firmą Ørsted na dostawy łącznie 6,4 mld m<sup>3</sup> gazu począwszy od 1 stycznia 2023 r. do 1 października 2028 r. Zgodnie z aktualnymi prognozami, rozpoczęcie dostaw jednak się opóźni i obecnie planowane jest dopiero na koniec 2023 r.

Jednocześnie PGNiG deklaruje, że głównym źródłem gazu sprowadzanego za pośrednictwem Baltic Pipe będzie wydobycie własne, prowadzone na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zgodnie z założeniami firmy, w 2027 r. ma ono sięgnąć 4 mld m<sup>3</sup>, co stanowić będzie prawie połowę zarezerwowanej przez PGNiG przepustowości Baltic Pipe.

Z ostatnich komunikatów PGNiG wynika, że już w 2023 roku spółka ta będzie w stanie sprowadzić z Norwegii przez Baltic Pipe 6,5 mld m<sup>3</sup> gazu, a w 2024 już ok. 7,7 mld m<sup>3</sup> dzięki m.in. kontraktowi podpisanemu z Grupą Equinor ASA na dostawę 2,4 mld m<sup>3</sup> rocznie oraz innym mniejszym kontraktom, w tym z TotalEnergies.

## INTERKONEKTORY

Poza rozwojem sieci przesyłowej i rozbudową magazynów gazu, istotnym elementem strategii dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego jest rozbudowa połączeń z państwami sąsiadującymi. Obecnie, w celu zwiększania możliwości wymiany międzysystemowej oraz dalszej dywersyfikacji dostaw, realizowane są połączenia ze Słowacją (potencjał importu 5,7 mld m<sup>3</sup>, eksportu 4,7 mld m<sup>3</sup> rocznie) oraz z Li-



twą (GIPL) (import 1,9 mld m<sup>3</sup>, eksport 2,4 mld m<sup>3</sup> rocznie).

O rozpoczęciu komercyjnego przesyłu gazociągiem łączącym Polskę z Litwą, Gaz System informował w maju br. Połączenie to jest o tyle istotne, że umożliwi odbiór z kontraktowanego już przez PGNiG gazu LNG, który będzie przeladowany w terminalu FSRU w Kłajpedzie.

Zakończone zostały też prace budowlane gazociągu (interkonektora) łączącego systemy przesyłowe Polski i Słowacji, o czym Gaz System poinformował pod koniec sierpnia br.

Wszystko wskazuje na to, że w 2023 roku Polska będzie dysponować nową, niezależną od rurociągu jamalskiego infrastrukturą techniczną umożliwiającą sprowadzenie dodatkowo ok. 18 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie ze źródeł całkowicie niezależnych od kierunku wschodniego. Teoretycznie powinno to umożliwić pokrycie zapotrzebowania na gaz z importu dla całego kraju w skali roku w przypadku nawet całkowitego wstrzymania dostaw gazu przez Rosję do wszystkich odbiorców w UE, pod warunkiem zakontraktowania właściwego wolumenu dostaw oraz dysponowania odpowiednią pojemnością magazynowania, która zapewni bufor m.in. dla celów bilansowania dostaw i poboru gazu przez krajowy system przesyłowy.

Całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wynosi aktualnie 3,23 mld m<sup>3</sup> gazu. Zgodnie z informacjami PGNiG obecnie trwają prace związane z rozbudową instalacji magazynowania. Jej docelowa pojemność po rozbudowie wyniesie ma 4,03 mld m<sup>3</sup>.

Według aktualnych informacji Gas Storage Poland - spółki celowej PGNiG odpowiedzialnej za wykonywanie zadań operatora systemu magazynowania - stan napełnienia wszystkich instalacji magazynowych wynosi obecnie 99%, co odpowiada wartości nieco ponad 19% łącznego zużycia gazu wysokometanowego w 2021 roku.

## STRUKTURA DOSTAW GAZU DO POLSKI

Zgodnie z danymi Ministerstwa Klimatu i Środowiska<sup>2</sup> udział gazu importowanego z kierunku wschodniego rurociągiem jamalskim wyniósł blisko 10 mld m<sup>3</sup>, tj. 56,5% całego wolumenu zaimportowanego gazu w 2021 r.

Pozostałe źródła zaopatrzenia w gaz ziemny w 2021 roku to:

- Import LNG - łącznie 22% całkowitego przywozu. Głównymi kierunkami importu w 2021 r. były Katar oraz USA

- nabycie wewnątrzspółnotowe z Niemiec -17,5% całkowitego przywozu
- nabycie wewnątrzspółnotowe z innych państw UE -2,3%
- import z Ukrainy - 1,9%

W sytuacji wyłączenia dostaw rurociągiem jamalskim konieczne będzie zapewnienie wolumenu dostaw na poziomie 10 mld m<sup>3</sup> rocznie z innego źródła. Zbliżoną przepustowość powinien zapewnić rurociąg Baltic Pipe, jednakże pod warunkiem zakontraktowania dostaw gazu tym rurociągiem na pełnym poziomie jego dostępnej przepustowości.

Niestety, oficjalne komunikaty PGNiG nie potwierdzają, żeby od początku 2023 roku zakontraktowane dostawy pozwoliły na sprowadzenie tą drogą gazu w takiej ilości, jaka pokryje utracone dostawy z kierunku wschodniego.

