Pomorski **Thinkletter**

2026 nr 3 (26)

POLSKA ENERGETYKA

W KLESZCZACH GEOPOLITYKI?

ENERGIA W CENTRUM GLOBALNEJ RYWALIZACJI
– STRATEGIE MOCARSTW: USA – CHINY – ROSJA
I NAPIĘCIA W POLITYCE UE

ELEKTROENERGETYKA
– KLUCZOWE POLE GRY O KONKURENCYJNOŚĆ,
BEZPIECZEŃSTWO I ATRAKCYJNOŚĆ INWESTYCYJNĄ POLSKI

ZDOLNOŚĆ DO KOORDYNACJI I SPÓJNOŚĆ SYSTEMOWA
– ŻELAZNY WYMÓG POWODZENIA TRANSFORMACJI

TECHNOLOGICZNE ZALEŻNOŚCI
– NOWY WYMIAR BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

KONGRES OBYWATELSKI

INSTYTUT BADAŃ NAD GOSPODARKĄ RYNKOWĄ

Redakcja

dr Jan Szomburg

Jan M. Szomburg

Adam Leśniewicz

Wydawca

Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową

ul. Do Studzienki 63

80-227 Gdańsk

tel. +48 58 524 49 30

ibngr@ibngr.pl

ISSN 2720-0310

Dofinansowano ze środków Polsko-Amerykańskiej Fundacji Wolności w ramach Programu „Pro Publico Bono".

Partnerzy

Spis treści

I. **Strategiczna stawka polskiej energetyki – bezpieczeństwo, konkurencyjność i nowa logika transformacji** 13

II. **Inwestycje i technologie dla bezpiecznej transformacji** 36

III. **Warunki powodzenia transformacji – sieci, odporność, regiony i energetyka rozproszona** 84

IV. **Nowa geopolityka energii – strategie mocarstw i europejskie konsekwencje dla Polski** 137

STRATEGICZNA STAWKA POLSKIEJ ENERGETYKI – BEZPIECZEŃSTWO, KONKURENCYJNOŚĆ I NOWA LOGIKA TRANSFORMACJI



Nowa logika energetyki – wyzwanie myślenia całościowego 14

Jan Maria Szomburg, Prezes Zarządu Instytutu Badań nad Gospodarką Rynkową

Europejska energetyka wchodzi w nową epokę. Dziś nie wystarczy już zastępować starych źródeł nowymi. Trzeba rozbudowywać sieci i zdolności bilansowania, powiększać system wraz z rosnącym popytem na prąd oraz mierzyć się z nowymi zależnościami technologicznymi i surowcowymi. Główne ryzyka przesuwają się więc z samego wytwarzania w stronę infrastruktury, elastyczności i łańcuchów dostaw. Dla Polski oznacza to nie tylko zmianę miksu energetycznego, lecz także test zdolności koordynowania w krótkim czasie polityki przemysłowej, inwestycji infrastrukturalnych oraz zaangażowania kapitału.



Polska energetyka – jak zbudować system odporny na wstrząsy? 17

Miłosz Motyka, Minister Energii

Geopolityczna niepewność sprawia, że energetyka przestała być wyłącznie jednym z wielu sektorów polskiej gospodarki. Dziś to jeden z najważniejszych obszarów bezpieczeństwa państwa. Dostęp do stabilnej i przystępnej cenowo energii stał się zaś warunkiem rozwoju przemysłu oraz bezpieczeństwa obywateli. Polska potrzebuje silnego i odpornego sektora energii, który odpowiada nie tylko na wyzwania transformacji, lecz także na ryzyka konfliktów, presji surowcowej, zerwania łańcuchów dostaw i coraz częstszych prób wykorzystywania zależności gospodarczych jako instrumentu nacisku politycznego.



Pragmatyzm ponad ideologią – nowa twarz unijnej transformacji energetycznej 25

Krzysztof Bolesta, Wiceminister Klimatu i Środowiska

Rosyjska agresja na Ukrainę i wywołany przez nią kryzys na rynku energii zasadniczo zmieniły sposób, w jaki Europa patrzy na transformację energetyczną. Cele klimatyczne pozostają aktualne, ale coraz większe znaczenie zyskuje pragmatyzm – redukcja emisji musi iść w parze z ochroną konkurencyjności przemysłu, bezpieczeństwem energetycznym oraz ograniczaniem zależności od importowanych surowców i technologii. Polska, która przez lata z dużym dystansem podchodziła do unijnej polityki klimatycznej, dziś chce aktywnie wpływać na jej kierunek i promować w Brukseli bardziej pragmatyczne podejście. Jak przeprowadzić transformację, aby zwiększyła bezpieczeństwo, odporność i niezależność Europy, nie osłabiając jej gospodarki?



Od dekarbonizacji do elektryfikacji. Nowy silnik rozwoju gospodarki 31

Grzegorz Onichimowski, Prezes Zarządu, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Przez lata debatę o transformacji energetycznej zdominowało jedno słowo: dekarbonizacja. Dziś coraz wyraźniej widać jednak, że nie ona jest głównym celem zachodzących zmian. Jest nim elektryfikacja gospodarki, która może dać nam większą niezależność i bezpieczeństwo oraz niższe koszty, a jednocześnie stać się jednym z najważniejszych źródeł przyszłej konkurencyjności. Wymaga to jednak nie tylko rozwoju nowych źródeł energii, lecz także modernizacji sieci, budowy magazynów, elastyczności systemu i stworzenia warunków do rozwoju nowych sektorów gospodarki. Dla Polski elektryfikacja może być więc przede wszystkim wielkim projektem modernizacyjnym.

INWESTYCJE I TECHNOLOGIE DLA BEZPIECZNEJ TRANSFORMACJI



Inwestycje w elektroenergetyce w epoce globalnych ryzyk... 37

Sławomir Staszak, Wiceprezes Zarządu ORLEN S.A.

Polska do 2040 będzie prawdopodobnie największym w Europie placem budowy w obszarze elektroenergetyki. Skala inwestycji sprawia, że dzisiejsze decyzje są kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego i konkurencyjności gospodarki w kolejnych dekadach. Działając na zintegrowanym europejskim rynku energii, mimo niepewności geopolitycznej i gospodarczej, ORLEN odpowiada na wyzwania przyszłości konsekwentnie budując portfel, wzajemnie uzupełniających się aktywów energetycznych.



Odporny system energetyczny – jak go zbudować? 42

Grzegorz Kinelski, Prezes Enei

Bezpieczeństwo energetyczne Polski w coraz mniejszym stopniu sprowadza się do samej dostępności energii, a coraz bardziej zależy od odporności całego systemu na kryzysy geopolityczne, zakłócenia dostaw, cyberataki i zmienność produkcji z OZE. Transformacja energetyczna powinna zatem opierać się na zróżnicowanym miksie, rozwoju sieci i magazynów energii, elastycznych źródłach bilansujących, a w okresie przejściowym również na racjonalnym wykorzystaniu gazu i części jednostek węglowych. Równocześnie musimy pamiętać, aby wzmacniać krajowe kompetencje, przemysł i łańcuchy dostaw, tak aby modernizacja energetyki zwiększała nie tylko jej niskoemisyjność, lecz również bezpieczeństwo i suwerenność gospodarczą Polski.



Polski atom – bezpieczeństwo, gospodarka, przyszłość 47

Marek Woszczyk, Prezes Zarządu, Polskie Elektrownie Jądrowe

Energetyka jądrowa staje się jednym z kluczowych filarów polskiego bezpieczeństwa energetycznego, a zarazem ważnym elementem transformacji gospodarczej państwa. Pierwsza elektrownia jądrowa ma nie tylko zastępować wycofywane moce węglowe i stabilizować system coraz silniej oparty na OZE, lecz także wspierać konkurencyjność przemysłu, rozwój nowych technologii i budowę krajowych kompetencji. Powodzenie projektu będzie zależało od terminowej realizacji inwestycji, sprawnego przejścia przez procedury administracyjne, rozwoju kadr oraz wykorzystania potencjału polskich firm. Stawką jest więc nie tylko uruchomienie pierwszego bloku, lecz stworzenie fundamentów bezpieczeństwa energetycznego i nowoczesnego przemysłu na kolejne dekady.



Polski atom – konieczność, szansa i wyzwanie 52

dr Adam Juszczak, Starszy Doradca, Zespół Energii, Polski Instytut Ekonomiczny, Adiunkt, Katedra Ekonomii, Akademia Leona Koźmińskiego

Polska energetyka stoi przed podwójnym wyzwaniem: szybko rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną oraz koniecznością zastąpienia starzejących się elektrowni węglowych. W tej sytuacji rozwój energetyki jądrowej staje się nie tylko elementem transformacji niskoemisyjnej, lecz także warunkiem bezpieczeństwa i stabilności systemu elektroenergetycznego. Wysokie poparcie społeczne i polityczne sprzyja realizacji tych planów, ale ich powodzenie będzie zależeć od zdolności do zabezpieczenia finansowania, kadr, łańcuchów dostaw oraz odpowiedniego udziału polskich firm. Pytanie nie brzmi więc już, czy Polska powinna inwestować w atom, lecz czy potrafi przeprowadzić te inwestycje na czas i w sposób wzmacniający krajową gospodarkę.



Gaz – dla obniżenia ryzyka w czasach podwójnej transformacji.....57

dr Sławomir Hinc, Prezes Zarządu, GAZ-SYSTEM S.A.

Transformacja energetyczna coraz wyraźniej splata się z geopolityką, a bezpieczeństwo dostaw, odporność infrastruktury i kontrola nad kluczowymi technologiami stają się równie ważne jak koszty czy cele klimatyczne. W tym nowym otoczeniu gaz pozostaje istotnym elementem stabilizującym system, a rozwój infrastruktury przesyłowej, terminali LNG, magazynów oraz gazów odnawialnych nabiera znaczenia strategicznego. Dla Polski oznacza to nie tylko konieczność zabezpieczenia własnych potrzeb energetycznych, lecz także szansę na wzmocnienie pozycji jako regionalnego centrum przepływu i obrotu gazem. GAZ-SYSTEM staje się tym samym jednym z kluczowych podmiotów współtworzących nową architekturę bezpieczeństwa energetycznego.



Ciepłownictwo jako filar elastycznego systemu energetycznego 65

Piotr Górnik, Prezes Zarządu, Fortum Polska

Ciepłownictwo w Polsce wchodzi w okres głębokiej przebudowy, która obejmie nie tylko źródła wytwarzania ciepła, lecz także relacje z odbiorcami, sposób finansowania inwestycji i współpracę z systemem elektroenergetycznym. Coraz większą rolę będą odgrywać lokalne zasoby, kogeneracja, elektryfikacja, magazyny ciepła oraz cyfrowe zarządzanie pracą systemu i zużyciem energii. Kluczowym wyzwaniem stanie się przy tym pogodzenie ogromnych potrzeb inwestycyjnych z koniecznością utrzymania konkurencyjnych cen dla odbiorców. O przyszłości sektora zdecyduje więc nie tylko wybór technologii, ale również stworzenie takich regulacji i modeli rynkowych, które pozwolą wykorzystać ciepłownictwo jako ważne źródło elastyczności i odporności całego systemu energetycznego.



Jak sfinansować wielki program inwestycyjny Polski? 76

Jakub Jaworowski, Członek Zarządu, Bank Gospodarstwa Krajowego
Joanna Smolik, Dyrektor Departamentu Relacji Strategicznych,
Bank Gospodarstwa Krajowego



Polska stoi u progu największej od dekad fali inwestycyjnej, obejmującej energetykę, infrastrukturę, przemysł i obronność. Skala planowanych przedsięwzięć liczona jest w bilionach złotych, dlatego kluczowym wyzwaniem staje się nie tylko pozyskanie odpowiednio dużego kapitału, lecz także takie zaprojektowanie finansowania i całego procesu inwestycyjnego, aby środki publiczne i prywatne były wykorzystywane możliwie efektywnie. O powodzeniu tego programu zdecydują więc równocześnie: dostęp do krajowego i zagranicznego finansowania, właściwy podział ryzyka oraz zdolność inwestorów, wykonawców, banków i państwa do współpracy przy realizacji przedsięwzięć o bezprecedensowej skali.

WARUNKI POWODZENIA TRANSFORMACJI – SIECI, ODPORNOŚĆ, REGIONY I ENERGETYKA ROZPROSZONA



System elektroenergetyczny nowej generacji – jak przygotować się na dominację OZE? 85

dr Aleksandra Gawlikowska, Wicedyrektorka Departamentu Strategii,
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Polski system elektroenergetyczny wchodzi w okres fundamentalnej przebudowy. W perspektywie dekady źródła odnawialne mają odpowiadać już za dwie trzecie produkcji energii, co zmieni nie tylko strukturę krajowego miksu, ale również sposób bilansowania systemu i zapewniania jego stabilnej pracy. Coraz większego znaczenia nabiorą magazyny energii, elastyczność odbiorców, rozproszone zasoby oraz nowe usługi systemowe. Rynek będzie musiał dostosować się do rzeczywistości, w której okresy wysokiej podaży energii będą przeplatać się z okresami jej ograniczonej dostępności. Jak przygotować Krajowy System Elektroenergetyczny do tej zmiany i sprawić, by zapewniał odbiorcom bezpieczeństwo dostaw przy racjonalnych kosztach?



Transformacja energetyczna jako tarcza geopolityczna 92

Robert Jeszke, Zastępca Dyrektora ds. Zarządzania Emisjami IOŚ-PIB, Kierownik KOBiZE

Polska debata o transformacji energetycznej wciąż zbyt często sprowadza się do pytania, ile będzie ona kosztować i czy można jej uniknąć. Tymczasem znacznie ważniejsze jest dziś pytanie, jak przeprowadzić ją w taki sposób, aby jednocześnie ograniczyć zależność od importowanych paliw, wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne, ochronić konkurencyjność przemysłu i wykorzystać nowe możliwości rozwojowe. Unia Europejska coraz wyraźniej koryguje swoją politykę właśnie w tym kierunku, łącząc redukcję emisji z elektryfikacją, modernizacją infrastruktury i polityką przemysłową. Dla Polski stawką nie jest więc wybór między transformacją a jej brakiem, lecz między inteligentną transformacją a kosztownym opóźnianiem modernizacji, którą wymuszają dziś jednocześnie geopolityka, technologia i konkurencja gospodarcza.



Od zielonej energii do nowego przemysłu – regiony w centrum transformacji 105

Olgierd Geblewicz, Marszałek Województwa Zachodniopomorskiego, Prezes Zarządu Związku Województw RP

Transformacja energetyczna to nie tylko zmiana źródeł wytwarzania energii, lecz także szansa na przebudowę gospodarek regionalnych i rozwój nowych gałęzi przemysłu. Dostęp do zielonej energii może przyciągać strategiczne inwestycje, ale trwała przewaga konkurencyjna wymaga również budowy krajowych łańcuchów dostaw, kompetencji technologicznych i nowych miejsc pracy. Jaką rolę powinny odegrać w tym procesie samorządy województw i w jaki sposób Polska może wykorzystać transformację do wzmocnienia własnego potencjału przemysłowego?



Dwie szachownice polskiej energetyki – bezpieczeństwo dziś, większa niezależność jutro 113

Wojciech Jakóbik, Prowadzący kanał Energy Drink i założyciel Ośrodka Bezpieczeństwa Energetycznego

Polska polityka energetyczna musi dziś godzić dwa cele, które nie zawsze dają się łatwo połączyć: krótkoterminowe bezpieczeństwo dostaw oraz długoterminową suwerenność energetyczną. Kryzysy ostatnich lat pokazały, że odporność systemu wymaga nie tylko dywersyfikacji i utrzymywania rezerwowych mocy, lecz także własnych zasobów, infrastruktury i zdolności przemysłowych. Jednocześnie trwałe uniezależnienie się od zewnętrznych ryzyk będzie wymagało rozwoju energetyki jądrowej, OZE, technologii niskoemisyjnych i krajowych kompetencji. Skuteczna polityka musi więc jednocześnie zabezpieczać teraźniejszość i budować fundamenty przyszłej niezależności.



Dachy, których nie da się zbombardować. Energetyka rozproszona i elektromobilność jako niedostrzegana tarcza odporności państwa 118

Monika Morawiecka, Principal, Global Expertise Centre, Regulatory Assistance Project (RAP)

Bezpieczeństwo systemu energetycznego państwa kojarzy się przede wszystkim z ochroną elektrowni, terminali, magazynów paliw i sieci przesyłowych. Tymczasem na milionach dachów i podjazdów powstaje rozproszona infrastruktura, która w sytuacji kryzysowej może podtrzymywać zasilanie domów, instytucji publicznych i całych lokalnych wspólnot. Fotowoltaika, magazyny energii i pojazdy elektryczne tworzą warstwę odporności trudną do sparaliżowania nawet masowym atakiem i niewymagającą stałego dowozu paliwa. Aby wykorzystać jej potencjał, trzeba jednak przestać postrzegać energetykę rozproszoną wyłącznie jako element transformacji klimatycznej i wpisać ją w doktrynę obrony cywilnej oraz planowania kryzysowego.



Czy starczy nam energii na klimat? 128

Adam Leśniewicz, Dyrektor Kongresu Obywatelskiego, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową

Wobec wojny, kryzysów energetycznych i wyścigu technologicznego zmiany klimatu zeszły na dalszy plan. Ale nie przestały być jednym z najpoważniejszych wyzwań dla Europy. Coraz częstsze fale upałów, susze, powodzie i przeciążenia infrastruktury pokazują, że problem dotyczy już nie tylko ochrony środowiska, lecz także bezpieczeństwa, zdrowia, produktywności i konkurencyjności gospodarki. Adaptacja do nowych warunków będzie kosztowna, ale jeszcze wyższa może okazać się cena bezczynności. To utracone możliwości rozwoju, pogarszająca się jakość życia i rosnąca podatność europejskich społeczeństw na kolejne kryzysy. Odporność klimatyczna musi pozostać jednym z trwałych elementów europejskiej strategii bezpieczeństwa i rozwoju.

NOWA GEOPOLITYKA ENERGII – STRATEGIE MOCARSTW I EUROPEJSKIE KONSEKWENCJE DLA POLSKI



Amerykańska dominacja energetyczna – szanse i wyzwania dla Europy 138

dr Szymon Kardaś, Główny Specjalista ds. Polityki Energetycznej w programie European Power w European Council on Foreign Relations (ECFR)

Jednym ze strategicznych celów prezydentury Donalda Trumpa jest umacnianie globalnej dominacji energetycznej Stanów Zjednoczonych. Z perspektywy Europy niesie to zarówno korzyści – związane z bezpieczeństwem dostaw i współpracą technologiczną – jak i ryzyka wynikające z pogłębiania zależności od importowanych paliw i asymetrii relacji z energetycznym mocarstwem. Dla Polski kluczowe będzie wykorzystanie szans płynących ze współpracy z USA bez rezygnacji z własnych długofalowych interesów.



Energetyczna strategia Chin – bezpieczeństwo, wzrost i globalna ekspansja 145

Maciej Kalwasiński, Główny Specjalista, Zespół Chiński, Ośrodek Studiów Wschodnich

Polityka energetyczna wpisana jest w szerszą strategię Pekinu, nastawioną na zwiększanie odporności państwa w obliczu spodziewanej eskalacji konfliktu z USA. Ekspansja energetyczna ma służyć głównie zwiększaniu samowystarczalności i modernizacji gospodarki, a nie dekarbonizacji. W warunkach spowolnienia gospodarczego rozwój sektora cleantech stał się także ważnym motorem wzrostu. Jego moce produkcyjne przekraczają już jednak potrzeby rynku krajowego, co zwiększa presję na eksport. Przyspiesza to globalną transformację energetyczną dzięki niższym cenom, ale jednocześnie utrudnia rozwój produkcji poza Chinami i pogłębia zależność innych państw od Pekinu.



Samobój à la russe – jak Rosja przegrała europejski rynek i status energetycznego mocarstwa 149

Filip Rudnik, Główny Specjalista, Zespół Rosyjski, Ośrodek Studiów Wschodnich

Utrata Europy, kluczowego rynku zbytu rosyjskich węglowodorów, zniweczyła budowany przez dekady model gospodarczy Kremla, oparty na potężnych zastrzykach renty surowcowej z Zachodu. Rosyjskie władze w dużej mierze pozbawiły się tych dochodów na własne życzenie, wykorzystując eksport energii jako instrument politycznego nacisku i rozpętując wojnę przeciwko Ukrainie. Zwrot w stronę Azji nie rekompensuje poniesionych strat, ponieważ Rosja trafia tam na silniejszych partnerów, wymuszających niższe ceny i korzystniejsze warunki dostaw. Wraz z postępem transformacji energetycznej i wzrostem globalnej konkurencji okno na odbudowę dawnej pozycji może zamknąć się bezpowrotnie.



Flanka wschodnia – palące wyzwanie dla unijnej strategii energetycznej 154

Agata Łoskot-Strachota, Koordynatorka projektu „Energia w Europie", Ośrodek Studiów Wschodnich

Europa weszła w okres, w którym bezpieczeństwo energetyczne ponownie staje się jednym z kluczowych wymiarów bezpieczeństwa państw. Wojny, napięcia geopolityczne, zagrożenia dla infrastruktury krytycznej oraz rosnąca konkurencja o surowce, technologie i łańcuchy dostaw pokazują, że polityka energetyczna nie może być oceniana wyłącznie przez pryzmat skutków dla klimatu czy kosztów. Musi jednocześnie wzmacniać odporność systemu, ograniczać nowe zależności i zapewniać gospodarce dostęp do stabilnej oraz przystępnej cenowo energii. Dla państw wschodniej flanki UE szczególnie ważne staje się dziś znalezienie równowagi między długofalową dekarbonizacją a pilnymi potrzebami bezpieczeństwa, konkurencyjności i rozwoju przemysłu.



Polityka energetyczna Niemiec: więcej kontynuacji niż zmiany – co to dla nas oznacza? 161

Michał Kędzierski, Główny Specjalista, Zespół Niemiecki, Ośrodek Studiów Wschodnich

Niemiecka Energiewende przez dekady stała się czymś więcej niż polityką energetyczną – to zarazem projekt gospodarczy, polityczny i tożsamościowy, głęboko zakorzeniony w instytucjach, interesach i debacie publicznej. Dziś, w warunkach kryzysu gospodarczego, wysokich kosztów energii i nowych napięć geopolitycznych, coraz wyraźniej ujawniają się słabości dotychczasowego modelu. Berlin koryguje kurs, ale nie zmienia jego podstaw. Polska nie powinna oczekiwać na porażkę Energiewende, tylko aktywnie wpływać na kierunek jej ewolucji, zabiegając by lepiej godziła dekarbonizację z bezpieczeństwem i konkurencyjnością.

ROZDZIAŁ I.

STRATEGICZNA STAWKA POLSKIEJ ENERGETYKI – BEZPIECZEŃSTWO, KONKURENCYJNOŚĆ I NOWA LOGIKA TRANSFORMACJI

Nowa logika energetyki – wyzwanie myślenia całościowego



Jan Maria Szomburg
Prezes Zarządu Instytutu Badań nad Gospodarką Rynkową

Europejska energetyka wchodzi w nową epokę. Dziś nie wystarczy już zastępować starych źródeł nowymi. Trzeba rozbudowywać sieci i zdolności bilansowania, powiększać system wraz z rosnącym popytem na prąd oraz mierzyć się z nowymi zależnościami technologicznymi i surowcowymi. Główne ryzyka przesuwają się więc z samego wytwarzania w stronę infrastruktury, elastyczności i łańcuchów dostaw. Dla Polski oznacza to nie tylko zmianę miksu energetycznego, lecz także test zdolności koordynowania w krótkim czasie polityki przemysłowej, inwestycji infrastrukturalnych oraz zaangażowania kapitału.

Przez ostatnie kilkanaście lat europejskie myślenie o energetyce było organizowane przede wszystkim wokół dekarbonizacji. Przyniosło to ogromne przyspieszenie rozwoju OZE i nowych technologii (choć niekoniecznie w samej Europie). Dziś jednak rachunek stał się bardziej złożony.

Najlepiej widać to w cenach. W 2025 r. energia elektryczna dla energochłonnego przemysłu w Unii Europejskiej była średnio ponad dwukrotnie droższa niż w Stanach Zjednoczonych i blisko o połowę droższa niż w Chinach. Jednocześnie Europa produkuje coraz więcej taniej energii z wiatru i słońca. Ten pozorny paradoks pokazuje, że o konkurencyjności nie decyduje koszt pojedynczego źródła, lecz koszt całego systemu: sieci, bilansowania, magazynowania, rezerw mocy i dostarczenia energii wtedy, gdy jest potrzebna.

Równocześnie Międzynarodowa Agencja Energetyczna prognozuje, że do 2030 r. zużycie energii elektrycznej w Unii Europejskiej wzrośnie o około 300 TWh. Elektryfikacja transportu i ogrzewania, rozwój centrów danych i sztucznej inteligencji oraz nowe procesy przemysłowe oznaczają, że nowe moce będą musiały jednocześnie zastępować część istniejących źródeł i obsługiwać nowych odbiorców.

Energia wraca do centrum geopolityki

Na to wszystko nakłada się nowy geopolityczny kontekst. Stany Zjednoczone wykorzystują przewagę w dostępie do taniej energii jako

atut przemysłowy. Rosja nadal traktuje energię jako instrument wpływu, choć wojna pokazała z jak dużym kosztem wiąże się używanie jej jako narzędzia przymusu. Niemcy próbują zaś skorygować swój model transformacji w warunkach droższej energii i nowych wymogów bezpieczeństwa.

Przy skali transformacji pytanie nie brzmi tylko, skąd kupimy potrzebne technologie, lecz także ile nowych kompetencji i zdolności produkcyjnych powstanie dzięki tym inwestycjom w Polsce. Od tego zależy, czy transformacja stanie się również impulsem przemysłowym.

Zmienia się przy tym sama natura zależności energetycznych. W dotychczasowym systemie bezpieczeństwo kojarzyło się przede wszystkim z dostępem do ropy, gazu i węgla. W nowej rzeczywistości nie mniej strategicznie ważne stają się technologie, komponenty, surowce krytyczne i systemy sterowania. Chiny odpowiadają dziś za około 85% globalnych mocy produkcyjnych w łańcuchu fotowoltaicznym i około 80% w łańcuchu baterii litowo-jonowych, a w niektórych ogniwach ich udział przekracza 95%. Transformacja może więc ograniczać zależność od paliw kopalnych, a jednocześnie zwiększać zależność od technologii, komponentów i surowców.

Polska nie uniknie części tych zależności, ale może wpływać na ich strukturę. Przy skali planowanych inwestycji znaczenie ma więc nie tylko bezpieczeństwo dostaw technologii, lecz także to, jaka część wartości powstaje w kraju. Rozwój krajowych kompetencji i przedsiębiorstw nie nastąpi automatycznie; będzie zależał od polityki przemysłowej, finansowania i zdolności włączania polskich firm w nowe łańcuchy dostaw.

Transformacja jako zadanie systemowe

Atom, OZE, gaz, sieci, magazyny i ciepłownictwo wymagają równoległych inwestycji, ale są też wzajemnie zależne – opóźnienie jednego elementu może ograniczyć możliwość pełnego wykorzystania pozostałych.

Skalę infrastrukturalnego wyzwania dobrze pokazują same sieci. Plan rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych do 2034 r. zakłada ponad 64 mld zł inwestycji i około 4700 km nowych torów linii 400 kV. Bez tej rozbudowy część nowych mocy nie będzie mogła zostać przyłączona lub efektywnie wykorzystana.

Nowy system musi zarazem radzić sobie z coraz większą zmiennością produkcji. W 2025 r. we Francji, Niemczech, Holandii i Hiszpanii ceny hurtowe energii elektrycznej były ujemne przez około 6% godzin w roku, choć średnie ceny pozostawały wysokie. Pokazuje to, że nadmiar energii w wybranych porach może współistnieć z jej wysoką ceną w innych, jeśli brakuje magazynów, elastycznego popytu, efektywnych sieci i źródeł stabilizujących.

W dodatku fizyczna odporność systemu przestała być abstrakcyjnym ryzykiem. Po serii uszkodzeń podmorskich kabli i połączeń na Bałtyku NATO uruchomiło w styczniu 2025 r. operację Baltic Sentry. Sabotaż, cyberataki i przerwy w dostawach oznaczają,

że technologie trzeba oceniać także przez ich wpływ na zdolność systemu do działania w warunkach zakłóceń.

Polska transformacja energetyczna nie może być sumą osobnych programów dla atomu, OZE, gazu, sieci czy magazynów. Jej powodzenie zależeć będzie od tego, czy nauczymy się traktować każdą z inwestycji w energetykę jako element strategicznego projektu o charakterze gospodarczym, infrastrukturalnym i przemysłowym.

