

---

Green is good

---

2025

# GREEN BOOK



Energia

Fot. Michelle Li/Unsplash



# Energia – zielone moce rosną, ale inwestycje spadają

● Europa pokazała jak można dokonać rzeczywistej, zielonej zmiany: już w pierwszej połowie ub.r. wiatraki i panele słoneczne na starym kontynencie wygenerowały więcej energii niż paliwa kopalne. To historyczny przełom.

● Ta zmiana miksu robi wrażenie tym większe, że jeszcze osiem lat temu czarnej energii było trzy razy więcej niż zielonej.

● Jednym z krajów UE, który odnotowuje największe przyrosty OZE jest Polska: jeśli chodzi o wiatr, w ub.r. byliśmy numerem trzy, a w solarach numerem cztery.

● Postęp jest imponujący, ale w czystą energię wciąż inwestujemy zbyt mało. Według Międzynarodowej Agencji Energii aby powstrzymać ocieplenie się klimatu, rocznie na czyste technologie wydatki powinny być dwa razy wyższe niż obecnie.

● Z kolei naukowcy z University of Exeter i University College London przekonują, że w zielonej transformacji przekroczyliśmy już „punkt krytyczny” i żaden Donald Trump nie zawróci nas z tej drogi: do połowy wieku słońce będzie głównym źródłem energii dla Ziemi.

● Boom w fotowoltaice napędzają przede wszystkim niskie ceny paneli, które w ciągu dwóch lat spadły trzykrotnie. Z punktu widzenia inwestycji to informacja dobra, oznacza jednak, że wśród ich producentów zlokalizowanych głównie w Chinach trwa ogromna, wyniszczająca konkurencja, która na dłuższą metę może zaszkodzić całej branży.

● Niższe koszty zakupu paneli maskują też niepokojący trend na rynkach rozwiniętych, takich jak Europa, gdzie skala inwestycji w fotowoltaikę de facto spada (w ub.r. o 13 proc.), a mocy przybywa tylko

ze względu na fakt, że ceny spadają jeszcze szybciej i za mniejsze kwoty można kupić nawet więcej ogniw.

● W branży fotowoltaicznej królem wciąż pozostaje krzem, ale coraz poważniej traktowane są nowe ogniwa perowskitowe. Są cienkie i przeziernie, a przede wszystkim potencjalnie tanie w produkcji, a efektywność w wytwarzaniu prądu robi się coraz większa – w Chinach zaprezentowano już ogniwa o sprawności 24,5 proc.

● Podobne tendencje co w fotowoltaice widać w energetyce wiatrowej. Rynek wciąż rośnie (o 11 proc.), ale wolniej niż rok wcześniej (22 proc.) i to głównie za sprawą Chin. Spadki odnotowano za to w Europie oraz USA.

● W kwestii produkcji czystej energii coraz częściej spoglądamy na morza i oceany. Farmy off-shore to nic nowego, inżynierowie pracują tu jednak nad

nowymi typami wiatraków – m.in. wirujących w osi poziomej – lepiej dostosowanych do warunków morskich.

● Coraz więcej jest też pomysłów i technologii na czerpanie energii z morskich fal, a także prądów pływowych, znanych bardziej jako pływy morskie.

● Coraz większa ilość energii z wiatru i słońca produkowana bardzo nierównomiernie w ciągu dnia staje się coraz większym wyzwaniem dla sieci energetycznych, o czym pod koniec kwietnia przekonała się Hiszpania. To sprawia, że znacznie więcej środków trzeba wydać na modernizację i dostosowanie sieci do nowej energetyki, a także znacznie poważniej podejść do magazynowania energii.

● Od dwóch lat widać zresztą znaczące przyspieszenie w rozwoju magazynów. Według danych

BNEF moc nowo zainstalowanych magazynów, która w 2022 r. wynosiła 18 GW, rok później sięgała już 39 GW, a w minionym 2024 r. 69 GW.

● W tej dziedzinie mamy też duże wyzwania technologiczne. Według BNEF, aż do 2035 roku akumulatory litowo-żelazowo-fosforanowe (LFP) pozostaną dominującą chemią do magazynowania energii. Zdecydują o tym niższy koszt i dłuższa żywotność w porównaniu z bateriami litowo-jonowymi na bazie niklu (NMC/NCA).

● Już dziś inżynierowie pracują jednak nad nowymi efektywnymi sposobami magazynowania energii. Duży potencjał ma rozproszona sieć do której włączy się samochody elektryczne i domowe magazyny energii. Inny kierunek to zmiana energii elektryczną w ciepłą i z powrotem oraz magazynowanie jej w sieci elektrociepłej.





# Po zielonej stronie mocy – czyste rekordy świata



Fot. Alexander Mills/Unsplash

● W czystej energetyce każdy kolejny rok przynosi przełamanie ważnej bariery. W 2024 r. przede wszystkim dorodnie zaowocowały wysiłki Europy na rzecz dekarbonizacji energetyki. Według danych Ember aż 47 proc. energii UE produkowane jest już ze źródeł odnawialnych, a jeśli weźmiemy pod uwagę, że kolejne 24 proc. dostarczają elektrownie atomowe, to już za chwilę ¾ prądu w Europie będzie bezemisyjne. Ubiegły rok był o tyle symboliczny, że farmy słoneczne z 11-procentowym udziałem wyprzedziły węgiel, który dostarcza już tylko 10 proc. energii. Są jednak też lepsi od Europejczyków: największy na świecie, 89-procentowy udział OZE ma Brazylia bazująca na energetyce wodnej, a Kanada szczyti się 66 proc. Największe gospodarki – Chiny (30,6 proc. udziału OZE) oraz USA (22,7 proc.) – pozostają jednak w tyle.

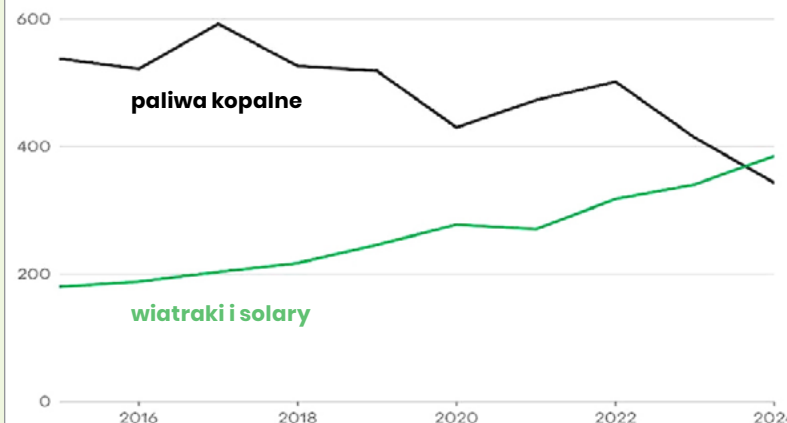
● Już w pierwszej połowie roku w Europie produkcja energii z wiatraków oraz paneli słonecznych sięgnęła niemal 400 TWh i pierwszy raz w historii przebiła tę z paliw kopalnych. Osiągnięcie tym większe, jeśli

weźmiemy pod uwagę, że w 2017 r. te dwa źródła dostarczały 200 TWh, podczas gdy spalane węglowodory aż 600 TWh. Różnica była więc aż trzykrotna. A w pierwszym półroczu 2024 wiatr i słońce dostarczyły Unii już 30 proc. mocy, podczas gdy paliwa kopalne 27 proc. Spadek ich udziału o 17 proc. nastąpił pomimo tego, że popyt na prąd odbił się po dwóch kryzysach: covidowym i gazowym, rosnąc o niecały 1 proc. rok do roku.

W pierwszej połowie minionego roku udział węgla w produkcji energii zmniejszył się o 24 proc., a gazu o 14 proc. Jak podkreślają eksperci think tanku Ember, z jednej strony przyczyniła się do tego pogoda sprzyjająca OZE, a z drugiej polityka państw członkowskich, które po inwazji Rosji na Ukrainę podjęły działania zmierzające do ograniczenia importu paliw ze Wschodu.

## Energia wiatrowa i słoneczna w UE wyprzedzą energię kopalną w pierwszej połowie 2024 r.

Produkcja w pierwszej połowie każdego roku (TWh)



Źródło: miesięczne dane o zużyciu energii elektrycznej, Ember

EMBER



● O dobrym wyniku pierwszego półrocza zdecydowały przede wszystkim wyniki trzynastu państw UE, w których wiatr i słońce przeważają już nad węglem i gazem. Są to Szwecja, Finlandia, Dania, Litwa, Francja, Luksemburg, Austria, Portugalia, Hiszpania, Niemcy, Belgia, Węgry i Holandia. Z raportu Ember wynika, że w pierwszym półroczu udział produkcji energii ze słońca w Polsce wzrósł o 37 proc., a jednocześnie jesteśmy trzecim największym producentem energii wiatrowej, wyprzedzając m.in. Danię i Francję. W tym zakresie stale bijemy rekordy. Zwłaszcza w okresie zimowym – w 2024 najlepszy w tym względzie był 3 lutego, gdy w szczycie wiatraki pracowały z mocą 8,5 GW (poprzedni rekord z 21 grudnia 2023 r. wyniósł 8,4 GW). Dla odmiany rekordy w fotowoltaice padają latem – w 2024 r. szczyt produkcji w Polsce panele osiągnęły 14 sierpnia, gdy ich moc sięgała niemal 12,4 GW (w tym czasie wiatraki pracowały z mocą 3 GW). Do uzyskania przez nie przeważającego udziału w naszym miksie energetycznym droga jeszcze daleka. Z danych Ember wynika, że w szczycie

produkcji wiatru i słońca w pierwszym półroczu 2024 r. (w maju) udało im się zmniejszyć udział energii z elektrowni węglowych do 57 proc.: w całym pierwszym półroczu z OZE pochodziło 21,75 TWh, a z węgla 53,44 TWh energii, czyli przeszło dwa razy więcej.

● Duże osiągnięcia mają także Amerykanie, zwłaszcza w Kalifornii, gdzie w kwietniu 2024 także ustanowiono rekord OZE: aż 9,5 godziny cały stan działał wyłącznie na czystej energii. A mówimy tu o obszarze, na którym mieszka 39 mln mieszkańców. Bieżącą produkcję dodatkowo uzupełniał prąd z baterii, które wcześniej zgromadziły energię z OZE. Postęp jest bardzo duży. Pierwsze stany przejścia wyłącznie na czystą energię odnotowywały w 2022 r. Trwały jednak dość krótko i co najwyżej dwa dni z rzędu. Tymczasem w kwietniu ubiegłego roku było to 9 dni z rzędu i łącznie 37 z 45 dni poprzedzających rekordowy weekend. Plan pełnej neutralności klimatycznej w Kalifornii jest jednak jeszcze dość odległy. Jako datę graniczną stan wyznaczył sobie 2045 r.

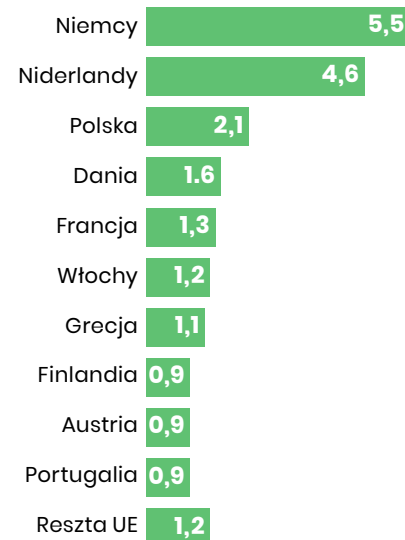
Już dziś wiadomo jednak, że może stać się to szybciej. Najbliższy cel to 60 proc. udziału OZE pod koniec dekady. W okresach szczytu poboru mocy i przy niesprzyjających warunkach klimatycznych czysty prąd jest i będzie uzupełniany przez elektrownie gazowe.

● Szybko rosnący udział OZE to efekt bardzo konsekwentnej i progresywnej polityki energetycznej. Stan już w 2019 r. przyjął prawo, które wymaga, aby każdy nowo budowany dom był wyposażony w instalację fotowoltaiczną. W UE przepis taki został przyjęty w ubiegłym roku w tzw. dyrektywie budynkowej i dopiero będzie obowiązywał. Co więcej, w Kalifornii każdy nowy budynek mieszkalny (do trzech pięter) musi być też wyposażony w infrastrukturę umożliwiającą instalację akumulatorów o dużej pojemności, gdzie właściciele będą gromadzić nadwyżki energii produkowanej w ciągu dnia, gdy jej zużycie jest najniższe. Jest to konieczne przy tak dużej produkcji energii z OZE. I w kwestii baterii Kalifornia jest potentatem: ma największy na

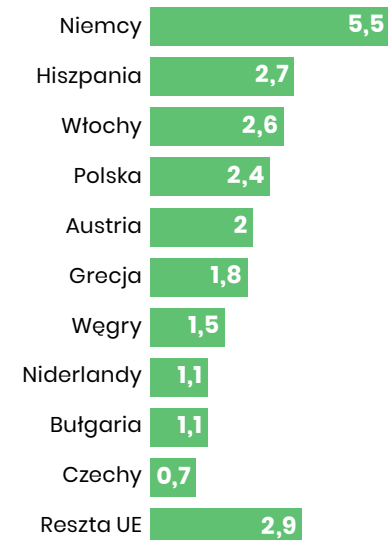
świecie system magazynowania prądu bazujący na bateriach litowo-jonowych i w pamiętny kwietniowy weekend ustanowiła rekord także w jego gromadzeniu.

#### Zmiana rok do roku, styczeń–czerwiec 2024 r. w porównaniu ze styczniem–czerwcem 2023 r. (TWh)

##### Wiatraki



##### Solary



Źródło: miesięczne dane o zużyciu energii elektrycznej, Ember



# Czystej energii wciąż za mało

● Nieustanny rozwój gospodarczy świata sprawia, że zapotrzebowanie na energię, nie tylko tę odnawialną, stało się rekordowo wysokie. Stąd w 2024 r. według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) globalne inwestycje w energetyce po raz pierwszy w historii przekroczyły 3 bln dol., z czego 2 bln dol. zostaną przeznaczone na technologię i infrastrukturę czystej energii.

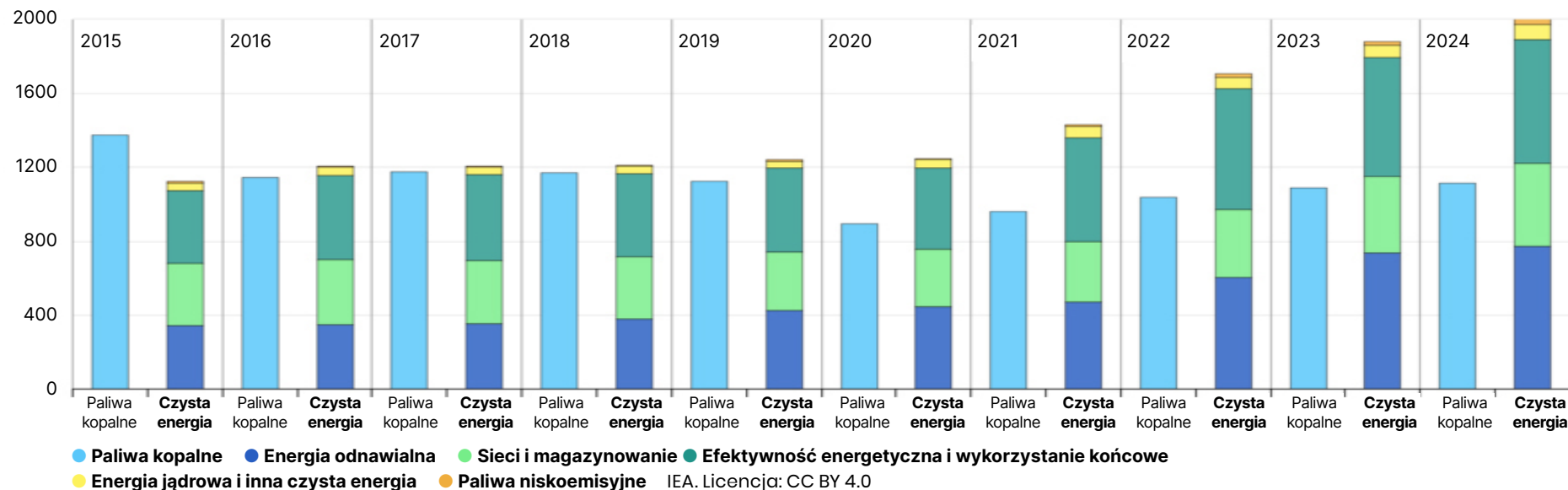
To również historyczny rekord. Od początku dekady inwestycje w czystą energię wyraźnie przyspieszyły (w latach 2016–2020 oscylowały wokół 1,2 bln dol.), a wydatki na energię odnawialną, sieci i magazyny są wyższe niż całkowite wydatki na ropę, gaz i węgiel. W latach 2016–2018 obie pozycje były niemal równe, w 2020 r., czasie kryzysu pandemicznego, mocno zredukowano inwestycje

w paliwa kopalne – już wówczas stały się o 31 proc. niższe niż w OZE – a obecnie kapitał płynący do czystej energetyki jest o 80 proc. wyższy.

● W ostatnich latach istotne wzrosty mieliśmy pomimo rosnących cen – zwiększające się koszty finansowania wstrzymywały część projektów. Wyższe koszty inwestycji częściowo zostały zrekompensowane przez

złagodzenie presji na łańcuchy dostaw, które wróciły do normy po pandemicznym rozregulowaniu, a przede wszystkim spadek cen technologii. W ciągu ostatnich dwóch lat o 30 proc. spadły koszty paneli słonecznych. Spadki odnotowały też ceny minerałów i metali kluczowych wykorzystywanych w transformacji energetycznej, zwłaszcza surowców wymaganych przy produkcji baterii.

mln dol. (2023, MER)







● Spadki cen technologii sprawiły, że najszybciej rozwijającym się segmentem czystej energii stała się fotowoltaika. W ciągu ostatnich trzech lat inwestycje w tym sektorze się podwoiły i w 2024 r. przekroczyły 500 mld. Od 2023 r. środki wydawane na panele przewyższają już wszystkie inne źródła wytwarzania razem wzięte. W ubiegłym roku znacząco spadła jednak dynamika wzrostu tego segmentu do nieco ponad 4 proc. (w 2023 r. wynosiła 28 proc.). W ostatnich latach wzrosła zresztą nie tylko suma, ale i efektywność inwestycji w OZE: w 2023 r. każdy dolar zainwestowany w wiatr i energię słoneczną dał 2,5 razy więcej energii niż dolar wydany na te same technologie dekadę wcześniej. To efekt szybkiego spadku cen technologii, który sprawił, że w przeliczeniu na moc w ciągu dekady inwestycje w czyste źródła energii wzrosły 5 razy (biorąc pod uwagę dwukrotnie wyższą kwotę nakładów).

● Wzrost wykorzystania energii słonecznej i wiatrowej spowodował spadek cen hurtowych w niektórych

krajach, czasami poniżej zera, szczególnie w szczytowych okresach wytwarzania energii wiatrowej i słonecznej. Obniża to potencjał zysków na rynku kasowym dla producentów i podkreśla potrzebę dodatkowych inwestycji w elastyczność i pojemność magazynową. Sieci stały się wąskim gardłem dla transformacji energetycznej, ale inwestycje w tym obszarze rosną. Według ekspertów IEA po stagnacji, jaką mieliśmy w okresie minionej dekady, w 2024 r. skala inwestycji wzrosła o jedną trzecią – ze średnio około 300 mld dol. do 400 mld dol. Napędza je nowa polityka i finansowanie w Europie, Stanach Zjednoczonych, Chinach i częściach Ameryki łacińskiej. Gospodarki rozwinięte i Chiny odpowiadają za 80 proc. globalnych wydatków na sieci, a inwestycje w Ameryce łacińskiej niemal podwoiły się od 2021 r., zwłaszcza w Kolumbii, Chile i Brazylii, gdzie skala wydatków zrobiła się dwa razy większa tylko w 2023 r. W innych regionach poziomy inwestycji pozostają jednak niepokojąco niskie. W obszarze infrastruktury

coraz bardziej na znaczeniu zyskują inwestycje w magazynowanie energii – w 2024 r. ich wartość sięgnęła 50 mld dol. Wydatki w tym obszarze również są jednak bardzo skoncentrowane: w 2023 r. na każdego dolara zainwestowanego w magazynowanie

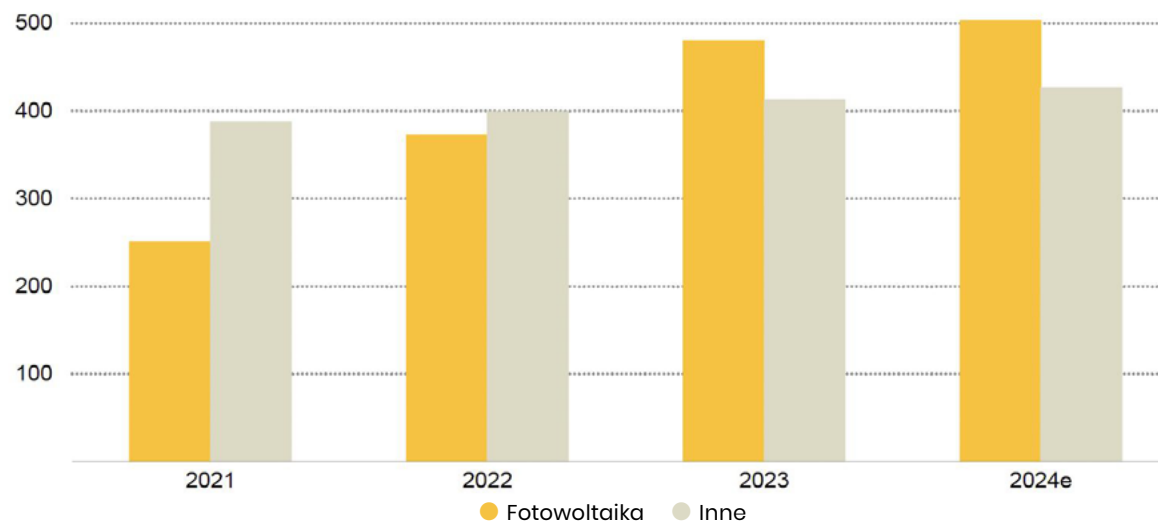
baterii w rozwiniętych gospodarkach i Chinach przypadał tylko jeden cent zainwestowany w krajach rozwijających się (EMDE).

● „Wzrost wydatków na czystą energię jest wspierany przez cele redukcji

emisji, osiągnięcia technologiczne, imperatywy bezpieczeństwa energetycznego (zwłaszcza w Unii Europejskiej) oraz dodatkowy element strategiczny: główne gospodarki wdrażają nowe strategie przemysłowe, aby pobudzić produkcję czystej

### Inwestycje w fotowoltaikę słoneczną przewyższają obecnie wszystkie inne technologie wytwarzania energii razem wzięte

Globalne roczne inwestycje w fotowoltaikę i inne technologie wytwarzania energii, 2021–2024e  
mld dol. (2023, MER)



Uwaga: 2024e = wartości szacunkowe na rok 2024. Inne = wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem wszystkich innych technologii, w tym węgla, ropy naftowej, gazu ziemnego, wiatru, wody i energii jądrowej. IEA. CC BY 4.0



energii i ustanowić silniejszą pozycję rynkową. Taka polityka może przynieść lokalne korzyści, chociaż zdobycie konkurencyjnej pod względem kosztów pozycji w sektorach o dużej globalnej zdolności produkcyjnej, takich jak energia słoneczna, może być wyzwaniem. Decydenci muszą zrównoważyć koszty i korzyści tych programów, aby zwiększały one odporność łańcuchów dostaw czystej energii przy jednoczesnym utrzymaniu zysków z handlu”, czytamy w komentarzu IEA do polityki inwestycyjnej dotyczącej czystej energetyki. W Stanach Zjednoczonych inwestycje w tym obszarze w 2024 r. wzrosły do ponad 300 mld dol. To 1,6 razy więcej niż w 2020 r. i znacznie więcej niż w paliwa kopalne. Unia Europejska na czystą energię wydaje dziś 370 mld dol., ale największym potentatem pozostają Chiny z budżetem na poziomie 680 mld dol. Tu kluczową rolę odgrywa duży rynek krajowy i szybki wzrost w tak zwanych „nowych trzech” branżach: ogniwach słonecznych, produkcji baterii litowych i produkcji pojazdów elektrycznych.

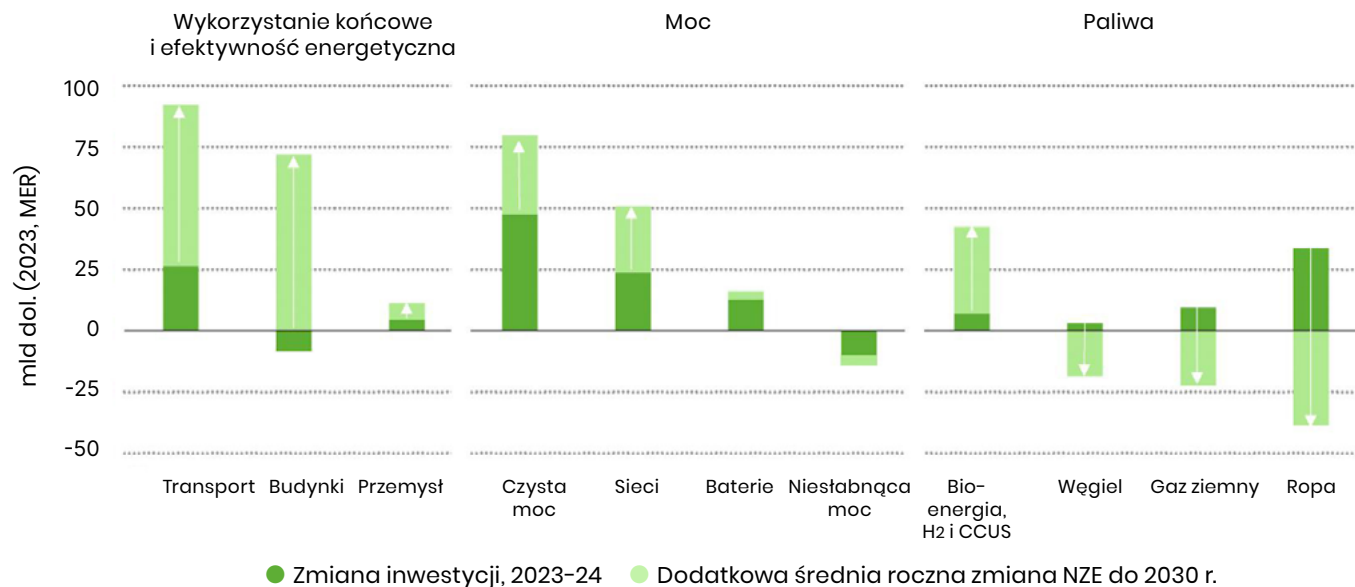
● Wzrost skali inwestycji imponuje, ale wciąż jest daleko poza celem porozumienia paryskiego, czyli dokonaniem transformacji energetycznej pozwalającej przejść w połowie wieku na gospodarkę bezemisyjną i ograniczyć ocieplenie klimatu o 1,5 st. C. Aby zrealizować ten scenariusz Net Zero Emissions (NZE), według Międzynarodowej Agencji Energii roczne na czyste technologie wydatki powinny być dwa razy wyższe, a według ekspertów Bloomberg NEF wynosić nie 2 bln dol., ale 5,4 bln dol. (średnio w okresie 2024–2030). Według oszacowań IEA największe niedociągnięcia mamy jednak nie po stronie wytwarzania, ale użytkowania energii. Przede wszystkim dotyczy to transportu. W tym roku skala inwestycji w tym obszarze wzrosła o blisko 25 mld dol., a wg scenariusza NZE powinna zwiększyć się o 90 mld dol. Jeszcze większe niedociągnięcia są w obszarze wykorzystania energii w budynkach – tu wzrost powinien przekroczyć 70 mld dol., w 2024 r. odnotowano spadek. Spore wzrosty mieliśmy za to w obszarze czystej energii – prawie

50 mld dol. – ale powinny sięgać około 80 mld dol. Jeszcze większe niedobory mamy w inwestycjach w sieci – mieliśmy wzrost o niemal 25 mld dol., a powinien być dwukrotnie

wiekszy. Całkowicie odwrotną sytuację mamy w obszarze paliw kopalnych – zwłaszcza w wydobywaniu ropy naftowej – gdzie inwestycje wciąż rosną, a powinny spadać.

### Bezpieczne i niedroge odejście od paliw kopalnych wymaga gruntownego zrównoważenia inwestycji

Zmiana inwestycji w latach 2023–2024 i dodatkowa średnia roczna zmiana inwestycji w scenariuszu NZE na lata 2023–2030



Uwaga: CCUS = wychwytywanie, wykorzystanie i składowanie dwutlenku węgla. Generowanie niskoemisyjne obejmuje nowoczesną bioenergię, wodór niskoemisyjny, paliwa wodorowe i CCUS związane z paliwami kopalnymi. NZE = scenariusz zerowej emisji netto do 2050 r. IEA. CC BY 4.0



# 6

## milowych kroków do czystej gospodarki

**Scenariusz osiągnięcia neutralności klimatycznej w połowie wieku i wypełnienia zobowiązań szczytu paryskiego jest już właściwie tylko teoretycznie do realizacji. Warunki, jakie musielibyśmy spełnić, wydają się coraz trudniejsze do osiągnięcia. Eksperci z Bloomberg NEF przedstawili sześć podstawowych punktów, bez których zażegnanie kryzysu klimatycznego będzie niemożliwe:**

**1.** Osiągnięcie szczytu i początek spadku emisji ze wszystkich sektorów, począwszy od 2024 r. Aby stworzyć przestrzeń w budżecie węglowym dla innych sektorów, emisje z energetyki do 2035 r. muszą spaść o 93 proc.

**2.** Osiągnięcie szczytu i redukcja wykorzystania wszystkich trzech paliw kopalnych od 2024 r. W perspektywie 2050 r. popyt na ropę musiałby zostać ograniczony o 75 proc., zużycie węgla o prawie dwie trzecie, a zużycie gazu o połowę.

**3.** Potrojenie mocy odnawialnych źródeł energii do 2030 r. do 11 terawatów, a następnie kolejne podwojenie do 2040 r.

**4.** Od 2034 r., czyli za 10 lat, pojazdy elektryczne muszą stanowić 100 proc. sprzedaży nowych samochodów osobowych na całym świecie, a cała flota pojazdów drogowych musi być w pełni elektryczna do 2046 r.

**5.** Szybki wzrost zdolności wychwytywania i składowania dwutlenku węgla w energetyce i przemyśle do 3,9 mld ton metrycznych CO<sub>2</sub> (Gt CO<sub>2</sub>) rocznie do 2030 r. i wzrost do 8,1 Gt CO<sub>2</sub> do 2050 r.

**6.** Pełna dekarbonizacja i czterokrotne zwiększenie produkcji wodoru z obecnych 94 mln ton produkcji opartej na paliwach kopalnych do 390 mln ton dostaw czystego wodoru do połowy wieku. Ma to być wykorzystywane głównie w sektorach przemysłu i transportu.





# EKSPERCI MAJĄ GŁOS: brudna energia pójdzie w odstawkę równie szybko jak kolej parowa



Transformacja energetyczna nam się uda, przekonuje Jarand Rystad, fizyk i założyciel norweskiego Rystad Energy, niezależnego instytutu zajmującego się badaniami i wywiadem energetycznym. Jako były partner McKinsey & Company mocno stąpa po ziemi i w wywiadzie dla Associated Press wskazał, co według niego się uda, a co jest ślepą uliczką.

**Węgiel** – szczyt zużycia węgla jest już na wyciągnięcie ręki. Może być to ten lub przyszły rok. Decydującą rolę odgrywają tu Chiny, które odpowiadają za zużycie połowy węgla, a są przy tym bardzo blisko tzw. szczytu termicznego (przy tym uruchamiają największe na świecie moce na farmach fotowoltaicznych). W trendzie wzrostowym są co prawda Indie i Indonezja, ale równoważy je Europa i USA, gdzie zużycie węgla ciągle spada.

**Ropa i gaz** – na dobrej drodze do powstrzymania wzrostu zużycia ropy jest przede wszystkim Europa, USA i Chiny mocno inwestujące w elektryczne floty pojazdów. Niestety

tempo zmian osłabiło wycofanie wielu dotacji. Efekty jednak widać, bo ropy na rynku zrobiło się za dużo, na co musiał reagować OPEC, tnąc o 3 mln baryłek dzienne wydobycie, aby nie rozchwiać rynku i cen. Jeśli chodzi o gaz, to liderem w jego ograniczaniu jest Europa – zużycie spada szybciej, niż ktokolwiek mógł przewidzieć (rzecz jasna nie bez znaczenia jest odcięcie dostaw z Rosji).

**Emisje CO<sub>2</sub>** – do wyeliminowania jest 38 Gt emisji CO<sub>2</sub> i Rystad zdefiniował 24 technologie, które sprawią, że nam się to uda. Główną rolę do odegrania ma fotowoltaika, która przyczyni się do zlikwidowania 11 Gt CO<sub>2</sub>. W dalszej kolejności mamy energetykę wiatrową, systemy CCUS (wychwytywanie, wykorzystanie i magazynowanie węgla), samochody elektryczne oraz magazyny energii – każda z tych technologii pozwoli ograniczyć emisję o 5,5 Gt CO<sub>2</sub>. W sumie na pięciu wymienionych frontach uda się wyeliminować 31 Gt CO<sub>2</sub>, czyli przeszło 80 proc. całego planu.

**Technologia przyszłości** – jako jedną z obiecujących technologii Rystad



wskazuje wysokotemperaturowe magazyny energii. Duże bloki grafitu można podgrzać do 2 tys. st. C, wykorzystując czystą energię, gdy prądu z wiatru i słońca jest najwięcej, a ceny najniższe. Zaletą takich baterii termicznych jest to, że zgromadzoną tam energię można odzyskać w postaci elektryczności – tak jak w konwencjonalnych elektrowniach – ale można też wykorzystać w formie ciepła, np. do wytopu stali.

**Wodór** – w tym względzie Rystad jest sceptyczny. Bardzo nieefektywna jest bowiem konwersja energii elektrycznej w wodór (np. w elektrolizerze), a później ponowne przetworzenie go w prąd (np. w silnikach zasilanych ogniwami paliwowymi). Dlatego widzi dla niego niszowe zastosowanie w produkcji stali, chemikaliów, czy paliw transportowych takich jak amoniak. Nie wierzy, że będziemy jeździć samochodami napędzanymi wodorem, bo elektryki są znacznie bardziej konkurencyjnym rozwiązaniem. Koszty – jeśli chodzi o koszty transformacji energetycznej, które

są postrzegane jako największe wyzwanie, Rystad wskazuje przede wszystkim szybki postęp w obniżce cen technologii. Najlepszym przykładem jest fotowoltaika, która jeszcze dekadę temu wydawała się ekstrawagancją, a dziś staje się bezkonkurencyjna wobec innych źródeł energii. Bardziej niepokoi wycofywanie wsparcia dla zakupu rozwiązań, które nie osiągnęły jeszcze parytetu cenowego – tu wskazuje na Niemcy, które zmniejszyły wsparcie elektromobilności.

**Ograniczenie globalnego ocieplenia do 1,5 st. C** – w tym względzie Rystad jest optymistą, wskazuje jednak na potrzebę międzynarodowej presji i podejmowania właściwych działań, bo różnica między aktywną a pasywną polityką wynosi co najmniej 0,4 st. C globalnego ocieplenia. „Niektórzy nazywają mnie optymistą klimatycznym, ale ja po prostu bazuję na faktach. Możliwe jest, dla samego CO<sub>2</sub>, ograniczenie emisji do 650 Gt, co odpowiada ociepleniu o 1,6 st. C, a jeśli na dodatek zrobimy coś z metanem, to 1,5 st. C nadal jest

w zasięgu ręki. Energia słoneczna i baterie będą dla energetyki tak przełomową technologią jak iPhone dla świata mediów. Ponieważ są tańsze i lepsze. Ludzie nie doceniają tego, jak szybko to pójdzie. W 1945 r. wszystkie lokomotywy były parowe, a do 1960 r. wszystkie były już elektryczne z silnikiem Diesla. Tylko 15 lat na zmianę gigantycznego systemu, ponieważ nowa technologia była tańsza i lepsza”, mówi Jarand Rystad.





# Miks energii przyszłości



Fot. Woliul Hasan/Unsplash

● Według ekspertów Bloomberg NEF globalne zapotrzebowanie na energię elektryczną do 2050 r. wzrośnie o ponad 70 proc. (do nieco ponad 43 000 terawatogodzin), nawet jeśli gospodarka nie osiągnie neutralności emisyjnej. To tzw. scenariusz transformacji gospodarczej (Economic Transition Scenario – ETS), w którym emisje spadają średnio o 0,9 proc. każdego roku, co skutkuje ociepleniem klimatu o 2,6 st. C do końca stulecia. Jest to wariant zmian dyktowanych wyłącznie przez względy ekonomiczne, bez żadnych dodatkowych czynników politycznych. Aby zaspokoić to rosnące zapotrzebowanie, system energetyczny w coraz większym stopniu jest budowany wokół tanich i powszechnych odnawialnych źródeł energii.

● Na poziomie globalnym w ramach scenariusza ETS

produkcja energii z paliw kopalnych spadnie o 22 proc. do 2030 r. i o 39 proc. do połowy wieku. Dzieje się tak, ponieważ generacja węgla maleje ze względów ekonomicznych oraz z powodu harmonogramu wycofywania poszczególnych elektrowni. Coraz większa konkurencyjność cenowa OZE sprawi, że zainstalowana moc odnawialnych źródeł energii do końca tej dekady wzrośnie ponaddwukrotnie. Na wzrost o prawie jedną trzecią w perspektywie 2050 r. może liczyć także energetyka jądrowa. Wzrost odnawialnych źródeł energii i stacjonarnych magazynów baterii skończy erę paliw kopalnych jako dominującego źródła wytwarzania energii elektrycznej. Odnawialne źródła energii prześcigną paliwa kopalne i w roku 2030 będą stanowiły 51 proc. dostaw energii, w roku 2040 – 63 proc., a w roku 2050 – 70 proc.



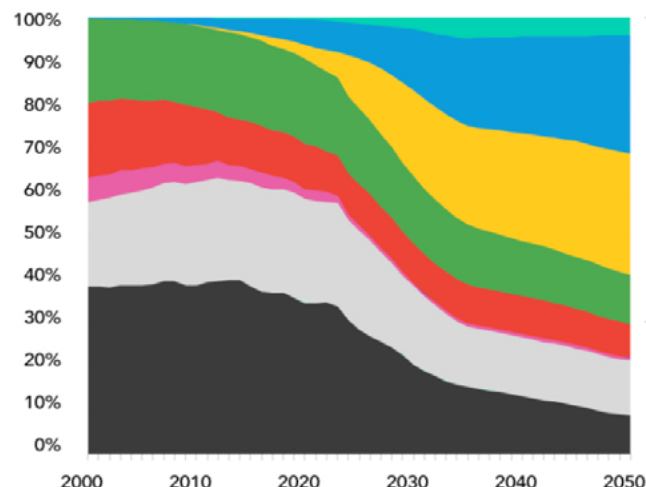


● Jak widać, punkt dojścia w scenariuszu ETS finalnie nie odbiega bardzo mocno od tego, jaki udział w produkcji energii będą miały OZE, jeśli uda się osiągnąć neutralność emisyjną (Net Zero Scenario – NZE). W tym przypadku mowa o 81-procentowym ich udziale w połowie wieku. Mimo to uważa się, że przy takiej wersji przyszłości uda się powstrzymać globalne ocieplenie na poziomie 1,5 st. C, podczas gdy w przypadku ETS mowa o 2,6 st. C. Kluczową różnicą pomiędzy oboma scenariuszami jest bowiem nie tylko punkt dojścia, ale też tempo zmian. W NZE wola i wsparcie polityczne sprawiają, że czysta technologia znacznie szybciej mogłaby wyprzeć paliwa kopalne – węgiel w tradycyjnym użyciu praktycznie zniknąłby z miksu energetycznego w 2030 r., a gaz w 2040 r. Poza tym w NZE w połowie wieku 19 proc. to nieodnawialne, ale także bezemisyjne źródła energii – obok elektrowni atomowych mamy tu do czynienia ze spalaniem w elektrowniach węglowych i gazowych wykorzystujących

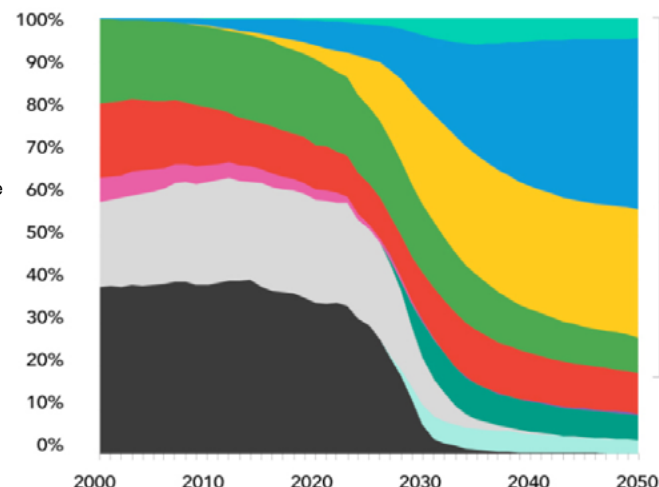
system do wychwytywania spalin (CCS). W scenariuszu ETS praktyka ta zupełnie nie istnieje jako inwestycja bez dostatecznego uzasadnienia ekonomicznego.

## Generowanie energii elektrycznej według technologii/paliwa

### Economic Transition Scenario



### Net Zero Scenario



- Wiatrak na morzu
- Wiatrak na lądzie
- Solary
- Inne odnawialne
- Atom
- Wodór
- Ropa
- Gaz z CCS
- Gaz
- Węgiel z CCS
- Węgiel

Źródło: Bloomberg NEF. Uwaga: Economic Transition Scenario pokazuje obecny harmonogram wdrażania projektów, podczas gdy Net Zero Scenario jest scenariuszem osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. Obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby produkcji wodoru w ramach scenariusza Net Zero. „Inne odnawialne źródła energii” obejmują wszystkie inne niepalne odnawialne źródła energii, w tym hydroenergię, bioenergię, energię geotermalną i energię słoneczną. CCS to wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla.



# NAUKOWCY MAJĄ GŁOS: energia słoneczna wygra świat

● To już niemal pewne. Słońce będzie głównym źródłem energii dla Ziemi, w swoim badaniu wyliczył zespół naukowców z University of Exeter i University College London. Świat już najpewniej przekroczył „punkt krytyczny”, za którym fotowoltaika idzie na rekord i do połowy wieku zdominuje energetykę. Badanie oparte zostało na danych i modelu prognozowania ekonomicznego E3ME (globalnego, makroekonometrycznego modelu zaprojektowanego do symulacji i oceny średnio- i długoterminowych skutków polityki środowiskowej i gospodarczej). „Sądzimy, że ze względu na trajektorie technologiczną wyznaczoną przez podjęte już decyzje polityczne mogliśmy minąć punkt krytyczny, za którym nie ma drogi powrotu. Spełnia się scenariusz, w którym energia słoneczna stopniowo dominuje na globalnych rynkach energii elektrycznej, i to bez żadnego dalszego wsparcia w postaci polityki klimatycznej”, piszą naukowcy. Badanie, prowadzone przez University of Exeter i University College London, jest częścią projektu Economics of Energy Innovation and System Transition (EEIST).

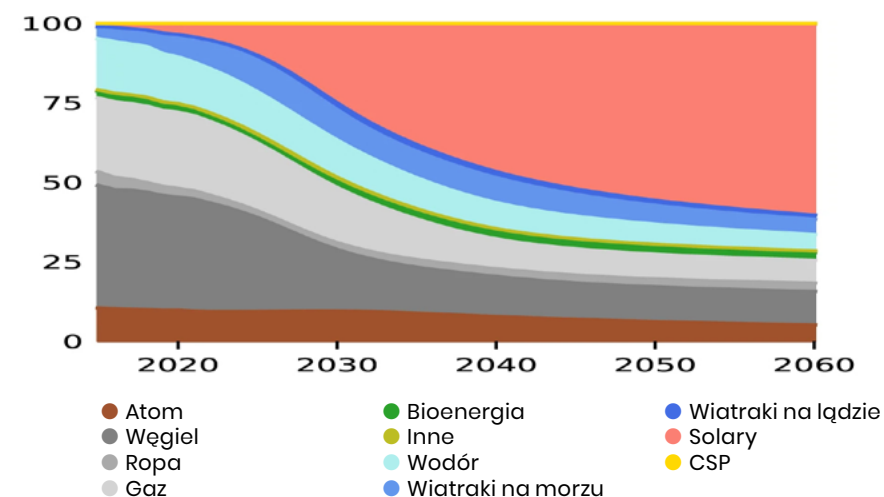
● „Niedawny postęp odnawialnych źródeł energii oznacza, że prognozy zdominowane przez paliwa kopalne przestały być już realistyczne. Innymi słowy, dla sektora energetycznego uniknęliśmy scenariusza «business as usual» [czyli wszystko zostaje po staremu – red.]. Starsze prognozy często opierają się na modelach, które postrzegają innowacje jako coś, co dzieje się poza gospodarką, a w rzeczywistości istnieje samonapędzający się mechanizm pomiędzy wdrażanymi technologiami a firmami, które uczą się rozwijać je po niższych kosztach. Kiedy uwzględnisz ten cykl w projekcjach, możesz reprezentować szybki wzrost energii słonecznej w ostatniej dekadzie i w przyszłości. Tradycyjne modele mają również tendencję do zakładania momentu „końca nauki”, który ma nastąpić w bliskiej przyszłości. Tymczasem w rzeczywistości nadal obserwujemy bardzo szybkie innowacje w technologii słonecznej. Używając trzech modeli, które śledzą pozytywne sprzężenia zwrotne, przewidujemy, że energia słoneczna PV zdominuje globalny

miks energetyczny do połowy tego stulecia” – mówi Femke Nijse z Exeter’s Global Systems Institute.

● Scenariusz rozwoju fotowoltaiki zależny jest jednak od geografii. W poszczególnych regionach świata jej koszty będą nieco inne, a przede wszystkim różne będą ceny konkurencyjnych technologii, zarówno czystych, jak i bazujących na paliwach kopalnych. Jak widać na wykresach przygotowanych przez zespół

University of Exeter i University College London, niezależnie od szerokości geograficznej energia słoneczna będzie najtańszą z opcji, nawet jeśli uwzględnimy koszty systemowe związane z magazynowaniem. Dziać się tak będzie nawet w miejscach położonych najbardziej na północ, jak Japonia. Tutaj jednak znacznie droższe niż gdzie indziej będą zarówno paliwa kopalne, które trzeba importować, jak i energetyka wiatrowa, do której trzeba sprowadzać surowce i podzespoły.

**Globalny udział w produkcji energii elektrycznej z różnych technologii**





W większości regionów lądowe farmy wiatrowe będą zresztą technologią najbardziej konkurencyjną cenowo. Zwłaszcza w Brazylii oraz USA, a do pewnego stopnia także w Europie. Za to w Chinach i Indiach wciąż istotną alternatywą pozostanie węgiel – kopalina, w którą oba kraje są bardzo zasobne.

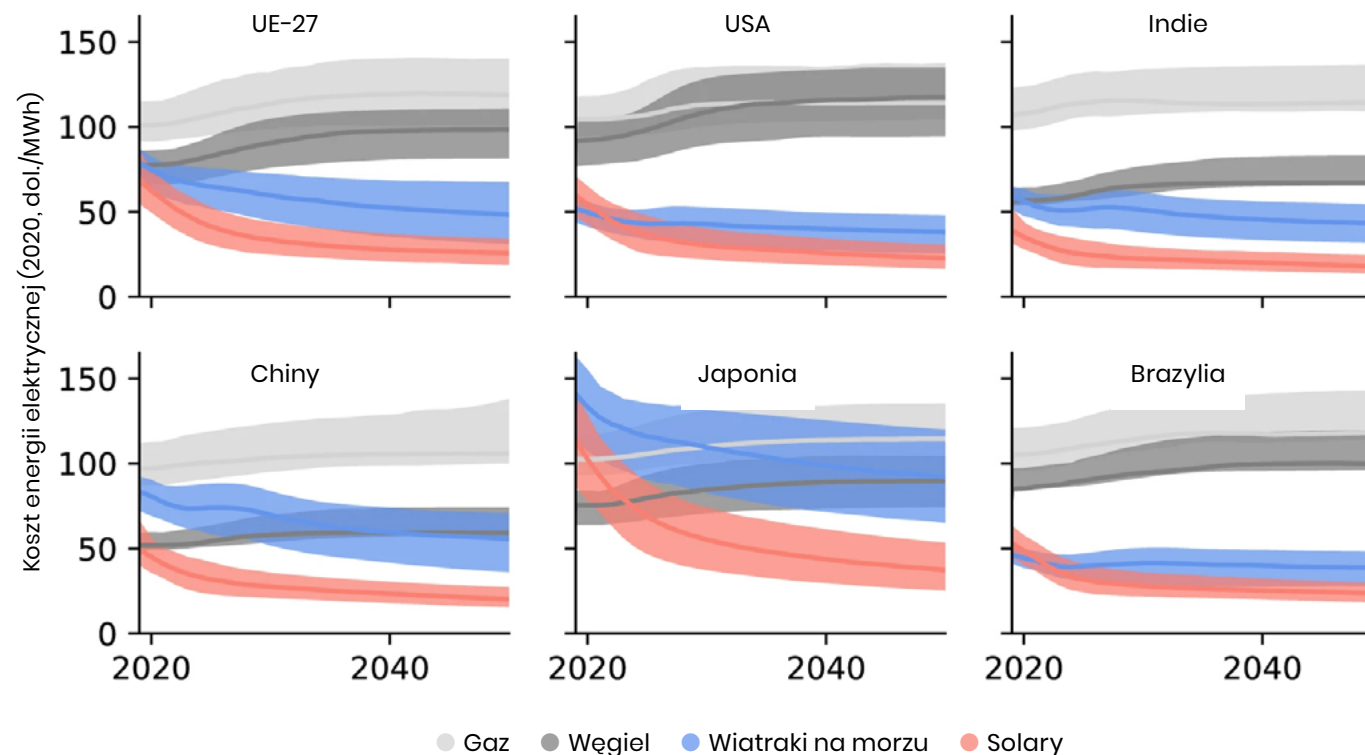
● Obecnie energetyka węglowa najbardziej opłacalna jest jednak wyłącznie w Japonii. W większości krajów numerem jeden pozostaje za to energetyka wiatrowa – szczególnie pozycję mają w tym Polska, Niemcy oraz Dania i Irlandia, cztery kraje, w których najlepszą opcją są morskie farmy wiatrowe (także Grenlandia zależna od Danii). Na mapach przedstawionych przez zespół naukowców widać jednak, jak w kolejnych krajach szybko jest dominowana przez solary. Już teraz są najlepszym wyborem w połowie Europy (na południe od Polski i Niemiec), na Bliskim Wschodzie, w Azji Południowo-Wschodniej łącznie z Chinami, Australią i w wielu krajach Afryki. Już jednak w 2027 r. fotowoltaika ma zdominować świat, jeśli chodzi o parametry

finansowe w produkcji energii. Jedynym konkurentem pozostanie wiatr, i to tylko w krajach północno-zachodniej Europy – od Irlandii po Finlandię – położonych nad morzem i charakteryzujących się dużą wietrznością.

Zespół zidentyfikował jednak cztery ważne bariery ograniczające rozwój fotowoltaiki:

**1. Wyporność sieci:** Wytwarzanie energii słonecznej jest zmienne (dzień/noc, pora roku, pogoda), więc sieci muszą być do tego odpowiednio zaprojektowane. „Jeśli nie wdrożysz procesów, aby poradzić sobie z tą zmiennością, możesz być zmuszony do stabilizowania systemu przez spalanie paliw kopalnych”, mówi dr Nijse. Narzędzia zwiększania odporności sieci obejmują inwestowanie w inne odnawialne źródła energii, takie jak wiatr, kable przesyłowe łączące różne regiony, rozległe magazyny energii elektrycznej i politykę zarządzania popytem (taką jak zachęty do ładowania samochodów elektrycznych poza godzinami szczytu). Dotacje

### Regionalnie ważony średni koszt energii elektrycznej (LCOE), uwzględniający koszty systemowe, ale z wyłączeniem kosztów polityk



Zacienione obszary to przedział ufności 10–90 proc. Energia słoneczna z uwzględnieniem kosztów jej magazynowania jest już jedną z najtańszych form energii elektrycznej. W niektórych regionach wiatr i słońce pozostają konkurencyjne, podczas gdy energia słoneczna staje się znacznie tańsza w innych. Bez opodatkowania węgiel jest zazwyczaj tańszy niż gaz.





rządowe oraz finansowanie badań i rozwoju są ważne na wczesnych etapach tworzenia odpornej sieci.

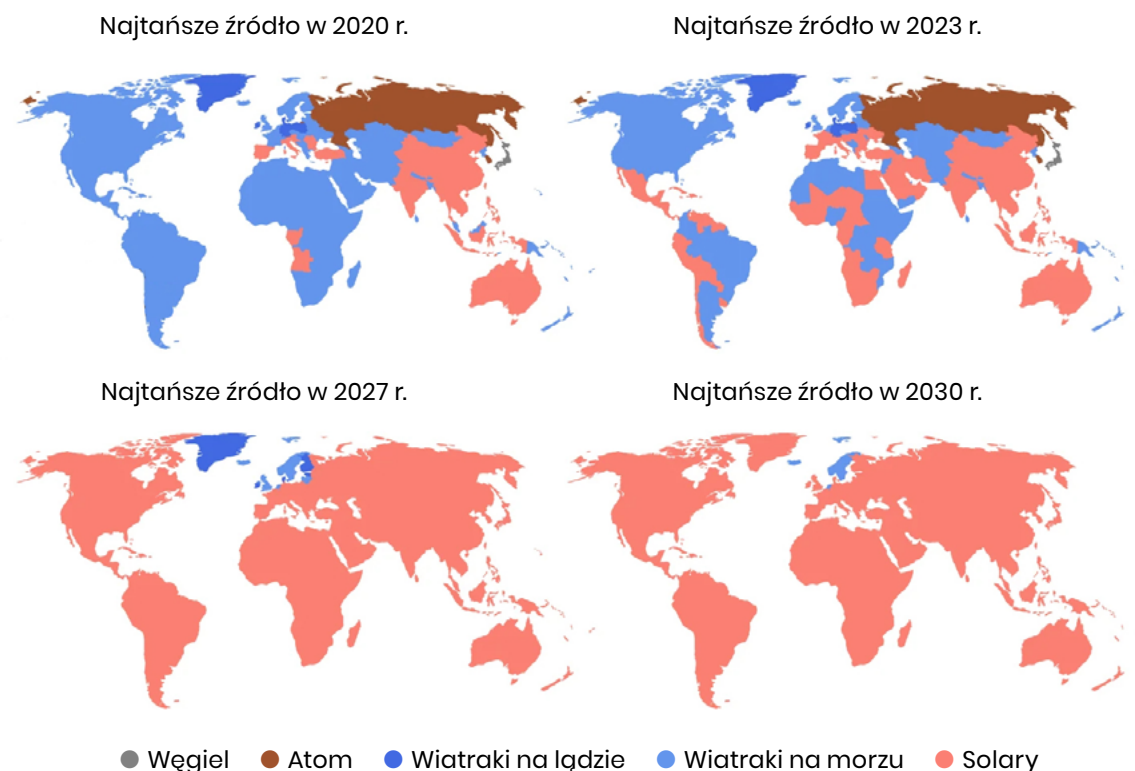
**2. Dostęp do finansowania:** Rozwój energii słonecznej nieuchronnie będzie zależał od dostępności finansowania. Obecnie projekty niskoemisyjne są mocno skoncentrowane w krajach o wysokich dochodach. Nawet finansowanie międzynarodowe w dużej mierze faworyzuje kraje o średnich dochodach, pozostawiając na uboczu kraje o niższych dochodach – szczególnie te w Afryce – z niedoborem finansowania energii słonecznej pomimo ogromnego potencjału inwestycyjnego. Nadia Ameli z Instytutu Zrównoważonych Zasobów UCL przekonuje jednak, że wraz z szybkim spadkiem kosztu odnawialnych źródeł energii dekarbonizacja w krajach rozwijających się będzie znacznie łatwiejsza.

**3. Łańcuchy dostaw:** W przyszłości zdominowanej przez słońce prawdopodobnie intensywnie będzie się wykorzystywać metale i minerały. Przyszłe zapotrzebowanie

na „krytyczne minerały” wzrośnie. Elektryfikacja i baterie wymagają dużej ilości surowców takich jak lit i miedź. W miarę jak kraje przyspieszają wysiłki na rzecz dekarbonizacji, przewiduje się, że do 2040 r. technologie odnawialne będą odpowiadać za 40 proc. całkowitego zapotrzebowania na minerały takie jak miedź i pierwiastki ziem rzadkich, od 60 do 70 proc. na nikiel i kobalt oraz prawie 90 proc. na lit.

**4. Opozycja polityczna:** Opór ze strony podupadających branż może wpłynąć na transformację. Tempo transformacji zależy nie tylko od decyzji ekonomicznych przedsiębiorców, ale także od tego, jak do tego podejść decydenci polityczni. Szybka transformacja słoneczna może zagrozić źródłom utrzymania ok. 13 mln ludzi na całym świecie pracujących w przemyśle paliw kopalnych i branżach zależnych. Regionalna polityka rozwoju gospodarczego i przemysłowego może rozwiązać nierówności i zmniejszyć ryzyko związane z oporem ze strony podupadających gałęzi przemysłu.

### Technologia z najniższym średnim kosztem energii elektrycznej (LCOE) w zależności od roku i regionu



Każda mapa pokazuje 70 regionów E3ME (globalnego, makroekonomicznego modelu zaprojektowanego do symulacji i oceny średnio- i długoterminowych skutków polityki środowiskowej i gospodarczej). Największa zmiana nastąpi między 2020 a 2027 r., co oznacza, że szereg technologii ustępuje miejsca fotowoltaice jako najtańszemu źródłu energii elektrycznej.



