



Czas wielkich wyzwań

Zielona transformacja, w jaką przechodzi nasza gospodarka, to krok ku bardziej przyjaznemu środowisku i nowocześniejszej rzeczywistości. To jednak również potężne wyzwanie – jak zapewnić bezpieczeństwo tego procesu, by przeprowadzone przemiany nie okazały się krokiem w przepaść

Wyznaczone przez UE cele są jasne – do 2050 r. europejska gospodarka ma osiągnąć neutralność klimatyczną. Źródła energii oparte na paliwach kopalnych mają zostać zastąpione przez te bezemisyjne. Dla polskiej gospodarki opartej na węglu to szczególnie wyzwanie i znacznie większy wysiłek niż dla wielu innych europejskich krajów.

Na pozór sprawa wydaje się prosta – trzeba jak najszybciej budować odnawialne źródła energii i w miarę ich powstawania wyłączać kolejne bloki węglowe. Wśród wielu problemów, jakie się z tym wiąże, jeden jest najistotniejszy: bezpieczeństwo energetyczne. Rozwijająca się gospodarka (a polska rośnie w tempie szybszym niż gospodarki krajów tzw. starej Unii) potrzebuje coraz więcej energii. Stałych, stabilnych dostaw po cenach, które zapewnią polskim firmom konkurencyjność na rynkach międzynarodowych – to najprostsza definicja bezpieczeństwa energetycznego. I tu sprawa prosta być przestaje. Co nie znaczy, że trudności są nie do pokonania.

Łatwo nie będzie

Państwa Zachodu czy południa Europy są w nieporównywalnie lepszej pozycji startowej niż Polska,

a w dużej mierze cały nasz region. Pomijając warunki naturalne, czyli fakt, że mamy znaczne surowszy klimat i musimy być gotowi na większe zagrożenia, to przez wiele dekad nie mieliśmy takich jak inni szans na budowanie nowoczesnej energetyki. Nawet w czasach wolnej Polski, po 1989 r., brakowało nam kapitału na inwestycje, a przez długie lata również długofalowej strategii rozwojowej. Nie jesteśmy w stanie w kilka lat nadrobić wielopokoleniowych zaległości i stworzyć alternatywy dla obecnego systemu wytwarzania energii i ciepła. De facto przestawić się na nowoczesną energetykę, jaką mają już kraje, które przez lata wydawały krocie na budowę instalacji jądrowych czy źródła odnawialne.

My nastawiliśmy się na budowanie energetyki opartej na OZE, ale przy koniecznym okresie przejściowym opartym na bilansowaniu energetyki odnawialnej źródłami gazowymi. To najbardziej elastyczny miks, który pozwala odejść od węgla na rzecz nisko- i zeroemisyjnej energetyki. Zasilane gazem elektrownie mają zastępować stare bloki opalane węglem i oczywiście emitować znacznie mniej zanieczyszczeń. Postawiliśmy na stworzenie silnego zaplecza, jeśli chodzi o źródła dostaw, ale

nie dość, że błękitne paliwo budzi wątpliwości UE, która oczekuje przejścia na jeszcze bardziej ekologiczne źródła energii, to jesteśmy właśnie świadkami dużego wzrostu cen surowca. Rekordowe, o kilkadziesiąt procent wyższe niż przed rokiem notowania gazu, przekładające się też na stawki za energię, są poniekąd spowodowane popandemicznymi turbulencjami, bo światowa gospodarka chce szybko nabrać rozpędu po koronawirusowym kryzysie, stąd szybko rosnący popyt.

Przykład gazu nie powinien straszyć, uświadamia jednak, że musimy przygotować nas na sytuację, że w ciągu najbliższych dekad (a w takim przeciwieństwie horyzontie rozpatrujemy tę olbrzymią transformację) przeżyjemy niejedną szok. Ważne są jednak długoterminowe, a przynajmniej średnioterminowe trendy. I z tego punktu widzenia gaz – jako paliwo znacznie mniej emisyjne od węgla – jest wciąż dobrym wyborem.

Stabilność jest najważniejsza

Wraz z rozwojem gospodarczym zużycie energii będzie dalej rosło, zaś tzw. zainstalowana moc, czyli potencjał wytwórczy działających elektrowni, będzie spadać, bo z użycia będą wyłączone

najbardziej wyeksploatowane bloki węglowe. Według szacunków resortu klimatu w skrajnym scenariuszu w ciągu najbliższych kilku lat z systemu może ubyc 7,9 GW mocy – to dwukrotnie więcej niż mają wybudowane w ostatnich latach bloki w Kozienicach, Jaworznie i dwa w Opolu. Do 2030 r. Polska będzie musiała wyłączyć z eksploatacji ok. 12 GW z funkcjonujących obecnie elektrowni, wskutek czego w systemie energetycznym powstanie luka.

Czym ją wypełnić? Słońce i wiatr to naturalny kierunek. Obie dziedziny mają w Polsce przed sobą znakomite perspektywy – za sprawą programu „Mój prąd” prosumenckie instalacje fotowoltaiczne rosły w ostatnich latach jak na drożdżach, a i duże koncerny energetyczne inwestowały w takie projekty. W fazę realizacji wchodzi też program rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (według rządowego programu PEP 2040, czyli Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., moc zainstalowana farm wiatrowych na morzu wyniesie ok. 5,9 GW w 2030 i ok. 9,6 GW w 2040 r.), a i lądowe farmy wiatrowe po kilku latach zastoju szykują się do nowego otwarcia.

Ze źródłami OZE wiąże się jednak dwa wyzwania. Pierwszym jest ich niestabilność. Najprościej rzecz ujmując – nie zawsze świeci słońce, nie zawsze wieje wiatr. Tymczasem odbiorcy nie mogą wstrzymać produkcji czy zamknąć placówek handlowych itd. i czekać, aż pojawią się odpowiednie warunki atmosferyczne.

Wniosek? OZE muszą mieć zaplecze, które dostarczy energii w czasie, gdy instalacje OZE będą jej produkować mniej, niż wynosi zapotrzebowanie. Mogą to być magazyny energii – te jednak wciąż są dalekie od komercyjnej wydajności, prace nad ich rozwojem cały czas trwają. Muszą więc istnieć bardziej tradycyjne źródła wytwórcze.