Według danych na trzeci kwartał 2022 r., maksymalny import przy wykorzystaniu infrastruktury do odbioru LNG (terminal LNG w Świnoujściu oraz import gazu z terminalu FSRU w Kłajpedzie poprzez interkonektor GIPL) to 6,7 mld m<sup>3</sup> rocznie, a szacowany zgodnie z ogólnodostępnymi informacjami wolumen dostaw gazu przez Baltic Pipe w roku 2023 to 6,5 mld m<sup>3</sup>.

Oba te źródła zapewnią więc ok. 13,2 mld m<sup>3</sup> gazu, czyli ok. 75 proc. zapotrzebowania na import, licząc dla poziomu z 2021 r. Zakładając więc, że poczynione, niezbędne oszczędności pozwolą utrzymać zapotrzebowanie na podobnym poziomie w roku 2023, niezbędne będzie nabycie i sprowadzenie ok. 4,3 mld m<sup>3</sup> gazu, żeby pokryć krajowe zapotrzebowanie w przyszłym roku.

Większość importu wewnątrzspółnotowego odbywała się do tej pory w ramach tzw. rewersu z Niemiec. W związku z ograniczeniami w dostawie gazu do Niemiec z Rosji, co już ma miejsce, utrzymanie dotychczasowego poziomu importu z tego źródła nie wydaje się możliwe.

Pomimo wstrzymania dostaw gazociągiem jamalskim, dysponujemy alternatywą, w postaci infrastruktury przesyłowej o wydajności zdolnej pokryć krajowe zapotrzebowanie z innych źródeł. Pozostaje kwestia zakontraktowania dostaw gazu w odpowiedniej ilości na wypadek dalszej eskalacji kryzysu gazowego w Europie. Odcięcie Niemiec od dostaw gazu z Rosji stanowi zagrożenie i dla nas, ponieważ w bilansie zapotrzebowania na gaz brakować nam będzie około 25 proc. dostaw tego surowca. Niedobór gazu na rynku niemieckim utrudnia lub nawet uniemożliwia wykorzy-

<sup>2</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za 2021 rok

stanie rewersu gazociągu jamalskiego na potrzeby dostaw do Polski, zmniejszając podaż i podnosząc dodatkowo cenę tego surowca.

Dlatego konieczne jest podjęcie działań mających na celu uzupełnienie powstających braków w dostawach.

## KONIECZNE DZIAŁANIA:

- Istotne ograniczenie zużycia gazu zgodnie z uzgodnionym w ramach UE planem redukcji zużycia gazu o 15%
- Zapewnienie dostaw gazu rurociągiem Baltic Pipe w ilościach wykorzystujących jego pełną przepustowość
- Zwiększenie potencjału regazyfikacji LNG, jak najszybsze uruchomienie planowanego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej

### Zapotrzebowanie krajowe na gaz:

Bilans gazu wysokometanowego (dane GUS)

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2019	2020	2021
Wydobycie krajowe	mln m3	1 666,00	1 694,00	1 688,90
Import	mln m3	16 750,00	16 510,00	17 539,20
Eksport	mln m3	665,00	1 323,00	110,80
Zmiana zapasów	mln m3	641,00	-447,00	397,50
Zużycie	mln m3	17 110,00	17 328,00	18 719,90
Całkowity przywóz gazu	mln m3	16 774,00	18 280,00	17 252,50

- wielkość wydobycia krajowego nie zawiera danych w zakresie gazu zaazotowanego, gazu z odmetanowania kopalń i wydobycia podmorskiego
- w bilansie dostaw na terytorium RP nie uwzględniono tranzytu (gazociąg Jamał-Europa)
- różnica pomiędzy wolumenem zatłoczonych i pobranych paliw gazowych w ciągu roku -wielkość dodatnia oznacza, że do magazynów zatłoczono większy wolumen paliw gazowych niż z nich odebrano (wielkość ta nie jest wliczana do bilansu)

#### Źródła

- Główny Urząd Statystyczny / Obszary tematyczne / Środowisko. Energia / Energia / Gospodarka energetyczna i gazownictwo w 2020 roku
- Główny Urząd Statystyczny / Obszary tematyczne / Środowisko. Energia / Energia / Efektywność wykorzystania energii w latach 2008-2018
- SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW GAZOWYCH – MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA
- Polityka Energetyczna Polski do 2040 r – MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA wraz z Załoženiami do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. – wzmacnianie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej
- Gas Storage Poland
- PGNiG: oświadczenie w sprawie wykorzystania przepustowości gazociągu Baltic Pipe - Portal korporacyjny
- GK PGNiG zwiększy pojemność magazynów gazu o 800 mln metrów sześciennych - Portal korporacyjny



# JAKI KSZTAŁT PRZYJMIE POLSKI ATOM?

**W ostatnim czasie w Polsce rośnie społeczne poparcie dla energetyki jądrowej. Zgodnie z badaniem ARC Rynek i Opinia z sierpnia br., Polacy przestali bać się atomu<sup>1</sup>.**

**Już tylko 13 proc. Polaków deklaruje sprzeciw wobec planów wprowadzenia energetyki jądrowej w kraju, a 64 proc. uważa, że prace w tym zakresie powinny zostać przyspieszone. To ogromna zmiana, która zaszła na przestrzeni ostatnich lat. Jeszcze w 2006 r., zgodnie z danymi CBOS, 58 proc. Polaków było zdecydowanie przeciwnych planom budowy elektrowni atomowej w Polsce<sup>2</sup>.**

Co istotne, zmiana nastawienia nie wydaje się bezpośrednio powiązana z napaścią Rosji na Ukrainę i wywołanym kryzysem energetycznym. Już w 2020 r. badania opinii publicznej przytaczane w uchwalonym Programie polskiej energetyki jądrowej<sup>3</sup> wskazywały na znaczącą przewagę zwolenników budowy elektrowni jądrowej w Polsce (57 proc.) nad jej przeciwnikami (20 proc.).