# Solary się przegrzewają

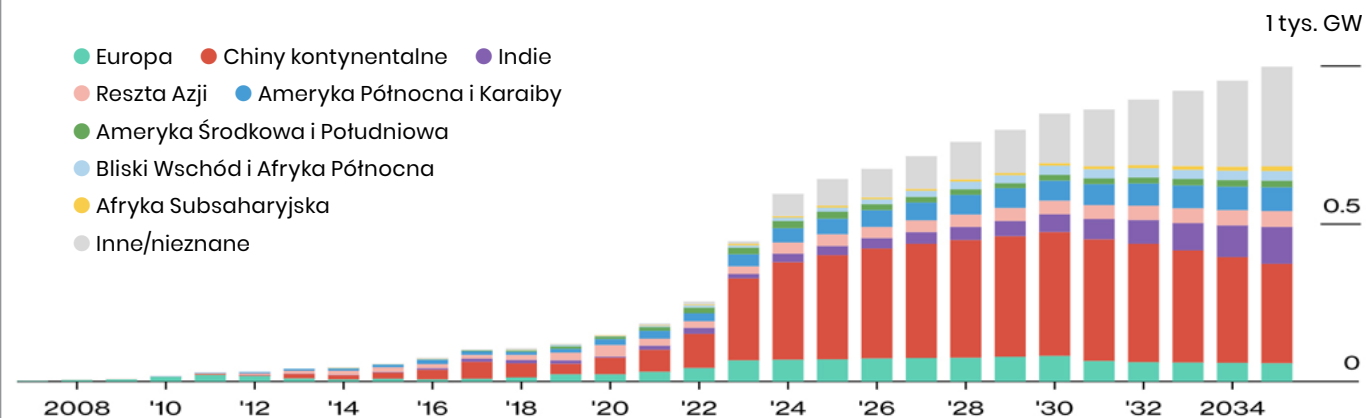
● Bloomberg NEF szacuje, że w ubiegłym roku zainstalowano farmy o mocy 592 GW, co stanowi wzrost o 33 proc. w stosunku do najlepszego w historii 2023 r. Niskie ceny modułów stymulują popyt na nowych rynkach, ale szkodzą producentom, którzy intensywnie konkurują o utrzymanie swojej pozycji. W połowie roku ceny polikrzemu spadły do 4,7 dol. za kg, co oznaczało, że są już poniżej kosztów produkcji. Część fabryk wstrzymwała pracę – wykorzystując

przerwę na konserwację – w związku z czym BNEF zmniejszył szacunkową produkcję polikrzemu w 2024 r. do 1,96 mln ton metrycznych. To wciąż znacznie więcej od i tak rekordowego popytu – wystarczająco dużo, aby wyprodukować moduły o mocy 900 GW. Łączna globalna moc produkcyjna jest zresztą znacznie większa: wg BNEF sięga 1,2 TW, czyli dwa razy więcej niż ubiegłoroczna sprzedaż. Popyt ma więc sporo przestrzeni

do gonienia podaży. To, czy duże wzrosty zanotowane w ubiegłym roku zostaną powtórzone, a nawet przekroczone w 2025, w dużym stopniu zależy od cen paneli, bo to ich spadki były główną siłą napędową nowych instalacji. Same wydatki na instalacje fotowoltaiczne wg Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) w 2024 r. wzrosły bowiem tylko o 4 proc., więc gdyby ceny się ustabilizowały albo wzrosły, pojawiłaby się istotna bariera popytowa.

## Globalny przemysł fotowoltaiczny wygeneruje w tym roku 592 gigawaty

Nowe moce wytwórcze elektrowni słonecznych według roku i średnia prognoza BNEF



Źródło: Bloomberg NEF. Uwaga: Zarejestrowana pojemność dotyczy modułów słonecznych.





● Ceny paneli fotowoltaicznych podobnie jak w 2023 r. spadały także przez cały 2024 r. Według pvXchange koszt najpopularniejszych paneli (standardowe moduły z monokrystalicznymi ogniwami o efektywności do 22 proc.) na koniec roku wynosił poniżej 10 eurocentów za wat. To o jedną trzecią mniej w stosunku do ceny z początku roku – około 15 eurocentów za wat – i trzy razy mniej niż na początku 2023 r. (ponad 30

eurocentów za wat). Mamy za sobą więc kolejny rok dużej nadpodaży, która zaburzyła ceny. „Chociaż w żadnej klasie modułów nie ma miejsca na ruch w dół, producenci i dilerzy pod koniec roku nadal mieli zapasy, które absolutnie musiały zostać sprzedane do końca grudnia, aby zostać wykreślone z ksiąg. Sprzedawcy chcieli rozpocząć nowy rok z magazynami, które są tak puste, jak to tylko możliwe, dlatego oferty oscylowały wokół absurdalnie konkurencyjnych

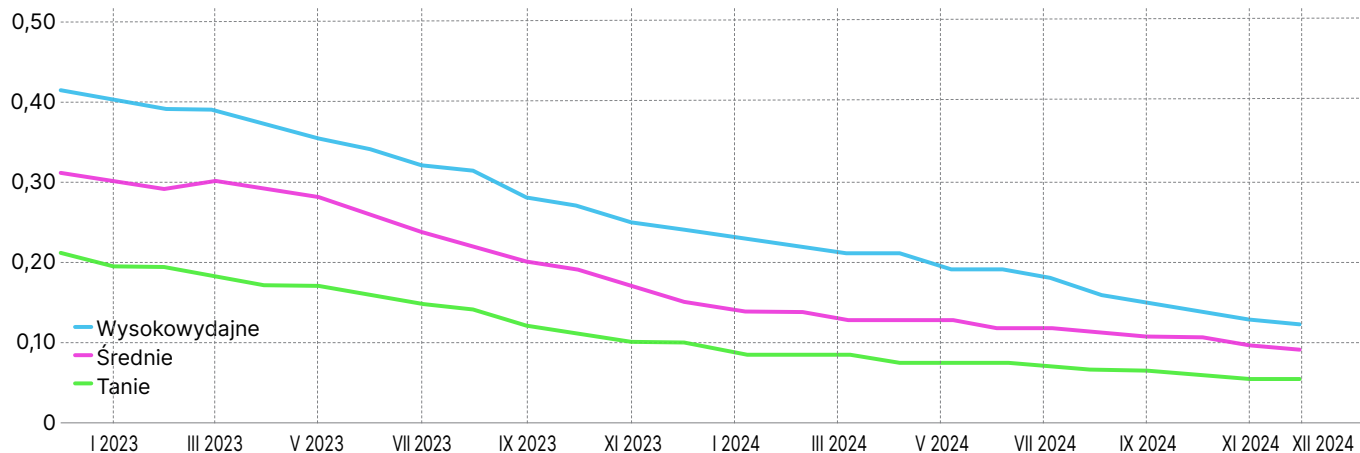
poziomów cenowych, które nie mają już nic wspólnego z prawdziwą wartością oferowanych towarów”, komentuje Martin Schachinger, partner zarządzający pvXchange.

● W UE wg SolarPower Europe (SPE) bardzo mocno spadła nie tyle dynamika wzrostu, ile poziom inwestycji w ogóle: na nowe farmy w 2024 r. Europa wydała aż o 13 proc. mniej niż rok wcześniej. Zaważyło mocne

spowolnienie na całym rynku farm fotowoltaicznych. W 2024 r. ich łączna moc urosła zaledwie o 4 proc., do 65,5 GW, podczas gdy w poprzednich latach średni wzrost wynosił 46 proc. (w okresie 2020–2023). Zadyszkę złapała połowa z 10 największych rynków fotowoltaicznych w UE: Holandia z najwyższym spadkiem nowych mocy z 4,8 GW do 3 GW, a także Hiszpania, Polska (z 4,7 GW do 4,2 GW), Austria i Węgry. Efektem tak dużego

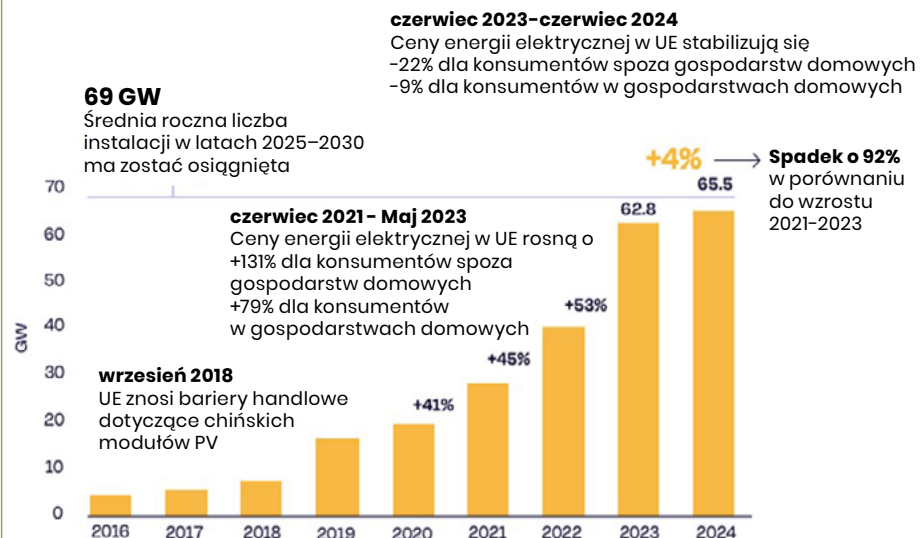
spowolnienia inwestycyjnego przy jednoczesnym bardzo mocnym spadku cen paneli jest skurczenie się wydatków z 63 do 55 mld euro. SPE w swoim umiarkowanym scenariuszu zakłada przy tym, że dynamika wzrostu rynku, jaką osiągnęliśmy w 2024 r., stanie się nowym standardem. W 2025 r. mają się pojawić farmy o mocy 70 GW, czyli o 5,3 proc. więcej niż w ub.r., a w przyszłym 2026 r. 72,3 GW, co oznacza jeszcze większe skurczenie dynamiki do 3,2 proc.

### Ceny modułów PV (euro/W)



Dane: PVXchange

### Roczna zainstalowana moc fotowoltaiczna w UE-27 w latach 2016–2024





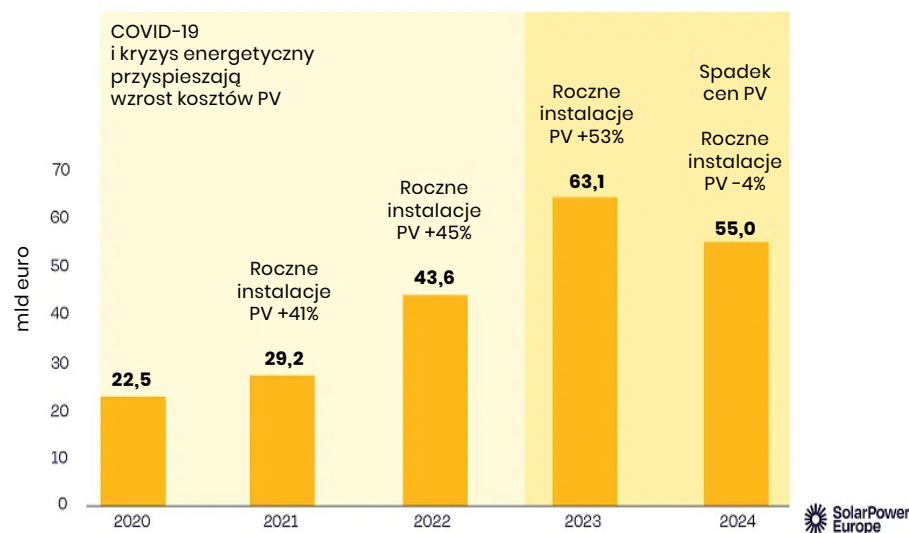


● W Europie osłabł przede wszystkim segment prosumencki, który wcześniej był siłą napędową europejskiej fotowoltaiki. Bezpośrednim bodźcem do jego rozwoju była inwazja Rosji na Ukrainę i wywołany tym kryzys energetyczny: SolarPower Europe szacuje, że w czasie największego wzrostu cen gazu gospodarstwa domowe wyposażone w fotowoltaikę i pompę ciepła zaoszczędziły aż do 84 proc. miesięcznych rachunków za energię w stosunku do odbiorców zasilających się w konwencjonalny sposób. Sytuacja się jednak ustabilizowała, ceny nośników energii spadły, a co za tym idzie, motywacja do inwestycji w panele. Według wyliczeń SPE efekt jest taki, że moc nowych domowych instalacji fotowoltaicznych spadła w 2024 r. o ponad połowę – z 12,8 GW do 5 GW. SolarPower Europe argumentuje przy tym, że barierą rozwoju OZE jest wciąż niski poziom wskaźnika elektryfikacji oraz słaba infrastruktura do magazynowania energii – zainstalowana moc baterii powinna być kilkunastokrotnie wyższa.

● Cała wartość rynku fotowoltaiki w 2024 r. szacowana była – w zależności od instytucji badawczej – na 150–180 mld dol. Nawet w przypadku najbardziej ostrożnych wyliczeń Precedence Research (149,5 mld dol.) rynek będzie jednak utrzymywał dużą dynamikę ze średniorocznym wzrostem (CAGR) powyżej 17,3 proc. To sprawi, że w 2025 r. jego wartość powinna sięgnąć już 175 mld dol., a w przyszłym roku

przekroczyć 200 mld dol. Mniej optymistycznie w przyszłość patrzą analitycy Polaris Market Research oraz Grand View Research, którzy wartość całego rynku uważają dziś za sporo wyższą – około 180 mld dol. – ale jego dynamikę szacują znacznie niżej, na 7,1–7,7 proc. (z kolei SykQuest rynek wycenia na 170 bln dol., a CAGR na 7,4 proc.).

Inwestycje kapitałowe w fotowoltaikę w UE-27 w latach 2020–2024



Precedence RESEARCH Wielkość rynku ogniw słonecznych w latach 2023–2034 (mld dol.)



Źródło: <https://www.precedenceresearch.com/solar-cell-market>



## EKSPERCI MAJĄ GŁOS: tanieją solary i baterie. To dobrze, ale i źle

Fot. Robert Scoble, Asian Development Bank

● Nadprodukcja w Chinach. To proste i często padające wytłumaczenie, dlaczego tak mocno spadają ceny paneli fotowoltaicznych oraz baterii. Dla kupujących to dobra informacja, ale dla branży zielonych technologii już nie za bardzo. Jak to możliwe, że jest to zjawisko chroniczne i jakie mamy dalsze perspektywy, wyjaśnia Zongyuan Zoe Liu, ekspertka ds. studiów nad Chinami w Council on Foreign Relations. W swoim artykule opublikowanym na łamach „Foreign Affairs” jako fundament chińskiej polityki wskazuje stosowaną od dziesięcioleci strategię gospodarczą, która stawia produkcję przemysłową ponad wszystko inne. To podejście, które z czasem doprowadziło do ogromnej, strukturalnej nadwyżki mocy produkcyjnych. „Przez lata polityka przemysłowa Pekinu prowadziła do nadmiernych inwestycji w zakłady produkcyjne w różnych sektorach: od surowców po nowe technologie, takie jak baterie i roboty. W rezultacie gospodarka chińska narażona jest na ryzyko wpadnięcia w pętlę zagłady spadających

cen, niewypłacalności, zamykania fabryk i ostatecznie utraty miejsc pracy”, wyjaśnia Zongyuan Zoe Liu.

● Spirala ta sprawia, że topniejące zyski zmuszają producentów do dalszego zwiększania produkcji i dalszego przeceniania towarów, aby tylko zdobyć gotówkę na obsługę swoich długów. Co więcej, gdy fabryki są zmuszane do zamykania się i następuje konsolidacja, firmy, które przetrwały, wcale nie należą do najbardziej wydajnych lub najbardziej dochodowych. Ocalałymi są zazwyczaj te, które mają najlepszy dostęp do dotacji rządowych i taniego finansowania, przekonuje ekspertka z Council on Foreign Relations. Jest to wypaczenie, wynikające z wprowadzenia do gospodarki rynkowej centralnego planowania. W kraju fabryki w wyznaczonych przez rząd sektorach gospodarki rutynowo sprzedają produkty poniżej kosztów, aby zaspokoić lokalne i krajowe cele polityczne. A Pekin regularnie podnosił cele produkcyjne dla wielu towarów, nawet gdy obecne poziomy przekraczają już

popyt. „Priorytetyzując produkcję przemysłową, planiści gospodarczy zakładają, że chińscy producenci zawsze będą w stanie pozbyć się nadwyżki podaży na rynku globalnym i czerpać zyski ze sprzedaży zagranicznej. W praktyce jednak stworzyli nadmierne inwestycje w produkcję w sektorach, w których rynek krajowy jest już nasycony, a rządy zagraniczne obawiają się dominacji chińskiego tańcucha dostaw”, pisze Zongyuan Zoe Liu.

● W ten sposób na początku XXI wieku Chińczycy zdemolowali rynek stali – nadwyżka mocy produkcyjnych kraju ostatecznie przekroczyła całą produkcję stali w Niemczech, Japonii i Stanach Zjednoczonych razem wziętych. Później przyszedł czas na węgiel, aluminium, szkło, cement, sprzęt robotyczny, a teraz mamy ogromną nadprodukcję paneli fotowoltaicznych oraz akumulatorów do pojazdów elektrycznych. Chińskie fabryki są teraz w stanie produkować każdego roku dwa razy więcej solarów, niż świat może wykorzystać. Problemem nadwyżki



mocy produkcyjnych jest model, w którym za sam rozwój chińskiej bazy przemysłowej nie odpowiadają władze centralne, ale lokalne.

„Odgórne plany przemysłowe mają na celu nagradzanie miast i regionów, które mogą zapewnić największy wzrost PKB, poprzez zapewnienie lokalnym urzędnikom zachęt do przydzielania kapitału i dotacji do priorytetowych sektorów. (...) Te dyrektywy planistyczne wywierają ogromną presję na lokalnych liderów partii, aby osiągnęli szybkie rezultaty, które mogą uznać za kluczowe dla awansu w partii. W związku z tym urzędnicy ci mają silne bodźce do dokonywania wysoce lewarowanych inwestycji w priorytetowe sektory, niezależnie od tego, czy te posunięcia będą opłacalne, czy nie”, wskazuje Zongyuan Zoe Liu.

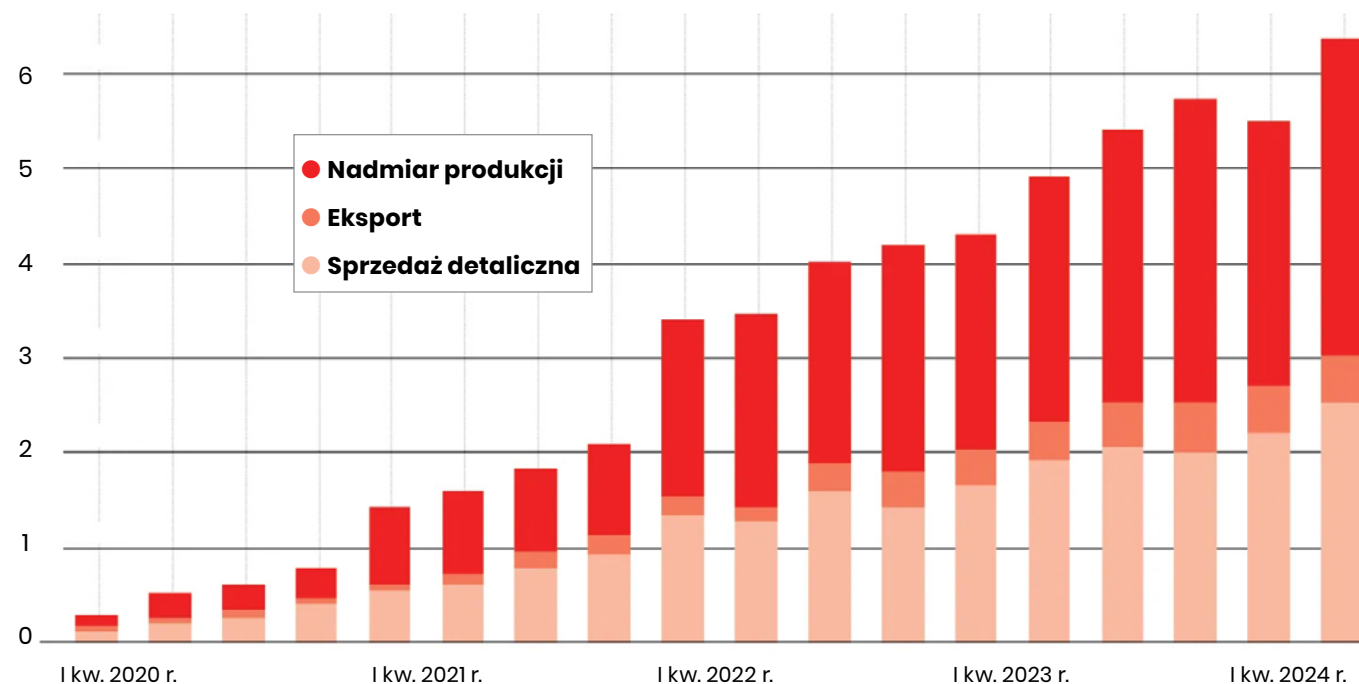
● Poza kwestią wpędzania samorządów w ogromne zadłużenie kluczowym problemem wynikającym z takiego modelu polityki przemysłowej jest to, że miasta i regiony w całym kraju konkurują w tych samych sektorach, zamiast

się uzupełniać lub wykorzystywać własne mocne strony. „W ten sposób przez ponad dwie dekady chińskie prowincje – od Xinjiangu na zachodzie do Szanghaju na wschodzie, od Heilongjiangu na północy do Hajnanu na południu – zakładały, przy bardzo niewielkiej koordynacji między sobą, fabryki w tych samych priorytetowych branżach wyznaczonych przez rząd. Wszystko napędzane wysiłkami urzędników prowincjonalnych i lokalnych tylko po to, aby prześcignąć swoich konkurentów z sąsiednich regionów. Nieuchronnie ta krajowa konkurencja doprowadziła do nadwyżki mocy produkcyjnych i wysokiego poziomu zadłużenia, nawet w branżach, w których Chiny zyskały globalną dominację rynkową”, przekonuje ekspertka z Council on Foreign Relations. Świetnym przykładem są w tym względzie panele słoneczne. W 2010 r. Rada Państwa Chin ogłosiła, że strategiczne, wschodzące gałęzie przemysłu, w tym energia słoneczna, powinny odpowiadać za 15 proc. PKB kraju do 2020 r. W ciągu dwóch lat 31 z 34 prowincji Chin

## Samochodowe szaleństwo

Produkcja pojazdów o czystej energii w Chinach w latach 2020–2024

mln sztuk



Źródła: China Passenger Car Association; Haver Analytics; Bloomberg.  
Obejmuje pojazdy elektryczne i hybrydy typu plug-in.





uznało przemysł fotowoltaiczny za priorytet, połowa wszystkich chińskich miast zainwestowała w przemysł fotowoltaiczny, a ponad 100 miast wybudowało przemysłowe parki fotowoltaiczne. Niemal natychmiast produkcja fotowoltaiki w Chinach przewyższyła popyt krajowy, a nadwyżka podaży została wyeksportowana do Europy i innych części świata, w których rządy dotowały posiadanie paneli słonecznych.

● Do 2022 r. zainstalowana moc fotowoltaiczna w Chinach była większa niż w jakimkolwiek innym kraju, jednak chińska sieć energetyczna nie jest w stanie obsłużyć dodatkowej mocy słonecznej. Ponieważ rynek krajowy jest całkowicie nasycony, producenci paneli słonecznych mimo barier celnych wznowili sprzedaż jak największej ilości swoich towarów na rynkach zagranicznych. Oczekuje się, że chińskie moce produkcyjne w zakresie fotowoltaiki, już dwukrotnie przewyższające światowy popyt, w 2025 r. wzrosną o kolejne 50 proc. Ekstremalna nadpodaż spowodowała,

że na początku 2024 r. wskaźnik wykorzystania mocy produkcyjnych w chińskim przemyśle gotowej energii słonecznej spadł do zaledwie 23 proc. Podobną sytuację mieliśmy zresztą także w branży motoryzacyjnej – według statystyk rządowych 27 proc. chińskich producentów samochodów wiosną 2024 r. było nierentownych. Nawet jednak jeśli są nierentowne, fabryki nadal działają, ponieważ muszą pozyskać gotówkę na obsługę swojego zadłużenia i pokrycie kosztów stałych.

„Za każdym razem, gdy chiński rząd priorytetowo traktuje nowy sektor, duplikujące się inwestycje lokalnych władz nieuchronnie napędzają intensywną konkurencję krajową. Firmy i fabryki ścigają się, aby produkować te same produkty, i ledwo osiągają zysk – zjawisko znane w Chinach jako *nei juan*, czyli inwolucja. Zamiast próbować odróżnić swoje produkty, firmy będą po prostu próbować prześcignąć swoich rywali, zwiększając produkcję tak szybko, jak to możliwe, i angażując się w zaciekle wojny cenowe. (...) Jednocześnie skończony popyt krajowy zmusza

firmy do eksportowania nadwyżek zapasów za granicę, gdzie podlegają geopolityce i wahaniom rynków globalnych. Kryzysy gospodarcze w miejscach docelowych eksportu i rosnące napięcia handlowe mogą hamować wzrost eksportu i pogarszać nadwyżkę mocy produkcyjnych w kraju”, tak Zongyuan Zoe Liu w podsumowaniu opisuje mechanizm, który powoduje, że chińska strategia gospodarcza demoluje całą branżę zarówno na własnym podwórku, jak i w krajach, do których dotrze ze swoim eksportem.



Fot. Robert Scoble,  
Asian Development Bank





# Produkcja farm solarnych

## TREND

Podobnie jak w każdym obszarze produkcji także przy budowaniu farm słonecznych coraz częściej sięga się po rozwiązania związane z automatyzacją, która znacząco przyspiesza i obniża koszty instalacji fotowoltaicznych. Dwa rozwijające się trendy to prefabrykacja i wprowadzenie robotów.

Fot. CHUTTERS/NAP/Unsplash

## Prefabrykacja

Dobrym przykładem jest 5B Maverick, zestaw składający się z 90 modułów fotowoltaicznych na niestandardowych ramach, o mocy 12,8 MW. Farmy modułowe to przede wszystkim kwestia szybkości instalacji. System Nomad Savannah montuje się cztery razy szybciej niż klasyczne panele, co wpływa też na ich koszt – Canyon Modular Solar szacuje, że ich rozwiązania pozwalają zaoszczędzić co najmniej 20 proc. wydatków. Jeszcze większymi osiągnięciami chwali się 5B. Instalację o mocy 1,1 MW w ciągu jednego dnia złożyła 10-osobowa ekipa. To 10 razy szybciej niż w przypadku konwencjonalnej farmy. Przede wszystkim wynika to z pięciokrotnie większej wydajności siły roboczej monterów oraz 75 proc. mniej prac związanych z okablowaniem i minimalizacją prac terenowych. Daje to też możliwość maksymalnego wykorzystania gruntu – twórcy technologii szacują, że ich rozwiązania mogą dostarczyć nawet 1,6 razy większą moc w przeliczeniu na hektar od klasycznych instalacji.

## Robotyzacja

Start-up Charge Robotics powstał, gdy jego założyciel, inżynier z MIT Banks Hunter zobaczył, jaki rozgardiasz panuje na budowie farm solarnych. „Miałem poczucie, że to jakieś szaleństwo. Nie ma mowy, aby tak pracochłonny, ręczny proces dał się skalować, tak aby móc dokonać ogromnej transformacji energetycznej całego systemu produkcji energii”, wspomina Hunter. Stąd pracę ludzką postanowił wzmocnić automatyką. Gdy farma nabiera kształtu po wbiciu stalowych belek tworzących jej zarys, zamiast ręcznej roboty pojawia się Sunrise. To robot, a właściwie urządzenie montażowe na kółkach, którym zarządza jeden operator. A dzięki sprawnym ramionom sam montuje panele do stalowych słupów. Nie jest to więc pełna robotyzacja farmy, ale np. taka, jak pojawiła się w niektórych winnicach, gdzie ręcznych zbieraczy zastąpiły kombajny. Według Huntera Sunrise wykonuje tyle pracy, ile 80-osobowa ekipa, ale jak przy wszystkich takich urządzeniach najlepiej sprawdza się, współpracując z ludźmi. Wówczas praca trwa o połowę krócej.

## Gracze

5B  
Cambridge Energy  
Lumos  
Canyon Modular Solar  
Valen Powering Excellence  
Solarix  
Charge Robotics





# Więcej światła

## TREND

**Panele słoneczne są jak rośliny – muszą być jak najkorzystniej ustawione wobec słońca. Jest na to kilka sposobów. Zastosowanie trackerów, dzięki którym w ciągu dnia poruszają się niczym kwiat słonecznika podążający za promieniami światła, specyficzne ukształtowanie ich powierzchni, a ostatnio także panele dwustronne. Nie zawsze chodzi przy tym o zwiększenie produktywności farm, ale także poprawienie profilu produkcji prądu.**

Fot. Google

## Fototropia

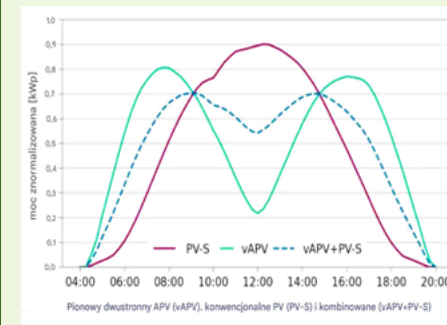
Śledzenie słońca w jego codziennej wędrówce (fototropia) odbywa się głównie za sprawą tzw. trackerów, które wykorzystują siłowniki do zmiany pozycji panelu w ciągu dnia. Do tego mamy sterownik, który wykorzystuje GPS lub czujniki światła, aby wyznaczyć jak najlepsze ustawienie. Są dwa rodzaje trackerów: jednoosiowe, które pozwalają panelom odchylać się w jednej osi, oraz dwuosiowe do odchylania się i w pionie, i w poziomie. Bardziej zaawansowane rozwiązanie opracowali na UCLA tworząc polimer inspirowany światem roślin, dzięki któremu tracker SunBOT zdolny jest do przetwarzania światła słonecznego w ciepło. Ogrzane fragmenty kurczą się, kierując panel w stronę światła. Śledzenie słońca zwiększa wydajność pracy. Dzięki trackerom jednoosiowym do 30 proc., a przy dwuosiowych nawet do 40 proc. Jeszcze lepiej radzi sobie SunBOT-a: przeciętnie panele są w stanie zaabsorbować do 24 proc. światła słonecznego, podczas gdy on 98 proc.

## Niecki na światło

Jak do tego podejść, pokazał Google przy swojej nowej siedzibie w Mountain View. Nie przykrył jej zwykłym płaskim czy nawet ukośnym dachem. To byłoby za proste. Tutaj dach przypomina trochę cyrkowy namiot pełen krzywizn. Taki kształt sprawia, że panele słoneczne ułożone są na nim pod różnymi kątami. W tym przypadku nie chodzi o zwiększenie ilości energii, ale spłaszczenie południowego piku w produkcji prądu. W zależności od kąta ułożenia niektóre panele łapią więcej światła wczesnym rankiem, a inne po południu, kosztem działania w środku dnia, kiedy prądu i tak jest nadto. By ten proces był jeszcze bardziej efektywny, faktura szkła użytego w panelach została zmieniona, by lepiej chwycić światło pod różnymi kątami. Połączenie zakrzywionego dachu oraz teksturowanych paneli pozwala optymalizować godziny produkcji energii elektrycznej, tak że budynek staje się samowystarczalny.

## Bifacialność

Panele dwustronne, czyli bifacialne, stanęły m.in. wzdłuż pasów startowych lotniska we Frankfurcie. Dzięki ich pionowemu ustawieniu w orientacji wschód–zachód zmieniono pory produkcji. Zamiast jednego południowego piku są dwa, o godzinie 7.00 i 17.00 (wykres poniżej). Paneli dwustronnych nie trzeba jednak instalować w pionie. Ustawiona pod kątem tylna powierzchnia może też zbierać światło odbite, a naukowcy z Institute of Technology Bombay pochwalili się perowskitowym ogniwem, które z tyłu ma 90 proc. wydajności przedniej części panelu. Dzięki temu ustawione pod kątem 20 st. działają z wydajnością 26 proc.







# Agrowoltaika

## TREND

**Fotowoltaika i rolnicze uprawy co do zasady konkurują o ten sam zasób, czyli grunt, a razem z nim słońce (stąd w Polsce pod farmy słoneczne można przeznaczać tylko nieużytki). Można jednak inaczej – spróbować koegzystencji ich obu. Tak rozwija się agrowoltaika.**

Fot. Solar Trade Association

## Rozwój

W Europie jednym z pionierów jest Endesa, która już w 2020 r. uruchomiła pięć projektów pilotażowych: elektrowniom towarzyszyły m.in. uprawy ziół oraz hodowla pszczoł. Nieco inne podejście mają w Japonii, gdzie cień, jaki dają panele, okazał się doskonały do uprawy grzybów. W ten sposób na farmie o mocy 4 MW rocznie zbiera się około 40 ton uszaków. W Teksasie na farmy fotowoltaiczne wprowadza się za to stada owiec, które dbają o to, aby panele nie zarastały polnymi roślinami. To projekt Enel NA, który na 4,5 tys. ha obstawionych solarami chce wprowadzić 6 tys. owiec. Agrowoltaika rozwija się przy tym w coraz większej skali: w austriackim Taidten-Wallern na powierzchni 180 ha powstaje cały park o mocy 164 MW. To największa farma solarna w kraju, a na 8 metrowych pasach ziemi pomiędzy rzędami paneli będzie uprawiana m.in. ciecierzycą i ziemniaki. Ministerstwo Klimatu szacuje z kolei, że Polska ma potencjał na 120 GW farm agrowoltaicznych.

## Korzyści

Przede wszystkim jest to sposób na efektywne wykorzystanie dostępnych gruntów. Ważny jest też aspekt współhodowli: naukowcy z uniwersytetów w Lancaster i Reading wyliczyli, że gdyby wszystkie uprawy w Wielkiej Brytanii znajdowały się w promieniu 1,5 km od farm fotowoltaicznych z pasiekami, wartość ich plonów wzrosłaby o 80 mln funtów rocznie. Z kolei w Afryce plony warzyw pod wysoko ustawionymi panelami (3 m nad ziemią) są wyższe niż gdzie indziej – kapusta posadzona pod panelami była o jedną trzecią większa niż ta posadzona na kontrolowanych poletkach z taką samą ilością nawozu i wody. Wg naukowców z Uniwersytetu Cornell odpowiada za to m.in. ewapotranspiracja, czyli parowanie wody z upraw, która obniża temperaturę powietrza pod panelami. Z kolei rośliny sprawiają, że mniej nagrzewa się gleba, co w połączeniu ze swobodnym przepływem powietrza obniża też temperaturę samych paneli o blisko 10 st. C, tym samym wydłużając ich żywotność.

## Wyzwania

Wyzwaniem w agrowoltaice wciąż pozostaje jednak rywalizacja o grunty nadające się pod uprawy. W ubiegłym roku widać było to m.in. we Włoszech, gdzie rząd uznał, że fotowoltaika prowadzi do pustynnienia ziemi, i ogłosił dekret całkowicie zakazujący instalacji solarnych na gruntach rolnych. Sprawa jest o tyle problematyczna, że jednocześnie Włosi dostali z UE 1,7 mld euro na stworzenie farm agrowoltaicznych o mocy 1 GW. Nieco inaczej do sprawy podeszli Czesi, którzy nowelizując ustawę o ochronie gruntów rolnych, zezwolili na wprowadzanie instalacji solarnych bez potrzeby zmiany przeznaczenia gruntu, ale tylko w sadach, winnicach i na plantacjach chmielu. Warunkiem jest też, aby nie zajmowały więcej niż 10 proc. powierzchni uprawnej. W Niemczech i we Francji rolnicy instalujący farmy agrowoltaiczne muszą za to osiągać minimalny poziom plonów. W Polsce rząd dopiero zaczął dyskusję, czy i jak zliberalizować obowiązujące przepisy o ochronie gruntów.





# Solary pływające

## TREND

Skoro na morzu stawia się farmy wiatrowe, to dlaczego by nie spławiać farm solarnych. Bardziej niż o szczególne warunki pogodowe chodzi tu jednak o wyzyskanie dostępnej i nieużywanej przestrzeni. Dostrzeżono to już także w Polsce.

Fot. Richard James/Unsplash

## Rozwój

Największa nawodna farma słoneczna powstała w Singapurze. Ziemia jest tu towarem deficytowym, stąd właśnie pomysł, aby 60-megawatową farmę fotowoltaiczną spławić w rezerwarze Tengeh oddzielonym sztuczną mierzeją od zachodniej części cieśniny Johor. W przeciwieństwie do zwykłych paneli słonecznych te pływające mają od 5 do 15 proc. lepszą wydajność ze względu na efekt chłodzenia wody. Większy projekt stworzyła chińska Chint Group, która u wybrzeża portowego miasta Wenzhou zbudowała farmę o mocy 550 MW. Panele spławia się też na sztucznych zbiornikach. Praktykuje się to w Europie, m.in. w Holandii i Polsce, gdzie w 2022 r. na zbiorniku retencyjnym w Gdańsku powstała pierwsza pływająca farma o mocy 50 KW. W ubiegłym roku znacznie większa instalacja (o mocy 496 KW) pojawiła się na nieużytkowym zbiorniku powyrobiskowym w okolicach Płońska, a największy projekt tego typu ma powstać na zbiorniku retencyjnym w Żarnowcu. Będzie miał 7 MW mocy.

## Zagrożenia

Największym niebezpieczeństwem spławiania farm jest falowanie wody, które może uszkodzić sztywną konstrukcję. Temat już jakiś czas temu podjęli inżynierowie z politechniki w Wiedniu opracowując Heliofloat, nowy model pływaka unoszącego platformę, który potrafi absorbować siłę uderzeń fal. Ma otwarte dno, dzięki czemu uderzająca woda częściowo go wypetnia – uwięzione w nim powietrze wówczas się spręża. Istotną funkcję pełni również użyty materiał: jest elastyczny i amortyzuje część uderzenia. Koncepcję pływającej farmy słonecznej podchwycili Belgowie, tworząc unoszące się na wodzie moduły SeaVolt. Chcą je umieszczać m.in. w pobliżu farm wiatrowych, aby wspólnie wykorzystywać infrastrukturę przyłączy. Inny aspekt to wpływ na środowisko. Pływające farmy muszą zapewnić przepływ powietrza oraz umożliwić światłu przechodzenie przez lustro zbiornika. Tak to działa m.in. na farmie Chint Group, która jest połączona z hodowlą ryb.

## Gracze

Chint Group  
Kstar  
Sungrow Power Supply  
Shell-Eneco CrossWind  
Oceans of Energy  
BayWa  
Jan De Nul  
Tractebel  
DEME  
Antamion





# Solary na wysypiskach

## TREND

Jeszcze bardziej pożyteczna niż wykorzystanie powierzchni zbiorników retencyjnych jest budowa farmy fotowoltaicznej na terenach dawnych składowisk śmieci (ang. brightfield). Efektem jest nie tylko produkcja czystej energii, ale także rekultywacja zdegradowanego terenu, który może mieć szerokie zastosowanie.



Fot. Ganesh Adhikari/Unsplash

## Rozwój

Tematem już ponad dekadę temu zainteresowali się Amerykanie – projektów brightfield jest w USA już 530 o łącznej mocy 2,6 GW (dane US EPA), a flagową inicjatywą jest Sunnyside Solar Project koło Houston. Na 100 ha zamkniętego wysypiska powstała elektrownia o mocy 50 MW. Potencjał na kolejne jest duży: w USA zamknięto 10 tys. składowisk o łącznej powierzchni 60 tys. km kw. Teren wystarczający do zasilenia całego kraju. Trend ten przeniknął także do Polski. W 2015 r. farmę o mocy 1 MW utworzono na wysypisku koło Ustronia Morskiego. W 2022 r. podobna inwestycja powstała w Jarocinie (ZGO-WCR), w zeszłym roku w Katowicach na 17,5 tys. m kw. ustawiono 2160 paneli (moc 1 MW). Podobne projekty mają powstać w Niepołomicach, Łęgajnach pod Olsztynem oraz w Serocku. Czysta energia sprawia, że można stworzyć całe zielone zagłębienie: w belgijskim Zonneberg na dawnym wysypisku gipsu powstaje instalacja do produkcji i skraplania wodoru zasilana przez działające tu solary.

## Zagrożenia

Za wyborem tej lokalizacji przemawia kilka istotnych argumentów. Przede wszystkim są to działki, na które nie ma wielkiego popytu, bo mają duże ograniczenia, jeśli chodzi o możliwości zagospodarowania. Poza tym teren jest zazwyczaj równy i nieostoięty przez drzewa, przez co jest szansa na dobrą ekspozycję na słońce. Wysypiska zazwyczaj znajdują się też dość blisko infrastruktury energetycznej, a przede wszystkim samych miast. Sam Sunnyside Solar Project przyniósł spore ożywienie w lokalnym biznesie, tym bardziej że towarzyszyło mu stworzenie centrum akwaponicznego ze szklarnią i rolniczą przestrzenią szkoleniową dla lokalnej młodzieży. Stworzył też wiele miejsc pracy, i to nie tylko przy samej instalacji: farmie towarzyszyło powstanie ośrodka edukacji solarnej dla dorosłych, który pozwala zdobywać kompetencje zawodowe w szybko rosnącej branży. Na końcu mieszkańcy otrzymali możliwość zakupu czystej energii po preferencyjnych stawkach z wydzielonej specjalnie dla nich części farmy.

## Gracze

Sunnyside Energy  
Opeus Energia  
Bau-Technik  
Luminus  
Terranova Hydrogen  
Nippon Gases

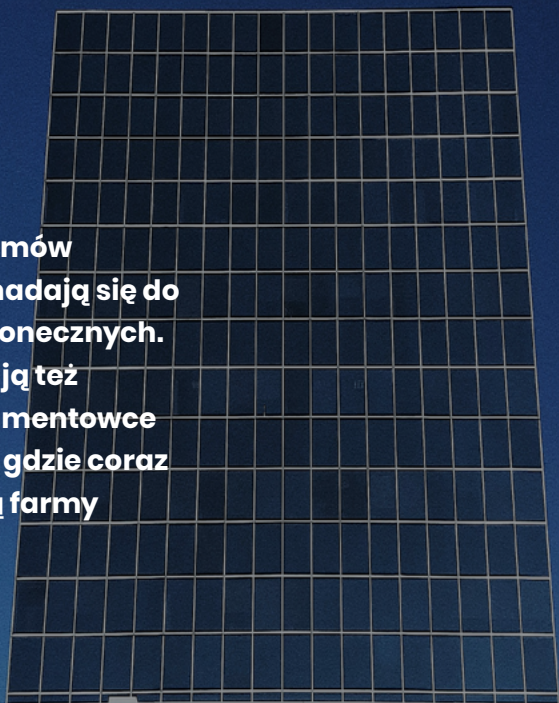




# Farmy osiedlowe

## TREND

Nie tylko dachy domów  
jednorodzinnych nadają się do  
instalacji paneli słonecznych.  
Swoją potencjał mają też  
kamienice, apartamentowce  
i bloki mieszkalne, gdzie coraz  
częściej wyrastają farmy  
fotowoltaiczne.



Fot. Jonathan Mai/Unsplash

## Rozwój

Zaczął się w 2015 r. na sopockim osiedlu Przylesie – na 10-piętrowych punktowcach pojawiły się 542 solary, które rocznie wytwarzają ponad 130 MWh. Pierwszym naprawdę dużym projektem była jednak instalacja 2771 paneli na dachach 35 wieżowców SM Wrocław-Południe. Tu już w ciągu pierwszego roku funkcjonowania do mieszkańców popłynęło nawet 760 MWh. Z biegiem czasu trend ten rozwinął się na inne miasta, zarówno na pojedyncze wspólnoty mieszkaniowe, jak i duże osiedla, a w ub.r. NCBiR uruchomił projekt Ciepłownia Przyszłości, który dzięki wykorzystaniu hybrydowych paneli PVT 90 proc. energii ma wytwarzać na miejscu – pilotaż wystartował na Osiedlu Astronautów w Lidzbarku Warmińskim. Prawnie i funkcjonalnie sytuacja zmieniła się w 2022 r., wraz z przepisami dotyczącymi tzw. prosumenta zbiorowego. Dzięki nim mieszkańcy mogą wykorzystywać prąd ze swoich paneli na własne potrzeby – wcześniej był używany wyłącznie do zasilania części wspólnych.

## Bariery

Wbrew oczekiwaniom wprowadzenie przepisów o prosumencie zbiorowym nie spowodowało jednak boomu na osiedlowe, wielorodzinne instalacje. Bariery są m.in. natury technicznej: wiele dachów po prostu nie nadaje się do fotowoltaiki ze względu na nasłonecznienie czy samo ich zagospodarowanie (przeszkodą są kominy i maszynownie wind). Do tego nie ma jasnych wytycznych prawnych i zachęt do tego, żeby prowadzić inwestycje. Na końcu lokatorzy muszą widzieć w tym realne korzyści i dojść do porozumienia. Stąd w październiku 2023 r. uruchomiono kolejny instrument w postaci prosumenta lokatorskiego, który pozwala nie tylko produkować energię na własne potrzeby, ale także odsprzedać do sieci nadwyżki prądu. I ta perspektywa zarabiania ma stać się kluczowym bodźcem do instalowania fotowoltaiki na dachach. Tym bardziej że BGK oferuje tzw. grant OZE, pokrywając nawet 50 proc. kosztów inwestycji.

## Korzyści

Inwestycja opłacała się, nawet gdy prąd produkowany na takich osiedlowych farmach wykorzystywany był tylko w częściach wspólnych. Dobrym przykładem jest Spółdzielnia Mieszkaniowa Wrocław-Południe, która na instalację wydała 4,2 mln zł. Dzięki niej roczne oszczędności w zakupach prądu z sieci miały sięgnąć 337 tys. zł. Stopa zwrotu wyliczona została na 8 proc. Biorąc jednak pod uwagę, że 1,7 mln zł pochodziło z bezzwrotnej dotacji, z punktu widzenia spółdzielni rentowność wzrosła nawet do 13,5 proc. Ostatecznie panele wytworzyły niemal 10 proc. więcej prądu, więc już w pierwszym roku zwróciło się prawie 15 proc. kosztów instalacji. Oznaczałoby to 6-7 lat na zwrot wszystkich wydatków poniesionych przez spółdzielnię, podczas gdy żywotność farm jest znacznie dłuższa. Efekt finansowy działania instalacji odczuwają także mieszkańcy, którzy do pewnego stopnia uodpornili się na podwyżki cen prądu.





# Elektrownie osobiste

## TREND

Z jednej strony chęć osobistego zaangażowania się w poprawę klimatu, a z drugiej pokusa uniezależnienia się od dostawców energii sprawiają, że własne minielektrownie instalują także mieszkańcy bloków i kamienic.

Fot. Zweihorn Energy

## Rozwój

W miejskiej fotowoltaice liczą się nie tylko dachy. Duży potencjał mają także balkony. Najlepiej widać to w Niemczech, gdzie w połowie ubiegłego roku było już pół miliona elektrowni balkonowych. Boom na nowy sposób zasilania mieszkań, które nie mogą skorzystać z fotowoltaiki dachowej – głównie w budynkach wielorodzinnych – to efekt wysokich cen prądu oraz łatwej dostępności takich zestawów w sklepach. A wzrost ma być jeszcze większy, bo w maju ub.r. Niemcy uprościli przepisy, minimalizując wymogi rejestracyjne oraz zgłaszania się do operatora sieci. Wg szacunków EmpowerSource do końca dekady może być nawet 12 mln takich instalacji. W Polsce podobny projekt wdrożyli m.in. mieszkańcy bloku przy ul. Śląskiej w Szczynie. Do tego musieli jednak zlikwidować istniejące balkony i wstawić nowoczesne, z miejscem na lekko pochylone panele. Był to ostatni krok w termomodernizacji, który sprawił, że budynek stał się pierwszym w Polsce samowystarczalnym blokiem mieszkalnym.

## Rozwiązania

Panele słoneczne na balkonie można instalować indywidualnie. Taką opcję zaproponował niemiecki start-up We Do Solar, tworząc niewielki zestaw ośmiu paneli fotowoltaicznych, które można łatwo przymocować do fasady klasycznego balkonu. Panele zaprojektowano tak, aby były lekkie i łatwe do przypięcia do balustrady balkonowej za pomocą jednego kabla, który wychodzi z modułów. Firma szacuje, że w przeciętnym gospodarstwie domowym rozwiązanie pracujące z pełną mocą produkcyjną może obniżyć rachunki za energię elektryczną nawet o 25 proc. i jednocześnie zmniejszyć emisję CO<sub>2</sub> o ponad 600 kg rocznie. Prąd produkować można zresztą nie tylko na balkonie, ale także we własnym oknie. Cienkie i przeziernie materiały fotowoltaiczne (perowskity czy kropki kwantowe) działają bez względu na kąt padania światła i dlatego nadają się do pokrywania szyb okiennych. Te materiały fotowoltaiczne integruje się też z roletami oraz żaluzjami, zarówno zewnętrznymi, jak i wewnętrznymi.

## Korzyści i wyzwania

Według SBF Polska PV balkonowa instalacja może wyprodukować 1,5–2 MWh energii rocznie, czyli tyle, ile statystycznie zużywa rodzina w bloku. Jest to koszt od 2,5 do 5 zł, a pełny zwrot z inwestycji jest bardzo szybki – 3–4 lata, czyli znacznie krócej niż żywotność samych paneli. Na razie boomu na balkonowe instalacje wciąż jednak nie ma, a za to pojawiają się pierwsze konflikty między lokatorami, a władzami spółdzielni – balkon to część wspólna budynku i na instalację trzeba mieć zgodę. Stąd SBF Polska PV sugeruje, że zarządy spółdzielni i wspólnot powinny stworzyć rodzaj zasad budowy instalacji na balkonie obejmujących m.in. sposób montażu, kolor modułu oraz jego wielkość. Tak aby nie było samowolek i zachowana została spójność estetyczna budynków. Co do zasady jeśli na fasadach pojawia się coraz więcej skraplaczy instalacji klimatyzacyjnych, to dlaczego nie solarów. Tym bardziej że pod względem powszechności balkonów Polska przoduje w UE.





# Nowe materiały: perowskity

## TREND

Wszystko wskazuje na to, że perowskity będą największym rywalem, a w przyszłości mogą nawet zdetronizować krzem jako podstawowy materiał fotowoltaiczny. Wciąż ustępują mu efektywnością, a przede wszystkim trwałością, ale są znacznie tańsze w produkcji oraz cieńsze, co nadaje im odpowiedniej elastyczności oraz zapewnia niewielką wagę. Oba materiały nie zawsze zresztą konkurują, ale się uzupełniają w ogniwach tandemowych.

Fot. Leon Hupperichs

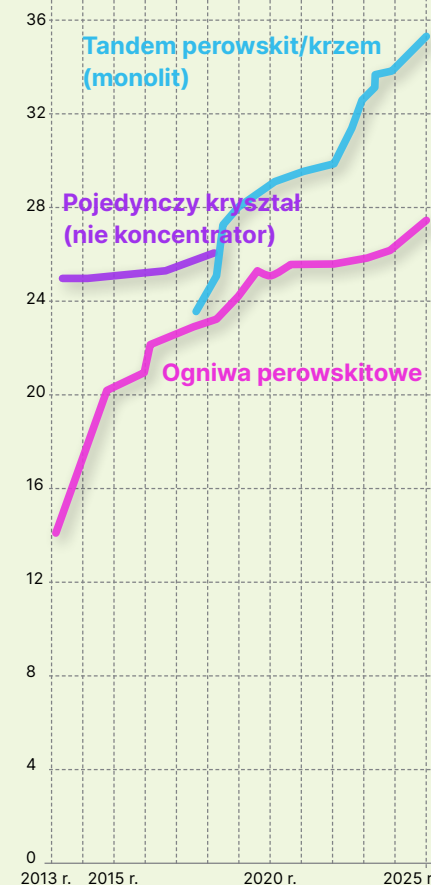
## Rozwój

We wrześniu Oxford PV wprowadził już zresztą na rynek tandemowe krzemowe panele słoneczne z powłoką perowskitową. Dzięki temu światło padające na panel wykorzystywane jest znacznie efektywniej i jest on w stanie produkować o 20 proc. więcej energii niż bez perowskitów. Pochłaniają one tylko część energii słonecznej, a że są przeźierne, to większość świetlnej fali i tak dociera do krzemu. Ich wydajność sięga 24,5 proc., a docelowo ma wynosić 30 proc. Nad podobnymi tandemami od lat pracują naukowcy z saudyjskiego KAUST, którzy zaproponowali nowość w postaci ogniw trójwarstwowych z dwoma powłokami perowskitowymi, osiągając sprawność na poziomie 31,5 proc. O tym, jak poważnie traktowany jest perowskit, najlepiej świadczą plany japońskiego Ministerstwa Przemysłu, które ogłosiło, że do 2040 r. na wyspie będą działać perowskitowe farmy fotowoltaiczne o mocy 20 GW.

## Technologia

Perowskity to dziś gorący temat w Chinach, które są zagłębieniem produkcji fotowoltaiki: w ub.r. o sukcesach informowali m.in. naukowcy z Uniwersytetu w Nanjing, chwalcąc się opracowaniem najbardziej wydajnego ogniwa z dwóch warstw perowskitu. Sprawność na poziomie 24,5 proc. osiągnęli dzięki lepszemu powlekaniu kolejnych warstw modułu z zastosowaniem chlorowodorku ( $\text{C}_2\text{H}_7\text{ClN}_2\text{O}$ ), który stabilizuje proces krystalizacji folii perowskitowej. Naukowcy Chińskiej Akademii Nauk opracowali za to dwustronne ogniwo wykorzystujące elektrody z nanorurek węglowych. Dzięki temu uzyskali wysoką efektywność – gęstość wytwarzania energii powyżej 36 proc. – przy niskich kosztach materiałowych (o 70 proc. niższych niż w krzemowych ogniwach). Nad obniżeniem kosztów czuwała ekipa z uniwersytetów Huaqiao i Qufu Normal dzięki wykorzystaniu tańszego materiału odpowiedzialnego za transport ładunków, który także poprawia ich sprawność (24 proc.).

## Wydajność





# NAUKOWCY MAJĄ GŁOS: perowskity nabierają trwałości

Fot. UC San Diego Jacobs School of Engineering

● Jednym z największych wyzwań, jakie stoją przed wykorzystaniem ogniw perowskitowych, jest ich trwałość. Mają tendencję do rozpadu w ciągu kilku miesięcy, ewentualnie paru lat, podczas gdy krzemowe panele słoneczne mogą trwać ponad dwie dekady. I na tym właśnie aspekcie skupia się dziś większość naukowców i inżynierów na całym świecie. Problem polega na utracie energii elektronów na powierzchni po ich uwolnieniu przez światło słoneczne. Straty te zmniejszają ogólną wydajność konwersji światła słonecznego na energię elektryczną. Idzie więc o zmniejszenie tych strat.

● W tej kwestii ekipa z głównej amerykańskiej politechniki Massachusetts Institute of Technology stawia na pasywację powierzchni materiału, zmieniając jej właściwości w taki sposób, że perowskit nie ulega już tak szybkiej degradacji lub nie traci wydajności. Według prof. Vladimira Bulovica kluczem jest identyfikacja „chemii interfejsów”, czyli miejsca, w którym perowskit spotyka się z innymi materiałami,

ułatwiając przepływ prądu przez urządzenie. Inżynierowie opracowali metody pasywacji, na przykład za pomocą roztworu, który tworzy cienką powłokę, ale nie do końca rozumieli, jak działa ten proces, a przez to nie wiedzieli, jak szukać lepszych powłok. I to właśnie stało się obiektem zainteresowania ekipy z MIT. Dokładne zbadanie procesu powlekania pasywacyjnego i jego skutków zaowocowało, jak to określa Bulovic, „najczystsza jak dotąd mapa drogowa tego, co możemy zrobić, aby dopracować wyrównanie energii na styku perowskitów i sąsiednich materiałów”, a tym samym poprawić ich ogólną wydajność, mówi Bulovic.

● Podczas gdy większość materiału perowskitowego ma postać idealnie uporządkowanej krystalicznej sieci atomów, ten porządek rozkłada się na powierzchni. Mogą istnieć dodatkowe wystające atomy lub wolne miejsca, w których brakuje atomów, a te wady powodują straty w wydajności materiału. I w tym miejscu pojawia się potrzeba pasywacji. „Stworzyliśmy rodzaj przewodnika po tym, jak





dostroić powierzchnie, gdzie znajduje się wiele z tych defektów, aby upewnić się, że energia nie jest tracona na powierzchniach. To naprawdę duże odkrycie w tej dziedzinie. W swojej pracy jako pierwsi wskazaliśmy, jak systematycznie kontrolować i projektować pola powierzchniowe w perowskitach”, mówi dr Dane deQuilettesa, dodając, że istnieją setki różnych rodzajów soli pasywacyjnych i wiele różnych rodzajów perowskitów, więc podstawowa wiedza na

temat tego procesu dostarczana przez tę nową pracę może pomóc badaczom w znalezieniu jeszcze lepszych kombinacji materiałów.

● Powszechną metodą pasywacji jest opracowana kilka lat temu na MIT kąpiel powierzchni w roztworze soli zwanej bromkiem heksyloammonowym. W ten sposób tworzy się bardzo cienką warstwę na wierzchu wadliwej powierzchni, która dobrze pasywuje wiele

defektów. A brom, który jest częścią soli, wnika w warstwę trójwymiarową w kontrolowany sposób. Pomaga to zapobiegać utracie energii elektronów i poprawia wydajność ogniw. Ostatnie rekordy, jakie odnotowano w MIT dla pojedynczej warstwy perowskitowej, wahały się od 24 do 26 proc., ale w teoretycznym zasięgu jest 30 proc. Ubiegły rok obfitował zresztą w pracę naukowców dążących do poprawy trwałości perowskitów jako jednego z kluczowych czynników pozwalających na komercjalizację tej technologii:

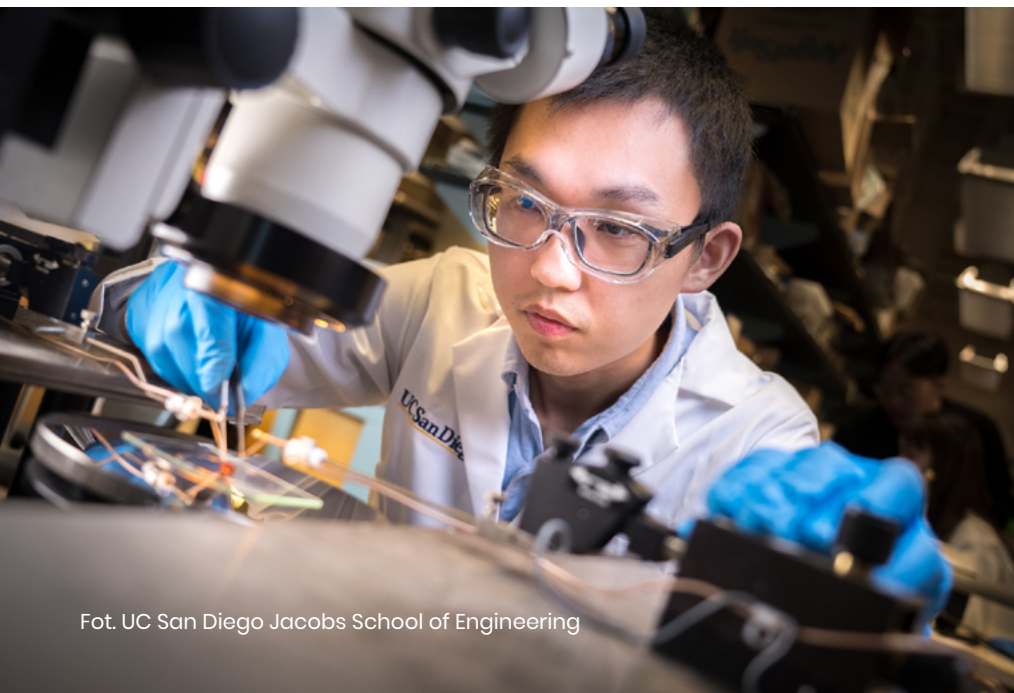
→ We wrześniu ubiegłego roku amerykańsko-chiński zespół badaczy z Uniwersytetu Westlake, Instytutu Materiałów Półprzewodnikowych Shangyu, Uniwersytetu Zhejiang, Uniwersytetu Fudan oraz Uniwersytetu Kalifornijskiego w Los Angeles i Narodowego Laboratorium Lawrence’a w Berkeley zaprezentował jednak nowy sposób na obróbkę perowskitów. Na łamach periodyku „Joule” opisał swoją pracę nad pasywacją defektów powierzchniowych z wykorzystaniem

$\pi$ -cząsteczek terpirydyny w formie zasady Lewisa. Dzięki ich wykorzystaniu perowskitowe ogniwo słoneczne zyskało wysoką sprawność na poziomie 25,24 proc., a przy tym zwiększyło swoją trwałość. Po pracy przez 2664 godziny w zwykłych warunkach utraciło jedynie 10 proc. sprawności, a w wysokiej temperaturze 18 proc. po 2976 godzinach.