Elektrownie węglowe nie wchodzi w grę – nie tylko ze względu na swoją emisyjność, ale też małą elastyczność i działania. Zwiększanie i zmniejszanie mocy w takich blokach energetycznych to stosunkowo długi – liczony w godzinach – proces. Zbyt długi w przypadku nagłej flauty. Obecnie trwają prace nad modernizacją mniejszych bloków o mocy ok. 200 MW, w efekcie czego wzrośnie ich elastyczność, tak by w przypadku nagłego niedoboru energii można było zwiększyć moc z szybkością 8–9 MW/min (obecnie 2–3,5 MW/min), ale to nie rozwiąże całościowo problemu.

Znacznie elastyczniejsze pod tym względem są wspomniane już elektrownie gazowe – i to jeden z dwóch głównych argumentów (poza trzykrotnie mniejszą emisyjnością niż w przypadku bloków węglowych) za tym, by to właśnie ten surowiec stanowił paliwo przejściowe.

Atomowe przyspieszenie

Pewniejszym zapleczem dla OZE mogą być jeszcze bardziej elastyczne siłownie jądrowe, na które jednak – ze względu na skalę inwesty-

cji – trzeba będzie poczekać kilka lat dłużej. Według rządowej strategii w 2033 r. ma zostać uruchomiony pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy 1–1,6 GW, a potem kolejnych sześć, o łącznej mocy sięgającej nawet 9 GW. Cztery o łącznej mocy osiągalnej przynajmniej 3,9 GW mają ruszyć przed 2040 r. Jak wylicza w niedawnym raporcie Polski Instytut Ekonomiczny, przekładać się to będzie na ok. 16 proc. produkcji energii elektrycznej netto w 2040 r.

Rządowe plany to jednak nie wszystko. Do atomu przynajmniej się również poszczególnie firmy. W czerwcu taki plan ogłosił PKN Orlen. Z firmą Synthos podpisał porozumienie o współpracy dotyczące rozwoju i wdrożenia zeroemisyjnych technologii jądrowych SMR i MMR. Pod koniec sierpnia Synthos i ZE PAK ogłosiły rozpoczęcie wspólnego projektu, mającego prowadzić do zbudowania na terenie po eksploatacji węgla brunatnego 4–6 reaktorów BWRX-300. We wrześniu atomowy sojusz z NuScale Power LLC i PBE Molecule zawarł KGHM.

Nawet jeśli w niektórych przypadkach te małe bloki jądrowe będą pracowały jedynie na zaspokojenie potrzeb budujących je firm (zarówno Orlen, Synthos, jak i KGHM to firmy energochłonne – w ich przypadku budowa takich siłowni może mieć na celu uniezależnienie się od rosnących rynkowych cen prądu), to i tak będzie to stanowiło istotne odciążenie systemu energetycznego kraju.

Czas wielkich wyzwań

dokończenie ze str. 1

Sieci nie nadążają

Źródła OZE to jeszcze jedno wyzwanie – struktura sieci energetycznej. Do niedawna krajowy system przesyłowy działał – mówiąc w uproszczeniu – przesyłając energię od dużych i stabilnych źródeł wytwórczych do milionów odbiorców. Teraz sytuacja się zmieniła – pojawiły się dziesiątki tysięcy małych, niestabilnych instalacji, a ruch w sieci stał się dwukierunkowy – bo prosumenci czasem są producentami prądu, a czasem odbiorcami. Polska sieć przesyłowa nie jest jeszcze na takie zmiany gotowa – a ściślej rzecz ujmując, jest na granicy swojej wydolności, jeśli chodzi o podłączenie nowych źródeł OZE.

Nie jest to oczywiście problem nie do przezwyciężenia – wymaga jednak sporych inwestycji i trochę czasu. Jeśli chodzi o inwestycje, to że źródłami finansowania teoretycznie nie powinno być problemu, ponieważ instytucje finansowe chętnie finansują wszelkie przedsięwzięcia związane z zieloną transformacją. Pamiętajmy jednak, że konkurentów do finansowania będzie wielu.

Jak szacuje rząd w założeniach do PEP 2040, budowa nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych nie jest jednak ze sobą koniecznością ponoszenia znacznych nakładów inwestycyjnych. Szacunki mówią, że skala tych nakładów do 2040 r. może sięgać nawet 1,6 bln zł. Inwestycje w sektorach paliwowo-energetycznych angażować będą środki finansowe rządu 867–890 mld zł. Prognozowane nakłady w samym sektorze wytwórczym energii elektrycznej sięgać mogą 320–342 mld zł.

To olbrzymie pieniądze, należy je jednak traktować nie jako koszt, tylko jako inwestycję w przyszłość. Tym bardziej trzeba bardzo dokładnie zaplanować, na co i – co nie mniej ważne – w jakiej kolejności będą wydawane. Skala wyzwań nie pozostawia zbyt wielkiego marginesu na nietrafione działania.

Realizm w cenie

Dziś mało kto kwestionuje konieczność transformacji, bo zmiany klimatu są widoczne gołym okiem. Zielona transformacja gospodarki jest czymś, w co warto się zaangażować – zarówno ze względu na troskę o środowisko, jak i związany z tym procesem postęp technologiczny. Ważne jednak, by nie tracić z oczu podstawowych uwarunkowań tego procesu – że przy przedstawianiu gospodarki na zielone tory nie można zapomnieć o zaspokojeniu jej potrzeb energetycznych.

Wylączenie bloków węglowych może mieć miejsce dopiero wówczas, gdy będą mogły je zastąpić nowe, zero- i niskoemisyjne moce. Trzeba to oczywiście zrobić jak najszybciej, ale ambicje klimatyczne muszą iść w zgodzie z rachunkiem ekonomicznym. Na tym właśnie polega bezpieczeństwo energetyczne.

Dynamiczny rozwój z po

Szybki wzrost gospodarczy bez stabilnej energetyki jest niemożliwy. Odejście od węgla budzi obawy, bo oznacza całkowitą przebudowę sektora energetycznego. Sporą część obowiązku zasilenia gospodarki w energię wezmą na siebie słońce i wiatr, co już się zresztą dzieje.

W lutym rząd zatwierdził Politykę energetyczną Polski do 2040 r. (PEP 2040) – to drogowskaz dla polskiego sektora elektroenergetycznego na najbliższe dekady. Główną ścieżką będzie dekarbonizacja. Aby jednak mówić o racjonalnej strategii, trzeba zabezpieczyć moce, które wejdą na miejsce wytwórczych źródeł węglowych.