Jest to diametralna zmiana nastawienia polskiej opinii publicznej do atomu od czasu podjęcia decyzji o wstrzymaniu w latach 90. ubiegłego wieku budowy elektrowni jądrowej w Żarnowcu.

Nie bez znaczenia wydaje się też fakt, że od tego czasu

w promieniu do ok. 310 km od naszych granic, powstało i pracuje (póki co bez żadnych problemów) osiem elektrowni jądrowych z 21 blokami energetycznymi o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej ok. 13,6 GWe<sup>4</sup>.

Ponadto, zmiana nastawienia Polaków nie zachodzi w oderwaniu od procesów mających miejsce w całej Unii Europejskiej, której podejście także ewoluowało w tym zakresie. Obecnie, energetyka jądrowa decyzją Parlamentu Europejskiego została określona jako projekt zrównoważony środowiskowo w taksonomii projektów UE.

Z kolei dokument strategiczny Polityka Energetyczna Państwa do 2040 roku<sup>5</sup> zakłada wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce w perspektywie do 2043 roku, kiedy to planowane jest uruchomienie sześciu bloków jądrowych o mocy 1-1,6 GW. Pierwszy blok ma zostać uruchomiony w 2033 roku.

Założenia do aktualizacji tego dokumentu mówią o konsekwentnym wdrażaniu projektów energetyki jądrowej w postaci dużych reaktorów (bloków) o mocy powyżej 1 GW. Wskazują także na potrzebę równoległej pracy nad uruchamianiem małych reaktorów modułowych (SMR), które mogłyby w sposób rozproszony zastępować dotychczas wykorzystywane jednostki konwencjonalne oraz zapewniać dostawę energii bezpośrednio do odbiorców, stanowiąc

1 <https://arc.com.pl/polacy-przestali-bac-sie-atomu/>

2 [https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2006/K\\_108\\_06.PDF](https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2006/K_108_06.PDF)

3 <https://www.gov.pl/web/polski-atom/program-polskiej-energetyki-jadrowej-2020-r>

4 <https://nuclear.pl/polska,wokol,elektrownie-jadrowe-wokol-polski,0,0.html>

5 <https://www.gov.pl/web/klimat/zalozenia-do-aktualizacji-polityki-energetycznej-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>

element dywersyfikacji systemu wytwarzania energii elektrycznej.

Modułowe, „cywilne”, reaktory SMR to paradoksalnie nowa technologia (mimo że ich funkcjonalne odpowiedniki służą od ponad 60 lat do napędu okrętów podwodnych i lodotamaczy). Główną różnicę, oprócz istotnie ograniczonej mocy w stosunku do reaktorów konwencjonalnych, stanowi zmiana podejścia do budowy reaktora – zamiast skomplikowanej, długotrwałej i bardzo kosztownej budowy metodą in situ zastosowanie miałyby prefabrykacja w zakładzie produkcyjnym, transport i stosunkowo prosty montaż na miejscu.

Takie rozwiązanie pozwala skrócić proces inwestycyjny, obniżyć jego koszty i tym samym rekompensować relatywnie wyższy koszt reaktora SMR w stosunku do bloków konwencjonalnych w przeliczeniu na jednostkę mocy.

Konstrukcja modułowa oznacza również skalowalność instalacji. Umożliwia elastyczne dostosowanie liczby reaktorów w baterii w zależności od potrzeb danej lokalizacji, a kompaktowa konstrukcja i niewielkie wymagania w zakresie zajętości terenu pod instalację pozwalają na lokalizowanie takich reaktorów lub ich baterii blisko punktów odbioru energii. To z kolei przekłada się na redukcję kosztów budowy i eksploatacji sieci przesyłowych oraz strat energii na przesyśle.

Kluczową kwestią przy projektowaniu reaktorów modułowych jest zapewnienie maksymalnego poziomu bezpieczeństwa, w szczególności poprzez stosowanie takich rozwiązań konstrukcyjnych, które pozwalają na samoczynne wygaszenie reaktora w przypadku odcięcia zasilania z zewnątrz. Bezpieczeństwo użytkownika związane jest również z serwisowaniem urządzeń - możliwość przetransportowania modułowego reaktora bezpośrednio do producenta w celu dokonywania wymiany prętów paliwowych w fabryce znacząco zmniejsza poziom ryzyka.