Wszystko to prowadzi do zmiany sposobu oceny technologii – zamiast rozpatrywać je w oderwaniu od funkcji, jakie pełnią w systemie, trzeba pytać, jakie ryzyka ograniczają, jakie zależności tworzą i jaki jest koszt ich wykorzystania w ujęciu całościowym.

Zdolność koordynacji

Nie powinniśmy zatem koncentrować się wyłącznie na tym, ile nowych mocy zbudujemy. Kluczowe jest pytanie o to, czy potrafimy właściwie skoordynować inwestycje w czasie, połączyć je z rozwojem sieci i magazynów oraz stworzyć mechanizmy finansowania, które pozwolą całemu systemowi rozwijać się we właściwym tempie.

Polska transformacja energetyczna nie powinna być więc traktowana jako suma odrębnych decyzji dotyczących atomu, OZE, gazu, sieci czy magazynów. Jej powodzenie będzie zależało przede wszystkim od zdolności do skoordynowania ich w jeden spójny projekt gospodarczy, infrastrukturalny i przemysłowy. To właśnie jakość całego systemu, a nie pojedynczych inwestycji, przesądzi o kosztach transformacji i o tym, jakie korzyści rozwojowe Polska będzie w stanie z niej wydobyć. ■

O AUTORZE

Jan Maria Szomburg – od grudnia 2020 r. Prezes Zarządu Instytutu Badań nad Gospodarką Rynkową. Z IBnGR związany od 2005 r., gdzie pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu (2011-2020), Dyrektora Centrum Strategii Energetycznych (2011-2016), a wcześniej pracownika naukowego w obszarze badawczym „Przedsiębiorstwa i Innowacje". Absolwent Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Gdańskiego.

Polska energetyka – jak zbudować system odporny na wstrząsy?



Miłosz Motyka
Minister Energii

Geopolityczna niepewność sprawia, że energetyka przestała być wyłącznie jednym z wielu sektorów polskiej gospodarki. Dziś to jeden z najważniejszych obszarów bezpieczeństwa państwa. Dostęp do stabilnej i przystępnej cenowo energii stał się zaś warunkiem rozwoju przemysłu oraz bezpieczeństwa obywateli. Polska potrzebuje silnego i odpornego sektora energii, który odpowiada nie tylko na wyzwania transformacji, lecz także na ryzyka konfliktów, presji surowcowej, zerwania łańcuchów dostaw i coraz częstszych prób wykorzystywania zależności gospodarczych jako instrumentu nacisku politycznego.

Energetyka w centrum bezpieczeństwa państwa

Doświadczenia ostatnich lat zmieniły sposób, w jaki należy myśleć o polityce energetycznej. Rosyjska agresja przeciwko Ukrainie, kryzys gazowy w Europie, niestabilność na Bliskim Wschodzie i napięcia w globalnym handlu pokazały, że energia może być jednocześnie towarem, narzędziem presji oraz elementem działań wojennych.

Widzimy to szczególnie wyraźnie w Ukrainie, gdzie infrastruktura energetyczna stała się jednym z głównych celów rosyjskich ataków. Stabilność systemu energetycznego oznacza w takich warunkach ciągłość funkcjonowania państwa, przemysłu, transportu, szpitali i gospodarstw domowych. Energia jest zatem jednym z filarów bezpieczeństwa obywateli – podobnie jak obrona, łączność czy infrastruktura cyfrowa.

> ***Energetyka stała się jednym z kluczowych wymiarów bezpieczeństwa państwa, bo od jej odporności zależy ciągłość funkcjonowania gospodarki, infrastruktury i życia społecznego. W warunkach trwałej niepewności geopolitycznej celem powinno być już nie tylko zapewnienie dostaw energii, lecz również budowa systemu zdolnego sprawnie działać nawet w sytuacjach kryzysowych.***

Polska energetyka musi być przygotowana do rzeczywistości, w której potencjalne kryzysy nakładają się na siebie i mogą utrzymywać

się przez długi czas. Należy zakładać, że niestabilność geopolityczna, gwałtowne zmiany cen, przerwy w dostawach surowców oraz próby politycznego wykorzystywania zależności gospodarczych będą w Europie stanem trwałym.

Dlatego celem państwa nie jest już tylko zapewnienie energii w standardowych warunkach rynkowych, a budowa zdolności systemu do sprawnego funkcjonowania również w sytuacjach nadzwyczajnych.

Od niezależności surowcowej do odporności systemu

Z tego względu pracujemy nad kompleksową aktualizacją dokumentów strategicznych w obszarze transformacji energetycznej państwa. Rada Ministrów w czerwcu br. przyjęła *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.*, trwają też przygotowania do opracowania nowej Polityki Energetycznej Polski do 2050 r.

Polska wykonała w ostatnich latach ogromną pracę na rzecz uniezależnienia się od rosyjskich surowców. Rozbudowa terminala LNG, uruchomienie Baltic Pipe, rozwój połączeń transgranicznych, zwiększanie krajowych zdolności magazynowych i dywersyfikacja dostaw stworzyły fundament bezpieczeństwa gazowego.

Ta infrastruktura ma znaczenie nie tylko dla Polski. Może także wspierać państwa Europy Środkowo-Wschodniej w odchodzeniu od rosyjskich węglowodorów, wzmacniając odporność całego regionu. Polska może pełnić funkcję jednego z regionalnych centrów przesyłu, magazynowania i dystrybucji surowców energetycznych, a tym samym współtworzyć nową architekturę bezpieczeństwa energetycznego Europy.

Nie oznacza to jednak, że bezpieczeństwo można sprowadzić wyłącznie do zmiany dostawcy paliw. Zamiana jednej dominującej zależności na inną nie byłaby rozwiązaniem strategicznym. Pracujemy nad rozbudową infrastruktury, zróżnicowaniem kierunków dostaw surowców i technologii wytwarzania energii, rozwojem krajowych dostawców technologii oraz kompetencji pozwalających utrzymywać i rozwijać system energetyczny.

Bezpieczeństwo energetyczne nie polega na zastępowaniu jednej zależności inną, lecz na budowie zróżnicowanego i elastycznego systemu zdolnego reagować na różne rodzaje zakłóceń. Jego siła wynika z połączenia własnych zasobów, wielu kierunków dostaw, komplementarnych technologii, rozwiniętej infrastruktury i krajowych kompetencji.

Odporność oznacza zdolność reagowania na różne rodzaje zagrożeń. Jeżeli jedno źródło energii, jeden kierunek dostaw albo jeden element infrastruktury zostanie ograniczony, pozostałe części systemu powinny być w stanie przejąć jego funkcje. Strategia energetyczna nie może więc opierać się na poszukiwaniu jednej technologii, która rozwiąże wszystkie problemy. Jej podstawą musi być dobrze zaprojektowany, zróżnicowany i elastyczny system.

Polski system elektroenergetyczny w dalszym ciągu w znacznym stopniu opiera się na węglu kamiennym i brunatnym – przy czym

zdecydowana większość tego zapotrzebowania pokrywana jest przez krajową produkcję surowca, a import pełni rolę uzupełniającą.

Utrzymanie kontrolowanego poziomu krajowego wydobycia w okresie transformacji energetycznej pozostaje istotne dla stabilności systemu elektroenergetycznego oraz bezpieczeństwa energetycznego państwa. Dostęp do własnej bazy surowcowej i jej zabezpieczenie na przyszłość zwiększają odporność gospodarki na wstrząsy geopolityczne oraz pozwalają ograniczyć ryzyka wynikające z niestabilności rynków międzynarodowych.

Doświadczenia ostatnich lat – pandemia, kryzys energetyczny i wojna – potwierdziły, że nadmierne uzależnienie od importu surowców energetycznych zwiększa podatność na skoki cen oraz ryzyka logistyczne. Dlatego kluczowe znaczenie ma utrzymanie odpowiedniego poziomu krajowej produkcji.

Z uwagi na obecne i projektowane w najbliższej przyszłości zmiany w miksie energetycznym założono stopniowe wygaszanie działających w Polsce podziemnych zakładów górniczych wydobywających węgiel kamienny energetyczny. Proces ten jest nieodwracalny, ale będzie przebiegał z poszanowaniem strony społecznej, przy szczególnym uwzględnieniu wymogów bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Do momentu uruchomienia elektrowni jądrowej bloki węglowe będą funkcjonowały wraz z blokami gazowymi i stabilizowały system. Polska potrzebuje nie tylko czystej i taniej energii, ale także stabilnych źródeł i odpowiedniego miksu energetycznego, by zapewnić bezpieczeństwo dostaw.

Bezpieczeństwo energetyczne nie polega na zastąpieniu jednej zależności inną, lecz na budowie systemu zdolnego reagować na różne rodzaje zakłóceń. Jego podstawą muszą być zróżnicowane kierunki dostaw, komplementarne technologie, rozwinięta infrastruktura i krajowe kompetencje.

Atom, odnawialne źródła i elastyczność systemu

W przyszłości polska energetyka będzie oparta na kilku uzupełniających się filarach. Stabilną podstawę systemu ma zapewnić energetyka jądrowa. Zaktualizowany Program polskiej energetyki jądrowej przewiduje budowę dwóch dużych elektrowni o łącznej mocy od 6 do 9 GW. Atom będzie dostarczał energię niezależnie od warunków pogodowych, stabilizując system i wzmacniając bezpieczeństwo dostaw dla przemysłu oraz gospodarstw domowych.

Polska energetyka przyszłości powinna opierać się na komplementarności technologii: stabilnej energetyce jądrowej, szybko rozwijających się OZE oraz magazynach i elastycznych źródłach bilansujących system. Dopiero takie połączenie pozwoli jednocześnie zwiększać bezpieczeństwo dostaw, wykorzystywać krajowe zasoby i ograniczać podatność na zakłócenia.

Drugim filarem będą odnawialne źródła energii. Polska dysponuje znacznym potencjałem energetyki wiatrowej na lądzie i morzu,

energetyki słonecznej, biogazu i biometanu. Wprowadzenie do sieci pierwszej energii z morskiej farmy wiatrowej Baltic Power pokazuje, że polski *offshore* przeszedł od fazy planowania i budowy do etapu eksploatacji. Rozwój projektów na Bałtyku tworzy jednocześnie podstawy nowej gałęzi przemysłu, obejmującej terminale instalacyjne, produkcję komponentów, usługi inżynieryjne, logistykę i serwis.

Rosnący udział źródeł zależnych od pogody wymaga jednak równoległego rozwoju sieci, magazynów energii oraz mechanizmów zarządzania popytem. Nie wystarczy zbudować nowych mocy wytwórczych. Energia musi być przesłana do odbiorcy, zmagazynowana w okresach nadwyżki i udostępniona wtedy, gdy produkcja spada.

Dlatego magazyny stają się równie istotne jak elektrownie i sieci przesyłowe. Potrzebujemy zarówno bateryjnych magazynów energii, jak i elektrowni szczytowo-pompowych, magazynów ciepła oraz rozwiązań wykorzystujących elastyczność odbiorców. Ich rozwój pozwoli efektywniej wykorzystywać krajowe źródła energii, ograniczać przeciążenia sieci i stabilizować system w momentach gwałtownych zmian produkcji lub zapotrzebowania.

W okresie przejściowym istotną rolę będą odgrywały również elastyczne źródła gazowe. Powinny one przede wszystkim bilansować system i zabezpieczać dostawy w momentach niedostatecznej produkcji z innych źródeł. Jednocześnie gaz nie może tworzyć nowej, trwałej zależności ani wypierać inwestycji w atom, magazyny, sieci i odnawialne źródła energii.

Polska energetyka musi opierać się na uzupełniających się filarach: atomie, odnawialnych źródłach energii i magazynach energii. Dopiero ich łączne rozwijanie pozwoli zbudować system jednocześnie stabilny, odporny i zdolny do efektywnego wykorzystania krajowych zasobów energii.

Sieci są krwiobiegiem transformacji

Konieczność budowy nowych mocy wytwórczych jest z pewnością wyzwaniem dla polskiej energetyki, ale niewątpliwie nie jedynym. Musimy stawić czoła konieczności dostosowania sieci do przyłączania nowych źródeł, znajdujących się w innych niż dotychczas lokalizacjach, oraz obsługiwania rosnącej liczby odbiorców. Transformacja energetyczna wiąże się z wielkim programem modernizacji infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej.

Sieci stają się kluczowym warunkiem powodzenia transformacji – to od ich przepustowości, elastyczności i cyfryzacji będzie zależeć możliwość przyłączania nowych źródeł oraz rozwój energochłonnych inwestycji. Odporność systemu musi przy tym obejmować nie tylko fizyczną infrastrukturę, lecz także cyberbezpieczeństwo, dane i systemy sterowania.

Sieć elektroenergetyczna musi być przygotowana zarówno na rozwój rozproszonej energetyki, jak i na powstawanie nowych dużych odbiorców: centrów danych, zakładów wykorzystujących wodór czy nowych instalacji przemysłowych. Dostęp do odpowiedniej mocy przyłączeniowej będzie coraz częściej decydował o lokalizacji inwestycji.

Rozbudowie infrastruktury towarzyszą zmiany regulacyjne. Proces przyłączeniowy musi być bardziej przejrzysty, przewidywalny i odporny na blokowanie dostępnych mocy przez projekty, które nie mają realnych szans na realizację. Potrzebujemy również większego upowszechnienia taryf, które zachęcają odbiorców do korzystania z energii wtedy, gdy jest jej dużo i jest najtańsza.

Cyfryzacja sieci zwiększy możliwości zarządzania systemem, ale równocześnie stworzy nowe wyzwania. Wraz z integracją systemów energetycznych i informatycznych rośnie znaczenie cyberbezpieczeństwa, własnych kompetencji technologicznych i ochrony infrastruktury krytycznej. Odporność energetyczna musi zatem obejmować nie tylko fizyczne instalacje, lecz także systemy sterowania, dane i łączność.

Transformacja musi wzmacniać konkurencyjność

Bezpieczeństwa energetycznego nie można budować w oderwaniu od kosztów energii. Państwo, które posiada energię, ale nie potrafi jej zaoferować w konkurencyjnej cenie, traci zdolność do utrzymania przemysłu i przyciągania nowych inwestycji.

Dlatego transformacja energetyczna nie jest przedsięwzięciem ideologicznym. Jest odpowiedzią gospodarczą na koszty importowanych paliw, starzenie się krajowych aktywów wytwórczych i rosnącą konkurencję technologiczną. Inwestycje w nowoczesne źródła, magazyny, sieci oraz efektywność energetyczną będą zwiększać bezpieczeństwo, ale także obniżać długookresowe koszty funkcjonowania gospodarki.

Szczególne znaczenie ma efektywność energetyczna. Dzięki lepszym budynkom, nowocześniejszym procesom przemysłowym i ograniczeniu strat w sieciach możemy zużywać znacznie mniej energii. Efektywność zmniejsza zapotrzebowanie na importowane paliwa, ogranicza wrażliwość odbiorców na wzrost cen i poprawia konkurencyjność przedsiębiorstw.

Transformacja energetyczna powinna być oceniana nie tylko przez pryzmat bezpieczeństwa i redukcji emisji, lecz także zdolności do obniżania kosztów energii i wzmacniania konkurencyjności gospodarki. Kluczowe znaczenie mają więc inwestycje w nowoczesne źródła, sieci, magazyny i efektywność energetyczną, które mogą jednocześnie ograniczać import paliw i poprawiać warunki rozwoju przemysłu oraz ciepłownictwa.

Podobne podejście jest konieczne w ciepłownictwie. Przed sektorem stoją największe od dziesięcioleci zmiany technologiczne i inwestycyjne. Potrzebny jest długofalowy plan, który zapewni samorządom i przedsiębiorstwom przewidywalne warunki działania, a mieszkańcom – niezawodne dostawy oraz możliwie stabilne koszty ciepła. Dlatego w Ministerstwie Energii powstała *Strategia transformacji ciepłownictwa do 2040 r.*

Transformacja energetyczna musi wzmacniać nie tylko bezpieczeństwo państwa, lecz także konkurencyjność polskiej gospodarki. Jej miarą powinny być niższe koszty energii,

większa efektywność oraz zdolność przemysłu i ciepłownictwa do trwałego rozwoju.

Polskie inwestycje energetyczne powinny budować nie tylko nową infrastrukturę, lecz także trwałe krajowe kompetencje, miejsca pracy i zdolność do uczestnictwa w międzynarodowych łańcuchach dostaw. Warunkiem jest przewidywalna polityka państwa, która da firmom impuls do długoterminowego inwestowania w ludzi, technologie i własność intelektualną.

Polska wartość z polskich inwestycji

Nadchodzące lata będą okresem bezprecedensowych inwestycji w elektrownie, sieci, magazyny, ciepłownictwo i infrastrukturę paliwową. Od tego, jak wykorzystamy ten wysiłek, zależeć będzie nie tylko kształt systemu energetycznego, lecz także przyszła struktura polskiej gospodarki.

Nie możemy ograniczyć się do roli odbiorcy zagranicznych technologii i importera urządzeń. Wokół projektów jądrowych, *offshore*, magazynowania energii i modernizacji sieci powinny powstawać krajowe kompetencje przemysłowe, inżynieryjne, cyfrowe i serwisowe.

Udział polskich przedsiębiorstw nie może być przy tym rozumiany wyłącznie jako liczba kontraktów zdobytych w procesie budowy. Chodzi o trwałe wejście naszych firm do międzynarodowych łańcuchów dostaw, zdobywanie certyfikacji, rozwój własności intelektualnej i zdolność do samodzielnego utrzymywania strategicznej infrastruktury.

Inwestycje w nową energetykę powinny tworzyć dobrze płatne miejsca pracy, wzmacniać polskie uczelnie i ośrodki badawcze oraz zwiększać potencjał eksportowy przedsiębiorstw. Rozwijane na Bałtyku projekty *offshore*, program jądrowy, modernizacja sieci oraz zintegrowanych z nimi elementów, takich jak magazyny energii, mają szansę stać się impulsem do powstania nowych specjalizacji gospodarczych.

Warunkiem jest jednak konsekwentne działanie: właściwe przygotowanie zamówień, rozwój kompetencji przedsiębiorstw, zapewnienie dostępu do finansowania oraz budowanie przewidywalnego portfela projektów – państwo ma w tych obszarach ważną rolę do odegrania. Firmy będą inwestowały w ludzi i technologie tylko wtedy, gdy zobaczą stabilny kierunek rozwoju na kilkanaście czy kilkadziesiąt lat.

Polska jako współtwórca bezpieczeństwa regionu

Polska polityka energetyczna nie może ograniczać się do obszaru Rzeczypospolitej. Jesteśmy częścią europejskiego rynku energii, regionalnych sieci infrastrukturalnych i globalnych łańcuchów dostaw. Nasze bezpieczeństwo zależy również od stabilności państw sąsiednich oraz od zdolności Europy do wspólnego reagowania na kryzysy.

Polska aktywnie współtworzy europejską politykę bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozbudowę połączeń transgranicznych, współtworzenie unijnych standardów ochrony infrastruktury, rozwój

energetyki jądrowej, koordynację zakupów surowców oraz ograniczanie zależności od dostawców wykorzystujących handel jako instrument presji.

Polska przeszła od roli państwa silnie uzależnionego od rosyjskich surowców do pozycji aktywnego współtwórcy bezpieczeństwa energetycznego regionu. Dziś jej siła wynika nie tylko z własnej infrastruktury i dywersyfikacji dostaw, lecz także ze zdolności do budowania partnerstw, wspierania sąsiadów i wzmacniania odporności całej Europy Środkowo-Wschodniej.

Podstawą naszej strategii pozostają silne partnerstwa ze Stanami Zjednoczonymi, państwami nordyckimi, Kanadą oraz krajami Europy Środkowo-Wschodniej. Współpraca ta obejmuje nie tylko dostawy surowców, lecz także technologie jądrowe, LNG, *offshore*, magazyny energii, wodór i rozwój odpornych łańcuchów dostaw.

Polska, która jeszcze kilkanaście lat temu była jednym z państw najbardziej uzależnionych od rosyjskich surowców, może dziś pomagać innym krajom w budowie bezpieczeństwa. To zasadnicza zmiana naszej pozycji – staliśmy się współtwórcą energetycznej architektury regionu.

Strategia odporności i rozwoju

Polska transformacja energetyczna musi łączyć cele, które przez lata bywały przedstawiane jako rywalizujące: bezpieczeństwo, konkurencyjność, ograniczanie emisji i rozwój przemysłowy. Dobrze zaprojektowana polityka energetyczna pozwala realizować je równocześnie.

Potrzebujemy stabilnych źródeł jądrowych i szybko rozwijających się źródeł odnawialnych. Potrzebujemy wielkoskalowych inwestycji i energetyki rozproszonej. Potrzebujemy współpracy międzynarodowej, ale również własnych kompetencji, infrastruktury i przemysłu. Potrzebujemy rynku, który uruchamia przedsiębiorczość, oraz państwa zdolnego planować i zabezpieczać projekty o strategicznym znaczeniu.

Polska transformacja energetyczna powinna łączyć bezpieczeństwo, konkurencyjność, dekarbonizację i rozwój przemysłowy w jeden spójny projekt. W czasach geopolitycznej niepewności przewagę zyskają ci, którzy zbudują zróżnicowany, elastyczny i odporny system zdolny działać w różnych warunkach.

Przyjęty w połowie 2026 roku przez Radę Ministrów *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu* porządkuje kierunki zmian w elektroenergetyce, ciepłownictwie, przemyśle, transporcie i budownictwie w perspektywie do 2040 roku. Najważniejszym zadaniem pozostaje jednak skuteczna realizacja inwestycji oraz utrzymanie społecznej i politycznej ciągłości transformacji.

W czasach geopolitycznej niepewności nie zwyciężą państwa posiadające jeden

najtańszy surowiec albo jedną dominującą technologię. Najsilniejsze będą te, które zbudują zdolność działania w różnych warunkach, szybko dostosują się do kryzysów i zachowają kontrolę nad infrastrukturą krytyczną.

Taki jest zasadniczy cel polskiej strategii energetycznej: nie tylko produkować więcej energii, lecz zbudować system, który pozostanie bezpieczny, konkurencyjny i sprawny – niezależnie od tego, jakie wstrząsy przyniosą kolejne lata. ■

O AUTORZE

Miłosz Motyka – Minister Energii. Absolwent Uniwersytetu Rolniczego w Krakowie oraz Szkoły Liderów Politycznych. Aktywny społecznie, w latach 2017-2023 pełnił funkcję Prezesa Forum Młodych Ludowców. Od 2019 roku Rzecznik Prasowy oraz Sekretarz Rady Naczelnej Polskiego Stronnictwa Ludowego. Od 2024 Radny Sejmiku Województwa Małopolskiego, gdzie pełni funkcję Wiceprzewodniczącego Komisji Ochrony Środowiska i Bezpieczeństwa Publicznego. Od grudnia 2023 Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, gdzie odpowiadał za sektor odnawialnych źródeł energii oraz elektroenergetyki.

Pragmatyzm ponad ideologią – nowa twarz unijnej transformacji energetycznej



Krzysztof Bolesta
Wiceminister Klimatu i Środowiska

Rosyjska agresja na Ukrainę i wywołany przez nią kryzys na rynku energii zasadniczo zmieniły sposób, w jaki Europa patrzy na transformację energetyczną. Cele klimatyczne pozostają aktualne, ale coraz większe znaczenie zyskuje pragmatyzm – redukcja emisji musi iść w parze z ochroną konkurencyjności przemysłu, bezpieczeństwem energetycznym oraz ograniczaniem zależności od importowanych surowców i technologii. Polska, która przez lata z dużym dystansem podchodziła do unijnej polityki klimatycznej, dziś chce aktywnie wpływać na jej kierunek i promować w Brukseli bardziej pragmatyczne podejście. Jak przeprowadzić transformację, aby zwiększyła bezpieczeństwo, odporność i niezależność Europy, nie osłabiając jej gospodarki?

Rozmowę prowadzi Marcin Wandałowski – redaktor publikacji Kongresu Obywatelskiego.

Czym właściwie jest dziś bezpieczeństwo energetyczne – czy powinniśmy je rozumieć jako dostęp do surowców, niskie ceny energii, niezależność technologiczną czy może jeszcze szerzej?

Myślę, że wszystkie te elementy składają się na dzisiejszą definicję bezpieczeństwa energetycznego, może z wyjątkiem ceny. Ta ostatnia jest dla mnie raczej wynikiem tego, jakie koszty jesteśmy gotowi ponieść za pozostałe elementy bezpieczeństwa. Dotyczy to chociażby niezależności technologicznej, rozwoju OZE czy budowy energetyki jądrowej. To, jaką drogę do niezależności wybierzemy, będzie w pewnym stopniu determinowało cenę energii – jest więc ona w dużej mierze pochodną tego, jak poważnie i jak zdecydowanie podchodzimy do kwestii bezpieczeństwa energetycznego.

Na ile zmienił się kontekst transformacji energetycznej po agresji Rosji na Ukrainę oraz konsekwencjach, jakie za sobą przyniosła – czy można powiedzieć, że wcześniej była ona nakierowana przede wszystkim na dekarbonizację i realizację założeń Zielonego Ładu, a po wybuchu wojny kluczowego znaczenia nabrały derusyfikacja

energetyki oraz wyzwanie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego?

Można tak powiedzieć, choć nieco bym to doprecyzował – to, co obserwujemy po rosyjskiej agresji na Ukrainę, jest przedefiniowaniem tego, czym dla Europy jest transformacja energetyczna. Przed wojną była ona przede wszystkim polityką klimatyczną – chcieliśmy być światowym liderem transformacji i pierwszym kontynentem zeroemisyjnym. Ambicją UE było pokazanie, że jest to technologicznie możliwe oraz że strategia ta może jednocześnie stać się silnikiem wzrostu unijnej gospodarki.

Wybuch wojny w Ukrainie przedefiniował unijną transformację energetyczną. Widzimy odejście od niemal ideologicznej koncentracji wyłącznie na redukcji emisji w kierunku budowania autonomii technologicznej, energetycznej, a coraz bardziej także gospodarczej.

Od momentu wybuchu pełnoskalowej wojny, w połączeniu z innymi czynnikami, takimi jak rosnące znaczenie Chin czy zawirowania w polityce handlowej, podejście Europy do transformacji dynamicznie się zmienia. Nie jest to proces zakończony. To, co widać już dziś, to odejście od niemal ideologicznej koncentracji wyłącznie na redukcji emisji w kierunku budowania autonomii technologicznej, energetycznej, a coraz bardziej również gospodarczej. Europejski jednolity rynek zmierza tym samym w stronę większej asertywności i niezależności od reszty świata, przede wszystkim w zakresie importu. A jako że sprowadzamy do Europy znaczące ilości paliw kopalnych, cele związane z bezpieczeństwem i klimatem w dużej mierze się pokrywają.

Bardziej pragmatyczne podejście do celów klimatycznych, które od pewnego czasu coraz mocniej stara się promować w Brukseli również Polska, nie oznacza rezygnacji z celów redukcji emisji, lecz dążenie do ich realizacji przy uwzględnieniu szerszego kontekstu społeczno-ekonomicznego.

Czy można zatem powiedzieć, że realizacja celów klimatycznych staje się dziś bardziej pragmatyczna?

Tak, choć nie powiedziałbym, że ta zmiana ma charakter zero-jedynkowy. Widać to chociażby po kształcie Europejskiego Prawa Klimatycznego, którego rewizję przeprowadziliśmy w ubiegłym roku. Nadal utrzymujemy kurs na neutralność emisyjną w 2050 roku, natomiast same cele – przynajmniej w EPK – stały się bardziej warunkowe.

Co to oznacza?

Przemysły, które wciąż funkcjonują w Europie i na których utrzymaniu nam zależy, należą często do najtrudniejszych do zdekarbonizowania. Nie możemy jednak w imię realizacji celów *stricte* klimatycznych poświęcić tradycyjnego europejskiego przemysłu. Przy modelu dekarbonizacji za wszelką cenę, przemysł „uciekłby" poza granice UE, czego konsekwencjami byłyby utrata miejsc pracy, napięcia społeczne i osłabienie wzrostu gospodarczego. Takie ryzyka stają się niemal nieuniknione, jeżeli redukcję emisji traktuje się jako cel, który należy osiągnąć bez względu na koszty.

Bardziej pragmatyczne podejście do celów klimatycznych, które od pewnego czasu coraz mocniej stara się promować w Brukseli również Polska, nie oznacza rezygnacji z celów redukcji emisji, lecz dążenie do ich realizacji przy uwzględnieniu szerszego kontekstu społeczno-ekonomicznego.

W Europejskim Prawie Klimatycznym po raz pierwszy wprowadzono mechanizm rewizyjny, który będzie mógł zostać uruchomiony w przypadku wolniejszego wzrostu gospodarczego, braku odpowiednich technologii do dekarbonizacji przemysłu czy wystąpienia innych określonych czynników. W razie ich zaistnienia klauzula ta umożliwi obniżenie celu redukcji emisji przyjętego na 2040 rok – wcześniej ambicje klimatyczne mogły właściwie tylko rosnąć.