Inwestycyjny boom

W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wynoszący ma co najmniej 23 proc. W elektroenergetyce ma to być nie mniej niż 32 proc. (głównie za sprawą rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej), 28 proc. w ciepłownictwie, natomiast w transporcie 14 proc. (w dużej mierze dzięki elektromobilności).

Jakie są na to szanse? Wbrew pozorom bardzo duże. Bo odnawialne źródła energii przeżywają w Polsce prawdziwy boom. A dopiero się rozpędzają. W 2021 r. zielone światło na budowę zyskują w sumie projekty

w kolejne 900 MW nowych mocy wiatrowych zainstalowanych na lądzie – to tyle miał każdy z nowych bloków węglowych w elektrowni Opole.

Wprowadzanie za sprawą uchwalonych w 2016 r. regulacji inwestycji w lądowe farmy wiatrowe nieco wyhamowały. Z danych Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wynika, że od 2016 r. do 2019 r. ich moc wzrosła z 5807 MW do 5917 MW, ale tempo ich rozwoju szybko może wrócić, a nawet przekroczyć poziom sprzed tzw. ustawy odległościowej. Dość wspomnieć, że przed jej wprowadzeniem w latach 2010–2015 zainstalowana moc farm wiatrowych wzrosła niemal czterokrotnie z 1180 MW do 4582 MW (potem jeszcze w 2016 r. był szybki wzrost do 5800 MW, w efekcie finiszowania rozpoczętych inwestycji).

Ruch w interesie widać, nawet mimo regulacyjnych utrudnień (które wkrótce mają zostać poluzowane), m.in. za sprawą rosnących cen uprawnień do emisji

CO₂. Według szacunków tylko dzięki spodziewanej liberalizacji ustawy odległościowej kolejne 3–4 GW mocy wiatrowych na lądzie może zostać uruchomione do 2025 r. Oznacza to, że w połowie dekady będziemy mieli 13–14 GW mocy w wietrze. To zaledwie część potencjału możliwego do zrealizowania w Polsce z punktu widzenia zarówno technicznego, jak i ekonomicznego.

Według WindEnergy w 2020 r. w Polsce zainstalowano 731 MW nowych mocy wiatrowych, co dało nam siódme miejsce w Europie. Do gry wkraczają też czołowe koncerny. Pod koniec marca PKN Orlen uzyskał zgodę na przejęcie trzech lądowych farm wiatrowych działających na Pomorzu, o łącznej mocy ok. 90 MW. Transakcja obejmuje zakup obiektów zlokalizowanych w miejscowościach Kobylnica (41,4 MW), Subkowy (8 MW) i Nowotna (40 MW). Wszystkie objęte są systemem wsparcia zielonych certyfikatów i znajdują się w obszarze działalno-

ści spółki Energa Operator. Ich łączna produkcja energii elektrycznej wynosi ok. 280 GWh rocznie.

Koncern zapowiedział w swojej strategii ORLEN 2030, że w ciągu dekady zamierza osiągnąć 2,5 GW mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii. W 10 lat w nisko- i zeroemisyjne źródła energii łącznie ma zainwestować 47 mld zł.

Według ubiegłorocznego raportu McKinsey „Neutralna emisyjnie Polska 2050. Jak wyzwanie zamienić w szansę” – przy założeniu, że zapotrzebowanie wzrośnie około dwuipółkrotnie w 2050 r. – 73 proc. produkowanej w Polsce energii ma pochodzić z wiatru. Moc lądowych elektrowni wiatrowych do 2050 r. mogłaby osiągnąć 35 GW, czyli 21 proc. całkowitych mocy” – czytamy w dokumencie.

Podmuch od morza

Prawdopodobnym gamechangerem będą jednak morskie farmy wiatrowe. Moc zainstalowana farm wiatrowych na morzu wyniesie ok. 5,9 GW w 2030 r. i ok. 9,6 GW w 2040 r. Do budowy morskich farm wiatrowych przyczyniają się Orlen, PGE i Polenergia, a kilka innych firm rozpatruje możliwość wejścia w mniejsze projekty. W sumie wiatr z morza

może nam zapewnić – w zależności od tego, czy wszystkie rozważane dziś plany zostaną zrealizowane (a może przybędą nowe?) – od 8 do 12 GW mocy. Sam projekt Orleń to 1,2 GW. Zważywszy, że cała moc wszystkich elektrowni w Polsce to 46,8 GW. Mówimy zatem o znaczącym fragmencie miksu energetycznego.

Według różnych szacunków morska energetyka wiatrowa może zapewnić 20–30 proc. zapotrzebowania na energię w Polsce. Wspomniany wcześniej raport McKinsey zakłada, że moce zainstalowane dla morskiej energetyki wiatrowej mogłyby wynosić do 45 GW, czyli ok. 30 proc. całkowitych mocy w 2050 r.

Co to oznacza dla gospodarki? Tańszą energię. Poza dość wysokimi nakładami początkowymi inwestycji, np. w przypadku morskiej farmy Orleń szacowane są one na ok. 14 mld zł (budowa tradycyjnych bloków węglowych to też miliardowe nakłady), energia będzie darmowa – pomijając oczywiście koszty konserwacji urządzeń. Jak wynika z szacunków Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, każdy dodatkowy 1 GW mocy wiatrowych w systemie obniża koszt megawatogodziny o ok. 20 zł. Zważywszy, że bezpieczeństwo

Trzy kolory: błękitny

Najbliższe trzy dekady będą dla Polski, a zwłaszcza naszej energetyki okresem przyspieszonej transformacji, od gospodarki opartej na węglu, którą możemy określić jako „czarną”, do „zielonej”, zasilanej bezemisyjnymi źródłami odnawialnymi. Zanim to się stanie, czeka nas przejściowy „okres błękitny”, gdy na znaczeniu będzie zyskiwał gaz ziemny

Europejski Zielony Ład jest zamierzeniem bardzo ambitnym, zakładającym jak najszybsze odejście od wykorzystania paliw kopalnych w energetyce i gospodarce. Energetyka oparta na gazie jest znacznie bardziej elastyczna niż węglowa i dlatego znakomicie nadaje się jako zaplecze dla niestabilnych źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Ba, dziś bez takich źródeł jak gaz albo atom nie jest możliwy dalszy dynamiczny rozwój OZE. Przynajmniej dopóki nie powstaną efektywne i komercyjnie opłacalne magazyny energii.