Niemniej, tak istotna zmiana filozofii podejścia do użytkowania reaktorów atomowych - z instalacji montowanych w wydzielonych, specjalnie chronionych obiektach, maksy-

malnie oddalonych od ośrodków zaludnienia do instalacji, może jeszcze nie „przydomowych”, ale już „przysładowych” powoduje, że wprowadzenie takich rozwiązań do komercyjnego użytku wymaga długiego procesu badań i certyfikacji. Stąd pierwsze uruchomienia tego typu reaktorów planowane są obecnie na przełomie lat 2029 i 2030.

Budowa elektrowni wykorzystującej duże bloki energetyczne może być natomiast realizowana w oparciu o dostępne technologie, gwarantujące najwyższy poziom bezpieczeństwa. Budowa takiej elektrowni wymaga jednak podjęcia strategicznych decyzji o realizacji inwestycji i wyborze lokalizacji, oraz zapewnienia finansowania.

Oba podejścia utworzenia i rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, zarówno w wersji scentralizowanej - budowa klasycznej elektrowni atomowej w okolicach Choczewa, jak i wzbudzająca duże zainteresowanie przemysłu metoda rozproszona, zakładająca wykorzystanie lokalnie nowoczesnych reaktorów modułowych SMR, wydają się możliwe do zrealizowania w sposób komplementarny, co potwierdzają przyjęte założenia do aktualizacji dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”.

## **PODJĘTE DZIAŁANIA:**

2 listopada br. Rada Ministrów przyjęła uchwałę w sprawie budowy pierwszej elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej do 3,750 GWe w oparciu o amerykańską technologię reaktorów AP1000 przedsiębiorstwa Westinghouse Nuclear. Pierwszy blok ma powstać do 2033 r. Inwestorem w tym przedsięwzięciu będzie podmiot publiczny - Polskie Elekrownie Jądrowe.

Uchwała przewiduje też rozpoczęcie przez ten podmiot przygotowań do budowy kolejnej wielkoskalowej elektrowni jądrowej w Polsce centralnej.

Jednocześnie Prezes Rady Ministrów zadeklarował gotowość realizacji równoległego projektu budowy elektrowni jądrowej przez podmiot prywatny, będący spółką z udziałem Skarbu Państwa wspólnie z południowokoreańskim partnerem KHNP.

# CZY ZNACZĄCĄ OBNIŻENIE ŻUŻYCIA ENERGII W PRZEMYSŁE JEST W NASZYM ZASIĘGU?

JACEK MSZYCA

**Europa jest w kryzysie energetycznym jaki nie miał jeszcze miejsca. W odróżnieniu od kryzysu światowego w latach 70., obecnie zagrożeniem dla funkcjonowania gospodarek państw europejskich są nie tylko ceny paliw, ale i ich fizyczna dostępność. Takiej sytuacji jeszcze Europa nie doświadczyła.**

Kierunki działań zarówno Komisji Europejskiej, jak i poszczególnych państw skupione są na zapewnieniu alternatywnych źródeł paliw kopalnych, co jest zrozumiałym, ale jednak niewystarczającym posunięciem. Rozważane są również działania ograniczające konsumpcję energii zarówno na poziomie Unii Europejskiej, jak i krajowym.

Część proponowanych działań ma polegać na ograniczeniu zużycia energii np. przez obniżenie temperatury ogrzewania czy wyłączanie części odbiorników. Inne dotyczą bezpośrednich dopłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

Doraźne działania są konieczne, jednak wydaje się, że brakuje spójnej wizji określającej stan, do którego mamy zmierzać. Tymczasem na szeroką skalę powinny zostać podjęte planowe działania poprawiające efektywność wykorzystania energii zarówno finalnej, jak i pierwotnej.

Jak w takiej sytuacji mają zachować się odbiorcy energii? Jakie są możliwości, jaki jest potencjał obniżenia zużycia

energii bez szkody dla prowadzonej działalności? Żeby odpowiedzieć na to pytanie, trzeba przytoczyć kilka faktów.

Wg danych GUS<sup>1</sup> finalne zużycie energii elektrycznej w Polsce w 2020 r. wyniosło ok. 171 TWh, a ciepła w parze i gotującej wodzie ok. 78,6 TWh. Łącznie zużycie energii finalnej w postaci energii elektrycznej i ciepła wyniosło prawie 250 TWh. Gospodarstwa domowe zużyły ok. 30 TWh energii elektrycznej i 46 TWh ciepła. Za pozostałe, wynoszące ok. 70 proc. całości zużycie odpowiada przemysł oraz jednostki użyteczności publicznej.

W każdym z tych obszarów istnieje potencjał oszczędności energii. Przyjęte przez Polskę założenia wzrostu efektywności energetycznej do roku 2030 zakładają cel poprawy efektywności energetycznej dla energii pierwotnej o 23% w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej według prognozy PRIMES 2007. Średnioroczne zużycie energii pierwotnej w Polsce wynosi ponad 101 mln toe rocznie, a jego docelowa wartość w 2030 r. ma kształtować się na poziomie 91,3 mln toe<sup>2</sup>.

Biorąc pod uwagę powyższe liczby możemy szacować, że w zakresie poprawy efektywności energetycznej mamy potencjał sięgający przynajmniej 10 mln toe.

Jednocześnie z założeń ustawy o efektywności energetycznej<sup>3</sup> wynika, że potowa tego celu tj. 5,6 mln toe, ma być

<sup>1</sup> GUS – Energia 2021, Warszawa 2021 r.