Czy może wskazać Pan konkretne przykłady obszarów, w których widać wzrost pragmatyzmu Unii Europejskiej w realizacji celów klimatycznych? Czy przykładem mogą być proponowane zmiany w systemie EU ETS, które mają ograniczyć jego negatywny wpływ na konkurencyjność europejskiego przemysłu?

Tak, choć zacząłbym od rewizji Europejskiego Prawa Klimatycznego, która miała miejsce jesienią ubiegłego roku. W moim odczuciu był to pierwszy duży krok w kierunku pragmatyzmu. Przyjęliśmy co prawda nowy cel na 2040 rok, ale z polskiej inicjatywy po raz pierwszy wprowadzony został mechanizm rewizyjny, który będzie mógł zostać uruchomiony w przypadku wolniejszego wzrostu gospodarczego, braku odpowiednich technologii do dekarbonizacji przemysłu czy wystąpienia innych określonych czynników. W razie ich zaistnienia klauzula ta umożliwi obniżenie celu redukcji emisji przyjętego na 2040 rok. Wcześniej ambicje klimatyczne mogły właściwie tylko rosnąć.

Kolejnym przykładem jest cały pakiet dotyczący sektora motoryzacyjnego, który również wprowadza bardziej pragmatyczne podejście do dekarbonizacji transportu. Do tego dochodzi wspomniana przez Pana rewizja systemu EU ETS, dająca sektorom przemysłowym większą przestrzeń do obniżania emisji – m.in. poprzez większą liczbę bezpłatnych uprawnień oraz lepszą ochronę przed importem z krajów, w których nie obowiązują porównywalne obciążenia.

Ta zmiana dokonuje się więc krok po kroku, poprzez kolejne instrumenty. Równolegle z rewizją ETS procedowany jest również *Industrial Accelerator Act*. To z kolei narzędzie ukierunkowane na ochronę europejskiej suwerenności technologicznej, którą w ostatnich latach Stary Kontynent szybko tracił, przede wszystkim na rzecz Chin.

Przed rokiem rozmawialiśmy o społecznej akceptacji transformacji energetycznej. Wskazywał Pan wówczas, że kluczowe w tym kontekście znaczenie ma odpowiednia komunikacja – społeczeństwo musi rozumieć, po co wprowadzane są określone zmiany. Czy dzisiejsze, bardziej pragmatyczne podejście do transformacji jest komunikowane w sposób, który może

zmniejszyć społeczne obawy związane z tym procesem?

Transformacja przemysłu i energetyki czy duże regulacje, takie jak rewizja systemu handlu emisjami albo *Industrial Accelerator Act*, to oczywiście kwestie, które trzeba odpowiednio komunikować, i staramy się to – jako Ministerstwo – odpowiednio robić. W praktyce jednak zdecydowanie silniejszy efekt komunikacyjny ma dziś chociażby blokada cieśniny Ormuz i związany z nią wzrost cen benzyny. Polacy odczuwają go, coraz bardziej uzmysławiając sobie zarazem, że jest to koszt zależności od importowanych nośników energii. Podobny mechanizm mogliśmy obserwować po rosyjskiej agresji na Ukrainę, kiedy Polska stała się jednym z krajów, w których najszybciej w Europie rosła sprzedaż pomp ciepła. Było to swego rodzaju głosowanie własnymi pieniędzmi pod hasłem: „gdy ceny gazu i ropy rosną, najbezpieczniej jest być energetycznie niezależnym". Stąd też wydaje mi się, że mamy już w Polsce świadomość, że niezależność energetyczna ma swoją cenę, ale warto ją ponieść.

Czy można zatem powiedzieć, że budowanie niezależności energetycznej staje się dziś jednym z kluczowych punktów polskiego podejścia do energetyki?

Jest to zdecydowanie motyw przewodni tego, co staramy się wprowadzać do międzynarodowych negocjacji klimatycznych. Musimy pokazywać – zarówno państwom uczestniczącym w tych negocjacjach, jak i ich obywatelom – że działania na rzecz klimatu mają bezpośrednie przełożenie na ich portfele.

Podczas kolejnej rundy negocjacji klimatycznych, która odbędzie się w listopadzie, w Turcji, będziemy proponować inicjatywę wpisującą się właśnie w takie podejście do polityki energetycznej. Chodzi o pokazanie, że odchodzenie od importowanych paliw kopalnych ma konkretny wymiar finansowy – że rozwijając krajowe, bezemisyjne źródła energii, z jednej strony redukujemy emisje, a z drugiej ograniczamy import energii, a tym samym ilość pieniędzy wysyłanych za granicę do państw produkujących ropę i gaz.

Polacy odczuwają blokadę cieśniny Ormuz i związany z nią wzrost cen benzyny, coraz wyraźniej uzmysławiając sobie, że jest to koszt zależności od importowanych nośników energii. Podobny mechanizm mogliśmy obserwować po rosyjskiej agresji na Ukrainę, kiedy – w dobie rosnących cen gazu i ropy – Polska stała się jednym z krajów, w których najszybciej w Europie rosła sprzedaż pomp ciepła.

W ramach naszej nowej inicjatywy chcemy współpracować z Międzynarodową Agencją Energetyczną nad stworzeniem narzędzia, które będzie pokazywało, ile dane państwo, inwestując w OZE i energetykę jądrową, może zaoszczędzić na imporcie energii. To jeden z kluczowych elementów podejścia, które Polska chce promować na arenie międzynarodowej.

Mówimy o uniezależnianiu się od importowanych surowców energetycznych, ale czy podobnego wyzwania nie mamy dziś także w obszarze technologii? Co Polska i Unia Europejska powinny zrobić,

aby transformacja energetyczna nie prowadziła do zastąpienia zależności surowcowej nową zależnością – tym razem technologiczną?

Rosnąca zależność technologiczna od Chin w obszarze *cleantech* faktycznie budzi dziś spore obawy. Mam na myśli cały obszar związany z motoryzacją, bateriami i magazynami energii, panelami fotowoltaicznymi, pompami ciepła i innymi technologiami, w których Europa chciała być liderem, a dziś okazuje się, że coraz częściej musi gonić i jednocześnie coraz bardziej uzależnia się od dostaw z Państwa Środka. Jest to problem, którego nie da się rozwiązać wyłącznie na poziomie krajowym – potrzebne są działania na szczeblu Unii Europejskiej.

Nowa energetyka i – szerzej – nowoczesna gospodarka mają coraz większy komponent cyfrowy, a to oznacza rosnącą podatność na cyberataki, które w skrajnym przypadku mogą prowadzić nawet do paraliżu całych państw. Dlatego bardzo ważne jest, aby technologie, na których opieramy transformację, były w możliwie dużym stopniu rozwiązaniami europejskimi.

Nie chodzi przy tym wyłącznie o niezależność gospodarczą, ale również o bezpieczeństwo. Nowa energetyka i – szerzej – nowoczesna gospodarka mają coraz większy komponent cyfrowy, a to oznacza podatność na cyberataki. W skrajnym przypadku tego typu zagrożenia mogą prowadzić nawet do paraliżu całych państw. Dlatego bardzo ważne jest, aby technologie, na których opieramy transformację, były w możliwie dużym stopniu rozwiązaniami europejskimi. Do tego powinniśmy dążyć.

Przewodzimy dziś pragmatycznemu podejściu do polityki klimatycznej – z tą tylko różnicą, że zamiast się obrażać, jesteśmy przy stole, rozmawiamy, przedstawiamy swoje racje i w ten sposób dążymy do zmian w polityce ukształtowanej jeszcze przed 2022 rokiem.

Przez wiele lat byliśmy państwem, które z dużą niechęcią dostosowywało się do unijnych regulacji, szczególnie w zakresie polityki klimatycznej. Czy można powiedzieć, że obecnie staliśmy się krajem, który aktywnie w niej uczestniczy, współtworząc europejskie reguły gry?

Faktycznie, przez wiele lat w obszarze kształtowania polityki klimatycznej bardzo często staliśmy z boku, obrażaliśmy się na rzeczywistość, wskazywaliśmy, że określone rozwiązania są trudne czy wręcz niemożliwe do realizacji. Na tym kończyły się polskie negocjacje i niewiele to dawało. Teraz jest zgoła inaczej. Można wręcz powiedzieć, że przewodzimy dziś pragmatycznemu podejściu do polityki klimatycznej – z tą tylko różnicą, że zamiast się obrażać, jesteśmy przy stole, rozmawiamy, przedstawiamy swoje racje i w ten sposób dążymy do zmian w polityce ukształtowanej jeszcze przed 2022 rokiem.

Miejmy jednak świadomość, że nawet nieco złagodzona polityka klimatyczna nadal będzie dużym wyzwaniem – cały czas mówimy o ogromnym procesie transformacyjnym.

Należy go prowadzić w taki sposób, by nie hamował, lecz wspierał naszą gospodarkę. Wracamy tutaj do kwestii uniezależnienia się od importowanej energii. W 2024 roku wydaliśmy na import ropy i gazu ponad 100 miliardów złotych – to ogromna suma pieniędzy. Będąc niezależnymi energetycznie, moglibyśmy te środki zainwestować gdzie indziej, a jednocześnie bylibyśmy bardziej odporni na potencjalne kryzysy. ■

O ROZMÓWCY

Krzysztof Bolesta – Wiceminister Klimatu i Środowiska. Mianowany urzędnik Komisji Europejskiej, w której pracował w latach 2004–2012 oraz 2020–2024. W latach 2000–2004 r. wspierał negocjacje akcesyjne oraz proces dostosowywania się Polski do wymagań UE w obszarach „energia" oraz „badania i rozwój". W latach 2012–2015 był Członkiem Gabinetu Politycznego dwóch Ministrów Środowiska oraz Rady Nadzorczej Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Lublinie. Negocjator drugiego europejskiego pakietu energetyczno-klimatycznego, Doradca Prezydenta COP19 (Konferencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu). W latach 2016–2018 pełnił funkcję Dyrektora ds. Badań w centrum analitycznym Polityka Insight. Współzałożyciel i Wiceprezes (2018–2020) Fundacji Promocji Pojazdów Elektrycznych. Uczestnik międzynarodowych programów wymiany dla liderów tj. programu Departamentu Stanu US oraz programu German-American Marshall Fund. W 2014 r. odznaczony przez Prezydenta RP Srebrnym Krzyżem za zasługi dla umacniania i rozwoju integracji europejskiej.

Od dekarbonizacji do elektryfikacji. Nowy silnik rozwoju gospodarki



Grzegorz Onichimowski
Prezes Zarządu, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Przez lata debatę o transformacji energetycznej zdominowało jedno słowo: dekarbonizacja. Dziś coraz wyraźniej widać jednak, że nie ona jest głównym celem zachodzących zmian. Jest nim elektryfikacja gospodarki, która może dać nam większą niezależność i bezpieczeństwo oraz niższe koszty, a jednocześnie stać się jednym z najważniejszych źródeł przyszłej konkurencyjności. Wymaga to jednak nie tylko rozwoju nowych źródeł energii, lecz także modernizacji sieci, budowy magazynów, elastyczności systemu i stworzenia warunków do rozwoju nowych sektorów gospodarki. Dla Polski elektryfikacja może być więc przede wszystkim wielkim projektem modernizacyjnym.

W najbliższych dekadach energia elektryczna stanie się dla rozwoju gospodarczego tym, czym w XX wieku była ropa naftowa. Będzie napędzać transport, ogrzewanie budynków, przemysł, centra danych oraz rozwój sztucznej inteligencji. Państwa, które zbudują tani, niezawodny i nowoczesny system elektroenergetyczny, zyskają trwałą przewagę konkurencyjną. Te, które tego nie zrobią, będą ją stopniowo tracić.

Polska stoi dziś właśnie przed takim wyborem. Transformacja energetyczna nie jest już wyłącznie projektem klimatycznym. Coraz bardziej staje się projektem gospodarczym, przemysłowym i cywilizacyjnym.

Od dekarbonizacji do elektryfikacji

Dekarbonizacja była niezbędnym pierwszym krokiem transformacji. Jej celem było ograniczenie emisji i zastępowanie paliw kopalnych źródłami niskoemisyjnymi. Jednak samo zmniejszanie emisji nie generuje wzrostu gospodarczego. Elektryfikacja już tak.

To właśnie ona pozwala wykorzystać efekty postępu technologicznego w realnej gospodarce. Dzięki niej energia elektryczna zastępuje paliwa kopalne w kolejnych sektorach: transporcie, ciepłownictwie, przemyśle czy usługach cyfrowych, a zarazem buduje synergie między tymi branżami. W rezultacie gospodarka może

rozwijać się szybciej, zużywając mniej energii pierwotnej i importując mniej surowców energetycznych.

Elektryfikacja jest kolejnym, naturalnym etapem transformacji energetycznej – nie tylko ogranicza emisje, lecz także pozwala przenosić postęp technologiczny do kolejnych sektorów gospodarki. W efekcie może jednocześnie zmniejszać zużycie energii pierwotnej i import surowców oraz wzmacniać konkurencyjność i tempo rozwoju.

Elektryfikacja nie zastępuje więc dekarbonizacji. Jest jej kolejnym, naturalnym etapem. O ile dekarbonizacja odpowiada na pytanie, jak ograniczyć emisje, o tyle elektryfikacja odpowiada na pytanie, jak zbudować nowoczesną, konkurencyjną gospodarkę.

Dlaczego świat stawia na prąd

Skala zmian jest większa, niż mogłoby się wydawać. Elektryfikacja obejmuje dziś niemal wszystkie obszary gospodarki.

Samochody elektryczne gwałtownie zastępują pojazdy z silnikami spalinowymi. Pompy ciepła wypierają tradycyjne systemy ogrzewania. Coraz więcej procesów przemysłowych opiera się na energii elektrycznej. Dynamicznie rośnie również zapotrzebowanie ze strony centrów danych, obliczeń chmurowych i sztucznej inteligencji.

Jeszcze niedawno energię elektryczną traktowano jako jeden z wielu nośników energii. Dzisiaj staje się ona uniwersalnym paliwem nowoczesnej gospodarki.

Dodatkowo rozwój technologii sprawia, że korzystanie z energii elektrycznej staje się coraz bardziej opłacalne. Dotyczy to zarówno odnawialnych źródeł energii, jak i magazynów energii, pojazdów elektrycznych czy rozwiązań zwiększających efektywność energetyczną. W wielu przypadkach decyzja o elektryfikacji przestaje być wyborem ideologicznym lub środowiskowym, a staje się zwykłą decyzją biznesową.

Tania energia nie wystarczy

W debacie publicznej koszty transformacji energetycznej często sprowadza się do pytania o najtańszą technologię produkcji energii. To jednak tylko część obrazu.

Energia elektryczna przestaje być jednym z wielu nośników energii i staje się uniwersalnym paliwem nowoczesnej gospodarki – od transportu i ogrzewania po przemysł, centra danych i sztuczną inteligencję. Wraz ze spadkiem kosztów technologii, elektryfikacja coraz częściej staje się po prostu racjonalną decyzją biznesową a nie tylko „zielonym" wyborem.

Dla odbiorcy nie ma większego znaczenia, jaka jest średnia cena energii w ciągu roku. Znaczenie ma to, czy energia będzie dostępna w konkretnej godzinie i miejscu, kiedy będzie potrzebna. Obywatel ogrzewający dom pompą ciepła może znacząco obniżyć koszty, pobierając energię w tych godzinach, w których jest ona najtańsza, i tanio magazynując ciepło w zasobniku. Taka „strategia" wykorzystania pompy może potencjalnie przynieść oszczędności na poziomie 50% w stosunku do kosztów opartych na stałej taryfie regulowanej.

Dlatego o kosztach należy myśleć szerzej. Oprócz samej produkcji energii liczą się również koszty sieci, magazynowania, usług systemowych, mechanizmów zapewniających bezpieczeństwo dostaw oraz wszystkich elementów pozwalających utrzymać stabilną pracę systemu.

Tani system energetyczny nie jest systemem opartym wyłącznie na najtańszych źródłach wytwarzania – liczy się także dostępność energii, jej lokalizacja, elastyczność oraz koszty sieci i magazynowania. Prawdziwym miernikiem efektywności jest więc całkowity koszt bezpiecznego dostarczenia energii odbiorcy wtedy i tam, gdzie jest ona potrzebna.

W praktyce oznacza to, że nie każdy megawat ma taką samą wartość. Istotna staje się nie tylko cena produkcji energii, ale również jej dostępność, lokalizacja i elastyczność. Energia musi być nie tylko tania, ale również dostarczana wtedy, gdy jest potrzebna.

Dlatego tani system energetyczny nie jest systemem złożonym wyłącznie z najtańszych źródeł wytwarzania. To system, który minimalizuje całkowity koszt dostarczenia energii przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa.

Nowa architektura bezpieczeństwa

Elektryfikacja wymaga również nowego spojrzenia na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Jeszcze kilkanaście lat temu polska energetyka opierała się przede wszystkim na relatywnie niewielkiej liczbie dużych elektrowni współpracujących z przewidywalnym popytem. Dziś system staje się znacznie bardziej złożony.

Obok dużych jednostek wytwórczych funkcjonują miliony rozproszonych źródeł energii. Coraz większą rolę odgrywają farmy wiatrowe, instalacje fotowoltaiczne, magazyny energii oraz aktywni odbiorcy zdolni dostosowywać swoje zużycie do sytuacji w systemie. Jednocześnie morska energetyka wiatrowa i energetyka jądrowa będą stopniowo zmieniały mapę polskiej energetyki.

Tak złożony organizm wymaga koordynacji. Dlatego szczególna rola przypada operatorowi systemu przesyłowego, który musi patrzeć na całość i określać, jakich zasobów system potrzebuje, gdzie są one niezbędne i kiedy powinny powstać.

Miarą sukcesu transformacyjnego nie będzie sama rozbudowa mocy wytwórczych, lecz zdolność systemu do bezpiecznego i efektywnego integrowania nowych źródeł i magazynów oraz możliwość zaspokojenia rosnącego popytu na energię. Kluczowym wyzwaniem staje się więc stworzenie takiej architektury systemu, która umożliwi elektryfikację gospodarki bez wzrostu ryzyka i niepotrzebnych kosztów.

Transformacja nie będzie sukcesem dlatego, że zbudujemy określoną liczbę gigawatów nowych źródeł. Sukcesem będzie zdolność do bezpiecznego przyłączania nowych fabryk, centrów danych, magazynów energii, pomp ciepła i elektrycznego transportu bez wzrostu

ryzyka dla odbiorców i bez generowania niepotrzebnych kosztów.

Rynek mocy jako polisa dla elektryfikacji

Wraz ze wzrostem udziału źródeł odnawialnych rośnie znaczenie mechanizmów zapewniających bezpieczeństwo dostaw.

Rynek mocy pełni rolę swoistej polisy ubezpieczeniowej dla coraz bardziej zelektryfikowanej gospodarki – wynagradza gotowość do dostarczenia energii wtedy, gdy system najbardziej jej potrzebuje. Wraz z rozwojem OZE bezpieczeństwo dostaw będzie wymagało nie tylko rezerw w dużych jednostkach wytwórczych, lecz także magazynów energii i coraz większej elastyczności po stronie odbiorców.

Rynek energii wynagradza produkcję energii elektrycznej. Rynek mocy wynagradza natomiast gotowość do jej dostarczenia wtedy, gdy system będzie tego potrzebował. Można go porównać do polisy ubezpieczeniowej dla gospodarki opartej na elektryfikacji.

Jego znaczenie staje się szczególnie widoczne w okresach wysokiego zapotrzebowania, ograniczonej produkcji z odnawialnych źródeł energii lub trudnych warunków pogodowych. W takich sytuacjach system musi dysponować odpowiednimi rezerwami mocy, aby odbiorcy nadal otrzymywali energię wtedy, gdy jej potrzebują. Takich rezerw nie będziemy szukać wyłącznie u producentów dysponujących dużymi blokami gazowymi. Pomogą nam także magazyny energii i elastyczność odbioru, wspomagana właśnie przez elektryfikowane obszary gospodarki: ciepło, elektromobilność i elastyczność popytu.

Doświadczenia ostatnich lat pokazują, że bezpieczeństwo dostaw nie jest dane raz na zawsze. Wymaga świadomych decyzji inwestycyjnych i odpowiednich mechanizmów rynkowych, które pozwolą utrzymać niezawodność systemu również w warunkach głębokiej transformacji.

Polska może zyskać więcej niż inni

Komisja Europejska uznała elektryfikację za jeden z kluczowych kierunków rozwoju gospodarki europejskiej. Dla Polski znaczenie tego procesu może być szczególnie duże.

Nasz kraj nadal pozostaje poniżej unijnej średniej pod względem udziału energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii. Jednocześnie właśnie dlatego dysponujemy dużym potencjałem wzrostu.

Polska może szczególnie skorzystać na elektryfikacji, ponieważ ma większy niż wiele państw UE potencjał do zwiększenia udziału energii elektrycznej w gospodarce. Jeśli stworzy warunki do rozwoju energochłonnych i zaawansowanych technologicznie sektorów, może jednocześnie ograniczać import paliw, zwiększać bezpieczeństwo energetyczne oraz przyciągać kapitał i miejsca pracy.

Elektryfikacja oznacza nie tylko redukcję emisji. To także szansa na ograniczenie importu paliw, rozwój nowoczesnego przemysłu, przyciąganie inwestycji, zwiększenie bezpieczeństwa

energetycznego oraz budowę nowych przewag konkurencyjnych.

Kraje, które jako pierwsze stworzą warunki rozwoju dla energochłonnych i zaawansowanych technologicznie sektorów gospodarki, będą przyciągały kapitał i miejsca pracy. W coraz większym stopniu inwestorzy analizują nie tylko koszty pracy czy podatki, lecz także dostępność bezpiecznej i konkurencyjnej cenowo energii elektrycznej.

Elektryfikacja jako projekt modernizacyjny

Przez dekady system elektroenergetyczny był postrzegany jako zaplecze gospodarki. Dziś staje się jej kręgosłupem.

Od jakości infrastruktury energetycznej będzie zależał rozwój przemysłu, cyfryzacji, transportu i wielu nowych technologii. Dlatego elektryfikacji nie należy traktować wyłącznie jako kolejnego etapu polityki klimatycznej. To przede wszystkim program modernizacji państwa i gospodarki.

Polska ma dziś wyjątkową okazję, aby połączyć transformację energetyczną z budową nowych przewag rozwojowych. Warunkiem jest spojrzenie na szeroko pojętą energetykę nie jako na koszt, lecz jako na strategiczną inwestycję w przyszłą konkurencyjność kraju.

Elektryfikacja staje się jednym z najważniejszych megatrendów XXI wieku. Powinna być traktowana nie jako koszt polityki klimatycznej, lecz jako strategiczna inwestycja w modernizację państwa i przyszłą konkurencyjność gospodarki.

W nadchodzących dekadach sukces gospodarczy będzie w coraz większym stopniu zależał od zdolności do wytwarzania, przesyłania i efektywnego wykorzystywania energii elektrycznej. Właśnie dlatego elektryfikacja staje się jednym z najważniejszych megatrendów XXI wieku. ■

O AUTORZE

Grzegorz Onichimowski – Prezes Zarządu PSE S.A. (od 1 marca 2024 r.). Absolwent Wydziału Fizyki Technicznej i Matematyki Stosowanej Politechniki Warszawskiej oraz podyplomowego studium zarządzania firmą w Szkole Głównej Handlowej. Przedsiębiorca i menadżer z ponad 30-letnią praktyką w sektorach energetycznym i IT. Współtwórca i długoletni Prezes Zarządu Towarowej Giełdy Energii (2002-2012). Konsultant w wielu firmach sektora energetycznego w Polsce, Europie i USA. W latach 2015-2019 tworzył rynek energii krajów Zatoki Perskiej jako Dyrektor projektu finansowanego przez sześć krajów GCC w regionalnym operatorze systemu przesyłowego – GCCIA. Pracował m.in. dla NFOŚiGW, Columbus i NODES, europejskiej platformy elastyczności. Ekspert Instytutu Obywatelskiego i współtwórca programu energetycznego Koalicji Obywatelskiej. Wykładowca Collegium Civitas i innych uczelni.

ROZDZIAŁ II.

INWESTYCJE I TECHNOLOGIE DLA BEZPIECZNEJ TRANSFORMACJI

Inwestycje w elektroenergetyce w epoce globalnych ryzyk



Sławomir Staszak
Wiceprezes Zarządu ORLEN S.A.

Polska do 2040 będzie prawdopodobnie największym w Europie placem budowy w obszarze elektroenergetyki. Skala inwestycji sprawia, że dzisiejsze decyzje są kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego i konkurencyjności gospodarki w kolejnych dekadach. Działając na zintegrowanym europejskim rynku energii, mimo niepewności geopolitycznej i gospodarczej, ORLEN odpowiada na wyzwania przyszłości konsekwentnie budując portfel, wzajemnie uzupełniających się aktywów energetycznych.

W poszukiwaniu optimum transformacji

Cała Europa, w tym Polska, szuka optymalnej ścieżki transformacji energetycznej, która z jednej strony pozwoli na spełnienie celów klimatycznych, a z drugiej, nie pogorszy wskaźników bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych. Nie ma jednej właściwej odpowiedzi dla całej UE, ponieważ każde z państw członkowskich ma własne uwarunkowania historyczne oraz zasoby naturalne. W Polsce przez dekady system energetyczny opierał się przecież na węglu. Dodatkowo na przestrzeni minionych dwóch dekad w UE różnie rozkładały się akcenty między celami klimatycznymi a bezpieczeństwem, co wynikało głównie z nasilających się napięć międzynarodowych. Wojna w Ukrainie oraz eskalacja konfliktu na Bliskim Wschodzie – ze szczególnym uwzględnieniem strategicznej cieśniny Ormuz – brutalnie weryfikują stabilność globalnych rynków i szlaków tranzytowych. Tym samym w dokumentach strategicznych UE coraz większej wagi nabiera kwestia bezpieczeństwa.

> ***Współczesne bezpieczeństwo definiuje się jako odporność na zmieniające się uwarunkowania. Bezpieczeństwo energetyczne wymaga zatem budowy zdywersyfikowanego i elastycznego systemu obejmującego OZE i magazyny energii, energetykę gazową jako technologię przejściową oraz energetykę jądrową jako stabilną podstawę całego systemu. W polskich warunkach tylko taki model pozwoli połączyć realizację celów klimatycznych z bezpieczeństwem funkcjonowania gospodarki, zapewniając stabilne dostawy energii po akceptowalnych cenach.***

Jednym z podstawowych dokumentów UE, mających definiować optymalną ścieżkę transformacji energetycznej danego państwa, jest Krajowy Plan Energii i Klimatu (dalej: KPEiK). Aktualizacja tego dokumentu, skierowana w bieżącym roku przez polskie władze do Komisji Europejskiej, zawiera dwie ścieżki transformacji, ponieważ przy tak zmieniającym się otoczeniu regulacyjnym i geopolitycznym trudno jest wytyczyć tylko jeden kurs. Grupa Kapitałowa ORLEN z zadowoleniem przyjęła aktualizację KPEiK, ponieważ decyzje inwestycyjne podejmowane w elektroenergetyce bardzo dobrze wpisują się w oba zaplanowane scenariusze transformacji – scenariusz WEM (bazowym, z umiarkowanym udziałem OZE, *ang. with existing measures*) i WAM (ambitnym, z dużym udziałem OZE, *ang. with additional measures*).

Kumulacja inwestycji i odpowiednie planowanie

Jednym z największych wyzwań najbliższych lat będzie kumulacja inwestycji energetycznych. Ich skala może dać ogromny impuls naszej gospodarce. Do osiągnięcia sukcesu w tym wymiarze konieczne jest odpowiednie planowanie (uwzględniające wybór właściwych partnerów, dostęp do technologii i kompetencji niezbędnych do ich rozwoju), kontrola nad łańcuchami dostaw, a także stabilne otoczenie regulacyjne. W Polsce są i będą równolegle realizowane projekty morskiej energetyki wiatrowej, nowych bloków gazowych, energetyki jądrowej, w tym SMR-ów, magazynów energii oraz rozbudowy sieci elektroenergetycznych. Kumulacja inwestycji dotyczy nie tylko Polski, lecz także pozostałych państw UE i krajów spoza naszego regionu.

Maksymalizacja local content powinna być priorytetem, a działania służące temu celowi muszą obejmować długoterminowe i odpowiedzialne planowanie inwestycji, umożliwiające rozwój krajowych mocy produkcyjnych oraz zaplecza logistycznego, portowego i usługowego. Działając na rzecz budowy „zielonego bezpieczeństwa" w nadmiernym pośpiechu, możemy paradoksalnie osłabić bezpieczeństwo państwa, popadając w głęboką, strukturalną zależność od podmiotów zagranicznych.