Dlaczego właśnie gaz?

Jest to paliwo znacznie mniej emisyjne od węgla, a w całej polityce klimatycznej chodzi właśnie o ograniczenie ilości emitowanych zanieczyszczeń. O ile emisja dwutlenku węgla przy produkcji energii z węgla kamiennego to 93 kg/GJ, w przypadku gazu jest to ok. 55 kg/GJ. Zastąpienie elektrowni węglowych gazowymi oznacza zatem znaczące zmniejszenie ilości dwutlenku węgla w atmosferze. Z punktu widzenia wytwórców energii mamy jeszcze do czynienia z czynnikiem ekonomicznym – dwukrotnie mniej zapłacą za prawa do emisji. Będą mogli zatem przezna-

czyć więcej pieniędzy na inwestycje, np. w OZE.

Dlatego rola gazu będzie rosła. Zgodnie z założeniami „Polityki energetycznej Polski do 2040” (PEP2040) udział produkcji w jednostkach gazowych w strukturze wytwarzania ma wzrosnąć do ok. 10 proc. w 2030 r. i do 17 proc. w 2040 r. Obecnie (a ściślej na koniec 2020 r.) według raportu Polskiej Sieci Energetycznej udział gazu w mocach zainstalowanych polskiej energetyki wynosił 5,65 proc. – w sumie moce gazowe to 2782 MW.

Można zapytać, skoro gaz jest takim znakomitą paliwem, dlaczego dotychczas

jego wykorzystanie w energetyce jest dość marginalne. Powody są dwa: cena i pewność dostaw. W ostatnich latach oba te czynniki zmieniły się diametralnie.

Przez długie lata, kiedy nikt nie przywiązywał wagi do czynników klimatycznych, energia z węgla była najtańsza. Węgiel był tani i, w przeciwieństwie do gazu, mieliśmy go pod dostatkiem. Polityka klimatyczna i konieczność zakupu praw do emisji dwutlenku węgla sprawiły, że prąd z węgla stawał się coraz droższy. W ostatnich miesiącach to zjawisko przybrało na sile – ceny uprawnień biją kolejne rekordy, oscylując w okolicach 60 euro za tonę. To sprawia, że energetyka gazowa staje się z miesiąca na miesiąc coraz bardziej konkurencyjna w stosunku do węglowej. Z drugiej strony za sprawą amerykańskiej rewolucji łupkowej mocno spadły ceny tego surowca.

Drugą – kto wie, czy nie ważniejszą kwestią – była pewność dostaw.

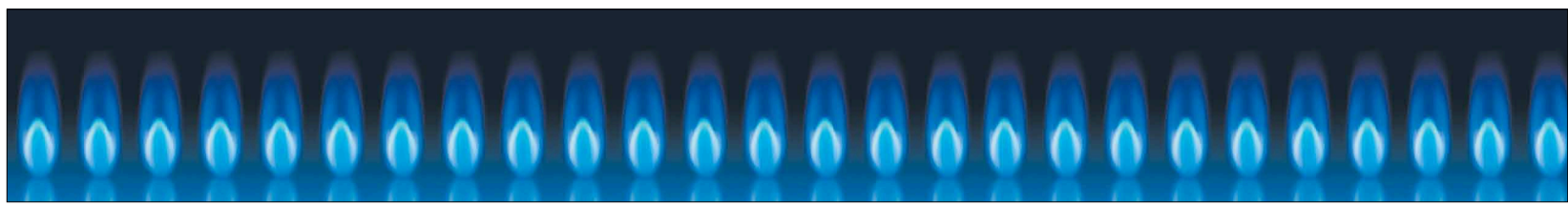
Budowanie niezależności

Polska przez wiele lat była uzależniona od dostaw gazu z Rosji – to, co w latach komunizmu można było z przyczyn politycznych uznać za naturalne, bo wyjścia raczej nie mieliśmy, utrzymało się również

przez pierwsze dekady kapitalizmu. Na początku lat 90. związaliśmy się z Rosją długoterminowym kontraktem jamalskim, który zapewniał – jak się mogło wydawać – stabilne źródła dostaw (bo przez rurociąg Przyjaźń płynął gaz do Niemiec i dalej do Europy Zachodniej).

Jednak 15 lat temu, a dokładnie w styczniu Rosja – na tle sporu z Ukrainą – przykręciła kurek z gazem dla Europy, a na początku 2009 r. sytuacja się powtórzyła. Dostawy z Rosji okazały się wcale nie takie pewne, w sytuacji, gdy jej przywódca traktują ten surowiec jako narzędzie polityczne.

Drugim aspektem polsko-rosyjskich umów gazowych była cena wyliczana według niekorzystnego dla Polski algorytmu (co przyznał Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie nakazując Gazpromowi zwrot 1,5 mld dol.). W sytuacji uzależnienia od jednego dostawcy – gaz z Rosji zaspokajał mniej więcej dwie trzecie krajowego zapotrzebowania, jedna trzecia pochodziła ze źródeł krajowych w formułę take or pay – oznaczającą, że niezależnie od tego, czy się gaz odbierze czy nie, trzeba za niego zapłacić – próby wybicia się na gazową niezależność były bardzo trudne.



mocą sił natury

energetyczne to nie tylko stabilność dostaw, ale i akceptowalna cena, offshore wydatnie zwiększa szanse na jego osiągnięcie.

Dziesiątki miliardów dla gospodarki

Rozbudowa mocy wiatrowych to także szansa dla polskiego przemysłu. Przy budowie farm wiatrowych na lądzie ponad połowa dostawców i poddostawców to działający w Polsce usługodawcy i producenci. Przyrost mocy wiatrowych na lądzie oznacza więc pobudzenie rynku pracy i dodatkowe wpływy z podatków.

Wystarczy wspomnieć, że rozwój energetyki wiatrowej w Polsce w latach 2001-2018 wygenerował dodatkowo ok. 3 mld zł wpływów podatkowych do budżetów gmin i do budżetu Skarbu Państwa. Gros tej kwoty, bo aż 2,1 mld zł, stanowił podatek od nieruchomości, który w całości zostaje w gminach, wspierając np. inwestycje infrastrukturalne, m.in. w sieć kanalizacyjną i drogi.