<sup>2</sup> GUS – Efektywność wykorzystania energii w latach 2009–2019, W-wa 2021 r.

<sup>3</sup> Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej [Dz.U. 2021 poz. 2166]

osiągnięta przez wdrażanie konkretnych działań, głównie ograniczających zużycie energii finalnej.

Wartości, o których tu mówimy stanowią odpowiednik ok. 9,8 mln ton węgla kamiennego lub 6,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Są to wartości zbliżone do dzisiejszego poziomu deficytu surowców energetycznych w naszym kraju. I to nie biorąc pod uwagę sprawności przemiany energii pierwotnej paliw w energię finalną.

## **DZIAŁANIA, KTÓRE DAJĄ REALNY REZULTAT**

Przeprowadzone w ostatnim czasie audyty energetyczne przedsiębiorstw przynoszą ciekawe przykłady przedsięwzięć podnoszących efektywność wykorzystania energii. W zależności od typu przedsiębiorstwa i charakteru prowadzonej działalności, stosunkowo niewielkie zmiany są w stanie przynieść znaczące oszczędności.

### **PRZYKŁAD 1. FIRMA PRODUKUJĄCA NAPOJE – AUDYT OBEJMUJĄCY WSZYSTKIE OBSZARY DZIAŁALNOŚCI**

Głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi w omawianym przykładzie są gaz ziemny (53%) oraz energia elektryczna (47%).

Gaz ziemny przeznaczony jest głównie na potrzeby wytwarzania ciepła technologicznego. Jego zapotrzebowanie zależy głównie od poziomu produkcji. Energia elektryczna wykorzystywana jest w napędach urządzeń technologicznych.

Zaproponowane działania dotyczyły poprawy efektywności wykorzystania energii elektrycznej, uwzględniające m.in. częściową wymianę silników na urządzenia o wyższej sprawności, zastosowanie przemienników częstotliwości do sterowania napędów o zmiennym obciążeniu, itp.

Drugi obszar działań, dotyczył poprawy efektywności wytwarzania ciepła, w tym przez regulację procesu spalania oraz zastosowanie kogeneracji.

Potencjał poprawy efektywności wyniósł prawie 1200 toe, co oznaczało w tym przypadku 24% w stosunku do stanu wyjściowego.

### **PRZYKŁAD 2. PRODUCENT ŻYWNOŚCI – AUDYT OBEJMUJĄCY WSZYSTKIE OBSZARY DZIAŁALNOŚCI**

Nośnikami energii dostarczanymi do przedsiębiorstwa są gaz ziemny (69%) energia elektryczna (26%) oraz ciepło

sieciowe (5%), a produkcja zlokalizowana jest w kilku zakładach w różnych lokalizacjach.

Gaz ziemny przeznaczony jest głównie na potrzeby wytwarzania ciepła technologicznego. Podobnie jak we wcześniejszym przypadku, zapotrzebowanie zależy głównie od poziomu produkcji. Energia elektryczna wykorzystywana jest w napędach urządzeń technologicznych.

Przeprowadzona analiza wykazała znaczący potencjał wykorzystania energii odpadowej z pieców tunelowych oraz ze sprężarek powietrza. Oszczędność energii tylko z tytułu wykorzystania ciepła odpadowego wyniosła w tym przypadku ponad 12% (ponad 450 toe). Pozostałe działania dotyczyły poprawy efektywności wykorzystania ciepła sieciowego przez modernizację instalacji centralnego ogrzewania.

Drugi obszar działań, dotyczył poprawy efektywności wykorzystania paliw przez zastosowanie kogeneracji.

Dzięki podjętym działaniom łączny potencjał poprawy efektywności wyniósł blisko 1000 toe, czyli 25% w stosunku do stanu wyjściowego.

### **PRZYKŁAD 3. PRZEDSIĘBIORSTWO PRODUKCYJNE – AUDYT ENERGETYCZNY OBEJMUJĄCY TECHNOLOGIE PRODUKCJI**

W przedsiębiorstwie produkującym m.in. korpusy do urządzeń pomiarowych przeprowadzony został audyt obejmujący technologię wytopu metali wykorzystywanych w produkcji. Nośnikiem energii dostarczanym do pieców jest gaz ziemny, przeznaczony na potrzeby podgrzewania surówki metali. Zapotrzebowanie energii zależy od poziomu produkcji, ale też od sprawności pieca.

Przeprowadzona analiza wykazała opłacalność wymiany istniejących czterech pieców na jeden nowy, o wyższej wydajności. Wymiana skutkowała obniżeniem zużycia paliwa na jednostkę produktu, co przełożyło się na zmniejszenie zapotrzebowania paliwa o 48% w stosunku do stanu wyjściowego. Łączny efekt poprawy efektywności wyniósł blisko 100 toe.

### **PRZYKŁAD 4. AUDYT ENERGETYCZNY OBEJMUJĄCY GOSPODARKĘ SPRĘŻONYM POWIETRZEM**

Wykorzystywana w działalności produkcyjnej/operacyjnej sprężarka powietrza napędzana energią elektryczną pracowała w systemie regulacji Dociąż/Odciąż. W takim trybie za każdym razem, gdy sprężarka się odciąża (Un-Load), następuje strata energii, ponieważ nie jest wytwarzane sprę-

żone powietrze, a silnik elektryczny pracuje (na biegu luzem) i zużywa energię elektryczną. Ponadto urządzenie nie umożliwiałoby odzyskiwania ciepła odpadowego z chłodzenia sprężarki.