Dobrym przykładem jest *offshore*. W lipcu br. Baltic Power, jako pierwsza polska morska farma wiatrowa, wprowadziła energię elektryczną do krajowego systemu elektroenergetycznego, a niedługo zostanie w pełni oddana do użytkowania – planowany termin to IV kwartał br. Na Morzu Bałtyckim budowane są obecnie również inne farmy wiatrowe, a w przygotowaniu są kolejne projekty, które będą wymagały dostępu do wykonawców, specjalistycznych jednostek instalacyjnych, zaplecza portowego i kompetentnych kadr. Skrajne spiętrzenie inwestycji w krótkim okresie grozi paraliżem lokalnego łańcucha dostaw. Konsekwencją braku racjonalnego planowania będzie konieczność oparcia się w pełni na zagranicznych wykonawcach i zewnętrznych dostawcach kluczowych komponentów (nawet w przypadku zadań, w ramach których zwiększenie udziału polskiego *local content* byłoby całkiem możliwe przy racjonalnym harmonogramie).

Na wyzwania te, w połączeniu z globalizacją łańcuchów dostaw, nakładają się trudne

doświadczenia ostatnich lat, takie jak pandemia COVID-19, kryzys energetyczny wywołany rosyjską inwazją na Ukrainę czy sytuacja na Bliskim Wschodzie. Znaczenia nabierają rozwój europejskich i krajowych kompetencji przemysłowych, transfer technologii oraz budowa lokalnych łańcuchów wartości, co pozwoli zatrzymać większą część wartości dodanej w naszej gospodarce.

Duże koncerny energetyczne mają łatwiej

Grupa ORLEN, ze względu na swój multienergetyczny charakter, działając w obszarze energetyki, paliw i przemysłu, w pełni rozpoznaje skalę zmian i odpowiada na związane z nimi wyzwania. Dowodem jest Strategia ORLEN do 2035 roku, zakładająca inwestycje o wartości 350–380 mld zł. W zakresie elektroenergetyki obejmuje ona rozwój komplementarnych, wzajemnie bilansujących się źródeł energii, których charakterystyki pracy uzupełniają się, a tym samym obniżają koszty funkcjonowania całego systemu.

Inwestując równolegle w OZE, jednostki gazowe, magazyny energii i SMR-y, a także rozbudowując oraz modernizując sieci, chcemy tworzyć system jednocześnie niskoemisyjny, bezpieczny i zdolny do stabilnej pracy. Zdywersyfikowany portfel komplementarnych aktywów energetycznych pozwoli ograniczyć jego podatność na zmieniające się uwarunkowania zewnętrzne.

W ciągu najbliższych lat gaz ziemny pozostanie kluczowym paliwem przejściowym, które pozwoli ograniczać emisyjność gospodarki, a jednocześnie zapewniać bezpieczeństwo pracy systemu. Rosnące znaczenie gazu zwiększa rolę dywersyfikacji kierunków jego dostaw, w tym morskich dostaw LNG, które po doświadczeniach ostatnich lat stały się jednym z filarów bezpieczeństwa regionu. Konflikt w rejonie cieśniny Ormuz, przez którą przepływa kluczowa część światowego handlu węglowodorami, pokazuje, że bez dywersyfikacji kontraktów, bezpiecznej floty i własnej infrastruktury portowej nawet najlepsze umowy handlowe stają się bezwartościowe. Jako ORLEN zapewniamy dywersyfikację kierunków dostaw gazu ziemnego, rozwijając m.in. własną flotę gazowców.

Bankowalność projektów i taksonomia UE[1]

Inwestycje w energetyce, przede wszystkim wielkoskalowe, takie jak *offshore*, duże bloki gazowe czy energetyka jądrowa, w tym SMR-y, ale również inwestycje w *onshore*, PV, magazyny energii oraz sieci elektroenergetyczne, wymagają odpowiedniego finansowania. Wiele z tych projektów, w szczególności kapitałochłonne inwestycje wielkoskalowe, charakteryzuje się długim okresem zwrotu, złożonym procesem inwestycyjnym oraz dużą niepewnością regulacyjną. Zapewnienie finansowania jest z pewnością łatwiejsze z perspektywy dużego podmiotu o zdywersyfikowanej strukturze działalności.

Coraz większą rolę w kształtowaniu dostępności finansowania odgrywa również unijna taksonomia zrównoważonych inwestycji.

1 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852.

Kluczowe znaczenie ma tzw. bankowalność projektów, związana z potrzebą zapewnienia finansowania dłużnego, tańszego niż kapitał własny, a efektywne wykorzystanie funduszy na transformację wymaga właściwej konstrukcji mechanizmów wsparcia na poziomie UE i krajowym. Dobrym przykładem takich działań jest rynek mocy, wdrożony w Polsce jeszcze zanim został na stałe wpisany do regulacji europejskich.

Z perspektywy Polski oraz GK ORLEN istotne jest m.in. utrzymanie możliwości finansowania inwestycji gazowych, które stanowią niezbędny element procesu odchodzenia od energetyki węglowej i zapewnienia stabilnej pracy systemu. W praktyce spełnienie wszystkich kryteriów kwalifikujących projekty gazowe jako działalność zgodną z taksonomią jest procesem złożonym i wymagającym, związanym z dodatkowymi oczekiwaniami wobec aktywów wytwórczych. Ponadto wyzwaniem jest ograniczony czas na realizację takich inwestycji, ponieważ aby uznać projekty gazowe o emisyjności powyżej 100 g CO_2/kWh za zgodne z taksonomią UE, muszą one uzyskać pozwolenie na budowę do 31 grudnia 2030 r. Dlatego na poziomie ram regulacyjnych UE niezbędne jest zapewnienie warunków sprzyjających utrzymaniu bankowalności tych projektów.

Rozwój infrastruktury sieciowej w obliczu transformacji cyfrowej

Na kierunek rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych coraz większy wpływ mają dynamiczny rozwój OZE oraz gwałtowny wzrost liczby prosumentów. System elektroenergetyczny musi być przygotowany na odbiór energii z rozproszonych źródeł i jej efektywne dostarczanie do odbiorców końcowych. Nowoczesna sieć powinna być odporna na dynamiczne zakłócenia. Kluczowe są: zdolność do automatycznej rekonfiguracji, natychmiastowego izolowania awarii oraz płynnego bilansowania wahań produkcji wynikających ze zmian pogody i skoków zapotrzebowania w czasie rzeczywistym.

W Grupie ORLEN jest to realizowane przede wszystkim poprzez działania spółki Energa-Operator, która prowadzi obecnie największy w swojej historii program inwestycyjny i planuje przeznaczyć ok. 40 mld zł do 2035 r. na rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnych. Spółka jest także liderem wdrażania liczników zdalnego odczytu w Polsce. Inteligentne systemy pomiarowe umożliwiają bardziej efektywne zarządzanie zużyciem energii, lepsze bilansowanie systemu, szybsze wykrywanie awarii oraz rozwój nowych usług dla odbiorców.

Przyszłością jest aktywne zarządzanie siecią – od predykcji obciążeń i generacji z OZE po automatyczną optymalizację rozpływów energii. Nieuchronne zmiany w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych wymagają również budowy kompleksowych i bezpiecznych rozwiązań energetycznych dla biznesu. Ich fundamentem są cyfryzacja i właściwie zaplanowana rozbudowa sieci, wiążące się z ogromnymi nakładami finansowymi.

Cyfryzacja oznacza również szereg ryzyk, które odpowiedzialny biznes energetyczny

powinien uwzględniać. Rosnąca liczba urządzeń komunikujących się w czasie rzeczywistym, automatyzacja pracy oraz integracja infrastruktury energetycznej z systemami cyfrowymi zwiększają znaczenie cyberbezpieczeństwa. Ochrona infrastruktury krytycznej oraz połączonych systemów OT/IT staje się równie istotna jak fizyczna ochrona obiektów strategicznych. ■

O AUTORZE

Sławomir Staszak – Wiceprezes Zarządu ORLEN S.A. ds. Energy (od 2025 r.), gdzie zarządza portfelem energetycznym Grupy. Przewodniczący Rad Nadzorczych w spółkach Baltic Power oraz ORLEN Neptun. Wiceprezes Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (od 2024 r.), Członek Rady Naukowej Instytutu Energetyki (kadencja 2026–2030) oraz członek Zespołu Doradców Gospodarczych przy Rektorze Politechniki Gdańskiej. Menedżer i ekspert sektora energetycznego z wieloletnim doświadczeniem w zarządzaniu procesami inwestycyjnymi i infrastrukturalnymi, nadzorze korporacyjnym oraz obszarze regulacyjnym. Wcześniej pełnił funkcję Prezesa Zarządu Grupy Energa S.A., gdzie odpowiadał m.in. za wielomiliardowe inwestycje, operacjonalizację projektów OZE, jednostek gazowo-parowych, rozwój sieci dystrybucyjnych oraz wielkoskalowych magazynów energii. Przez ponad dekadę jako partner zarządzający i radca prawny doradzał spółkom energetycznym i infrastrukturalnym, m.in. w zakresie strategicznych negocjacji międzynarodowych oraz kontraktów typu EPC, O&M oraz umów PPA. Pełnił również funkcje w Radach Nadzorczych spółek z Grupy ORLEN S.A., tj. Energa S.A., ENERGA-OPERATOR S.A. i Energa Obrót, Baltic Offshore Service Solution, a także w spółkach spoza Grupy, m.in. Zarządu Morskiego Portu Gdynia S.A. Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Gdańskiego (LL.M.). Ukończył *Executive Program for Energy Leaders* w Texas McCombs School of Business oraz program z zakresu cyfryzacji *Artificial Intelligence: Implications for Business Strategy*, realizowany przez MIT Sloan School of Management.

Odporny system energetyczny – jak go zbudować?



Grzegorz Kinelski
Prezes Enei

Bezpieczeństwo energetyczne Polski w coraz mniejszym stopniu sprowadza się do samej dostępności energii, a coraz bardziej zależy od odporności całego systemu na kryzysy geopolityczne, zakłócenia dostaw, cyberataki i zmienność produkcji z OZE. Transformacja energetyczna powinna zatem opierać się na zróżnicowanym miksie, rozwoju sieci i magazynów energii, elastycznych źródłach bilansujących, a w okresie przejściowym również na racjonalnym wykorzystaniu gazu i części jednostek węglowych. Równocześnie musimy pamiętać, aby wzmacniać krajowe kompetencje, przemysł i łańcuchy dostaw, tak aby modernizacja energetyki zwiększała nie tylko jej niskoemisyjność, lecz również bezpieczeństwo i suwerenność gospodarczą Polski.

Rozmowa Redakcji kwartalnika „Pomorski Thinkletter".

Jak dziś, w warunkach wojny w Ukrainie, napięć geopolitycznych i rosnącej presji na odporność infrastruktury krytycznej, należy rozumieć bezpieczeństwo energetyczne Polski?

Bezpieczeństwo energetyczne to obecnie znacznie więcej niż dostęp do energii. To zdolność państwa do utrzymania stabilnych dostaw nawet w warunkach kryzysów geopolitycznych, zakłóceń na rynku surowców, cyberataków czy zagrożeń dla infrastruktury krytycznej. Dlatego potrzebujemy zdywersyfikowanego miksu energetycznego, nowoczesnych sieci, magazynów energii oraz źródeł, które zapewniają stabilność systemu wtedy, gdy OZE nie pracują.

Doświadczenia ostatnich lat pokazują, że bezpieczeństwo energetyczne i transformacja energetyczna nie stoją w sprzeczności. Wręcz przeciwnie. Im bardziej nowoczesny, elastyczny i zróżnicowany system energetyczny zbudujemy, tym większa będzie odporność Polski na potencjalne kryzysy.

Czy najważniejszą lekcją ostatnich lat jest to, że transformacja energetyczna powinna być planowana nie tylko pod kątem klimatu i kosztów, ale także odporności systemu na kryzysy?

Zdecydowanie tak. Ostatnie lata pokazały, że transformacja energetyczna nie może być postrzegana wyłącznie przez pryzmat redukcji emisji czy kosztów wytwarzania energii. Równie ważna stała się odporność

systemu na kryzysy geopolityczne, zakłócenia dostaw paliw, ekstremalne zjawiska pogodowe czy zagrożenia dla infrastruktury krytycznej.

Transformacja energetyczna nie polega na prostym zastępowaniu jednych technologii innymi, lecz na takim ich połączeniu, aby system był jednocześnie niskoemisyjny, stabilny i odporny. Rosnący udział OZE musi więc iść w parze z rozwojem magazynów, sieci oraz elastycznych źródeł bilansujących.

Dlatego potrzebujemy zróżnicowanego miksu energetycznego, nowoczesnych sieci, magazynów energii oraz źródeł zapewniających stabilną pracę systemu. Transformacja powinna wzmacniać bezpieczeństwo energetyczne państwa, a nie być realizowana kosztem jego niezawodności.

W jaki sposób należy pogodzić rozwój OZE z potrzebą utrzymania stabilnych źródeł energii, które będą bilansować system w okresach najwyższego zapotrzebowania?

Kluczem jest budowa zróżnicowanego miksu energetycznego. OZE będą odgrywać coraz większą rolę, ale samymi źródłami odnawialnymi nie zapewnimy stabilnej pracy systemu przez cały rok. Potrzebujemy równolegle magazynów energii, nowoczesnych sieci oraz elastycznych źródeł bilansujących, które będą dostępne wtedy, gdy nie wieje wiatr lub nie świeci słońce.

Dlatego transformacja energetyczna nie polega na zastępowaniu jednych technologii innymi, lecz na takim połączeniu różnych źródeł, aby system był jednocześnie niskoemisyjny, stabilny i odporny na zakłócenia. To dziś jedno z najważniejszych wyzwań dla całej europejskiej energetyki.

Jaką funkcję powinien pełnić gaz w polskim miksie energetycznym: paliwa przejściowego, źródła elastyczności czy trwałego elementu bezpieczeństwa systemu?

Gaz powinien pełnić przede wszystkim rolę paliwa przejściowego i źródła elastyczności systemu. Wraz ze wzrostem udziału OZE potrzebujemy jednostek, które będą mogły szybko reagować na zmienność produkcji z wiatru i słońca oraz zapewniać bezpieczeństwo dostaw energii.

Gaz nie powinien być docelowym fundamentem polskiej energetyki, ale w okresie transformacji pozostaje ważnym źródłem elastyczności i bezpieczeństwa systemu. Jego rola powinna polegać przede wszystkim na stabilizowaniu systemu w warunkach rosnącego udziału energii z wiatru i słońca.

Nie postrzegam gazu jako docelowego fundamentu polskiej energetyki, lecz jako ważny element odpowiedzialnego przechodzenia od energetyki węglowej do niskoemisyjnej. Dlatego inwestujemy w nowe moce gazowe, jednocześnie rozwijając OZE, magazyny energii i nowoczesne sieci. Tylko takie połączenie pozwoli nam utrzymać bezpieczeństwo systemu w okresie transformacji.

Jak należy myśleć o jednostkach węglowych po 2029 r. – jako o aktywach schyłkowych, rezerwie strategicznej, rezerwie sezonowej czy nadal istotnym elemencie bezpieczeństwa dostaw?

Nie postrzegałbym jednostek węglowych po 2029 r. wyłącznie jako aktywów schyłkowych. W okresie transformacji nadal będą one pełnić istotną funkcję z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii, choć ich rola będzie się stopniowo zmieniać. Coraz częściej będą pracować nie jako podstawowe źródła wytwarzania, lecz jako rezerwa dla systemu w momentach zwiększonego zapotrzebowania lub ograniczonej produkcji z OZE.

Jednostki węglowe nie znikną z dnia na dzień – ich rola będzie stopniowo przesuwać się z podstawowej produkcji energii w stronę zabezpieczenia systemu w okresach niedoboru mocy. Transformacja musi być prowadzona w takim tempie, aby odchodzenie od węgla nie odbywało się kosztem bezpieczeństwa dostaw.

W przypadku Enei dodatkowym atutem jest posiadanie LW Bogdanka, jednej z najbardziej efektywnych kopalń w Polsce, która od lat wzmacnia bezpieczeństwo surowcowe naszej Grupy. W obecnych realiach geopolitycznych własne, krajowe źródło paliwa pozostaje istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego.

Dlatego potrzebujemy rozwiązań, które pozwolą utrzymać część takich jednostek w gotowości operacyjnej także po 2029 roku. Transformacja musi bowiem iść w parze z bezpieczeństwem i stabilnością dostaw energii.

Jakiej reformy systemu ETS najbardziej potrzebuje polska energetyka, aby lepiej pogodzić cele klimatyczne, koszty transformacji i bezpieczeństwo dostaw?

System ETS pozostaje ważnym narzędziem wspierającym dekarbonizację, ale potrzebuje większej przewidywalności. Dziś jednym z największych wyzwań dla sektora jest wysoka zmienność cen uprawnień do emisji CO_2, która utrudnia planowanie inwestycji i przekłada się na koszty energii.

Dlatego potrzebujemy skuteczniejszych mechanizmów stabilizujących rynek oraz większego wykorzystania wpływów z ETS na finansowanie transformacji energetycznej. Środki te powinny w większym stopniu wspierać modernizację sieci, rozwój nowych technologii i inwestycje zwiększające bezpieczeństwo energetyczne. Tylko wtedy uda się skutecznie pogodzić cele klimatyczne, konkurencyjność gospodarki i bezpieczeństwo dostaw energii.

Czy sieci dystrybucyjne stają się dziś najważniejszym, a jednocześnie wciąż niedocenianym obszarem transformacji energetycznej?

Zdecydowanie tak. Sieci dystrybucyjne stają się dziś jednym z najważniejszych obszarów transformacji energetycznej, choć w debacie publicznej często pozostają w cieniu nowych źródeł wytwórczych. Tymczasem bez nowoczesnych sieci nie będzie możliwe przyłączanie kolejnych instalacji OZE, rozwój magazynów energii, elektromobilności ani aktywny udział odbiorców w rynku energii.

Dlatego inwestycje w sieci są dziś równie istotne jak inwestycje w nowe moce wytwórcze. Transformacja energetyczna nie zakończy się sukcesem, jeśli energia nie będzie mogła być bezpiecznie i efektywnie dostarczana do odbiorców. Można powiedzieć, że to właśnie sieci stają się kręgosłupem nowoczesnego systemu energetycznego.

Bez nowoczesnych sieci nie będzie możliwy ani dalszy rozwój OZE, ani magazynów energii, elektromobilności czy aktywnego udziału odbiorców w rynku. Sieci stają się więc kręgosłupem transformacji energetycznej – równie ważnym jak nowe moce wytwórcze.

Jak szybko magazyny energii mogą stać się jednym z podstawowych elementów bezpieczeństwa systemu, a nie tylko technologicznym uzupełnieniem OZE?

Magazyny energii bardzo szybko przestają być wyłącznie uzupełnieniem OZE i stają się jednym z kluczowych elementów bezpieczeństwa systemu. Wraz ze wzrostem udziału energii z wiatru i słońca rośnie potrzeba gromadzenia nadwyżek energii i wykorzystywania ich wtedy, gdy produkcja z OZE spada, a zapotrzebowanie rośnie.

W jaki sposób transformacja energetyczna może wzmacniać polskie kompetencje, krajowy przemysł i *local content*, zamiast zwiększać zależność od importowanych technologii?

Transformacja energetyczna będzie wzmacniała polskie kompetencje tylko wtedy, gdy równolegle będziemy rozwijać krajowy łańcuch dostaw, kompetencje wykonawców i zaplecze technologiczne. Dlatego w Enei traktujemy *local content* jako jeden z warunków skutecznej realizacji transformacji, a nie wyłącznie jako element polityki zakupowej.

Mamy już wymierne efekty takiego podejścia. W projekcie bloków gazowo-parowych CCGT w Kozienicach około 75 proc. zakresu inwestycji realizują firmy działające w Polsce, a w inwestycjach prowadzonych przez Enea Operator udział polskich firm sięga około 90 proc.

Uruchomiliśmy także program „Enea. Z energią dla polskiego biznesu", powołaliśmy Pełnomocnika Zarządu ds. Local Content, rozwijamy dialog z dostawcami oraz współpracę z uczelniami i środowiskiem naukowym. Chcemy, aby transformacja energetyczna nie tylko zmieniała miks energetyczny, ale również wzmacniała konkurencyjność polskich przedsiębiorstw i budowała kompetencje, które pozostaną w kraju na dekady.

A jaką rolę polskie spółki energetyczne mogą odegrać w odbudowie infrastruktury energetycznej Ukrainy i budowie bezpieczeństwa energetycznego całego regionu?

Polskie spółki energetyczne mogą odegrać istotną rolę w odbudowie infrastruktury energetycznej Ukrainy, ponieważ dysponują doświadczeniem, kompetencjami technicznymi i potencjałem inwestycyjnym zdobytym przy realizacji dużych projektów infrastrukturalnych. Dlatego podczas

Kongresu Odbudowy Ukrainy Enea, PGE, Tauron i Orlen podpisały list intencyjny dotyczący współpracy przy odbudowie ukraińskiego sektora energetycznego.

Transformacja energetyczna powinna być nie tylko projektem technologicznym, ale również gospodarczym i przemysłowym. Jeśli wykorzystamy ją do budowy krajowych łańcuchów dostaw, kompetencji i zaplecza technologicznego, wydatki na modernizację energetyki mogą wzmacniać konkurencyjność Polski przez kolejne dekady.

Patrzymy na ten proces nie tylko przez pryzmat odbudowy zniszczonej infrastruktury, ale także budowy nowoczesnego, bezpiecznego i odpornego systemu energetycznego. Już dziś przygotowujemy się do udziału w tym długofalowym procesie, wykorzystując doświadczenia zdobyte przy realizacji i modernizacji infrastruktury energetycznej w Polsce. Wierzę, że odbudowa Ukrainy będzie miała znaczenie nie tylko dla tego kraju, ale również dla dalszego wzmacniania bezpieczeństwa energetycznego całej Europy Środkowo-Wschodniej. ■

O ROZMÓWCY

Grzegorz Kinelski – prezes Enei, manager z ponad 30-letnim doświadczeniem w sektorze energetycznym, zdobywanym m.in. w grupach Vattenfall, TAURON, Enea, PKP Energetyka i Veolia. Ekspert w dziedzinie energetyki, ekonomii i zarządzania przedsiębiorstwem, specjalizujący się m.in. w handlu energią i gazem, restrukturyzacji przedsiębiorstw oraz wdrażaniu strategii. Doktor nauk ekonomicznych, inżynier elektryk, absolwent Politechniki Śląskiej, ukończył również studia MBA. Adiunkt w Katedrze Zarządzania Akademii WSB w Dąbrowie Górniczej, autor ponad 50 publikacji naukowych. W pracy badawczej zajmuje się m.in. zrównoważonym rozwojem i dekarbonizacją w kontekście efektywności i konkurencyjności przedsiębiorstw energetycznych. Prezes Zarządu Polskiej Afiliacji International Association for Energy Economics (PAEE), prezes Rady Zarządzającej Towarzystwa Obrotu Energią, członek Prezydium Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej oraz Rady Uczelni Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu.

Polski atom – bezpieczeństwo, gospodarka, przyszłość



Marek Woszczyk
Prezes Zarządu, Polskie Elektrownie Jądrowe

Energetyka jądrowa staje się jednym z kluczowych filarów polskiego bezpieczeństwa energetycznego, a zarazem ważnym elementem transformacji gospodarczej państwa. Pierwsza elektrownia jądrowa ma nie tylko zastępować wycofywane moce węglowe i stabilizować system coraz silniej oparty na OZE, lecz także wspierać konkurencyjność przemysłu, rozwój nowych technologii i budowę krajowych kompetencji. Powodzenie projektu będzie zależało od terminowej realizacji inwestycji, sprawnego przejścia przez procedury administracyjne, rozwoju kadr oraz wykorzystania potencjału polskich firm. Stawką jest więc nie tylko uruchomienie pierwszego bloku, lecz stworzenie fundamentów bezpieczeństwa energetycznego i nowoczesnego przemysłu na kolejne dekady.

Rozmowa Redakcji kwartalnika „Pomorski Thinkletter".

Jak należy dziś rozumieć znaczenie energetyki jądrowej dla bezpieczeństwa państwa?

Odpowiadając za projekt, który ma interakcje z otoczeniem zarówno na szczeblu krajowym, międzynarodowym, jak i lokalnym, widzę wyraźnie, że energetyka jądrowa przestała być postrzegana wyłącznie jako źródło niskoemisyjnej energii. Dziś jest jednym z filarów bezpieczeństwa państwa i odpowiedzią na rosnące wyzwania geopolityczne oraz gospodarcze.

Doświadczenia ostatnich lat pokazały, jak duże znaczenie dla krajowego systemu elektroenergetycznego ma stabilność dostaw energii. Elektrownie jądrowe pracują niezależnie od warunków pogodowych czy krótkoterminowych zawirowań na rynkach surowców, zapewniając przewidywalność funkcjonowania systemu przez dziesięciolecia.

Nie można też pomijać wymiaru gospodarczego. Projekty jądrowe rozwijają krajowe kompetencje, tworzą miejsca pracy i otwierają polskim firmom drogę do międzynarodowych łańcuchów dostaw. To inwestycja nie tylko w energetykę, ale również w rozwój nowoczesnego przemysłu.

Czy wojna w Ukrainie, kryzys surowcowy i niestabilność cen energii zmieniły sposób myślenia o atomie?

Zdecydowanie tak. Jeszcze niedawno atom był kojarzony głównie z polityką klimatyczną i ograniczaniem emisji oraz jako źródło energii przeciwstawiane węglowi. Dziś jest postrzegany przede wszystkim przez pryzmat krajowego bezpieczeństwa energetycznego.

Wydarzenia ostatnich lat pokazały, jak istotne są stabilne źródła energii, odporne na kryzysy polityczne i surowcowe. Potwierdzają to doświadczenia takich państw jak Finlandia czy Francja, które traktują energetykę jądrową jako element strategicznej odporności.

Energetyka jądrowa jest dziś nie tylko narzędziem dekarbonizacji, lecz jednym z filarów bezpieczeństwa narodowego i odporności systemu na kryzysy geopolityczne oraz surowcowe. Doświadczenia ostatnich lat pokazują, że stabilne źródła energii mają znaczenie strategiczne nie tylko dla klimatu, ale dla ciągłości funkcjonowania państwa i gospodarki.

Najbardziej wymownym przykładem pozostaje Ukraina, gdzie mimo wojny elektrownie jądrowe nadal odgrywają kluczową rolę w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego. To pokazuje, że atom jest projektem bezpieczeństwa narodowego w równym stopniu co projektem klimatycznym.

Jaką lukę w polskim systemie energetycznym ma wypełnić pierwsza elektrownia jądrowa?

W praktyce odpowie na kilka wyzwań jednocześnie. Będzie wspierać proces zastępowania wycofywanych mocy węglowych, a jednocześnie wzmacniać bezpieczeństwo pracy polskiego systemu energetycznego.

Polska dynamicznie rozwija odnawialne źródła energii, ale ich produkcja zależy od warunków atmosferycznych. Dlatego potrzebujemy niskoemisyjnego „stabilizatora" systemu elektroenergetycznego i właśnie taką rolę będzie pełnić energetyka jądrowa.

Nie bez znaczenia jest też trwający proces transformacji energetycznej i jego wpływ na rozwój gospodarki. Rosnące zapotrzebowanie przemysłu, nowych technologii czy centrów danych wymaga niezawodnych i przewidywalnych dostaw energii przez całą dobę, 365 dni w roku.

Jakie warunki muszą zostać spełnione, aby cel uruchomienia pierwszego bloku w 2036 roku pozostał realny?

Najważniejsze jest konsekwentne realizowanie kolejnych etapów inwestycji zgodnie z harmonogramem i budżetem. Utrzymujemy tempo prac projektowych, przechodzimy przez procedury administracyjne i licencyjne oraz rozwijamy przygotowania do fazy budowy.

W ostatnich miesiącach osiągnęliśmy kilka ważnych kamieni milowych. Między innymi zakończyliśmy proces notyfikacji pomocy publicznej przed Komisją Europejską, co pozwoliło uruchomić pomoc publiczną zagwarantowaną przez polski rząd, a w marcu złożyliśmy na ręce Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki wniosek o zezwolenie na budowę.

Równie istotne jak infrastruktura są kompetencje ludzi. Chcemy, aby za bezpieczeństwo i eksploatację elektrowni odpowiadali dobrze przygotowani polscy

specjaliści, dlatego rozwój kadr traktujemy jako bardzo ważny element projektu.

Co jest dziś największym ryzykiem dla harmonogramu projektu?