→ Naukowcy z University of Surrey podjęli się za to poprawy słabości na styku perowskitu ołowiowo-cynowego oraz warstwy transportującej ładunki (HTL) z powszechnie wykorzystywanego kompozytu polimerowo-polistyrenowego (PEDOT:PSS). Interakcje chemiczne pomiędzy tymi materiałami prowadziły do powstawania korozji i zmniejszenia wydajności ogniw. Naukowcy odkryli, że reakcje chemiczne powodujące degradację można złagodzić, wprowadzając jod jako środek redukujący. Zwiększyło to wydajność ogniw do 23,2 proc., co jest bardzo dobrym wynikiem dla perowskitów ołowiowo-cynowych,

a przede wszystkim żywotność samych ogniw o blisko 66 proc.

→ Z kolei ekipa z City University of Hong Kong na łamach „Science” opisała opracowane przez siebie innowacje w wytwarzaniu ogniw perowskitowych, wśród których jest całkowite wyeliminowanie organicznej warstwy transportującej i zastąpienie jej nieorganicznym tlenkiem cyny, związkiem charakteryzującym się wysoką stabilnością termiczną. Stabilność perowskitowych ogniw słonecznych została poprawiona dzięki wykorzystaniu metody osadzania warstw atomowych (Atomic Layer Deposition – ALD), która zoptymalizowała strukturę tzw. wakatów tlenowych w tlenku cyny wpływających na przewodnictwo elektryczne. Dzięki temu powstało bardzo wydajne ogniwo (25 proc.) – po 2000 godzin pracy w trudnych warunkach (temperatura sięgała 65 st. C) zachowało 95 proc. sprawności. Wyeliminowanie organicznej warstwy transportującej zmniejszyło też koszty materiału w procesie produkcyjnym i znacznie uprościło sam proces produkcji.





→ Znacząca poprawa trwałości nastąpiła także w przypadku bardzo wrażliwych perowskitów wykorzystujących halogenek cyny (Sn-HP). Z punktu widzenia środowiska są znacznie mniej obciążające niż ogniwa ołowiowe, ale mają niską stabilność i wysoką wrażliwość na wilgoć oraz warunki otoczenia. I nad tymi właśnie aspektami pracują naukowcy z koreańskiego Chung-Ang University. W czasopiśmie „Advanced Energy Materials” opisali swój pomysł wprowadzenie 4-fenylotiosemikarbazytu (4PTSC) jako dodatku podczas produkcji ogniwa Sn-HP, który stabilizuje zazwyczaj szybki i nieuporządkowany proces krystalizacji. Częstka ta, minimalizując powstawanie defektów kryształu, wzmacnia powierzchnię perowskitu i utrudnia utlenianie jodku cyny (SnI<sub>2</sub>) i migrację jonów, co poprawia stabilność całego ogniwa – zachowując prawie 100 proc. początkowej wydajności konwersji mocy, nawet po 500 godzinach, i około 80 proc. po 1200 godzinach przy pełnej ekspozycji na warunki otoczenia (bez enkapsulacji).

→ Naukowcy z Chińskiego Narodowego Centrum Nanonauki i Technologii pochwalili się za to bardzo stabilnymi ogniwami z tzw. perowskitów Dion-Jacobsona (DJ). Jak czytamy na łamach „Nature Communications” niezabezpieczone komórki (bez enkapsulacji) zachowują 92 proc. swojej początkowej wydajności po ponad 4000 godzinach przy 90 proc. wilgotności względnej (RH). Co ważniejsze, ogniwa te wykazują również niezwykle stabilność termiczną (85 st. C) i operacyjną, która wykazuje znikomą utratę wydajności po przekroczeniu 5000 godzin obróbki cieplnej lub po pracy w punkcie maksymalnej mocy (MPP) przekraczającej 6000 godzin w temperaturze 45 st. C przy ciągłym oświetleniu świetlnym 100 mW cm<sup>-2</sup>. Ogniwo powstało tzw. metodą powlekania ostrzem, w której warstwy bardzo precyzyjnie układają się jedna na drugą.

→ Innym kierunkiem badań jest praca nad samą powłoką ochronną dla ogniwa. Perowskitowe ogniwa zazwyczaj wykorzystują warstwę

powłoki na bazie amonu, która zwiększa wydajność, ale ulega degradacji pod wpływem stresu środowiskowego, w tym ciepła i wilgoci. Tym problemem zajęli się naukowcy z Northwestern University, którzy na łamach „Science” opublikowali wyniki badań nad powłoką opartą na amidynie. W eksperymentach nowa powłoka była 10 razy bardziej odporna na rozkład w porównaniu z konwencjonalnymi powłokami na bazie amonu. Co więcej, ogniwa powlekane amidyną potroiliły również żywotność, o tyle skracając czas potrzebny na spadek wydajności o 90 proc. jej początkowej wartości pod wpływem trudnych warunków. „Nowa powłoka nie tylko zwiększa stabilność materiału, ale również pozwala na poprawę jego wydajności (do 26 proc.). Dzięki zastosowanej technologii ogniwa mogą teraz lepiej opierać się wpływom zewnętrznym, takim jak wilgoć czy promieniowanie UV, które do tej pory były głównym czynnikiem powodującym ich szybkie zużycie”, mówi prof. Mercouri Kanatzidis.



Fot. Rob Lavinsky, iRocks.com





# Nowe materiały: krzemowe alternatywy



Fot. Antipoff

## CdTe – 23,1 proc. sprawności

CdTe, czyli cienkowarstwowe (thin-film) panele fotowoltaiczne produkowane z użyciem tellurku kadmu (CdTe) jako warstwą absorpcyjną, to jedna z najstarszych technologii rozwijających się w konkurencji wobec krzemu. Pierwsze odnotowane próby jej wykorzystania jeszcze w latach 70. podjęła japońska Matsushita, do której wkrótce dołączył Kodak. Na początku tego wieku technologię tę jednak porzucono, aż w ubiegłej dekadzie CdTe zainteresował się First Solar, jeden z pionierów i potentatów fotowoltaiki w USA (19 mld dol. kapitalizacji). Od przeszło dziesięciu lat stale podnosi ich wydajność, która w 2024 r. sięgnęła 23,1 proc. Plan na ten rok to podnieść ją do 25 proc., a do końca dekady dojść do 28 proc. (First Solar zamierza też robić jeszcze bardziej wydajne ogniwa tandemowe z wykorzystaniem krzemu). Panele CdTe są przy tym bardzo trwałe – moduły po 25 latach zachowują ponad 90,8 proc. pierwotnej wydajności – zwłaszcza jak na materiał cienkowarstwowy, który potrzebuje

zaledwie 2-3 proc. materiału półprzewodnikowego używanego do produkcji konwencjonalnych modułów krzemowych. Bardzo dobrze sprawdzają się też w klimacie gorącym oraz wilgotnym (w takich warunkach dostarczają do 4 proc. więcej energii). First Solar szczyci się przy tym, że do produkcji swoich paneli wykorzystuje odpady górnicze, ma bardzo niski ślad środowiskowy (nawet

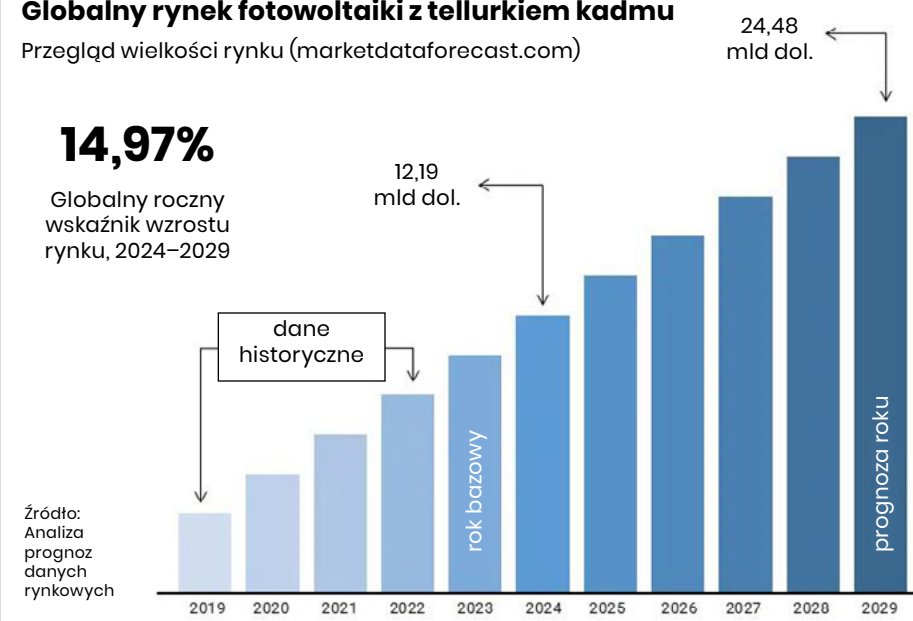
cztery razy mniejszy ślad węglowy i wodny niż panele krzemowe), a same ogniwa w 90 proc. poddają się recyklingowi. W 2023 First Solar na całym świecie sprzedał panele CdTe o łącznej mocy 60 GW. Produkuje je zarówno w USA, jak i Indiach oraz Azji Południowo-Wschodniej (Wietnam i Malezja), gdzie bardzo dobrze się sprawdza ich przewaga pracy w klimacie gorącym i wilgotnym.

## Globalny rynek fotowoltaiki z tellurkiem kadmu

Przegląd wielkości rynku (marketdataforecast.com)

### 14,97%

Globalny roczny wskaźnik wzrostu rynku, 2024–2029





Szacunki dotyczące obecnej wielkości i dynamiki rynku paneli CdTe są bardzo rozbieżne – od 3,7 mld dol. i 10,3 proc. wzrostu (CAGR) wg Precedence Research aż po 12,2 mld dol. wg Market Data Forecast (MDF). W tym przypadku znacznie większy jest też CAGR – na poziomie 15 proc. – a paliwem wzrostu jest niski koszt, który sprawia, że według MDF jest to pierwsza cienkowarstwowa technologia fotowoltaiczna, która przewyższa ogniwa krzemowe.

#### **CIGS – 23,6 proc. sprawności**

CIGS to kolejne cienkowarstwowe panele fotowoltaiczne wytwarzane

z wykorzystaniem selenu, miedzi, indu i galu (od pierwszych liter tych pierwiastków wziął się skrót CIGS). Historia prac nad nimi również jest dość długa. W latach 80. zajmował się tym przede wszystkim Boeing, później były głównie obiektem zainteresowania naukowców z NREL, a w ubiegłej dekadzie ich komercjalizacji podjął się m.in. tajwański TSMC. Doprowadził do osiągnięcia sprawności na poziomie 16,5 proc. i uruchomił pierwszą prototypową linię do ich produkcji o wydajności 100 MW, ale w 2015 r. w obliczu ostrej konkurencji cenowej ze strony chińskich wytwórców

ogniów krzemowych porzucił ten produkt. Dziś technologię tę rozwija przede wszystkim szwedzki Evolar, który został wydzielony z klastra badawczego cienkowarstwowych ogniów słonecznych Uniwersytetu w Uppsali. Jego specjalnością są co prawda perowskity, ale w marcu ubiegłego roku poinformował, że ustanowił rekord wydajności także w ogniwach CIGS na poziomie 23,64 proc. Poprawa sprawności wynikać ma m.in. z wykorzystania fluorku rubidu (RbF) i zastosowania stosunkowo dużej ilości srebra w warstwie absorbera. Technologia, nad którą pracuje Evolar, okazała się na tyle obiecująca, że w 2023 r. firmę przejął amerykański First Solar.

Szwedzcy naukowcy podobnie jak i amerykańscy partnerzy bardzo liczą na zwiększenie sprawności dzięki wykorzystaniu CIGS w panelach tandemowych wykorzystujących także krzem – w takim połączeniu ma sięgać nawet 30 proc. Evolar nie jest zresztą jedyną firmą, która pracuje z tym materiałem. Kolejna to japońska Solar Frontier, do której należy

poprzedni rekord sprawności (23,35 proc.). Jej specjalnością są ogniwa CIS (miedź-ind-selen), które łączą materiały CIGS i CIGSe. Na świecie w sumie działa około 25 poważnych producentów tego typu ogniów, a cały rynek SykQuest szacuje już na 2,45 mld dol. Segment ten zresztą dość szybko rośnie – w ciągu najbliższych lat CAGR ma wynosić 17,2 proc., co sprawi, że w 2032 r. rynek ten będzie wart 8,71 mld dol. Będzie w tym uczestniczyć też Polska, bo we Wrocławiu powstaje pierwsza pełnoskalowa fabryka modułów CIGS. Roltec, firma odpowiedzialna za inwestycję, w 2021 r. uruchomiła już zresztą linię produkcyjną, na której wytwarza ogniwa o sprawności 18 proc.

#### **Kropki kwantowe (QD) – 18,1 proc. sprawności**

To dość nowa, szybko rozwijająca się technologia fotowoltaiczna (jeszcze w 2010 r. jej sprawność wynosiła 2 proc.) bazująca na półprzewodnikowych nanocząsteczkach o rozmiarze mniejszym niż 10 nm – stąd nazwa kropki kwantowe (Quantum Dots

– QD). Dynamika zmian wynika z faktu, że nad poprawieniem wydajności jej działania pracuje wiele zespołów naukowych na całym świecie, a w lutym ubiegłego roku na czoło wysunął się koreański Narodowy Instytut Nauki i Technologii w Ulsan (UNIST), który zaprezentował nowatorską technikę tzw. wymiany ligandów, czyli atomów i anionów przyłączonych bezpośrednio do atomu lub kationu centralnego. To innowacyjne podejście umożliwia syntezę perowskitowych kropek kwantowych (PQD) na bazie kationów organicznych, zapewniając wyjątkową stabilność przy jednoczesnym tłumieniu wewnętrznych defektów w warstwie fotoaktywnej ogniów słonecznych.

Dziś naukowcy z UNIST chwalą się już sprawnością ogniów na poziomie 18,1 proc. Z kolei ekipa z Gyeongsang National University, Kookmin University oraz DGIST udoskonaliła technologię perowskitowych kropek kwantowych, likwidując zniekształcenia występujące na ich powierzchni, które obniżały







sprawność ogniw. W tym przypadku dokonano modyfikacji wspomnianych ligandów, dzięki czemu wydajność paneli z miejsca wzrosła o niemal 3 pkt proc. (z 13,6 do 15,3 proc.). Kropki kwantowe nie są jednak wyłączną domeną naukowców. To technologia już skomercjalizowana, a jednym z jej pionierów jest polska firma ML System, która w 2013 r. uruchomiła linię do produkcji szkła powłokowego wykorzystującego kropki kwantowe. Zaletą tej technologii jest niski koszt produkcji.

Trudno określić, jak duży jest dziś rynek fotowoltaiki wykorzystującej kropki kwantowe. Szacunki są bowiem bardzo rozbieżne – od 1,1 mld dol. wg The Business Research Company, przez 4,8 mld dol. wg Straits Research, aż po 6,9 mld dol. wg Fortune Business Insights. Różne są też prognozy wzrostu – od 4,3 do 17,4 proc. rocznie. W najbardziej optymistycznej wersji rynek ten w 2024 r. będzie wart 25 mld dol., a dominujący będzie region Azji i Pacyfiku z ponad 40-procentowym udziałem.

### Ogniwa organiczne (OPV) – 20,8 proc. sprawności

Podobnie jak w przypadku kropek kwantowych szybko rośnie także wydajność tzw. ogniw organicznych zawierających atomy węgla – do ich budowy wykorzystuje się polimery oraz małe organiczne molekuły zdolne do absorpcji promieniowania słonecznego. To sprawia, że OPV są wyjątkowo tanie, elastyczne (można je dostrajać do określonych długości fal światła), a przy tym mamy ogromne możliwości doboru i testowania różnego rodzaju materiału.

W minionym roku inżynierowie z Uniwersytetu w Kansas zaprezentowali ogniwa oparte na tzw. akceptorach niefulerenowych (NFA), które generują wolne nośniki pomimo bardzo małego przesunięcia poziomu energii na styku dawca/akceptor. To sprawia, że ich sprawność sięgnęła 20 proc. Jeszcze lepszy wynik – 20,8 proc. – osiągnęli naukowcy z Shanghai Jiao Tong University dzięki bardziej precyzyjnej budowie ogniwa. W swojej pracy wykorzystali technologię addytywnego osadzania warstw jedna po drugiej (LBL).

### Kestryty (CZTS) – 14,1 proc. sprawności

To cienkowarstwowe ogniwa składające się z miedzi (Cu), cynku (Zn), cyny (Sn) i siarki (S), które jako materiał ogniw słonecznych po raz pierwszy zostały zidentyfikowane w 1988 r. na Uniwersytecie Shinshu w Japonii. Pierwsze ogniwo kesterytowe (bo tak nazywa się ten minerał) powstało w 1996 r., ale jego wydajność była bardzo niewielka – 0,6 proc. W ciągu dekady wzrosła do 7 proc., a naukowcy zaczęli pracę z ogniwami CZTSse wzbogaconymi o Selen (Se): w 2013 r. Centrum Badawcze Watson IBM zwiększyło wydajność ogniw do 12,6 proc.

Po tym osiągnięciu nastąpił przestój w badaniach nad nowym materiałem. Dopiero po dekadzie kolejne osiągnięcia ogłosili chińscy uczeni, najpierw z Nanjing University of Posts and Telecommunications, później z Institute of Physics Chinese Academy of Sciences, którzy w 2023 r. zaprezentowali ogniwo o sprawności 14,1 proc. W ubiegłym roku ważnego postępu dokonali z kolei naukowcy

z koreańskiego DIGST oraz Incheon National University, którzy kesteryt domieszkowali srebrem, dzięki czemu kryształy rosną szybciej i są większe, a przy tym zmniejszyła się liczba defektów i zwiększyła wydajność ogniwa słonecznego.

*Dane dotyczące sprawności na podstawie danych NREL oraz wyników badań.*



Fot. Fieldsken Ken Fields





# W energetyce wiatrowej straszy flauta



Fot. Erik Wilde

● Miniony 2024 rok był rekordowy dla energetyki wiatrowej. Według danych Global Wind Energy Council (WEC) przybyło 117 GW, co stanowi to wzrost o 11 proc. w porównaniu z 2023 rokiem. Całkowitą zainstalowaną moc wiatrową sięgnęła 1136 GW. Tempo rozwoju ewidentnie jednak przygasta, bo rok wcześniej świat odnotował 22 proc. wzrost nowych mocy. Nawet nominalnie przybyło ich mniej: w 2024 zwiększyła 12 GW, a w 2023 aż 19 GW.

● Nastąpił przy tym wyraźny podział na tych co idą do przodu i tych co zostają w tyle. Zaskakujące jest nieco to, że w tej drugiej grupie znalazły się nie tylko Stany Zjednoczone, ale także Europa. W rozwoju energetyki wiatrowej przewodzi region Azji i Pacyfiku, odpowiadając za 75 proc. globalnego udziału w rynku, ze wzrostem o 7 proc. rok do roku. Chiny, dominujący gracz w regionie, uruchomiły prawie 80 GW nowej mocy wiatrowej, przewyższając poprzedni rekord instalacji ustanowiony w 2023 r. Jedno Państwo Środka odpowiada więc za 68 proc. wszystkich instalacji.

● Z drugiej strony Europa, drugi co do wielkości rynek wiatrowy, uruchomiła 16,4 GW nowej mocy, czyli zaledwie 14 proc. tego co w wietrze przybyło w 2024 roku. I jest to o 10 proc. mniej w porównaniu z poprzednim rokiem. Najstabilniej poszło jednak Amerykanom. Trzeci co do wielkości rynek energii wiatrowej, odnotowała 33 proc. spadek rok do roku w globalnym udziale w rynku, głównie z powodu znacznego spadku liczby nowych instalacji lądowych. Ameryka Łacińska, czwarty co do wielkości rynek, odnotowała 1 proc. spadek rok do roku w swoim udziale w rynku, głównie z powodu 30 proc. spadku nowych mocy oddanych do użytku w Brazylii. Afryka i Bliski Wschód pozostały najmniejszym rynkiem, chociaż liczba nowych instalacji wiatrowych podwoiła się w 2024 r. w porównaniu z rokiem poprzednim

● **Farmy lądowe:** w 2024 r. na całym świecie uruchomiono 109 GW nowej mocy wiatrowej na lądzie, co jest nowym rekordem i pierwszy zwiększyło całkowitą zainstalowaną moc wiatrową na lądzie do ponad

1000 GW. Stanowi to wzrost o 11 proc. w porównaniu z rokiem poprzednim. Podobnie jak w całej branży liderem były Chiny gdzie pojawiło się 70 proc. wszystkich instalacji. Szybki wzrost kraju był napędzany mechanizmem „parytetu sieciowego”, który wynagradza energię elektryczną wytwarzaną z lądowej energetyki wiatrowej po tej samej cenie co energia z węgla. W Europie przybyło 13,8 GW lądowych farm wiatrowych (86 proc. wszystkich nowych wiatraków) co oznacza niemal 5 proc. spadek względem 2023 roku (14,5 GW). Jedynymi rzeczywiście mocnym rynkiem były Niemcy odnotowały rekordowy rok dla wiatru na lądzie, z prawie 11 GW nowej mocy przyznanej w przetargach. To 70 proc. wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim. Było to w dużej mierze spowodowane prawnym uznaniem energii wiatrowej za „nadrzędny interes publiczny” na mocy sekcji 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), która usprawniła procesy wydawania pozwoleń. W Wielkiej Brytanii de facto zniesiono za to zakaz budowy lądowych elektrowni wiatrowych,





a ostatnia aukcja czystej energii w tym kraju zapewniła 9,6 GW nowych mocy wytwórczych energii odnawialnej. Stany Zjednoczone, pomimo znacznego wsparcia politycznego ze strony Bipartisan Infrastructure Law i Inflation Reduction Act, odnotowały spadek liczby instalacji wiatrowych na lądzie, osiągając najniższy poziom od 2014 roku. Przypisano to wyzwaniom takim jak przeciążenie przesyłu, długie kolejki połączeń międzysystemowych, inflacja i opóźnione wytyczne dotyczące przepisów podatkowych.

● **Farmy morskie:** prawdziwe załamanie mamy jednak w energetyce off-shore. Na całym świecie w 2024 roku uruchomiono 8 GW nowej mocy wiatrowej na morzu, co oznacza 26 proc. spadek w porównaniu z rokiem poprzednim. Chiny pozostały światowym liderem w zakresie nowych instalacji wiatrowych na morzu siódmy rok z rzędu, dodając 4 GW do swojej sieci i zwiększając całkowitą moc wiatrową na morzu do 41,8 GW. Europa uruchomiła 2,7 GW nowej mocy wiatrowej na morzu z dziewięciu farm

wiatrowych na czterech rynkach, co stanowi jedną trzecią całkowitej globalnej mocy. Wielka Brytania podłączyła 1,2 GW mocy wiatrowej na morzu w 2024 r., uzyskując tytuł największego rynku morskiego w regionie pod względem nowych dostaw. Niemcy uruchomiły 730 MW mocy wiatrowej na morzu, w tym 477 MW w projekcie wiatrowym Baltic Eagle na Morzu Bałtyckim i 253 MW w projekcie Gode Wind 3 na Morzu Północnym. Francja uruchomiła 658 MW morskich farm wiatrowych w 2024 r., a farmy wiatrowe Fécamp i Saint-Brieuc osiągnęły pełną sprawność operacyjną w maju 2024 r.

● GWEC w swoim opracowaniu Global Wind Report 2025, zdefiniował szereg wyzwań stojących przed branżą energetyki wiatrowej i rozwiązań potrzebnych do ich przezwyciężenia:

### 1. Trudności finansowe

**i makroekonomiczne:** Rosnące stopy procentowe, inflacja i ceny surowców zwiększają koszt kapitału i utrudniają finansowanie projektów wiatrowych, zwłaszcza projektów offshore.

### 2. Bariery handlowe

**i fragmentacja:** Polityki protekcyjnistycznej, takie jak taryfy i wymogi dotyczące lokalności produktów, fragmentują globalne łańcuchy dostaw i utrudniają firmom energetyki wiatrowej efektywne działanie.

**3. Ujemne ceny:** Przystarzałe projekty rynku energii elektrycznej prowadzą do ujemnych cen energii, co może podważyć stabilność finansową projektów energii odnawialnej i zniechęcić do dalszych inwestycji.

### 4. Rozwój łańcucha dostaw:

Szybkie innowacje w technologii turbin wiatrowych powodują niedopasowanie między obecnym zasięgiem łańcucha dostaw, a przyspieszoną trajektorią wzrostu branży.

### 5. Mechanizmy aukcyjne:

Projekty aukcji muszą zostać zreformowane, aby odzwierciedlały nowe realia rynkowe, takie jak rosnące koszty i inflacja, oraz aby dać pewność, że projekty są wykonalne.



Fot. David Dixon



**6. sieć:** Infrastruktura sieciowa musi zostać rozbudowana i zmodernizowana, aby dostosować się do szybkiego wzrostu energetyki wiatrowej.

**7. Akceptacja społeczna:** Kampanie dezinformacyjne finansowane przez grupy interesu paliw kopalnych podważają zaufanie społeczeństwa do energetyki wiatrowej i pogłębiają wąskie gardła w uzyskiwaniu pozwoleń.

**8. Konkurencja nowych turbin:** Szybki rozwój większych platform turbinowych powoduje presję kosztową i obawy dotyczące jakości dla producentów OEM.

● Raport przedstawia również prognozy zgodnie z którymi światowy rynek energii wiatrowej w najbliższych latach (2025–2030) będzie rósł ze średnioroczną stopą wzrostu (CAGR) wynoszącą 8,8%, a nowe instalacje w 2025 roku osiągną 138 GW. Wzrost ten będzie napędzany przez kilka czynników, w tym:

→ **Dalszy silny wzrost w Chinach:** Oczekuje się, że Chiny pozostaną

największym rynkiem energii wiatrowej, z prognozowanymi 460 GW nowej mocy wiatrowej na lądzie dodanej w latach 2025–2030.

→ **Przyspieszony wzrost w Europie:**

Oczekuje się, że Europa doda 140 GW nowej mocy wiatrowej na lądzie w latach 2025–2030, co będzie napędzane przez Czysty Ład Przemysłowy UE i potrzebę bezpieczeństwa energetycznego.

→ **Rynki wschodzące:** Wzrost na rynkach wschodzących w Azji Południowo-Wschodniej, Azji Środkowej oraz na Bliskim Wschodzie i w Afryce ma nabrać rozpędu, a do końca dekady każdy rok ma przynieść rekordową moc nowych instalacji

→ **Morska energetyka wiatrowa:**

Rynek morskiej energetyki wiatrowej ma znacznie wzrosnąć, a do końca dekady dokładana każdego roku moc nowych instalacji ma się zwiększyć czterokrotnie w porównaniu z poziomami z 2024 roku. Chiny i Europa będą nadal dominować we wzroście w najbliższej przyszłości,

ale oczekuje się, że wdrażanie morskiej energetyki wiatrowej nabierze rozpędu na rynkach wschodzących w USA i regionie Azji i Pacyfiku w drugiej połowie dekady.







# Panele elektro-ciepłne

## TREND

Z jednej strony mamy panele fotowoltaiczne produkujące prąd, a z drugiej kolektory słoneczne dostarczające ciepło. Na dachu walczą o to samo ograniczone miejsce i z tej rywalizacji powstało rozwiązanie kompromisowe: panele fotowoltaiczno-termiczne (PVT). Swego rodzaju solarne elektrociepłownie.

Rys. Manuel Lämmle

## Jak to działa

Z wyglądu panele PVT nie różnią się bardzo od zwykłych solarów. A to dlatego, że ich przednia część to klasyczne ogniwo, które wytwarza prąd, a dopiero pod nim znajduje się urządzenie, które podgrzewa wodę. Jest to właściwie system, który pozwala schładzać nagrzewający się panel słoneczny: zbiornik, którego zadaniem jest odbieranie ciepła z powierzchni panelu. W dalszym kroku przekazuje je do instalacji centralnego ogrzewania (CO) lub sieci z ciepłą wodą użytkową (CWU). Zaletą tego rozwiązania jest nie tylko równoległa produkcja dwóch rodzajów energii. W słoneczne i upalne dni, gdy zwykły panel fotowoltaiczny się nagrzewa, traci efektywność w wytwarzaniu prądu. W przypadku ogniw PVT ciepło z powierzchni jest odbierane i panele nie nagrzewają się powyżej 50 st. C.

## Rozwój

Panele fotowoltaiczno-termiczne nie śrubują rekordów w ilości wyprodukowanego prądu, ale ich łączna sprawność jest znacznie wyższa niż zwykłych solarów. Zazwyczaj energię elektryczną wytwarzają z efektywnością 20 proc., ale nawet trzy razy więcej mocy, jaką dostarczają promienie słońca (około 60 proc.), są w stanie oddać w postaci ciepła – w klasycznym kolektorze jest to około 75 proc. Stąd łączna sprawność nowoczesnych dostępnych na rynku paneli PVT sięga 80 proc. Inżynierowie i naukowcy cały czas pracują jednak nad jeszcze lepszym wyzyskaniem energii słońca. Stąd hiszpańska Abora Solar chwali się panelami o wydajności 89 proc., z czego 71 proc. energii idzie na wytwarzanie ciepła, a 18 proc. to efektywność produkcji prądu. Ważniejszy jest jednak właśnie ten drugi parametr i stąd niemiecki Sunmaxx wspólnie z Oxford PV opracowały w ubiegłym roku panel o sprawności elektrycznej 26,6 proc. i 53,4 proc. wydajności cieplnej.

## Gracze

Sunmaxx  
Oxford PV  
Abora Solar  
PVT Global  
Dualsun



# Wiatraki wirujące na falach

## TREND

W projektach morskich farm pojawiają się nowe technologie i pomysły, jak najlepiej wykorzystać wodne środowisko. Najwięksi producenci prześcigają się w robieniu jak największych śmigieł, ale coraz więcej jest też alternatywnych pomysłów zarówno na wirniki, jak i sposób budowy farm.



Fot. SteKrueBe

## Turbiny

W branży wiatrowej trwa prawdziwe tour de force, kto stworzy mocniejszy wiatrak. Duński Vestas w czerwcu poinformował o instalacji pierwszej turbiny o ogromnej mocy 15 MW i średnicy 236 m. Europejczykom wciąż daleko jednak do chińskich wiatraków – w październiku Dongfang Electric Corporation zaprezentował turbinę o mocy 26 MW i średnicy 310 m. Na Morzu Południowochińskim pojawiła się też turbina z podwójnym wirnikiem (OceanX) o mocy 16,6 MW. Wielu inżynierów kwestionuje jednak sam model przenoszenia klasycznych wiatraków lądowych na morze i zamiast turbiny o osi poziomej (HAWT) proponują takie, które kręcą się w pionie (VAWT). Tak jest w przypadku norweskiego World Wide Wind, który opracował potężny maszt o wysokości 400 m z dwoma umieszczonymi na różnych wysokościach wirnikami. Z kolei szwedzka firma SeaTwirl w ub.r. po dekadzie pracy pokazała turbinę VAWT S3 o mocy 6 MW i wysokości 127 m.

## Maszty

Innym obszarem poszukiwań w energetyce morskiej jest sposób ich instalacji. Nie trzeba już ustawiać ich na osadzonej na dnie platformie z klasycznym masztem – coraz częściej mamy do czynienia z urządzeniami pływającymi niczym morskie boje. A balast sprawia, że się nie wywracają i lepiej dostosowują do wiatru. W przypadku projektu firmy SeaTwirl podwodna część urządzenia składa się ze stępki i elementu pływającego. Ponieważ energia wiatru wprawia turbinę w ruch obrotowy, kil i przeciwny moment obrotowy utrzymują stabilność konstrukcji podobnie jak stępka żaglówek. Spławia się też już klasyczne turbiny: T-Omega Wind skonstruował pływającą piramidę, dzięki której śmigło lepiej ustawia się do wiatru, a Aikido Technologies wykorzystuje stateczniki, które napętlając się wodą, stawiają wiatrak do pionu (więcej o nowych sposobach osadzania turbin na kolejnej stronie).

## Zalety i wady

Inżynierowie na całym świecie są zgodni, że ograniczenia materiałowe sprawiają, iż możliwości zwiększania mocy klasycznych wiatraków maleją. To premiuje konstrukcje VAWT, które w tym względzie mają znacznie większy potencjał: w przypadku World Wide Wind mowa o 40 MW. Zaletą jest ich duża tzw. sprawność powierzchniowa, która objawia się tym, że działają przy wietrze o znacznie niższej prędkości, wykorzystują także prądy pionowe i są tu mniejsze turbulencje. Mniejsza rozpiętość łopat sprawia, że odległość między turbinami jest mniejsza niż przy klasycznych wiatrakach. To skutkuje tym, że na danym obszarze może być ich kilkakrotnie więcej. Pionowe turbiny mają też większą wytrzymałość strukturalną przy huraganowych wiatrach, a system kotwiczenia taki jak w SeaTwirl umożliwia pozyskiwanie energii wiatrowej w niedostępnych wcześniej obszarach oceanicznych. Trzeba przy tym pamiętać, że dotychczasowe eksperymenty z turbinami VAWT nie zakończyły się wielkimi sukcesem. Krytykowano je głównie za wydajność.





# NAUKOWCY MAJĄ GŁOS: 6 innowacyjnych sposobów na spławianie turbin wiatrowych wielkości drapaczy chmur

Klasycznym sposobem na umieszczenie wiatraków na morzu jest zainstalowanie ich na szczycie platformy przywierconej do dna morskiego. Nowym wyzwaniem morskiej energetyki wiatrowej są jednak turbiny pływające. Umieszczane na pływających konstrukcjach kołyszą się huśtane falami i wiatrem – pisze na łamach serwisu The Conversation Emma C. Edwards z Oksfordu.

Powód zainteresowania takim sposobem instalacji jest bardzo prosty:

większość wiatrów wieje nad głębokimi wodami, gdzie budowa stałych platform byłaby zbyt droga lub po prostu niemożliwa. Mówimy tu jednak o ogromnych turbinach osiągających wysokość do 240 m. Mniej więcej tyle co wieżowiec. Ponieważ są tak wysokie, silne wiatry wiejące wysoko nad powierzchnią morza sprawiają, że wiatrak chce się przechylać. Stąd projekty platform koncentrują się na minimalizacji tego nachylenia. Istnieje ponad 100 pomysłów na projekty platform, ale możemy je ogólnie pogrupować w sześciu kategoriach:

## 1. Spar

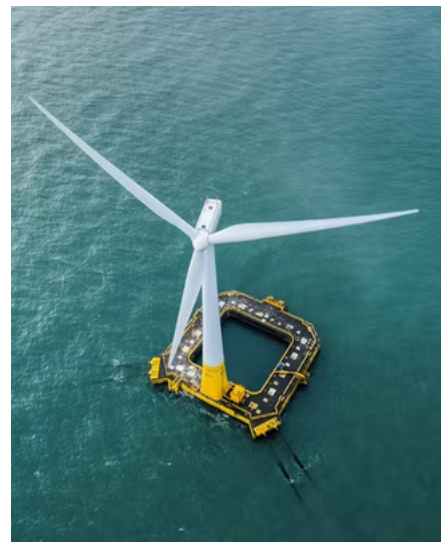
Sparry to wąskie, głębokie platformy z balastem, który przeciwdziała sile wiatru. Są stosunkowo łatwe do zrobienia, ponieważ składają się tylko z jednego cylindra. Mogą jednak sięgać 100 metrów poniżej powierzchni wody, co oznacza, że nie mogą być spławiane w zwykłych dokach, które nie są wystarczająco głębokie. Do zainstalowania turbiny wymagane są specjalistyczne procedury instalacji.



Hywind Spar, Equinor

## 2. Barge

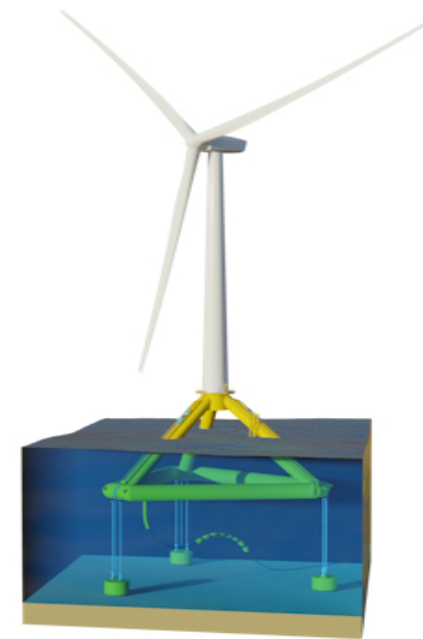
Barge (pol. barką) to szerokie, płytke platformy, które siłę wyporu wykorzystują do tego, aby przeciwdziałać sile wiatru omiatającego wieżę. Ponieważ zwykle sięgają mniej niż 10 metrów pod wodę, nie potrzebują żadnych specjalistycznych doków głębinowych ani statków instalacyjnych. Mogą być jednak trudne do zrobienia, ponieważ platforma jest zwykle pojedynczą, dużą jednostką o złożonym kształcie.



Damping Pool, BW Ideol/ V. Joncheray

## 3. Tension-Leg Platform – TLP

Platformy z tzw. napinanymi nogami (Tension-Leg Platform – TLP) wykorzystują napięte liny cumownicze, które platformę łączą z dnem morskim. To powstrzymuje turbinę przed przechyleniem się na wietrze. Zwykle są mniejsze i lżejsze niż inne typy, co ułatwia ich dopasowanie do standardowego



PelaFlex, Marine Power Systems



miejsca osadzenia. Ponadto ich „śląd” na dnie morskim jest niewielki ze względu na napięte linie. Platformy te nie są jednak stabilne, dopóki się ich nie zacumuje, co oznacza, że wymagane jest specjalne rozwiązanie do holowania i instalacji.

#### 4. Semi-Submersible

Tak zwane platformy półzatapialne (ang. Semi-Submersible) składają się z trzech, czterech lub pięciu połączonych pionowych cylindrów, z turbiną umieszczoną pośrodku lub nad jedną z kolumn. Platforma wykorzystuje siłę wyporu umieszczoną daleko od środka



VolturnUS, University of Maine

ciężkości (podobną do barki) i balast u podstawy każdej kolumny (tak jak platformy spar). Podobnie jak barki platformy półzatapialne nie wymagają specjalistycznego sprzętu do holowania i pracują w szerokim zakresie głębokości wody. Także tu wyzwaniem jest za to sama konstrukcja.

#### 5. Rozwiązania łączone

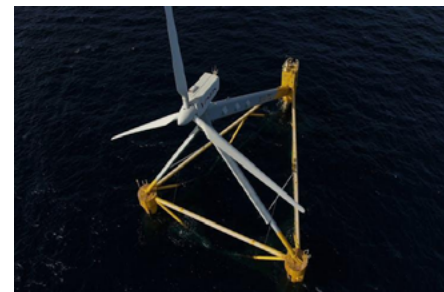
Cztery powyższe kategorie to „tradycyjne” platformy inspirowane rozwiązaniami z przemysłu naftowego i gazowego. Wprowadzane już w latach 60. platformy pływające sprawiły, że ogromne platformy wiertnicze mogły uzyskać dostęp do głębszych obszarów wodnych (do 2000 m). Większość z nich to platformy półzatapialne, zakotwiczone do dna morskiego łańcuchami, albo TLP, połączone z dnem morskim za pomocą napiętych kabli. Ostatnio pojawił się trend w kierunku konstrukcji platform bardziej ukierunkowanych na wiejące wiatry. Niektóre z nich wykorzystują kombinację mechanizmów

stabilizujących i sięgających po zalety każdego z poprzednich projektów.

Na przykład platformy lowerable ballast z balastem o regulowanej głębokości wyglądają jak tradycyjne półzanurzalne lub barkowe platformy, ale z ciężarem zwisającym na napiętej linie. Podczas instalacji turbiny w porcie i holowania balast jest podnoszony, dzięki czemu można użyć tradycyjnego doku i nie jest potrzebny specjalistyczny sprzęt.

W miejscu instalacji ciężar jest opuszczany, a platforma uzyskuje dodatkową stabilność dzięki nisko umieszczonemu środkowi ciężkości. Inne projekty wykorzystują zalety stabilności, jakie dają napięte linie cumownicze (podobne do TLP), ale są zaprojektowane tak, aby były stabilne podczas holowania, a więc nie wymagają specjalnego statku instalacyjnego. Napięte linie cumowania są przymocowane do pojedynczej kolumny, która jest instalowana na początku. Reszta samostabilizującej się platformy jest następnie holowana i podłączana

do wstępnie zainstalowanej kolumny za pomocą napiętych lin cumowniczych. Na przykład poniższy obrazek pokazuje platformę X1 Wind:



#### 6. Platformy hybrydowe

Tego typu platformy są tworzone przez dodawanie do wiatraków innych generatorów czystej energii, takich jak konwertery energii fal morskich. Zwiększa to



PelaFlex, Marine Power Systems

ogólną ilość wytworzonego prądu i zmniejsza koszty, ponieważ kable energetyczne, konserwacja i inne elementy infrastruktury mogą być współdzielone. Konwerter energii falowej zmniejsza również ruch platformy, co z kolei zwiększa wydajność mocy turbiny.

#### Perspektywy

Zbudowano już cztery pływające morskie farmy wiatrowe, z których największa została otwarta w 2023 r. u wybrzeży Norwegii. Dwie z tych farm wykorzystują konstrukcję dźwigarów Hywind, a dwie używają półzanurzalnego WindFloat. Osiemnaście innych projektów platform miało przejść testy na morzu (co najmniej jedna z każdej kategorii opisanej powyżej). Niektórzy planują budowę pływających farm w ciągu najbliższych kilku lat, jest też kilka projektów prototypowych pływających platform na wczesnym etapie prac.





# Innowacje materiałowo-produkcyjne

## TREND

**Zasadniczo sposób produkcji wiatraków nie zmienił się od lat. Coraz większe wyzwania związane z logistyką oraz recyklingiem sprawiają jednak, że ich producenci sięgają po nowe materiały i sposoby produkcji.**

Fot. Ante Samarzija/Unsplash

## Druk

Aby zwiększyć moc turbin, produkuje się coraz dłuższe śmigła sięgające ponad 100 m, co rodzi spore problemy logistyczne przy dostarczaniu ich na miejsce. Stąd pomysł, aby wykorzystywanych od lat drukarek 3D pozwalających drukować materiały kompozytowe wysokiej jakości użyć do produkcji wiatraków tam, gdzie się je stawia. Wówczas zamiast śmigieł wozi się kontenery z drukarkami, formami i wkładami. Mogą tu powstawać zarówno śmigła, jak i maszty.

Inżynierowie z TU Berlin podkreślają dwie zalety tej techniki: możliwość uzyskania złożonych kształtów i większą wydajność. Zaletą druku 3D jest fakt, że wykorzystuje dokładnie tyle surowca, ile potrzeba, nie pozostawiając skrawków i odpadów towarzyszących tradycyjnej produkcji. Szacuje się, że przy wykorzystaniu form i drukarek koszt produkcji łopaty zmniejszy się o 25 proc. Kolejne 10-25 proc. oszczędności przyniesie przeniesienie procesu druku na plac budowy. A to ostatecznie przełoży się na niższe koszty energii.

## Drewno

Wyzwaniem związanym z recyklingiem śmigieł są nie same materiały użyte do ich konstrukcji, ale bardzo trwały sposób ich sklejenia. Dlatego niemiecki start-up Voodin Blades (VB) zrobił je z drewna. Do produkcji użył wytrzymałych laminatów, które właściwościami przypominają włókno szklane. Drewniane śmigło jest bardziej ekologiczne nie tylko ze względu na recyklingu. Rezygnacja z tworzyw sztucznych sprawia, że ich ślad węglowy jest o 78 proc. niższy. Firma spodziewa się też, że dzięki automatyzacji będzie o 20 proc. tańsze niż standardowe śmigła. W maju ub.r. pierwsze 19,3-metrowe drewniane łopaty zostały już zainstalowane na istniejącej turbinie wiatrowej w niemieckim Breuna, a VB pracuje też nad większymi o długości 60 i 80 m. Z kolei szwedzki Modvion z drewna stawia maszty wiatraków: pierwszy wyrósł koło Göteborga dla turbiny o wysokości 150 m. Jego zaletą jest m.in. mniejsza waga i niższy koszt budowy.

## Gracze

Orbital Manufacturing  
Voodin Blades  
Modvion  
GE Renewable Energy  
Oak Ridge National Laboratory  
Goldwind  
Fraunhofer IGC



# Nie tylko śmigła

## TREND

Śmigła to niejedyny sposób na produkowanie energii z wiatru. Do tego przyzwyczajali nas klasyczne młyńskie wiatraki, nikt nie powiedział jednak, że technologia, która powstała 900 lat temu, jest najlepsza na świecie. Stąd coraz więcej projektów tzw. turbin bezłopatkowych.

Fot. Birmingham Blade.

## Technologia

Vortex Bladless stworzył bezłopatkową turbinę wyglądającą jak poszerzający się u góry maszt. Wykorzystuje siłę zawirowań powietrza, które wprowadzają maszt w drgania, a ich energia kinetyczna jest przekształcana w prąd. Podobną zasadę wykorzystali naukowcy z Uniwersytetu Stanowego w Ohio, tworząc elektromechaniczne struktury, które dynamikę swojego ruchu zapożyczają od drzew. Jeszcze bardziej wyjątkową propozycję ma Airloom, który zamiast klasycznej turbiny stworzył system smukłych słupów połączonych ze sobą metalowym obramowaniem. To rodzaj szyny, na której zawieszone są 11-metrowe skrzydła: gdy wieje wiatr, zaczynają się poruszać po szynie, generując energię. Z kolei Birmingham Blade przy pomocy AI, która wygenerowała, przetestowała i udoskonaliła ponad 2 tys. projektów: najlepsza okazała się turbina przypominająca lekko wychylającą się na zewnątrz karuzelę (zdj. obok).

## Zalety

Drgający maszt Vortex Bladless wytwarza o 95 proc. mniej hałasu niż wiatraki wyposażone w łopaty, przez co można go instalować także na terenach zabudowanych, gdzie zwykłe turbiny nie mają wstępu. Wyniki osiąga co prawda o 30 proc. niższe niż w przypadku konwencjonalnej turbiny, ale sam maszt jest o ponad połowę tańszy – mniejsze jest nie tylko zużycie materiałów, ale także nakład mocy produkcyjnych, i to o 60 proc. Na podobnej idei opiera się Airloom, który można instalować na każdej pustej przestrzeni, czy jest to pole uprawne, pobocze drogi, czy sąsiedztwo linii energetycznych. Twórca Neal Rickner od lat obserwuje rosnące koszty coraz większych elektrowni wiatrowych. Stosunkowo prosta i mniejsza konstrukcja Airlooma sprawia, że kosztuje blisko jedną dziesiątą tego, co musimy wydać na tradycyjną turbinę. Do tego dochodzą dużo niższe koszty instalacji. Birmingham Blade zwraca za to uwagę na możliwość pracy przy niewielkim wietrze wiejącym z prędkością 3,6 m/s, czyli trzy razy mniejszą niż potrzebna do napędzania klasycznych wirników.

## Gracze

Vortex Bladless  
Airloom  
Katrick Technologies  
Universal Kraft  
Aeromine Technologies  
Birmingham Blade (EvoPhase)





# Wirniki przydomowe

## TREND

Panele słoneczne montowane na dachu to niejedyny sposób na domową produkcję czystej energii. Nieco bardziej złożone, ale równie sprawne mogą być turbiny wiatrowe do indywidualnego użytku. Również w Polsce pojawiały się widoki na upowszechnienie tego typu instalacji: program „Moja elektrownia wiatrowa” z budżetem 50 mln zł oferuje od tego roku 30 tys. zł dotacji na przydomowy wiatrak.

Fot. New World Wind

## Technologia

Bezpośrednią alternatywą dla solarów są wirnikowe turbiny w formie tuby, które zbierają wiatr omiatający budynki. Aby działały jak najbardziej efektywnie, ustawia się je na skraju dachu, gdzie wychwytują przepływ powietrza nawet przy prędkości wynoszącej zaledwie 8 km/h (Aeromine Technologies). Podobne urządzenia firmy Renewind wytwarzające 1–3 MWh rocznie zaczęto już instalować na dachach w Brukseli, a szkocki Katrick Technologies opracował sześciokątne turbiny, które można zestawiać w całe tzw. plastry miodu. Przydomowe wiatraki można montować w formie ogrodzenia: tak działają m.in. panele Airiva z pionowymi wirnikami przymocowanymi do ramy i montowane zamiast segmentu płotu czy siatki. Francuski New World Wind produkuje z kolei Aeroleaf, coś w rodzaju sztucznych drzew (zdj. obok), których zwinięte „liście”, obracając się na wietrze, produkują prąd.

## Korzyści

Jak wiele korzyści może przynieść przydomowy wiatrak, najlepiej pokazuje przykład dachowych wirników Aeromine Technologies. Ich twórcy porównują je do dobrze sprawdzonych paneli fotowoltaicznych i chwalą się, że turbina generuje do 50 proc. więcej energii niż równoważne rozwiązania solarne. Pojedyncza turbina ma zapewniać taką samą ilość energii jak 16 paneli słonecznych. Nie ma być to jednak konkurencja, ale uzupełnienie dachowej fotowoltaiki, tak aby prąd był produkowany przy różnych warunkach pogodowych. Z kolei symulacje, jakie przeprowadził Joe Doucet, twórca Airiva, wskazują, że jeden segment ogrodzenia wyposażonego w 25 wirników produkuje mniej więcej tyle energii, ile w ciągu roku zużywa jej przeciętny amerykański dom – ponad 10 MWh. Jeszcze efektywniej działać będą przy autostradzie, gdzie pędzące auta przynoszą dodatkowe podmuchy wiatru. Argumentem Katrick Technologies są za to niskie koszty: 12 pensów, czyli 62 grosze, za 1 kWh – prawie dwa razy mniej, niż płaci się obecnie w domu.

## Gracze

Aeromine Technologies  
Renewind  
New World Wind  
Katrck Technologies  
Silesian Wind Generator  
Joe Doucet x Partners





# Bezinwazyjna energetyka wodna

## TREND

**Duże elektrownie wodne przez swój destrukcyjny wpływ na środowisko stają się passé. Przynajmniej w Europie i USA, gdzie uruchomiono cały program usuwania zapór, który ma przywrócić naturalne ekosystemy rzek (tylko w 2022 r. usunięto 65 tam, rewitalizując 700 km rzek). W tej sytuacji bardzo twórczo rozwijają się niewielkie instalacje, które wykorzystują każdy dostępny nurt. Precendence Research szacuje, że rynek ten wart jest już 2,3 bln dol.**

Fot. Turbulent

## Jak to się robi

Turbiny wodne można instalować nawet w rurach kanalizacyjnych. Ważny jest tylko spadek terenu, aby napędzający je strumień podążał w dół za sprawą grawitacji. Taki eksperyment kilka lat temu podjęto m.in. w Portland oraz Szczecinie w tutejszym ZWiK. Pomysł widać chwycił, bo w ubiegłym roku podobną turbinę w swoich kanałach z uzdatnioną wodą ściekową spływającą do Wisty zainstalował Orlen. Belgijska firma Turbulent stworzyła za to niewielką i przyjazną środowisku turbinę typu Vortex działającą bez zapór i łatwą do zainstalowania zarówno w naturalnych strumieniach, jak i systemach kanalizacyjnych – obraca się w poziomie, wykorzystując naturalne wiry tworzone przez płynącą wodę. Jeszcze bardziej śmiały pomysł na miejską elektrownię wodną przedstawił polski Aquares, który wykorzystał siłę deszczu. Wszystko dzięki instalacjom retencyjnym, które nie dość, że zbierają wodę, to jeszcze produkują prąd, gdy rynnami spływa ona do zbiorników umieszczonych pod ziemią.

## Korzyści

Działająca w Płocku turbina produkuje 800 MWh energii o wartości około 0,5 mln zł, co oznacza, że cała warta 3 mln zł inwestycja zwróci się w zaledwie 6 lat. Tymczasem żywotność takiej instalacji przekracza 20 lat. Tutaj poziom przepływu wody jest łatwiejszy do przewidzenia niż w rzece, co zwiększa sprawność instalacji. Bardzo podobne parametry ma projekt szczecińskiego ZWiK. Spadek wynosi ponad 30 m, więc prąd wody wystarczył do zainstalowania turbiny o mocy 140 kW. Długą listę zalet swojej technologii wymienia Turbulent, zaczynając od tego, że działa przy niewielkim spadku wody, sięgającym nawet 80 cm. Poza tym nie wymaga konserwacji, jest przyjazna dla ryb, nie stanowi zagrożenia powodziowego i ma długi okres eksploatacji. Jako technologia jest przy tym znacznie tańsza niż tradycyjna elektrownia wodna i konkurencyjna wobec elektrowni słonecznej. Aby wyprodukować tyle energii co Turbulent, trzeba zainstalować farmę o wielkości boiska piłkarskiego. Turbina potrzebuje 8 proc. tej powierzchni.

## Gracze

LucidEnergy  
Turbulent  
Hydroergia  
Renewables First  
Aquares





## Ocean energii

Oceany i morza są wciąż najstabiliej eksploatowanym źródłem energii. Tymczasem organizacja Ocean Energy Europe (OEE) szacuje, że na Starym Kontynencie mogą dostarczyć nawet 10 proc. potrzebnego prądu wystarczającego do zasilenia 94 mln domów (nie wlicza się w to morskich farm wiatrowych). Uruchomienie mocy 100 GW w perspektywie 2050 r. pozwoli uniknąć emisji 234 mln ton CO<sub>2</sub>, przyniesie 266 mld euro oszczędności na imporcie paliw kopalnych i stworzy około pół miliona miejsc pracy. W grę nie wchodzi zresztą wyłącznie energia fal. Rozwijających się technologii wykorzystujących potencjał stonych wód jest co najmniej pięć.

**1. Energia fal**, mimo że od lat ignorowana, ma ogromny potencjał. Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) szacuje, że produkcja energii w oparciu o morskie fale

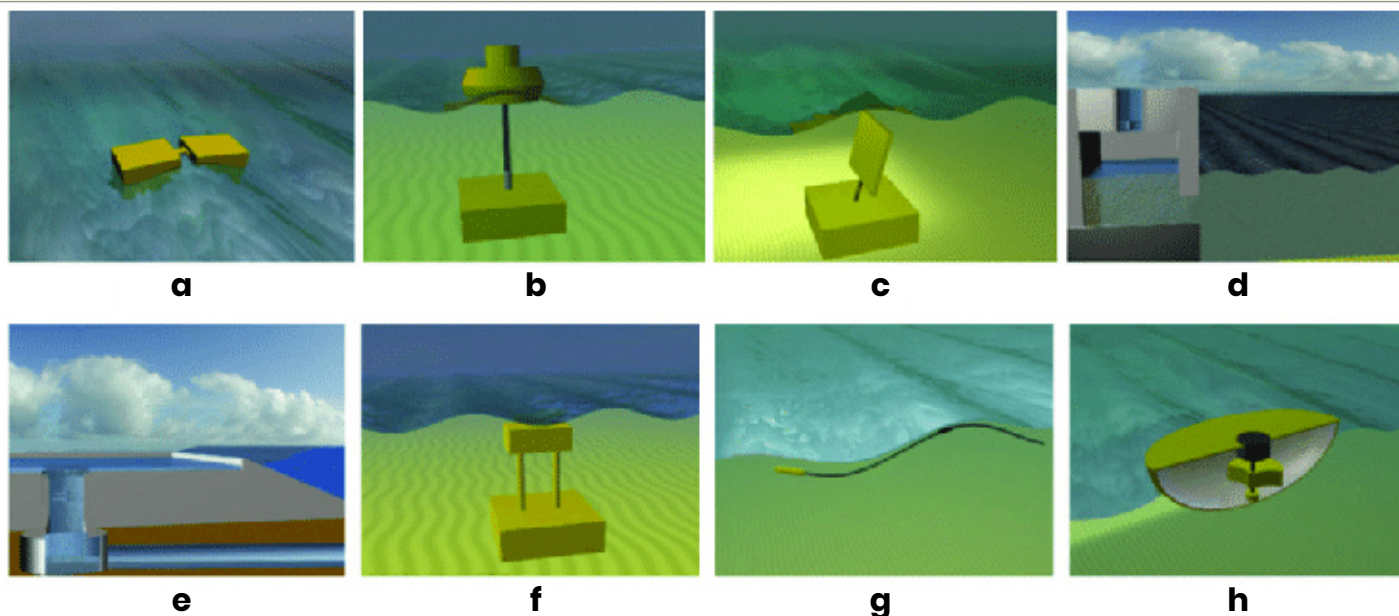
globalnie może sięgać nawet 29,5 tys. TWh. To z nadwyżką pokryłoby obecne zapotrzebowanie ludzkości na energię elektryczną – jej konsumpcja w 2022 r. sięgnęła 25,5 tys. TWh. Nie należy jej przy tym nadal ignorować, bo według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), aby osiągnąć

cele klimatyczne do 2050 r., produkcja energii z fal rocznie powinna rosnąć o 33 proc. Dziś to niespełna 3 TWh, a pod koniec dekady powinna już sięgać 30 TWh. Zaletą fal tworzonych przez wiatr poruszający się nad powierzchnią oceanu jest to, że trwają długo po tym, jak wiatr ucichł. Ta komplementarność

sprawia, że energia fal jest idealnym partnerem dla energii wiatrowej, ponieważ znacznie wydłuża produkcję energii. To sprawia też, że jest znacznie bardziej przewidywalna niż sam wiatr. Obecnie istnieje kilka różnych technologii absorberów energii falowej (**Wave Energy Converters – WECs**)

zaprojektowanych do wykorzystania w różnych środowiskach, m.in.:

→ **Tłumiki fal** (ang. **Wave Attenuators**) to konstrukcje unoszące się na wodzie ułożone równolegle do kierunku fal. Jednym z nowszych urządzeń tego typu jest opracowany przez Sea Wave Energy Limited (SWEL) konwerter energii fal o nazwie Wave Line Magnet. Przypomina coś na kształt pływającego mostu, składającego się z wąskich segmentów. Dzięki nim urządzenie doskonale mimikuje zachowanie się powierzchni wody. Faluje razem z morzem i generuje, gdy poszczególne segmenty na przemian wędrują w górę i w dół. Bezproblemowa i beztarciowa interakcja jest kluczową cechą technologii. Pozwala na pracę w harmonii i zsynchronizowaniu z dużą powierzchnią wody. Wysokie poziomy mocy wytwarza niezależnie od profilu fali czy warunków pogodowych. „Nasza technologia w każdej chwili może dostarczać znaczną moc przy niskich kosztach, minimalnej konserwacji i może być wdrażana w dowolnym środowisku falowym”,



Rodzaje WECs: a) tłumik, b) absorber punktowy, c) przetwornik uderu fali oscylacyjnej, d) oscylująca kolumna wody, e) urządzenie przelewowe, f) różnica ciśnień zanurzonych, g) fala wypukła, h) masa wirująca.  
Fot. Uniwersytet Nottingham, Uniwersytet Cranfield



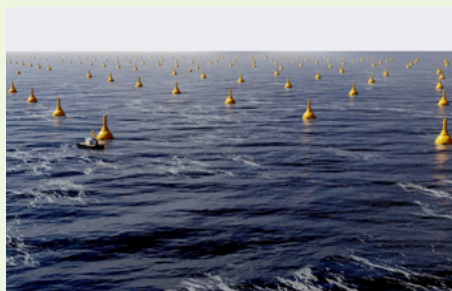
zaznaczają twórcy SWEL. Niskim kosztem sprzyja prosta konstrukcja Wave Line Magnet bazująca na tych wąskich segmentach. Są to łatwe do składania i wymiany moduły, co obniża koszty konserwacji i szybkość naprawy. Do ich tworzenia potrzebna jest niewielka ilość materiałów (w końcu muszą być na tyle lekkie, aby unosić się na wodzie) i nie jest wymagana żadna specjalna technologia. Dzięki temu są tanie i szybkie w produkcji. Wisienką na torcie jest to, że mogą być produkowane z materiałów z odzysku.