Przeprowadzona analiza wykazała optymalność wymiany urządzenia na nowe, umożliwiające płynną regulację obrotów oraz odzysk ciepła. Wymiana skutkowałą obniżeniem zużycia energii elektrycznej o 43% w stosunku do stanu wyjściowego. Dodatkowo roczna ilość odzyskanego ciepła wyniosła 65 toe. Łączny efekt poprawy efektywności wyniósł ponad 96 toe.

#### **PRZYKŁAD 5. WYMIANA SILNIKA POMPY OBIEGOWEJ SIECI CIEPŁOWNICZEJ**

Przedmiotem przedsięwzięcia była wymiana silnika o mocy 250 kW wykorzystywanego do napędu pompy obiegowej sieci ciepłowniczej. Przeprowadzona analiza wykazała, że przy aktualnym zapotrzebowaniu na ciepło, moc stosowanej pompy była za wysoka. Ponadto, pompa nie posiadała regulacji obrotów, a jej wydajność zmieniana była przez dławienie, co generowało nadmierne zużycie energii elektrycznej.

W wyniku przeprowadzonego audytu energetycznego, dobrano pompę o mocy 160 kW z płynną regulacją obrotów, która pozwala na dostosowanie mocy pompy do zmiennego zapotrzebowania na ciepło w sezonie grzewczym.

Wymiana pompy skutkowałą obniżeniem zużycia energii elektrycznej o ponad 66% w stosunku do stanu wyjściowego. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w skali roku obniżono w ten sposób o ponad 60 toe.

#### **PRZYKŁAD 6 – WYKORZYSTANIE CIEPŁA Z ODNAWIALNEGO ŹRÓDŁA ENERGII**

Przedsiębiorstwo wytwarzające energię elektryczną w odnawialnym źródle energii z biogazu rolniczego wykorzystuje silniki spalinowe z generatorami o łącznej mocy 2 MW. Oprócz energii elektrycznej, wytwarzają one także znaczne

ilości ciepła z chłodzenia płaszcza silników oraz spalin. Dla lepszego wykorzystania energii zawartej w biogazie, przedsiębiorstwo wybudowało sieć ciepłowniczą i przyłączyło kilkanaście obiektów w pobliskiej miejscowości w województwie warmińsko-mazurskim.

Ciepło wykorzystywane jest obecnie przez cały rok, do centralnego ogrzewania oraz podgrzewania wody użytkowej. Wcześniej obiekty te były ogrzewane paliwami kopalnymi, głównie węglem kamiennym.

Efektem energetycznym jest ilość wykorzystanego użytecznego ciepła odpadowego, jakie powstaje w trakcie wytwarzania energii elektrycznej. Dodatkową zaletą jest też to, że ciepło pochodzi z paliwa odnawialnego. Roczny efekt energetyczny wynosi prawie 700 toe.

Opisane powyżej przykłady stanowią niewielki wycinek działań, jakie można podjąć w istniejących przedsiębiorstwach. Skala oszczędności zależy od rodzaju działalności, wieku eksploatowanych urządzeń czy stosowanych rozwiązań technicznych. Nie w każdym przypadku będą one zatem sięgały kilkunastu czy kilkudziesięciu procent. Są jednak branże i sektory, w których nawet oszczędności rzędu 1 czy 2 proc. wiążą się z oszczędnościami idącymi w tysiące toe.

Wydaje się, że wykorzystanie już istniejących mechanizmów prawnych, jak ustawa o efektywności energetycznej powinno być usprawnione tak, aby zintensyfikować działania obniżające nasze zapotrzebowanie na kopalne nośniki energii. Nie chodzi tylko o zachęcanie przedsiębiorstw do działania, ale także o poprawienie wskaźników energochłonności naszego kraju, jako całości, a tym samym poprawienie konkurencyjności.

Jak pokazują powyższe przykłady, znaczące obniżenie zużycia nośników energii w przemyśle jest możliwe. Co więcej, w dobie kryzysu energetycznego, racjonalizacja zużycia energii powinna być traktowana priorytetowo i prowadzona równoległe z poszukiwaniem alternatywnych źródeł paliw czy energii.

# SYLWETKI AUTORÓW



## **DR INŻ. BOGDAN NOGA**

Zastępca dyrektora pionu projektowania ds. geologii w Multiconsult Polska. Absolwent Wydziału Mechanicznego Politechniki Radomskiej oraz Wydziału Geologii i Górnictwa Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Posiada uprawnienia geologiczne kategorii III, IV, V i VII. W 2008 r. obronił doktorat w Instytucie Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku. Autor i współautor podręczników z zakresu komputerowego wspomaganie projektowania oraz programowania. Z geologią i ochroną środowiska związany od niemal 20 lat. Ekspert w zakresie studyjnych analiz inwestycji, związanych z odnawialnymi źródłami energii. Autor licznych opracowań z zakresu energetyki geotermalnej, w tym m.in. projektów robót geologicznych dla otworów geotermalnych, dokumentacji hydrogeologicznych ustalających zasoby wód termalnych, studiów wykonalności z zakresu budowy ciepłowni geotermalnych oraz projektów zagospodarowania złóż. Posiada rozległe doświadczenie w aplikowaniu o środki na realizację inwestycji, zarówno z krajowych, jak i zagranicznych źródeł finansowania.