Przy przedsięwzięciu tej skali nie ma jednego dominującego ryzyka. Mamy do czynienia z całym systemem wzajemnie powiązanych czynników, które wymagają stałego monitorowania i odpowiedniego zarządzania – i właśnie to robimy.

Pierwsza elektrownia jądrowa ma jednocześnie zastępować wycofywane moce węglowe, stabilizować system z rosnącym udziałem OZE i zapewniać energię dla rozwijającej się gospodarki. Warunkiem powodzenia projektu jest jednak nie tylko dotrzymanie harmonogramu i budżetu, lecz także równoległe budowanie krajowych kompetencji potrzebnych do bezpiecznej eksploatacji elektrowni.

Duże znaczenie mają procesy administracyjne i terminowe uzyskiwanie kolejnych decyzji. Budowa pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce jest projektem bez precedensu i wymaga sprawnej współpracy wielu instytucji.

Atutem jest doświadczenie naszych partnerów technologicznych oraz zespołu ekspertów zgromadzonego w PEJ. Korzystamy zarówno z krajowych kompetencji, jak i z międzynarodowego *know-how* wypracowanego przy podobnych inwestycjach.

Jakie znaczenie będzie miało podpisanie kontraktu EPC?

To jeden z najważniejszych momentów całego projektu. Podpisanie kontraktu EPC oznacza przejście z etapu przygotowań do właściwej realizacji inwestycji.

Umowa pozwoli jasno określić odpowiedzialności stron oraz zintegrować projektowanie, zakupy i budowę w ramach jednego procesu wykonawczego. To kluczowy element skutecznego zarządzania przedsięwzięciem.

Z punktu widzenia polskiej gospodarki istotne jest również to, że kontrakt będzie stanowił ważny punkt odniesienia dla współpracy z dostawcami i wykonawcami, w tym w zakresie udziału krajowych przedsiębiorstw.

Czy Polska powinna już dziś myśleć o kolejnych elektrowniach jądrowych?

Tak. Oczywiście priorytetem pozostaje terminowa budowa pierwszej elektrowni, ale planowanie kolejnych projektów powinno odbywać się równolegle.

W projekcie tej skali kluczowe jest sprawne zarządzanie całym systemem ryzyk – od procesów administracyjnych po koordynację wielu instytucji i partnerów technologicznych. Podpisanie kontraktu EPC będzie momentem przejścia od przygotowań do właściwej realizacji inwestycji i stworzy ramy odpowiedzialności, współpracy z wykonawcami oraz udziału polskich firm.

Polska transformacja energetyczna to proces rozłożony na dekady. Potrzeby gospodarki będą rosły, a wraz z nimi zapotrzebowanie na stabilne i niskoemisyjne źródła energii.

Dlatego rozwój kolejnych lokalizacji jądrowych jest naturalnym elementem długofalowej strategii energetycznej państwa.

Polska powinna już dziś planować kolejne projekty jądrowe, ponieważ rosnące potrzeby gospodarki będą wymagały trwałego dostępu do stabilnych i niskoemisyjnych źródeł energii. Największe bezpieczeństwo zapewni system, w którym energetyka jądrowa tworzy stabilną podstawę, OZE dostarczają rosnących wolumenów energii, a magazyny i jednostki gazowe odpowiadają za elastyczność i bilansowanie.

Jak energetyka jądrowa powinna współpracować z OZE, magazynami energii i gazem?

Każda z tych technologii pełni inną funkcję i razem współtworzą one nowoczesny system energetyczny.

OZE będą dostarczać coraz większe ilości energii, jednak ich produkcja jest zmienna. Elektrownie jądrowe zapewnią natomiast stabilną podstawę pracy systemu, niezależnie od warunków pogodowych.

Magazyny energii oraz jednostki gazowe będą z kolei wspierać elastyczność i bilansowanie systemu. Właśnie takie połączenie daje największe bezpieczeństwo dostaw.

Jak duży potencjał ma *local content* i gdzie mogą wejść polskie firmy?

Potencjał jest bardzo duży i chcemy go maksymalnie wykorzystać. Jednocześnie musimy zachować najwyższe standardy jakości i bezpieczeństwa oraz realizować projekt zgodnie z budżetem i harmonogramem.

Polskie firmy mogą uczestniczyć w budownictwie, infrastrukturze, logistyce, usługach montażowych, inżynieryjnych i informatycznych czy też związanych z cyberbezpieczeństwem. To obszary, w których krajowe przedsiębiorstwa już posiadają znaczące kompetencje i są obecne w naszym projekcie. Wartość dotychczas podpisanych przez nas umów z polskimi firmami przekroczyła 1 miliard 200 milionów złotych i stale rośnie.

Równie ważne są transfer wiedzy i zdobywanie certyfikacji wymaganych przez sektor jądrowy. Dzięki temu udział w projekcie może stać się dla wielu kolejnych firm przepustką do działalności na rynkach międzynarodowych.

Polskie firmy mogą być nie tylko partnerami przy realizacji pierwszej elektrowni jądrowej, lecz także beneficjentami trwałego transferu wiedzy, certyfikacji i wejścia do międzynarodowych łańcuchów dostaw. Prawdziwą miarą sukcesu projektu będzie więc nie tylko bezpieczna i terminowa budowa elektrowni, ale również wzmocnienie krajowej gospodarki i kompetencji na kolejne dekady.

Co będzie miarą sukcesu pierwszej polskiej elektrowni jądrowej?

Nie da się wskazać jednego wskaźnika. Sukces będzie wynikał z połączenia kilku elementów: bezpieczeństwa, terminowości

realizacji, efektywności ekonomicznej oraz udziału polskich firm.

Najwyższym priorytetem pozostaje bezpieczeństwo. Jednocześnie zależy nam na tym, aby elektrownia dostarczała konkurencyjną energię wspierającą rozwój polskiej gospodarki.

Ostatecznie największą miarą sukcesu będzie trwała zmiana polskiego miksu energetycznego i stworzenie solidnych fundamentów bezpieczeństwa energetycznego na kolejne pokolenia, przy jednoczesnym wsparciu krajowej gospodarki. ■

O ROZMÓWCY

Marek Woszczyk – Prezes Zarządu, Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z o.o. Menedżer z ponad 30-letnim doświadczeniem w sektorze energetycznym, od ponad 18 lat zarządza podmiotami kluczowymi dla branży energetycznej w Polsce. W latach 2016-2025 był Dyrektorem Generalnym PGNiG Upstream Norway, odpowiadając za opracowanie i wdrożenie strategii rozwojowej firmy. Pełnił również funkcję Prezesa Zarządu LOTOS Upstream oraz Prezesa Zarządu PGE. Wcześniej był związany z Urzędem Regulacji Energetyki, w którym piastował stanowiska od Specjalisty do Prezesa. Od 2014 r. angażuje się w projekt pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Autor publikacji branżowych. Absolwent Akademii Morskiej w Gdyni, KSAP oraz Executive MBA Akademii Leona Koźmińskiego.

Polski atom – konieczność, szansa i wyzwanie



dr Adam Juszczak
Starszy Doradca, Zespół Energii, Polski Instytut Ekonomiczny,
Adiunkt, Katedra Ekonomii, Akademia Leona Koźmińskiego

Polska energetyka stoi przed podwójnym wyzwaniem: szybko rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną oraz koniecznością zastąpienia starzejących się elektrowni węglowych. W tej sytuacji rozwój energetyki jądrowej staje się nie tylko elementem transformacji niskoemisyjnej, lecz także warunkiem bezpieczeństwa i stabilności systemu elektroenergetycznego. Wysokie poparcie społeczne i polityczne sprzyja realizacji tych planów, ale ich powodzenie będzie zależeć od zdolności do zabezpieczenia finansowania, kadr, łańcuchów dostaw oraz odpowiedniego udziału polskich firm. Pytanie nie brzmi więc już, czy Polska powinna inwestować w atom, lecz czy potrafi przeprowadzić te inwestycje na czas i w sposób wzmacniający krajową gospodarkę.

Gwałtownie postępująca transformacja energetyczna oznacza zarówno zwiększające się zapotrzebowanie na energię, jak i konieczność zastępowania elektrowni węglowych, stanowiących dotychczas fundament polskiej elektroenergetyki. W rozwiązaniu obu tych problemów ma Polsce pomóc rozwój energetyki jądrowej.

Jądrowy renesans nie tylko na Wschodzie

Globalny renesans jądrowy (lub, jak niektórzy wolą, jądrowa odwilż) jest już faktem. Choć obecnie za blisko połowę budowanych reaktorów odpowiadają Chińczycy (37 z 77)[1] a w „krajach zachodnich" w budowie jest ich ledwie kilka, trend ten ma ulec zmianie. Tylko w USA w 2025 r. ustanowiono cel czterokrotnego zwiększenia mocy jądrowych do 2050 r. – ze 100 do 400 GW (wzrost z planowanych 300 GW za prezydentury Joe Bidena) – a w najbliższych planach jest budowa 10 reaktorów AP1000. W czterokrotne zwiększenie mocy jądrowych do 2050 r. celują także Brytyjczycy (do 24 GW). Budowa nowych mocy nie jest także obca krajom, w których energetyka jądrowa już dziś dominuje w miksie elektroenergetycznym – Francuzi planują budowę przynajmniej 6 nowych reaktorów EPR2, a Czesi, dzięki dwóm reaktorom APR1400, które mają powstać w Dukovanach, planują pozyskiwać nawet 68 proc. energii elektrycznej z atomu.

1 Zob. System Informacji o Reaktorach Energetycznych (The Power Reactor Information System (PRIS)), [dostęp online].

Ambicje jądrowe są dziś udziałem 14 krajów UE. W UE działa obecnie łącznie 97 GW mocy jądrowych. Według konsensusu eksperckiego wynikającego z badania przeprowadzonego przez Polski Instytut Ekonomiczny, przedstawionego w raporcie *Jak rozwijać energetykę jądrową w Polsce? Rekomendacje w zakresie regulacji prawnych i mechanizmów wsparcia branżowego*[2], moc ta wzrośnie do przynajmniej 120 GW w 2050 r. Wliczając także zastąpienie części najstarszych reaktorów, oznacza to, że kraje UE, podobnie jak inne kraje Zachodu, będą musiały zainwestować setki miliardów euro w nowe jednostki.

Globalny renesans energetyki jądrowej nie ogranicza się już do Chin i innych państw Wschodu – coraz ambitniejsze plany ogłaszają także USA, Wielka Brytania i kraje Unii Europejskiej. Oznacza to, że w nadchodzących dekadach dostęp do technologii, komponentów, kadr i finansowania stanie się przedmiotem coraz ostrzejszej konkurencji.

Atom jako odpowiedź na rosnące zapotrzebowanie na energię

Za 20 lat polskie zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie znacząco większe niż dziś. Obok zapowiadanej od lat elektryfikacji ciepłownictwa, transportu i przemysłu na wyższy popyt przełożą się też powstające centra danych. Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu przewiduje wzrost zapotrzebowania z obecnych 167 do 240–267 TWh rocznie. Jest w tym bardziej konserwatywny niż scenariusze CAKE-KOBiZE (285–300 TWh) i Instratu (301 TWh). Same centra danych, według prognoz PSE, mogą konsumować 29 TWh w 2040 r., czyli więcej niż prognozowana roczna produkcja całej elektrowni w Choczewie (ok. 26 TWh rocznie).

Energetyka jądrowa będzie mieć tu znaczący udział. Według aktualizacji Programu polskiej energetyki jądrowej w naszym kraju mają działać dwie wielkoskalowe elektrownie jądrowe o łącznej mocy do 9 GW. Przy założeniu pracy z wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy (ok. 90 proc.) może to oznaczać produkcję nawet 70 TWh rocznie (42 proc. obecnego krajowego zapotrzebowania). Choć według założeń programu w 2040 r. druga elektrownia będzie jeszcze w budowie, można spodziewać się wtedy uruchomienia pierwszego bloku. Dwa kolejne powinny zostać uruchomione w następnych 2–3 latach.

We wspomnianym wcześniej badaniu PIE eksperci wskazywali, że energia jądrowa z wysokim prawdopodobieństwem pokryje jedną piątą polskiego zapotrzebowania na energię elektryczną około 2050 r.

Do tego należy doliczyć zapowiadane reaktory SMR. Orlen Synthos Green Energy planuje budowę nawet 26 reaktorów BWRX-300, z czego dwa – przy zakładach Anwilu we Włocławku – mają powstać do 2035 r. Do tego dochodzą inne projekty, takie jak Nuward czy Rolls-Royce, które, choć w późniejszym czasie, także mają szansę pojawić się na polskim rynku.

SMR-y są jednak obarczone szeregiem niepewności. Pilotażowy projekt w Darlington

2 Juszczak, A., Krawiec, K., Żelisko, W., *Jak rozwijać energetykę jądrową w Polsce? Rekomendacje w zakresie regulacji prawnych i mechanizmów wsparcia branżowego*, Policy Paper, nr 1, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa 2026, [dostęp online].

w Kanadzie, gdzie mają zostać wybudowane pierwsze cztery reaktory BWRX-300, znajduje się dopiero na początku realizacji – w maju 2026 r. wylano tzw. beton jądrowy pod pierwszy z nich. Choć podłączenie pierwszego reaktora do sieci zapowiadane jest na 2030 r., historia zarówno całego sektora jądrowego, jak i wielokrotne opóźnienia już na początkowych etapach projektów reaktorów SMR, jeszcze przed rozpoczęciem budowy, nakazują zachować ostrożność wobec optymistycznych harmonogramów. Projekty FOAK (First of a Kind), nie tylko w sektorze jądrowym, wiążą się zwykle z niespodziewanymi komplikacjami, które mogą negatywnie wpłynąć na dotrzymanie harmonogramu. Wszelkie opóźnienia w Darlington przełożą się także na opóźnienia w budowie polskich SMR-ów.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną sprawia, że energetyka jądrowa może stać się jednym z kluczowych filarów przyszłego polskiego miksu. Wielkoskalowe elektrownie mają zapewnić jego podstawę, natomiast SMR-y mogą odegrać rolę uzupełniającą, choć ich rozwój nadal obarczony jest znaczną niepewnością technologiczną, kosztową i harmonogramową.

Mimo to należy spodziewać się, że w dłuższej perspektywie reaktory SMR także będą wspomagać polski miks elektroenergetyczny. Ich udział w dokumentach rządowych, takich jak Program polskiej energetyki jądrowej i *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu*, choć dopuszczony, jest jednak traktowany jako niestrategiczny ze względu na niepewność harmonogramową i kosztową.

Bezprecedensowe poparcie społeczne dla energetyki jądrowej przekłada się w Polsce na rzadko spotykaną ponadpartyjną zgodę co do kierunku rozwoju sektora. Taka stabilność polityczna stanowi jeden z najważniejszych warunków powodzenia inwestycji, których realizacja będzie rozłożona na wiele dekad.

Wysokie poparcie społeczne i polityczne

Energetyka jądrowa cieszy się w Polsce bezprecedensowym poparciem społecznym. Według badania przeprowadzonego na zlecenie Ministerstwa Energii w 2025 r.[3] aż 92 proc. ankietowanych Polaków popiera powstanie elektrowni jądrowych, a blisko 80 proc. zaakceptowałoby taką inwestycję w swojej okolicy. W badaniu Radiant Energy Group[4] z 2024 r. Polska uplasowała się na drugim miejscu wśród badanych krajów pod względem społecznego poparcia – wyprzedziły nas jedynie Chiny. To między innymi zasługa licznych kampanii społecznych prowadzonych przez Departament Energii Jądrowej, takich jak choćby spoty z „Rodziną Atomickich".

Co istotne, tak wysokie poparcie wśród wyborców praktycznie wszystkich partii przekłada się na ponadpartyjną zgodę co do konieczności rozwoju energetyki jądrowej. Choć poszczególne ugrupowania mogą różnić się w szczegółach, oznacza to stabilność polityczną, niezwykle ważną dla inwestycji długoterminowych.

3 Zob. Podsumowanie ogólnopolskiego badanie na zlecenie Ministerstwa Energii zrealizowanego przez agencję badawczą ASM Research Solutions Strategy w 2025 r., [dostęp online].

4 Zob. Badanie *Nuclear Energy and Public Opinion* Światowego Stowarzyszenia Jądrowego, [dostęp online].

Nie tylko korzyści, ale i wyzwania

Przed polskimi projektami jądrowymi stoi jednak szereg wyzwań.

Po pierwsze, wąskim gardłem dla polskich inwestycji jądrowych, zwłaszcza tych rozpoczynanych już w latach 30., na kiedy planowana jest znaczna część inwestycji zagranicznych, może być zabezpieczenie zasobów niezbędnych do ich realizacji. Trzeba będzie o nie konkurować zarówno z innymi projektami jądrowymi poza Polską, jak i z dużymi projektami infrastrukturalnymi w kraju. Stąd tak istotne jest odpowiednio szybkie zabezpieczenie łańcuchów dostaw, zwłaszcza w przypadku komponentów o długim czasie wykonania (tzw. *long lead items*), który w niektórych przypadkach może wynieść nawet kilka lat.

Powodzenie polskiego programu jądrowego będzie zależało nie tylko od finansowania i technologii, lecz także od odpowiednio wczesnego zabezpieczenia łańcuchów dostaw, kadr i krajowych kompetencji. Im większy będzie udział polskich firm w realizacji inwestycji, tym silniej atom przełoży się na długofalowy rozwój krajowego przemysłu.

Istotne jest też odpowiednio wczesne kształcenie kadr. Choć dziś polskie uczelnie wyższe, w porozumieniu z administracją i sektorem jądrowym, starają się nadrabiać zaległości – czy to poprzez uruchamianie kolejnych kierunków studiów lub specjalizacji na politechnikach, czy też poprzez kształcenie podyplomowe – wymaga to sporo wysiłku. Dużym problemem jest również „luka kadrowa" na poziomie średniego szkolnictwa branżowego, czyli techników i szkół zawodowych. Inwestycje jądrowe będą konkurować nie tylko o inżynierów, ale i o najbardziej wykwalifikowanych spawaczy, których brakuje dziś nie tylko w Polsce, lecz także w całej UE. Na wzór Pomorskiej Rady Kompetencji Jądrowych, mającej na celu właśnie zmniejszenie luki kompetencyjnej również na poziomie szkolnictwa zawodowego, już dziś powinno się rozważyć podjęcie podobnych działań w Koninie lub Bełchatowie, zaraz po ostatecznym wyborze lokalizacji drugiej elektrowni.

Niezwykle ważna jest też kwestia *local content*. To do niedawna dość mgliste pojęcie – mówiąc o *local content*, każdy mógł mieć na myśli inne spółki – zostało w końcu sprecyzowane w ramach komisji pracujących najpierw przy Ministerstwie Energii, a następnie przy Ministerstwie Aktywów Państwowych. Energetyka, w tym energetyka jądrowa, jest jednym z najważniejszych odbiorców powstających przepisów. W badaniu *Ile Polski w atomie? Local content programu energetyki jądrowej*[5] blisko 75 proc. ankietowanych firm zainteresowanych udziałem w pierwszej inwestycji jądrowej miało doświadczenie w co najmniej jednym projekcie z szeroko pojętej branży energetycznej, a 29 proc. – wcześniejsze doświadczenie związane z branżą jądrową. Wbrew pojawiającym się czasami sceptycznym stwierdzeniom polskie firmy mogą podczas budowy robić znacznie więcej niż tylko „dowozić pizzę". Rozbudowa polskiego potencjału, także z myślą

5 Juszczak, A., Lipiński, K., *Ile Polski w atomie? Local content programu energetyki jądrowej*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa 2024, [dostęp online].

o kolejnych inwestycjach i udziale w projektach zagranicznych, wymaga jednak odpowiedniego wsparcia – zarówno korzystnych warunków finansowania, jak i wsparcia pozafinansowego, zwłaszcza dla firm dopiero zdobywających *know-how* i odpowiednie certyfikaty.

Czy nas na to stać?

W kontekście energetyki jądrowej często zadawane jest pytanie: „Czy stać nas na budowę takich elektrowni?". Sceptycy wskazują na ich wysoki koszt. Odpowiedź jest tu dość prosta: „Nie stać nas, by ich nie budować".

Koszt budowy elektrowni jądrowych należy oceniać w perspektywie wielu dekad, uwzględniając ich stabilną pracę, długą żywotność i rolę w zapewnianiu niskoemisyjnej podstawy systemu. Z tej perspektywy, poza pytaniem o to, ile kosztować będą inwestycje w atom, należałoby zapytać, ile kosztowałby Polskę jego brak.

Energetyka jądrowa pozostaje dziś jednym z niewielu źródeł niskoemisyjnych, które mogą stabilnie działać w podstawie systemu. Polska nie posiada wystarczających zasobów wodnych, by zbudować duże moce w elektrowniach wodnych, a fotowoltaika i elektrownie wiatrowe należą do źródeł niedyspozycyjnych. Choć oczywiście mogą być one bilansowane magazynami bateryjnymi i elektrowniami gazowymi, a w przyszłości być może biometanem lub zielonym wodorem, a ich wysoki udział w miksie energetycznym co do zasady obniża ceny, to przykład Niemiec, które pozbyły się elektrowni jądrowych, dobitnie pokazuje niestabilność systemu bez niskoemisyjnej „bazy". W efekcie okresowo wysokie ceny energii, zwłaszcza w okresach tzw. *Dunkelflaute*, podczas których Niemcy ratują się wysokim zużyciem paliw kopalnych, wpływają negatywnie nie tylko na rynek niemiecki, ale także – poprzez zawyżanie cen energii – na rynki, z których importują energię.

Należy także zaznaczyć, że inwestycja w elektrownię jądrową ma charakter długoterminowy. Podczas gdy żywotność paneli fotowoltaicznych i turbin wiatrowych wynosi ok. 25–35 lat, elektrownie jądrowe będą działać przynajmniej 80 lat. Tak długi okres działania przekłada się też na ich odporność na możliwy przyszły wzrost cen surowców krytycznych. „Spłacona" po 35 latach elektrownia jądrowa będzie więc przy minimalnych kosztach produkować energię przez większość swojego okresu eksploatacji. ■

O AUTORZE

dr **Adam Juszczak** – Starszy Doradca w Zespole Energii Polskiego Instytutu Ekonomicznego oraz adiunkt w Katedrze Ekonomii Akademii Leona Koźmińskiego. Prowadzi także gościnne wykłady na studiach podyplomowych „Energetyka jądrowa" w Szkole Głównej Handlowej. Jest autorem kilkudziesięciu raportów i publikacji dotyczących tematyki energetycznej. Wcześniej związany był z Uniwersytetem Łódzkim, Narodowym Bankiem Polskim oraz firmą doradczą Deloitte.

Gaz – dla obniżenia ryzyka w czasach podwójnej transformacji



dr Sławomir Hinc
Prezes Zarządu, GAZ-SYSTEM S.A.

Transformacja energetyczna coraz wyraźniej splata się z geopolityką, a bezpieczeństwo dostaw, odporność infrastruktury i kontrola nad kluczowymi technologiami stają się równie ważne jak koszty czy cele klimatyczne. W tym nowym otoczeniu gaz pozostaje istotnym elementem stabilizującym system, a rozwój infrastruktury przesyłowej, terminali LNG, magazynów oraz gazów odnawialnych nabiera znaczenia strategicznego. Dla Polski oznacza to nie tylko konieczność zabezpieczenia własnych potrzeb energetycznych, lecz także szansę na wzmocnienie pozycji jako regionalnego centrum przepływu i obrotu gazem. GAZ-SYSTEM staje się tym samym jednym z kluczowych podmiotów współtworzących nową architekturę bezpieczeństwa energetycznego.

Przez ponad trzy dekady po zakończeniu zimnej wojny wydawało się, że ukształtowany wówczas nowy ład międzynarodowy osiągnął względną stabilność. Amerykańska przewaga militarna, gospodarcza i technologiczna wyznaczała ramy funkcjonowania globalnego systemu, a triumfalna ekspansja globalizacji wzmacniała przekonanie, że era rywalizacji mocarstw należy do przeszłości. W ostatnich latach fundamenty tego porządku pękały jednak coraz wyraźniej, a wojna w Ukrainie stała się najbardziej wymownym symbolem nadchodzącego przełomu. Szczególnie w Europie wszyscy wyraźnie odczuliśmy, że nie mamy do czynienia z pojedynczym kryzysem, lecz z głębszą przebudową światowego systemu.

Można interpretować obecne wydarzenia jako powrót do klasycznej geopolityki: epoki rywalizacji mocarstw i polityki opartej na sile. Nie możemy jednak ignorować faktu, że obok tradycyjnych źródeł siły, coraz większego znaczenia nabierają nowe przewagi strategiczne – potencjał technologiczny i przemysłowy, dostęp do sztucznej inteligencji i zdolność do jej rozwijania czy kontrola nad kluczowymi, a wcześniej niedocenianymi, zasobami. To one w coraz większym stopniu decydują o odporności państw i gospodarek na zakłócenia.

Zmieniający się układ sił na świecie wpływa na kierunek transformacji energetycznej. Jednocześnie nowa energetyka sama staje się czynnikiem kształtującym globalną politykę. Zrozumienie tej zależności pozwala dostrzec skalę przemian, których jesteśmy dziś świadkami.

Era podwójnej transformacji: energetycznej i geopolitycznej

Związek między bezpieczeństwem energetycznym a geopolityką jest znany od dekad, lecz nigdy wcześniej nie charakteryzował się taką dynamiką i nieprzewidywalnością jak obecnie. Uczestniczymy jednocześnie w dwóch wielkich przemianach. Pierwsza ma charakter geopolityczny. Powraca rywalizacja mocarstw, bezpieczeństwo ponownie staje się jednym z głównych priorytetów polityki państw, a globalizacja przestaje być postrzegana jako proces nieodwracalny. Druga dotyczy energetyki. Państwa inwestują w odnawialne źródła energii, elektryfikują kolejne sektory gospodarki i dążą do ograniczenia emisji.

Trzeba jednak zrozumieć, że transformacja energetyczna nie jest jedynie przeformułowaniem modelu gospodarczego w wyniku zmian klimatycznych, lecz stanowi przełomowy zwrot o historycznym znaczeniu, który wpływa na sposób funkcjonowania państw i społeczeństw. Co więcej, przebudowa ładu międzynarodowego i poszukiwanie nowych źródeł powszechnie dostępnej energii wchodzą ze sobą w unikatowe współzależności. Transformacja energetyczna i geopolityczna nie tylko zachodzą równolegle, lecz także wzajemnie się warunkują. Moim zdaniem właśnie ta zależność jest jedną z najważniejszych cech, które trzeba dostrzec, aby trafnie formułować wyzwania strategiczne stojące zarówno przed państwami, jak i przedsiębiorstwami.

Wojna Rosji przeciwko Ukrainie, napięcia na Bliskim Wschodzie oraz szok rynkowy wywołany blokadą transportu przez cieśninę Ormuz pokazały, że odporność systemów energetycznych ma równie duże znaczenie jak ich koszt czy niskoemisyjność. O ile przez dekady polityka energetyczna była podporządkowana przede wszystkim efektywności ekonomicznej, o tyle teraz opiera się głównie na potrzebie zapewnienia szeroko rozumianego bezpieczeństwa.

> ***Świat wchodzi w okres głębokiej przebudowy, w którym o sile państw coraz częściej decydują nie tylko potencjał militarny i gospodarczy, lecz także technologie, przemysł, sztuczna inteligencja oraz kontrola nad strategicznymi zasobami. Transformacja energetyczna jest częścią tej zmiany – zarazem podlega nowej geopolityce i sama staje się jednym z narzędzi kształtowania globalnego układu sił.***

Jak zauważył dyrektor Międzynarodowej Agencji Energetycznej Fatih Birol na tegorocznym Aspen Security Forum, świat odchodzi od logiki *just in time* na rzecz *just in case*. Państwa i firmy energetyczne są coraz bardziej skłonne ponosić wyższe koszty w zamian za większą dywersyfikację, rezerwy i bezpieczeństwo dostaw. Jednocześnie, jak podkreśla Meghan O'Sullivan z Harvard Belfer Center, transformacja energetyczna zmienia przedmiot geopolityki. Zależność od ropy

i gazu stopniowo ustępuje rywalizacji o energię elektryczną, technologie niskoemisyjne oraz kontrolę nad łańcuchami dostaw i surowcami krytycznymi. Podobną perspektywę rozwija również Daniel Yergin w książce *Nowa mapa. Jak energetyka zmienia geopolitykę*. Jego zdaniem, o ile w XX wieku o pozycji państw decydowały przede wszystkim ropa, gaz i kontrola nad szlakami transportowymi, o tyle dzisiaj rywalizacja przenosi się z dostępu do surowców na samą zdolność do ich przetwarzania, produkcji kluczowych technologii oraz budowy własnego potencjału przemysłowego.