Offshore tylko zwiększy te kwoty. Jak informują autorzy wspomnianego raportu Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej i Ernst & Young, branża morskiej energetyki wiatrowej może wnieść do gospodarki 73,8 mld zł do roku 2025, z czego tylko do budżetu

państwa i samorządów trafiłoby do tego czasu 14,9 mld zł z CIT i podatków pośrednich. Od 2025 r. do budżetu centralnego i budżetów lokalnych ma wpływać ok. 3,1 mld zł rocznie.

Coraz więcej Słońca

Prawdziwy rajd w górę – przede wszystkim za sprawą programu „Mój prąd” – przeżywa fotowoltaika, zwłaszcza prosumencka. Według danych Agencji Rynku Energii moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce wyniosła na koniec lipca br. 5626,4 MW. To ponad dwukrotny wzrost w stosunku do lipca 2020 r.! Tylko w lipcu 2021 r. moc fotowoltaiki zwiększyła się o prawie 270 MW. Powstało w tym miesiącu 31 tys. nowych instalacji PV.

Stan mocy elektrycznej zainstalowanej dla wszystkich rodzajów źródeł (konwencjonalnych i odnawialnych) wyniósł w lipcu 53 067,7 GW. OZE miały 27,4 proc. udziału (14,5 GW). W sektorze OZE fotowoltaika zajmuje drugie miejsce (po elektrowniach wiatrowych) z ponad 38-proc. udziałem.

A już poprzedni rok był znakomity. Według Solar Power Europe w 2020 r. Polska znalazła się na 4. miejscu pod względem przyrostu mocy zainstalowanej PV w UE. Wyprzedziły nas tylko

Niemcy, Holandia i Hiszpania.

Fotowoltaika w Polsce, w przeciwieństwie do wielu krajów w Europie, ma obecnie charakter prosumencki – w 2020 r. mikroinstalacje stanowiły 77 proc. mocy zainstalowanej w tym segmencie.

Zakłada się, że w latach 2021-2022 zostaną oddane do eksploatacji farmy PV o mocy ok. 2,8 GW. W latach 2022 i 2023 udział farm PV w całkowitej mocy zainstalowanej zrówna się z udziałem mikroinstalacji.

W 2025 r. Instytut Energetyki Odnawialnej spodziewa się nawet 15 GW łącznej mocy zainstalowanej w fotowoltaice w Polsce.

O zainteresowaniu fotowoltaiką świadczy fakt, że ten rodzaj energii dominuje – zarówno w przypadku zgłoszeń, jak i zwycięzców ogłaszanych przez URE aukcji wsparcia dla projektów OZE. Koszyk dla projektów fotowoltaicznych i wiatrowych do 1 MW w całości został oparty przez oferty fotowoltaiczne. Według danych URE w 2021 r. do aukcji przystąpiło 432 wytwórców, którzy złożyli 1264 oferty, aukcję wygrało 335 wytwórców z łączną liczbą 1016 ofert. W wyniku rozstrzygnięcia tej aukcji mogą powstać dodatkowe moce zainstalowane w fotowoltaice wynoszące prawie 1 GW.

Jeszcze niedawno duży koszyk, obejmujący źródła o mocy powyżej 1 MW, był zdominowany przez energetykę wiatrową. W 2020 r. instalacje fotowoltaiczne zrównały się liczbą ofert oraz zakontraktowaną mocą z elektrowniami wiatrowymi. Aukcja w 2021 r. to już duża przewaga projektów fotowoltaicznych. Jak podaje URE, w wyniku rozstrzygnięcia aukcji może powstać ponad 1,2 GW instalacji fotowoltaicznych, a także ponad 0,3 GW lądowych farm wiatrowych.

Widać zatem, że tradycyjne elektrownie będzie z czasem czym zastąpić – w przypadku projektów OZE mówimy w perspektywie najbliższych dekad o dziesiątkach GW. Będzie to energia czysta, bo bezemisyjna i zapewne tańsza niż węglowa – bo nic nie wskazuje na to, żeby ceny uprawnień do emisji CO₂, które podbijają cenę energii z węgla, miały w najbliższych latach przestać rosnąć. Nawet wielomiliardowe inwestycje, które trzeba będzie ponieść, nie sprawią, że OZE przestaną być konkurencyjne cenowo. Dlatego za sprawą planowanych i rozpoczętych dziś inwestycji polska energetyka za dwie dekady pokaże swoją zieloną twarz.



FOT. SHUTTERSTOCK

Ostatnie kilkanaście lat (z przyspieszeniem w kilku ostatnich) to właśnie próby uniezależnienia się od dostaw z Rosji. Pierwszymi krokami był rewersy na gazociąg jamalskim – najpierw wirtualny (oznaczający w uproszczeniu, że możemy od Niemiec kupować płynący tam gaz z Rosji), następnie fizyczny (gazociąg mógł być do Polski łożony gaz z Niemiec). Potem przyszła budowa Gazoportu zakończona w 2015 r. (znaczenie tej inwestycji wzrosło w związku z łupkową rewolucją i znacznym wzrostem rynku LNG) czy trwająca obecnie budowa Baltic Pipe z szelfu norweskiego. Powstały warunki do wypowiedzenia – czy ściślej rzecz ujmując nieprzedłużania kontraktu jamalskiego, kończącego się z końcem 2022 r.

Fakt, że możemy już obyć się bez rosyjskiego gazu nie oznacza oczywiście, że nie będziemy go kupować – o ile będą konkurencyjne ku temu warunki – w transakcjach spotowych.

Jak damy sobie radę?

Wszystko wskazuje na to, że do końca przyszłego roku gotowy będzie Baltic Pipe, którym będzie można trafić do Polski 10 mld m sześć. gazu z Szelfu Norweskiego. Można zatem powiedzieć,

że własny gazociąg zastąpi kontrakt jamalski. Do tego mamy rozbudowywany własnie gazoport. Terminal LNG w Świnoujściu zostanie rozbudowany do grudnia 2023 r. z obecnych 5 do 8,3 mld m sześć. mocy przerobowej rocznie. Rozważana jest również instalacja pływającego terminala w Zatoce Gdańskiej, który według szacunków mógłby zapewnić od 4,5 do 8,3 mld m sześć. Możemy go również pozyskiwać za pośrednictwem gazociągu Polska – Litwa, który będzie gotowy w przyszłym roku, a LNG za pośrednictwem terminalu w Kłajpedzie – to możliwość pozyskania prawie 2 mld m sześć. Pamiętajmy również o rewersie na gazociąg jamalskim, którym może do nas popłynąć gaz z Zachodu.