Fot. Sea Wave Energy Limited (SWEL)

→ Absorber punktowy (ang. **Point Absorber**), czyli unosząca się boja, która pochłania energię poprzez ruch fal przychodzących z każdego kierunku.

Jej siła przekształcana jest w energię elektryczną przez tłok lub generator liniowy. Przykładem są ogromne 19-metrowe i ważące 70 ton boje o mocy 300 kW opracowane przez szwedzki CorPower Ocean, które szczytą się tym, że dostarczają pięć razy więcej energii elektrycznej na tonę sprzętu w porównaniu z poprzednią generacją (10 MWh/t). Chcą tworzyć z nich CorPacki, coś w rodzaju „farm falowych”, gdzie ustawione w sieć boje miałyby łączną moc na poziomie 10–30 MW, czyli tyle, ile przyzwoita farma słoneczna (przestrzenna gęstość energii wynosi 15 MW/km kw.). Flagowy pilotażowy projekt HiWave-5 u wybrzeży Portugalii ma być gotowy już w tym roku, a w 2026 r. ma zakończyć się pierwszy etap komercyjnego już projektu Saoirse.



Fot. CorPower Ocean

Farma CorPack zlokalizowana 4 km od wybrzeży Irlandii początkowo będzie miała 5 MW mocy, a po całkowitym ukończeniu w 2028 r. 30 MW.

→ Swego rodzaju podkategorią są tu oscylujące absorbery punktowe (ang. **Oscillating Point Absorbers**) takie jak Vertical Axis Pendulum WEC (VAPWEC), który – jak sama nazwa wskazuje – opiera się na wahadle umieszczonym wewnątrz boi, kołyszącym się wokół osi pionowej, gdy urządzenie unosi się na wodzie kołysane falami. Dużą zaletą jest zwarta konstrukcja, w całości zamknięta w boi.

→ Oscylacyjny przetwornik fal (ang. **Oscillating Wave Surge Converter – OWSCs**) montowany na dnie morskim w płytszej przybrzeżnej wodzie (10–20 metrów głębokości). Oscylacja nie jest tu pionowa jak w większości przetworników pływających na głębokich wodach, ale pozioma, bo taki kierunek ma ruch falowy w płytszych wodach. To dość szeroka grupa absorberów, do których należy m.in. Oyster opracowany przez niedziałającą już brytyjską firmę Aquamarine czy

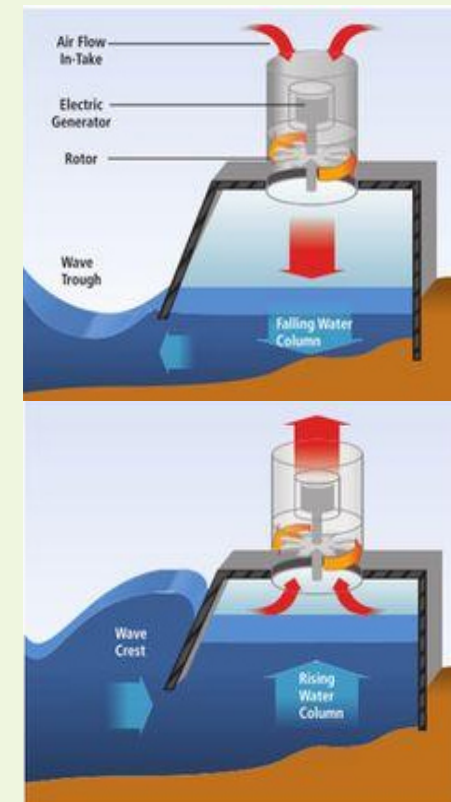
fiński WaveRoller. W obu przypadkach mamy do czynienia z rodzajem wystającego powyżej powierzchni wody panelu, który pochyla się w tył i przód. Pojedyncza jednostka WaveRoller ma moc od 350 kW do 1000 kW, ze współczynnikiem wydajności 25–50 proc. w zależności od warunków falowych. Obecnie Finowie pracują nad projektem Ondas de Peniche (ONDEP) u wybrzeży Portugalii – rozpoczęta we wrześniu 2024 r. inwestycja przewiduje instalację 4 konwerterów o łącznej mocy 2 MW. Docelowo w ramach



Fot. WaveRoller

ONDEP do 2030 r. ma powstać 11 farm energii falowej w 8 krajach (na 4 kontynentach) o łącznej mocy 83 MW.

→ Oscylujący słup wody (ang. **Oscillating Water Columns – OWC**) to z kolei częściowo zanurzona, pusta







konstrukcja, która jest otwarta na wodę morską pod powierzchnią i łączy się z turbiną powietrzną umieszczoną powyżej. Gdy fale wznoszą się i opadają, powietrze w komorze jest przepychane tam i z powrotem przez turbinę powietrzną, generując energię. Urządzenia OWC mogą być zacumowane na morzu, ale także umieszczone w pobliżu brzegu. Oferuje to znaczną oszczędność kosztów. Wadą jest niewielka głębokość wody wzdłuż brzegu, która tłumi największe fale.

→ **Overtop**, czyli urządzenia przelewowe (ang. overtopping devices), to już poważne inżynierskie konstrukcje nawiązujące do tam na rzekach, które wykorzystują podobny mechanizm przepływu wody. Najbardziej znana została opracowana przez duński Wave Dragon, gdzie za rampą ustawioną frontem do fal znajduje się rezerwuuar wody. Napełnia się, gdy fala przewyższa wysokość rampy, i szybko opróżnia, wyrównując poziom wody w stosunku do poziomu morza. Robiąc to, tak

jak w elektrowni wodnej przepływa przez turbiny generujące prąd.

→ **Submerged Pressure Differential**, co można tłumaczyć jako zanurzone ciśnieniowe urządzenie różnicowe, zazwyczaj umieszczone w pobliżu brzegu i mocowane do dna morskiego. Ruch fal powoduje wzrost i opadanie poziomu morza, co w urządzeniu wytwarza różnicę ciśnień. Dzięki temu naprzemiennie pompuje płyn przez system wytwarzający energię elektryczną.

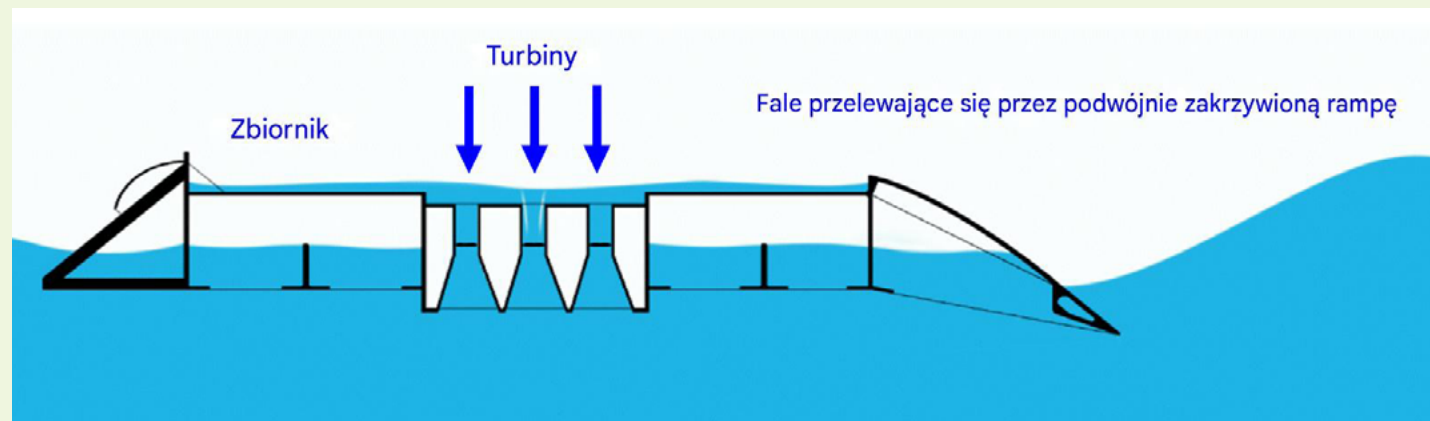
→ **Bulge Wave** to, jak wskazuje nazwa, technologia wykorzystująca wybrzuszenie fal. Składa się z gumowej rury wypełnionej wodą, zacumowanej do dna morskiego. W czasie falowania morza przechodząca przez rurę woda powoduje zmiany ciśnienia wzdłuż jej długości, tworząc swego rodzaju wybrzuszenie. Przemieszcza się przez rurę, powiększa się, gromadząc energię, która może być wykorzystana do napędzania turbiny znajdującej się u wylotu.

→ **Rotating Mass** – w tym przypadku do wychwytywania energii wykorzystywany jest obciążnik obracający się na osi. Znajduje się w środku unoszonego na wodzie urządzenia o półkolistym kształcie (sferą skierowaną w dół). Dzięki niemu jest kołysane przez fale, które wprawiają ciężar w ruch obrotowy, przenoszony do generatora energii elektrycznej umieszczonego na końcu osi.

**2. Prądy pływowe, znane bardziej jako pływy morskie**, są spowodowane przez siły grawitacyjne

Słońca i Księżycy. Koncentrują się w przybrzeżnych zbiornikach wodnych, m.in. wokół wysp lub zatoczek, a ich globalny potencjał energetyczny International Renewable Energy Agency szacuje na 1 TW. Jest to najbardziej stabilne źródło energii odnawialnej na świecie, bo nie mają na nie wpływu warunki pogodowe, a jedynie znane cykle Księżycy, Słońca i Ziemi. Z technologicznego punktu widzenia produkcja energii na ich bazie podobna jest do klasycznych elektrowni wodnych. Turbiny i wirniki mocuje się do dna morza, umieszcza w jego toni lub montuje w zaporach:

→ Technologie prądów pływowych (ang. tidal current) lub strumieni pływowych (ang. tidal stream) wykorzystują turbiny o osi poziomej (ang. horizontal-axis turbine) lub pionowej (ang. vertical-axis turbine). Wirniki przymocowane do dna są obracane prądami pływowymi, podobnie jak łopaty turbin wiatrowej byłyby obracane przez wiatr. Wykorzystuje się tu także latawce pływowe (ang. tidal kites) przywiązane



1. Woda przekracza rampę i wpada do zbiornika (powyżej poziomu morza). 2. Grawitacja powoduje, że woda ponownie przesuwa się w kierunku powierzchni morza. 3. Woda jest prowadzona przez turbiny wodne. 4. Turbiny wytwarzają energię elektryczną. Fot. Wave Dragon



do dna morskiego: „przelatują” przez wodę z turbiną przymocowaną pod „skrzydłem”, aby wygenerować energię z ruchu. Latawce pływowe mogą być skutecznie stosowane w obszarach charakteryzujących się wolniejszymi prądami.

→ Zapory pływowe (ang. tidal barrage) to technologia, dzięki której energię pozyskuje się z różnicy wysokości między przyptywem a odpływem. Generowana jest przez turbiny pływowe zlokalizowane w zaporze. Tego typu projekty powstają już od lat 60. i 70. Pierwsza La Rance Barrage o mocy 240 MW powstała w Bretanii i rocznie produkuje 600 GWh. Największą na świecie zapórę pływową Sihwa o mocy 254 MW uruchomiono w Korei Płd. w 2012 r. Te dwa projekty pokazują, jak bardzo spadły w tym czasie koszty budowy zapór pływowych: w przypadku La Rance Barrage było to 340 dol./kW, a Sihwy – 117 dol./kW. Istotnie różnią się też koszty produkcji energii – 0,04 euro/kWh we Francji i 0,02 euro/kWh w Korei.

→ Laguny pływowe (ang. tidal lagoon) to sztuczne zbiorniki stworzone w obszarze pływowym, które wywodzą się z zapór pływowych. Wyglądają jak port lub przystań, a wybudowana bariera oddziela zbiornik wodny od morza. W czasie przyptywów

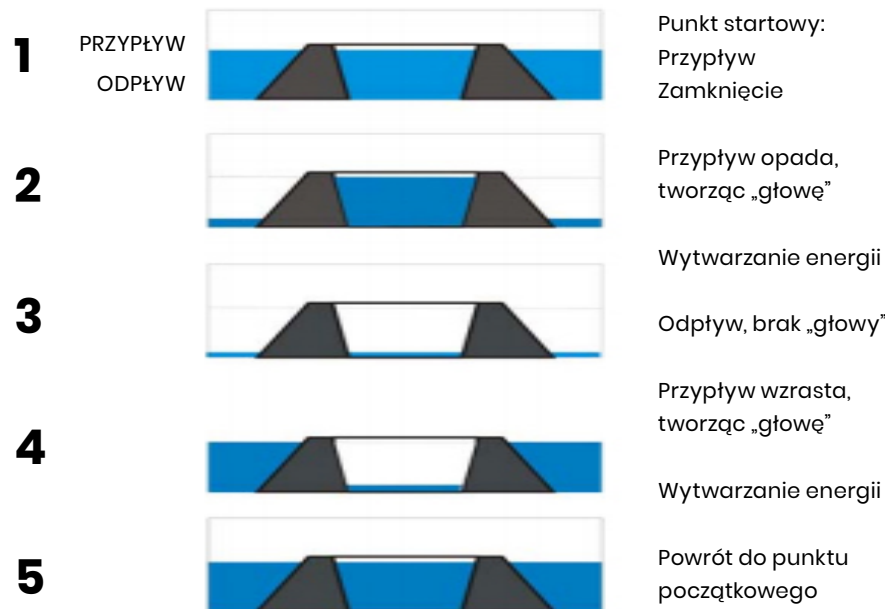
i odpływów zbiornik napętnia się i opróżnia przy wykorzystaniu śluzy. Gdy różnica pomiędzy poziomem morza a poziomem wody w zbiorniku jest wystarczająco duża, otwierane są bramy śluzowe, co pozwala wodzie przepłynąć przez szczeliny

i obrócić duże turbiny zainstalowane pod wodą. Taki system powoduje, że prąd wytwarzany jest zarówno w czasie przyptywu, jak i odpływu. Największa laguna pływowa o mocy 320 MW miała powstać w zatoce Swansea u wybrzeża Walii (Tidal Lagoon Swansea Bay), ale ostatecznie projekt został zawieszony.

aby później zostać schłodzony w kondensatorze przez zimną wodę z dna. Wówczas wraca do ewaporatora i cały cykl zaczyna się od nowa. Aby taki generator działał, gradient pomiędzy ciepłą a zimną wodą musi wynosić co najmniej 20 st. C. Stąd dedykowany jest dla obszarów tropikalnych – wg danych Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej potencjał na wykorzystanie OTEC ma około 98 krajów.

**5. Red**, czyli Reverse Electrodialysis, to technologia, która także opiera się na gradiencie, tyle że nie temperatury, ale zasolenia wody morza oraz wody słodkiej. Do wytwarzania energii elektrycznej wykorzystuje stopy naprzemiennych membran anionowych i kationowych. Potencjał mocy produkcyjnej jest znaczny, bo energia uwalniana z 1 m sześć. słodkiej wody jest porównywalna z energią uwalnianą przez tę samą ilość wody spadającą z wysokości 260 m. Oznacza to, że hektolitr wody jest w stanie wyprodukować 0,7 KWh.

### Cykl wytwarzania energii



**Podstawowa obsługa laguny pływowej pokazująca zmiany poziomu wody**

**3. SWAC**, czyli Sea Water Air Conditioning, to z kolei czysta technologia wspierająca systemy ogrzewania i chłodzenia. Dzięki niej emisję gazów cieplarnianych i energię można zmniejszyć o 75 proc. Instalacje SWAC lokuje się blisko brzegu, aby pompowana stąd woda morska trafiła do wymiennika ciepła i oddawała energię do sieci ciepłej lub chłodzącej działającej w zasięgu kilku kilometrów od brzegu.

**4. OTEC**, czyli Ocean Thermal Energy Conversion, to z kolei technologia wykorzystująca różnicę temperatur wody morskiej zależną od głębokości. Ciepła woda z powierzchni podgrzewa np. amoniak, który ulatniając się, napędza turbinę produkującą prąd,





## CASE: energia pływów morskich zasili holandię



Fot. GRID-Arendal

Nie tylko energia fal morskich, ale także przyptywów i odptywów ma być poważnym źródłem prądu w Holandii. Na pierwszy ogień idzie zachodniofryzyjska wyspa Ameland, która skorzysta ze zmiany poziomu wody w tzw. Morzu Wattowym, które oddziela od Morza Północnego.

Będzie to miejsce pierwszych testów nowej technologii TidalKite opracowanej przez firmę SeaCurrent. Jest to rodzaj podwodnego latawca o kształcie ramy z dziesięcioma skrzydłami, który potrafi zebrać znacznie więcej energii niż istniejące technologie pływowe. Za pomocą bardzo mocnej liny jest przytwierdzony do zakotwiczonych na dnie hydraulicznego konwertera (PTO), który energię kinetyczną przekształca w elektryczną. Dzieje się to za sprawą siły ciągnącej generowanej przez latawiec poruszający się w górę i w dół. W ten sposób

uruchamiany jest biodegradowalny płyn roboczy wprawiany w ruch obrotowy, który napędza generator do produkcji prądu. Stamtąd podmorskim kablem doprowadzony jest do sieci elektrycznej. Moc takiego latawca to 0,5 MW.

Twórcy technologii przekonują, że dzięki innowacyjnej konstrukcji TidalKite jest opłacalny do wdrożenia w dużej liczbie lokalizacji na całym świecie. „To rozwiązanie przełomowe, jeśli chodzi o koszty energii elektrycznej wytwarzanej z energii pływów”, zapewniają założyciele SeaCurrent. Z tego właśnie względu postanowili wykorzystać go Holendrzy z Ameland, która do 2035 r. chce stać się neutralna pod względem emisji CO<sub>2</sub>. Wyspiarze mają już dużą farmę solarną, w którą zainwestowało wielu mieszkańców, ale nie chcą stawiać wiatraków, które popszyłyby wyjątkowy krajobraz.

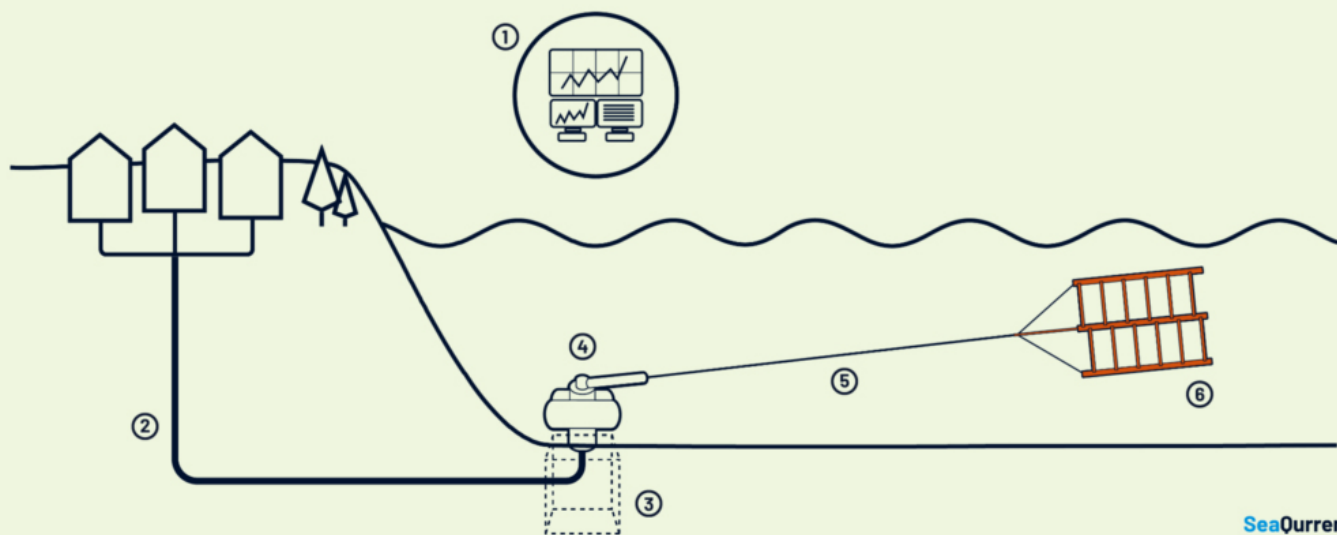




Latawce pływowe są od nich droższe, ale przyptywy i odpływy morza są regularną siłą naturalną, co sprawia, że produkcja prądu jest znacznie bardziej przewidywalna niż ze słońca czy wiatru.

Sam SeaCurrent chce zakładać podmorskie, modułowe farmy energetyczne składające się z wielu TidalKite'ów umieszczonych we wzorze przypominającym siatkę.

Ten układ został zaprojektowany tak, aby nie tylko zminimalizować wpływ na przyrodę i życie morskie, ale także zoptymalizować potencjał wykorzystania energii. Skalowalność projektów jest bardzo znacząca – farmy mogą mieć od 10 latawców o mocy 5 MW do 400 i więcej urządzeń o mocy 200 MW. Tak duże farmy produkowałyby rocznie 740 GWh energii.



SeaCurrent  
TOTAL ENERGY FOR GOOD



Fot. GRID-Arendal





# Z OZE produkujemy już za dużo jak na możliwości naszych sieci

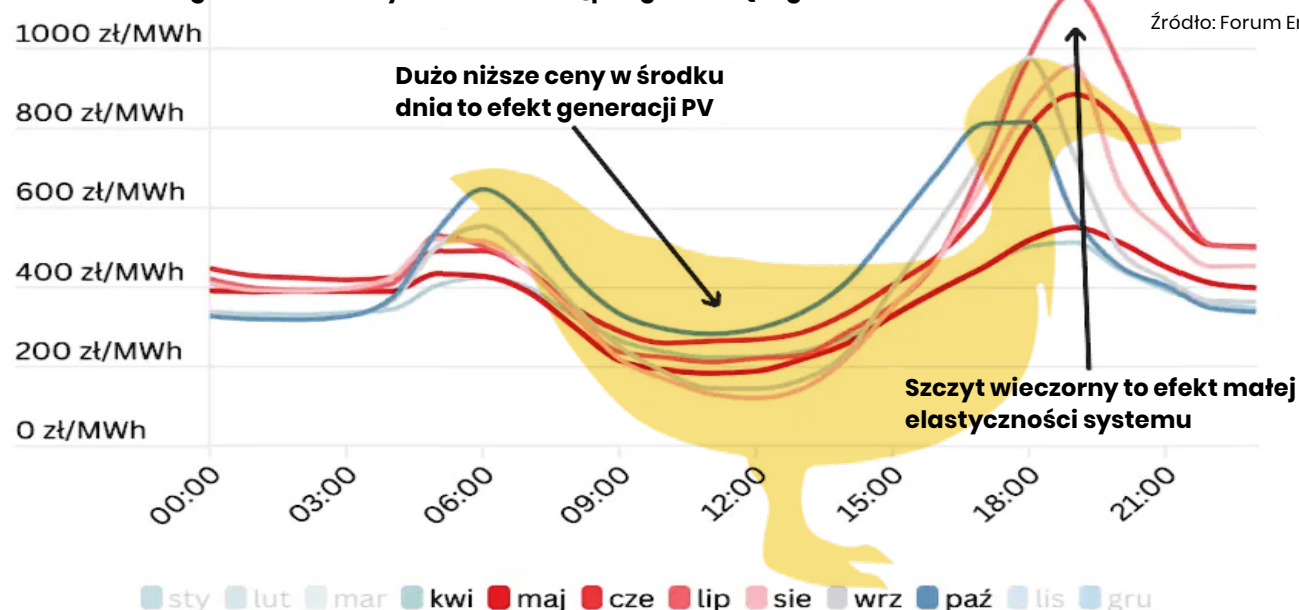
Fot. Thomas Richter/Unsplash

● Wraz ze wzrostem produkcji energii z OZE coraz większym wyzwaniem, jakie widać w całej Europie i Polsce, jest elastyczność sieci. System energetyczny robi się bowiem coraz mniej stabilny, pogłębiając tzw. krzywą kaczki (duck curve). Farmy wiatrowe, a przede wszystkim fotowoltaika, zaburzyły bowiem cykl produkcji i zużycia energii. Wzrost ich popularności doprowadził

do pojawienia się nadwyżek mocy z dużych instalacji w środku dnia, a rozproszona fotowoltaika, gdzie energię zużywa się na miejscu, sprawiła, że spadło dotychczasowe zapotrzebowanie na prąd. Różnica pomiędzy popytem a podażą z roku na rok się powiększa, w okolicach południa przysparzając „kaczcę” coraz większego „brzucha”. Wówczas ceny

robią się najniższe (patrz wykres). Siłą rzeczy zjawisko to najbardziej widoczne jest latem. „Gwałtowne zwiększanie skali systemów magazynowania energii będzie miało kluczowe znaczenie dla rozwiązania problemu zmienności godzinowej wytwarzania energii elektrycznej wiatrowej i słonecznej w sieci”, zaznaczają eksperci Międzynarodowej Agencji Energii (IEA).

Średnia cena godzinowa na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego w 2024 r.





● Pogłębiająca się nierównowaga wpływa na możliwości przyjmowania prądu wytwarzanego przez wiatraki oraz solary. W Polsce do ograniczenia produkcji OZE pierwszy raz doszło w grudniu 2022 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne ogłosiły wówczas konieczność zbilansowania systemu ze względu na niskie zapotrzebowanie na moc – konieczne było wyłączenie elektrowni wiatrowych o mocy sięgającej 800 MW. To tzw. curtailment, czyli wymuszone ograniczenie produkcji energii elektrycznej przez operatora, który na koniec 2022 r. wyniósł w sumie 8 GWh. Od stycznia problem ten szybko zaczął jednak narastać i w sumie w 2023 r. do sieci nie trafiło już 74 GWh energii wyprodukowanej na farmach wiatrowych (Forum Energii).

● Jeszcze większe problemy mają jednak szybko rozwijające się farmy fotowoltaiczne, gdzie w 2024 roku curtailment sięgnął 731 GWh, czyli niemal dziesięć razy więcej niż rok wcześniej. Odnotowana w ubiegłym roku skala redukcji przekraczała tylko nieco ponad 1,4 proc. możliwości

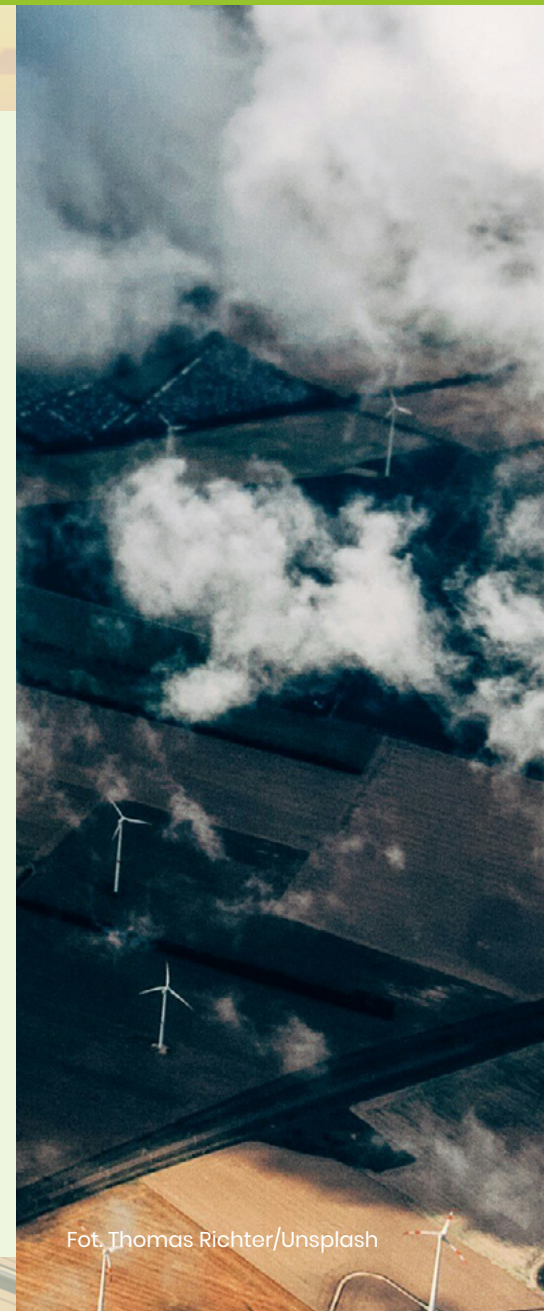
OZE, ale curtailment dotyczył przede wszystkim większych farm o mocy powyżej 5 MW, a w przypadku tej grupy mowa już o 15 proc. ubytku w produkcji. Paradoksalnie PSE odmawia przyjęcia prądu z czystych źródeł, nawet gdy odbiera go z elektrowni węglowych. Dzieje się tak, bo rozpalanie pieców i rozpędzanie turbin zawsze zajmuje kilka godzin. Całkowite ich wyłączenie spowodowałoby, że po zmroku mogłoby zabraknąć prądu, bo elektrownie nie zdążyłyby z rozruchem. To ich zaleta: są bardziej stabilnym i kontrolowanym źródłem energii.

● Do tego typu restrykcji i liczb my się dopiero przyzwyczajamy. W pozostałych krajach Europy ćwiczą to jednak już od dłuższego czasu. W Niemczech z powodu braku odpowiedniej infrastruktury przesyłowej z północy na południe kraju w 2023 r. aż 22 proc. energii z morskich farm wiatrowych nie trafiło do sieci. Wzrost mocy OZE sprawia, że okresy szczytu produkcyjnego trwają coraz dłużej, a co za tym idzie, nadpodaż coraz mocniej uderza w ceny prądu, które bywają

nawet ujemne. To wg Bloomberg NEF zagraża inwestycjom w energetykę wiatrową w państwach nordyckich, zwłaszcza w Szwecji, gdzie wiatraki odpowiadają za jedną czwartą dostaw prądu. Z jednej strony rząd cztery lata temu zamknął system wsparcia dla OZE prowadzony na dużą skalę, a z drugiej coraz więcej dni z ujemnymi cenami sprawia, że opłacalność projektów z punktu widzenia deweloperów robi się coraz bardziej problematyczna. W ubiegłym roku średnia cena energii w krajach nordyckich była o połowę niższa niż np. w Niemczech (36 euro za MWh na tzw. rynku dnia następnego). To sprawia, że wg Bloomberg NEF dotychczasowy przyrost mocy wiatraków na Łądzie, który w Szwecji wynosił około 2 GW rocznie w latach 2030–2035, spadnie pięciokrotnie, do zaledwie 400 MW. A to z kolei zagrazi planowi całkowitej dekarbonizacji kraju do 2045 r.

● Inwestorzy w OZE nie mogą obronić się przed niskimi cenami prądu, ale przed samymi wyłączeniami już tak. Przynajmniej w teorii. Zgodnie z prawem UE za wyłączenia

właścicielom farm przysługują bowiem rekompensaty za czas, w którym musieli przymusowo ograniczyć produkcję prądu. Coraz częściej zgłaszane są jednak problemy: inwestorzy skarżą się na brak informacji ze strony PSE o rozpatrzeniu wniosków o rekompensaty, a dostają odmowy od operatorów, którzy zastaniali się zapisami umowy o przyłączenie. Wymuszają bowiem w nich niekorzystne dla inwestorów klauzule o „braku gwarancji niezawodnych dostaw energii”, które pozbawiają prawa do rekompensat. W minionym roku sprawa zrobiła się na tyle poważna, że interweniować musiało PSE, zapisy umów były weryfikowane jednak tylko jednorazowo, co wskazuje na to, że problem będzie się powtarzał.







# Trzeba wzmocnić sieci

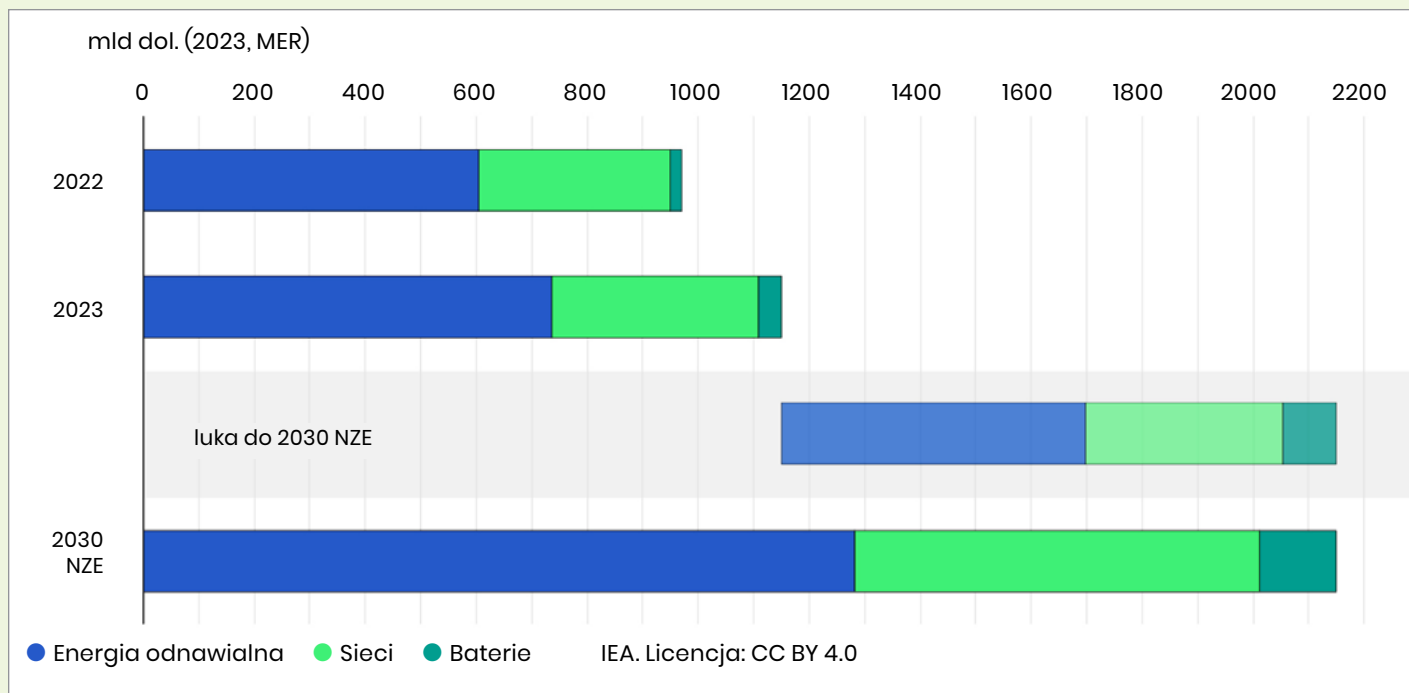
● Z analiz Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) wynika, że sieci to najbardziej niedoinwestowany obszar w branży energetycznej. Aby sprostać planom przejścia do połowy wieku na gospodarkę bezemisyjną (NZE), wydatki powinny rosnąć dwa razy szybciej niż dziś. W sumie na sieci i magazyny energii wydano w 2024 r. około 452 mld dol., a kwota ta powinna sięgać

już około 870 mld dol. Zdecydowanie większe niedociągnięcia niż w samej infrastrukturze są w obszarze magazynowania – obecnie inwestycje w nim wynoszą około 50 mld dol., a powinny być niemal trzy razy większe i sięgać 145 mld dol.

● Podobną optykę mają analitycy z Bloomberg NEF, według których

wydatki na sieć w drugiej połowie dekady średnio powinny wynosić 610–620 mld dol. (wg ich kalkulacji obecnie to około 315 mld dol.). W przyszłej dekadzie powinny być większe jeszcze o połowę. Większe oczekiwania mają za to wobec magazynów energii, na które w tej dekadzie powinno się wydawać około 210 mld dol. rocznie. Jak jednak

zauważają eksperci Bloomberg NEF, nie ma to być zwykły proces dodawania odpowiedniej pojemności magazynów do zwiększającej się mocy OZE. „System energetyczny oparty na zmiennej generacji wiatru i słońca nie może działać bez ważnych elementów nadających mu elastyczność. Nie sprowadza się to jednak do prostego dodawania większej liczby baterii do magazynowania nadmiaru energii elektrycznej i rozładowywania jej w razie potrzeby. Elastyczność musi być rozwiązaniem systemowym, które aktywuje zarówno podaż, jak i popyt. Połączeniem inteligentnego zarządzania popytem, większego i lepszego wykorzystania interkonektorów pomiędzy systemami elektroenergetycznymi sąsiadujących krajów, elastycznych elektrowni szczytowych, magazynów szczytowych i inteligentnego ładowania pojazdów elektrycznych. Są one zintegrowane za pomocą rozległej sieci i zarządzane przy użyciu najnowszych technologii cyfrowych”, piszą analitycy BNEF, zwracając przy tym uwagę, że najistotniejszymi źródłami elastyczności są baterie





i inteligentne ładowanie pojazdów elektrycznych, które zabezpieczą odpowiednio około 2900 i 3000 TWh energii w 2050 r. (w tzw. Economic Transition Scenario, w którym

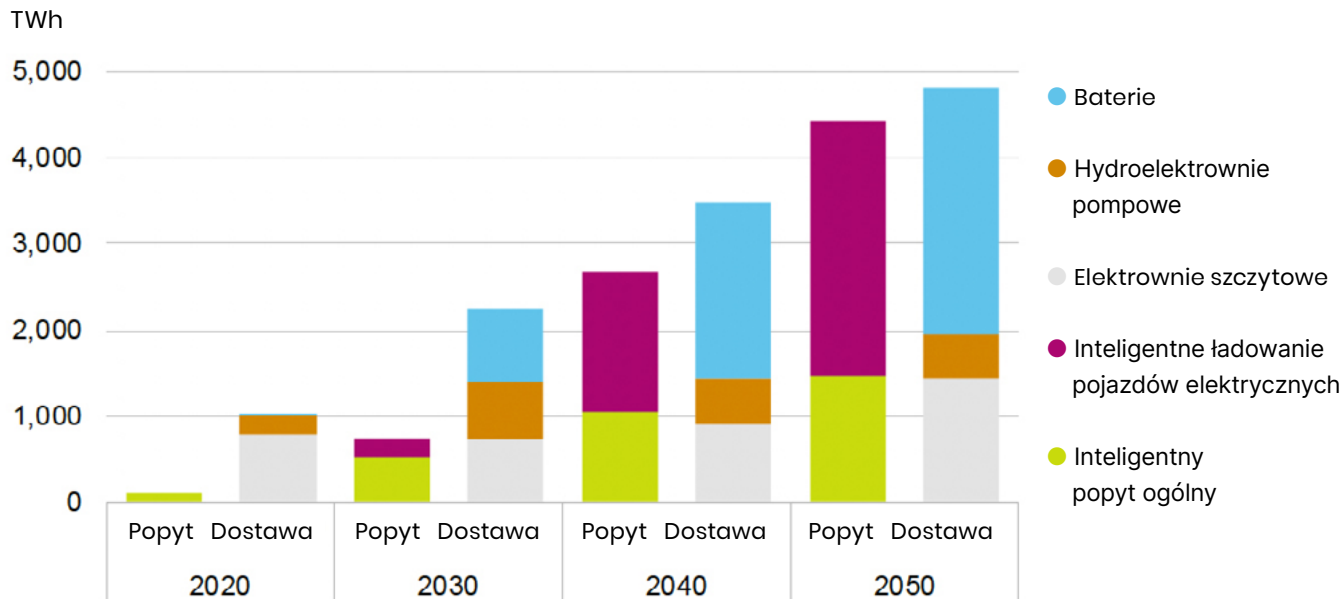
nie podejmuje się szczególnych działań na rzecz zwalczania kryzysu klimatycznego, a wszystkie inwestycje mają uzasadnienie ekonomiczne). Byłby to znaczący wkład, równoważny

12 proc. całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku 2050. Elektrownie gazowe szczytowe i ogólne inteligentne zapotrzebowanie również odgrywają ważną rolę, przenosząc

około 3 proc. zapotrzebowania. W opinii BNEF, aby umożliwić taką elastyczność, konieczna będzie odpowiednia rozbudowa sieci dystrybucyjnej i przesyłowej oraz jasne sygnały cenowe na rynku, które będą stymulować zarówno popyt, jak i podaż.

globalnego ocieplenia, na koniec dekady powinniśmy zrealizować scenariusz, wg którego dysponujemy 1300 GW mocy. Tymczasem jeśli prognozy BNEF się potwierdzą, do końca dekady będziemy mieć magazyny o mocy niespełna 800 GW.

### Źródła elastyczności systemu elektroenergetycznego, scenariusz transformacji gospodarczej



Źródło: Bloomberg NEF. Uwaga: elektrownie szczytowe obejmują elastyczne elektrownie ciepłe wykorzystujące paliwa kopalne lub wodór. Inteligentny popyt ogólny obejmuje elastyczność zapewnianą przez konsumentów za pośrednictwem inteligentnych urządzeń i innych działań po stronie popytu. BNEF nie modelował elastyczności ogrzewania pomieszczeń, która będzie odgrywać rolę w zapewnianiu dodatkowej elastyczności po stronie popytu.

● Od dwóch lat widać zresztą znaczące przyspieszenie w rozwoju magazynów. Według danych BNEF moc nowo zainstalowanych magazynów, która w 2022 r. wynosiła 18 GW, rok później sięgała już 39 GW, a w minionym 2024 r. 69 GW. To niemal czterokrotny wzrost w ciągu dwóch lat. BNEF przewiduje jednak, że w tym roku nie zaliczymy już tak spektakularnej dynamiki (około 5 proc.) – głównie za sprawą Chin, o czym niżej – i w kolejnych latach będziemy mieli bardziej stabilne wzrosty. Bloomberg NEF spodziewa się, że rynek magazynowania energii w 2035 r. będzie 10 razy większy niż obecnie – rocznie będzie rósł wówczas o 228 GW. Według prognoz IEA, aby utrzymać się na kursie w kierunku neutralności klimatycznej i powstrzymania

● Inwestycje w magazynowanie energii najpoważniej potraktowały Chiny, które początkowo planowały, że do 2025 uruchomią magazyny energii o mocy 30 GW. Bliski tej wartości pułap 27,1 GW osiągnęły już jednak dwa lata temu, dokonując w 2023 r. ogromnego skoku i dokładając 19 GW magazynów. W ten sposób niemal połowa ich światowej pojemności znalazła się właśnie w Chinach, które są również rekordzistami, jeśli chodzi o inwestycje w odnawialne źródła energii. Duże przyspieszenie nastąpiło także w 2024 r. – przyrost sięgnął 36 GW. Czynnikiem ważącym były bardzo duże spadki cen baterii: koszty systemu magazynowania energii pod klucz na początku 2024 r. były o 43 proc. niższe niż rok wcześniej (115 dol. za kilowatogodzinę dla dwugodzinnych systemów magazynowania energii





– dane z lutego ub.r.). Dotychczasowe wzrosty mocy magazynów w Chinach były efektem prowincjonalnych wymogów kolokacji, które nakładały obowiązek dodawania baterii do nowych farm słonecznych i wiatrowych. Część prowincji osiągnęła już jednak swoje cele i stąd według BNEF w 2025 r. chiński rynek może jednak złapać zadyszkę, a dynamika wzrostu spadnie o 17 proc., do 30 GW.

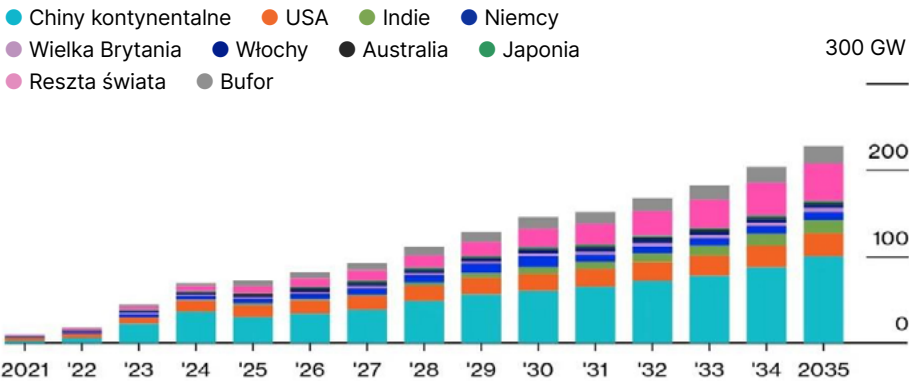
● Drugim krajem, który mocno postawił na rozwój magazynów

energii, są USA. Niepewna pozostaje jednak przyszłość w związku ze zmianą administracji w Waszyngtonie. Jeśli w mocy pozostanie ustawa o redukcji inflacji (IRA), rynek wspierany dodatkowo programami stanowymi nie powinien być zagrożony. Duże opóźnienie w obszarze magazynowania ma za to Europa, poza Wielką Brytanią, która w perspektywie dekady zdaniem BNEF ma wyrosnąć na drugiego na świecie inwestora w tym obszarze. Inaczej jest w UE, gdzie

w wielu krajach dopiero w dwóch ubiegłych latach zaczęto wydawać zgody na znaczące przyłączenia i organizować przetargi na duże magazyny energii. Jest wśród nich Polska. PGE w sierpniu zapowiedziało, że chce stworzyć rozproszoną sieć 26 magazynów energii o łącznej mocy 107 MW, a PSE liczy, że w tym roku uruchomiona zostanie pojemność kilkuset megawatów. Dalszy plan to 1 GW rocznie, a docelowo w ciągu dekady ma być ich od 3,7 GW w tzw. scenariuszu swobodnej transformacji do 15,2 GW w scenariuszu dynamicznej transformacji (wg Planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025–2034). Czynnikiem ważącym na rozwoju magazynów będzie wzrost mocy OZE. W ubiegłym roku prezes PSE deklarował przy tym, że pożądana moc magazynów energii elektrycznej dla stabilizowania systemu elektroenergetycznego w Polsce wynosi obecnie 10 GW.

Magazynowanie energii przygotowane na dekadę wzrostu

Globalne dodatki brutto do magazynowania energii według rynku



Źródło: Bloomberg NEF.

Uwaga: Bufor = przestrzeń, która nie jest jawnie przypisana do regionu.

| Kraj        | Zainstalowana moc, 2023, GW | Udział, 2023 | tempo wzrostu, 2022–2023 |
|-------------|-----------------------------|--------------|--------------------------|
| Chiny       | 27.1                        | 48.6%        | +249.1%                  |
| USA         | 15.8                        | 28.3%        | +70.0%                   |
| W. Brytania | 3.6                         | 6.5%         | +54.2%                   |
| Australia   | 1.8                         | 3.2%         | +95.1%                   |
| Niemcy      | 1.7                         | 3.1%         | +27.9%                   |
| Korea Płd.  | 1.0                         | 1.8%         | n/a                      |
| Japonia     | 0.6                         | 1.0%         | +76.7%                   |
| Irlandia    | 0.4                         | 0.8%         | +27.6%                   |
| Kanada      | 0.4                         | 0.7%         | +426.1%                  |
| Płd. Afryka | 0.3                         | 0.5%         | +29300.0%                |



# Zaplatanie sieci

## TREND

**Energia elektryczna tradycyjnie produkowana lokalnie w dużych elektrowniach zawsze potrzebowała rozwiniętych sieci przesyłowych, które roznosiły prąd po całym kraju. Rozwój OZE znacznie bardziej zaburzył system i sprawił, że coraz bardziej potrzebne są połączenia międzynarodowe (interkonektory), które zbilansują możliwości oraz potrzeby na poziomie całych kontynentów.**



## Europa

NordLink to uruchomiony w maju 2021 r. podmorski kabel zasilający o długości 625 km między Norwegią a Niemcami (HVDC o mocy 1400 MW). Projekt był kosztowny – jego budżet sięgnął 2 mld euro – ale niezbędny dla zrównoważenia rozwoju niemieckiej energetyki wiatrowej. Dzięki NordLink wytwarzane przez nie nadwyżki prądu można wysłać do Norwegii, która w ten sposób uzyskuje niższe ceny prądu. W drugą stronę działa jako ważny stabilizator: Niemcy mocno uzależnieni od OZE mogą stabilizować swój system dzięki zakupowi energii bardzo stabilnie produkowanej przez norweskie elektrownie wodne. Beneficjentem NordLink jest m.in. Deutsche Bahn, który dzięki niemu mógł kupić prąd wytwarzany w elektrowni Mågeli Kraftverk w Ullensvang, co dla niemieckich kolei było ważnym warunkiem, aby do 2040 r. stać się neutralnymi dla klimatu.

## Azja

Laos-Thailand-Malaysia-Singapore (LTMS) to najambitniejszy projekt sieciowy w Azji Południowo-Wschodniej. Interkonektor łączący cztery kraje półwyspów Indochińskiego i Malajskiego uruchomiony został w lipcu 2022 r. Najbardziej zainteresowaną stroną projektu był mocno zurbanizowany i mocno zindustrializowany Singapur, który importuje bardzo dużą ilość energii. Dzięki LTMS dostał możliwość zakupu m.in. prądu wytwarzanego przez laotańskie elektrownie wodne, co jest niezwykle ważne w związku z polityką dekarbonizacji kraju. Działa to też jednak w przeciwnym kierunku – do krajów takich jak Tajlandia czy Laos ściągają pieniądze na inwestycje w energetykę z zasobnego w kapitał Singapuru, który nie ma zbyt wiele przestrzeni na robienie własnego OZE. To najlepiej pokazuje, jak interkonektory są w stanie wyzyskać mocne strony każdego z partnerów. LTMS został zaprojektowany, aby móc przestać energię z elektrowni wodnych o mocy 100 MW, ale jego przepustowość ma być podwojona.

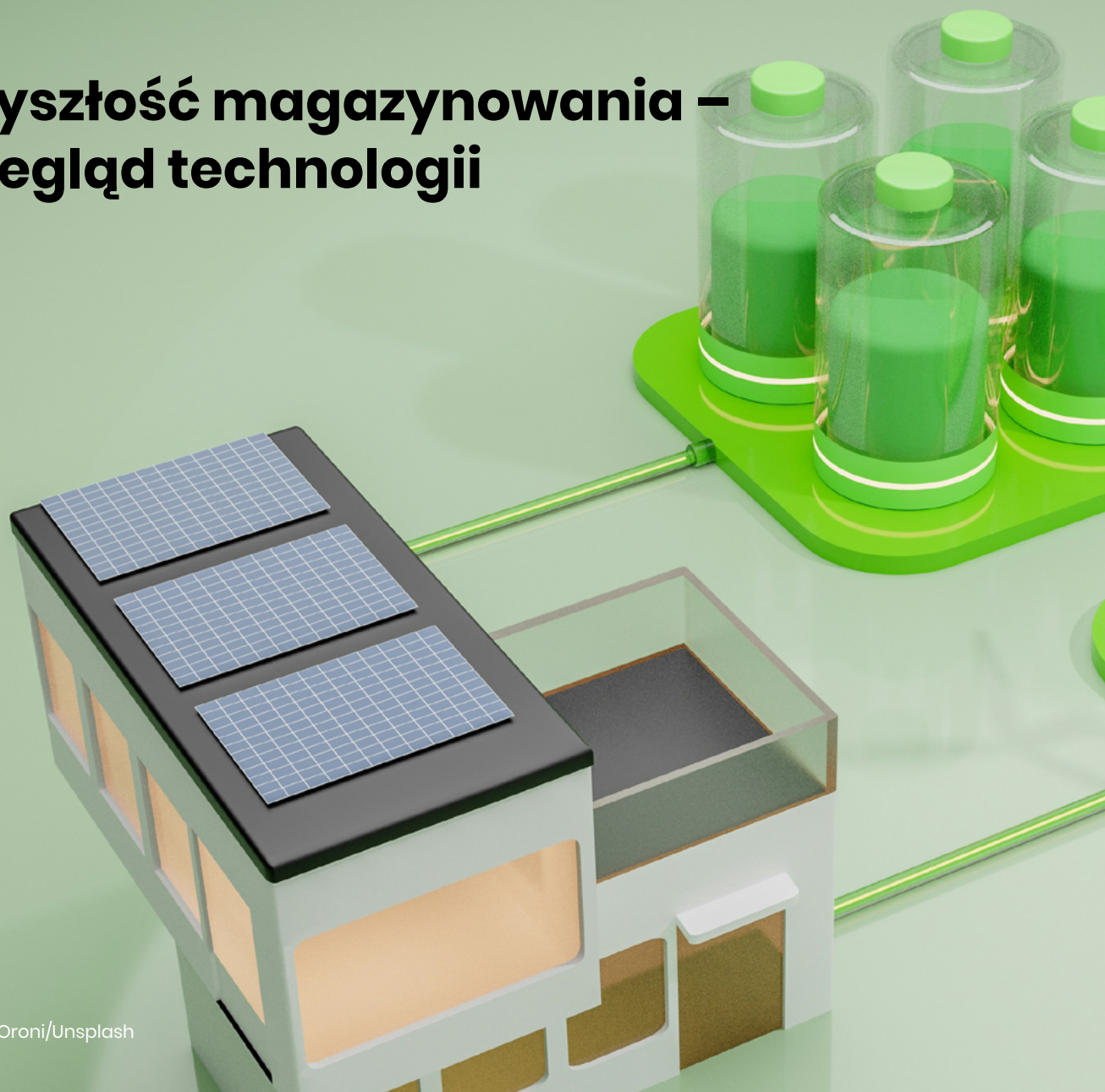
## Australia

Australia-Asia Power Link (AAPowerLink) to kolejny projekt przygotowany pod potrzeby Singapuru. Skierowany nie jest jednak na północ, ale na południe. W tym wypadku inicjatorem są Australijczycy z Sun Cable, którzy doskonale wiedzą, jak bardzo azjatyckie państwo-miasto jest głodne zielonej energii, a oni mają ogromne możliwości jej produkcji. Interkonektor, który jest dopiero w planach, miałby startować na północnym wybrzeżu kraju, w okolicach Darwin. Byłby to największy tego typu projekt na świecie – linia przesyłowa HVDC miałaby długość 4300 km i moc 3 GW. Zapotrzebowanie Singapuru na prąd nie byłoby zaspokajane z obecnych, australijskich elektrowni, ale dedykowanych farm słonecznych o mocy 17-20 GW, do których Sun Cable chce dodać największe na świecie magazyny o mocy 36-42 GWh. To ustabilizowałoby dostawy, a koszt baterii skompensuje niska cena wytworzenia. Projekt ma ogromną skalę – ponad 30 mld dol. – ale zapewni Singapurowi około 15 proc. energii.





# Przyszłość magazynowania – przegląd technologii



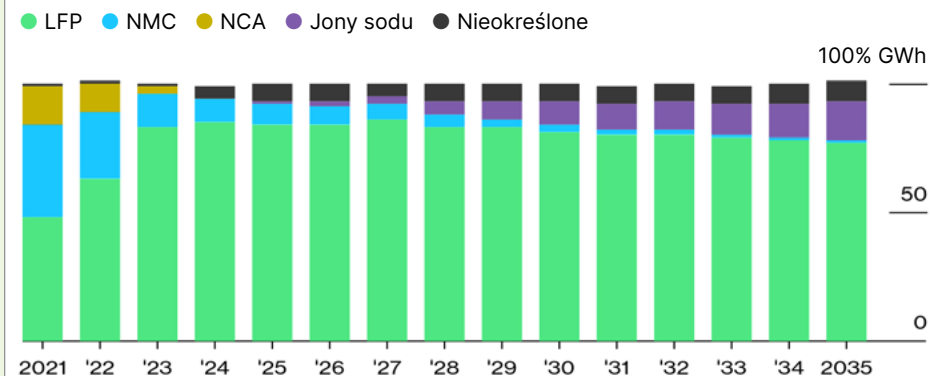
Fot. Philip Oroni/Unsplash

● Jeśli chodzi o technologie, Bloomberg NEF spodziewa się, że do 2035 r. akumulatory litowo-żelazowo-fosforanowe (LFP) pozostaną dominującą chemią do magazynowania energii. Zdecydują o tym niższy koszt i dłuższa żywotność w porównaniu z bateriami litowo-jonowymi na bazie niklu (NMC/NCA). Niższa gęstość energii LFP jest mniejszym problemem dla sektora magazynowania energii niż np. w motoryzacji: waga i przestrzeń nie są

tak ważne dla systemów stacjonarnych, chociaż większe rozmiary komórek doprowadziły do poprawy gęstości energii na poziomie opakowań i systemu. Wzrost udziału LFP w rynku jest możliwy dzięki agresywnemu zwiększaniu zdolności produkcyjnych przez chińskich producentów baterii. Niektórzy producenci baterii poza Chinami, z których wielu historycznie specjalizowało się w bateriach litowo-jonowych na bazie niklu, również zwiększają skalę produkcji produktów

## Pojawia się popyt na technologie magazynowania energii bez użycia litu

Udział w rynku technologii stacjonarnego magazynowania energii



Źródło: Bloomberg NEF. Uwaga: Niezdefiniowane oznacza pojemność zbudowaną dla „innych” zastosowań w prognozie rynku magazynowania energii BNEF, która obejmuje długotrwałe magazynowanie energii. NCA, NMC i LFP odnoszą się do chemii baterii litowo-jonowych. LFP = fosforan litowo-żelazowy. NMC = nikiel-mangan-kobalt. NCA = nikiel-kobalt-aluminium.



do magazynowania energii przy użyciu LFP. Taką strategię przyjęły koreańskie LG Energy Solution oraz Samsung SDI, japoński Panasonic i norweski Freyr.