Transformacja energetyczna i geopolityczna coraz silniej się przenikają – decyzje energetyczne są podporządkowywane wymogom bezpieczeństwa, a zmiany na rynkach energii wpływają na układ sił między państwami. W nowej rzeczywistości przewagę daje nie tylko dostęp do surowców, lecz także zdolność do ich przetwarzania, rozwijania technologii, budowy przemysłu i kontrolowania kluczowych łańcuchów dostaw.

Transformacja energetyczna wyzwaniem dla bezpieczeństwa państwa

Zachodzące równolegle transformacje sprawiają, że polityka energetyczna staje się wyzwaniem nie tylko klimatycznym i technologicznym, lecz również strategicznym z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa. Jak wiemy, geopolityczny wymiar rynków energii nie jest zjawiskiem nowym. Nowością jest natomiast skala, w jakiej strategie dotyczące transformacji energetycznej muszą być dziś podporządkowane uwarunkowaniom geopolityki.

Warto przełożyć te globalne trendy na polskie realia i odpowiedzieć na pytanie, w jaki sposób transformacja energetyczna może stać się narzędziem budowy nowego modelu bezpieczeństwa gospodarczego i zwiększać niezależność w coraz bardziej niepewnym świecie.

Polska znajduje się obecnie w okresie głębokiej przebudowy sektora energetycznego. Jeszcze niedawno przewaga węgla wydawała się bezdyskusyjna, dziś jednak OZE coraz wyraźniej zbliżają się do pozycji dominującego źródła energii. Kierunek transformacji wyznaczają przede wszystkim cele dekarbonizacji, jednak tempo i przebieg zmian pozostają obarczone wysokim poziomem niepewności.

Mamy świadomość, że decyzje dotyczące struktury przyszłego miksu energetycznego wpłyną na efektywność i bezpieczeństwo całej naszej gospodarki. Dlatego polska strategia energetyczna musi uwzględniać wielopoziomowe ryzyka, również te generowane przez geopolitykę, a więc związane z importem surowców, cenami paliw czy bezpieczeństwem i stabilnością globalnych łańcuchów dostaw. Oczywiście szczególnie newralgiczne jest także zabezpieczenie naszej infrastruktury energetycznej na Bałtyku, a coraz większego znaczenia nabiera budowanie odporności na cyberzagrożenia. Niekontrolowany w pełni rozwój sztucznej inteligencji podnosi bowiem ryzyko zaawansowanych ataków na sieci przesyłowe, elektrownie i systemy sterowania.

W warunkach tak wysokiej niepewności i tak dużego wachlarza zagrożeń planowanie nowych inwestycji energetycznych powinno uwzględniać nie tylko najbardziej opłacalne

i prawdopodobne scenariusze rozwoju transformacji, lecz również ryzyko wystąpienia nieprzewidzianych zakłóceń. Z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa perspektywa ta jest równie istotna jak efektywność ekonomiczna.

Transformacja energetyczna powinna być projektowana nie tylko pod kątem kosztów i dekarbonizacji, lecz także odporności państwa na zakłócenia geopolityczne, surowcowe i technologiczne. W tym ujęciu gaz oraz infrastruktura przesyłowa i LNG pozostają ważnym zabezpieczeniem systemu, zwiększając jego elastyczność, dywersyfikację i bezpieczeństwo.

To wszystko prowadzi nas do klasycznego już niemal pytania o rolę gazu ziemnego. Osobiście postrzegam ją w szerszym, niż się zwykle przyjmuje, kontekście. Gaz ziemny może bowiem pełnić rolę paliwa ograniczającego, mitygującego ryzyka, w warunkach nakładania się transformacji energetycznej i geopolitycznej. Postulowane jeszcze kilka lat temu szybkie ograniczanie inwestycji gazowych, oparte na założeniu dynamicznie i bezproblemowo przebiegającej dekarbonizacji czy pełnej dostępności technologii niskoemisyjnych, mogłoby prowadzić do ograniczenia elastyczności systemu energetycznego oraz wzrostu ryzyk: gospodarczego, społecznego i geopolitycznego. Rozwój infrastruktury gazowej, a w szczególności terminali LNG i sieci przesyłowych, wzmacnia zdolność państwa do dywersyfikacji dostaw, zwiększa odporność systemu energetycznego i stanowi element budowy bezpieczeństwa państwa.

Priorytety GAZ-SYSTEM wobec wyzwań transformacji energetycznej i geopolitycznej

W ostatnich latach rola GAZ-SYSTEM uległa istotnemu rozszerzeniu. Spółka pełni już nie tylko funkcję operatora krajowego systemu przesyłowego, ale również jednego z kluczowych podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo energetyczne państwa oraz rozwój regionalnego rynku gazu. Zmiany geopolityczne po 2022 roku, trwałe ograniczenie importu gazu z Rosji oraz postępująca transformacja energetyczna wymusiły redefinicję priorytetów inwestycyjnych w całej Europie. Polska zrobiła to przed innymi, dzięki czemu podstawę obecnego modelu rynku gazu stanowią inwestycje infrastrukturalne zrealizowane w ostatnich latach. Terminal LNG w Świnoujściu, gazociąg Baltic Pipe oraz połączenia międzysystemowe z Niemcami, Litwą, Czechami i Słowacją stworzyły nową architekturę dostaw gazu do Polski.

GAZ-SYSTEM przestał być wyłącznie operatorem infrastruktury przesyłowej – stał się jednym z filarów bezpieczeństwa energetycznego Polski i budowy regionalnego rynku gazu. Inwestycje zrealizowane w ostatnich latach stworzyły nową architekturę dostaw, która uniezależniła kraj od dotychczasowego kierunku importu i wzmocniła jego pozycję w Europie Środkowo-Wschodniej.

Rozwój infrastruktury dla przyszłego rynku energii

Dywersyfikacja dostaw stanowi jednak jedynie pierwszy etap rozwoju. Kolejnym jest budowa infrastruktury odpowiadającej potrzebom

przyszłego rynku energii, w którym gaz ziemny będzie pełnił rolę paliwa stabilizującego system elektroenergetyczny oraz uzupełniającego rozwój odnawialnych źródeł energii.

Kluczowym przedsięwzięciem w tym kontekście jest budowa dwóch pływających terminali LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej wraz z towarzyszącą infrastrukturą przesyłową. Po ich uruchomieniu całkowite zdolności regazyfikacyjne Polski przekroczą 20 mld m^3 rocznie, natomiast możliwości importowe krajowego systemu osiągną ponad 50 mld m^3 gazu rocznie. Wielkość ta znacząco przewyższa krajowe zapotrzebowanie, co oznacza, że infrastruktura będzie mogła być wykorzystywana nie tylko przez odbiorców krajowych, lecz również do zaopatrywania państw regionu.

Równolegle realizowany jest program rozbudowy krajowej sieci przesyłowej, obejmujący nowe gazociągi, zwiększanie przepustowości systemu oraz rozwój infrastruktury niezbędnej do przyłączania nowych bloków gazowych stabilizujących krajowy system elektroenergetyczny.

Polska umacnia swoją pozycję na gazowej mapie Europy

Naturalną konsekwencją rozbudowy infrastruktury jest stopniowe wzmacnianie pozycji Polski jako regionalnego centrum przesyłu gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Sprzyjają temu korzystne położenie geograficzne oraz zrealizowane inwestycje gazowe, takie jak terminal LNG, gazociąg Baltic Pipe i rozbudowana sieć połączeń transgranicznych, a także planowane terminale LNG w Zatoce Gdańskiej. Potwierdzeniem rosnącej roli Polski są rekordowe wolumeny przesyłu gazu, wzrost eksportu oraz zwiększające się dostawy na rynek ukraiński.

Znaczenie strategicznych inwestycji GAZ-SYSTEM wykracza jednak poza wymiar gospodarczy. W praktyce oznaczają one przejście od modelu państwa będącego końcowym odbiorcą gazu do państwa organizującego przepływy surowca pomiędzy różnymi rynkami. Taka rola wzmacnia zarówno znaczenie gospodarcze kraju, jak i jego pozycję w regionalnej polityce energetycznej.

Rozwój infrastruktury gazowej nie służy już wyłącznie dywersyfikacji dostaw, lecz przygotowaniu systemu na przyszły model energetyki, w którym gaz będzie stabilizował rosnący udział OZE. Rozbudowa terminali LNG i sieci przesyłowej może jednocześnie zwiększyć bezpieczeństwo Polski i stworzyć podstawy do zaopatrywania w gaz innych państw regionu.

Jednocześnie doświadczenia największych europejskich hubów gazowych pokazują, że sama infrastruktura nie jest wystarczającym warunkiem sukcesu. Kluczowe znaczenie mają również konkurencyjne zasady funkcjonowania rynku, odpowiednia liczba uczestników oraz wysoka płynność obrotu. Z tego względu GAZ-SYSTEM równolegle realizuje działania o charakterze rynkowym, w tym udostępnia nowe zdolności importowe niezależnym uczestnikom rynku. W przypadku planowanego drugiego terminala FSRU znacząca część przepustowości została zakontraktowana przez kilka podmiotów, co sprzyja zwiększeniu konkurencji oraz liberalizacji rynku gazu.

Polska może przejść od roli końcowego odbiorcy gazu do roli państwa organizującego jego przepływy w regionie, wzmacniając w ten sposób zarówno swoją pozycję gospodarczą, jak i znaczenie w europejskiej polityce energetycznej. Sama infrastruktura nie wystarczy jednak do zbudowania regionalnego hubu – potrzebne są również konkurencyjne taryfy, płynny rynek i szeroki udział niezależnych uczestników.

Drugim filarem naszych działań strategicznych jest obniżanie kosztów korzystania z infrastruktury. Nowa taryfa przesyłowa, która będzie obowiązywać od początku przyszłego roku, jest pierwszym krokiem w tym kierunku. Jednolite zasady naliczania opłat dla całego krajowego systemu przesyłowego, w tym również gazociągu jamalskiego, to wypracowane przez nas rozwiązanie, które upraszcza funkcjonowanie rynku oraz obniża koszty transportu gazu. W naszym zamyśle bardziej konkurencyjne taryfy mają zwiększyć wykorzystanie infrastruktury, przyciągnąć nowych uczestników rynku oraz stworzyć warunki do rozwoju płynnego regionalnego hubu gazowego.

Magazyny gazu jako element odporności systemu

Budowanie pozycji regionalnego centrum obrotu gazem wymaga jednak nie tylko odpowiednich zdolności importowych, lecz również rozbudowy infrastruktury magazynowej. Wraz ze wzrostem znaczenia gazu w elektroenergetyce oraz rosnącym udziałem niestabilnych źródeł odnawialnych magazyny przestają pełnić wyłącznie funkcję sezonowego zabezpieczenia dostaw. Coraz większego znaczenia nabiera ich rola w krótkoterminowym bilansowaniu systemu oraz zapewnianiu elastyczności pracy jednostek gazowych typu CCGT.

Prognozy wskazują, że obecne pojemności magazynowe – wynoszące około 3,3 mld m^3 – nie będą wystarczające wobec zapotrzebowania szacowanego na około 4,8 mld m^3 do 2040 roku. Szczególnego znaczenia nabiera rozwój magazynów kawernowych, które dzięki wysokim mocom zatłaczania i odbioru gazu zapewniają elastyczność niezbędną do funkcjonowania nowoczesnego rynku energii.

Magazyny gazu stają się nie tylko zabezpieczeniem na okresy zwiększonego zapotrzebowania, lecz także jednym z kluczowych narzędzi zapewniania elastyczności całego systemu energetycznego. Wraz ze wzrostem udziału OZE i znaczenia energetyki gazowej ich rola w krótkoterminowym bilansowaniu oraz budowaniu odporności systemu będzie systematycznie rosła.

Większa niezależność energetyczna dzięki biometanowi

GAZ-SYSTEM przygotowuje krajowy system przesyłowy do integracji gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych. Szczególne znaczenie przypisuje się rozwojowi rynku biometanu, który w Polsce postępuje znacznie wolniej, niż wynikałoby to z krajowego potencjału surowcowego. Jest to o tyle zaskakujące, że Polska należy do państw o największych

możliwościach produkcji biometanu w Unii Europejskiej. Najnowsze raporty wskazują, że krajowy potencjał produkcyjny może wynosić od około 3 do nawet 12 mld m^3 biometanu rocznie, w zależności od przyjętych założeń dotyczących wykorzystania dostępnych substratów oraz stopnia rozwoju rynku. Tak duża rozpiętość szacunków pokazuje nie tyle niepewność prognoz, ile skalę niewykorzystanych możliwości, jakie stwarzają krajowe zasoby biomasy. Tymczasem państwa takie jak Niemcy i Francja od wielu lat konsekwentnie rozwijają sektor biometanu, zwiększając liczbę instalacji oraz skalę produkcji.

Biometan może stać się jednym z ważnych narzędzi zwiększania niezależności energetycznej Polski, ponieważ łączy wykorzystanie krajowych zasobów z możliwością oparcia się na istniejącej infrastrukturze gazowej. Rozwój biometanu, wodoru i technologii CCUS pokazuje zarazem, że przyszłość infrastruktury gazowej może wykraczać daleko poza transport gazu ziemnego i wspierać budowę bardziej odpornego, niskoemisyjnego systemu energetycznego.

Znaczenie biometanu może również wykraczać poza kwestie gospodarcze. W warunkach rosnącej niestabilności geopolitycznej i dążenia do ograniczenia zależności od importowanych surowców staje się on ważnym elementem budowania bezpieczeństwa oraz suwerenności energetycznej państwa. Jego istotną przewagą jest możliwość wykorzystania już istniejącej infrastruktury gazowej. Po oczyszczeniu biometan ma parametry odpowiadające gazowi ziemnemu, dlatego może być wtłaczany do krajowej sieci oraz wykorzystywany przez odbiorców bez konieczności kosztownej przebudowy instalacji. Dzięki temu rozwój rynku biometanu nie wymaga tworzenia od podstaw nowego systemu dystrybucji, lecz opiera się na efektywnym wykorzystaniu istniejącej infrastruktury. Jednocześnie jego produkcja bazuje na lokalnych odpadach rolniczych, spożywczych i komunalnych, co nie tylko ogranicza import gazu, ale również tworzy dodatkowe źródła dochodów dla gospodarstw rolnych oraz wspiera rozwój obszarów wiejskich.

Długoterminowe kierunki rozwoju spółki GAZ-SYSTEM uzupełniają inicjatywy związane z przygotowaniem infrastruktury do transportu wodoru. Jako pierwszy w Europie certyfikowany operator wodorowy, przecieramy szlaki, wyznaczając standardy dla rozwoju nowego rynku. Równolegle realizujemy projekty ukierunkowane na rozwój kompetencji w obszarze technologii CCUS.

Ostatnie lata pokazały, że energia stała się nie tylko elementem gospodarki, ale również jednym z kluczowych wymiarów bezpieczeństwa i polityki międzynarodowej. W świecie, w którym geopolityka coraz mocniej wpływa na kształt rynków energii, rola GAZ-SYSTEM ewoluuje – od operatora infrastruktury przesyłowej do podmiotu aktywnie współkształtującego regionalny rynek. Gaz pozostaje istotnym elementem budowania elastyczności i odporności systemu energetycznego, umożliwiając łagodzenie wyzwań związanych z transformacją energetyczną oraz ograniczanie ryzyk wynikających ze zmieniających się uwarunkowań geopolitycznych. ■

O AUTORZE

dr **Sławomir Hinc** – Prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A. Posiada wieloletnie doświadczenie w branży gazowniczej, które pozwoliło współtworzyć koncepcję krajowego operatora przesyłu gazu w Polsce. W latach 2004–2008 był Dyrektorem Finansowym PGNiG Przesył (obecnie GAZ-SYSTEM S.A.), następnie Wiceprezesem PGNiG ds. finansowych (2008–2013) i Członkiem Rady Nadzorczej spółki EuRoPol GAZ (2008–2014). W latach 2010–2015 zasiadał w Radzie Zarządzającej europejskiego stowarzyszenia firm gazowych i naftowych EUROGAS w Brukseli. Kierował także PGNiG Upstream Norway (2013–2016), zdobywając Gullkronen Award za najlepszą transakcję na rynku naftowym w Norwegii. Od 2019 do 2024 r. związany z branżą PV, w tym jako Prezes i Dyrektor Zarządzający Green Genius – polskiego oddziału litewskiego operatora farm PV i biogazowni.

Ciepłownictwo jako filar elastycznego systemu energetycznego



Piotr Górnik
Prezes Zarządu, Fortum Polska

Ciepłownictwo w Polsce wchodzi w okres głębokiej przebudowy, która obejmie nie tylko źródła wytwarzania ciepła, lecz także relacje z odbiorcami, sposób finansowania inwestycji i współpracę z systemem elektroenergetycznym. Coraz większą rolę będą odgrywać lokalne zasoby, kogeneracja, elektryfikacja, magazyny ciepła oraz cyfrowe zarządzanie pracą systemu i zużyciem energii. Kluczowym wyzwaniem stanie się przy tym pogodzenie ogromnych potrzeb inwestycyjnych z koniecznością utrzymania konkurencyjnych cen dla odbiorców. O przyszłości sektora zdecyduje więc nie tylko wybór technologii, ale również stworzenie takich regulacji i modeli rynkowych, które pozwolą wykorzystać ciepłownictwo jako ważne źródło elastyczności i odporności całego systemu energetycznego.

Rozmowę prowadzi Marcin Wandałowski – redaktor publikacji Kongresu Obywatelskiego.

Polskie ciepłownictwo stoi przed największą transformacją od dekad. Jakie będą największe zmiany w tym sektorze w perspektywie najbliższych 10–20 lat?

Na tę transformację można patrzeć z różnych perspektyw. Zacząłbym od odbiorcy ciepła, którego rola, moim zdaniem, znacząco się zmieni. Spodziewam się, że będzie znacznie bardziej aktywny niż dzisiaj. Nie wystarczy mu już przysłowiowe 21 stopni w mieszkaniu – będzie chciał wiedzieć więcej o swoim zużyciu ciepła, mieć wpływ na komfort cieplny i czerpać korzyści ze świadomego zarządzania ogrzewaniem. Zasady rozliczeń powinny premiować jego aktywność, jeśli pomaga ona obniżać koszty lub poprawiać pracę systemu ciepłowniczego.

Ciepłownictwo systemowe będzie musiało pozostać konkurencyjne wobec alternatywnych sposobów ogrzewania. Nie możemy zakładać, że odbiorca raz przyłączony do sieci pozostanie z nami na zawsze. Im bardziej świadomi i aktywni będą klienci, tym częściej będą analizować dostępne rozwiązania.

Jak w takim razie będą wyglądały systemy ciepłownicze przyszłości? Na jakich technologiach i źródłach energii powinny się opierać?

Paradoksalnie technologia wydaje mi się najmniejszym problemem, zarówno dla ciepłownictwa, jak i systemu elektroenergetycznego. Potrzebne rozwiązania są bowiem już dziś dostępne. Odchodzimy od prostego modelu, w którym mamy ciepłownię, rurę i kaloryfer. Przyszłe systemy ciepłownicze będą znacznie bardziej zróżnicowane i w możliwie największym stopniu oparte na lokalnych zasobach. Mam na myśli zarówno ciepło odpadowe, jak i lokalnie dostępne paliwa, takie jak biomasa czy RDF.

Jednocześnie spodziewam się rosnącej roli ciepłownictwa w całym systemie elektroenergetycznym. Jest ono szczególnie predysponowane do wykorzystywania nadwyżek energii ze źródeł zależnych od pogody. Z drugiej strony, może być istotnym producentem energii elektrycznej w kogeneracji. Ciepłownictwo może więc wspierać produkcję prądu, jego elastyczny pobór i magazynowanie ciepła z potrzebami miasta.

Nie mam też wątpliwości, że przyszłe ciepłownictwo będzie znacznie bardziej zdigitalizowane. Dotyczy to całego łańcucha – od wytwarzania i dystrybucji po odbiorcę końcowego. Cyfryzacja nie będzie służyć wyłącznie rozliczaniu zużycia ciepła, ale także sterowaniu współpracą źródeł i magazynów. Prognozy pogody i zapotrzebowania, ceny energii elektrycznej oraz dane o stanie instalacji pomagają decydować, kiedy uruchomić dane źródło, zgromadzić ciepło lub sięgnąć do magazynu. Po stronie odbiorcy narzędzia cyfrowe pomagają optymalizować zużycie w mieszkaniach i budynkach.

Ciepłownictwo przyszłości będzie znacznie bardziej zróżnicowane, zdigitalizowane i lepiej dopasowane do lokalnych potrzeb niż dzisiejsze. Jego przewagą stanie się zdolność do łączenia różnych źródeł energii i optymalnego zarządzania nimi na poziomie lokalnego systemu.

Wspomniał Pan o znaczeniu lokalnych zasobów. Jak w tym kontekście będzie przebiegać odchodzenie ciepłownictwa od węgla? Czy gaz ziemny pozostanie istotnym paliwem w okresie przejściowym?

Moim zdaniem ciepłownictwo będzie stopniowo odchodzić od węgla i zmierzać w kierunku dekarbonizacji. Nie nastąpi to jednak od razu. W perspektywie najbliższej dekady czy dwóch rola gazu ziemnego w ciepłownictwie pozostanie znacząca. Powinniśmy jednak szukać dla niego alternatyw, takich jak biogaz czy biometan. Ich wykorzystanie będzie zależało lokalnej dostępności i możliwości dostarczenia do konkretnych instalacji.

Istotną rolę może również odgrywać ciepło odpadowe, choć jego wykorzystanie często wiąże się z koniecznością zużycia energii elektrycznej. Zazwyczaj ma ono bowiem stosunkowo niskie parametry, które trzeba dostosować do wymagań systemu ciepłowniczego. Nie bagatelizowałbym też roli geotermii czy SMR-ów ciepłowniczych.

Przyszłe systemy ciepłownicze będą więc zróżnicowane technologicznie i coraz bardziej rozproszone, w zależności od lokalizacji i dostępnych zasobów. Już dziś musimy uwzględniać to w naszych planach transformacyjnych.

Jak przebudować polskie ciepłownictwo, aby było mniej podatne na skutki kryzysów geopolitycznych – czy wystarczy zmiana źródeł energii wykorzystywanych do produkcji ciepła, czy potrzebne są również inne działania?

Oparcie ciepłownictwa na lokalnie dostępnych zasobach może ograniczać jego podatność na uwarunkowania geopolityczne. Musimy jednak pamiętać, że jesteśmy w okresie przejściowym. Ciepłownictwo odchodzi od węgla, ale w znacznej mierze zastępuje go gazem ziemnym, którego dostawy są powiązane z rynkiem międzynarodowym. Możemy oczywiście korzystać z rynku światowego, ale pozostaje on pod silnym wpływem geopolityki. Doświadczyliśmy tego w 2022 roku po agresji Rosji na Ukrainę, a obecnie widzimy to również w związku z perturbacjami wokół cieśniny Ormuz.

Moim zdaniem strategia dla ciepłownictwa powinna określić właściwe proporcje między wykorzystaniem gazu ziemnego, lokalnych zasobów, takich jak biomasa czy RDF, termicznym przekształcaniem odpadów (*waste-to-energy*) oraz elektryfikacją. Ten ostatni kierunek został już uwzględniony zarówno w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu, jak i w propozycji Strategii dla ciepłownictwa. My również postrzegamy elektryfikację jako jeden z podstawowych kierunków transformacji, realizowany we współpracy z innymi źródłami i magazynami ciepła, choć tempo jej wdrażania będzie zależało od uwarunkowań ekonomicznych, regulacyjnych i finansowych.

Im większą część potrzeb energetycznych będziemy w stanie zaspokajać przy wykorzystaniu lokalnych zasobów, tym mniejsza może być podatność ciepłownictwa na zawirowania geopolityczne. Transformacja sektora jest więc nie tylko kwestią klimatyczną i ekonomiczną, lecz także elementem budowania bezpieczeństwa energetycznego.

Z perspektywy geopolitycznej szczególnie ważny jest rozwój odnawialnych źródeł energii, pozwalający ograniczyć zależność od światowych rynków paliw. Wielokrotnie przywoływaliśmy przykład energii słonecznej – w ciągu zaledwie czterech godzin dociera do Ziemi tyle energii, ile wystarczyłoby na pokrycie rocznego zapotrzebowania energetycznego całego świata. To pokazuje skalę zasobu, którego dostępność nie zależy od sytuacji geopolitycznej. Sama lokalność nie wystarczy jednak do zapewnienia bezpieczeństwa. O tym, czy paliwo rzeczywiście będzie można wykorzystać, decydują jego ilość, jakość, terminy dostaw i logistyka. Potrzebne są wiarygodne źródła zaopatrzenia, monitoring realizacji umów oraz wykonalne alternatywy na wypadek zakłóceń. Zmiana paliwa powinna więc iść w parze z zabezpieczeniem całego łańcucha dostaw.

W jakim stopniu ciepłownictwo może stać się źródłem elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego? Jak duży potencjał ma w tym kontekście kogeneracja?

Współpraca systemów ciepłowniczego i elektroenergetycznego stwarza bardzo wiele możliwości, choć istnieją też bariery, które ograniczają wykorzystanie tego potencjału. Jestem jednak optymistą i uważam, że z czasem uda się je usunąć, aby w pełni wykorzystać możliwości integracji obu sektorów, czyli tzw. *sector coupling*.

Ciepłownictwo może stać się ważnym źródłem mocy dla systemu elektroenergetycznego, szczególnie w okresach wysokiego zapotrzebowania na energię. Potencjał rozproszonej kogeneracji jest ogromny – może być rozwijany szybciej i przy mniejszych nakładach niż wiele dużych, scentralizowanych źródeł.

Po pierwsze, wciąż nie wykorzystujemy w wystarczającym stopniu potencjału kogeneracji, czyli skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Nie mam tu na myśli dużych bloków gazowo-parowych CCGT, które pełnią określoną funkcję w systemie elektroenergetycznym, a przy okazji mogą wspierać systemy ciepłownicze. Chodzi raczej o jednostki dopasowane do potrzeb lokalnych systemów ciepłowniczych, które jednocześnie mogą dostarczać energię elektryczną do sieci. Mamy tu do czynienia z naturalną synergią, ponieważ zapotrzebowanie na ciepło w dużej mierze pokrywa się z zimowym szczytem zapotrzebowania na energię elektryczną.

Naszym zdaniem potencjał kogeneracji jest nawet większy niż obecnie realizowany program energetyki jądrowej, zakładający budowę 3,6 GW mocy. Rozproszona kogeneracja mogłaby taniej i szybciej dostarczyć do systemu elektroenergetycznego większą moc i wzmacniać system w okresach wysokiego zapotrzebowania.

Jaką rolę może odegrać kogeneracja podczas silnych mrozów, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest wysokie, a produkcja z wiatru i słońca niewielka?

Właśnie wtedy szczególnego znaczenia nabiera kogeneracja, o której wcześniej wspominałem. W okresach największego zapotrzebowania na ciepło, czyli podczas mroźnej zimy, produkcja energii z fotowoltaiki jest ograniczona, a nie zawsze możemy też liczyć na wiatr. W takich warunkach jednostki wytwarzające jednocześnie ciepło i energię elektryczną mogą wspierać system elektroenergetyczny, dostarczając mu dodatkową moc.

A jak ciepłownictwo może wspierać system elektroenergetyczny w odwrotnej sytuacji – gdy występują nadwyżki energii z odnawialnych źródeł?

To druga strona tej współpracy. Ciepłownictwo może wykorzystywać nadwyżki energii elektrycznej produkowanej przez źródła zależne od pogody, takie jak farmy wiatrowe czy fotowoltaika. Energię tę można przekształcać w ciepło i przechowywać w magazynach ciepła, oddzielając moment jego wytworzenia od wykorzystania. Dzięki temu systemy ciepłownicze mogą dostosowywać swoją pracę do sytuacji w systemie elektroenergetycznym.

W tym kontekście warto zwrócić uwagę na kotły elektryczne, które, w moim odczuciu, zbyt często rozpatruje się wyłącznie jako źródła szczytowe. Ich pracy nie powinniśmy planować wyłącznie według zapotrzebowania na ciepło, bez uwzględnienia sytuacji w elektroenergetyce. Ich potencjał połączony z akumulatorami ciepła polega właśnie na możliwości wykorzystania energii w godzinach jej większej dostępności i niższego całkowitego kosztu poboru, z uwzględnieniem opłat mocowych i dostawie ciepła, kiedy jest ono potrzebne. Warto przy tym rozróżnić rolę poszczególnych technologii. Moim zdaniem pompy ciepła wymagają większych nakładów inwestycyjnych, dlatego są bardziej predysponowane do pracy w podstawie obciążenia. Ich rolę trzeba jednak dobierać również do dostępności dolnego źródła, wymaganych temperatur wyjściowych i kosztów zakupu. Kotły elektryczne mogą natomiast elastycznie reagować na sytuację w systemie elektroenergetycznym.