Mamy też własne wydobywanie – ok. 4 mld m sześć., które wraz ze wzrostem popytu będzie zapewne rozwijane. To już się zresztą dzieje. Pod koniec ubiegłego roku na podkarpaciu Orlen uruchomił pierwszą w historii firmy własną kopalnię gazu ziemnego Bystrowice (dotychczas współpracował w tym zakresie z PGNiC). Do systemu przesyłowego trafiło już ponad 2 mln m sześć. surowca, z nowego złoża. Jeszcze w tym roku, w ramach koncesji na Podkar-

paciu, planowane są kolejne odwierty poszukiwawcze. Koncern założył w swojej strategii do 2030 r. konsekwentny rozwój własnych złóż gazowych.

Trzeba patrzeć w długiej perspektywie

Wróćmy na chwilę do cen gazu, które biją kolejne rekordy. Czy zatem bezpieczeństwo jest opierać sporą część energetyki na tak drożącym paliwie? Dynamika sięgająca 300 proc. w skali roku jest szokująca i, co gorsze, może utrzymać się jeszcze przez miesiące. To efekt szybko rosnącego popytu, gdy globalna gospodarka chce odrobić straty, a popyt nie nadąża – także dlatego, że podczas koronawirusowego kryzysu, gdy popyt na paliwa sięgał dna, część dostawców zbankrutowała. Można zatem oczekiwać, że w średniej perspektywie sytuacja się ustabilizuje.

Nie tylko Polska postawiła na gaz jako paliwo przejściowe. Według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) do 2024 r. globalny popyt na błąkitne paliwo wzrośnie o 7 proc. w porównaniu z wartościami sprzed pandemii COVID-19. Jak wynika z analizy przeprowadzonej przez firmę konsultingową McKinsey, potem popyt na ten surowiec w formie skroplonej

będzie rósł do 2035 r. o 3,4 proc. rocznie, czyli szybciej niż w przypadku innych paliw kopalnych.

Obecny wzrost cen gazu może sprawić, że ponownie opłacalne staną się zarucone podczas pandemii projekty wydobywcze i gdy wejdą w fazę realizacji, zwiększona podaż ponownie obniży cenę gazu – podobnie, chociaż może nie aż w takim stopniu, jak uczyniła to rewolucja łupkowa. To nieco odleglejsza perspektywa, ale w takiej właśnie należy widzieć energetykę.

Idziemy z duchem czasów

Chociaż jesteśmy na początku tej energetycznej transformacji polskie firmy intensywnie rozpoczęły przestawianie się na gaz. Według Piotra Naimskiego, ministra, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, do 2028 r. mogą powstać w Polsce energetyczne bloki gazowe o łącznej mocy ok. 10 GW.

Ruch w interesie już się rozpoczął. Budowę nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra zaczęło PGE (w sumie 1,3 GW), a w planach ma jeszcze dwa mniejsze projekty w Czechowicach-Dziedziicach i w Gdyni, PGNiC kończy budowę EC Żerań, w planach EC Siekierski.

Symboliczne są losy projektu budowy nowego bloku energetycznego w Ostrołęce. Planowany początkowo przez Eneę i Enerę jako blok węglowy, po przejściu tego drugiego koncernu przez PKN Orlen plany uległy – z duchem czasu – zmianie. Nowy blok w Ostrołęce ma być zasilany gazem ziemnym. To oczywiście wymaga zmian projektowych, ale i organizacyjnych i te działania cały czas trwają.

Pod koniec ubiegłego roku PKN Orlen Energia i PGNiC podpisały umowę dotyczącą – jak informowały w komunikatach – „kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym w Elektrowni Ostrołęka C”. Jednym z elementów umowy było powołanie nowej spółki, w której PKN Orlen i Energa miały mieć łącznie 51 proc. udziałów, pozostałe 49 proc. zaś przypadłoby PGNiC.

Wcześniej, we wrześniu PKN Orlen i PGNiC podpisały list intencyjny, w którym strony zadeklarowały wolę przystąpienia do rozmów w celu analizy możliwości realizacji wspólnych inwestycji: budowy elektrowni gazowej i rozwoju biogazowni. Ujawniono wówczas zakres projektów, jakie miały dotyczyć rozmowy. Jednym z nich była

budowa bloku gazowego CCGT w Ostrołęce o mocy ok. 750 MW netto do końca 2024 r.

PKN Orlen ma już zresztą gazowe doświadczenia. W Płocku od 1968 r. działa elektrociepłownia na ciężkiej olej opałowy i gaz. Obecnie dysponuje ona mocą elektryczną na poziomie 359 MW oraz 2153 MWt mocy cieplnej. Najbardziej cenne, nowoczesne aktywa grupy w sektorze elektroenergetycznym to blok gazowo-parowy we Włocławku o mocy 474 MWe uruchomiony w 2017 r. oraz blok gazowo-parowy w Płocku dysponujący mocą 608 MWe oddany do użytku w 2018 r.

Widać zatem, że w polskiej gospodarce wchodzi erę gazu. I chociaż nie dysponujemy wystarczającymi złożami tego surowca, rozbudowane działania dywersyfikacyjne sprawią, że pewność dostaw będzie większa niż w przypadku długoterminowej umowy z Rosją. Jeśli zaś chodzi o ceny.... Na to mamy niewielki wpływ, co jednak najważniejsze, nie będziemy za gaz przepłacać – będziemy go kupować po cenach rynkowych, jakiegokolwiek by one były, a to z kolei oznacza, że polska gospodarka nie będzie w gorszej konkurencyjnej pozycji niż inne kraje.



FOT. SHUTTERSTOCK

Duży i mały atom ustabilizują system

Przejście przez polską gospodarkę na zieloną stronę mocy nie będzie możliwe bez źródeł energii, które dostarczą prąd, gdy z powodu warunków pogodowych nie zrobią tego OZE. Gaz ma pełnić tę rolę przejściowo, ale jeszcze jedno stabilne, bezemisyjne źródło ma potencjał, by zapewnić stabilne bilansowanie systemu – to atom

Energetyka atomowa w najbliższych dekadach ma się stać podstawą polskiej energetyki – może nie ze względu na zainstalowane moce, ale na stabilizującą rolę dla całego systemu. To siłownie jądrowe będą – jak by powiedzieli energetycy – pracowały w podstawie – zmniejszając lub zwiększając produkcję energii, w zależności od tego, z jaką intensywnością będzie pracował sektor OZE (mówiąc wprost, czy będzie wiał wiatr, czy świeciło słońce).