● BNEF w swoich prognozach zarezerwował miejsce dla startujących dopiero baterii sodowo-jonowych, a także technologii „niezdefiniowanych”, które dopiero się rozwijają. Dotyczy to m.in. długoterminowego magazynowania energii (LDES). Tu rolę odegrają technologie, które nie wykorzystują litu, w tym technologie niebaterijne, takie jak rozwiązania do przechowywania termicznego, mechanicznego i chemicznego. Poza samym wydłużeniem czasu magazynowania energii najważniejszym celem jest opracowanie technologii taniej i z łatwo dostępnymi surowcami, które są w obfitości. Stąd różnorodność materiałów, które wykorzystuje się w rozwijanych technologiach:

→ **Akumulatory sodowo-jonowe (Sodium-ion battery)** – to najbardziej dojrzała z nowych technik wykorzystywanych w produkcji

magazynów energii. W porównaniu z akumulatorami litowymi zasada ich działania jest podobna, ale wykorzystywane są inne jony. Tam ładowanie i rozładowywanie następuje przez ruch i konwersję jonów litu między elektrodami, a w akumulatorach sodowo-jonowych przez osadzanie i usuwanie jonów sodu. Są mniej wydajne, ale znacznie tańsze w produkcji, bo wykorzystuje się tu łatwo dostępne pierwiastki, takie jak żelazo i sód, który jest niemal 50-krotnie tańszy od litu. Technologię tę rozwijał m.in. szwedzki Northvolt, który produkcję akumulatorów sojowo-jonowych w 2023 r. podjął w zakładach w Gdańsku. Wówczas gęstość energii (160 Wh/kg) była o blisko 35 proc. niższa niż w standardowych bateriach litowych i jest to jeden z aspektów, nad którym pracują naukowcy – pod koniec ubiegłego roku ekipa z Uniwersytetu w Houston poinformowała, że dzięki użyciu fosforanu sodowo-wanadowego zwiększyła gęstość do 458 Wh/kg. Inny element to żywotność: wydajność baterii spada przez pękanie katody po wielu cyklach ładowania

i rozładowywania. W tym względzie sukcesy mają inżynierowie z Argonne National Laboratory, którzy zmienili budowę katod – wykorzystali nikiel, kobalt oraz mangan, dzięki czemu akumulatory utrzymują wysoką pojemność nawet po 400 cyklach ładowania i rozładowywania. O tym, że baterie sodowo-jonowe stają się rzeczywistą alternatywą dla litowych, świadczy fakt, że w Chinach powstaje bazujący na nich magazyn energii o mocy 100 MW (Datang Hubei Sodium Ion New Energy Storage Power Station).

→ **Akumulatory tlenowo-jonowe (Oxygen-ion battery)** – to eksperymentalna technologia, którą dwa lata temu zaprezentowali naukowcy z Uniwersytetu Wiedeńskiego. Schemat działania jest podobny do innych akumulatorów jonowych. W tym przypadku elektrody są zbudowane z materiałów ceramicznych, które potrafią absorbować i uwalniać jony tlenu. Dzięki temu prawie w ogóle nie wykorzystuje się metali ciężkich i rzadkich pierwiastków – poza lantanem, ale naukowcy szukają jego

zamiennika. To przemawia za niskimi kosztami, gęstość energii na razie stanowi jednak tylko jedną trzecią tego, co oferują baterie litowe. Zaletą jest za to fakt, że akumulatory tlenowo-jonowe najlepiej pracują w wysokich temperaturach obejmujących zakres od 200 do 400 st. C.

→ **Akumulatory żelazowo-powietrzne (Iron-air battery)** – to technologia, która bazuje na dobrze znanym procesie utleniania żelaza, czyli mówiąc prosto: rdzewienia. Po raz pierwszy zostały zbudowane w latach 60., a od pewnego czasu pracują nad nimi m.in. naukowcy z MIT. Precyzyjnie rzecz biorąc, chodzi tu o rdzewienie odwracalne: podczas rozładowywania bateria pobiera tlen i przekształca żelazo w rdzę. Przyłożenie prądu elektrycznego przekształca żardzewiałe granulki z powrotem w żelazo, a bateria „wydycha” tlen podczas ładowania. „Z chemicznego punktu widzenia żelazo staje się wodorotlenkiem żelaza. Oznacza to, że elektrony zostały z niego wydobyte, przechodzą przez obwód zewnętrzny i tak otrzymuje się baterię”, mówi prof. Yet-Ming

Chiang z MIT. Za ich produkcję wziął się uczelniany spin-off Form Energy – w tym roku mają być uruchomione dwa pierwsze wdrożenia o mocy 10 MW każde, których podjął się Xcel Energy. Celem Form Energy jest stworzenie systemu baterii, który będzie kosztował 20 dol. za kilowatogodzinę. To mniej niż jedna piąta dzisiejszego kosztu ogniw litowo-jonowych.

→ **Akumulatory z ciekłym metalem (Liquid metal battery)** – to kolejny wynalazek rodem z MIT, w tym przypadku rozwijany przez uczelniany start-up Ambri. Od początku postawił na relatywnie tanie i proste w użyciu materiały, które wymagają niewielkiej liczby etapów w procesie montażu ogniw. Dzięki temu w przeliczeniu na MWh wymagają od jednej trzeciej do połowy nakładów inwestycyjnych w porównaniu z bateriami litowo-jonowymi. Akumulatory składają się z anody ze stopu wapniowego, elektrolitu ze stopionej soli i katody z cząstek stałych antymonu. Aktywne materiały w ogniwach Ambri odwracalnie stapiają się i rozwarstwiają podczas ładowania





i rozładowywania. Nie działają jednak w temperaturze pokojowej – pozostają w stanie stałym – a dopiero po rozgrzaniu do 500 st. C (nie ma tu więc problemu z przegrzewaniem się czy wybuchaniem). Ciekawym aspektem jest to, że katoda całkowicie zużywa się po rozładowaniu, aby zostać odtworzona w każdym kolejnym cyklu. Dzięki temu za każdym razem jest „nowa” i nie ulega degradacji, co zwykle powoduje spadek pojemności akumulatora. Poza tym elektrolit i elektrody wykazują termodynamiczną stabilność, co pozwala uniknąć niepożądanych reakcji ubocznych, takich jak tworzenie się powłoki, które mogą pogorszyć wydajność innych ogniw chemicznych. Specyficzny model działania sprawia, że baterie nie zawierają elementów wymiennych, nie dokonuje się więc ich konserwacji. Również tą technologią zainteresował się Xcel Energy, który testuje je w Solar Technology Acceleration Center (SolarTAC).

→ **Akumulatory przepływowe (Flow battery)** – tego typu baterie bazują na dwóch substancjach, które

przechodzą reakcje elektrochemiczne, a elektrony są przenoszone z jednej do drugiej. W jej rdzeniu znajdują się dwa duże zbiorniki, które przechowują ciekłe elektrolity, jeden dodatni, a drugi ujemny. Każdy elektrolit zawiera rozpuszczone „aktywne składniki”, atomy lub cząsteczki, które reagując elektrochemicznie, uwalniają lub magazynują elektrony (obecnie najczęściej jest to wanad o różnym stopniu utlenienia). Podczas ładowania jeden z nich jest „utleniany” (uwalnia elektrony), a drugi „redukowany” (zyskuje elektrony); podczas rozładowywania zamieniają się rolami. Gdy bateria jest ładowana, transfer elektronów wymusza stan zwiększający jej potencjał energetyczny, a gdy bateria jest rozładowywana, transfer elektronów przesuwają substancje w bardziej korzystny energetycznie stan, gdy zmagazynowana energia jest uwalniana. Mechanizm ich działania jest więc podobny do elektrowni szczytowo-pompowych (opis na kolejnych stronach), tyle że nie wykorzystuje się siły grawitacji, ale reakcje elektrochemiczne.

→ **Akumulatory CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> Battery)** – to technologia opracowana przez włoską firmę Energy Dome. Wykorzystali CO<sub>2</sub> jako związek nadający się do efektywnego magazynowania energii w zamkniętym procesie termodynamicznym, ponieważ jest jednym z niewielu gazów, które można skroplić i przechowywać w postaci cieczy pod ciśnieniem w temperaturze otoczenia. Pozwala to na magazynowanie energii o dużej gęstości bez konieczności przebywania w ekstremalnych temperaturach kriogenicznych. Gromadzi się ją w formie skondensowanego CO<sub>2</sub>, a gdy jest potrzebna, dwutlenek węgla jest podgrzewany i przekształcany w gaz, który napędza turbiny. CO<sub>2</sub> Battery wykorzystuje wyłącznie wodę, stal i CO<sub>2</sub>. Surowce łatwo dostępne na rynku, co umożliwia szybką komercjalizację oraz bezpieczną pracę urządzenia. W październiku 2024 r. Energy Dome podpisała pierwszą umowę na wdrożenie komercyjnej instalacji w USA z Alliant Energy (Columbia Energy Storage

Project), a na początku roku na Sardynii wystartował pierwszy włoski magazyn energii na CO<sub>2</sub>.

→ **CAES (Compressed Air Energy Storage)** – z fizycznego punktu widzenia to najprostszy system gromadzenia energii w postaci sprężonego powietrza. Jego model działania jest podobny do elektrowni szczytowo-pompowych (ESP), gdzie pompuje się wodę do zbiornika umieszczonego na wysokości i odzyskuje energię, uwalniając ją – gdy spływa w dół, napędza turbiny. W przypadku CASE nie wykorzystuje się jednak siły grawitacji (o bateriach grawitacyjnych na kolejnej stronie). Jak działa to w praktyce, pokazuje projekt chińskiej Huaneng Group, która buduje Jintan Salt Cavern CAES, największą na świecie instalację tego typu (2,8 GWh). Do „magazynowania” powietrza wykorzystane zostały solne kawerny o pojemności 1,2 mln m sześć. Gdy za sprawą fotowoltaiki energia jest tania, zakupuje się ją, aby wtłoczyć tu powietrze pod dużym ciśnieniem, a gdy ceny wzrosną, wypuszcza się je i wówczas napędza

turbiny produkujące prąd. Takich cykli w roku ma być 330, JSC CAES będzie więc pracował niemal codziennie.

*O rozwoju technologii akumulatorowej przeczytaj także w rozdziale 4: Mobilność.*



# Polska technologia stabilizuje zieloną energię



**W obliczu globalnych wyzwań klimatycznych i unijnej polityki zmierzającej do zeroemisyjności, transformacja energetyczna stała się nie tylko koniecznością ekologiczną, ale również biznesową szansą. Na tym polu kluczową rolę odgrywają magazyny energii, bez których trudno wyobrazić sobie dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii.**

Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE), zapotrzebowanie na moc w systemie wynosi około 30 gigawatów. W kwietniu 2023 roku produkcja z OZE osiągnęła rekordowe 10 GW, zaspokajając aż jedną trzecią zapotrzebowania. Paradoksalnie, ten sukces stał się problemem dla operatora, który musiał redukować produkcję zielonego prądu, aby zapobiec destabilizacji sieci. Podstawowym wyzwaniem energetyki jest zasada równoważenia produkcji i zużycia energii w czasie rzeczywistym. Tradycyjna zcentralizowana energetyka była łatwo sterowalna i przewidywalna.

Dziś system jest zdecentralizowany, z dużą ilością energii pochodzącej od prosumentów i niesterowalnych OZE. Nadmiar energii może prowadzić do zjawiska określanego jako "odwrotny blackout". Problem polega na tym, że w przypadku OZE często popyt mija się z podażą, a nadwyżek nie można wprowadzić do systemu. Bez efektywnego magazynowania energii nie ma szans na dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii. Polski sektor energetyczny intensywnie poszukuje rozwiązań stabilizujących system. W tym kontekście wyróżniają się technologie oferowane przez ZPUE, polską firmę z ponad 35-letnim doświadczeniem w sektorze elektroenergetycznym

– Magazyny energii to przyszłość, a my już w 2017 roku znając realia sieci elektroenergetycznych i założenia transformacji energetycznej, podjęliśmy strategiczną decyzję o uruchomieniu produkcji wielkomocowych magazynów energii – mówi Krzysztof Jamróz, wiceprezes i dyrektor handlowy ZPUE SA. Zrobiliśmy to w czasie, gdy rynek





jeszcze nie dostrzegał ich potencjału i możliwości – dodaje Jamróz.

Dzisiaj ZPUE SA określone jest prekursorem rynku wielkoskalowych magazynów energii. Ich wyróżnikiem jest innowacyjne oprogramowanie SPS Soft. System pozwala sterować i zarządzać przepływem energii pomiędzy źródłami OZE minimalizując koszty. Firma wykorzystuje autorskie algorytmy, wspomagane sztuczną inteligencją, gwarantujące najwyższą efektywność systemu. Skrupulatnie przestrzega międzynarodowych norm w obszarze cyberbezpieczeństwa.

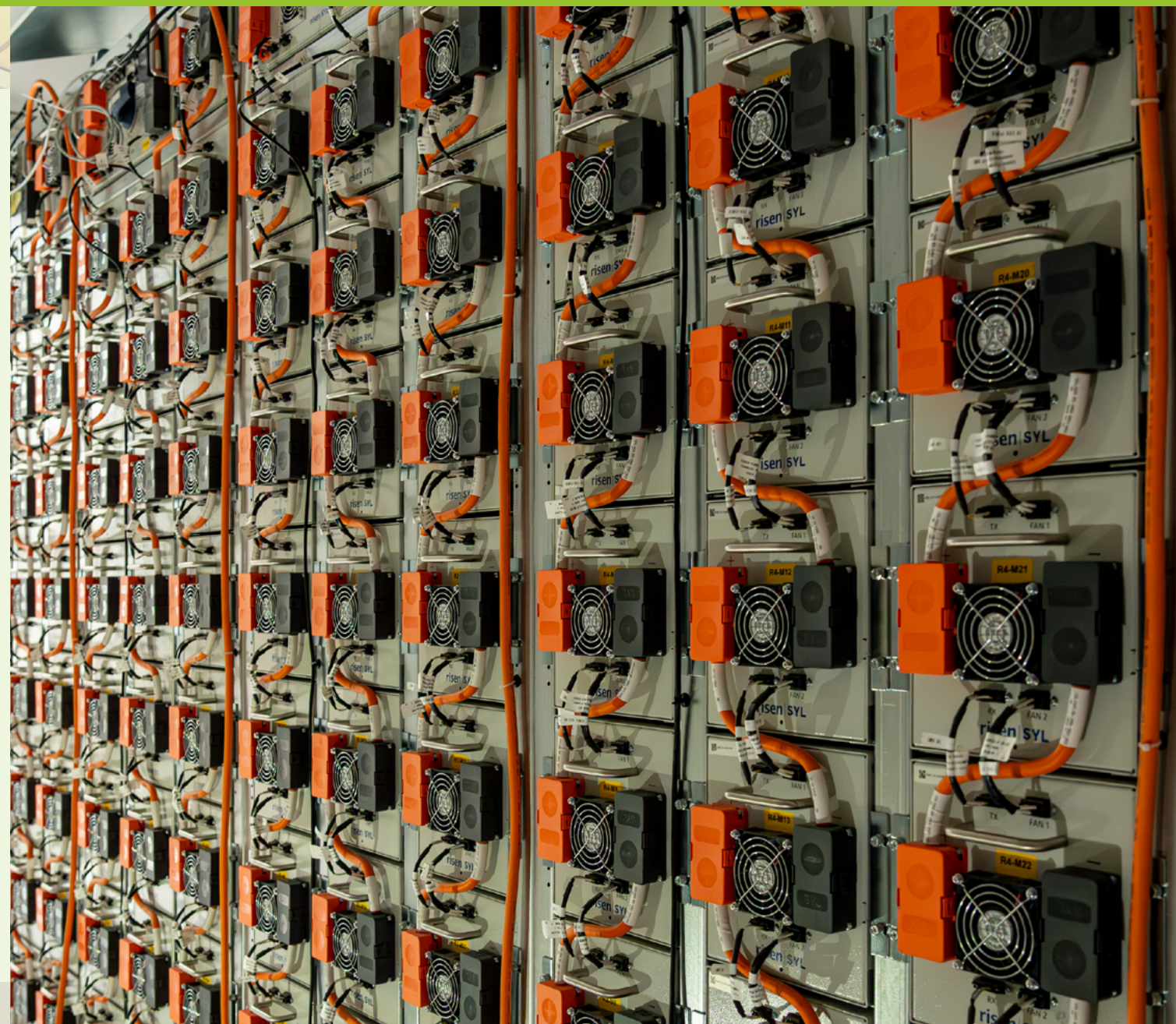
#### **Inwestycja w przyszłość**

Raport Deloitte wskazuje, że konieczność integracji OZE z istniejącą siecią zwiększyła roczne nakłady inwestycyjne o 50–70%, a mówimy o europejskim rynku szacowanym na 550 mld euro rocznie. W porównaniu z Wielką Brytanią, wielkość zainstalowanej mocy w magazynach bateryjnych w Polsce jest obecnie 100-krotnie mniejsza. Inwestorzy OZE często spotykają się jednak z odmową wydania warunków przyłączenia

z powodu ograniczeń infrastruktury sieciowej oraz klasyfikowania magazynów jako źródła wytwórcze. Jak wyjaśnia Krzysztof Wybrański, dyrektor Rozwoju Nowych Technologii w ZPUE SA, problem polega na tym, że niekontrolowany przepływ energii z wielu źródeł mógłby zagrażać stabilności całej sieci. Dlatego ZPUE rozwija zaawansowane systemy zarządzania przepływem energii, które stanowią rozwiązanie tego problemu. Wybrański zwraca uwagę, że wyzwaniem pozostaje również kwestia regulacji prawnych, które często nie nadążają za możliwościami technicznymi. I właśnie w tym miejscu kluczową rolę odgrywają magazyny energii.

- Nasze rozwiązania są w pełni skalowalne, od małych magazynów przydomowych po średniej wielkości jednostki dla firm, które chcą być zeroemisyjne, jak i największe funkcjonujące na rynku mocy
- mówi Krzysztof Wybrański.

Dzięki tym rozwiązaniom przedsiębiorstwa mogą kupować







energię, gdy jest tania i wykorzystywać ją w okresach wyższych taryf. Taka inwestycja zwraca się już po 5-7 latach, co więcej magazyny energii pełnią szereg dodatkowych funkcji, takich jak na przykład kompensacja mocy biernej.

#### **Bezpieczeństwo technologiczne**

ZPUE SA może już pochwalić się znaczącymi osiągnięciami w dziedzinie magazynów energii. Firma zainstalowała w Europie ponad 35 przemysłowych magazynów, o mocach od 0,5 do 20 megawatogodzin. W tym roku spółka planuje osiągnąć 200 mln złotych przychodu ze sprzedaży nowych magazynów i stacji ładowania EV, a liczba zapytań ofertowych w tym segmencie wzrosła już dziesięciokrotnie. Wyniki finansowe spółki potwierdzają jej dynamiczny rozwój – w 2024 roku sprzedaż przekroczyła 1,5 mld złotych, a EBITDA osiągnęła poziom ponad 396 mln złotych.

– Naszą filozofią od 35 lat jest samowystarczalność.

Dążymy do tego, by większość rozwiązań powstawała lokalnie i była projektowana przez naszych inżynierów – wyjaśnia Wybrański. Krzysztof Jamróz zwraca z kolei uwagę na wyzwania związane z globalnymi łańcuchami dostaw w sektorze magazynów energii. Na rynku baterijnym dominują Chiny, a ZPUE SA jest obecnie zależna od zakupów zewnętrznych. Zasobniki elektrochemiczne i przekształtniki dwukierunkowe już teraz – we współpracy z europejskimi partnerami – są produkowane w zakładzie we Włoszczowie. – Co najważniejsze, system sterujący magazynu energii, który jest mózgiem całego urządzenia, powstaje w pełni u nas – podkreśla Jamróz. Kwestie bezpieczeństwa technologicznego są dla zespołu priorytetem. – Nie możemy uzależnić się od zewnętrznych systemów, których podstawą działania jest zdalne sterowanie. To kluczowy element cyberbezpieczeństwa. Podchodzimy do tego niezwykle poważnie, nasze systemy tworzymy zgodnie

z wyśrubowanymi normami i unijnymi wytycznymi, takimi jak dyrektywa NIS2 – zaznacza Jamróz.

ZPUE rozwija również zaawansowane systemy monitoringu, które podnoszą bezpieczeństwo samych instalacji. Predictivemaintenance to system, który umożliwia wykrywanie symptomów świadczących o możliwości wystąpienia usterki. W magazynach energii ZPUE system ten stale monitoruje parametry pracy urządzeń (między innymi temperaturę, napięcie, stan baterii), analizując dane w czasie rzeczywistym. Gdy wykryje nieprawidłowości, np. przegrzewający się moduł, może go automatycznie odłączyć i zasygnalizować potrzebę serwisu. Dzięki temu unika się kosztownych awarii, wydłuża żywotność sprzętu i zapewnia ciągłość działania systemu energetycznego. Ta innowacyjna technologia zapewnia nie tylko bezpieczeństwo, ale również przyczynia się do optymalizacji kosztów operacyjnych. Dzięki algorytmom analizującym parametry pracy instalacji, można precyzyjnie monitorować temperaturę,





napięcie, stan naładowania oraz inne kluczowe wskaźniki, co przekłada się na wydłużenie żywotności całego systemu oraz utrzymanie optymalnych warunków jego funkcjonowania.

### **Strategiczny atut dla operatorów OZE**

Magazyny energii stanowią kluczowy element infrastruktury dla operatorów farm wiatrowych i fotowoltaicznych, fundamentalnie zmieniając ekonomikę ich funkcjonowania. Odnawialne źródła energii charakteryzują się naturalną zmiennością produkcji – farmy fotowoltaiczne generują energię tylko w ciągu dnia, z maksimum w godzinach południowych, natomiast elektrownie wiatrowe wykazują najwyższą produktywność w okresach wietrznych, często nocą lub w sezonie jesienno-zimowym. Ta niestabilność produkcji stanowi poważne wyzwanie zarówno ekonomiczne, jak i techniczne. Bez możliwości magazynowania, energia musi być sprzedawana dokładnie w momencie jej wytworzenia, co często oznacza ujemne ceny w okresach nadpodaży.

Zjawisko to jest szczególnie widoczne w słoneczne dni, gdy wszystkie instalacje fotowoltaiczne produkują energię jednocześnie, powodując spadek jej wartości rynkowej.

– Magazyny energii rozwiązują ten problem, umożliwiając gromadzenie nadwyżek energii w okresach wysokiej produkcji i niskiego zapotrzebowania, a następnie jej uwalnianie, gdy ceny są wyższe. Dla operatorów farm oznacza to możliwość optymalizacji przychodów poprzez aktywne uczestnictwo w rynku energii i wykorzystywanie zmienności cenowej – mówi Krzysztof Wybrański.

Dla wielu nowych projektów OZE magazyn energii staje się już nie tylko opcjonalnym dodatkiem, ale niezbędnym elementem inwestycji, bez którego uzyskanie warunków przyłączenia do sieci byłoby niemożliwe. W miarę wzrostu udziału źródeł odnawialnych w miksie energetycznym, znaczenie magazynów energii będzie systematycznie rosnąć, czyniąc je nieodłącznym

komponentem nowoczesnej, zdecentralizowanej energetyki.

### **Innowacyjne połączenie: magazyny energii i stacje ładowania**

Unikatowym rozwiązaniem, które ZPUE wprowadza na rynek, jest połączenie magazynów energii ze stacjami ładowania pojazdów elektrycznych.

- Rynek sam nas o to zapytał
- zaznacza Wybrański. Producentom samochodów i użytkownicy oczekują coraz mocniejszych stacji ładowania. Dzisiaj stacja benzynowa ma przyłącze o mocy około 50 kilowatów i tyle jej wystarczy. Jednak sama stacja ładowania samochodów elektrycznych potrzebuje od 150 do nawet 400 kilowatów. Nie zawsze łatwo jest po prostu zwiększyć moc, czasem trzeba przebudować całą sieć elektroenergetyczną, zdarza się też, że nie ma możliwości zwiększenia mocy. Rozwiązaniem jest połączenie magazynu energii ze stacją ładowania.
- To jest nasz nowy produkt, w zeszłym roku pokazaliśmy go na targach.







Połączenie magazynów energii i stacji ładowania pozwala na instalację wydajnych punktów ładowania nawet w miejscach, gdzie sieć energetyczna nie oferuje wystarczającej mocy – wyjaśnia Wybrański.

Większość kierowców pojazdów elektrycznych przyjeżdża do punktu ładowania z baterią rozładowaną do poziomu około 20% i doładowuje ją do 80% pojemności, co przy wykorzystaniu szybkich ładowarek zajmuje zaledwie kwadrans. Innowacyjne podejście ZPUE nie tylko rozwiązuje problem ograniczeń sieci, ale również optymalizuje wykorzystanie energii, zmniejsza koszty eksploatacyjne i przyspiesza rozwój infrastruktury dla elektromobilności w Polsce. Wykorzystując magazyny energii jako bufor między siecią a punktem ładowania, można znacznie zwiększyć dostępność szybkiego ładowania przy istniejących ograniczeniach infrastruktury energetycznej.

#### **Przyszłość magazynów energii**

– Perspektywy rozwoju rynku magazynów energii w najbliższym

czasie są niezwykle obiecujące. Zarówno środki z KPO przeznaczone na modernizację energetyki, jak i programy Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej wspierające wielkomocowe magazyny energii, tworzą solidne podstawy dla dynamicznego wzrostu tego segmentu – przewiduje Krzysztof Jamróż.

Wiceprezes i dyrektor handlowy ZPUE zwraca szczególną uwagę na potencjał transportu miejskiego. Coraz więcej polskich miast decyduje się na elektryfikację taboru autobusowego. Firma oferuje dla tego sektora nie tylko infrastrukturę ładowania, ale również zaawansowane systemy zarządzania i monitoringu, umożliwiające precyzyjną analizę zużycia energii przez poszczególne pojazdy, co pozwala na optymalizację kosztów eksploatacyjnych. Stacje ładowania ZPUE obsługują już autobusy elektryczne w Krakowie, Legnicy, Bielsku-Białej i Toruniu.

Polska firma udowadnia, że rodzime przedsiębiorstwa mogą

z powodzeniem konkurować na międzynarodowych rynkach zaawansowanych technologii. Firma zatrudnia obecnie 3500 osób, posiada 16 biur techniczno-handlowych, prowadzi produkcję w pięciu fabrykach na terenie Polski i konsekwentnie realizuje strategię ekspansji na rynkach zagranicznych. Eksport zaawansowanych rozwiązań energetycznych stanowi coraz ważniejszy element działalności biznesowej. ZPUE wprowadza na zagraniczne rynki również swoje najbardziej innowacyjne produkty, w tym stacje ładowania pojazdów elektrycznych. Sukcesy eksportowe potwierdzają, że polskie rozwiązania technologiczne mogą skutecznie konkurować nawet na najbardziej wymagających rynkach Europy Zachodniej.

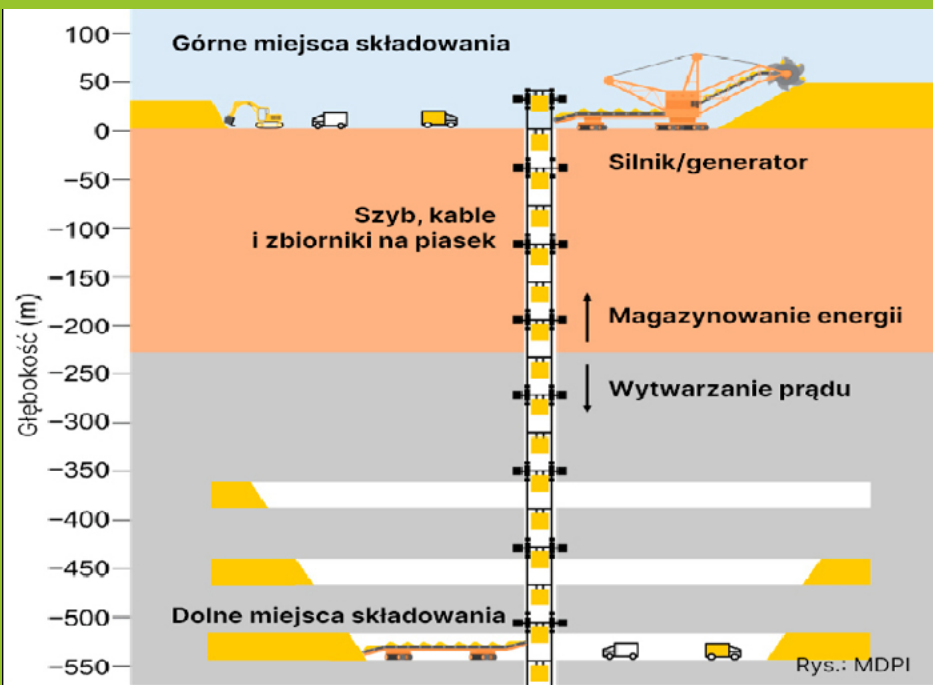




# Baterie grawitacyjne

## TREND

Chociaż to w akumulatorach oraz wodorze upatruje się przyszłość magazynowania energii, inżynierowie nie przestają pracować nad udoskonalaniem tzw. elektrowni szczytowych, gdzie o innowacyjności bardziej decyduje dobry pomysł niż zaawansowana technologia. Szczególnie widać to w magazynach wykorzystujących najpowszechniejszą siłę działającą na Ziemi, czyli grawitację (Gravity Energy Storage – GES).



## Jak to się robi

Klasyką są elektrownie szczytowo-pompowe (ESP). To układ dwóch zbiorników położonych na różnych wysokościach, gdzie przy pikach produkcji energii wodę pompami wtłacza się na górę, aby uwolnić ją, gdy zapotrzebowanie na prąd rośnie. Podobnie działa Gravitational Energy Storage System (GEES), gdzie zamiast wody podnosi się duże bloki betonowe oraz Advanced Rail Energy Storage (ARES). Tu gdy prądu jest dużo, kolejną pod górę wtłacza się kamienne bloki, a kiedy trzeba go odzyskać, wagony puszcza się swobodnie w dół. Energia jest odzyskiwana w czasie ich hamowania – wytwarzane wówczas ciepło zamieniane jest w prąd. To relatywnie tanie rozwiązanie, zwłaszcza gdy wykorzysta się istniejącą infrastrukturę, jak np. w kopalniach, gdzie prowadzące w dół windy można obciążać piaskiem. To system zwany Underground Gravity Energy Storage (UGES), a naukowcy z IASA szacują, że jego globalny potencjał wynosi od 7 do 70 TWh.

## Rozwój

Pierwszy na świecie komercyjny system GEES o pojemności 100 MWh został uruchomiony na początku 2024 r. koło Szanghaju – betonowe bloki umieszczono w 120-metrowym budynku pełnym wind. Najbardziej zaawansowane systemy wciąż wykorzystują jednak wodę. Pokazuje to Hydrosator, który na głębokości kilku tysięcy metrów wykopat komory o powierzchni dwóch boisk piłkarskich i wysokości 100 m każda. Przy użyciu sprężonego powietrza zgromadzoną w nich wodę wypycha się do znajdującego się na powierzchni sztucznego zbiornika. Aby odzyskać energię, proces się odwraca: spływająca woda wypycha pod dużym ciśnieniem powietrze, które napędza turbiny wytwarzające prąd. Nieco prostsza jest konstrukcja Gravity Storage – pod ziemię zamiast powietrza pompuje wodę, która wypycha ogromny tłok. Nad technologią pokrewną UGES pracują z kolei naukowcy z Uniwersytetu Wrocławskiego. Ich projekt GrEnMine testuje możliwość wykorzystania dawnych kopalni odkrywkowych w Turowie.

## Gracze

Vantem  
CityHousing Hamilton  
Bree Jones  
MaMa Pioneers  
Energy Vault  
CNTY



# Samochodowe magazyny energii



Fot. resource database/Unsplash

● Potężnym, a jednocześnie bardzo rozproszonym magazynem energii odnawialnej może być sama flota samochodów elektrycznych. Chodzi o tzw. pojazdy vehicle-to-grid (V2G), które nie tylko pobierają moc z sieci, ale także mogą ją oddawać. Jak

wskazują eksperci Fraunhofer ISE, ma to dwie podstawowe zalety: ekonomicznie optymalizuje samo ładowanie aut, a jednocześnie czyni je przyjaznym dla sieci (jest monitorowane, aby zapobiegać jej przeciążeniom). Przy deficycie

magazynów energii jeszcze ważniejsze, że to baterie, które już są, i inwestują w nie firmy oraz osoby prywatne.

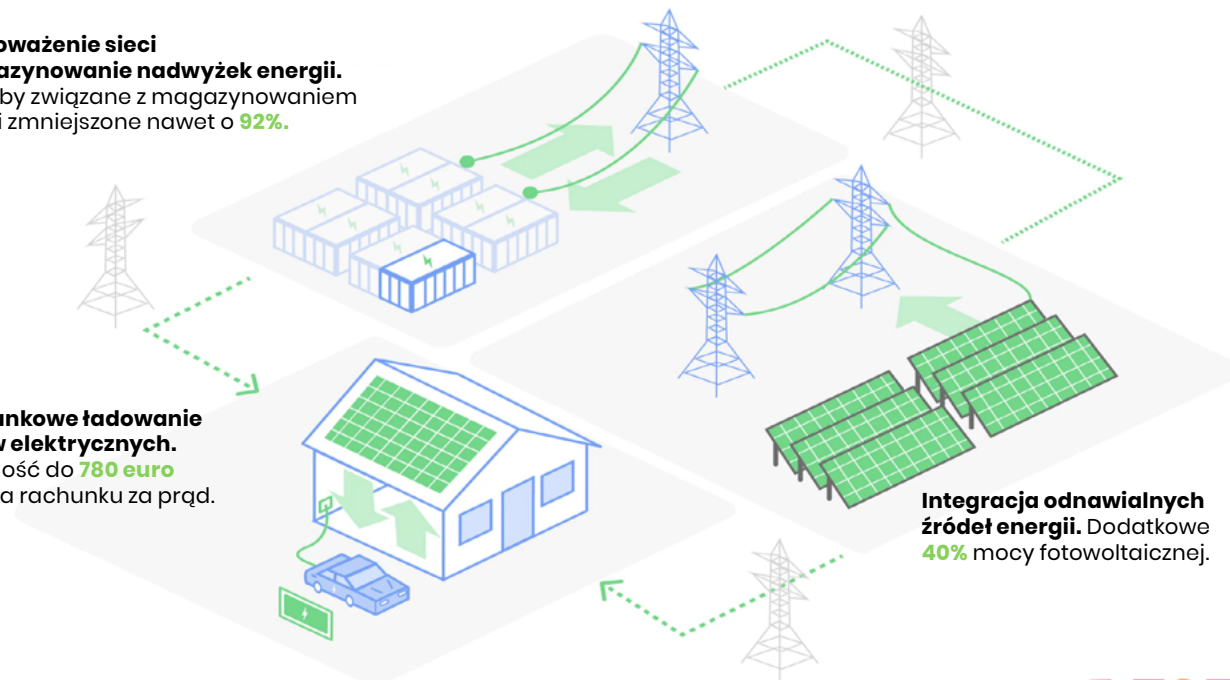
● Według raportu Fraunhofer ISI i ISE for Transport & Environment (T&E) taka sieć w skali całej UE systemom

## V2G może zaoszczędzić systemom energetycznym UE 22 mld euro rocznie do 2040 r.

**Równoważenie sieci i magazynowanie nadwyżek energii.**  
Potrzeby związane z magazynowaniem baterii zmniejszone nawet o **92%**.

**Dwukierunkowe ładowanie pojazdów elektrycznych.**  
Oszczędność do **780 euro rocznie** na rachunku za prąd.

**Integracja odnawialnych źródeł energii.** Dodatkowe **40%** mocy fotowoltaicznej.







energetycznym może zaoszczędzić 22 mld euro rocznie (do 2040 r.). Byłoby to 8 proc. redukcji kosztów rozbudowy i zarządzania siecią. W perspektywie 2040 r. pojazdy elektryczne podłączone w domu lub pracy mogą bowiem zmniejszyć

zapotrzebowanie na stacjonarne przechowywanie energii w bateriach nawet o 92 proc. Dzięki V2G europejska sieć może zintegrować do 40 proc. więcej mocy fotowoltaicznej. „Pojazdy elektryczne skierowały transport drogowy na drogę do

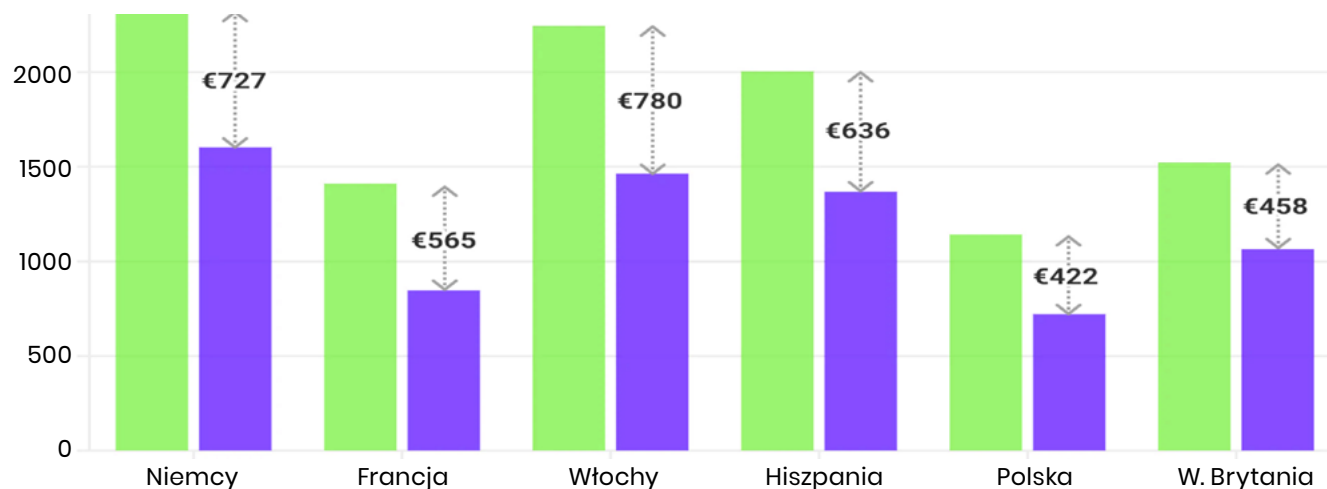
dekarbonizacji, ale mają jeszcze więcej korzyści ekonomicznych, które nie zostały zrealizowane. Dwukierunkowe ładowanie za darmo oferuje mobilne baterie, zmniejszając potrzebę budowania magazynów dla nadmiaru energii wiatrowej

#### Kierowcy pojazdów elektrycznych korzystający z ładowania dwukierunkowego mogą obniżyć rachunki za prąd

Roczny rachunek za prąd w domu (rodzina czteroosobowa)

● Ładowanie z panelami PV ● Ładowanie dwukierunkowe

Całkowite roczne koszty energii elektrycznej (euro)



Źródło: Fraunhofer (2024)



i słonecznej”, mówi Fabian Sperka, kierownik ds. polityki pojazdów w T&E.

● A możliwość magazynowania energii to rodzaj bonusu, i to bardzo policzalnego. Fraunhofer ISE wyliczył, że oszczędności z inteligentnego i dwukierunkowego ładowania wahają się od 30 do 430 euro rocznie dla mniejszych pojazdów elektrycznych (4-34 proc. oszczędności kosztów) i od 78 do 780 euro rocznie dla większych pojazdów elektrycznych (7-35 proc. oszczędności kosztów) w porównaniu z ładowaniem standardowym. Z punktu widzenia polskiej rodziny byłoby to około 422 euro, czyli ponad 35 proc. przeciętnego kosztu utrzymania elektryka. Co więcej, zoptymalizowane ładowanie wydłuża żywotność akumulatora średnio o 40 proc. poprzez obniżenie docelowego stanu naładowania (SOC) ze 100 proc. do 80 proc. A kontrolowane ładowanie wydłuża żywotność akumulatora o kolejne 5-10 proc.

● Kolejną mocną stroną jest fakt, że mamy do czynienia z mechanizmem samonapędzającym – im więcej

będziemy mieli aut elektrycznych, tym czystszy prąd możemy produkować, więc zwiększy się udział OZE. Naukowcy z MIT wyliczyli, że na obszarze Nowej Anglii – gdzie działa ich uczelnia, mieszka około 15 mln osób i jest około 8 mln pojazdów osobowych – wystarczy, że udział pojazdów V2G sięgnie 13,9 proc., czyli nieco ponad 1,1 mln sztuk. Dzięki temu zbędnych będzie 14,7 GW magazynów stacjonarnych, co przyniesie oszczędności rzędu 700 mln dol. Oszczędności wynikają jednak nie tylko z wypierania stacjonarnych magazynów, ale także z redukcji zdolności wytwórczych firm i przesunięć w strukturze wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Z wyliczeń wynika, że całkowite oszczędności systemowe wahają się od 2,2 do 20,3 proc. przy wskaźnikach uczestnictwa pojazdów V2G wynoszących odpowiednio od 5 do 80 proc. Tego typu pomysł na baterie na kółkach nie jest nowy, a w kilku miejscach na świecie był już sprawdzany.

→ **Utrecht** jest jednym z pionierów tego typu rozwiązań, a podstawą



systemu uruchomionego jeszcze w 2021 r. jest Green-Parking utworzony w sąsiedztwie kompleksu biurowego przy Archimedeslaan. Jego dach o powierzchni 5 tys. m kw. pokryty został 2 tys. paneli słonecznych, a sam parking został wyposażony w 450 ładowarek dwukierunkowych. W ten sposób w ciągu słonecznego dnia samochody się ładują, a stojąc tam dostatecznie długo, po zachodzie słońca prąd wytworzony wcześniej przez solary mogą oddać do sieci, zasilając znajdujące się po sąsiedzku biuro. W przyszłości tysiące dwukierunkowych ładowarek mają być zainstalowane w całym Utrechcie – rozwija je firma We Drive Solar. Jest to tylko jedno z wyzwań. Kolejnym będą zmiany w samochodach, które też muszą mieć możliwość dwukierunkowego przepływu prądu. Takich aut będzie coraz więcej, są m.in. bazą miejskiej floty car-sharingowej uruchomionej w listopadzie 2024 r. przez MyWheels oraz Renault, które dostarczyło 500 aut V2G. Dzięki tym elementom wypracowywany jest model, w jakim samochody mają działać. Na pewno nie ma planu, aby

całkiem opróżniać ich baterie z mocy. Uniwersytet w Utrechcie obliczył, że już przy 10 tys. samochodów elektrycznych korzystających z dwukierunkowego ładowania możliwe będzie zbilansowanie całego zapotrzebowania miasta na energię elektryczną. A to mniej niż 10 proc. obecnej floty samochodów w mieście. Flota 500 dwukierunkowych samochodów wpuszczona w ramach car-sharingu ma na razie zapewnić 10 proc. elastyczności sieci regionu Utrecht, która jest potrzebna, aby zrównoważyć energię słoneczną i wiatrową.

→ **San Diego** eksperymenty z dwukierunkowymi ładowarkami zaczęło w lipcu 2022 r. od ośmiu szkolnych autobusów w ramach programu zmniejszenia ryzyka obciążenia sieci (Emergency Load Reduction Program – ELRP). Nuvve, firma, która odpowiada za funkcjonowanie systemu, wymienia kilka zalet takich magazynów na kółkach: duże baterie, możliwość ładowania w ciągu dnia, gdy uczniowie są w szkole, i długie

przestoje po godzinach szczytu. Jak wykorzystać pojazdy V2G, miasto testuje także wspólnie z Toyotą. San Diego Gas & Electric Company chce się przekonać, jak zwiększenie ich liczby będzie wpływać na system, i poszukać odpowiednich synergii.

→ **Dania** ma ambicję, aby połowę jej energii zapewniały turbiny wiatrowe. W ramach programu Parker jako stabilizator sieci energetycznej Duńczycy postanowili wykorzystać właśnie infrastrukturę do ładowania. Jest to inicjatywa, która ma ambicję wyznaczyć standard, jak powinien działać taki model bilansowania OZE przez pojazdy V2G, i biorą w niej udział producenci samochodów oraz systemów ładowania. „Ważne jest, aby mieć wspólną definicję tego, czym jest pojazd zintegrowany z siecią. Dzięki temu nowe, produkowane seryjnie samochody będą miały możliwości techniczne wymagane do optymalnego wsparcia sieci”, mówi Peter Bach Andersen, badacz z Centrum Energii Elektrycznej DTU Elektrotechnika oraz kierownik programu Parker.

→ **Chiny** za sprawą dyrektywy Narodowej Komisji Rozwoju i Reform (NDRC) z września 2024 chcą uruchomić całą pulę projektów pilotażowych z wykorzystaniem V2G. Predestynuje je do tego szybki rozwój fotowoltaiki, a przede wszystkim elektromobilności. Do testów zaproszono miasta o wysokim i nie zrównoważonym zużyciu energii elektrycznej. NDRC wyznaczył przy tym cel, aby do końca roku 60 proc. ładowań miało się odbywać poza godzinami szczytu (w przypadku właścicieli prywatnych ma to być aż 80 proc.). Ponadto określono, że skumulowana moc uwalniana z powrotem do sieci nie powinna spaść poniżej 500 kWh na miasto pilotażowe i nie mniej niż 100 MWh rocznie. Chiny do 2030 r. chcą opracować własny standard ładowania dwukierunkowego, tak aby móc wdrażać go na dużą skalę. Władze mówią o „dziesiątkach milionów kilowatów” energii magazynowanej w bateriach aut elektrycznych, która będzie dostępna dla sieci elektroenergetycznej. Równocześnie prowadzą badania

nad wydłużeniem ich żywotności do 3000 cykli pracy, i to bez podnoszenia kosztów produkcji.





# Domowe magazyny energii

## TREND

**Drugą obok samochodów siecią magazynów energii z dużym potencjałem są domy. Akumulatory to naturalni towarzysze instalacji fotowoltaicznej, mogący przybierać bardzo zróżnicowane formy. Kluczowe, że jednocześnie pozwolą na bardziej opłacalne wykorzystanie prądu i ustabilizują sieć.**

Fot. Impulse

## Na ścianie

Klasyką są baterie np. wieszane w garażu albo komórce jak Powerwall Tesli. Twórcy magazynów domowych ścigają się jednak, aby były to urządzenia jak najprostsze, najtańsze i zabierające jak najmniej miejsca. Taka myśl przyświecała BioLite, gdy opracowywał swoje modułowe rozwiązanie Backup.

Te akumulatory litowo-żelazowo-fosforanowe (LFP) o mocy 1,5 kWh mają kształt płaskiego panelu, przez co można je umieszczać w każdym zakątku domu – przede wszystkim za urządzeniami, które potrzebują najwięcej prądu, takimi jak lodówka czy kuchenka. Gdy zakupi się kilka tego typu modułów, mamy już domowy magazyn energii z prawdziwego zdarzenia – standardowo dla domu o powierzchni 100 m kw. instaluje się centralny magazyn o pojemności 10 kWh, czyli wystarczy 6–7 Backupów. A do tego jest aplikacja, która zarządza poborem prądu i z baterii zasila urządzenia, gdy stawki z sieci są najwyższe.

## W podłodze

Sytuacja z magazynowaniem energii ma szansę upodobnić się do tej z ogrzewaniem: można korzystać z magazynów wiszących na ścianie jak kaloryfer, a można użyć do tego podłogi. Wszystko dzięki technologii opracowanej przez inżynierów z MIT, którzy dodając do cementu sadzy, wylewają fundamenty pełniące funkcję superkondensatora. Sadza, która jest materiałem wysoce przewodzącym, podczas twardnienia betonu tworzy bowiem rozgałęzioną sieć „drutów” węglowych. Ważny udział ma tu woda, która reagując z cementem, drąży przestrzeń, w które migruje węgiel z sadzy. Następnie materiał jest moczony w standardowym elektrolicie, takim jak chlorek potasu, który dostarcza naładowanych cząstek gromadzących się na strukturach węglowych. Zespół obliczył, że domieszkowany węglem blok betonu o wielkości 45 metrów sześciennych będzie miał pojemność wystarczającą do przechowania około 10 kWh energii. Dodatek sadzy nie jest rozwiązaniem kosztownym, a sam beton zachowuje odpowiednią wytrzymałość strukturalną.

## W kuchence

Inżynierowie ze start-upów Charlie oraz Impulse poszli o krok dalej niż BioLite i zadali sobie pytanie: po co moduł z baterią wieszać za kuchenką indukcyjną, skoro można go umieścić w środku urządzenia. W kuchence Impulse znalazło się też miejsce na instalację falownika, dzięki któremu akumulator może oddawać prąd do sieci. W ten sposób przekształcił ją w niewielki domowy magazyn energii o pojemności 3 kWh. Nie jest to może bardzo dużo, ale jak wyliczyli producenci, wystarczy, że 6 proc. Amerykanów zainstaluje ich kuchenkę, aby zaspokoić krajowe zapotrzebowanie na rozproszone magazynowanie energii. Zresztą w przyszłości będzie można zrobić z tego domowy system magazynowania z prawdziwego zdarzenia, bo Impulse podobną instalację chce umieścić także w dwóch pozostałych kluczowych sprzętach AGD – lodówce i pralce. Taki magazyn w kuchence ma jeszcze jedną ważną zaletę: niemal czterokrotnie skraca czas podgrzewania potraw na kuchni.





# Magazynowanie energii w sieci elektrocieplnej

Fot. American Public Power Association/Unsplash

Konieczność magazynowania coraz większej energii sprawia, że przemianie ulegać będzie cały model energetyki. Prąd to element, który coraz częściej przewija się w nowoczesnym ciepłownictwie i także ma wpływ na jego dekarbonizację. Przez ponad wiek energia elektryczna i ciepła krążyły w całkiem oddzielonych od siebie obiegach – jedna w kablach, druga w rurach – a jedynym istotnym punktem styku były elektrociepłownie, które produkowały jedno i drugie. Wraz z rozwojem OZE przenikanie się obu sieci jest nieuniknione. Wynika to z faktu, że chociaż rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej jest bardzo szybki, to z ekonomicznego punktu widzenia rozwiązania nadal nie są dobrze dostosowane do magazynowania dużej ilości energii. Co więcej, ciepło można gromadzić znacznie dłużej – nie przez godziny czy dni, ale tygodnie, a nawet całe sezony. Jest to więc najprostsza odpowiedź na potrzebę długoterminowego magazynowania energii (LDES). Do tego wciąż wyjątkowo trudna do pokonania jest bariera ograniczonej dostępności surowców potrzebnych

do rozwoju magazynów energii, zwłaszcza litowo-jonowych. Stąd jako coraz poważniejszą alternatywę traktuje się stosowanie na dużą skalę pompy ciepła, aby energię elektryczną zamienić w ciepłą i magazynować ją w tej właśnie postaci.

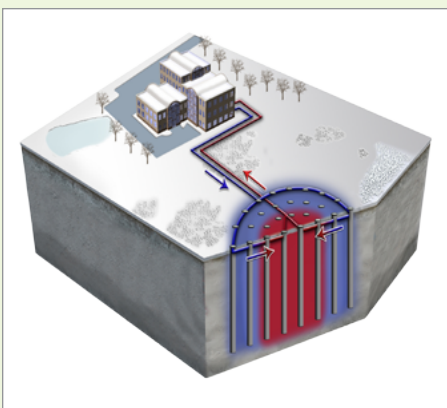
Technologii gromadzenia ciepła jest kilka, najlepiej sprawdzone są te, które od lat stosują dostawcy ciepła, tworząc tzw. sezonowe czy też międzysezonowe magazyny ciepła (**STES – Seasonal Thermal Energy Storage**), które energię są w stanie przechowywać kilka miesięcy, tak aby doczekać się momentu, gdy znów będzie potrzebna (stąd nazwa „międzysezonowe”). Ciepłownice swoje magazyny najchętniej umieszczają pod ziemią (**UTES – Underground Thermal Energy Storage**), skąd energia tak łatwo nie ucieknie. Jest ich kilka typów:

→ **BTES (Borehole Thermal Energy Storage)**, czyli akumulatory gruntowe. W tym przypadku idzie się w naturę – ciepło magazynowane jest bezpośrednio w gruncie.



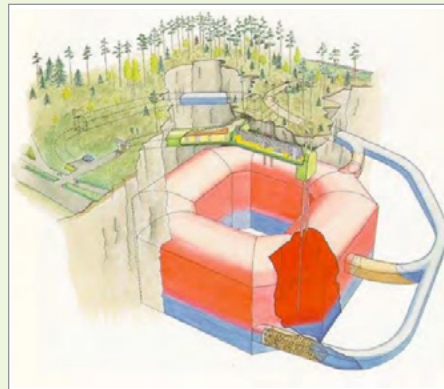


Odpowiednim podłożem mogą być skały lub wilgotne gleby. Ładowanie i rozładowanie następuje za pomocą systemu pionowych wymienników ciepła sięgających 30–200 metrów w głąb. Przywodzi to więc na myśl coś w rodzaju wymuszonej instalacji geotermalnej z pompą ciepła, gdzie „złożę ciepła” cyklicznie się rozładowuje, ale także ładuje ciepłą wodą podgrzaną, gdy mamy nadwyżki prądu. Tak aby magazyn z ciepłem był pełny na zimne dni. Pierwsza w Polsce tego typu instalacja powstała w ub.r. w Lidzbarku Warmińskim w tzw. Ciepłowni Przyszłości jako magazyn niskotemperaturowy (5–15 st. C).



→ **ATES (Aquifer Thermal Energy Storage)** to, tłumacząc wprost, przechowywanie energii cieplnej w warstwie wodonośnej. Jest ona uwieczona pomiędzy nieprzepuszczalnymi warstwami geologicznymi powyżej i poniżej, a cały mechanizm pobierania i oddawania ciepła jest podobny jak w BETS. Istotne, aby warstwa była utrzymywana w równowadze hydrologicznej. Ilość wody netto nie może się zmienić, więc jeśli zatłacza się gorącą, drugim otworem fizycznie trzeba odpompować zimną. Taka instalacja m.in. zasila berliński budynek Reichstagu, ale wyjątkowo popularna jest w Holandii, gdzie istnieje ponad tysiąc magazynów ATES.

→ **CTES/MWTS (Cavern Thermal Energy Storage/Mine Water Thermal Storage)** to magazyny energii w kavernach lub w wyrobiskach górniczych. Jako ośrodek przechowywania ciepła służy woda wtłoczona pod ziemię, a cały układ działa podobnie jak ATES.



Schemat podziemnej jaskini magazynowej energii cieplnej w Lyckebo, Szwecja (Hellström, 2012)

→ **TTES (Tank Thermal Energy Storage)** to magazyny energii cieplnej w specjalnie wykonanych zbiornikach podziemnych. Na ogół są z betonu zbrojonego, plastiku lub stali nierdzewnej. Wypełnia się je wodą, zasada działania jest więc podobna do poprzednich technologii. Dobrze izolowane muszą być przynajmniej ściany boczne i dolne, a żeby zapobiec utracie ciepła, zbiorniki najczęściej umieszcza się na głębokości 5–15 m. Nie jest to jednak regułą, bo np. TTES zainstalowany w Mazowieckim Szpitalu Wojewódzkim

dla Nerwowo i Psychicznie Chorych w Drewnicy nie został wkopany, ale umieszczony na poziomie gruntu i zasypany ziemią. Ciekawą innowację w zbiornikowych magazynach ciepła wprowadził za to fiński start-up Polar Night Energy, który zamiast wody użył piasku. W zbiorniku – naziemnym, przypominającym silos – umieszczono 100 ton piasku ogrzewanego za pomocą gorącego powietrza wdmuchiwanego przez rury. Jego przewagą nad wodą jest możliwość uzyskania bardzo wysokich temperatur sięgających aż 600 st. C. Pierwsza taka instalacja uruchomiona została w Kankaanpää i jest tym bardziej ekologiczna, że do podgrzewania nie wykorzystuje prądu, ale tzw. ciepło odpadowe pochodzące z działającej tu serwerowni. W technologii TTES ważną kwestią jest znalezienie odpowiedniego nośnika ciepła. Bardziej wytrzymały od piasku okazuje się popiół wulkaniczny, nad którym prace prowadzą naukowcy z Uniwersytetu Barcelony. Stabilność utrzymuje nawet w temperaturze 750 st. C.



Fot. Polar Night Energy

→ **MGTES (Magaldi Green Thermal Energy Storage)** – to swego rodzaju odmiana TTES opracowana przez grupę Magaldi. Bazą jest tu tzw. złożę fluidalne, czyli ogromny pojemnik z piaskiem krzemionkowym, który jest swego rodzaju dynamiczną zawieszoną stale poruszającą się w strumieniu gazu.

System MGTES działa w trzech krokach:

**1.** Ładowanie – nadwyżki energii ze źródeł odnawialnych trafiają do MGTES, gdzie szereg rezystorów (w przypadku energii elektrycznej) lub zintegrowany wymiennik ciepła



(w przypadku energii cieplnej) zanurzony we fluidyzującym piasku nagrzewają całe złożo. Fluidyzacja cząstek piasku znacznie zwiększa współczynnik wymiany ciepła i czas reakcji całego układu, który zwiększa temperaturę do ponad 600 st. C.

**2. Przechowywanie** – w tym czasie fluidyzacja jest wyłączona i nie pochłania dodatkowej energii, a piasek gromadzi się na dnie modułu. Ten zastój oraz izolacja zbiornika ograniczają wymianę ciepła z otoczeniem, minimalizując w ten sposób straty energii.

**3. Rozładowanie** – system jest rozładowywany przez odwrócenie zintegrowanego wymiennika ciepła w złożu piasku fluidalnego. Zgromadzona energia jest uwalniana w postaci przegrzanej pary gorącego powietrza. Aby wytworzyć energię elektryczną, MGTES może być używany w połączeniu z blokiem mocy. Zaletą tego rozwiązania jest przede wszystkim duża wydajność: straty termiczne sięgają poniżej 2 proc. na dobę. Technologia Magaldi najlepiej sprawdza się więc na przestrzeni nie większej niż kilka dni, ale może być też wykorzystana w znacznie dłuższym

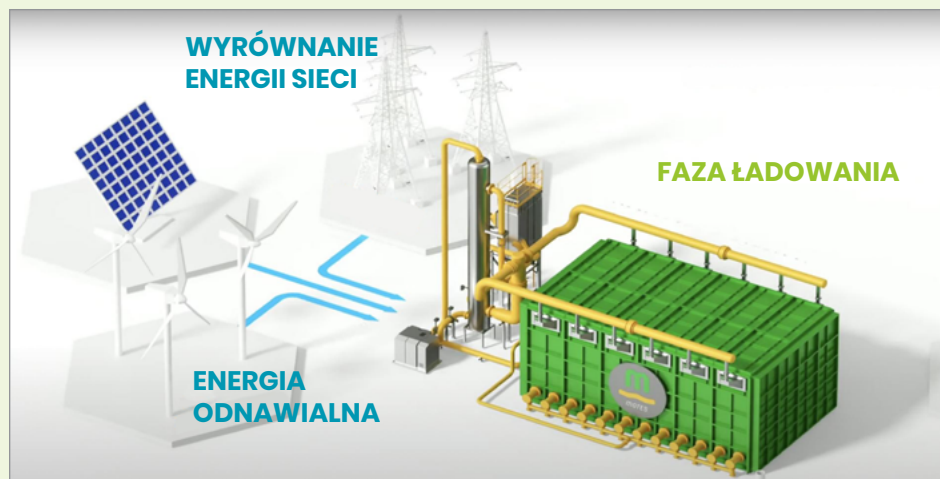
horyzoncie czasowym sięgającym paru tygodni. Magazyny mają pojemność od 5 do 100 MWh i ważą od 40 do 500 ton. Obecnie Magaldi wraz z energetyczną firmą Enel X instaluje MGTES u jego klientów przemysłowych. Pierwszym jest koncern spożywczy IGI, dostawca Grupy Ferrero, który pod koniec roku uruchomił 80-tonowy system o dziennej pojemności magazynowej 8,6 MWh. Dzięki niemu IGI zmniejszy całkowite zużycie energii o 20 proc., a także zaoszczędzi do 600 ton CO<sub>2</sub> rocznie.