Ciepłownictwo może działać w obie strony – produkować energię elektryczną wtedy, gdy system jej potrzebuje, i zagospodarowywać jej nadwyżki wtedy, gdy jest jej zbyt dużo. Ta dwukierunkowa współpraca może uczynić z sektora ciepłowniczego jedno z ważnych źródeł elastyczności całego systemu energetycznego.

Przed naszą rozmową sprawdzałem dane PSE. Jesteśmy obecnie w okresie przejściowym między latem a zimą, a różnica zapotrzebowania na moc między dniem a nocą wynosi ponad 7 GW. Z kolei ceny energii elektrycznej różnią się nawet czterokrotnie. To pokazuje, jak duże możliwości daje przesuwanie zużycia energii w ciągu doby. Powinniśmy stworzyć warunki do wykorzystania tej elastyczności w ciepłownictwie, zwłaszcza że kierunek elektryfikacji sektora znalazł już odzwierciedlenie zarówno w Krajowym Planie Energii i Klimatu, jak i w przygotowywanej Strategii dla ciepłownictwa.

Jaką rolę w nowym modelu ciepłownictwa będą odgrywać magazyny ciepła? W jakim zakresie mogą zwiększać elastyczność systemu energetycznego?

Jednym z rozwiązań jest zbiornik gorącej wody, czyli akumulator ciepła. Mocno wierzę w rosnącą rolę takich rozwiązań, ale trzeba pamiętać, że takie zbiorniki służą przede wszystkim bilansowaniu krótkoterminowemu. I nie są one, a moim zdaniem również nie będą, magazynami sezonowymi. Ich podstawową funkcją jest krótkoterminowa optymalizacja produkcji i zużycia ciepła, najczęściej w skali doby lub nieco dłuższego okresu.

Dzięki magazynom możemy zwiększać produkcję ciepła w kogeneracji lub wykorzystywać nadwyżki energii elektrycznej ze źródeł zależnych od pogody, a następnie przesuwać zużycie wytworzonego ciepła na godziny, w których energia słoneczna czy wiatrowa nie jest dostępna. Magazynowanie sezonowe powinno być oparte na innej technologii, wymagającej innej skali i osobnej oceny technicznej oraz ekonomicznej.

Uważam więc, że magazyny ciepła będą jednym z fundamentów elektryfikacji ciepłownictwa, ale ich zasadniczą rolą

w tym modelu pozostanie zapewnianie krótkoterminowej elastyczności i stabilizowanie pracy systemu.

W nadchodzących latach ciepłownictwo będzie w coraz większym stopniu opierać się na zróżnicowanych, lokalnych źródłach energii. Czy w takim modelu przedsiębiorstwa ciepłownicze pozostaną przede wszystkim producentami ciepła, czy staną się raczej operatorami lokalnych systemów energetycznych, zarządzającymi źródłami, magazynami energii i elastycznością?

Ciepłownictwo jest predysponowane do tego, aby wspólnie z lokalnymi dystrybutorami energii elektrycznej podejmować działania na rzecz lokalnego bilansowania energii. Dotyczy to zarówno produkcji i zużycia, jak i współpracy między obydwoma systemami. Przykładem jest nasz projekt w Zabrzu, gdzie budujemy kocioł elektryczny i magazyn ciepła. Podpisaliśmy tam z dystrybutorem energii elektrycznej elastyczną umowę zasilania kotła, która zakłada częściowe przekazanie możliwości sterowania jego pracą dyspozytorowi systemu elektroenergetycznego.

Oczywiście takie rozwiązanie musi być ekonomicznie uzasadnione dla obu stron, a jednocześnie pozwalać nam zachować bezpieczeństwo dostaw ciepła do odbiorców. Dlatego dysponujemy również elektrociepłownią i dodatkowymi kotłami szczytowymi, które mogą pracować w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na ciepło lub awarii podstawowych jednostek wytwórczych. Jestem przekonany, że rola ciepłownictwa w systemie elektroenergetycznym będzie rosła, ale wymaga to ścisłej współpracy i elastyczności zarówno po stronie dystrybutora energii elektrycznej, jak i operatora systemu ciepłowniczego.

Czy świadczenie usług na rzecz systemu elektroenergetycznego może stać się również istotnym źródłem dodatkowych przychodów dla przedsiębiorstw ciepłowniczych?

Musimy poszukiwać nowych źródeł przychodów, ponieważ transformacja ciepłownictwa wymaga ogromnych nakładów inwestycyjnych. Nie można przenieść wszystkich tych kosztów na odbiorców. Dlatego obok optymalizacji funkcjonowania konieczne będzie rozwijanie dodatkowych strumieni przychodów.

Magazyny ciepła mogą stać się jednym z fundamentów elektryfikacji ciepłownictwa, pozwalając oddzielić moment wytwarzania ciepła od momentu jej wykorzystania. Zbiorniki akumulacyjne pozwalają lepiej dopasować pracę źródeł do sytuacji w elektroenergetyce i potrzeb odbiorców ciepła.

Jedną z takich możliwości jest właśnie integracja z systemem elektroenergetycznym i świadczenie usług elastyczności, ale również usług związanych z jakością energii elektrycznej. Może się to odbywać na przykład poprzez wykorzystanie elektrociepłowni i zlokalizowanych na ich terenie magazynów energii elektrycznej. Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych może to oznaczać dodatkowe przychody, zależnie

od możliwości instalacji i zasad świadczenia usług, a dla systemu elektroenergetycznego – zarówno przesyłowego, jak i dystrybucyjnego – istotną wartość.

Ciepłownictwo musi jednocześnie sfinansować ogromną transformację, przygotować się na spadek zapotrzebowania na ciepło i utrzymać ceny konkurencyjne wobec innych sposobów ogrzewania. Pogodzenie tych trzech tendencji będzie w nadchodzących dekadach jednym z najtrudniejszych wyzwań dla sektora.

Uważam, że kadry pracujące w elektrociepłowniach są już w pewnym stopniu przygotowane do pełnienia takich funkcji. Dysponują doświadczeniem w skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, a uzupełnienie ich kompetencji pozwoli lepiej wykorzystać możliwości wynikające z integracji obu systemów.

Wspomniał Pan, że nie można przenieść wszystkich kosztów transformacji na odbiorców. Jak pogodzić ogromne potrzeby inwestycyjne ciepłownictwa z koniecznością utrzymania konkurencyjnych cen?

To rzeczywiście jedno z najważniejszych wyzwań. Ciepłownictwo znajduje się dziś w swoistym trójkącie presji: inwestycji, malejącego zapotrzebowania i akceptowalnej ceny. Po pierwsze, przedsiębiorstwa muszą ponieść ogromne nakłady inwestycyjne na transformację. Po drugie, zapotrzebowanie na ciepło systemowe będzie malało – według prognoz NCBR do 2050 roku może spaść nawet o połowę. Nie przywiązywałbym się jednak do konkretnej liczby. Sam kierunek wydaje się jednak nieunikniony. Termomodernizacja budynków i narzędzia cyfrowe będą ograniczać zużycie, choć skala zmian w poszczególnych systemach będzie zależeć także od przyłączania nowych odbiorców. Sami również wspieramy takie podejście.

Trzecim elementem jest cena. Rosną nakłady na nowe źródła i modernizację infrastruktury, a m.in. termomodernizacja budynków ogranicza zapotrzebowanie na ciepło. Koszty finansowania i utrzymania systemu trzeba więc pokrywać przy sprzedaży mniejszej ilości energii. To zwiększa presję na koszt każdej dostarczanej jednostki ciepła. Jednocześnie cena musi pozostać akceptowalna dla odbiorców i konkurencyjna wobec innych sposobów ogrzewania. Dlatego tak istotne są właściwa skala inwestycji, kontrola kosztów i dodatkowe strumienie przychodów. To właśnie trójkąt presji, który wyznacza warunki transformacji sektora.

Skoro elastyczna praca ciepłownictwa przynosi korzyści całemu systemowi elektroenergetycznemu, jak powinny być dzielone koszty i korzyści wynikające z tej współpracy? Co powinien zyskać na niej odbiorca ciepła?

Przede wszystkim musimy stworzyć ekonomicznie opłacalne modele współpracy obu systemów. Dziś mamy do czynienia z paradoksem elastyczności: system potrzebuje reakcji, która przedsiębiorstwu może się nie opłacać. Posłużę się przykładem opłaty mocowej, którą ponosimy jako odbiorcy energii elektrycznej. Obecnie, nawet jeśli wykorzystywalibyśmy energię w okresie

jej nadmiaru, czyli w ciągu słonecznego dnia, kiedy często występują jej nadwyżki, musielibyśmy zapłacić pełną opłatę mocową. Podwyższa to koszt wyprodukowania ciepła o ponad 60 PLN/GJ.

Paradoks elastyczności polega na tym, że system potrzebuje reakcji, która przedsiębiorstwu może się nie opłacać. Niska cena samej energii nie przesądza o niskim całkowitym koszcie jej wykorzystania.

Tymczasem wykorzystanie przez ciepłownictwo nadwyżek energii elektrycznej przynosi korzyści całemu systemowi, ponieważ może pozwalać ograniczyć konieczność redukowania produkcji ze źródeł zależnych od pogody. Aby jednak przedsiębiorstwa ciepłownicze mogły uczestniczyć w tym procesie na większą skalę, konstrukcja opłat powinna uwzględniać rzeczywisty wpływ ich poboru na system i nie zniechęcać do pracy w godzinach nadwyżek.

Musimy zatem wypracować rozwiązania, które odpowiednio rozłożą koszty i korzyści, zapewniając opłacalność współpracy obu sektorów. Odbiorcy ciepła powinni mieć udział w dywidendzie współpracy ciepłownictwa z elektroenergetyką. Przychody z usług i oszczędności wynikające z tej współpracy powinny, po uwzględnieniu kosztów zapewnienia elastyczności, pomagać utrzymać ceny ciepła na akceptowalnym poziomie.

Obecny model taryfowania ciepła powstawał w zupełnie innych warunkach rynkowych niż dzisiejsze. Jak powinien się zmienić, aby umożliwiać przedsiębiorstwom wieloletnie inwestycje, a jednocześnie chronić odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen?

Uważam, że obecny model regulacji kosztowej wymaga zmian, które silniej powiążą korzyści przedsiębiorstwa i odbiorcy z poprawą efektywności oraz elastyczną pracą systemu. Jednocześnie przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą liczyć się z rosnącą konkurencją ze strony alternatywnych sposobów ogrzewania.

Musimy również uwzględnić rosnącą aktywność odbiorców. Przykładem jest prosument, który część potrzeb pokrywa z własnego źródła, a w okresach szczytowych korzysta z sieci. Jeżeli system ma nadal zapewniać mu określoną moc w tych okresach, musi utrzymywać odpowiednią gotowość. Model rozliczeń powinien uwzględniać zarówno strukturę odbieranego ciepła, jak i koszt zapewnienia tej mocy, tak aby sprawiedliwie dzielić koszty między odbiorców.

Moim zdaniem model taryfowy powinien więc w większym stopniu uwzględniać profil zużycia i aktywność odbiorcy. Jeśli klient potrafi dostosować swoje zapotrzebowanie do zmieniających się warunków produkcji ciepła, powinien czerpać z tego korzyści finansowe. Potrzebujemy zasad, które pozwolą rozliczać wartość takiej współpracy, przy zachowaniu ochrony odbiorcy.

Problem staje się szczególnie widoczny w kontekście integracji z elektroenergetyką. Na hurtowym rynku energii elektrycznej funkcjonują produkty z cenami dla okresów 15-minutowych. Taryfa na ciepło jest natomiast zatwierdzana na rok, według określonej

metody kalkulacji. Składając o nią wniosek musimy więc połączyć krótkoterminowe decyzje o pracy źródeł z zasadami uwzględniania ich kosztów i korzyści w przychodach przedsiębiorstwa oraz cenach dla odbiorców. Bardzo trudno pogodzić te dwa modele w sposób, który zapewni sprawiedliwy podział korzyści i kosztów. Reguły powinny jednocześnie zachęcać firmę do efektywnej pracy i zapewniać odbiorcy udział w jej efektach. Dlatego uważam, że w niektórych obszarach ciepłownictwa można stopniowo odchodzić od pełnej regulacji, pozostawiając większą swobodę w kształtowaniu warunków współpracy między przedsiębiorstwem a klientem. Taka zmiana powinna dotyczyć jasno określonych obszarów być rozłożona w czasie i zachowywać skuteczną ochronę odbiorców.

Potrzeby inwestycyjne polskiego ciepłownictwa szacowane są na setki miliardów złotych do 2040 roku. Jak ograniczyć koszty tak ogromnego programu inwestycyjnego i zapewnić jego sprawną realizację?

Nie możemy opierać finansowania transformacji wyłącznie na przychodach ze sprzedaży ciepła. Dlatego tak ważne jest poszukiwanie najbardziej efektywnych sposobów transformacji, uwzględniających lokalne uwarunkowania i konieczność utrzymania akceptowalnych cen.

Jednym z kluczowych aspektów jest sprawność procesu inwestycyjnego. Pieniądz ma swoją wartość w czasie, dlatego kiedy przedsiębiorstwo podejmie już decyzję o budowie nowego źródła czy modernizacji infrastruktury, inwestycja powinna być realizowana możliwie sprawnie. Tymczasem uzyskanie wszystkich niezbędnych pozwoleń przed rozpoczęciem budowy potrafi trwać wiele lat. Procedury administracyjne powinny być znacznie szybsze, aby nie generować dodatkowych kosztów wynikających z opóźnień.

Po naszej stronie pozostaje przygotowanie wykonalnego projektu, kontrola kosztów i takie prowadzenie systemu, które zapewnia bezpieczeństwo dostaw ciepła. Sprawne procedury nie zastępują odpowiedzialności inwestora.

Czy podobne usprawnienia są potrzebne w systemie publicznego wsparcia inwestycji ciepłowniczych?

Zdecydowanie powinniśmy dążyć do ograniczania kosztów transformacji, ponieważ jej ekonomika wpływa na koszty dostaw ciepła do odbiorców. Jednym ze sposobów jest wsparcie konkretnych rozwiązań inwestycyjnych ze środków krajowych i unijnych. Programy finansowania powinny jednak być spójne ze strategią dla ciepłownictwa i Krajowym Planem na rzecz Energii i Klimatu, a przede wszystkim uruchamiane i realizowane odpowiednio szybko.

Dziś spotykamy się niekiedy ze zjawiskiem określanym jako *gold-plating*, czyli *nadregulacją*. W wielu przypadkach nadmierne wymagania powodują, że praktycznie wszystkie ryzyka związane z uzyskaniem wsparcia są przenoszone na wnioskodawcę. Tymczasem gotowość inwestycyjna ma termin ważności. System wsparcia powinien pozwalać ją wykorzystać, zanim oferty i harmonogramy

stracą aktualność. Przedłużające się oczekiwanie może oznaczać konieczność ponownego przygotowania części projektu i zmiany warunków finansowania. Dlatego potrzebujemy przewidywalnych terminów oceny oraz jasnych zasad podziału ryzyka. Uważam, że istnieje przestrzeń do usprawnienia procedur Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, tak aby proces rozpatrywania wniosków i udzielania wsparcia przebiegał szybciej, a beneficjenci mogli wcześniej otrzymywać środki. Choć oczywiście nie oznacza to rezygnacji z rzetelnej oceny projektów i kontroli wykorzystania pieniędzy publicznych.

Jakie najważniejsze decyzje regulacyjne, rynkowe i inwestycyjne powinny zostać podjęte w najbliższych latach, aby Polska mogła w pełni wykorzystać potencjał ciepłownictwa jako źródła elastyczności i odporności całego systemu energetycznego?

W wielu polskich miastach trwają obecnie prace nad modelami transformacji ciepłownictwa. Zacząłbym od kwestii właściwego planowania inwestycji. Podam przykład jednego z naszych systemów, w którym w ciągu ostatnich 15 lat średniodobowa temperatura na poziomie -10 stopni Celsjusza lub niższa wystąpiła zaledwie kilka razy. Tymczasem jako przedsiębiorstwa ciepłownicze jesteśmy zobowiązani do projektowania systemów na temperatury -18 czy -20 stopni, a w niektórych regionach nawet niższe.

Musimy więc odpowiednio dostosowywać wielkość źródeł ciepła, nie tylko do obecnego, ale również do przyszłego zapotrzebowania. A ono, jak już powiedziałem, może znacząco spaść, między innymi dzięki coraz powszechniejszym działaniom na rzecz efektywności energetycznej. Potrzebujemy zatem takich zasad planowania transformacji, które pozwolą uniknąć przeinwestowania i budowy aktywów osieroconych, czyli instalacji, które nie będą wykorzystywane w stopniu uzasadniającym poniesione nakłady.

Nie możemy dłużej planować transformacji ciepłownictwa, elektroenergetyki, gazownictwa, gospodarki odpadami i transportu jako odrębnych procesów. Zintegrowane spojrzenie na te sektory pomoże uniknąć przeinwestowania, efektywnie wykorzystać dostępne zasoby i potencjał transformacji energetycznej.

Drugą kwestią jest unikanie nadregulacji. Polityki unijne już dziś nakładają na sektor energetyczny liczne obowiązki. Dodatkowe wymagania krajowe powinny mieć konkretne uzasadnienie, a ich skutki dla kosztów i czasu transformacji trzeba oceniać. Musimy tworzyć takie warunki regulacyjne, które pozwolą efektywnie wykorzystywać energię z odnawialnych źródeł, również poprzez jej magazynowanie i przesuwanie zużycia w czasie. Projekt bowiem trzeba oceniać łącznie: czy można go zbudować, przyłączyć i opłacalnie eksploatować.

Przede wszystkim jednak potrzebujemy całościowego podejścia do regulacji i planowania transformacji. Nie możemy traktować ciepłownictwa i elektroenergetyki

jako dwóch odrębnych sektorów. Powinniśmy uwzględniać również gazownictwo, gospodarkę odpadami czy transport. Wszystkie te obszary wzajemnie się przenikają i mogą albo wspierać swoją transformację, albo konkurować o te same zasoby. Dlatego tak ważne jest, aby planować ich rozwój w sposób zintegrowany. ■

O ROZMÓWCY

Piotr Górnik – Prezes Zarządu Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. Od 2017 roku odpowiada za obszar energetyki cieplnej w Polsce. Wcześniej, w latach 2009-2016, był odpowiedzialny za produkcję i dystrybucję energii w Fortum w Polsce. W latach 2006-2009 zajmował stanowisko Prezesa Zarządu w Fortum Częstochowa S.A. W spółce tej realizował największe zadanie inwestycyjne w Częstochowie, tj. budowę elektrociepłowni opalanej węglem i biomasą. Od 2000 do 2006 roku pełnił funkcję Prezesa Zarządu Zakładu Elektroenergetycznego Elsen w Częstochowie. Wcześniej, na początku kariery zawodowej, zatrudniony w Hucie Częstochowa, gdzie pracował do 2000 roku. Jest absolwentem Politechniki Częstochowskiej. W 1993 roku ukończył studia podyplomowe z zakresu unieszkodliwiania odpadów na Politechnice Warszawskiej, zaś w 1997 roku – z zakresu zarządzania i marketingu w Szkole Głównej Handlowej. W 2000 roku ukończył również auditing energetyczny na Politechnice Śląskiej. Jest członkiem stowarzyszeń naukowo-technicznych, sportowych oraz samorządu gospodarczego.

Jak sfinansować wielki program inwestycyjny Polski?



Jakub Jaworowski
Członek Zarządu, Bank Gospodarstwa Krajowego



Joanna Smolik
Dyrektor Departamentu Relacji Strategicznych, Bank Gospodarstwa Krajowego

Polska stoi u progu największej od dekad fali inwestycyjnej, obejmującej energetykę, infrastrukturę, przemysł i obronność. Skala planowanych przedsięwzięć liczona jest w bilionach złotych, dlatego kluczowym wyzwaniem staje się nie tylko pozyskanie odpowiednio dużego kapitału, lecz także takie zaprojektowanie finansowania i całego procesu inwestycyjnego, aby środki publiczne i prywatne były wykorzystywane możliwie efektywnie. O powodzeniu tego programu zdecydują więc równocześnie: dostęp do krajowego i zagranicznego finansowania, właściwy podział ryzyka oraz zdolność inwestorów, wykonawców, banków i państwa do współpracy przy realizacji przedsięwzięć o bezprecedensowej skali.

Polska stoi przed kolejną falą wielkoskalowych inwestycji, których realizacja zdeterminuje konkurencyjność naszej gospodarki na następne dekady. Transformacja energetyczna, modernizacja infrastruktury transportowej, rozwój przemysłu oraz rozbudowa potencjału obronnego wymagają nakładów liczonych w bilionach złotych. Według szacunków zawartych w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK) łączne nakłady związane z transformacją energetyczno-klimatyczną do 2040 r. mogą sięgnąć około 3,5 bln zł. O skali wyzwania świadczy również fakt, że tylko dwa projekty – budowa pierwszej elektrowni atomowej oraz budowa nowego centralnego lotniska i infrastruktury towarzyszącej, Port Polska – zakładają inwestycje o wartości przekraczającej odpowiednio ok. 200 mld i 130 mld zł.

Tak duża skala inwestycji rodzi dwa zasadnicze wyzwania. Pierwszym jest mobilizacja kapitału niezbędnego do ich sfinansowania. Drugim – równie istotnym – stworzenie warunków umożliwiających ich sprawną realizację. Nawet najlepiej przygotowany montaż finansowy nie

zagwarantuje bowiem powodzenia inwestycji, jeśli zabraknie wykonawców, odpowiednio wykwalifikowanych pracowników czy zdolności do zarządzania ryzykiem.

Skala polskich inwestycji oznacza, że wyzwaniem nie jest już samo pozyskanie kapitału, lecz także zdolność do jego efektywnego wykorzystania i sprawnej realizacji projektów. O powodzeniu całego programu zdecyduje więc jakość współpracy między inwestorami, wykonawcami, instytucjami finansowymi i państwem.

Czy polski sektor finansowy jest przygotowany na takie wyzwanie? Dotychczasowe doświadczenia dają podstawy do umiarkowanego optymizmu. Polska skutecznie realizowała w ostatnich dwóch dekadach duże programy infrastrukturalne, wykorzystując zarówno środki publiczne, jak i finansowanie komercyjne. Również obecnie zainteresowanie instytucji finansowych udziałem w strategicznych projektach pozostaje wysokie. Nie oznacza to jednak, że istnieje gwarancja sukcesu całego programu inwestycyjnego bez zmian w dotychczasowym podejściu.

Doświadczenia Banku Gospodarstwa Krajowego w finansowaniu strategicznych przedsięwzięć rozwojowych pokazują, że kluczowe mogą okazać się odpowiedzi na trzy pytania: skąd pozyskać kapitał na inwestycje, jak strukturyzować ich finansowanie, aby możliwie najefektywniej wykorzystywać ograniczone środki publiczne, oraz jak ukształtować relacje między inwestorami, wykonawcami, instytucjami finansowymi i państwem, aby ograniczyć ryzyka realizacyjne.

Skąd pozyskać kapitał na inwestycje?

Skala planowanych nakładów znacząco przekracza możliwości samodzielnego finansowania przez polski sektor bankowy. Według szacunków Związku Banków Polskich jego zdolność do finansowania gospodarki wynosi około 508 mld zł. Przy czym kwoty tej nie należy utożsamiać z pulą środków dostępnych wyłącznie na inwestycje infrastrukturalne. Banki muszą równolegle zaspokajać potrzeby kredytowe przedsiębiorstw i gospodarstw domowych, a ich możliwości ograniczają wymogi kapitałowe, regulacje dotyczące koncentracji ryzyka oraz wewnętrzne polityki kredytowe.

Niewątpliwie dobrą wiadomością jest to, że dotychczasowe doświadczenia pokazują, że dostęp do finansowania nie stanowi obecnie zasadniczej bariery dla realizacji strategicznych inwestycji w Polsce. W przypadku projektów morskich farm wiatrowych zainteresowanie instytucji finansowych wielokrotnie przewyższało zapotrzebowanie na kredyt. Finansowanie pozyskują także projekty postrzegane jako bardziej wymagające z punktu widzenia polityk kredytowych, w tym inwestycje gazowe czy przedsięwzięcia związane z obronnością.

Nie ma zatem sprzeczności między ograniczoną pojemnością krajowego sektora finansowego a obserwowaną wysoką dostępnością finansowania. Niemniej jednak niezbędne jest szersze wykorzystanie zagranicznych źródeł

finansowania, a szczególne znaczenie ma przy tym powiązanie zakupów technologii z finansowaniem zapewnianym przez państwa ich pochodzenia, jak miało to miejsce np. w projektach morskich farm wiatrowych.

Skala strategicznych inwestycji wymaga sięgnięcia poza możliwości krajowego sektora bankowego i szerokiego wykorzystania kapitału zagranicznego. Zakup zaawansowanych technologii powinien być od początku łączony z pozyskaniem finansowania i instrumentów podziału ryzyka oferowanych przez kraje ich pochodzenia.

Wiele strategicznych inwestycji, takich jak elektrownie jądrowe, morskie farmy wiatrowe czy bloki gazowe, wymaga zakupu zaawansowanych technologii od zagranicznych dostawców. Negocjacje dotyczące tych zakupów powinny od początku obejmować również warunki finansowania. Kluczową rolę mogą tu odgrywać agencje kredytów eksportowych (Export Credit Agencies, ECA) oraz banki eksportowo-importowe krajów dostawców.

Takie podejście przynosi kilka korzyści. Po pierwsze, pozwala zapewnić częściowe finansowanie inwestycji już na etapie wyboru partnera technologicznego, często na konkurencyjnych warunkach. Po drugie, umożliwia przeniesienie części ryzyka finansowego na zagraniczne instytucje publiczne. Po trzecie, gwarancje i ubezpieczenia oferowane przez ECA zwiększają skłonność banków komercyjnych do angażowania się w przedsięwzięcia o dużej wartości i długim okresie finansowania.

Istotną zaletą jest także dywersyfikacja ryzyka. Banki finansujące transzę objętą gwarancją ECA mogą, przy spełnieniu odpowiednich warunków regulacyjnych, traktować ekspozycję w zakresie objętym ochroną jako ryzyko gwaranta, a nie wyłącznie finansowanego projektu. Pozwala to efektywniej wykorzystywać limity kredytowe i ograniczać konkurencję między finansowaniem polskich inwestycji a innymi ekspozycjami na ryzyko naszego kraju.

Decydujące znaczenie ma jednak sekwencja negocjacji. Warunki zakupu technologii i finansowania powinny być uzgadniane równolegle, najlepiej jako element jednego pakietu transakcyjnego.

Osobnym wyzwaniem pozostają regulacyjne ograniczenia zdolności banków do finansowania dużych przedsięwzięć. Banki stosują limity zaangażowania wobec pojedynczych klientów i grup kapitałowych, limity sektorowe i krajowe, a także ograniczenia wynikające z własnego apetytu na ryzyko.

Szczególnie istotne są limity koncentracji. Zgodnie z unijnymi regulacjami dotyczącymi dużych ekspozycji, zaangażowanie banku wobec jednego klienta lub grupy powiązanych klientów, co do zasady, nie może przekroczyć 25% jego kapitału Tier 1. W gospodarce, w której wiele strategicznych inwestycji realizują te same duże grupy kapitałowe, ograniczenie to może istotnie wpływać na możliwości kredytowania kolejnych przedsięwzięć.

Jednym z rozwiązań jest odpowiednie wyodrębnienie projektów w spółkach celowych (SPV) i zastosowanie struktur *project finance*. Jeżeli projekt jest rzeczywiście samodzielny ekonomicznie, a spłata zadłużenia opiera się na generowanych przez niego przepływach pieniężnych, możliwe staje się odrębne traktowanie jego ryzyka i ryzyka sponsora. Wymaga to jednak spełnienia rygorystycznych warunków dotyczących niezależności prawnej, finansowej i operacyjnej, a samo utworzenie SPV nie jest wystarczające.

Jak strukturyzować finansowanie, aby maksymalnie wykorzystać dostępny kapitał?

Pozyskanie odpowiednio dużych środków jest warunkiem koniecznym, ale niewystarczającym. Równie ważne jest właściwe zaprojektowanie struktury finansowania.

Punktem wyjścia powinna być zasada maksymalizacji mobilizacji kapitału prywatnego przy możliwie oszczędnym wykorzystaniu krajowych środków publicznych. Te ostatnie są z definicji ograniczone, a ich zaangażowanie w jeden projekt zmniejsza możliwości finansowania innych potrzeb rozwojowych. Dlatego wsparcie publiczne powinno przede wszystkim umożliwiać realizację inwestycji, których nie da się sfinansować wyłącznie na warunkach rynkowych, a nie zastępować kapitał komercyjny tam, gdzie jest on dostępny.