Polityka Energetyczna Polski 2040 przewiduje, że w 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy ok. 1–1,6 GW. Kolejne bloki będą wdrażane co 2–3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę sześciu bloków o łącznej mocy od 6 GW do 9 GW, z czego cztery o łącznej mocy przynajmniej 3,9 GW mają zostać uruchomione przed 2040 r. Jak zauważa-

ją analitycy Polskiego Instytutu Ekonomicznego przekładać się to będzie na ok. 16 proc. produkcji energii elektrycznej netto w 2040 r. Tyle wystarczy, by ustabilizować system.

Obecnie wśród oferentów technologii rozpatrywane są spółki z Korei Południowej, Francji i USA. Ostateczny wybór oferenta technologii ma nastąpić na przełomie 2021 r. i 2022 r., a budowa pierwszego bloku rozpocząć się w 2026 r.

Rządowe plany to jedno, ale w ostatnich tygodniach bardzo mocno zainteresowały się poszczególne firmy, zarówno duże spółki Skarbu Państwa – jak PKN Orlen czy KGHM, ale też i prywatne, jak należący do Michała Solowowa Synthos czy Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin. A to świadczy o dwóch rzeczach. Po pierwsze, że technologie atomowe nie są domeną państwa, dostępne są również dla firm,

choć oczywiście tylko tych bardzo dużych.

Drugi wniosek jest jeszcze bardziej optymistyczny – zainteresowanie firm świadczy o tym, że polski atom nie jest tylko projektem politycznym, lecz czysto biznesowym. Energochłonne przedsiębiorstwa kalkulują, że przy obecnych wzrostach cen energii warto mieć własne źródło zasilania. Nawet gdyby działało ono jedynie na własne potrzeby, to znacząco zmniejszy zapotrzebowanie z krajowej sieci energetycznej, efektem będzie mniejszy popyt i niższe (lub wolniejszy wzrost) cen.

W przypadku biznesu mówimy o zainteresowaniu małymi reaktorami, które zdają się być przyszłością energetyki jądrowej. Small Modular Reactors – SMR to jednostki produkujące energię elektryczną, które osiągają całkowitą moc do ok. 300 MW, w odróżnieniu od tradycyjnych elektrowni

jądrowych są wytwarzane seryjnie i dostarczane w całości na miejsce eksploatacji. Pozwala to wykorzystać efekt ekonomiczny skali produkcji seryjnej oraz uzyskać relatywnie krótki czas budowy. To zmniejsza koszty inwestycji i w znacznym stopniu ogranicza problemy z infrastrukturą sieciową – mówiąc kolokwialnie nie trzeba budować długich sieci przesyłowych z jednej dużej siłowni, można postawić kilka mniejszych, tam gdzie są potrzebne.

W zależności od potrzeb można też stworzyć małe i większe kompleksy energetyczne. Małe reaktory mogą występować pojedynczo lub w grupie kilku modułów oddawanych sukcesywnie do eksploatacji, przez co cała inwestycja jest łatwiejsza do sfinansowania. Może się również okazać szybsza w realizacji – np. w swoim porozumieniu Orlen i Synthos zakładają, że SMR mogą

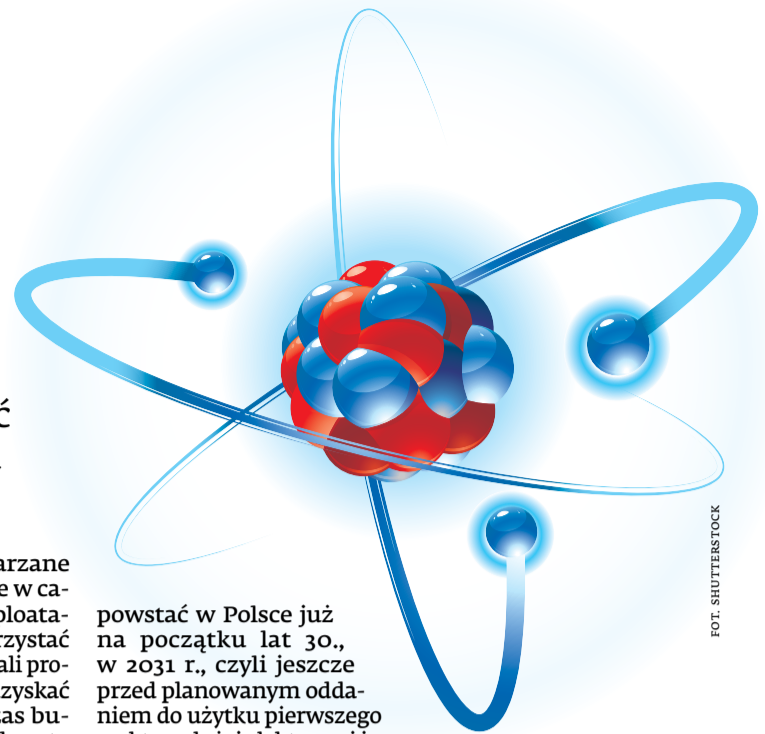
powstać w Polsce już na początku lat 30., w 2031 r., czyli jeszcze przed planowanym oddaniem do użytku pierwszego reaktora dużej elektrowni jądrowej.

Dlaczego firmy przyspieszają się do małych reaktorów SMR? Bo wiele wskazuje na to, że to właśnie ta technologia da energetyce jądrowej nowy oddech. Bardzo kapitałochłonne duże projekty są możliwe do udźwignięcia praktycznie jedynie przez największe firmy i najbogatsze państwa. SMR daje duże i uzasadnione nadzieje na redukcję tych kosztów.