## **SZYMON GRABOWSKI**

Od 2001 r. dyrektor pionu przemysł, ropa i gaz w Multiconsult Polska. Magister inżynier budownictwa z ponad 25-letnim doświadczeniem zawodowym. Specjalizuje się w zarządzaniu i koordynacji procesów inwestycyjnych dla obiektów kubaturowych, infrastrukturalnych i przemysłowych na każdym etapie realizacji - od przygotowania założeń inwestycyjnych, przez fazę koncepcji i studiów wykonalności, opracowania wielobranżowej dokumentacji technicznej, dokumentacji przetargowej i specyfikacji technicznych, po koordynację robót budowlanych, prowadzenie odbiorów i rozliczanie kontraktu. Doświadczony menadżer i kierownik projektów infrastrukturalnych oraz energetycznych, m.in. koordynował prace zespołu nadzorującego i rozliczającego budowę warsztatu utrzymania technicznego dla pociągów Pendolino, nadzorował proces wyboru, wdrażania, i rozliczania projektów kolejowych oraz lotniskowych dofinansowanych ze środków UE w ramach POIiŚ 2007-2013 na łączną kwotę około 50 mld zł, odpowiadał za przygotowanie i realizację programu przebudowy i modernizacji 190 dworców kolejowych, zarządzał zespołem Inżyniera Kontraktu dla rozbudowywanego terminalu LNG w Świnoujściu.



## **GABRIEL LIGĘSKA**

Business development manager i pełnomocnik zarządu ds. rozwoju biznesu w Multiconsult Polska. Menadżer z ponad 15-letnim doświadczeniem technicznym i sprzedażowym, zaangażowany w realizację projektów energetycznych w środowisku międzynarodowym. Prowadził oraz nadzorował projekty i inwestycje techniczne w obszarze gazu i ropy, a także infrastruktury i budownictwa kubaturowego. Specjalizuje się również w budowaniu strategii rozwoju i pozycji firm na rynku inżynieryjno-przemysłowym. Absolwent Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Robotyki Akademii Górniczo-Hutniczej o specjalizacji Energetyka konwencjonalna i OZE.



## KONSULTANCI WSPÓŁPRACUJĄCY Z MULTICONSULT POLSKA



### **JACEK MSZYCA**

Absolwent Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej, MBA University of Central Lancashire Preston i Lubelskiej Szkoły Biznesu, studiów podyplomowych z zakresu audytu energetycznego oraz prawa i administracji. Doświadczenie zawodowe zdobywał w przemyśle, firmach projektowych i doradczych związanych z branżą energetyczną. Współorganizator Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej „Ciepłogaz” w Krupskim Młynie. W latach 1998 – 2007 prezes zarządu tej firmy, a obecnie członek Rady Nadzorczej. Zajmuje się weryfikacją jednostek kogeneracji oraz rzeczoznawstwem w zakresie ochrony środowiska i energetyki. Auditor energetyczny, trener i wykładowca w zakresie kogeneracji, efektywności energetycznej, prawa energetycznego oraz rozliczania mediów.



### **ARTUR SZCZELINA**

Ekspert w obszarze inżynierii chemicznej, doświadczony menadżer ds. inwestycji i technologii. Od 40 lat zaangażowany w realizację różnorodnych inwestycji w przemyśle stalowym, chemicznym, ropy i gazu, farmaceutycznym oraz spożywczym. Wdrażał zastosowanie gazów przemysłowych w Polsce, odpowiadał za budowę instalacji do skraplania, magazynowania i transportu tlenu, azotu, argonu, oraz za ich zastosowanie w technologii. Aplikował technologie wodorowe w przemyśle szklarskim i petrochemicznym. Koordynował budowę i pracę zakładów przemysłowych prowadzących przetwórstwo plastików dla przemysłu samochodowego i elektronicznego, produkcję materiałów izolacyjnych oraz dodatków do paliw. Realizował budowę zbiorników paliw i rurociągów, a także instalacji ochrony środowiska. Posiadacz dyplomu MBA.

**Multiconsult Polska to multidyscyplinarna firma świadcząca usługi projektowe, nadzorowe oraz doradcze w zakresie projektów technicznych i ochrony środowiska, działająca w następujących branżach: transport i infrastruktura, budownictwo oraz przemysł, w tym sektor ropy i gazu. Filozofia firmy to utrzymanie najwyższej jakości realizowanych usług, z jednoczesnym zapewnieniem najwyższych standardów etycznych, poszanowaniem środowiska naturalnego oraz utrzymaniem wysokiego standardu bezpieczeństwa i higieny pracy.**