→ **PTES (Pit Thermal Energy Storage)** także są magazynami energii bazującymi na specjalnie wykonanych zbiornikach, tyle że przypowierzchniowych. Bywają bardzo duże i w takich wypadkach przypominają nakryte sztuczne jeziora. Takich instalacji nie robi się z betonu czy stali, ale wykonany w gruncie wykop wykłada się wodoodporną plastikową wyściółką. Dzięki temu nie tylko nie wycieka woda, ale także zatrzymywane jest ciepło. Od góry odpowiedzialna za to jest pływająca pokrywa izolacyjna, która

zapobiega także dostawaniu się deszczówki. W Polsce PTES powstał w Ciepłowni Przyszłości w Lidzbarku Warmińskim i służy jako magazyn wysokotemperaturowy (7–60 st. C).



→ **GIITS (Geo Interseasonal Insulated Thermal Storage)** zwane także Fundamentami Energetycznymi to z kolei rozwiązanie do użycia miejscowego. W tym przypadku dobrze zaizolowany magazyn energii umieszcza się pod płytą podłogową domu lub budynku, gdzie trafiają nadwyżki energii słonecznej. W Polsce wyposażona w nie została nowa siedziba Archiwum Narodowego w Krakowie.



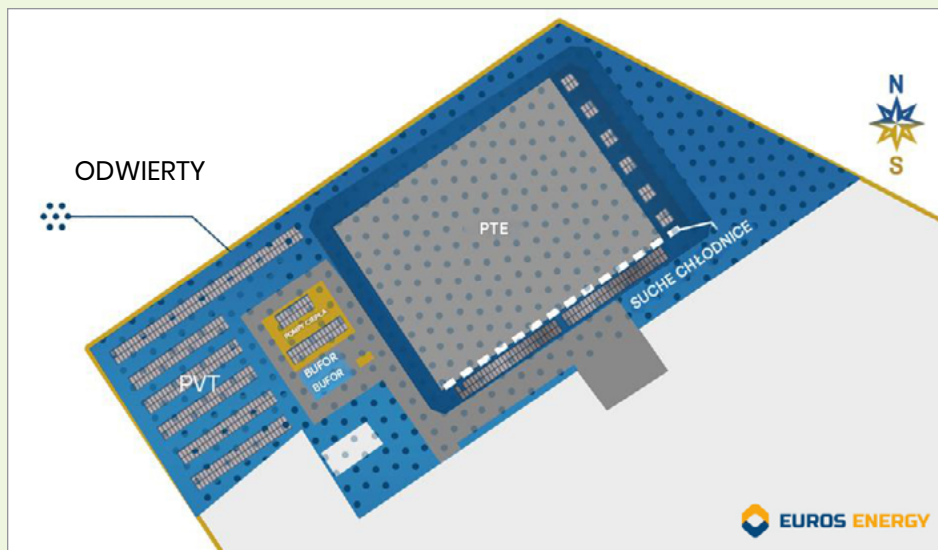




## CASE: W Lidzbarku pokazują, jak gromadzić ciepło na zimę

Uruchomiona w Lidzbarku Warmińskim Ciepłownia Przyszłości to cały kompleks technologii i rozwiązań pokazujący, jak może działać energetyka przyszłości. Jednym z jej zasadniczych cech

jest to, że energia elektryczna przenika się tu z energią ciepłą, co znacząco ułatwia magazynowanie nadwyżek, jakie dostarcza OZE. Jedno z największych wyzwań, które stoi przed nami w najbliższych latach.

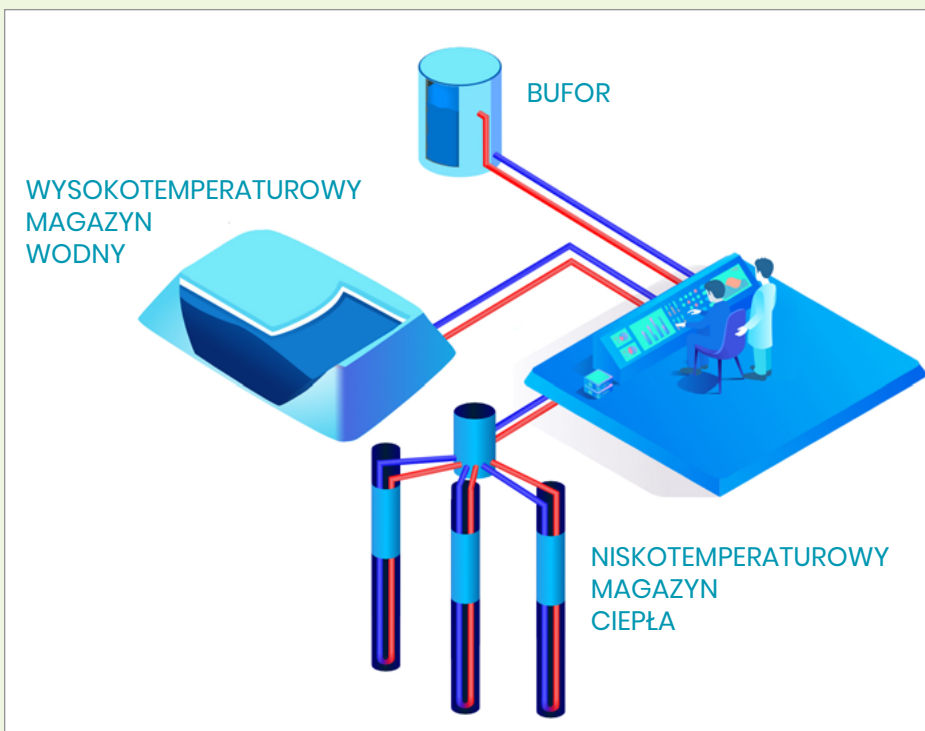


Instalacja uruchomiona w maju na Osiedlu Astronomów składa się z trzech zasadniczych elementów: wysokosprawnej pompy ciepła, paneli fotowoltaicznych oraz systemu magazynów ciepła, w tym największego w Polsce magazynu ciepła w formie zbiornika zagłębionego w gruncie. Głównym celem przedsięwzięcia było opracowanie i demonstracja uniwersalnego systemu wytwarzania, przetwarzania oraz magazynowania energii do celów grzewczych. Chodziło nie tylko o osiągnięcie odpowiednich efektywności, ale także możliwość powielenia go i przeskalowania na osiedlach mieszkaniowych w całej Polsce (powierzchnia użytkowa wszystkich lokali mieszkalnych na Osiedlu Astronomów to przeszło 28 tys. m kw.). Co istotne, całość bazyje na odnawialnych źródłach energii.

Kluczowym elementem Ciepłowni Przyszłości zaprojektowanej i wybudowanej przez Euros Energy są pompy ciepła zasilane z farmy fotowoltaicznej, instalacji PVT oraz

ciepłem z kolektorów słonecznych. Całość połączona jest z systemem trójstopniowego magazynowania ciepła w różnych temperaturach. Królem jest tu wspomniany wysokotemperaturowy magazyn wodny PTES (Pit Thermal Energy Storage). Ma formę szczelnego, izolowanego basenu, w którym utrzymuje się

temperaturę 7-70 st. C, a nawet więcej. Do tego jest niskotemperaturowy magazyn gruntowy BTES (Borehole Thermal Energy Storage), czyli rodzaj gruntowej, dwukierunkowej pompy ciepła składającej się z 300 wymienników (sond geotermalnych) o długości 99,9 m, oraz tzw. bufor sieci operujący w zakresie 70-85 st. C.





To właśnie ten bufor w formie zbiornika wody o pojemności 100 m sześć. stanowi pierwszy, najłatwiej dostępny poziom magazynowania ciepła. Drugi to magazyny gruntowe, które mają dużą pojemność oraz wysoką efektywność. Magazyn jest ładowany latem ciepłem wyprodukowanym przez hybrydowe kolektory PVT oraz pompy ciepła zasilane wyłącznie energią z fotowoltaiki. Jego zakres temperaturowy nie jest duży – od 5 do 20 st. C – a jako źródło grzania w największym stopniu wykorzystywany jest jesienią oraz wiosną.

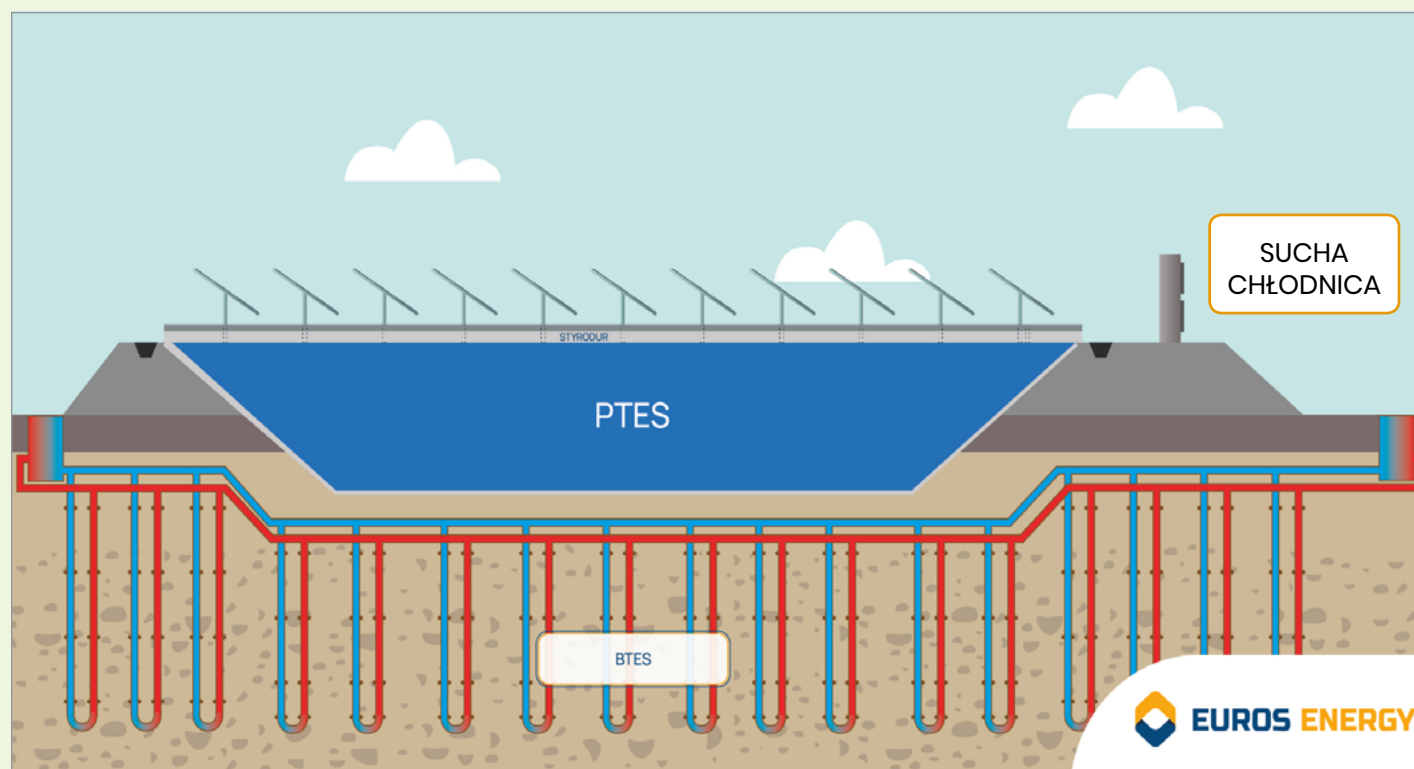
Ostatnią instancją w magazynowaniu ciepła jest najważniejszy na osiedlu wysokotemperaturowy magazyn wodny, składający się ze szczelnego, zaizolowanego basenu ziemnego o pojemności 15 tys. m sześć. Dzięki wyższym temperaturom wody, jaką można zgromadzić w PTES, pompy ciepła pracują przy wysokich parametrach współczynnika wydajności grzewczej (COP). Ważne to o tyle, że wodny magazyn ciepła

najczęściej wykorzystywany jest zimą, gdy temperatury na zewnątrz są najniższe, a przy tym pojawiają się wymogi utrzymania wyższych temperatur w sieci ciepłowniczej. No i w dodatku niewiele produkuje się energii elektrycznej z instalacji PV i PVT zasilających pompę ciepła.

W zimowe noce system wspierany jest przy tym prądem z sieci, także zakupionym z gwarancją pochodzenia z odnawialnych źródeł energii w ramach kontraktów PPA (ang. Power Purchase Agreement). Cały układ stworzony przez Euros Energy działa tak, aby jak najefektywniej

wykorzystać nadwyżki energii elektrycznej z instalacji OZE, które zbierają się latem. Opracowana technologia jest skalowalna – może zostać wykorzystana w systemach ciepłowniczych o mocy 50 MWt – i jest testowana na potrzeby modernizacji ciepłownictwa

powiatowego w całej Polsce, gdzie nie ma dużych scentralizowanych sieci ciepłych z dużym źródłem zasilania takim jak elektrociepłownia.







# Baterie termiczne

## TREND

**Większość wykorzystywanych dziś technologii na magazynowanie ciepła to bardzo tradycyjne metody. Wraz z potrzebą dekarbonizacji procesów termicznych – nie tylko w ciepłownictwie, ale także przemyśle takim jak np. hutnictwo – naukowcy i inżynierowie zaczęli pracować nad coraz bardziej innowacyjnymi rozwiązaniami. Zasadą jest, aby źródłem ich zasilania była czysta energia, którą później można odzyskać zarówno w postaci ciepła, jak i prądu.**

Fot. MGA Thermal

## Węgiel XXI wieku

Takim mianem ochrzczono sprasowany metalowy blok, który po naładowaniu energią odnawialną oddaje ją w formie ciepła. Materiał opracowany na Newcastle University, zwany Miscibility Gap Alloy (MGA), nawet wyglądem przypomina duże kostki węgla i podobnie można go wykorzystywać jako paliwo do podgrzewania wody w elektrowniach i napędzenia turbiny. W ten sposób można wykorzystać istniejącą już infrastrukturę do klasycznej produkcji prądu. Podobny mechanizm rozwijają start-upy Antora – pracujący z blokami węgla – oraz Rondo Energy i Electrified Thermal Solutions, które wykorzystują równie tradycyjne cegły. Podobnie jak w MGA materiały podgrzewa się nawet do 1,8 st. C i dzięki temu póki są ciepłe, trafiają np. do pieców hut. Dzięki nagrzewaniu w czasie pików, gdy prąd z OZE jest tani, koszty ich użycia są nawet 20 proc. niższe niż gazu. Mogą ponoć zastąpić około 90 proc. ciepła przemysłowego.

## Ogniwa termofotowoltaiczne (TPV)

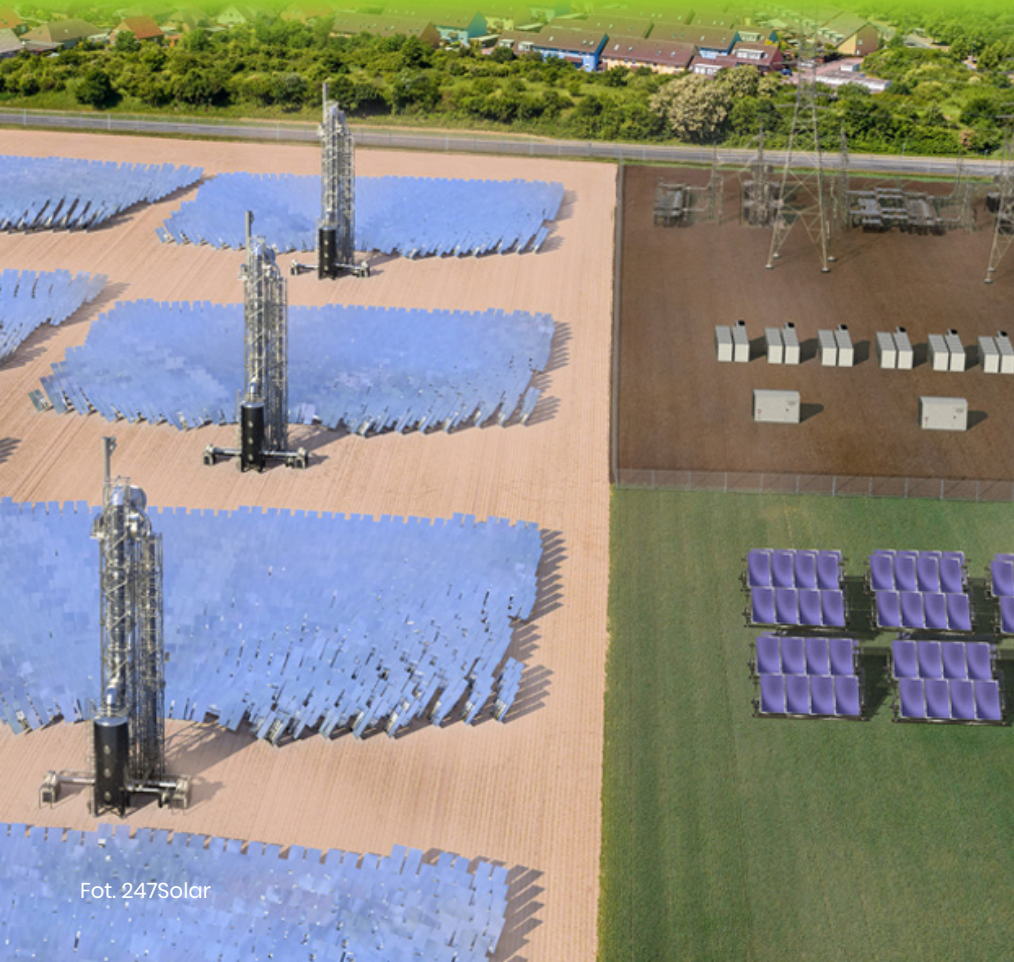
Bateria TPV pochłania nadmiar energii z OZE i magazynuje ją np. w grafitowych blokach rozgrzanych do 2,4 tys. st. C. Naukowcy MIT i ich start-up Fourth Power jako nośnika ciepła używa niepowodującej korozji, płynnej cyny. Podgrzana przez grafit trafia do „bloku mocy”, gdzie żarzące się rdzenie (także grafitowe) napędzają ogniwa TPV wrażliwe na światło o najwyższej częstotliwości. Reszta jest absorbowana przez rdzeń i oddawana do systemu, którego temperatura spada do 1,9 tys. st. C. Dzięki temu energia OZE musi tylko podnieść tę temperaturę do 2,5 tys. st. C, a nie nagrzewać od zera. To powoduje, że magazynowanie energii kosztuje od 10 do 20 dol. za kWh, dużo mniej niż 330 dol. w baterii litowej. Podobne rozwiązanie zaproponowali naukowcy z Uniwersytetu Michigan – nazywają to recyklingiem fotonów – i przy 1435 st. C uzyskują rekordową wydajność 44 proc. Technologię TPV rozwija też Antora, która wykorzystuje do tego rozgrzane bloki węgla.

## Fotoswitche

Tej nazwy nie należy tłumaczyć dosłownie. Nie są to włączniki światła, ale cząsteczki, które pochłaniają energię słoneczną i przekształcają ją w wiązania chemiczne. Reakcja ta jest odwracalna, a przy tym fotoswitche w przeciwieństwie do tradycyjnych magazynów nie oddają ciepła otoczeniu – wszystko trzymają w wiązaniu – więc nie mają strat w magazynowaniu. To szczególnie zaleta w tak bardzo potrzebnym długoterminowym magazynowaniu energii. Nad rozwojem tej technologii pracują m.in. naukowcy z Uniwersytetu Johanna Gutenberga w Moguncji (JGU) oraz Uniwersytetu Siegen. Dotychczas fotoswitche działały tylko na światło ultrafioletowe, ale dzięki użyciu sensybilizatora, który jest pośrednikiem w dostarczaniu im światła, poszerzyły spektrum, które na nie oddziałuje. Obecnie obejmuje większość światła widzialnego mieszczącą się w długości od 400 do 600 nm.



## CASE: słoneczna elektrociepłownia



Fot. 247Solar

Założony przez inżynierów MIT start-up 247Solar rozprawił się z kluczowym wyzwaniem fotowoltaiki: jak korzystać z energii słonecznej po zmroku. Aby to osiągnąć, zrobił coś na kształt solarnej elektrociepłowni.

Na pierwszy rzut oka jest to rodzaj farmy solarno-termalnej, gdzie zamiast paneli fotowoltaicznych mamy lustra śledzące słońce zwane heliostatami. Ustawione są tak, aby promienie po odbiciu skupić w jednym miejscu stojącej centralnie wieży. W klasycznym układzie solarno-termalnym w ten sposób nagrzewa się umieszczane tam kotły z wodą, a powstająca para o bardzo wysokiej temperaturze trafia do konwencjonalnej turbiny produkującej energię elektryczną. W ten sposób podobnie jak na klasycznej farmie słonecznej energia dostępna jest jednak tak długo, jak świeci słońce. Dlatego w 247Solar właśnie ten element został zmodyfikowany.

Co prawda również w tej instalacji wieża posiada odbiornik słoneczny. Urządzenie to jednak nie podgrzewa wody, ale ogrzewa powietrze do niemal 1 tys. st. C. Jest ono wykorzystywane do napędzania autorskich turbin 247Solar. Tu jednak nie tylko wytwarza się prąd (z mocą 400 kW), ale także ciepło (600 kW) w części wykorzystywane do procesów przemysłowych (np. w hucie). Reszta gorącego powietrza jest kierowana do systemu magazynowania energii cieplnej HestStorE bazującego na piasku, który nagrzewa się za pomocą grzałek oporowych. To tanie rozwiązanie, które w dodatku jest w stanie zatrzymać ciepło nawet przez 20 godzin. Dlatego gdy słońce przestaje świecić, można je odzyskiwać przez całą noc i wykorzystywać do napędzania turbin generujących prąd.

„Oferujemy całodobową energię elektryczną, ale także opcję łączonego

ciepła i zasilania, z możliwością pobrania ciepła do 970 stopni Celsjusza do wykorzystania w procesach przemysłowych. To bardzo elastyczny system”, mówi Bruce Anderson, który 247Solar założył wspólnie z nieżyjącym już profesorem Davidem Gordonem Wilsonem. Podstawą ich przedsięwzięcia były opracowane jeszcze na uczelni wysokotemperaturowe wymienniki ciepła. W instalacji zostały zintegrowane z tym, co Anderson opisuje jako konwencjonalna turbina podobna do silnika odrzutowego. To właśnie dzięki niej możliwe jest wytwarzanie energii z wykorzystaniem cyrkulacji gorącego powietrza pod ciśnieniem otoczenia. Bez spalania lub emisji. Pierwsze wdrożenie firmy ma być przeprowadzone w dużym zakładzie użyteczności publicznej w Indiach.





## Elektryfikacja ciepła



Fot. Michael Pointner/Unsplash

● W dobie szukania bezemisyjnych rozwiązań nawet tak pozornie nieszkodliwe dla klimatu urządzenia jak kuchenki gazowe stają się *passé*. Stąd z biegiem czasu coraz więcej osób przechodzi na płyty indukcyjne. Ten sam proces przechodzimy w motoryzacji, gdzie co prawda znacznie wolniej, ale auta elektryczne wypierają pojazdy spalinowe. Bo jedynym sposobem na eliminację CO<sub>2</sub> z działalności człowieka jest zrezygnowanie z użycia paliw kopalnych wszędzie, gdzie się da, i elektryfikacja urządzeń. Dziś to temat numer jeden nie tylko w transporcie, ale także ciepłownictwie, które na poziomie globalnym w 65 proc. zasilane jest paliwami kopalnymi (a jeśli doliczyć ciepło sieciowe, gdzie węgiel i gaz wciąż są ważnymi paliwami, to nawet w 77 proc.). Potwierdza to ogromny wzrost popularności pomp ciepła, który jeszcze będzie się zwiększał. Dziś

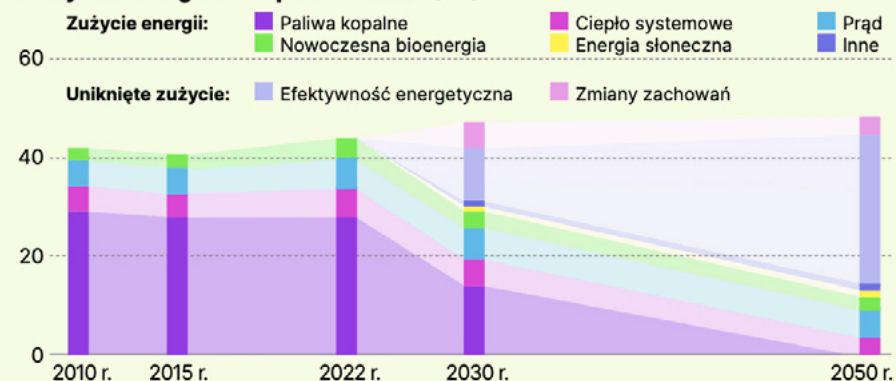
w budynkach instaluje się pompy o łącznej mocy około 1 TW, a pod koniec dekady 2,2 TW w najbardziej zachowawczym scenariuszu i 3 TW, jeśli chcemy powstrzymać postępujące zmiany klimatu. W związku z tym co najmniej podwoi się ich wykorzystanie do ogrzewania budynków – dziś dostarczają 12 proc. ciepła, a według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) w 2030 r. będzie to już 25 proc., i to w scenariuszu podstawowym (STEPS). Jeśli jednak chcemy dążyć do gospodarki bezemisyjnej, pod koniec dekady powinny dostarczać już 40 proc. ciepła (wg scenariusza NZE). Według szacunków Bloomberg NEF w takim scenariuszu liczba instalacji pomp ciepła do 2050 r. osiągnie na całym świecie 507 mln. ● Nie oznacza to jednak, że ciepło wyprodukowane przez pompy w liczbach bezwzględnych znacząco wzrośnie – będzie to przeskok z 5,5–6 EJ do 7–7,5 EJ w 2030 r. Wynika to z faktu, że zapotrzebowanie na ciepło całkowite po prostu spadnie z 42 do 30 EJ – to opracowany przez IEA tzw. scenariusz NZE, w którym

świat realizuje postawione sobie cele klimatyczne. W rzeczywistości głównym trendem w ciepłownictwie jest bowiem wzrost efektywności energetycznej budynków i urządzeń grzewczych, do czego przyczynia się też upowszechnienie pomp ciepła. Tylko do końca tej dekady ma odpowiadać za redukcję zapotrzebowania na ciepło o 11 EJ, czyli ponad jedną czwartą. Trend ten utrzyma się aż do połowy wieku, kiedy to wzrost efektywności energetycznej doprowadzi do zmniejszenia zapotrzebowania o prawie trzy czwarte – około 30 EJ.

Wówczas zgodnie ze scenariuszem NZE do ogrzewania nie będą już wykorzystywane paliwa kopalne. Drugim istotnym czynnikiem zmniejszającym zużycie energii będą zmiany zachowań użytkowników – bardzo widoczne już w 2030, gdy pozwolą oszczędzić 5–6 EJ – a ogrzewanie z wykorzystaniem energii słońca zyska na znaczeniu.

● Na razie elektryfikacja ogrzewania, zamiast postępować, złapała zadyszkę i to już w 2023 r., gdy po dwóch kolejnych latach dwucyfrowego wzrostu globalna sprzedaż pomp

### Zużycie energii w ciepłownictwie (EJ)





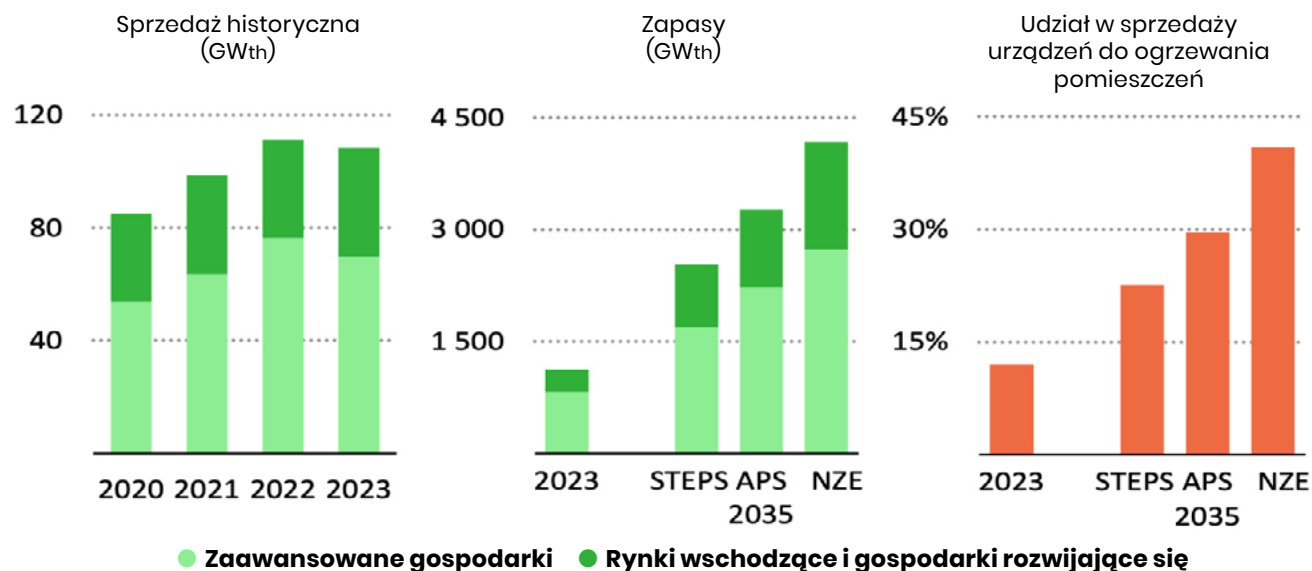
ciepła odnotowała spadek o 3 proc. Sprzedaż wzrosła o 12 proc. w Chinach, ale był to jedyny duży rynek, który przeciwstawił się tej tendencji. Do globalnego spowolnienia przyczyniło się przede wszystkim wygaszenie kryzysu energetycznego, a co za tym idzie, spadek cen gazu ziemnego w porównaniu ze szczytami z 2022 r. Do tego doszły zmiany w polityce i dotacjach, mniej nowych budów, ale także powszechna niechęć konsumentów do kosztownych inwestycji w obliczu wysokich stóp procentowych i inflacji. Spadek sprzedaży pomp ciepła odzwierciedla również szerszy spadek sprzedaży urządzeń grzewczych w niektórych regionach. Według ekspertów IEA pomimo niewielkiego spadku sprzedaży istnieją jednak powody, aby spodziewać się ożywienia w nadchodzących latach: „Uwzględniając cały cykl życia, na kluczowych rynkach pompy ciepła stają się coraz bardziej konkurencyjne w stosunku do kotłów gazowych. A biorąc pod uwagę zarówno chłodzenie, jak i ogrzewanie, pompy ciepła stanowią już jedną

z najbardziej opłacalnych opcji, nawet na rynkach, na których ceny gazu ziemnego są stosunkowo niskie, takich jak Stany Zjednoczone”.

● Pompy ciepła nie są technologią zarezerwowaną dla rozwiązań indywidualnych i właścicieli domków jednorodzinnych. Duże urządzenia są w stanie zasiląć całą sieć ciepłą. Jak to się robi, w ubiegłym roku pokazali Duńczycy, którzy w miejscowości Esbjerg uruchomili największą na świecie pompę ciepła. Działającą tu elektrociepłownię Ørsted zastąpiło urządzenie typu woda-woda o mocy 60 MW z dwutlenkiem węgla w roli czynnika chłodniczego. Źródłem są wody Morza Północnego, których temperatura zimą spada do 1–4 st. C. Urządzenie zapewnia teraz ogrzewanie dla 100 tys. mieszkańców (25 tys. gospodarstw domowych) – dostarcza około połowy ciepła sieciowego w Esbjerg i dwóch sąsiednich miastach Varde i Nordby. Robi to przy użyciu wytwarzanej na miejscu energii elektrycznej, która w 2/3 pochodzi z farm wiatrowych i słonecznych. Pozostałe ciepło zapewnia podobnej

mocy kocioł na biomasę (60 MW) opalany zrębkami drewna, a jako moc szczytowa w pogotowiu pozostaje elektryczny bojler (o mocy 40 MW). Dzięki temu rocznie udaje się zaoszczędzić 120 tys. ton CO<sub>2</sub>.

### Globalna sprzedaż i zapasy pomp ciepła według scenariusza, 2020–2035



**Sprzedaż pomp ciepła na świecie spadła o 3% w 2023 r., co oznacza zmianę po dwóch kolejnych latach dwucyfrowego wzrostu, ale ich udział w rynku ma się prawie podwoić do 2035 r. w ramach scenariusza STEPS**

Uwaga: GWth = gigawaty cieplne.

IEA. CC BY 4.0.





# Geotermia: drugie po fotowoltaice największe źródło energii na ziemi



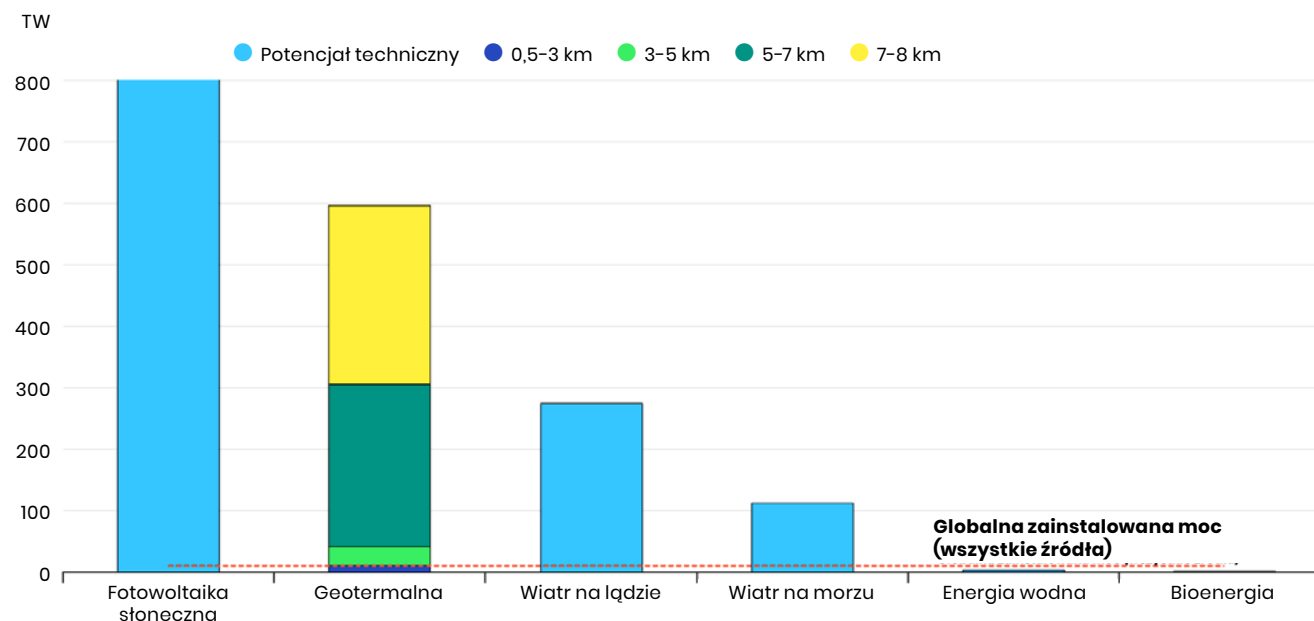
Fot. Tasha Marie/Unsplash

● Dotychczas mocno ignorowany potencjał geotermii zaczął być wreszcie doceniany. Departament Energii USA ocenił, że może ona zaspokoić ponad 20 proc. zapotrzebowania na energię w USA (Enhanced Geothermal Earthshot), a Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) przekonuje, że z punktu widzenia

wytwarzania energii elektrycznej pełny potencjał techniczny systemów geotermalnych nowej generacji wśród technologii odnawialnych ustępuje tylko słonecznej – 140-krotnie przekracza globalne zapotrzebowanie na prąd. Jej możliwości rosną wraz z głębokością, do której są w stanie sięgnąć wiertnicy. Nowe technologie

wiercenia eksplorujące zasoby na głębokościach powyżej 3 km otwierają potencjał geotermalny w prawie wszystkich krajach świata. Wykorzystanie zasobów termicznych na głębokości poniżej 8 km może dostarczyć prawie 600 TW pojemności geotermalnej przy żywotności 25 lat.

Potencjał techniczny wybranych technologii energii odnawialnej do wytwarzania energii elektrycznej



IEA. Licencja: CC BY 4.0



● Potencjał techniczny geotermii przekracza całe zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło w Afryce, Chinach, Europie, Azji Południowo-Wschodniej i Stanach Zjednoczonych. Według IEA Geotermia jest szczególnie obiecująca na rynkach o szybko rosnącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną, uzupełniając produkcję z innych technologii niskoemisyjnych, takich jak odnawialne źródła energii i energia jądrowa, i jednocześnie wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne.

● Istotnym czynnikiem w tej branży jest więc postęp technologiczny, który obejmuje wiercenie poziome i szczelinowanie hydrauliczne udoskonalone przez rozwój ropy i gazu w Ameryce Północnej (o tym poniżej w rozdziale: Elektrownia geotermalna). „Jeśli geotermia pójdzie w ślady sukcesów innowacji, takich jak energia słoneczna PV, wiatr, pojazdy elektryczne i baterie, może stać się kamieniem węgielnym jutrzejszych systemów elektrycznych i grzewczych jako możliwe do wyciągnięcia i czyste źródło energii. W tej chwili geotermia zaspokaja mniej niż 1

proc. światowego zapotrzebowania na energię, a jej wykorzystanie koncentruje się w kilku krajach o łatwo dostępnych i wysokiej jakości zasobach, w tym w Stanach Zjednoczonych, Islandii, Indonezji, Turcji, Kenii i Włoszech”, piszą eksperci IEA, przekonując, że dzięki ciągłym ulepszeniom technologicznym i obniżeniu kosztów projektów energia geotermalna może zaspokoić do 15 proc. globalnego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną do 2050 r. Oznaczałoby to efektywne ekonomicznie rozmieszczenie aż 800 GW mocy geotermalnej na całym świecie, produkującej prawie 6000 TWh energii rocznie, co odpowiada obecnemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną w Stanach Zjednoczonych i Indiach razem wziętych.

● Za geotermią przemawia nie tylko potencjał, ale także jej profil energetyczny. Może zapewnić całodobowe wytwarzanie prądu oraz produkcję i magazynowanie ciepła. Ponieważ źródło energii jest ciągłe, elektrownie geotermalne mogą pracować z maksymalną wydajnością przez cały dzień i rok. W 2023 r. średnio

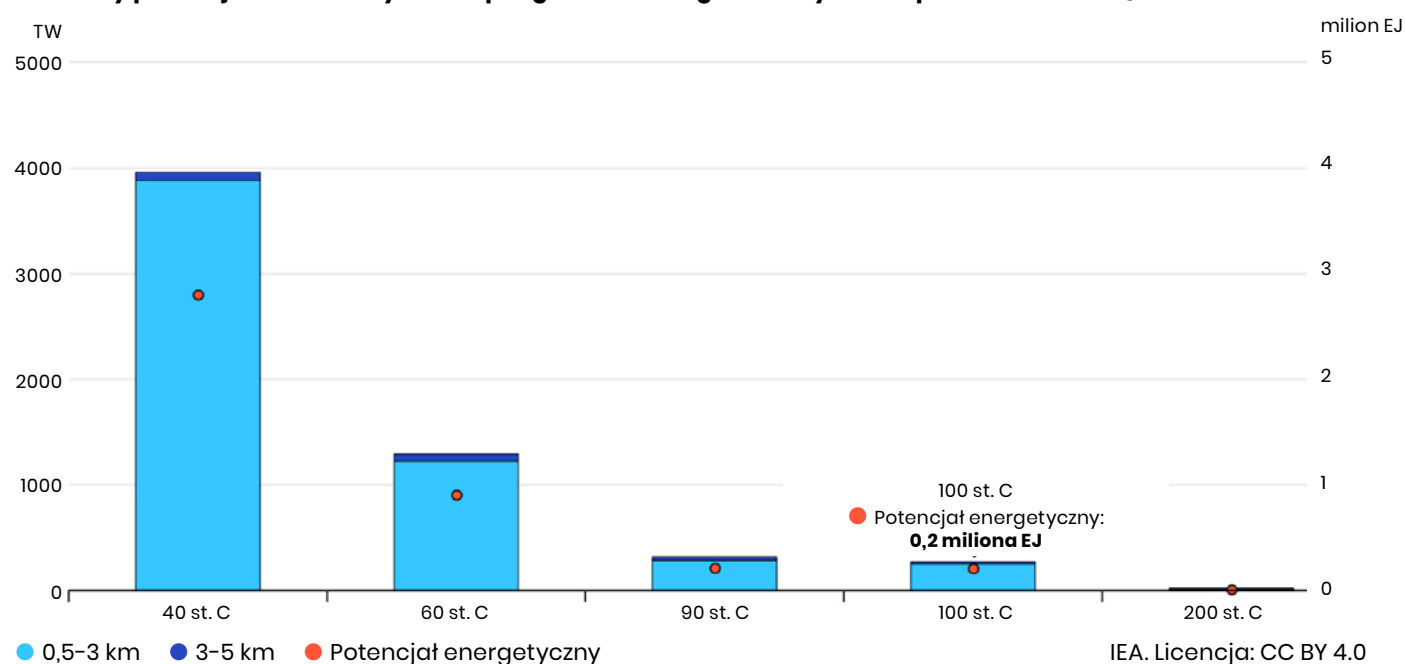
globalna zdolność geotermalna miała wskaźnik wykorzystania powyżej 75 proc. w porównaniu z mniej niż 30 proc. dla energii wiatrowej i mniej niż 15 proc. dla fotowoltaiki słonecznej. Ponadto elektrownie geotermalne mogą działać elastycznie w sposób, który przyczynia się do stabilności sieci elektroenergetycznych, zapewniając

zaspokojenie popytu przez cały czas i wspierając integrację niestabilnych odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna, energia PV i wiatr.

● Geotermia może również zapewnić ciągłe źródło ciepła niskiego i średniotemperaturowego do stosowania w budynkach, przemyśle

i ciepłownictwie. Globalny potencjał geotermalny z warstw wodonośnych osadowych na głębokościach do 3 km i temperaturach powyżej 90 st. C szacuje się na jakieś 320 TW. Jest to zgodne z wymaganiami istniejących sieci ciepłowniczych opalanych paliwami kopalnymi, które można zdekarbonizować poprzez przejście

Globalny potencjał techniczny dla ciepła geotermalnego w różnych temperaturach odciążenia







na ciepło geotermalne. W przypadku niższych wymagań temperaturowych potencjał geotermalny wzrasta blisko dziesięciokrotnie.

Międzynarodowa Agencja Energii szacuje, że jeśli uda się osiągnąć głębokie redukcje kosztów w energetyce geotermalnej, całkowita wartość inwestycyjna w tym obszarze do 2035 r. może osiągnąć łącznie 1 bln dol. i 2,5 bln dol. do 2050 r.

W szczytowym okresie inwestycje geotermalne mogą osiągnąć 140 mld dol. rocznie, czyli więcej niż obecne inwestycje w lądową energię wiatrową na całym świecie. Jako zdatne do przesyłu źródło czystej energii geotermia przyciąga również zainteresowanie interesariuszy spoza branży energetycznej, w tym firm technologicznych, które chcą zaspokoić szybko rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną w centrach danych.

● Paradoksalnie kluczową rolę w zwiększaniu efektywności kosztowej geotermii ma do odegrania przemysł naftowy i gazowy. Do

80 proc. inwestycji wymaganych w projekcie geotermalnym obejmuje bowiem technologie i działania, które są powszechne w przemyśle wydobywczym. Branża ma możliwe do przeniesienia umiejętności, dane, technologie i łańcuchy dostaw, które sprawiają, że jest kluczowa dla perspektyw geotermii. Wejście w branżę geotermalną może być także sposobem na dywersyfikację i przynieść wielką korzyść dla przemysłu naftowego i gazowego, zapewniając możliwości rozwoju nowych linii biznesowych w szybko rozwijającej się gospodarce czystej energii, a także zabezpieczenie przed ryzykiem handlowym wynikającym z przewidywanych przyszłych spadków popytu na ropę i gaz.

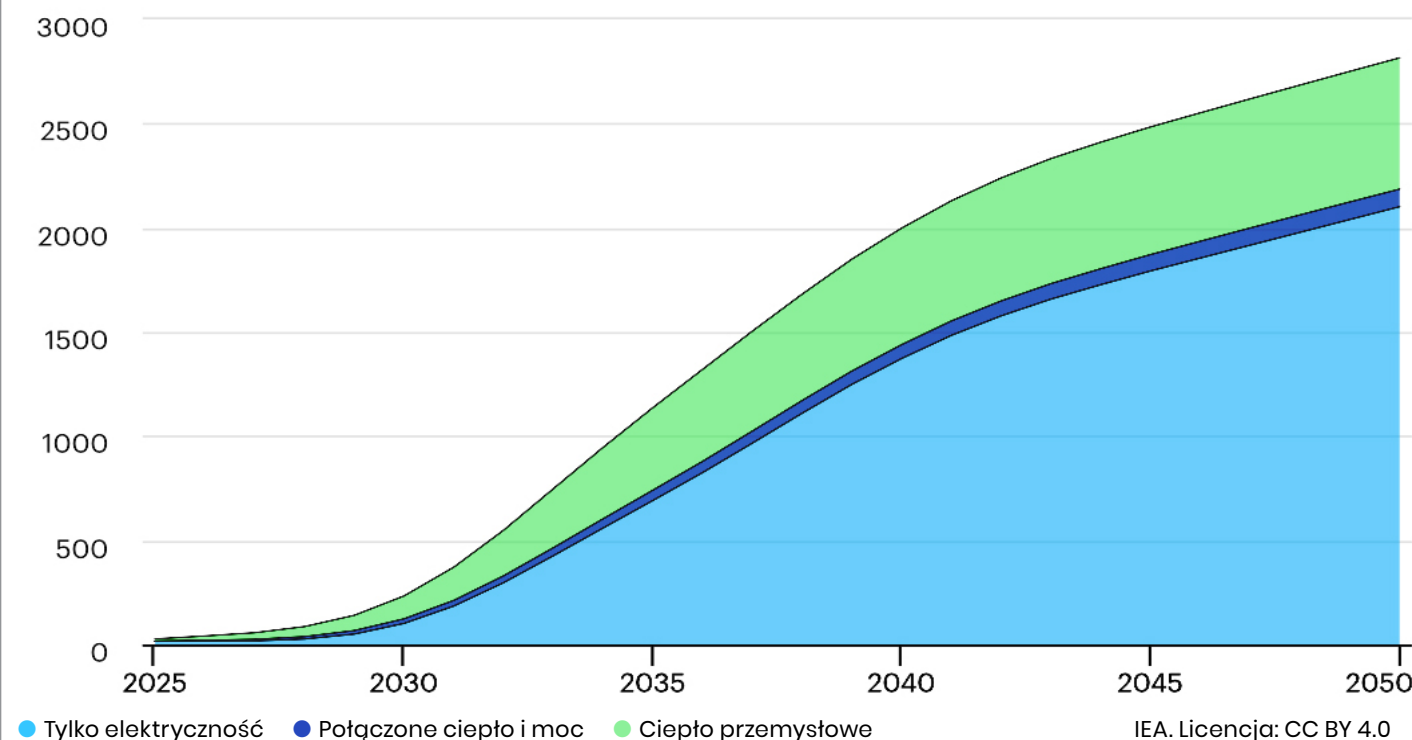
● Według IEA doświadczenie i wiedza branży wydobywczej, a także wsparcie polityczne oraz innowacje technologiczne mogą pomóc obniżyć koszty nowych projektów geotermalnych do poziomu, który uczyni geotermię jednym z najtańszych źródeł niskoemisyjnej energii elektrycznej. Agencja szacuje,

że przy odpowiednim wsparciu w perspektywie 2035 r. koszty geotermii mogą spaść o 80 proc. Wówczas mogłaby dostarczać energię

elektryczną za około 50 dol. za MWh. Przy tym poziomie kosztów energia geotermalna nowej generacji byłaby również wysoce konkurencyjna

w stosunku do fotowoltaiki słonecznej i wiatrowej w połączeniu z magazynowaniem baterii.

**Skumulowane inwestycje w energię geotermalną nowej generacji, 2025–2050**  
miliard dol. (2023, MER)





## CASE: geotermia zamiast pieca

Oto pomysł na szybką ekologizację ogrzewania: dostawca gazu zaproponował mieszkańcom, żeby porzucili swoje piece gazowe, a on dostarczy im ciepło prosto z ziemi. Tak stało się w Framingham niedaleko Bostonu, gdzie lokalna firma użyteczności publicznej Eversource poprowadziła taką, wciąż eksperymentalną, konwersję.

Prostsze byłoby zastąpienie pieców pompami ciepła. W Massachusetts są jednak ambitni i przed sezonem grzewczym w ramach pilotażu do ciepła sieciowego ze źródeł geotermalnych podłączono 40 budynków, w tym wielorodzinnych z mieszkaniami dla lokatorów o niskich dochodach, kilka małych firm i działającą po sąsiedzku remizę strażacką. Jest to pierwszy tego typu projekt prowadzony przez przedsiębiorstwo użyteczności

publicznej w USA. „Mamy nadzieję zademonstrować, że ta technologia jest naprawdę skalowalna i może zostać wdrożona do większej bazy klientów” – mówi

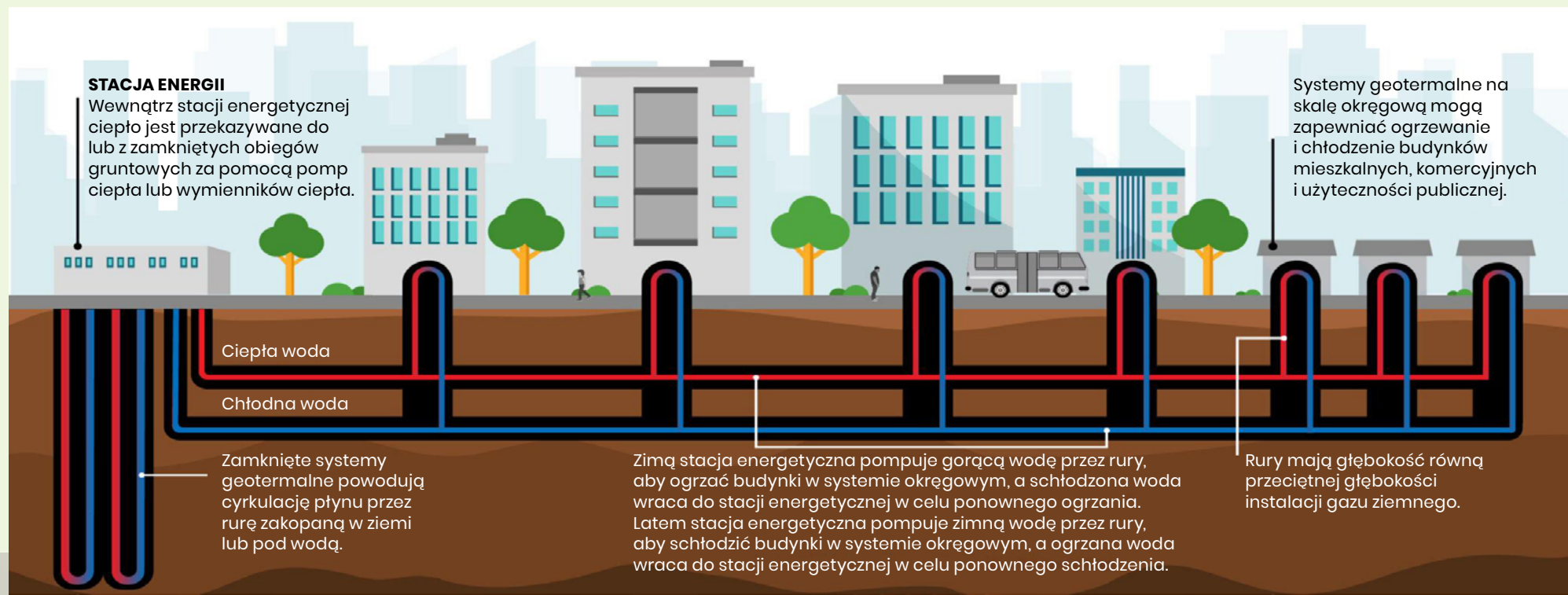
Eric Bosworth, który w Eversource odpowiada za przedsięwzięcie.

Właściciele domów, którzy nie byłiby w stanie pozwolić sobie na ciepło geotermalne – indywidualna instalacja kosztuje nawet 40 tys. dol. – korzystają z zasobów dostawcy energii, który sfinansował inwestycję wartą 14,7 mln dol., a jej koszt rozłoży na lata w rachunkach za ogrzewanie.

Eversource pokrył też wszystkie koszty instalacji po stronie klientów. Poza centralnym ogrzewaniem jest to również centralna klimatyzacja. Instalacja daje bowiem ciepło zimą, a latem nadmiar ciepła z budynków jest odsyłany z powrotem pod ziemię, obniżając temperaturę powietrza w mieszkaniach.

W ciągu najbliższych dwóch lat przedsiębiorstwo będzie badać,

ile energii oszczędzają klienci, a także jaką jest różnica w ich rachunkach za media w porównaniu z poprzednim systemem ogrzewania. Badanie będzie również miało na celu określenie, jak bardzo zmniejszone zostały emisje CO<sub>2</sub>. W tym względzie ważne jest, aby cały system przeszedł na energię elektryczną z czystych źródeł.







# Cichy boom na geotermię



**Z perspektywy dużych miast, takich Warszawa, Wrocław czy Kraków tego nie widać, ale Polska, przede wszystkim ta powiatowa, przeżywa prawdziwy boom na geotermię.**

Do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska po pieniądze na odwierty poszukiwawcze gorących źródeł w ciągu trzech lat zgłosiły się już 43 miasta, a kolejka dalszych chętnych robi się coraz dłuższa. I to coraz większych ośrodków, takich jak np. Poznań, który do 2029 roku 20 proc. ciepła w swojej sieci chciałby pozyskiwać właśnie z geotermii. Samorządowcy podchwycili hasło "woda zamiast węgla" i realizują projekty, na których wszyscy wygrywają, bo są korzystne dla klimatu, mieszkańców, którzy mogą zacząć oddychać lepszej jakości powietrzem, a na końcu także opłacalne.

– To nowe otwarcie tego miasta. Przemysł paliwowo-energetyczny rządził tutaj ponad pół wieku. To się skończyło. Postawiliśmy na coś nowego, choć nadal czerpiemy

z natura. Mam nadzieję, że przyniesie nowy rozwój dla tego miasta. To nie tylko ciepło dla miasta, ale i baseny balneologiczne, lecznicze etc. Woda, która może się przyczynić do rozwoju miasta pod względem turystycznym – mówi Romuald Antosik burmistrz Turku, który już w przyszłym roku uruchamia geotermalną ciepłownię obniżając zarówno poziom zanieczyszczeń, jak i rachunki dla mieszkańców.

Dla niego i wielu innych samorządowców jednym z kluczowych punktów odniesienia jak może działać taki zakład jest geotermia w Stargardzie, jedna z dziewięciu uruchomionych już w Polsce ciepłowni czerpiących energię spod ziemi. Referencja jest bardzo dobra o tyle, że temperatury wody w okolicach 90 st. C nie odstaje bardzo mocno od większości lokalizacji (w Turku sięga 78 st. C), więc pracuje w warunkach podobnych do tych z którymi będą się mierzyć kolejne miasta. Przy tym to druga największa w Polsce instalacja, pokazująca na jak dużą skalę może działać geotermia.





G-Term, bo tak nazywa się zakład, już dziś dostarcza 62,5 proc. ciepła do systemu miejskiego w Stargardzie, a po planowanych inwestycjach jej efektywność jeszcze wzrośnie (do ponad 90% potrzeb sieciowych, a stąd już blisko do całkowitej dekarbonizacji), co da miastu możliwość skupienia się na modernizacji i rozwoju sieci przesyłowej.

Tutaj nowa geotermia i stara ciepłownia węglowa sąsiadują ze sobą – stoją po dwóch stronach ulicy Ciepłowniczej – co też jest charakterystycznym obrazkiem przemiany technologicznej, jakie czeka ciepłownictwo w wielu miastach. Po jednej stronie ulicy mamy niewielki budynek z instalacją hydrotechniczną do przepompowywania i filtrowania wody wydobytej spod ziemi, a po drugiej zwieńczoną dwoma strzelistymi kominami kotłownię zasilaną węglem. Dziś już jednak tylko w sezonie grzewczym. Geotermia jako czyste źródło energii, które dostarcza ciepła cały rok bez przerw dedykowana jest bowiem do tego aby działać w tzw. “podstawie”. Jest więc

dostawcą pierwszego wyboru i póki ma tyle mocy, aby ogrzać całe miasto można się obyć bez rozpalania pieców węglowych. Zazwyczaj trwa to od wiosny, do jesieni, ale okres w którym geotermia radzi sobie w pojedynkę z roku na rok się wydłuża. I mieszkańcy sami mogą się przekonać jak bardzo jest to dla nich korzystne. W 2024 roku gdy G-Term zwiększył udział w dostawie ciepła z 50 proc. do 62,5 proc. od razu o ponad 20 proc. wzrosła ilość unikniętej emisji tlenków azotu (NOx), dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) oraz pyłów zawieszonych. W Stargardzie im więcej ciepła dostarcza Ziemia, tym lepiej się oddycha.

A proces ten napędzają dwa czynniki jednym z nich jest sam klimat, który ostatnio przynosi nam łagodne zimy i zmniejsza potrzeby grzewcze, a drugim sama instalacja. G-Term jako pionier branży przez lata uczył się jak najsprawniej wydobywać spod ziemi gorącą wodę i po schłodzeniu zatłaczać ją z powrotem, bo tylko w ten sposób cały układ jest neutralny dla środowiska. Z roku na rok na rok sprawność instalacji w Stargardzie







więc rosta: dekadę temu rocznie dostarczała 150 GJ energii, a dziś już ponad 300 GJ. Temu towarzyszyło także robienie nowych odwiertów, które sprawiają, że ciepła robi się po prostu więcej. Wzrost przepływu wody spod ziemi nie jest jednak jedynym sposobem na zwiększenie mocy, a co za tym idzie ograniczenie pracy pieców węglowych. Po oddaniu ciepła do sieci woda wciąż jest gorąca – ma 40 – 50 st. C – przy pomocy pomp ciepła zasilanych czystą energią można ją jeszcze podgrzać i wykorzystać do zasilania sieci.