Na świecie jest obecnie wdrażanych ok. 50 projektów małych reaktorów jądrowych, będących na różnych etapach realizacji. Najdalej zaszły Chiny (CNNC) i Rosja (Rosatom). Demonstracyjny blok dwóch reaktorów HTR-PM (Chiny) o mocy

210 MWe jest w trakcie budowy. Prace nad nim zostały rozpoczęte w 2012 r.

Duże nadzieje z tą technologią wiążą również Stany Zjednoczone. Niedawno amerykański Departament Energii zdecydował o wydaniu 1,3 mld dol. na budowę pierwszej amerykańskiej elektrowni jądrowej opartej na małych reaktorach. Instalacja ma dysponować mocą 720 MW i powstanie w Idaho. Zaakceptowano długoletni mechanizm wsparcia dla spółki Carbon Free Power Project (CFPP), która ma zbudować elektrownię opartą na reaktorach SMR od firmy NuScale. Będzie to pierwszy tego typu projekt w Stanach Zjednoczonych.



FOT. SHUTTERSTOCK

Tylko kompleksowe działania mogą spowodować, że energetyczna rewolucja zakończy się sukcesem

Mówiąc o zielonej transformacji, myślimy przede wszystkim o źródłach wytwórczych, tymczasem skala wyzwania jest znacznie większa

Jeśli chodzi o źródła wytwórcze, możemy być względnie spokojni – źródła węglowe jeszcze poprawiają kilkanaście lat, jest więc trochę czasu, by mieć je czym zastąpić – powstają projekty gazowe, widzimy ofensywę OZE, realnych kształtów nabierają plany dotyczące atomu. Oczywiście jest jeszcze wiele do zrobienia, chodzi np. o modernizację sieci, by sprostała nowemu modelowi energetyki – bardziej prosumenckiemu, znacznie bardziej rozproszonemu, mniej stabilnemu. Tak naprawdę całą gospodarkę czeka rewolucja. Ona już się dzieje.

15 proc. z modernizacji

Olbrzymim, a wciąż nie do końca wykorzystanym potencjałem zielonej transformacji jest po prostu oszczędność energii. Z jednej strony pozwoli to ograniczyć wzrost zapotrzebowania na energię – a więc łatwiej spiąć bilans energetyczny, z drugiej – konsumenci zaoszczędzą na rachunkach za prąd.

I nie mówimy tu o prostym wyłączeniu światła, gdy nikogo nie ma w pomieszczeniu, czy niezostawianiu urządzeń na czuwaniu, ale

o rewolucji technologicznej. W 2019 r. potencjał oszczędności w przemyśle oszacował zespół naukowców z Wydziału Mechanicznego Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. Jak wskazywali, według GUS nasz przemysł zużywa ok. 50 TWh energii elektrycznej (cały kraj ponad 150 TWh). Ich zdaniem modernizacja urządzeń elektrycznych w przemyśle przyniosłaby oszczędności rzędu 23 TWh

czyli ok. 15 proc. krajowego zużycia.

Żeby uzmysłowić sobie, o jakiej skali oszczędności mówimy, dość wspomnieć, że spadek zapotrzebowania na energię w okresie niedawnego lockdownu, gdy z gry wypadły całe (choćby przynajmniej nie najbardziej energochłonne) branże, szacowany jest na ok. 8 proc.

Jednym z ważnych elementów Europejskiego Zielonego Ładu jest program

termomodernizacji. Komisja Europejska dostrzegła już potencjał oszczędności energii tkwiący w budynkach. To właśnie one odpowiadają za ponad jedną trzecią wszystkich unijnych emisji dwutlenku węgla, a sektor ten zużywa aż 40 proc. finalnej energii w Unii Europejskiej.

Wyzwanie jest olbrzymie – większość budynków w Europie (to konstrukcje stare – najczęściej projektowane i budowane w czasach, kiedy o oszczędności energii niewiele jeszcze myślało, często nadgryzione zębem czasu, co dodatkowo zaniżało i tak nie-

wysokie wskaźniki efektywności energetycznej. Obecnie ok. 75 proc. budynków w UE jest nieefektywnych energetycznie. Renowacja umożliwiłaby zmniejszenie całkowitego zużycia energii w UE o 5–6 proc. i obniżenie emisji dwutlenku węgla o ok. 5 proc.

Wodorowe nadzieje

Jest przecież jeszcze jeden nowy obiecujący gracz na energetycznym rynku – wodor. Przy wykorzystaniu tego paliwa możemy stworzyć stabilne źródło energii. Na razie wkracza z impetem na rynek motoryzacyjny – który przecież też jest niebagatelnym źródłem emisji. Choć kilka koncernów produkuje już auta wodorowe, na koniec 2019 r. na świecie zarejestrowanych było jedynie niespełna 25 tys. takich aut. Technologia rozwija się jednak szybko. Z raportu Hydrogen Council i McKinseya wynika, że do 2030 r. wodor może napędzać 10–15 mln samochodów osobowych oraz 500 tys. pojazdów ciężarowych. Na tory wyjeżdżają już pierwsze wodorowe pociągi. Do 2030 r. więcej niż co dziesiąty nieelektryczny pociąg będzie napędzany wodorem.

Chociaż czysty wodor zasadniczo nie stanowi dziś paliwa w produkcji energii (obecnie odpowiada za mniej niż 0,2 proc. produkcji energii elektrycznej), ist-

nieją wyjątki na małą skalę. Na przykład, turbina gazowa pracująca w układzie kombinowanym o mocy 12 MW we Włoszech – jednak kraje azjatyckie takie jak Japonie czy Korea Pd. planują już wielkoskalowe projekty.

Polskie firmy też nie zaspiają gruszek w popiele, wchodząc śmiało w tę nową technologię. Np. PKN Orlen ogłosił wielki program inwestycyjny – Hydrogen Eagle. Zakłada on budowę międzynarodowej sieci hubów wodorowych oraz innowacyjnych instalacji przetwarzających odpady komunalne w zero- i niskoemisyjny wodor. Program zakłada budowę sześciu nowych hubów wodorowych, w tym trzech w Polsce, dwóch w Czechach oraz jednego na Słowacji, które będą zasilane przez odnawialne źródła energii. Hub wodorowy we Włocławku ma powstać do końca 2021 r. Docelowo instalacja ma wytwarzać do 600 kg doczyszczanego wodoru na godzinę.

Widać zatem, że oprócz czynników ryzyka jest przynajmniej równie wiele czynników nadziei, a można przypuszczać, że wraz z rozwojem technologicznym pojawią się kolejne – może np. komercyjne, wielkoskalowe magazyny energii. Od nas zależy jak je wykorzystamy. Dodatek opracował ADS



FOT. SHUTTERSTOCK