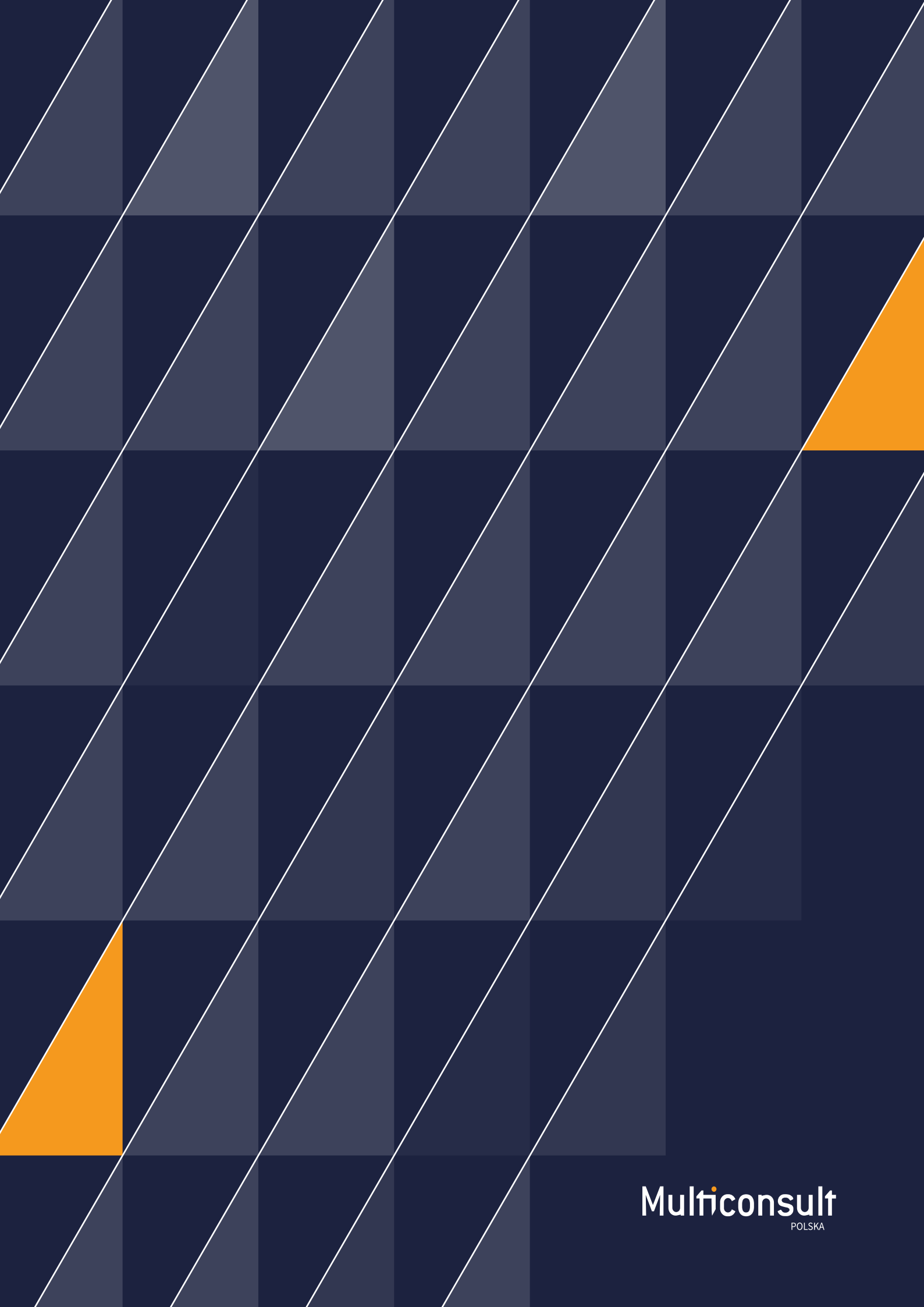
Od 2014 r. spółka należy do norweskiej grupy Multiconsult, notowanej na giełdzie w Oslo. Multiconsult ma ponad 100-letnie doświadczenie, specjalizuje się w projektowaniu, zarządzaniu oraz inżynierii. Zespół Multiconsult Polska, wcześniej tworzący WS Atkins Polska, istnieje od 1992 r. Obecnie liczy ponad 300 osób, pracujących w biurach w Warszawie, Gdańsku, Krakowie, Gliwicach i we Wrocławiu. Zespół tworzą wysoko wyspecjalizowani inżynierowie, konsultanci, eksperci, posiadający stosowne kwalifikacje i niezbędne uprawnienia, a także doświadczenie w realizacji największych projektów infrastrukturalnych w Polsce.

Spółka była i jest obecna na budowie polskich autostrad. Sprawowała nadzór nad budową autostrady A1 i A2, wykonała Konceptje Programowe dla ponad 130 km autostrady A2 na wschód od Warszawy. W portfolio firmy znajdują się duże projekty kolejowe jak stacja w Czechowicach-Dziedzicach czy port kolejowy w Gdyni, a także energetyczne – nadzór inwestorski i doradztwo techniczne dla budowy terminalu LNG w Świnoujściu. Spółka prowadzi także prace środowiskowe dla Centralnego Portu Komunikacyjnego, pełni rolę Konsultanta ds. badań terenu oraz przygotowuje dokumentację przedprojektową dla linii kolejowych, stanowiących infrastrukturę Kolei Dużych Prędkości.

Multiconsult Polska uczestniczy w najważniejszych prowadzonych w Polsce inwestycjach. Stawia na rozwój i innowacyjność, dążąc do osiągnięcia pozycji lidera na rynku usług inżynierskich.

Więcej informacji: [www.multiconsult-polska.com](http://www.multiconsult-polska.com)





**Multiconsult**  
POLSKA