Dzięki geotermii efektywniejszy może być też zresztą cały system grzewczy w Stargardzie, co także może wpłynąć na to, aby energia ciepła była w mieście coraz czystsza. Przestarzałe i niedrożne rurociągi oraz mało sprawne węzły cieplne to jedno z utrapień miastach średniej wielkości, takich jak Stargard, gdzie w sieci cieplne nie zainwestowały duże grupy energetyczne. Kiepska sprawność ich pracy powoduje, że w obieg trzeba pompować wodę o wyższej temperaturze, aby

przy odpowiednich parametrach dotarła, aż na krańce miasta. W tym przypadku głównym wyzwaniem są pieniądze potrzebne na inwestycje, a tu sytuację diametralnie zmieniła sama geotermia. Tylko dzięki temu, że zaczęła dostarczać więcej niż połowę ciepła do sieci, Stargard może zacząć się starać o dofinansowanie do remontu sieci z funduszy proekologicznych. A jeśli tak się stanie jej wyższa sprawność spowoduje, że nie trzeba będzie w nią pompować, aż tyle energii, co z kolei sprawi, że piece w ciepłowni krócej będą dymić i spadną koszty ogrzewania.

Korzyści z geotermii nie są bowiem tylko zdrowotne i środowiskowe – w 2024 roku wraz ze wzrostem jej udział w ogrzewaniu miasta uniknięto emisji kolejnych 8 tys. ton CO<sub>2</sub> – ale także finansowe. Era taniego ogrzewania węglem przeszła już do historii. Po pierwsze od wybuchu wojny na Ukrainie jego ceny są wyraźnie wyższe – wcześniej oscylowały wokół 200 – 300 zł za tonę, a w grudniu ub.r. gdy rozpędał się sezon grzewczy stawka wynosiła 545 zł za tonę (dane: indeks

PSCMI2 dla ciepłownictwa). Jeszcze większe znaczenie mają jednak uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, które dziś kosztują około 65 euro za tonę i w dłuższej perspektywie będą stale rosły. Wszystko to sprawia, że stawki za ciepło z węgla przekraczają 100 złotych za GJ, podczas gdy geotermia dostarcza je w cenie ok. 90 złotych za GJ. Tu podstawowym kosztem jest amortyzacja inwestycji w instalację, do której dochodzą znacznie niższe wydatki na jej bieżącą obsługę.

– To ciepło darmowe i nieograniczone. Najlepsza alternatywa dla węgla używanego w ciepłowniach, którego prędzej czy później będziemy musieli się pozbyć. A warunki geologiczne nam sprzyjają, bo pas podziemnych wód geotermalnych ciągnie się od Szczecina, aż do Warszawy, duże ich pokłady są na południu w stronę Karpat i Sudetów. Wiele miast może z niej skorzystać. – mówi Wiesław Podraza, główny udziałowiec G-Term Energy, który w ostatnich latach stał się też jednym z najważniejszych w Polsce propagatorów idei rozwoju geotermii, jako najlepszego



sposobu na ekologizację polskiego ciepłownictwa. Klimat, aż tak się nie zmienił abyśmy przestali zimą grzać, a zbyt wiele alternatyw dla węgla nie będzie. Na dłuższą metę jedynym ekologicznym paliwem, którym można zasilać piece pozostaną odpady, ale jest ich za mało, a wraz ze wzrostem recyklingu będzie tylko ubywać. Tzw. leśna biomasa nie ma przed sobą perspektyw, bo przestaje być już uznawana za ekologiczne źródło energii, a samymi pompami ciepła nie da się ogrzać wielkich sieci grzewczych. Wszędzie tam gdzie się da Polska powinna więc korzystać z geotermii. A mowa tu o 40 proc. powierzchni kraju, gdzie podziemne wody mają minimum 60 st. C. Potencjał jest na około 200 instalacji o mocy do 100 MW, także w większych miastach – poza Poznaniem, m.in. także w Warszawie, Łodzi oraz Szczecinie.

Stąd powstał nawet wieloletni program rozwoju i wykorzystania energii geotermalnej w Polsce do zasilenia istniejącego systemu ciepłownictwa. W jego ramach

zaproponowano zagospodarowanie energii geotermalnej w 114 istniejących ciepłowniach o mocy powyżej 5MW. Aby ruszyć z miejsca do 2040 roku powinno się wykonać 78 otworów badawczych oraz 78 instalacji geotermalnych o łącznej mocy 290 MW. Tak jak obecnie całość musi rzecz jasna być wspierana środkami publicznymi, którymi zarządza NFOŚiGW. Będzie to pewien wysiłek, również finansowy, taki szeroki program wsparcia dla geotermii ma jednak szereg korzyści i mocnych stron:

- Ze względu na duże inwestycje początkowe związane z odwiertami to projekty dedykowane do wsparcia ze środków publicznych, zwłaszcza środków z funduszy UE.

- Duży potencjał geotermii potwierdza fakt, że z dotychczas wykonanych tzw. odwiertów rozpoznawczych ponad 90 proc. okazało się zdalnych do wykorzystania jako źródło ciepła.

- Dzięki geotermii około 200 przedsiębiorstw ciepłowniczych

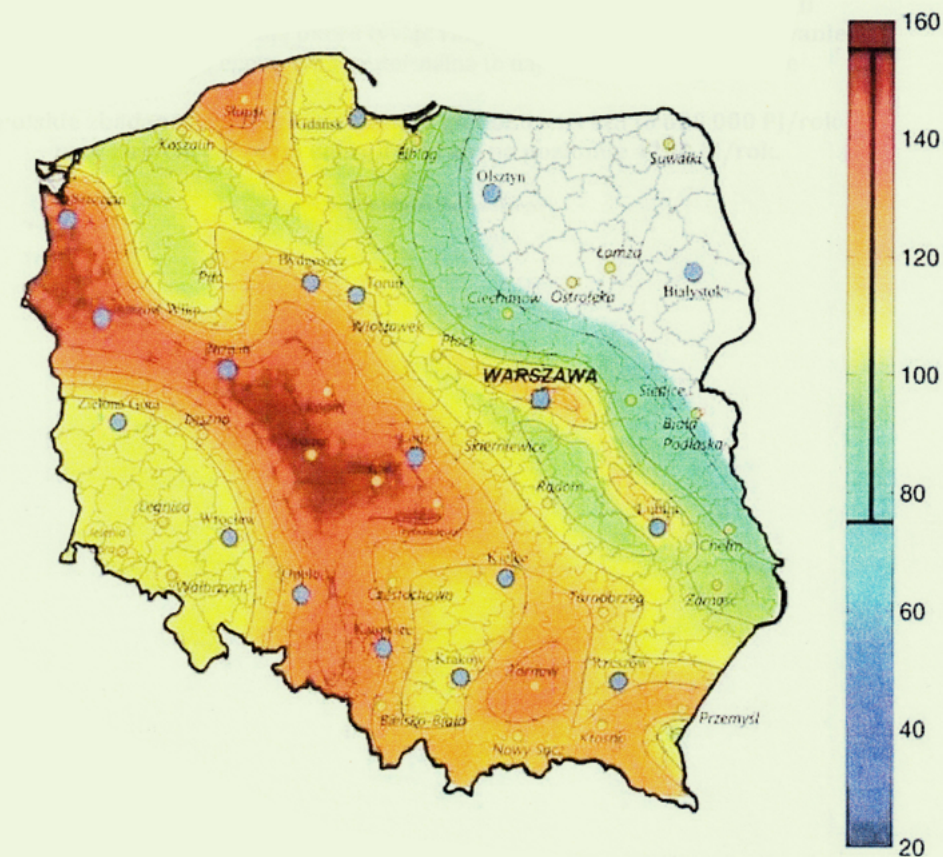
ma potencjał stać się systemami zeroemisyjnymi.

- Dekarbonizacja znacznej części ciepłownictwa za sprawą źródeł geotermalnych (50 PJ) rocznie przyniesie 1,9 mld zł oszczędności na kosztach węgla i 1,8 mld zł na kosztach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

- Inwestycje w geotermię to również wsparcie dla samorządów, które realizują w tym obszarze najwięcej projektów.

- Geotermia jest stabilnym, lokalnym źródłem ciepła niezależnym miasta od wahań cen surowców i ryzyka ciągłości dostaw.

- Wymiana węgla na geotermię (ok 50 PJ ciepła pozwoli nie tylko uniknąć znaczącej emisji CO<sub>2</sub> (5,6 Mt), ale także gazów szkodliwych dla ludzi: tlenków siarki (12 KtSO<sub>x</sub>), tlenków azotu (11 KtNO<sub>x</sub>) oraz 1,5 Kt ton pyłu zawieszonego (PM).







## CASE: elektrownia geotermalna

Przyzwyczailiśmy się do myśli, że geotermia co najwyżej może dostarczyć nam ciepła. Tymczasem działają już elektrownie, które z gorącego gruntu produkują prąd. Jedną z nich znajduje się na pustyni Nevada, gdzie start-up Fervo uruchomił instalację zasilającą działające tu centra danych Google.

Na swoje bezemisyjne źródło prądu Fervo podłapał pomysł z przemysłu naftowego. Sięgnął po szeroko stosowaną ostatnio technologię szczelinowania. Tak jak nafciarze uwalniają ropę z łupkowych skał, inżynierowie z Fervo postanowili rozszczelnić tzw. gorące skały, wydobywając z nich gorącą wodę. Podobnie jak przy wydobyciu paliwa zaczęto od wiercenia w pionie. Wydrążono dwa otwory o głębokości 2,5 tys. m, bo tu ruch jest dwukierunkowy, wodę nie tylko się wydobywa, ale po wykorzystaniu jej ciepła odsyła do złoża.

Potem, jak w projektach łupkowych, przyszedł czas na wiercenie poziome połączone ze szczelinowaniem, tak aby wydobyć jak najwięcej gorącej wody.

Odwierty poziome miały około 1 tys. m, czyli tyle, ile oddalone były od siebie odwierty pionowe. I każdy został skierowany w stronę drugiego otworu. Pierwszy tłoczący wodę spod ziemi poprowadzony został głębiej przez warstwę z gorącymi skałami, a drugi, który miał oddawać już schłodzoną wodę – powyżej. Wszystko po to, aby zachować stabilność źródła, zarówno hydrologiczną, jak i termiczną. Zimna woda trafiająca pod ziemię, spływając między rozszczelnionymi skałami, znów jest bowiem podgrzewana, przez co źródło ciepła pozostaje praktycznie niewyczerpane.

Ten model cyrkularnego działania sprawia, że nie ma przy tym zagrożenia, jakie niesie szczelinowe

wydobycie ropy. Tam po skruszeniu skał i opróżnieniu źródła w miejsce ropy wstrzykuje się wodę, co trwa dość krótko i przyczynia się do trzęsień ziemi. W modelu ciągłego obiegu wody, jaki zaproponował Fervo, takiego ryzyka nie ma.

Technologia ta jest znacznie tańsza niż energia jądrowa lub wodna i może konkurować pod względem kosztów z magazynowaniem energii odnawialnej, dla której też jest alternatywą. Kluczem do całej technologii jest temperatura. W geotermii używanej w ciepłownictwie zwykle pracuje się z wydobytą spod ziemi wodą rzędu 60–90 st. C. To wystarczy na zasilenie sieci ciepłej, ale nie produkcję prądu. W tym przypadku gorące skały wodę zagotowują do 191 st. C. W instalacji Fervo spod ziemi wydobywa się więc para wodna, która może zasilić turbinę generującą prąd.

Pierwszy, uruchomiony w Nevadzie projekt miał charakter pilotażowy, nie był więc dużej skali – miał moc 3,5 MW. Fervo pracuje już jednak nad kolejną, znacznie większą instalacją w Utah. Dwa lata temu zaczął wiercenia poszukiwawcze w Cape Station w hrabstwie Beaver, gdzie ma stanąć elektrownia geotermalna o mocy 400 MW. To już odpowiednik całkiem sporej konwencjonalnej elektrowni węglowej, która jest w stanie zasilić około 300 tys. domów. W dużej skali działania całkiem inne mają być też koszty wytwarzania energii. Start przewidziany jest na 2026 r., a dwa lata później instalacja ma osiągnąć pełną moc.



# Ciepło z odzysku

## TREND

**Świat marnuje 67 proc. wytwarzanej przez siebie energii, bardzo często właśnie w postaci ciepła. Stąd idea, aby tę straconą energię odzyskiwać. W samej UE przemysłowy odzysk ciepła szacuje się na 3 EJ rocznie, co wygląda nawet imponująco, ale stanowi około 1 proc. pełnego potencjału technicznego.**

Fot. Alex Shuper/Unsplash

## Potencjał

UE szacuje, że miasta Europy mogą wygenerować 1,2 EJ energii odpadowej, co odpowiada około 10 proc. jej całkowitego zapotrzebowania na ciepło. Może być generowane z wciąż ciepłych ścieków czy serwerowni. Dziś największy potencjał ma kanalizacja. International Wastewater Systems (IWS) szacuje, że globalny potencjał ciepłowniczy sięga tu 350 GWh, czyli około 40 mld dol. Duże i wciąż rosnące możliwości ma jednak wykorzystanie ciepła z serwerowni, które średnio produkują od 20 do 50 MW energii, a według Energy Innovation największe centra danych wytwarzają jej ponad 100 MW, co wystarczy do zasilenia 80 tys. domów. Dziś powszechne jest balansowanie ciepła klimatyzacją, która dodatkowo zużywa energię. Podłączenie ich do sieci ciepłej jest więc podwójnym zyskiem. I ten potencjał został już dostrzeżony. Zgodnie z prognozami International Data Corporation do 2025 r. rynek ogrzewania centrów danych może być wart 2,5 mld dol. (w porównaniu z 750 mln dol. w 2018 r.).

## Wykorzystanie

Do 2035 r. serwerownie Stockholm Data Parks chcą dostarczyć 10 proc. potrzebnemu miastu ciepła, a jeszcze bardziej ambitny projekt mają w Helsinkach, gdzie dwa nowe potężne centra danych Microsoftu mają zabezpieczyć 40 proc. ciepła w fińskiej stolicy. Gdy dodać do tego 20 proc. ciepła odpadowego ze ścieków, Helsinki staną się miastem z najbardziej ekologicznym ogrzewaniem. Pierwszy tego typu projekt powstaje także w San Jose w USA. Dla dostawcy energii PG&E to sposób na obniżenie rachunków za ogrzewanie. Aby wykorzystać ciepło odpadowe, nie trzeba zresztą serwerów. Świetnym jego źródłem jest wiele fabryk, a nawet metro. W ten sposób w północnym Londynie ciepło, jakie podczas hamowania na stacjach wytwarza kolejka metra Northern Line, skierowano do sieci ciepłowniczej, a niebawem podobnie będzie w Warszawie – pilotażowy projekt prowadzony jest na stacji Metro Bemowo, gdzie w tym roku zainstalowano pompy ciepła.

## Przyszłość

Najbardziej efektywnym sposobem wykorzystania ciepła odpadowego serwerów jest wprowadzenie ich bezpośrednio do domów. Pionierem jest tu Qarnot, który stworzył serwer w formie tzw. cyfrowego grzejnika Qalway QH1 o mocy 650 W. Wygląda jak płaski kaloryfer z czarnego aluminium, który mieści podłączony do sieci serwer. Brytyjski start-up Heat poszedł o krok dalej i do domowych serwerów dołączył bojler. W nich woda nagrzewa się ciepłem z serwera i może być użyta nie tylko do ogrzewania domu, ale także jako tzw. woda użytkowa więc przydaje się cały rok (urządzenie dostarcza równowartość 4,8 kWh ciepłej wody, czyli dzienną ilość zużywaną przez przeciętną rodzinę). Rozwój systemów ciepła odpadowego napotyka jednak istotne bariery. Pierwsza to cena – często właściciel ciepła odpadowego i lokalny dostawca energii mają różne poglądy na temat wartości określonej ilości ciepła. Kolejną są przepisy, które nie wspierają odzyskiwania ciepła odpadowego.





# Gorące innowacje

## TREND

W ciągu ostatnich trzech lat pompy ciepła zyskały tak bardzo na popularności, że stały się elementem mody. Wszystko za sprawą Quilt, start-upu, który poza urządzeniami sprzedaje też kolekcję strojów Heat Pumps. Modernizowane są jednak też stare systemy ogrzewania, a jednocześnie pojawiają się całkiem świeże innowacje.

Fot. Kelvin

## CO I CW

Ostatniego słowa nie powiedziały jeszcze tradycyjne kaloryfery. A to za sprawą start-upu Kelvin, który wprowadził na rynek specjalne osłony Cozy, które pozwalają oszczędzić aż 25,5 proc. kosztów ogrzewania (zdjęcie obok). Osłona wyposażona jest w czujnik temperatury oraz wentylator, gdy więc wyczuje, że w pomieszczeniu potrzeba więcej ciepła, uruchomi wiatrak i poprawi jego cyrkulację w pokoju. Założony na grzejnik Cozy tworzy rodzaj baterii termicznej – kaloryfer cały czas może pracować przy podobnych parametrach, a osłona zależnie od potrzeb magazynuje lub uwalnia ciepło. Prawdziwe domowe magazyny ciepła zaczynają za to towarzyszyć fotowoltaice. Nowoczesne urządzenia jak NESTore wykorzystują momenty nadprodukcji prądu, aby ogrzać wodę do 110 st. C i zgromadzić naprawdę sporo energii (20 kWh w 214 litrach). Dzięki specjalnej izolacji próżniowej straty są niewielkie i sięgają około 1,4 proc. dziennie. W ten sposób wieczorem cała rodzina może się wykąpać, w ogóle nie pobierając wody z sieci.

## Pompy ciepła

Innowacje w technologiach pomp ciepła mają na celu głównie poprawę współczynnika wydajności, zmniejszenie zużycia energii elektrycznej i emisji dwutlenku węgla. Nie mniej istotna sprawa to jednak ułatwienie samej instalacji, zwłaszcza w budynkach wielorodzinnych. Stąd w Wielkiej Brytanii i USA zdobywają proste pompy ciepła, które właściwie można „wywiesić” za okno. Wygląda to trochę jak juki zawieszone na parapecie – jedna część znajduje się w pomieszczeniu, a druga na zewnątrz (zdjęcie obok). Zaletą jest ogromna prostota i możliwość zamontowania w pół godziny bez konieczności wykonania prac instalacyjnych. Rozwijając swoje urządzenie, producenci postarali się też, aby zwiększyć jego wydajność – działa przy temperaturze minus 14 st. C – zmniejszyć poziom hałasu i utrzymać relatywnie niską cenę. Przekonują, że koszt jest o połowę niższy niż w przypadku klasycznych pomp ciepła, a cena pojedynczego urządzenia to 3,8 tys. zł.

## Grzejące meble

Prądu można używać do grzania nie tylko za pośrednictwem pomp ciepła, ale także do ogrzewania promieniowego. Najbardziej kojarzy się to z ogrzewaniem podłogowym, w domu coraz więcej jest jednak punktów, które da się do tego wykorzystać. Od kilku lat popularność zdobywają tzw. szyby grzewcze pokryte powłoką z tlenków metali. Są przeźierne i aktywowane energią elektryczną. Ich producenci zapewniają, że całkowicie mogą zastąpić tradycyjne ogrzewanie – ich temperatura sięga 70 st. C, czyli mniej więcej tyle, ile ma woda zasilająca grzejniki. Punktem ogrzewania może być jednak także parapet, a niebawem nawet biurko. Wszystko to za sprawą bardzo cienkich, niskonapięciowych wkładek grzejnych o grubości mniejszej niż jeden milimetr. Dzięki temu można je osadzić niemal w każdym materiale, w tym w tkaninie. Na razie w ramach pilotażu sięgnął po nie portugalski producent laminatów Surforma, który chce aplikować je do mebli biurowych.



# Chłodzenie fali upałów



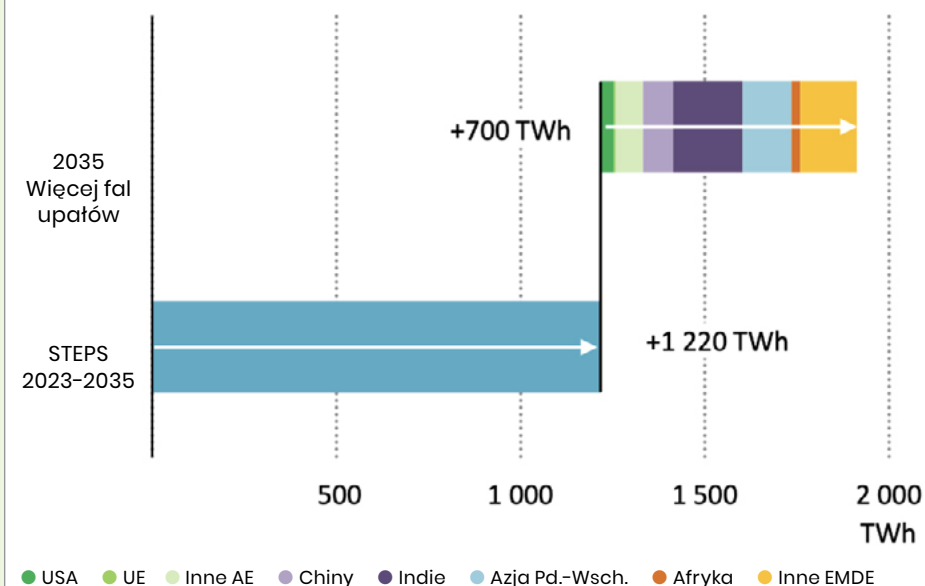
Fot. Diana Light/Unsplash

● Fale upałów coraz częściej nękające świat mocno napędzają branżę chłodzenia. W ub.r. widać to było m.in. w Indiach, gdzie wysokie temperatury utrzymujące się latem sprawiły, że sprzedaż klimatyzatorów się podwoiła. Chłodzenie jest już jednym z najszybciej rosnących źródeł zapotrzebowania na energię elektryczną. W miarę jak robi się cieplej, klimatyzatory są używane częściej i muszą pracować z większą mocą, aby utrzymać budynki i ludzi w chłodzie. Stąd Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) w swoich nowych szacunkach dotyczących zużycia energii związanej z chłodzeniem wzięta pod uwagę ten czynnik i uwzględniła przyspieszone tempo zbrojenia się w klimatyzatory. Fale upałów sprawią, że w perspektywie 2035 r. wzrost wykorzystania energii przez klimatyzatory zamiast 1220 TWh wyniesie 1920 TWh. To o 700 TWh, czyli ponad połowę, więcej (20 proc. całkowitego zapotrzebowania na chłodzenie budynków). Co gorsza, większość zwyczajki konsumpcji mocy odczujemy w najbliższych latach – do 2030 r. wzrost spowodowany upałami wyniesie już 500 TWh.

● Chłodzenie, które stanowi obecnie 9 proc. światowego zapotrzebowania na energię elektryczną, będzie jednym z głównych czynników wpływających na wzrost zapotrzebowania na energię, które do roku 2035 będą

pochłaniać o 45 proc. prądu więcej niż dziś. Według wyliczeń IEA klimatyzacja będzie odpowiadać za 43 proc. tego wzrostu. Do końca dekady powierzchnia budynków, które będą wyposażone w klimatyzację,

**Zapotrzebowanie na chłodzenie w sektorze budynków ze względu na wahania fal upałów w stosunku do wzrostu w STEPS, 2023–2035**



Częstsze fale upałów mogą zwiększyć popyt na chłodzenie o 55% więcej niż w ramach STEPS do 2035 r., głównie na rynkach wschodzących i rozwijających się. Uwaga: AE = gospodarki rozwinięte; EMDE = rynki wschodzące i gospodarki rozwijające się. IEA. CC BY 4.0.





wzrosnąć ma ze 105 do 140 mld m kw., czyli o jedną trzecią, a co roku zapotrzebowanie na chłodzenie pomieszczeń ma rosnąć o 3,7 proc. Fale upałów mogą sprawić jednak, że całkowity wzrost zużycia energii w budynkach będzie

o 15 proc. większy, niż się dziś zakłada w podstawowym scenariuszu.

● Wzrost zapotrzebowania na chłód będzie przy tym bardzo nierównomierny. Decyduje tu przede wszystkim geografia ciepła

i to, które rejony będą najmocniej nękane przez upały, ale także ekonomia. Ponad 90 proc. wzrostu będzie miało miejsce na rynkach wschodzących i w gospodarkach rozwijających się. W tych krajach wzrost gospodarczy i rosnące

dochody napędzają posiadanie klimatyzatorów, a ocieplenie klimatu zwiększa popyt i powoduje, że klimatyzatory muszą pracować ciężiej, aby zapewnić chłodzenie. Pod względem ilościowym rosnące gospodarki po prostu dogonią bogatszą część świata. Dziś na jedno gospodarstwo domowe przypada tu mniej niż 0,6 klimatyzatora, a za dziesięć lat wskaźnik ten ma sięgnąć prawie 1, czyli tyle, ile dziś jest ich w krajach zamożnych.

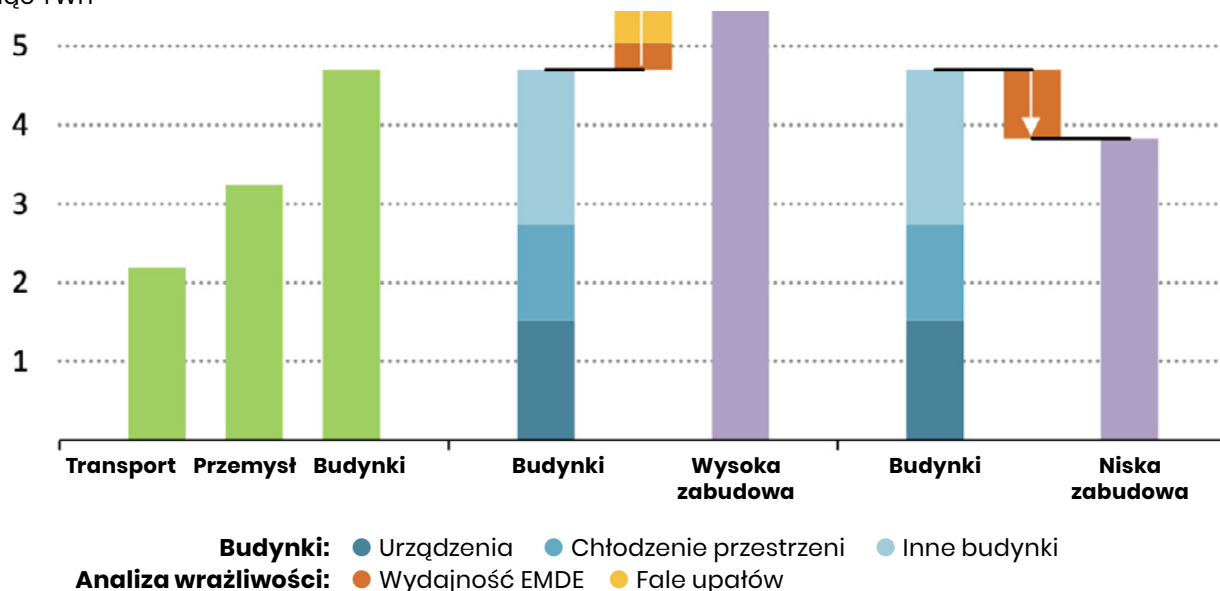
● W gospodarkach rozwiniętych wzrost zużycia prądu przez klimatyzatory będzie za to znikomy, bo ich liczba aż tak bardzo nie rośnie, a przy tym jest kompensowany przez większą sprawność i efektywność urządzeń. IEA wyliczyła, że od 2010 r. indeks energochłonności klimatyzatorów zdążył już zmaleć o 24 proc., a do 2030 r. w sumie spadnie o prawie 40 proc. Według Agencji wykorzystanie ich w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię będzie nawet mniejsze, o blisko 13 proc. (w perspektywie 2035 r.). Jeszcze lepiej poradzić

sobie z tym mają Chiny, które po masowej instalacji klimatyzatorów w czasie upałów na chłodzenie zużywają więcej energii niż wszystkie rozwinięte gospodarki razem wzięte, ale w ciągu dekady pobór mocy w tych szczególnych okresach mają ograniczyć o przeszło połowę.

● Według wyliczeń IEA, aby zapobiec kryzysowi klimatycznemu, konieczne jest wdrożenie wydajnych klimatyzatorów, w których współczynnik efektywności chłodzenia (wyrażony jako stosunek mocy chłodniczej do pobieranej mocy elektrycznej) wynosi od 5 do 6,5 W/W. Agencja przyznaje też, że są one dostępne na prawie wszystkich rynkach światowych i niekoniecznie wiązą się z wyższymi kosztami początkowymi – np. w Tajlandii konsumenci z budżetem 350 dol. mogą wybierać między jednostką o niskiej wydajności przy 3 W/W a jednostką o podwójnej wydajności (6 W/W), które są sprzedawane w tej samej cenie. Zakup bardziej wydajnej jednostki może zmniejszyć rachunek za energię elektryczną prawie o połowę,

### Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną według sektorów w analizie wrażliwości sektorowej STEPS i wybranych budynków w latach 2023–2035

tysiąc TWh



W ujęciu bezwzględny w ramach programu STEPS największy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do 2035 r. odnotuje sektor budynków; analiza wrażliwości pokazuje, że może on dalej rosnąć. IEA. CC BY 4.0.

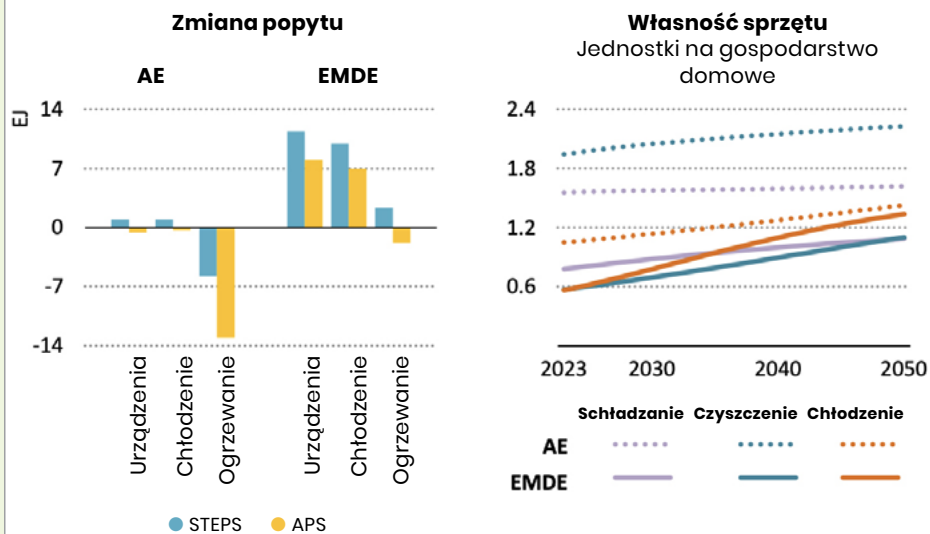


co skutkuje oszczędnościami do 2 tys. dol. w całym okresie eksploatacji urządzenia. Podobne korzyści można odnieść w krajach na całym świecie.

● Wprowadzanie bardziej wydajnych klimatyzatorów w znacznym stopniu stymuluje polityka krajowa. W Chinach nowe przepisy dotyczące klimatyzatorów pokojowych wprowadzone w 2020 r. podniosły standardy wydajności, a do końca 2021 r. jednostki przekraczające minimalne wymagania zwiększyły swój udział w rynku z 19 do 56 proc. Według IEA takie zasady mogłyby szybko podwoić średnią wydajność sprzedawanych klimatyzatorów. W połączeniu z izolowanymi budynkami i lepiej zbudowanymi dzielnicami i miastami zwiększona wydajność nie tylko prowadzi do obniżenia kosztów operacyjnych klimatyzacji, ale także zmniejsza zapotrzebowanie na inwestycje w nowe wytwarzanie energii elektrycznej i przepustowość sieci. W ten sposób polityka efektywności energetycznej przyjmuje podwójną rolę w pomaganiu w osiągnięciu celów

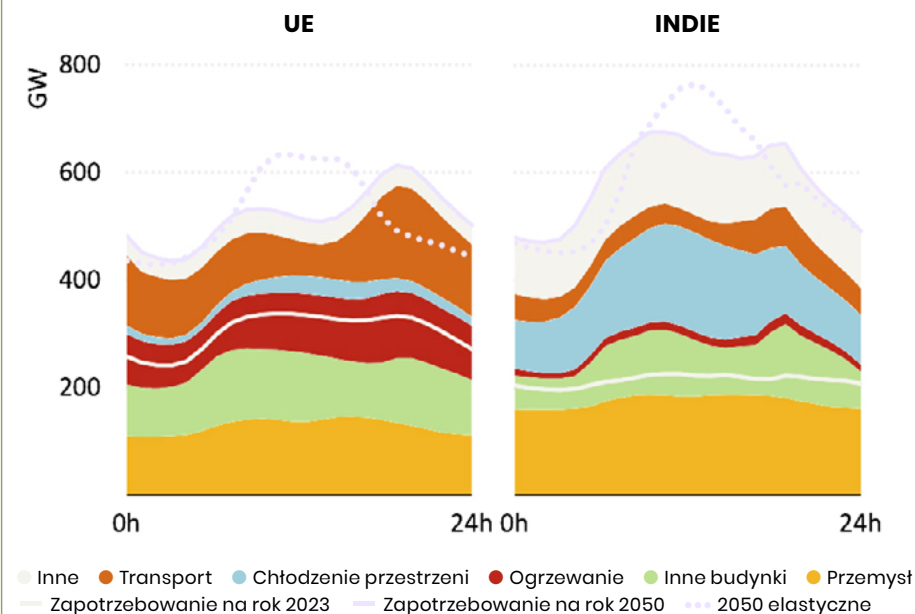
zerowej emisji netto, jednocześnie wzmacniając zdolność do przystosowania się do gwałtownie rosnących temperatur i promowania przemian integracyjnych.

### Zapotrzebowanie na energię w budynkach według końcowego wykorzystania i scenariusza oraz wskaźników posiadania sprzętu w latach 2023–2050



Popyt na ogrzewanie pomieszczeń gwałtownie spada w gospodarkach rozwiniętych, podczas gdy popyt na urządzenia i chłodzenie gwałtownie rośnie w gospodarkach wschodzących i rozwijających się. Uwagi: AE = gospodarki rozwinięte; EMDE = rynki wschodzące i gospodarki rozwijające się. Popyt na urządzenia obejmuje czyszczenie, chłodzenie i elektronikę użytkową, ale wyklucza chłodzenie pomieszczeń. Popyt na ogrzewanie to ogrzewanie pomieszczeń. Sprzęt czyszczący obejmuje pralki, suszarki do ubrań i zmywarki. Sprzęt chłodzący odnosi się wyłącznie do klimatyzatorów. IEA. CC BY 4.0.

Średnie dzienne zapotrzebowanie na energię elektryczną według użytkowników końcowych w Unii Europejskiej i Indiach w ramach STEPS, 2023 i 2050



Codzienne zapotrzebowanie na energię elektryczną ulega zmianie w miarę elektryfikacji odbiorców końcowych, a nowe technologie zapewniają możliwości uelastycznienia zapotrzebowania.

Uwagi: Ogrzewanie obejmuje ogrzewanie przestrzeni i wody; inne budynki obejmują oświetlenie i gotowanie; inne obejmują rolnictwo. IEA. CC BY 4.0.





# Chłodzenie: innowacje i tradycje

## TREND

**Postępujące upowszechnienie się klimatyzacji sprawia, że priorytetem jest opracowanie i wdrożenie coraz mniej energochłonnych technik produkcji chłodu oraz ograniczanie nagrzewania się budynków.**

Fot. Joshua Earle/Unsplash

## Nowocześnie

Termoizolować można nie tylko ściany, ale także okna: przeierne materiały fotowoltaiczne, takie jak kropki kwantowe, mogą przepuszczać światło widzialne, ale zatrzymują promieniowanie podczerwone, które niesie ciepło. Ulepszane są też klimatyzatory, m.in. przez redukcję wilgotności w pomieszczeniu, która powstrzymuje proces parowania, a tym samym chłodzenia. Kluczem są porowate materiały zwane metalowymi ramami organicznymi (MOF), które pobierają wilgoć z powietrza podczas pracy maszyny (Transaera). Tradycyjnie robi to parownik, co pochłania nawet połowę energii zużywanej przez klimatyzator. MOF robi to biernie, gdy powietrze dostaje się do systemu, a ciepło odpadowe wykorzystuje do suszenia materiału. Podobnie działa projekt Blue Frontier, gdzie funkcję osuszacza pełni słona mieszanina: powietrze styka się z mokrą powierzchnią, która w procesie chłodzenia wyparnego obniża jego temperaturę. System zużywa 60 proc. mniej energii niż klasyczny klimatyzator.

## Tradycyjnie

Jak chłodzić tradycyjnie, pokazali w Paryżu budując wioskę olimpijską. Pierwszą barierę przed ciepłem stanowią posadzone w sąsiedztwie zagajnik oraz rośliny rosnące na dachu. Do tego są grube izolacyjne ściany, żaluzje w oknach i ciągnące się wzdłuż budynków balkony zacieniające mieszkania. Kluczowe jest jednak ułożenie budynków, tak aby chłodny wiatr znad rzeki krążył po osiedlu. Wymuszony obieg powietrza w samych budynkach od wieków stosują za to Tajowie, którzy wykorzystują to przy budowie centrów handlowych. Po stare metody chłodzenia – tym razem z Indii i Persji – sięgnął również kalifornijski start-up SkyCool Systems. Opracował płaski metalowy panel pokryty specjalnym tworzywem, które odbija energię słoneczną tak skutecznie, że temperatura wewnątrz może spaść nawet o 5-10 st. C poniżej temperatury na zewnątrz. System rurek ukrytych pod panelem pozwala na oziębienie zawartego w nich płynu i odprowadzenie go do odpowiedniego systemu chłodzenia.

## Gracze

Transaera  
Blue Frontier  
ML System  
SkyCool Systems  
Sundsvall Hospital  
KOZ



# Chłód sieciowy

## TREND

**Skoro tak dobrze sprawdza się ciepło sieciowe ogrzewające całe dzielnice i miasta, dlaczego nie stworzyć analogicznych sieci chłodu.**

Fot. Viktor Lotarev/Unsplash

## Rozwój

Pionierami tego typu rozwiązań byli Skandynawowie. Stockholm Exergi zbudował rozległą sieć chłodniczą o długości 250 km, która dociera już do 670 budynków (7-8 mln m kw. powierzchni), a Duńczycy chłód sieciowy dostarczają do jednej trzeciej pokoi hotelowych w Kopenhadze. Nieco mniejszą niż szwedzka sieć Réseau de froid parisien dysponuje stolica Francji – osiem zakładów produkcyjnych (400 MW) 500 klientom zapewnia chłodzenie o mocy 412 GWh rocznie. Dziś sieci chłodu rozwijają się jednak przede wszystkim tam, gdzie są najbardziej potrzebne i pieniędzy na inwestycje nie brakuje: w krajach Zatoki Perskiej. W Pearl-Katar powstała największa dzielnicowa instalacja o mocy 450 MW, ale liderem są Zjednoczone Emiraty Arabskie. Emirates District Cooling (Emicool) jest dostawcą usług chłodzenia miejskiego do ponad 2,2 tys. budynków w Dubaju, a Tabreed, firma z siedzibą w Abu Zabi, obecnie dostarcza około 4,5 GW chłodzenia do 89 firm zlokalizowanych w całym regionie Zatoki Perskiej.

## Jak to się robi

Podobnie jak przy ogrzewaniu także do chłodzenia można wykorzystać podłogi, co zademonstrowano przy okazji igrzysk w Paryżu. W betonowe podłogi budynków wioski olimpijskiej wbudowano rury, którymi pompuje się zimną wodę absorbującą ciepło z budynków. Ważne są same źródła chłodu. W Sztokholmie i Toronto wykorzystuje się wody jezior otaczających miasto – ich moc chłodząca to odpowiednio 90 MW i 140 MW. Wszystko to uzupełniają m.in. pompy ciepła oraz energooszczędne klimatyzatory ewaporacyjne i zaplanowane tak, by opierać się przede wszystkim na energii odzyskanej lub odnawialnej, której wykorzystanie w sieci chłodniczej w Sztokholmie sięga ok. 83 proc. Towarzyszą temu znaczące oszczędności energii, które np. w Kopenhadze wynoszą aż 40 proc., oraz niższy ślad węglowy – emisja CO<sub>2</sub> z konwencjonalnego chłodzenia wynoszą 280 gr/kWh, a w przypadku chłodu sieciowego dostarczanego w Sztokholmie około 60 gr/kWh.

## Gracze

Stockholm Exergi  
Climespace  
Enwave Energy Corporation  
The Kai Tak Development  
Tabreed  
SP Group  
Emicool  
PAL Technology



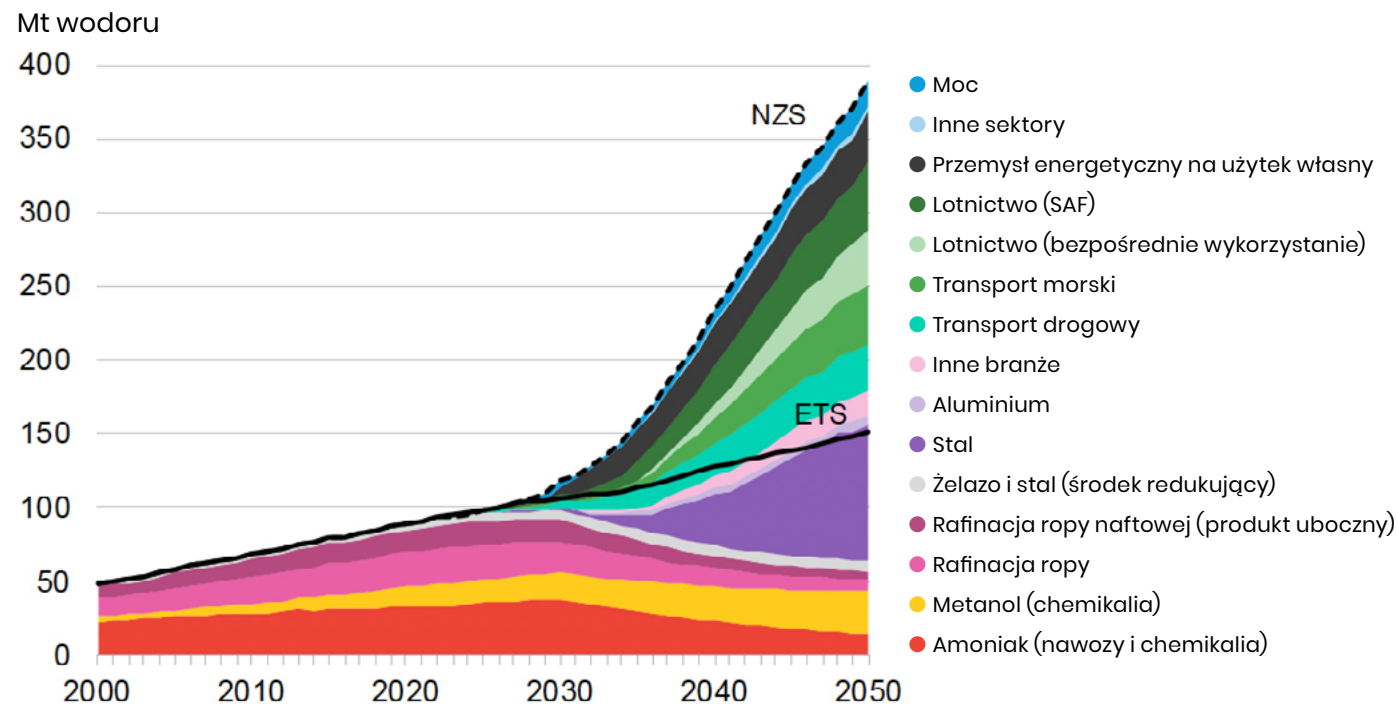


## Wodór

● W scenariuszu, w którym do połowy wieku udaje się osiągnąć neutralność klimatyczną (Net Zero Scenario – NZS), zapotrzebowanie na wodór, które dziś sięga niespełna 100 mln ton (dane Międzynarodowej Agencji Energii – IEA), wzrośnie niemal czterokrotnie, do 390 mln ton (wg Bloomberg NEF – BNEF). To pokazuje, jak ogromny potencjał ma ten nośnik energii. Większość wzrostu napędzać będzie trzy sektory: produkcję stali, lotnictwo (w tym zarówno bezpośrednie wykorzystanie wodoru, jak i hydrokraker jako surowiec w zrównoważonym paliwie lotniczym) oraz transport morski (w postaci metanolu lub amoniaku). Produkcja żelaza i stali w 2050 r. zużywać ma łącznie 99 mln ton wodoru, czyli 25 proc. całkowitego zapotrzebowania w połowie wieku i więcej niż całe obecne zapotrzebowanie na wodór. Lotnictwo odpowiadać będzie za 22 proc., a transport morski za 10 proc. jego wykorzystania.

● W tym czasie spaść ma wykorzystanie wodoru przy produkcji nawozów sztucznych, a także hydrokrakingu ropy. Wbrew obecnym oczekiwaniom BNEF nie przewiduje, że gaz ten odegra znaczącą rolę w transporcie drogowym – według jego prognoz mniej niż 10 proc. produkcji będzie wykorzystywane jako paliwo do samochodów. Ograniczone będzie też jego zużycie w energetyce: łącznie do 15 proc. wytworzonego paliwa, z czego nie więcej niż 5–7 proc. jako paliwo. Wszystko to jednak pod warunkiem, że świat rzeczywiście dokona zwrotu w kierunku gospodarki bezemisyjnej (scenariusz NZE). Wówczas należy się spodziewać szybkiego wzrostu jego zużycia w pierwszej kolejności jako nośnika energetycznego (m.in. w magazynowaniu energii), a także jako paliwa w transporcie, na początku samochodowym, a później lotniczym. Stanie się to jednak, jeżeli stworzone zostaną mechanizmy zachęcające do rozwoju gospodarki wodorowej. Bez tego, bazując wyłącznie na kalkulacjach ekonomicznych, dynamika wzrostu wykorzystania tego gazu nie wzrośnie w sposób istotny. W tej wersji przyszłości określanej

**Globalne zapotrzebowanie na wodór według sektora i zastosowania, scenariusz Zerowej Emisji Netto**



Źródło: Bloomberg NEF. Uwaga: Economic Transition Scenario pokazuje obecny harmonogram wdrażania projektów, podczas gdy Net Zero Scenario jest scenariuszem osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. „Własne zużycie przemysłu energetycznego” obejmuje energię użytą do wytworzenia końcowych nośników energii z pierwotnych nośników energii i własne zużycie przemysłu energetycznego. SAF to zrównoważone paliwo lotnicze. Zakłada się gęstość energetyczną grawimetryczną 140 megadżuli na kilogram dla wodoru.



jako Economic Transition Scenario do połowy wieku zapotrzebowanie na wodór sięgnie około 150 mln ton, czyli tylko dwa razy więcej niż obecnie.

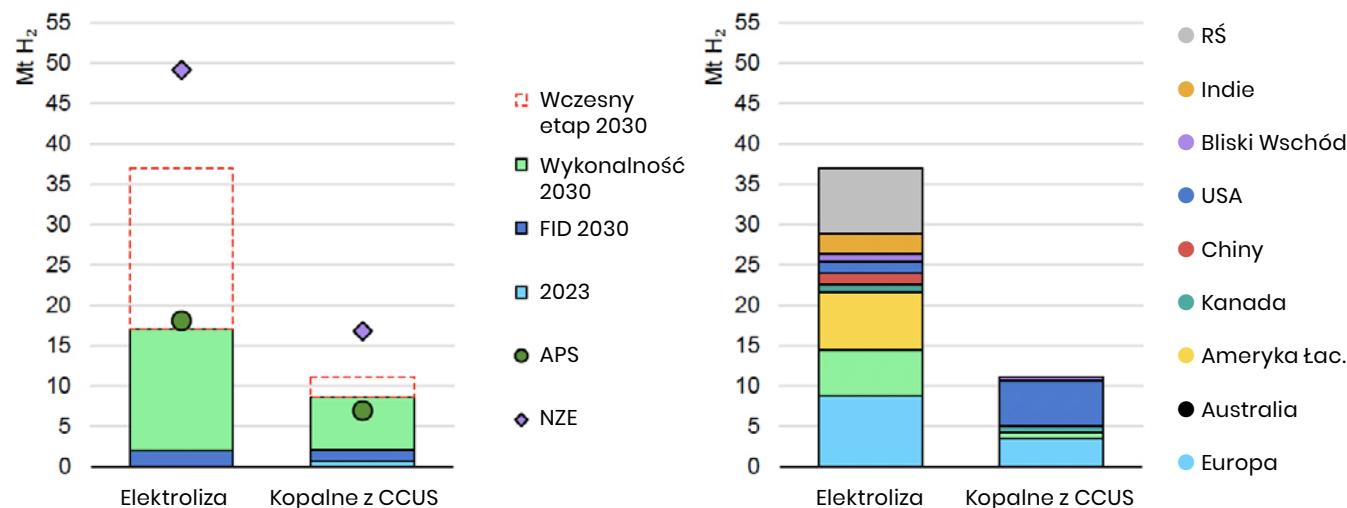
- Obecnie produkcja wodoru rośnie w bardzo wolnym tempie około 2–3 proc. rocznie. Dziś jest to właściwie produkt lokalny, wytwarzany na potrzeby własne branży paliwowej i przemysłu, z minimalnym udziałem handlu międzynarodowego. Liderem produkcji z niemal 30-procentowym udziałem są Chiny, a następnie Stany Zjednoczone i Bliski Wschód (po 14 proc.) oraz Indie (9 proc.).

- Praktycznie cały wodór (99 proc.) dziś jest wytwarzany tradycyjnymi metodami, głównie przez reforming parowy paliw kopalnych (szerzej o tym poniżej, w rozdziale: Technologie produkcji wodoru) przy dużym udziale emisji CO<sub>2</sub>. Ma się to zdecydowanie zmienić w ciągu najbliższych kilku lat. Produkcja wodoru niskoemisyjnego, która dziś wynosi około 1 mln ton, wg IEA do 2030 r. może wzrosnąć do 49 mln ton (o dynamice branży najlepiej świadczy fakt, że prognozy przedstawione rok

wcześniej mówili o 38 mln ton do końca dekady). Szacunki te w znacznym stopniu bazują na inwestycjach, które już zostały uruchomione – wykluczając projekty na bardzo wczesnych etapach rozwoju (w których np. ogłoszono jedynie umowę o współpracy między interesariuszami), roczna produkcja wodoru niskoemisyjnego w 2030 r. sięgnie 26 mln ton. Ponad 45 proc. tych projektów przechodzi obecnie studia wykonalności, a podobny odsetek znajduje się na wczesnych etapach.

- BNEF przewiduje przy tym, że do 2050 r. główną metodą produkcji wodoru stanie się elektroliza. Tą metodą ma być produkowane wówczas 367 mln ton, czyli 94 proc. gazu. Aby dojść do takiego poziomu, konieczne będzie uruchomienie elektrolizerów o mocy blisko 3,8 TW. To bardzo poważne wyzwanie dla całego sektora energetycznego – aby dostarczyć taką ilość mocy, trzeba będzie wykorzystać niemal jedną czwartą produkcji prądu z farm wiatrowych i słonecznych. Równocześnie będzie to nieco ponad jedna piąta całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną.

### Niskoemisyjna produkcja wodoru według technologii, stanu i regionu w oparciu o ogłoszone projekty oraz w scenariuszach APS i NZE do 2050 r., 2030 r.



Uwagi: APS = Scenariusz Ogłoszonych Zobowiązań. NZE = Scenariusz Zero Emisji Netto do 2050 roku; FID = Ostateczna Decyzja Inwestycyjna; RŚ = reszta świata. Etykieta „2023” odnosi się do projektów operacyjnych, natomiast etykieta FID 2030 obejmuje projekty w budowie oraz projekty, które osiągnęły FID. „Wykonalność” obejmuje projekty będące w fazie studium wykonalności; „Wczesny etap” obejmuje projekty znajdujące się na wczesnych etapach rozwoju, np. takie, w przypadku których ogłoszono jedynie porozumienie o współpracy pomiędzy zainteresowanymi stronami. Rysunek po prawej stronie obejmuje projekty operacyjne oraz projekty, w których zastosowano FID, na etapie zaawansowanego planowania i na wczesnych etapach.

Źródło: baza danych projektów produkcji wodoru IEA (październik 2024 r.).

Niskoemisyjna produkcja wodoru może osiągnąć 49 Mt rocznie do 2030 r., chociaż tylko 7% nowych projektów osiągnęło co najmniej FID, co stanowi znaczny wzrost w porównaniu z 4% zgłoszonymi w GHR 2023. MAE. CC BY 4.0.





# Wodorowa paleta barw – technologie produkcji wodoru



Fot. Dulcey Lima/Unsplash

Dziś mamy całą paletę kolorów wodoru, zależną od techniki jego produkcji (reformingu parowego, pirolizy i elektrolizy), surowca, z którego powstaje (metanu, paliwa stałego lub elektrolitu), oraz poziomu emisyjności.

## Wodór szary

To najbardziej powszechny na świecie wodór (ponad 55 mln ton) produkowany metodą tzw. reformingu parowego gazu ziemnego. W tym procesie w wysokiej temperaturze (700–1100 st. C) para wodna reaguje z metanem, tworząc gaz syntezowy złożony z tlenku węgla i wodoru. Zabieg taki ekologiczny jednak nie jest, bo prowadzi do emisji dużej ilości CO<sub>2</sub> – około 9–12 kg CO<sub>2</sub>/1 kg H<sub>2</sub>.

## Wodór czarny

To także wodór wytwarzany z paliw konwencjonalnych. W tym przypadku jest to syntetyczny gaz na bazie węgla kamiennego.

## Wodór brązowy

Podobny do wodoru czarnego, tyle że bazujący na węglu brunatnym.

## Wodór niebieski

Ten coraz popularniejszy rodzaj wodoru także wytwarza się z paliw kopalnych, różnica jest taka, że technologia jest bezemisyjna, bo wyprodukowany przy okazji CO<sub>2</sub> jest przechwytywany i magazynowany w instalacjach typu CCS lub CCU.

## Wodór turkusowy

Wodór otrzymany w procesie pirolizy metanu lub w procesie przetwarzania odpadowych tworzyw sztucznych. Piroliza prowadzona jest w atmosferze beztlenowej przy niewielkiej emisji CO<sub>2</sub>. Głównymi produktami pirolizy metanu są wodór oraz węgiel w postaci stałej, co niweluje konieczność jego wychwytywania i magazynowania.

## Wodór zielony

To wodór pozyskiwany w procesie elektrolizy zasilanej bezemisyjnymi źródłami energii. To on ma być podstawową technologią produkcji czystego, bezemisyjnego wodoru.

## Wodór żółty

Niezbyt często używane określenie wodoru zielonego, produkowanego przy użyciu energii słonecznej.

## Wodór różowy/fioletowy/ purpurowy/czerwony

To swoista wariacja na temat zielonego wodoru – wszystkie cztery kolory oznaczają wodór produkowany w procesie elektrolizy, tyle że zasilanej energią jądrową.

## Wodór biały/złoty

To wodór powstały w wyniku procesów naturalnych i podobnie jak inne gazy ukryty jest w podziemnych złożach.



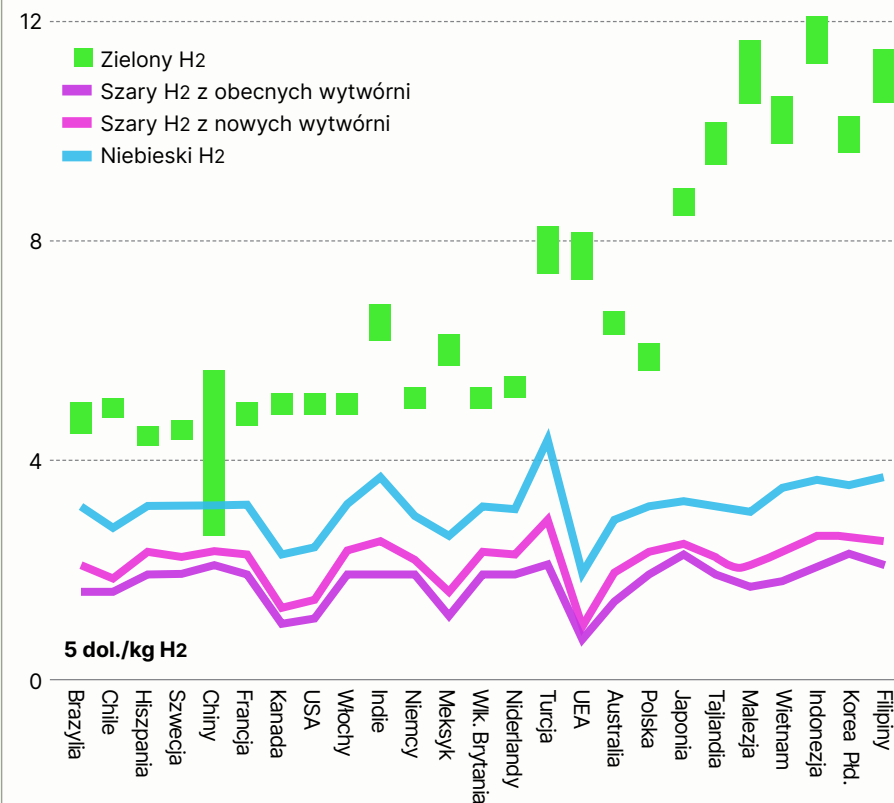


# Cel 2 dol. za kilogram wodoru jest poza zasięgiem

● Aby zielony wodór stał się poważną opcją jako nośnik energii, konieczne jest obniżenie kosztu jego produkcji. Za próg opłacalności przyjęto 2 dol. za kilogram, podczas gdy dziś koszt mieści się w przedziale od 3,74 do 11,70 dol. za kilogram (wg BNEF dla porównania najpopularniejsza technologia wytwarzania wodoru przez reforming parowy kosztuje od 1,11 do 2,35 dol. za kilogram). Tak szeroki rozstrzał wynika przede wszystkim z cen energii odnawialnej używanej do zasilania elektrolizerów. Bloomberg NEF, porównując zakresy kosztów produkcji w poszczególnych krajach, wskazał, że najdroższy jest w Azji Południowo-Wschodniej, a najtańszy w Ameryce Południowej (Brazylia, Chile), kilku krajach UE (z jednej strony słoneczna Hiszpania, a z drugiej Szwecja) i w Chinach, gdzie jest też największy rozstrzał cenowy. Polska z 6 dol. za kilogram mieści się poniżej średniej, która wynosi 6,4 dol. za kilogram. To nie tylko wciąż bardzo daleko do referencyjnego poziomu 2 dol. – odpowiada on kosztowi szarego wodoru z reformingu parowego gazu ziemnego, który średnio kosztuje

## Obecnie zielony wodór jest wciąż droższy niż szary

Uśredniony koszt wodoru w 2023 roku według rynku



Uwagi: Niebieski H2 to średnia produkcji z reformingu autotermicznego (ATR) i reformingu parowego metanu (SMR). Zielony H2 obejmuje produkowane na Zachodzie elektrolizery z membraną do wymiany protonów (górny zakres) i elektrolizery alkaliczne (dolny zakres), z wyjątkiem Chin, które obejmują produkowane w Chinach elektrolizery alkaliczne (dolny zakres). Źródło: Bloomberg NEF





2,13 dol. za kilogram – ale także znacznie więcej niż niebieski wodór, przy produkcji którego CO<sub>2</sub> jest wychwytywane (3,1 dol. za kilogram).

- Duże inwestycje w opracowanie taniej technologii wodorowej szykują się w USA: Departament Energii przeznaczył 7 mld dol. na rozwój siedmiu hubów wodorowych, zwanych H2Hubs. Amerykańska administracja co prawda postawiła sobie cel obniżenia do 2031 r. kosztów produkcji wodoru w USA do 1 dol. za kilogram, wg ekspertów BNEF jest on jednak całkiem poza zasięgiem (do 2025 r. miał kosztować już 2 dol.). W Stanach najtańszy powstaje i będzie produkowany w Teksasie – perspektywa jest jednak taka, że do końca dekady koszt ma szansę spaść z 7,22 do 4,82 dol. za kilogram.

- W ciągu roku BNEF mocno zrewidował swoje prognozy co do kosztów produkcji wodoru w perspektywie 2030 r. Jeszcze cztery lata temu przewidywał, że na większości rynków będą się mieścić w przedziale 1–2 dol. za kilogram,

w 2024 r. podniósł te prognozy, oczekując jednak, że spadną poniżej 3 dol. za kilogram, a w takich krajach jak Brazylia, Chiny, Szwecja czy Hiszpania będzie oscylować wokół 1,5 dol. za kilogram. Obecnie BNEF nie widzi perspektyw, aby na jakimkolwiek rynku koszty produkcji osiągnęły chociażby upragniony poziom 2 dol. za kilogram. W 2030 r. najbliższe do tego poziomu będą miały Chiny – 2,6 dol. za kilogram – a także Indie (3,5 dol.). W Europie najniższy koszt ma się utrzymać w Hiszpanii, gdzie przewidywana cena to 4,7 dol. za kilogram. Kilkanaście miesięcy temu jeszcze bardziej ostrożną prognozę przedstawiło BCG, które oszacowało, że bariera 5 euro za kilogram będzie nie do przebicia. Dziś BNEF przewiduje, że koszty zielonego wodoru dopiero w 2050 r. osiągną pułap 1,6 dol. za kilogram w Chinach i Indiach, a w Hiszpanii i USA 2,6 dol. za kilogram, czyli wciąż daleko od celu 2 dol.

- Szybkiego spadku kosztów produkcji wodoru nie przewiduje także Międzynarodowa Agencja Energii, która w swoich ostatnich

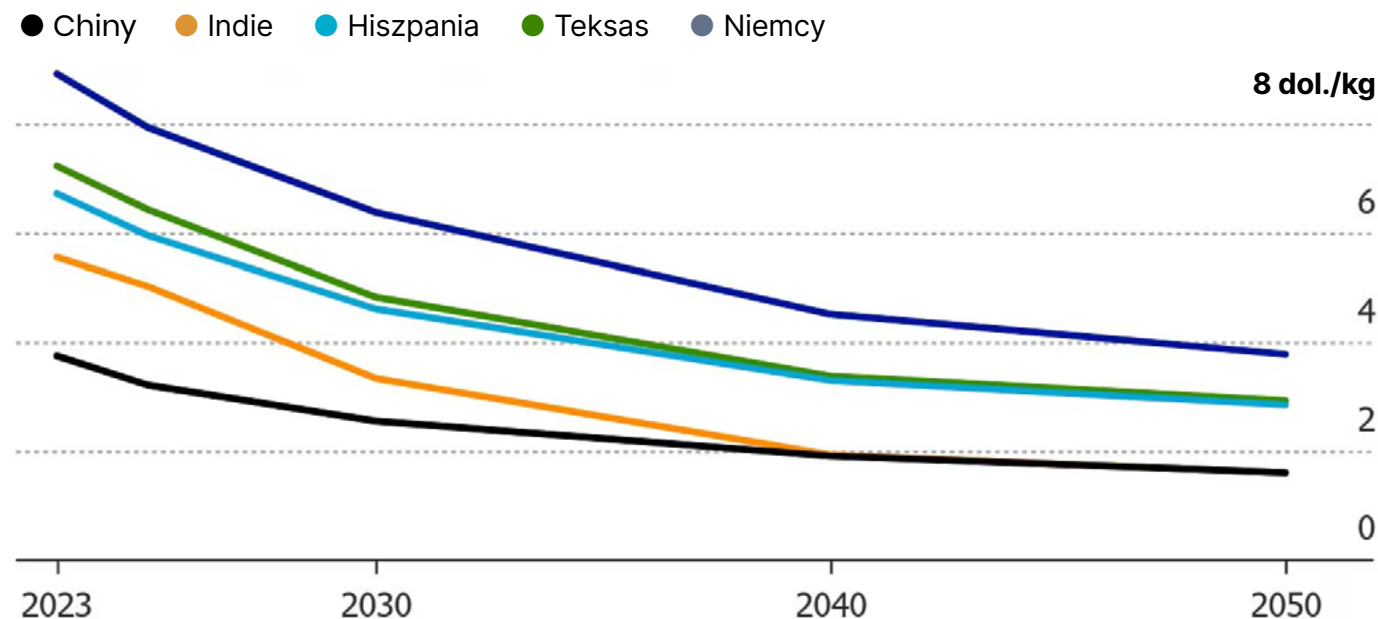
założeniach zrewidowała w górę koszty samych elektrolizerów. Według IEA ewolucja cen będzie zależeć od rozwoju i wdrożenia technologii, a w szczególności od poziomu i tempa wdrożenia. Nawet w optymistycznym scenariuszu NZE, w którym rządy

podejmują wysiłek dokonania transformacji gospodarki na bezemisyjną, zakłada się, że koszt wodoru w 2030 r. będzie oscylował w przedziale 2–9 dol. za kilogram. W bardziej realistycznym scenariuszu STEPS, wg którego nie zostaną podjęte

żadne większe wysiłki, ceny mogą spaść o 30 proc., czyli mieściłyby się w przedziale 3–9 dol. IEA przewiduje też spadki kosztów produkcji niebieskiego wodoru, które będą podążać za niższymi cenami gazu.

### Koszty zielonego wodoru spadną mniej niż sądzono

Wcześniejsze prognozy wskazywały, że po roku 2040 koszty na większości rynków spadną poniżej 2 dol./kg.





# Technologie produkcji wodoru

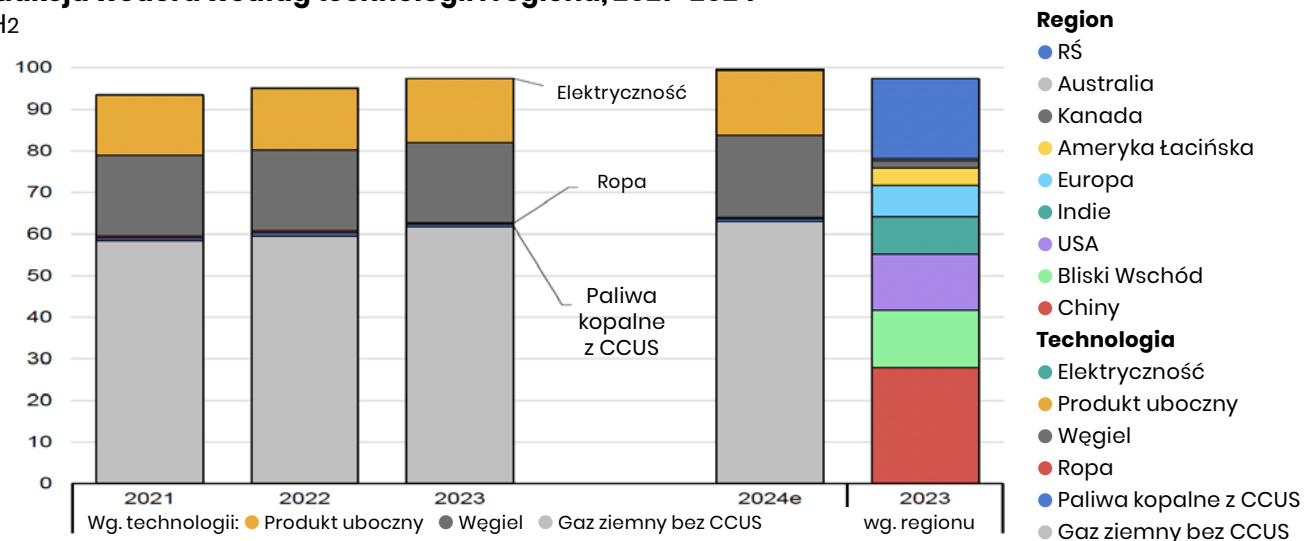
● **Reforming parowy** – główną metodą jego pozyskiwania (ponad 60 proc. podaży) jest reforming parowy gazu ziemnego. Dzieje się to przede wszystkim na Bliskim Wschodzie – około 20 proc. udziału w całej produkcji – a Stany Zjednoczone i Chiny łącznie

odpowiadają za blisko jedną czwartą produkcji. W tym procesie w wysokiej temperaturze (700–1100 st. C) para wodna reaguje z metanem, tworząc gaz syntezowy złożony z tlenku węgla i wodoru. Zabieg taki ekologiczny jednak nie jest, bo prowadzi do emisji

dużej ilości CO<sub>2</sub>. Można go przechwycić i zmagazynować – wówczas uzyskujemy tzw. niebieski wodór – ale tego typu instalacje działają na bardzo małą skalę, chociaż ich rozwój deklarują kraje Zatoki Perskiej. Mniejsze znaczenie ma zgazowanie

## Produkcja wodoru według technologii i regionu, 2021–2024

Mt H<sub>2</sub>



Uwagi: Produkt uboczny wodoru z przemysłu chloro-alkalicznego nie jest uwzględniony. CCUS = wychwytywanie, wykorzystanie i składowanie dwutlenku węgla; RŚ = reszta świata; 2024e = szacunki na 2024 r. Szacunkowa wartość na 2024 r. jest prognozą opartą na trendach obserwowanych do czerwca 2024 r.

Globalna produkcja wodoru osiągnęła 97 Mt w 2023 r., praktycznie w całości pochodząca z nieograniczonych paliw kopalnych. Chiny są największym producentem wodoru na świecie. IEA. CC BY 4.0.





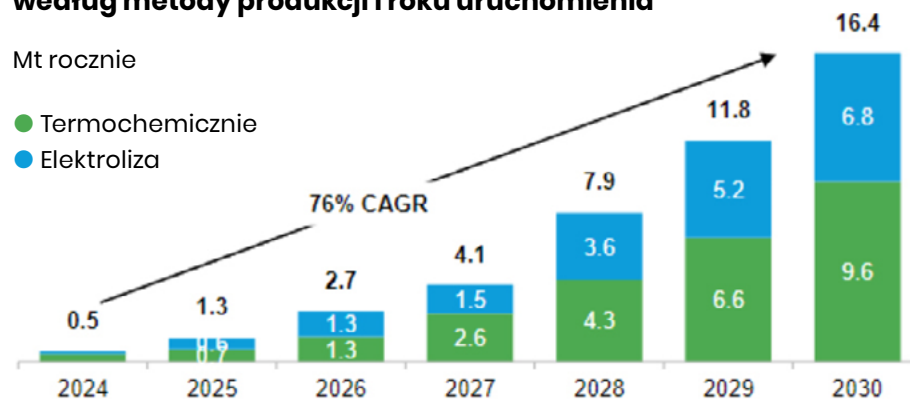
węgla – około 20 proc. całej produkcji. Tu proces jest podobny, tyle że przy użyciu pary wodnej oraz tlenu z węgla wytwarza się gaz syntezowy, który zawiera wodór (25–30 proc.), tlenek węgla (30–60 proc.), dwutlenek węgla (5–15 proc.) i parę wodną (2–30 proc.). Tej metody produkcji używa się głównie w Chinach. Poza tym ponad 15 proc. wodoru powstaje jako produkt uboczny w rafineriach i przemyśle petrochemicznym, w procesach takich jak reforming nafty.

● **Niebieski wodór** – produkcja wodoru niskoemisyjnego wzrosła w ciągu ostatnich lat bardzo nieznacznie, do około 1 mln ton, czyli około 1 proc. światowej produkcji. Głównie jest to niebieski wodór powstały w wyniku reformingu parowego, ale z wykorzystaniem systemów do wychwytywania CO<sub>2</sub> (CCUS). Jest to technologia analogiczna do sekwestracji, jakiej dokonuje się przy spalaniu paliw kopalnych.

### Prognoza rocznych dostaw niskoemisyjnego wodoru według metody produkcji i roku uruchomienia

Mt rocznie

- Termochemicznie
- Elektroliza



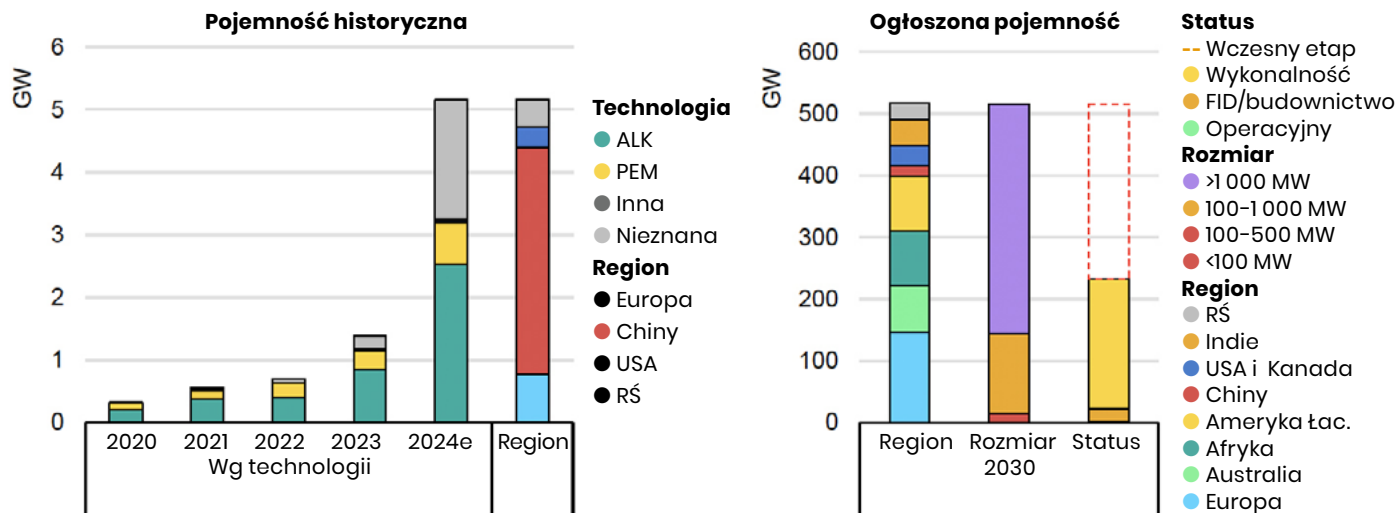
Źródło: Bloomberg NEF. Uwaga: „Termochemicznie” obejmuje wszystkie ścieżki niskoemisyjne wykorzystujące paliwa kopalne jako surowiec. „CAGR” oznacza skumulowaną roczną stopę wzrostu.

● **Elektroliza** – produkcja wodoru w procesie elektrolizy to wciąż marginalna działalność, w ten sposób w 2023 r. wytworzono mniej niż 100 tys.

ton H<sub>2</sub>. W 2024 r. znacząco zwiększony został potencjał produkcyjny elektrolizy – wg szacunków IEA z 1,4 GW do 5 GW – wciąż są to niewielkie,

niekoniecznie pracujące z pełną mocą, a niekiedy eksperymentalne instalacje zlokalizowane głównie w Chinach, Europie i Stanach Zjednoczonych

### Zainstalowana moc elektrolizera według technologii i regionu, 2020–2024e oraz moc według regionu, wielkości zakładu i statusu na podstawie ogłoszonych projektów, 2030



Uwagi: ALK = elektrolizery alkaliczne; PEM = elektrolizery z membraną wymiany protonów; FID/Budowa = ostateczna decyzja inwestycyjna i w trakcie budowy; RŚ = reszta świata; 2024e = szacunki dotyczące zdolności produkcyjnej w 2024 r., oparte na projektach, których uruchomienie zaplanowano na 2024 r. i które osiągnęły co najmniej FID. „Inna” technologia odnosi się do elektrolizy tlenków stałych, elektrolizy z membraną wymiany anionów lub kombinacji różnych technologii. Jednostką jest GW energii elektrycznej. Uwzględniono tylko projekty z ujawnionym rokiem rozpoczęcia.

Źródło: Baza danych projektów produkcji wodoru IEA (październik 2024).

Zgodnie z zapowiedziami, moc elektrolizerów może osiągnąć 230 GW do 2030 r. lub nawet 520 GW w przypadku projektów będących jeszcze na wczesnym etapie rozwoju, z zainstalowanej mocy 1,4 GW w 2023 r. IEA. CC BY 4.0.



(łącznie odpowiadają za jakieś 75 proc. światowej produkcji wodoru elektrolitycznego). Uruchomione zostały już projekty instalacji, które dostarczą 3,4 mln niskoemisyjnego wodoru, z czego 55 proc. pochodzi z elektrolizy, a prawie 45 proc. z paliw kopalnych z instalacjami CCUS. Według IEA w 2030 r. co najmniej dwie trzecie czystego wodoru będzie wytwarzane przy użyciu elektrolizerów – wówczas rocznie będą produkowane elektrolizery o łącznej mocy 165 GW. Pod koniec dekady tylko w Europie ma być produkowane 8 mln ton, a w Australii 6 mln ton. „Dostępność taniej energii słonecznej i wiatrowej, a także bliskość rynku azjatyckiego mogłyby uczynić Australię jednym z głównych eksporterów wodoru i paliw wodorowych. Podobny trend jest zauważalny w Chile: według naszych informacji potencjalna produkcja wodoru niskoemisyjnego projektów ogłoszonych sięga prawie 4 mln ton”, zaznaczają eksperci IEA. Duży potencjał na poziomie 7 mln ton do 2030 r. ma także Afryka. Eksperci BNEF wskazują zresztą, że metoda ta będzie przyszłością i podstawą

całej gospodarki wodorowej – w połowie wieku ma odpowiadać za 94 proc. podaży – stąd jej rozwój jest dziś kluczowy. Poniżej lista dojrzałych i dopiero rozwijających się technologii elektrolitycznych:

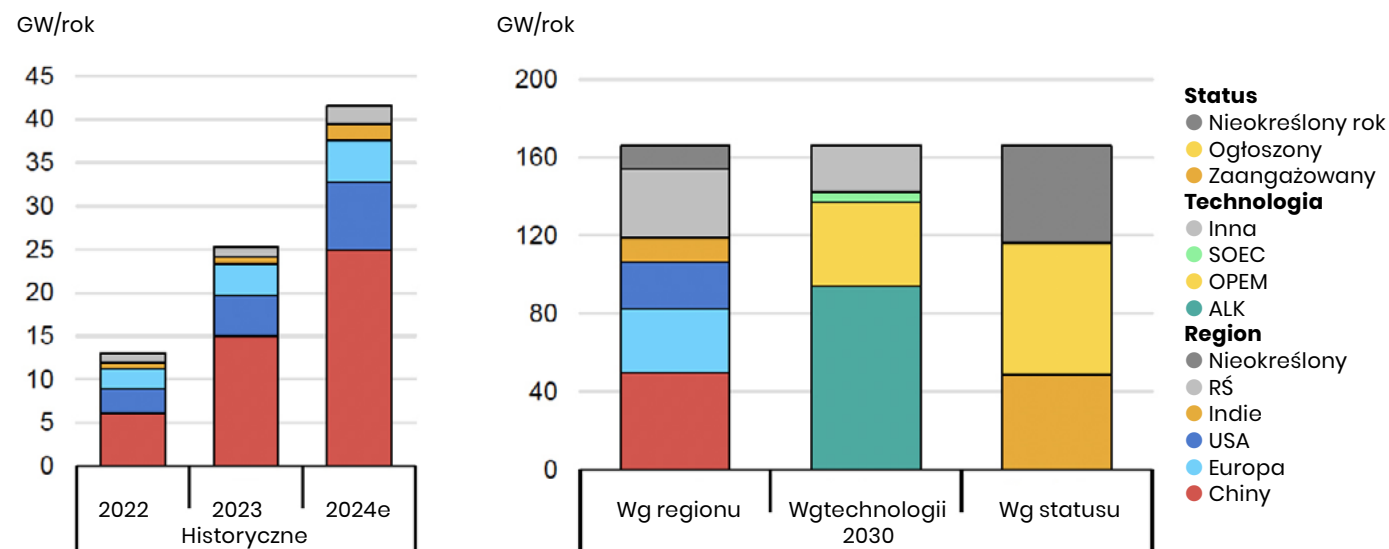
→ **Elektrolizery alkaliczne (ALK, TA, AWE)** – to najbardziej tradycyjna, używana jeszcze w XIX wieku, wciąż wiodąca technologia elektrolizy wodoru, która pod koniec ub. roku odpowiadała za ponad 49 proc. zainstalowanej mocy elektrolizerów i około 70 proc. produkcji nowych urządzeń. Ich ogniwo składa się z dwóch elektrod (anody i katody) zanurzonych w alkalicznym roztworze elektrolitu, takiego jak wodorotlenek sodu (NaOH) lub wodorotlenek potasu (KOH), zwykle w stężeniu 20–30 proc. Po podłączeniu do prądu jony wodorotlenku (OH<sup>-</sup>) transportowane są pomiędzy elektrodami oddzielonymi od siebie membraną z cienkiej porowatej folii. Zaletą elektrolizerów alkalicznych jest dobrze sprawdzona technologia i niski koszt. Kluczową słabością pozostaje jednak niska wydajność. Nie zmienia to faktu, że wg

IEA pozostanie to wiodąca metoda elektrolizy, chociaż udział elektrolizerów alkalicznych w mocach produkcyjnych spadnie w 2030 r. do 55 proc. (90

GW). Tymi rozwiązaniami interesują się przede wszystkim firmy z Chin – przyciągnęły m.in. producentów fotowoltaiki Trina oraz Sungrow,

a nawet koncern motoryzacyjny BYD – i tu działa też największy na świecie elektrolizer alkaliczny należący do Shuangliang Group.

### Moce produkcyjne elektrolizerów według regionu, 2022–2024e i ogłoszone dodatkowe moce produkcyjne według regionu, technologii i statusu, 2030



Uwagi: ALK = elektrolizer alkaliczny; PEM = membrana wymiany protonów; SOEC = elektrolizer tlenków stałych; RŚ = reszta świata; 2024e = szacunek na 2024 r. „Zaangażowane” odnosi się do zdolności operacyjnej, będącej w budowie lub takiej, która osiągnęła FID. IEA. CC BY 4.0.





→ **Elektrolizery wykorzystujące polimerową membranę wymiany protonów (PEM)** – to druga kluczowa metoda elektrolizy, opracowana w latach 60. przez General Electric, który szukał technologii bardziej efektywnej niż alkaliczna. Zrezygnowano więc z płynnego elektrolitu i zastąpiono go membraną kwasową umieszczoną bezpośrednio pomiędzy elektrodami. W ten sposób pełni funkcję stałego elektrolitu. Początkowo był pięciokrotnie bardziej wydajny niż elektrolizery alkaliczne,

ale szybko również tamta technologia zaczęła być ulepszana i ostatecznie PEM nie zdominował rynku. Jego udział sięga 12 proc., ale moce stale rosną.

W ostatnim czasie rozpoczęło działalność kilka projektów wykorzystujących średniej wielkości elektrolizery PEM. W USA pod koniec 2023 r. Cavendish NextGen Hydrogen Hub uruchomił instalację o mocy 25 MW (FPL Okeechobee Clean Energy Center), zasilaną przez ogniwa fotowoltaiczne, a na początku roku

Plug wystartował elektrolizerami o łącznej mocy około 50 MW (Camden County) – mają produkować wodór do wykorzystania w transporcie. Pojawiło się też kilka inwestycji w Europie – m.in. elektrolizer o mocy 10 MW w rafinerii Szazhalombatta na Węgrzech, a norweska firma Yara rozpoczęła eksploatację elektrolizera PEM o mocy 24 MW do produkcji amoniaku (to pierwsza faza projektu Porsgrunn, Herøya). W tej technologii działa też pierwszy w Polsce elektrolizer o mocy 0,2 MW uruchomiony w 2023 r. przez

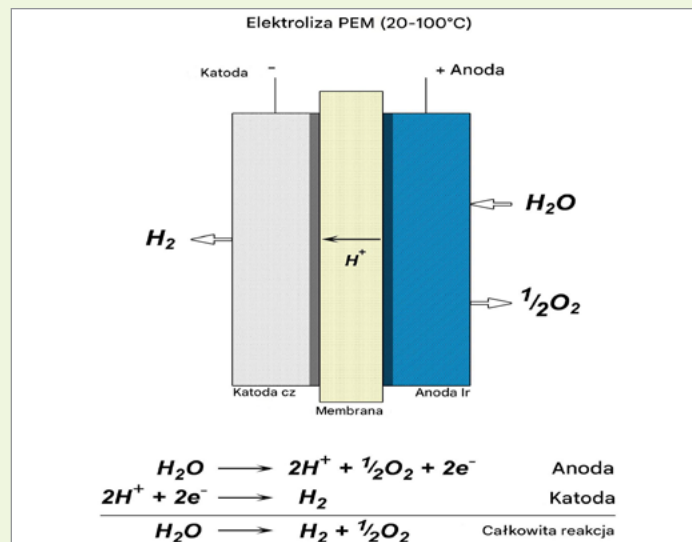
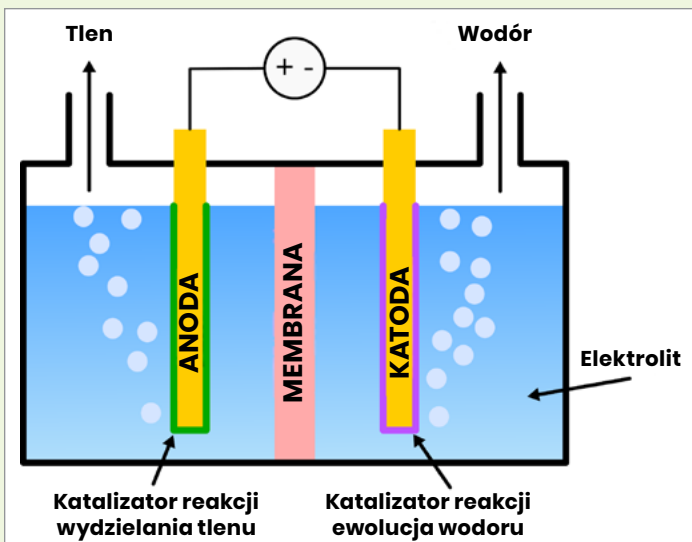
Solbet z Solca Kujawskiego oraz druga, znacznie większa instalacja (5 MW), którą w ub.r. Promet-Plast uruchomił pod Wrocławiem.

Elektrolizery PEM są zresztą specjalnością Europy, dzięki czemu wg IEA do 2030 r. ich udział w rynku nowych urządzeń sięgnie 26 proc. (43 GW mocy rocznie). Połowa mocy produkcyjnych będzie wówczas znajdować się na Starym Kontynencie, ich produkcji podjął się jednak także chiński Tianjin Mainland, który dotychczas produkował elektrolizery alkaliczne, oraz amerykańska Accelera należąca do grupy Cummins – jej modułowy model HyLIZER1000 o mocy 5 MW to największe urządzenie PEM na świecie.

→ **Elektrolizery z membraną anionowymienną (AEM)** – powstały w wyniku połączenia technologii alkalicznej ALK oraz PEM. Podobnie jak w tradycyjnych urządzeniach alkalicznych dokonuje się w nich elektrolizy nieszlachetnych katalizatorów przy jednoczesnym osiągnięciu gęstości energii

i wydajności porównywalnych z technologią PEM. Kluczowy jest tu stos AEM, w którym zachodzi reakcja rozszczepienia. W rozwiązaniu włoskiego Enaptera elektrolit o niskiej zawartości wodorotlenku potasu (1 proc.) krąży w półogniwie anody, zwilżając membranę tylko z tej jednej strony. Częstki wody przemieszczają się przez nią od anody do katody, gdzie odrywa się wodór ( $H_2$ ). Pozostała część  $OH^-$  z ładunkiem ujemnym wraca do anody, gdzie z kolei oddziela się cząstka tlenu ( $O_2$ ). Układ półogniw w elektrolizerze AEM, w przeciwieństwie do tradycyjnego elektrolizera alkalicznego (TA), umożliwia wytwarzanie wodoru i tlenu pod ciśnieniem odpowiednio 35 barów i 1 bara. Różnica ciśnień między półogniwami może zapobiegać przedostawaniu się wytwarzanego tlenu do półogniwa wysokociśnieniowego, zapewniając w ten sposób bardzo wysoką czystość wodoru (99,9 proc.).

Elektrolizery AEM znajdują się na dość wczesnym etapie rozwoju, ale postęp jest tu szybki. W 2021 r.





IEA zakwalifikowała je do kategorii TRL4 (wczesny prototyp). Jednak widząc tempo ich rozwoju, w 2022 r. skorygowała w górę ocenę, przesuwając je do kategorii TRL6, czyli pełny prototyp. Dla porównania, elektrolizery SOEC są oznaczone jako TRL7 (patrz niżej). Jednym z pionierów tej technologii jest włoska firma Enapter, która w 2018 r. zaprezentowała pierwsze kompaktowe elektrolizery AEM, a już rok później zaczęła produkować je seryjnie. W 2021 r. firma dostała pierwsze zamówienie na nowy wielordzeniowy elektrolizer AEM Multicore, który mieści się w kontenerze. Pierwsze urządzenia trafiły do klientów w ubiegłym roku. Dziś to największy producent tego segmentu, który co roku wielokrotnie zwiększa produkcję. Kolejnym ważnym graczem jest amerykański EvoOH, który uruchamia nową linię do produkcji elektrolizerów AEM. Według ekspertów IEA jest to bardzo obiecująca technologia, która do 2030 r. ma szansę na 10-procentowy udział w produkcji nowych elektrolizerów, czyli nawet więcej niż bardziej dojrzała technologia SOEC.

→ **Elektrolizery wysokotemperaturowe (HTE)** znane też jako **parowe elektrolizery wysokotemperaturowe (HTSE)** – druga z tych nazw precyzyjnie określa, na czym polega cała technologia: instalacja rozdziela parę wodną na jej składniki, wodór i tlen, wykorzystując energię elektryczną z OZE. Elektrolitami są tutaj stopione sole lub wodorotlenki. Prowadzenie elektrolizy w temperaturze 600 st. C i więcej uzasadnione jest o tyle, że wyższa energia termiczna sprawia, iż do rozszczepienia cząsteczek potrzeba mniej energii elektrycznej. Co więcej, w bardzo wysokich temperaturach rzędu 2500 st. C energia elektryczna staje się całkiem niepotrzebna, ponieważ woda rozkłada się na wodór i tlen w reakcji termolizy. Per saldo elektroliza w wysokiej temperaturze jest bardziej wydajna ekonomicznie niż tradycyjna elektroliza w temperaturze pokojowej, ponieważ część energii dostarczanej jako ciepło jest tańsza niż energia elektryczna, a przy tym reakcja elektrolizy jest bardziej wydajna w wyższych temperaturach.

→ **Elektrolizery ze stałym tlenkiem (SOEC)** – to najbardziej rozwinięta nowa technologia wysokotemperaturowej elektrolizy wody (od 600 do 850 st. C), która dziś odpowiada za 6 proc. produkcji wszystkich elektrolizerów. Jako pierwsza jej potencjał doceniła NASA, wykorzystując ten elektrolizer w łaziku Mars 2020 w urządzeniu zwanym MOXIE (Mars Oxygen ISRU – In Situ Resource Utilization) wystanym w ramach misji Perseverance. Od kwietnia 2021 r. produkuje tlen z bogatej w dwutlenek węgla atmosfery Marsa. Praktyczny początek wysokotemperaturowej elektrolizy w produkcji wodoru datuje się na 2022 r., gdy niemiecki Sunfire zaczął instalację wysokotemperaturowych elektrolizerów SOEC m.in. w zakładach Neste w Rotterdamie (o mocy 2,6 MW) i RWE w Lingen w Dolnej Saksonii (250 kW). Jeszcze większy elektrolizer o mocy 25 MW Norsk e-fuel wykorzystuje do produkcji 12,5 mln litrów nafty syntetycznej. Wśród dużych firm na technologię tę postawił m.in. Thyssenkrupp,

który we współpracy z ośrodkiem badawczym Fraunhofer IKTS w tym roku chce uruchomić pilotażową linię produkcyjną. Na razie kluczowym graczem w tym segmencie jest jednak duński Topsoe, który elektrolizer o mocy 500 MW instaluje w fabryce amoniaku First Ammonia, a za oceanem chce uruchomić nową linię produkcyjną o mocy 1 GW rocznie.

Technologia ogniw elektrolizy ze stałym tlenkiem (SOEC) jest jedną z najbardziej wydajnych na rynku. Jej sprawność na poziomie 80–90 proc. zapewnia najniższe koszty wodoru. Istotnym elementem jest także wykorzystanie w procesie przemysłowego ciepła odpadowego, dzięki czemu zmniejsza się zapotrzebowanie na energię elektryczną. Brak tu też metali szlachetnych wymaganych do produkcji – stos wykonany jest z ceramiki, która może być pozyskiwana lokalnie. Elektrolizery SOEC mają przy tym modułową konstrukcję, co umożliwia łatwe skalowanie produkcji zgodnie z zapotrzebowaniem.

Wadą tej technologii jest wciąż wysoki koszt inwestycji w stosunku do mocy wytwórczych. W ich przypadku CAPEX waha się od 2,8 do 5,6 tys. dol. za kW, czyli od dwóch do pięciu razy więcej niż elektrolizerów PEM. Jest to jednak technologia na wczesnym etapie rozwoju, a historia poprzednich technologii pokazała, że koszty inwestycji da się szybko redukować. Według ekspertów IEA technologia SOEC będzie rosła z całą resztą rynku i pod koniec dekady elektrolizery ze stałym tlenkiem utrzymają swój 6-procentowy udział w globalnej produkcji.

● **Fotokataliza** – Amerykańskie Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej (NREL) uznało, że bardziej energooszczędna niż elektroliza może być produkcja wodoru w tzw. fotoreaktorach. Dzięki fotokatalizie można po prostu rozszczepiać cząstki wody albo wytwarzać wodór przez tzw. fotoreformację substancji organicznych w postaci cieczy lub gazu. NREL stawia na pierwszą opcję i tzw. solarną





produkcję termochemicznego wodoru (STCH). W ub.r. koncepcję takiego reaktora przedstawili inżynierowie z MIT, którzy chcą wykorzystywać ciepło wytwarzane w skoncentrowanej elektrowni słonecznej (CSP) – czyli specjalnym układzie luster skupiających światło w jednym punkcie.

Sercem koncepcyjnego systemu STCH jest dwuetapowa reakcja termochemiczna. W pierwszym kroku woda w postaci pary jest wystawiona na działanie metalu, który pobiera tlen z pary, pozostawiając wodór. To „utlenianie” metalu jest podobne do rdzewienia żelaza, ale zachodzi znacznie szybciej. Po rozdzieleniu wodoru utleniony nośnik jest ponownie podgrzewany w próżni, która odwraca proces rdzewienia i regeneruje metal. Po usunięciu tlenu metal można ponownie schłodzić i wystawić na działanie pary, aby wytworzyć więcej wodoru. Ten proces można powtarzać setki razy.

Słabością systemów STCH jak dotąd była ograniczona wydajność: tylko

około 7 proc. przychodzącego światła słonecznego jest wykorzystywane do wyprodukowania wodoru. To główne ograniczenie metody fotokatalitycznej, która wykorzystuje tylko fale krótkie, było największym wyzwaniem ekipy z MIT szacującej, że jej nowy projekt może wykorzystać do 40 proc. energii słońca.

„Próbujemy osiągnąć cel Departamentu Energii, którym jest wyprodukowanie w 2030 r. zielonego wodoru przy koszcie 1 dol. za kilogram. Aby poprawić ekonomikę procesu, musimy ulepszyć wydajność i upewnić się, że większość energii słonecznej, którą zbieramy, jest wykorzystywana do produkcji wodoru”, mówi prof. Ahmed Ghoniem z MIT. W podobnym kierunku idzie myślenie każdego, kto pracuje nad fotoreaktorami: jak najlepiej wykorzystać energię słońca, m.in. dzięki wykorzystaniu całego jego spektrum (czego nie robią instalacje fotowoltaiczne dostarczające energię do elektrolizerów). Wciąż jest to jednak dość wczesny etap prac, w których udział biorą raczej naukowcy z uczelni niż przedsiębiorcy.

● **Biowodór** – realnym źródłem wodoru może być także materia organiczna, np. rośliny takie jak algi. Chodzi o zawartą w nich hydrogenazę. To enzym, w którym stałym i zasadniczym składnikiem są molekuły wodoru ( $H_2$ ). Naukowcy z Tel Aviv University opracowali aż trzy efektywne metody wydobywania pierwiastka z hydrogenazy. Do dyspozycji jest m.in. produkcja fermentacyjna (np. produkcja biowodoru z fotofermentacji, produkcja biowodoru z ciemnej fermentacji i produkcja biowodoru z fotociemnej potężzonej fermentacji) oraz produkcja w procesie fotosyntezy (np. bezpośrednia produkcja biowodoru z fotolizy biologicznej i produkcja biowodoru z pośredniej fotolizy biologicznej).

Najbardziej wydajna produkcja biowodoru odbywa się przy użyciu zmodyfikowanych genetycznie szczepów alg, które pozbawiono poszczególnych składników odżywczych. Duża efektywność występuje przy niedoborze siarki w porównaniu z niedoborem azotu,

fosforu i magnezu. Nad algami pracują także naukowcy z Xiamen University, którzy zwracają uwagę, że przetwarzanie ich na biowodór pochłania znacznie mniej energii niż przerabianie na biodiesel. Przytaczają też szacunkowe koszty komercyjnej produkcji biowodoru z mikroalg na dużą skalę – na ponad 100-hektarowych farmach – w prawie poziomym rurowym systemie fotobioreaktorów.

Opierając się na sprawności konwersji energii słonecznej wynoszącej 10 proc. zdolności fotosyntetycznej mikroalg wykorzystywanych do produkcji biowodoru, koszt fotobioreaktora rurowego szacuje się na 50 dol./m kw. W tej sytuacji koszt produkcji biowodoru wyliczony został na 15 dol./GJ. Biorąc pod uwagę, że 1 GJ mieści się w 7,7 kg gazu, daje to wynik na poziomie 2 dol. za 1 kg wodoru. Technologia wydaje się więc bardzo obiecująca. Z kolei ekipa z Tel Aviv University pochwaliła się wyhodowaniem alg, które produkują pięć razy więcej hydrogenazy niż normalne odmiany.

Dalekosiężnym celem izraelskich naukowców jest także zorganizowanie upraw, aby glony mogły produkować wodór bezpośrednio w samochodzie.





# EKSPERCI MAJĄ GŁOS: pięć wyzwań, które utrudniają rozwój gospodarki wodorowej

Fot. Matt Walsh/Unsplash

W ostatnim roku kilka projektów wodoru niskoemisyjnego zostało opóźnionych, przełożonych, a nawet anulowanych. Dotyczyło to m.in. ambitnych projektów, które stawiały na szybki rozwój rynku oraz technologii (takich jak wykorzystanie wodoru w nowych obszarach, które nie są jeszcze skomercjalizowane, czy międzynarodowy handel wodorem niskoemisyjnym), a także wykorzystania wodoru w przedsięwzięciach budzących wątpliwości, jeśli chodzi o odpowiednią rentowność, oraz takich, w których dostępne są bardziej konkurencyjne alternatywy (np. lekki transport drogowy, ogrzewanie domowe i mieszanie sieciowe).

Według ekspertów Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) anulowanie tych projektów sugeruje, że sektor ten dojrzewa i wychodzi poza szum medialny obserwowany w ostatnich latach. Ich zdaniem coraz większe jest zrozumienie co do tego, gdzie leżą rzeczywiste możliwości dla wodoru i gdzie należy skupić wysiłki. Duża liczba projektów, nawet tych opartych

na solidnych podstawach, stoi jednak przed różnymi wyzwaniami, które utrudniają postęp całego sektora. IEA wylicza pięć kluczowych barier, z którymi mierzą się deweloperzy projektów wodorowych:

## → **Niepewność regulacyjna:**

inwestorzy potrzebują jasnych i stabilnych ram regulacyjnych. Mimo że wiele rządów czyni postępy, w wielu przypadkach przepisy nie są jeszcze jasne, co może prowadzić do wstrzymania przez firmy programów wodorowych lub odkładania projektów w oczekiwaniu na wyklarowanie sytuacji prawnej.

## → **Niepewność popytu:**

powolny rozwój rynku wodoru niskoemisyjnego i niewystarczający popyt oznaczają, że deweloperzy projektów nie mogą zapewnić odbioru, który zabezpieczyłby inwestycje. Kilka opóźnionych i anulowanych projektów to efekt braku odpowiedniego popytu, w tym przy produkcji metanolu, amoniaku, paliw syntetycznych i wodoru do wielu zastosowań końcowych.





Wyzwania związane z podpisywaniem umów odbioru doprowadziły m.in. do anulowania flagowego projektu Orsted (Szwecja) dotyczącego produkcji metanolu przy użyciu wodoru opartego na odnawialnych źródłach energii, i to mimo rozpoczęcia montażu elementów instalacji na początku 2024 r.

#### → **Przeszkody finansowe i opóźnienie**

**wsparcia:** produkcja i wykorzystanie wodoru niskoemisyjnego pozostają droższe niż dotychczasowe rozwiązania oparte na paliwach kopalnych. Terminowe działania rządu mające na celu zamknięcie tej luki kosztowej poprzez preferencję dla rozwiązań niskoemisyjnych wobec alternatywnych paliw kopalnych (np. poprzez ustalanie cen emisji dwutlenku węgla, zachęty, preferencyjne finansowanie i wycofywanie dotacji do paliw kopalnych) mają kluczowe znaczenie dla pionierów branży. Rządy zaczęły wdrażać programy wsparcia dla pierwszych projektów, ale opóźnienia w udostępnianiu finansowania skłoniły firmy do odłożenia bądź ograniczenia

celów produkcyjnych lub opóźnienia inwestycji. Nawet projekty, które już otrzymały finansowanie publiczne, zostały opóźnione i anulowane z powodu wzrostu kosztów finansowania oraz materiałów, który całkowicie zmienił biznesplan między momentem, w którym firmy złożyły wniosek o finansowanie, a momentem jego zatwierdzenia.

#### → **Problemy z licencjami**

**i zezwoleniami:** podobnie jak w przeszłości deweloperzy projektów energii odnawialnej kilku deweloperów projektów wodoru niskoemisyjnego zмага się obecnie z uzyskaniem niezbędnych pozwoleń od władz, w tym na dostęp do źródeł wody i przyłączy sieciowych. Sprzeciw władz lokalnych również skomplikował uzyskiwanie licencji na kontynuowanie rozwoju projektów, a zatem ich przyszłą eksploatację. Chociaż złożoność niektórych procedur wydawania pozwoleń jest często podawana jako powód opóźnień, złe praktyki branżowe (np. składanie niekompletnych plików, słabe zarządzanie projektami) mogą również

opóźniać decyzje władz i wpływać na plany projektów. W 2023 r. jedenasty projektom w Mongolii Wewnętrznej (Chiny), odpowiadającym za ponad 3 GW elektrolizy, cofnięto zezwolenia na inwestycję z powodu opóźnień ze strony deweloperów.

→ **Wyzwania operacyjne:** chociaż kilka technologii produkcji wodoru niskoemisyjnego jest dojrzałych komercyjnie, obecnie stoją one przed wyzwaniem, jakim jest przeskalowanie działalności. Wymaga to nowych konfiguracji instalacji, które należy przetestować i udoskonalić, w procesie, który stawia deweloperom przeszkody techniczne i operacyjne. Na przykład projekt Kuqa firmy Sinopec, największa na świecie działająca instalacja elektrolizy (260 MW), zainaugurowana w 2023 r., napotkał problemy operacyjne ze swoimi elektrolizerami, ograniczając produkcję, i nie oczekuje się, że będzie działać z pełną wydajnością do 2025 r. Inne projekty działające na mniejszą skalę zostały opóźnione (projekt o mocy 20 MW w Danii) lub wyłączone z eksploatacji (2,5 MW w Hiszpanii)

na długi okres po uruchomieniu z powodu usterek sprzętu. Nie są to przypadki jednostkowe, a wielu deweloperów zgłaszało, że napotkało na zbieg różnego rodzaju problemów. Na przykład Uniper opóźnił uruchomienie pierwszej fazy (100 MW) projektu H2Maasvlakte w Holandii (który otrzymał wsparcie z Funduszu Innowacji UE), po tym jak nie udało mu się zabezpieczyć umowy zakupu energii dla obiektu, a do tego zgłosił problemy związane z wysokimi opłatami sieciowymi, niepewnością co do wystarczającego poboru i barierami w wymogach regulacyjnych. Do tego doszły jeszcze złożone procedury administracyjne potrzebne do zabezpieczenia finansowania z publicznych programów wsparcia.



# Złoty wodór: paliwo kopalne XXI wieku

Fot. Liz Joseph/Unsplash

● Złoty czy też biały wodór to gaz w stanie naturalnym, który w ciągu ostatnich lat rozbudził ogromne oczekiwania. W sytuacji gdy obniżenie ceny produkcji zielonego wodoru do 2 dol. za kilogram okazało się bardzo trudne, na poważnie zaczęto poszukiwać złóż wodoru, który podobnie jak metan powstaje w wyniku naturalnych procesów. Zazwyczaj są to zachodzące pod ziemią reakcje chemiczne skał bogatych w żelazo z wodą oraz rozpad wody w wyniku kontaktu z materiałami radioaktywnymi. Ponieważ jednak cząsteczki wodoru są małe i lekkie, łatwo przenikają przez skały i uciekają do atmosfery. Wodór służy również jako źródło pożywienia dla wielu mikroorganizmów. Stąd długo panowało przekonanie, że naturalne podziemne złoża gazu są niewielkie i rzadkie. Nie bardzo się więc tym interesowano i nie badano, jak to wygląda w rzeczywistości.

● Dziś mamy całkowity zwrot i geolodzy na całym świecie zaczynają poszukiwania złóż wodoru, które zakończyły się już budzącymi

nadzieje sukcesami. W ten sposób m.in. naukowcy z francuskiego Narodowego Centrum Badań Naukowych odkryli szczególnie duże złoża naturalnego wodoru w zagłębiu węglowym Lotaryngii w północno-wschodniej Francji. Zbiornik może zawierać 250 mln ton naturalnie występującego wodoru – co wystarczy, aby zapewnić niemal tyle samo energii, co największe pole naftowe w Wielkiej Brytanii (Clair na zachód od Szetlandów). We Francji duży potencjał ma także Nouvelle Aquitaine (H<sub>2</sub>NA), a sami francuscy naukowcy w okolicach albańskiego miasta Bulqizë odkryli czyste w 84 proc. złożo wodoru, które rocznie może dostarczać 200 ton wodoru. Złóż cennego gazu szukają również Amerykanie i Kanadyjczycy (m.in. w Quebecu), a także Brazylijczycy, którzy trafili na jego źródło w nadbrzeżnym mieście Maricá położonym niedaleko Rio de Janeiro. Spore oczekiwania są także w Afryce, gdzie w 1987 r. w Bourakébougou w Mali odkryto złożo i uruchomiono pierwszy oraz na razie jedyny komercyjny odwiert

dostarczający 100 kg wodoru dziennie. Złoża użyto do produkcji energii elektrycznej na lokalne potrzeby, a kanadyjska firma Hydroma, która prowadzi wydobywanie, przekonuje, że wodór pozyskuje przy kosztach na poziomie 50 centów za kilogram. Jej sukces zainspirował do uruchomienia projektu HyAfrica, w ramach którego prowadzone są poszukiwania w Maroku, Mozambiku, RPA i Togo.

● Aby dowiedzieć się, czy złoty wodór może mieć znaczący wpływ na odejście od paliw kopalnych, trzeba zdobyć jednak jeszcze wiele informacji na temat jego złóż. Geolodzy muszą lepiej zrozumieć, w jaki sposób i gdzie tworzy się gazowy wodór, w jaki sposób migruje do miejsc, w których zostaje uwięziony, oraz jak długo tam pozostaje, zanim wycieknie lub zostanie skonsumowany przez mikroorganizmy. Stąd pod koniec 2023 r. prezydent Emmanuel Macron zapowiedział, że jego rząd zapewni finansowanie na poszukiwanie naturalnego wodoru, którego francuska ziemia ma mieć pod dostatkiem.





Temat poważnie potraktował także Departament Energii USA, który przyznaje granty zespołom z laboratoriów, uniwersytetom i prywatnym firmom na rozwój technologii mogących prowadzić do taniego, czystego wydobycia paliwa spod powierzchni. Departament Energii zakłada, że wskaźniki produkcji ze złóż wynoszą co najmniej 30 tys. ton wodoru rocznie. Jest to mniej więcej równoważne elektrolizerowi o mocy 170 MW działającemu przez blisko 5000 godz./rok, czyli około 15–30 proc. produkcji typowej instalacji reformingu parowego metanu (SMR).

● Potencjał naturalnego wodoru dostrzega także Międzynarodowa Agencja Energii. Według jej informacji do końca 2023 r. 40 firm prowadziło komercyjne poszukiwania naturalnych złóż wodoru (to czterokrotny wzrost od 2020 r.). W Hiszpanii i Australii deweloperzy zgłaszają, że dążą do osiągnięcia pułapu kosztowego na poziomie 1 dol. za kilogram, w zależności od głębokości i czystości złoża. Dotacje do produkcji zapewniane w ramach amerykańskiej

ustawy o redukcji inflacji (IRA) mają też sprawić, że proces ten będzie opłacalny w USA. Niemniej IEA szacuje, że techniczna dojrzałość naturalnego wodoru znajduje się obecnie na 5. poziomie gotowości technologicznej (TRL), czyli o jeden poziom wcześniej niż elektrolizery z membraną anionowymienną (AEM) oraz dwa poziomy niż elektrolizery SOEC (patrz rozdział o technologii produkcji wodoru).

● Najwięcej, bo sześć dużych projektów poszukiwawczych prowadzonych jest we Francji – dwa w Pirenejach i po jednym w Landach, Lotaryngii, Puy de Dôme oraz Jurze. Jeśli chodzi o wydobycie w Europie, uruchomili je już Finowie w pasie Outokumpu. W USA są dwa znane projekty: niewielki wart 4 mln dol. HyTerra zlokalizowany w Kansas oraz bardzo duży prowadzony na terenie całego kraju przez spółkę Koloma, która zebrała od inwestorów aż 366 mln dol. Z kolei w Kanadzie odwierty zaczęto już w północnym Ontario (Chapman Hydrogen and Petroleum Engineering) oraz

w Saskatchewan (Max Power Mining Corp.). W Brazylii wodorem zainteresował się z kolei lokalny potentat energetyczny Petrobras – na początek przeznaczył na to 3,8 mln dol. – a w Omanie temat pilotuje Ministerstwo Energii i Minerali. Pierwsze sukcesy poszukiwawcze mają też w Australii, gdzie firma Gold Hydrogen na półwyspie York trafiła na złoża o czystości sięgającej 95,8 proc. Poza tym poszukiwania są tu prowadzone na półwyspie Eyre oraz w basenie Amadeus, gdzie odwierty mają zacząć się w tym roku.

● Aby zachęcić do poszukiwań naturalnego wodoru, kilka krajów zmieniło swoje przepisy i regulacje, ale jest on wyraźnie wymieniony tylko w 3 z 60 opublikowanych dotychczas strategii wodorowych. W Europie jednym z pionierów jest Polska, gdzie nowelizacja prawa geologicznego i górniczego, wprowadzona we wrześniu 2023 r., zapewniła ramy prawne dla poszukiwań i uznawania złóż naturalnego wodoru. We Francji naturalny wodór jest uważany za ważny filar Narodowej Strategii

Wodorowej, a kraj ten zamierza być pionierem w produkcji naturalnego wodoru. Z kolei w lutym 2024 r. Filipiny otworzyły aukcję na prawa do poszukiwań naturalnego wodoru w dwóch strefach około 200 km od Manili, a w maju Australia uchwaliła ustawę umożliwiającą poszukiwanie naturalnie występującego wodoru. Dodatkowe wsparcie legislacyjne zostało zaoferowane w Australii Południowej, gdzie jedna trzecia stanu jest już objęta pozwoleniami na eksplorację naturalnego wodoru.



## CASE:

# wodór nie tylko wydobywać, ale i produkować pod ziemią

To rodzaj inżynierii geologicznej. Jeśli ustalimy, jak złoża wodoru powstawały pod ziemią, to możemy powtórzyć ten proces i sami go wytworzyć. Wielkimi entuzjastami takiego podejścia są nie tylko naukowcy, ale przede wszystkim amerykański Departament Energii.

Stąd jego agencja The Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E) uruchomiła szeroki program grantowy zarówno dla naukowców, jak i przedsiębiorców, który ma pobudzić branżę tzw. złotego wodoru, czyli naturalnego gazu, który powstaje w skorupie ziemskiej. Projekty są zróżnicowane: zaczynają się od adaptacji technik znanych z wydobywania ropy i gazu do produkcji i wydobywania wodoru, a kończą na opracowywaniu modeli do zrozumienia mechanizmu powstawania wodoru w skałach.

Jedni z ubiegłorocznych zdobywców dotacji, grupa badawcza MIT kierowana przez Iwnetim Abate, wykorzystują pozyskane środki na określenie idealnych warunków do wytwarzania wodoru pod ziemią. Biorą pod uwagę czynniki takie jak katalizatory do inicjowania reakcji chemicznej, temperatury, ciśnienia i poziomów pH. „W wodrze geologicznym wciąż nie rozumiemy, jak można przyspieszyć jego produkcję, ponieważ jest to reakcja chemiczna, ani nie wiemy, jak zaprojektować system jego bezpiecznego wydobywania”, mówi Douglas Wicks, dyrektor programowy w ARPA-E. Lista niewiadomych jest równie długa jak droga do pierwszych komercyjnych projektów wydobywania wodoru. Natural Hydrogen Energy, start-up z siedzibą w Denver, podobnie jak

naukowcy z MIT szuka sposobów na to, aby przyspieszyć i kontrolować proces powstawania wodoru w skorupie ziemskiej. Chodzi o to, aby wykorzystać ją jako rodzaj naturalnej instalacji produkcyjnej. Z kolei Abate i jego naukowcy opracowują przepis na płyn, który wywoła reakcję chemiczną wyzwalamą produkcję wodoru w skałach. Głównym składnikiem jest woda, a zespół testuje „proste” materiały na katalizatory, które przyspieszą reakcję i zwiększą ilość produkowanego wodoru. „Niektóre katalizatory są bardzo kosztowne i trudne do wyprodukowania. My szukamy związku, który jest niedrogi i łatwo dostępny. Czegoś, co pozwoli nam zwiększyć tempo produkcji i zapewni odpowiednią ekonomikę całego procesu”, mówi Yifan Gao, jeden z członków zespołu.

Skały bogate w żelazo, w których zachodzi reakcja chemiczna, można znaleźć na świecie. Aby zoptymalizować reakcję w różnych składach geologicznych i środowiskach, Abate i Gao opracowują coś, co nazywają systemem o wysokiej przepustowości, składającym się z oprogramowania sztucznej inteligencji i robotyki. Dzięki niemu testują różne mieszaniny katalizatorów i symulują, co się stanie, gdy zostaną zastosowane do skał z różnych regionów, z różnymi warunkami zewnętrznymi, takimi jak temperatura i ciśnienie.

„Na tej podstawie mierzymy, ile wodoru produkujemy dla każdej możliwej kombinacji, a sztuczna inteligencja uczy się na eksperymentach i sugeruje nam, jaki skład materiału

katalizatora może być odpowiedni dla danej skały”, mówi Abate. Po opracowaniu receptury katalizatora kolejnym kamieniem milowym będzie zaprojektowanie reaktora o podwójnym zastosowaniu. Wyposażony w technologie takie jak spektroskopia Ramana pozwoli naukowcom zidentyfikować i zoptymalizować warunki chemiczne, które prowadzą do poprawy szybkości i wydajności produkcji wodoru, a do tego będzie zbierać informacje, które pomogą przyspieszyć produkcję wodoru w terenie.





# Magazyny H<sub>2</sub>

## TREND

Jeśli chcemy wykorzystać wodór jako paliwo, musimy nauczyć się go magazynować. Z zastosowaniem jakiej technologii się to odbędzie, zależy od sposobu jego użycia: instant lub na wynos. Innymi słowy, czy wykorzystany zostanie na miejscu – jak np. węgiel brunatny – czy trzeba będzie go transportować jak ropę i gaz.

Fot. Maciej Kaliszewski/Unsplash

## Jak to się robi

Jest kilka stosowanych już metod magazynowania wodoru. Najprostsze jest zattaczanie go pod ziemię do zbiorników lub kawern. Wodór można też skraplać albo sprężyć (zwykle powyżej 200 barów). Czwarta opcja to używanie innych materiałów – ciał stałych lub cieczy – które z nim reagują lub go zaabsorbują. Wiąże się go z tzw. ciekłymi organicznymi nośnikami wodoru (LOHC), ale najpopularniejsze jest wiązanie go z azotem i tworzenie amoniaku (NH<sub>3</sub>), który można łatwo transportować. Nowością jest za to Electriq Powder, czyli wodór w proszku, który uzyskuje się przy użyciu tajemniczego katalizatora KBO<sub>2</sub>. Przypomina zmieloną kawę (KBH<sub>4</sub>), jest łatwy do przewożenia, a cały proces można prosto odwrócić, odzyskując wodór. W tej dziedzinie swój wkład mają też naukowcy z Instytutu Fizyki Jądrowej, którzy zaproponowali wiązanie go w termodynamicznie stabilnych klastrach wodoru magnezu. Z kolei koreański UNIST zaproponował borowodrek magnezu (Mg(BH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>) jako nanoporowaty materiał, który doskonale pochłania cząsteczki wodoru.

## Zalety i wady

Amoniak jest preferowany ze względu na wysoką gęstość energetyczną – trzykrotnie większą niż w przypadku wodoru sprężonego i 1,5 raza większą niż skroplonego wodoru – sprawdzoną technologię syntezy, istniejące łańcuchy dostaw oraz duży potencjał napędzania dekarbonizacji. Dopracować trzeba krakingu, czyli odzyskiwania wodoru z amoniaku, przy którym straty energii wciąż sięgają 13–34 proc. (IEA). Tradycyjnym sposobem na zagęszczenie wodoru jest skraplanie. Tu wyzwaniem jest konieczność utrzymania temperatury kriogenicznej (–253 st. C). To wymaga drogiego sprzętu oraz wykorzystania 30–36 proc. energii zawartej w wodorze do jego upłynnienia. Konkurencyjnym rozwiązaniem jest wiązanie go w klastrach wodoru magnezu, które są w stanie zmagazynować 106 kg wodoru na 1 m sześć., podczas gdy przy skraplaniu jest to ok. 70 kg gazu. Podobną zaletę ma borowodrek magnezu, który mieści 144 kg na 1 m sześć.

## Gracze

Uniper  
NextEra  
First Ammonia  
Faurecia  
Advanced Clean Energy Storage Hub  
Texas Brine  
Electriq  
Zenith Energy Terminals



## Partnerzy raportu Greenbook 2025



Greenbook 2025, kwiecień 2025

Opracowanie i redakcja: Green is Good / Miasto2077

Makieta / Opracowanie graficzne: Aleksandra Krupa / AC Jaworscy

Kontakt: [redakcja@miasto2077.pl](mailto:redakcja@miasto2077.pl)