W praktyce wymaga to rygorystycznego podejścia do procesu konstruowania montażu finansowego.

Pierwszym krokiem jest określenie zdolności projektu do generowania przychodów z jego podstawowej działalności. Następnie należy zidentyfikować potencjalne przychody dodatkowe, które mogą poprawić jego ekonomikę. W przypadku projektów energetycznych mogą one pochodzić na przykład ze sprzedaży ciepła, usług systemowych czy innych usług świadczonych na rzecz rynku energii.

Kolejnym etapem jest określenie wkładu własnego inwestora oraz maksymalnej zdolności projektu do obsługi finansowania komercyjnego. W pierwszej kolejności należy wykorzystać dostępne źródła dłużne o najniższym koszcie, a następnie instrumenty droższe lub o wyższym profilu ryzyka, w tym finansowanie podporządkowane i *quasi*-kapitałowe. W tym procesie szczególne znaczenie mogą mieć międzynarodowe instytucje finansowe, banki komercyjne, fundusze infrastrukturalne oraz instytucje rozwoju.

Po ustaleniu możliwości finansowania rynkowego należy określić wielkość ewentualnej luki finansowej, czyli tej części nakładów, której nie można pokryć dostępnym finansowaniem opartym na prognozowanych przepływach projektu. To właśnie w tym obszarze powinny koncentrować się instrumenty preferencyjne i bezzwrotne środki publiczne.

Takie podejście zwiększa efekt dźwigni finansowej. Każda złotówka wsparcia publicznego powinna mobilizować możliwie największą wartość dodatkowego kapitału, a nie zastępować środki, które inwestor mógłby pozyskać na rynku.

Nie oznacza to jednak, że rolę państwa należy sprowadzać wyłącznie do pokrywania luki inwestycyjnej. W wielu przedsięwzięciach kluczowe znaczenie mają instrumenty zapewniające stabilność przyszłych przychodów, takie jak kontrakty różnicowe (*Contracts for Difference*, CfD) czy mechanizmy rynku mocy. Zmniejszają one niepewność dotyczącą przyszłych przepływów pieniężnych, a tym samym zwiększają zdolność projektu do pozyskania finansowania komercyjnego. Podobną funkcję mogą pełnić odpowiednio zaprojektowane mechanizmy ograniczania ryzyka walutowego.

O wyborze instrumentu wsparcia powinny jednak decydować jego rzeczywisty koszt ekonomiczny, podział ryzyka oraz wpływ na finanse publiczne w całym cyklu życia inwestycji.

Jak zmienić relacje między uczestnikami procesu inwestycyjnego?

Trzecim, często niedocenianym wyzwaniem jest zapewnienie zdolności do praktycznej realizacji inwestycji. Nawet jeśli kapitał na poziomie inwestora będzie dostępny, spiętrzenie przedsięwzięć może prowadzić do powstawania licznych wąskich gardeł.

Kumulacja inwestycji infrastrukturalnych, energetycznych i obronnych oznacza wzrost popytu na materiały, urządzenia, usługi budowlane oraz wykwalifikowanych pracowników. Presję tę może dodatkowo zwiększyć przyszły boom inwestycyjny na Ukrainie. Konsekwencją może być wzrost kosztów, wydłużenie terminów realizacji oraz wejście na rynek nowych, mniej doświadczonych wykonawców.

Z perspektywy finansowania szczególnie istotne jest ryzyko, że wąskim gardłem okaże się nie tyle dostępność kapitału dla inwestorów, co zdolność finansowa wykonawców i dostawców.

Dobre strukturyzowanie finansowania polega nie na maksymalizacji udziału środków publicznych, lecz na takim ich wykorzystaniu, aby uruchamiały możliwie największy kapitał prywatny. Wsparcie państwa powinno koncentrować się tam, gdzie rzeczywiście zwiększa zdolność projektu do pozyskania finansowania rynkowego.

Firmy realizujące duże kontrakty infrastrukturalne potrzebują nie tylko kredytów inwestycyjnych i obrotowych, lecz także gwarancji należytego wykonania, gwarancji zwrotu zaliczek, akredytyw czy faktoringu. Ich zapotrzebowanie na instrumenty finansowe rośnie wraz ze skalą zamówień, często znacznie szybciej niż kapitały własne.

Jednocześnie finansowanie takich podmiotów wiąże się z podwyższonym ryzykiem. Działalność kontraktowa jest silnie uzależniona od koniunktury inwestycyjnej, a wyniki finansowe przedsiębiorstw mogą zależeć od realizacji niewielkiej liczby wysokowartościowych zamówień. Gwałtowny wzrost skali działalności oznacza często zwiększenie zadłużenia, zapotrzebowania na kapitał obrotowy i ekspozycji na ryzyko opóźnień. Dodatkową trudnością może być koncentracja zaangażowania banków finansujących równocześnie inwestora i jego głównych wykonawców.

Skala potencjalnych potrzeb jest znacząca. Przy założeniu, że zapotrzebowanie wykonawców na finansowanie i instrumenty gwarancyjne odpowiada 20–30% wartości realizowanych kontraktów, w przypadku programu inwestycyjnego o wartości 2,2–2,8 bln zł otrzymujemy orientacyjnie 440–840 mld zł zapotrzebowania na instrumenty finansowe na poziomie głównych wykonawców. Nie jest to jednak kwota jednoczesnego zapotrzebowania na kredyt, lecz ilustracja skali finansowania i zabezpieczeń niezbędnych w całym okresie realizacji programu. Co więcej, wielopoziomowy charakter łańcuchów dostaw oznacza, że podobne potrzeby występują także u podwykonawców.

Z pomocą mogłaby przyjść zmiana sposobu podziału ryzyka między głównymi uczestnikami procesu inwestycyjnego: zamawiającymi, wykonawcami, instytucjami finansowymi oraz państwem.

Potrzebne jest bardziej partnerskie podejście zamawiających do relacji kontraktowych. Procedury zakupowe powinny zatem przewidywać adekwatne zabezpieczenia kontraktowe, potencjalnie krótsze okresy gwarancyjne, możliwość wypłacania zaliczek, częstsze rozliczenia za osiągane kamienie milowe oraz sprawne procedury odbiorowe. Równie istotne są odpowiednio skonstruowane mechanizmy indeksacji wynagrodzenia i realistyczny podział ryzyk związanych z nadzwyczajnymi zmianami warunków realizacji kontraktu (*siła wyższa*).

Nie chodzi o bezwarunkowe przenoszenie ryzyka z wykonawcy na inwestora. Chodzi o przypisanie poszczególnych ryzyk tym podmiotom, które mają największą możliwość ich kontrolowania i ponoszenia. Wykonawca powinien odpowiadać za jakość i terminowość prac, ale nie powinien być zmuszany do przejmowania ryzyka wynikającego z decyzji zamawiającego czy okoliczności, na które nie ma wpływu.

> ***Wąskim gardłem wielkiej fali inwestycji może okazać się nie brak kapitału dla inwestorów, lecz zdolność finansowa wykonawców i podwykonawców. Dlatego ryzyko powinno być dzielone tak, aby trafiało do tych uczestników procesu, którzy rzeczywiście mogą nim zarządzać i je ponosić.***

Nadmierne przerzucanie ryzyka na wykonawców nie eliminuje go z projektu. Powoduje jedynie, że ryzyko zostaje uwzględnione w wyższych cenach ofertowych, zwiększonych kosztach finansowania lub, w skrajnych przypadkach, prowadzi do problemów płynnościowych i niewypłacalności wykonawcy. Ostatecznie koszty te i tak ponosi inwestor. Są to problemy znane z okresu boomu infrastrukturalnego poprzedzającego organizację przez Polskę i Ukrainę Mistrzostw Europy w Piłce Nożnej w 2012 roku.

W tych warunkach banki powinny rozwijać zdolność do oceny i finansowania ryzyka kontraktowego. Ważne jest również aktywne uczestnictwo instytucji finansowych w kształtowaniu racjonalnych wymagań dotyczących zabezpieczeń i warunków kontraktowych.

Nie wszystkie ryzyka mogą jednak zostać zaabsorbowane przez sektor prywatny. Tam, gdzie ograniczenia wynikają

z niedoskonałości rynku, nadmiernej koncentracji ryzyka lub strategicznego znaczenia inwestycji, szczególną rolę powinny odgrywać instytucje rozwoju. Gwarancje, poręczenia, instrumenty podziału ryzyka czy finansowanie podporządkowane mogą zwiększać dostępność finansowania dla wykonawców, mobilizując jednocześnie środki banków komercyjnych.

Powodzenie polskiego programu inwestycyjnego zależy nie tylko od skali dostępnego kapitału, lecz także od jakości jego mobilizacji, strukturyzowania i podziału ryzyka. Najważniejsze będzie takie zorganizowanie całego procesu, aby ten sam kapitał pozwolił zrealizować więcej projektów przy akceptowalnym ryzyku i możliwie niskim koszcie dla gospodarki.

Co do zasady beneficjentami tych działań powinny być małe i średnie przedsiębiorstwa, które często są firmami z polskim kapitałem. To właśnie ci wykonawcy zwykle mierzą się z trudnościami związanymi z finansowaniem, podczas gdy duże międzynarodowe koncerny budowlane takich problemów nie mają. Dla BGK wsparcie tych małych i średnich firm jest elementem budowania *local content*.

Warunki powodzenia

Polska ma realne możliwości sfinansowania ambitnego programu inwestycyjnego do 2040 r. Dotychczasowe doświadczenia wskazują na duże zainteresowanie krajowych i zagranicznych instytucji finansowych udziałem w strategicznych przedsięwzięciach. Nie należy jednak utożsamiać powodzenia pojedynczych transakcji z gwarancją skutecznej realizacji całego programu.

Sukces będzie wymagał równoczesnego działania w trzech obszarach.

Po pierwsze, szerokiej mobilizacji kapitału międzynarodowego, w tym systematycznego łączenia zakupów zagranicznych technologii z ofertą finansowania eksportowego.

Po drugie, profesjonalnego strukturyzowania transakcji, tak aby maksymalizować wykorzystanie finansowania komercyjnego, ograniczać ryzyka i koncentrować wsparcie publiczne tam, gdzie jest ono rzeczywiście niezbędne.

Po trzecie, bardziej racjonalnego podziału ryzyka pomiędzy inwestorów, wykonawców, banki i państwo, ze szczególnym uwzględnieniem potrzeb finansowych przedsiębiorstw tworzących łańcuchy dostaw.

W BGK dostrzegamy potrzebę aktywnego działania we wszystkich trzech obszarach. Jako polski bank rozwoju angażujemy się nie tylko w dostarczanie finansowania, lecz także we współpracę z inwestorami, bankami komercyjnymi, międzynarodowymi instytucjami finansowymi i pozostałymi uczestnikami rynku na rzecz tworzenia efektywnych struktur finansowych.

Największym wyzwaniem nie jest bowiem samo znalezienie pieniędzy na inwestycje, lecz takie zorganizowanie całego procesu inwestycyjnego, aby dostępny kapitał pozwolił zrealizować możliwie największą liczbę projektów przy akceptowalnym poziomie ryzyka i jak najniższym koszcie dla gospodarki. ■

O AUTORACH

Jakub Jaworowski – Członek Zarządu Banku Gospodarstwa Krajowego (BGK), ekspert w dziedzinie rozwoju gospodarczego, transformacji strategicznej i polityk publicznych. W latach 2024–2025 Minister Aktywów Państwowych. Wcześniej dyrektor w Tony Blair Institute for Global Change, a w okresie 2016–2022 pracownik Boston Consulting Group (BCG) oraz McKinsey & Company. Doświadczenie zawodowe zdobywał również w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów (2012–2015), gdzie pełnił funkcje doradcy, Podsekretarza Stanu i Sekretarza Stanu, a także Pełnomocnika ds. Oceny Skutków Regulacji. Posiada ponad 15-letnie doświadczenie w sektorze publicznym i prywatnym, obejmujące m.in. opracowywanie strategii gospodarczych, programów przyciągania inwestycji zagranicznych oraz reform instytucjonalnych. Absolwent Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie i Uniwersytetu Warszawskiego. Studiował również finanse na Uniwersytecie Johanna Gutenberga w Moguncji. Posiada dyplom CFA.

Joanna Smolik – Dyrektor Departamentu Relacji Strategicznych w Banku Gospodarstwa Krajowego (BGK). Ekspertka w dziedzinie bankowości rozwojowej, finansowania infrastruktury i transformacji energetycznej. Z BGK związana zawodowo od 2010 r. W swojej karierze zajmowała się m.in. finansowaniem strukturyzowanym, restrukturyzacją przedsiębiorstw oraz zarządzaniem funduszami inwestycyjnymi w sektorze energetycznym. W latach 2018–2020 pracowała w TFI Energia S.A., gdzie zarządzała funduszami inwestującymi m.in. w odnawialne źródła energii i nowe technologie. Obecnie w BGK odpowiada za współpracę z klientami strategicznymi oraz finansowanie dużych projektów infrastrukturalnych, w szczególności w sektorach energetycznym i transportowym. Pełni również funkcję Dyrektora programu „Bezpieczeństwo strategiczne", obejmującego m.in. obszary energetyki, obronności i cyberbezpieczeństwa. Absolwentka Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie (finanse i bankowość) oraz Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie (ekonomia).

ROZDZIAŁ III.

WARUNKI POWODZENIA TRANSFORMACJI – SIECI, ODPORNOŚĆ, REGIONY I ENERGETYKA ROZPROSZONA

System elektroenergetyczny nowej generacji – jak przygotować się na dominację OZE?



DR ALEKSANDRA GAWLIKOWSKA
Wicedyrektorka Departamentu Strategii, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Polski system elektroenergetyczny wchodzi w okres fundamentalnej przebudowy. W perspektywie dekady źródła odnawialne mają odpowiadać już za dwie trzecie produkcji energii, co zmieni nie tylko strukturę krajowego miksu, ale również sposób bilansowania systemu i zapewniania jego stabilnej pracy. Coraz większego znaczenia nabiorą magazyny energii, elastyczność odbiorców, rozproszone zasoby oraz nowe usługi systemowe. Rynek będzie musiał dostosować się do rzeczywistości, w której okresy wysokiej podaży energii będą przeplatać się z okresami jej ograniczonej dostępności. Jak przygotować Krajowy System Elektroenergetyczny do tej zmiany i sprawić, by zapewniał odbiorcom bezpieczeństwo dostaw przy racjonalnych kosztach?

Rozmowę prowadzi Marcin Wandałowski – redaktor publikacji Kongresu Obywatelskiego.

Jak powinien wyglądać docelowy model polskiego systemu elektroenergetycznego w perspektywie najbliższej dekady? Jakie zmiany są dziś najważniejsze, aby pogodzić bezpieczeństwo dostaw, rosnący udział odnawialnych źródeł energii oraz racjonalne koszty energii?

To bardzo szerokie i skomplikowane pytanie. Bez wątpienia dynamiczne zmiany zachodzące w krajowej energetyce spowodują, że za dziesięć lat system będzie wyglądał zupełnie inaczej niż obecnie. Nie zmienia to jednak faktu, że dziś nie mamy jeszcze wypracowanego docelowego, gotowego do wdrożenia modelu tego systemu.

Starając się wyjść naprzeciw temu wyzwaniu, uruchomiliśmy proces związany z tworzeniem Mapy drogowej rynku energii elektrycznej (MAPRE). Chcemy, wspólnie z uczestnikami rynku, zastanowić się, gdzie będą pojawiały się największe potrzeby systemu, co i w jakich obszarach będzie się zmieniało oraz w jaki sposób uczestnicy rynku będą mogli razem z nami przygotować się do tych zmian. Nie chodzi zatem o to, aby już teraz przesądzić

wszystko w najdrobniejszych szczegółach, celem jest raczej zrozumienie kierunków zmian.

Dynamiczne zmiany zachodzące w krajowej energetyce spowodują, że za dziesięć lat system będzie wyglądał zupełnie inaczej niż obecnie. Nie zmienia to jednak faktu, że dziś nie mamy jeszcze wypracowanego docelowego, gotowego do wdrożenia modelu tego systemu.

Jakie są najważniejsze wnioski z dotychczasowych konsultacji MAPRE – czy widać już, które elementy obecnego modelu rynku wymagają najgłębszych zmian?

Mapę podzieliliśmy na cztery obszary: wystarczalność, bilansowanie, usługi systemowe oraz zarządzanie ograniczeniami. W każdym z nich sytuacja wygląda nieco inaczej. Rozmawiamy z uczestnikami rynku, żeby dowiedzieć się, co nowi wytwórcy, magazyny energii czy odbiorcy będą mogli w tych obszarach zaoferować, jakie są potrzeby systemu i czy wszyscy rozumiemy je w ten sam sposób.

Nie powiedziałabym więc, że jeden konkretny element obecnego modelu wymaga najgłębszych zmian. Chodzi raczej o określenie przyszłych potrzeb Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i o to, w jaki sposób przyszli dostawcy usług mogą się przygotować, aby na te potrzeby odpowiedzieć.

Mimo dynamicznej sytuacji i braku ostatecznego, docelowego kształtu rynku, PSE zakłada osiągnięcie do 2035 roku gotowości KSE do bezpiecznej i stabilnej pracy w warunkach bezemisyjnego miksu energetycznego. Co w praktyce oznacza taka gotowość?

Za dziesięć lat źródła odnawialne będą produkować dwie trzecie energii elektrycznej w polskim systemie. W tej chwili jest to jedna trzecia, więc za dekadę proporcje te się odwrócą. Dobrze obrazuje to olbrzymią skalę zmiany.

Z perspektywy operatora wyzwaniem jest nie tylko zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej, ale przede wszystkim zamykanie źródeł synchronicznych, które obecnie kształtują parametry sieci i zapewniają charakterystyki niezbędne do jej stabilnej i bezpiecznej pracy. Chodzi m.in. o inercję, moc bierną, moce zwarciowe czy sztywność sieci.

Gotowość systemu w 2035 roku oznacza więc w praktyce możliwość utrzymania jego stabilnej i bezpiecznej pracy bez konieczności wymuszania pracy źródeł synchronicznych.

Zasadniczy handel energią powinien docelowo odbywać się na rynku hurtowym – przede wszystkim na rynku dnia następnego i dnia bieżącego. Jaką rolę powinien w takim modelu pełnić rynek bilansujący?

Tak jak Pan wspomniał, do handlu energią elektryczną służy rynek hurtowy – zarówno rynek dnia następnego i dnia bieżącego, jak i wcześniejsze, rynki terminowe. W ramach dialogu z uczestnikami rynku wielokrotnie podkreślaliśmy, że rynek bilansujący nie jest parkietem do handlu – to rynek techniczny, na którym operator powinien podejmować

działania w sytuacjach awarii czy błędów prognoz. Tymczasem obecnie trafia na niego istotny wolumen energii elektrycznej, co zwiększa koszty bilansowania.

Z perspektywy operatora, wyzwaniem jest nie tylko zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej, ale przede wszystkim zamykanie źródeł synchronicznych, które obecnie kształtują parametry sieci i zapewniają charakterystyki niezbędne do jej stabilnej i bezpiecznej pracy.

Dlaczego zatem tak duży wolumen energii trafia dziś na rynek bilansujący?

W toku dialogu z rynkiem zaobserwowaliśmy wiele przyczyn takiej sytuacji – zarówno obiektywnych, jak i wymagających działań po stronie uczestników rynku. Trudno na przykład prognozować produkcję czy pobór przy bardzo dużej liczbie prosumentów. Jednocześnie widzimy, że w Polsce w niewielkim stopniu wykorzystywany jest rynek *intraday*.

Co w takim razie można zrobić, żeby poprawić jakość bilansowania i zwiększyć odpowiedzialność uczestników rynku za własne pozycje?

Już wcześniej publikowaliśmy informacje dotyczące niezbilansowania uczestników rynku i jakości bilansowania poszczególnych podmiotów. Obecnie planujemy publikację nowych wskaźników dotyczących podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (POB).

Widzimy też potrzebę odpowiedniego motywowania uczestników rynku ceną niezbilansowania. Powinna ona odzwierciedlać fakt, że na rynku bilansującym wykorzystujemy rezerwy, a operator jest ostatnią instancją zabezpieczającą bilans systemu. Zaproponowaliśmy również powiązanie poziomu zabezpieczeń finansowych z wolumenem niezbilansowania, a w przypadku bardzo dużych i długotrwałych naruszeń ostatecznym działaniem mogłoby być rozwiązanie umowy przesyłowej.

Nie chodzi jednak o karanie uczestników rynku. Wiele podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie już dziś robi to dobrze, wykorzystując prognozy generacji i odbioru, a następnie aktywnie działając na rynku. Chodzi o to, żeby rynek hurtowy pozostawał podstawowym miejscem handlu, a rynek bilansujący był traktowany zgodnie ze swoją rolą – jako rynek techniczny.

Rosnący udział OZE oznacza, że coraz większa część produkcji energii będzie zależna od warunków pogodowych. Jak powinien funkcjonować rynek, aby radzić sobie zarówno z okresami nadmiaru energii z OZE, jak i z sytuacjami, gdy tej energii jest za mało?

Istotą systemu elektroenergetycznego jest to, że w każdej chwili generacja musi odpowiadać zapotrzebowaniu. Wszystkie działania zmierzają więc do tego, aby nawet wtedy, gdy początkowo energii jest za dużo albo za mało, ostatecznie w systemie było jej dokładnie tyle, ile potrzeba.

W Polsce mamy już ponad 37 GW mocy OZE, podczas gdy łączne moce w systemie wynoszą blisko 80 GW, a szczytowe zapotrzebowanie – około 27 GW. Z okresami nadprodukcji i niedoboru będziemy więc mieli do czynienia

również w przyszłości – to będzie cecha systemów elektroenergetycznych z dużym udziałem OZE.

Nie chodzi przy tym o to, żeby w ogóle nie było redysponowania OZE. Trudno sobie wyobrazić, żeby źródła odnawialne zawsze produkowały tyle energii, na ile pozwalają słońce i wiatr. Chcemy natomiast ograniczać nierynkowe redysponowanie OZE przez operatora, które jest jedynie środkiem uzupełniającym bilansowanie systemu, i w pierwszej kolejności wykorzystywać rozwiązania rynkowe. Udział OZE w rynku bilansującym jest właśnie takim rynkowym sposobem. Jednocześnie pojawiają się technologie zwiększające elastyczność poboru, która będzie szczególnie potrzebna w okresach nadprodukcji.

Rynek bilansujący nie jest parkietem do handlu – to rynek techniczny, na którym operator powinien podejmować działania w sytuacjach awarii czy błędów prognoz. Tymczasem obecnie trafia na niego istotny wolumen energii elektrycznej, co zwiększa koszty bilansowania.

Czy główną barierą dla zwiększenia elastyczności systemu są dziś kwestie technologiczne, czy raczej ekonomiczne – brak odpowiednich bodźców i zasad rynkowych?

Nie postrzegałabym tego w ten sposób. Wszystkie te elementy są ze sobą powiązane. Jesteśmy po prostu w momencie bardzo szybkich zmian, za którymi rozwój elastyczności jeszcze nie nadążył. Mamy dużą produkcję ze źródeł OZE, które korzystają również z systemów wsparcia, przez co, do pewnego momentu, nie reagują na ceny ujemne. Jednocześnie w systemie nadal funkcjonują źródła nieelastyczne.

Dodatkowo niebawem w krajowym systemie pojawią się duże magazyny energii elektrycznej, które w znacznym stopniu pomogą zwiększyć jego elastyczność. Pozwolą magazynować energię w okresach, gdy produkcja z OZE jest wysoka i przewyższa zapotrzebowanie, a następnie wykorzystywać ją wtedy, gdy nie wieje wiatr i nie świeci słońce. Uzyskanie możliwości przesuwania zapotrzebowania pozwoli lepiej bilansować okresy nadwyżek i niedoborów energii.

Jak powinna zmienić się współpraca między PSE a operatorami systemów dystrybucyjnych, aby potencjał rozproszonych źródeł, magazynów energii i odbiorców mógł być w pełni wykorzystywany przez system?

Rozszerzyłabym to pytanie, bo zmienia się nie tylko struktura produkcji energii elektrycznej, lecz także grono dostawców usług niezbędnych systemowi. Część charakterystyk zapewnianych dotychczas przez źródła synchroniczne będzie musiała być dostarczana w inny sposób. To sprawia, że współpraca między PSE a operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD) staje się coraz ważniejsza

Zmiany te znajdują już odzwierciedlenie w przepisach. Dotyczy to m.in. rynku usług elastyczności, który jest rozwijany przez OSD, ale także współpracy przy zarządzaniu ograniczeniami. Procedowane obecnie rozporządzenie systemowe określa zasady tej współpracy, które jako operator

wypracowujemy wspólnie z OSD. Chodzi przede wszystkim o planowe usuwanie ograniczeń w sieciach dystrybucyjnych oraz aktywację rozproszonych zasobów, w tym zasobów elastyczności.

Zmienia się nie tylko struktura produkcji energii elektrycznej, lecz także dostawcy usług systemowych. Część charakterystyk zapewnianych dotychczas przez źródła synchroniczne będzie musiała być dostarczana w inny sposób. To sprawia, że współpraca między PSE a operatorami systemów dystrybucyjnych staje się coraz ważniejsza.

Im więcej można zrobić na poziomie sieci dystrybucyjnych i im lepiej można zarządzać dostępnymi tam zasobami, tym mniej działań potrzeba na poziomie sieci przesyłowej. To zmiana, którą obserwujemy nie tylko w Polsce. Współpraca operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych wszędzie się zacieśnia – energia nie płynie już wyłącznie w jedną stronę: od sieci do odbiorców. Stąd też rola OSD coraz bardziej przesuwa się w kierunku aktywnego zarządzania zasobami znajdującymi się w sieciach dystrybucyjnych.

Wspomniała Pani o usługach systemowych. Wraz ze spadkiem roli dużych elektrowni konwencjonalnych system będzie potrzebował nowych sposobów zapewnienia m.in. inercji czy regulacji napięcia. Jak odpowiedzieć na to wyzwanie w ramach nowej struktury systemu?

Uczestnicy rynku, w tym zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnych, takie jak moduły wytwarzania czy magazynowania energii, odgrywają coraz większą rolę w systemie. Żaden operator – ani sieci przesyłowej, ani systemów dystrybucyjnych – nie jest w stanie samodzielnie zapewnić wszystkich parametrów potrzebnych do prawidłowej pracy systemu. Potrzebuje do tego zasobów funkcjonujących w systemie. Dlatego zapewnienie odpowiednich parametrów pracy systemu, m.in. poprzez nieczęstotliwościowe usługi systemowe, jest jednym z większych wyzwań.

Nie oznacza to jednak, że nowe źródła nie mają potencjału do świadczenia takich usług czy zapewniania stabilności sieci – ten potencjał istnieje, natomiast trzeba określić odpowiednie wymagania i sposób jego wykorzystania. Część z nich wynika z kodeksów sieciowych, a my pracujemy nad ich wdrożeniem i rozmawiamy z uczestnikami rynku m.in. o tym, czego będziemy oczekiwać w zakresie *grid-formingu* oraz w jaki sposób pozyskiwać potrzebne usługi.

Generalnie potrzebne parametry systemu mogą być zapewniane na różne sposoby. Jednym z nich jest kontraktowanie usług od nowych zasobów, innym – wykorzystanie bloków, które przestaną produkować energię, ale nadal będą mogły zapewniać parametry potrzebne do stabilnej pracy systemu. Do poszczególnych rozwiązań trzeba podchodzić etapami, ponieważ nie wszystkie kwestie są już rozstrzygnięte. Również na poziomie europejskim trwa dyskusja o tym, jak kontraktować takie usługi.

Wspomniała Pani, że przed podobnymi wyzwaniami stoją dziś również operatorzy w innych krajach. Czy są systemy, których doświadczenia mogą być dla PSE szczególnie inspirujące?

Patrzymy przede wszystkim na tych operatorów, którzy są najbardziej zaawansowani i już dzisiaj

mierzą się z wyzwaniami związanymi z dużym udziałem OZE w systemie, takich jak brytyjski NESO czy operatorzy z Belgii oraz państw nordyckich. Nie ma jednego gotowego modelu, który moglibyśmy od nich po prostu skopiować, ale doświadczenia tych operatorów są dla nas inspiracją.

PSE jest operatorem systemu przesyłowego, ale w bardzo dużym stopniu odpowiada również za infrastrukturę teleinformatyczną, bezpieczeństwo jej pracy oraz systemy wymiany danych. Wraz ze wzrostem liczby podmiotów uczestniczących w rynku znaczenie tej infrastruktury będzie rosło.

Zwracamy uwagę zarówno na kwestie merytoryczne – na przykład na to, jak radzą sobie z poszczególnymi usługami czy wymaganiami dotyczącymi *grid-formingu* i inercji – jak i na sam proces wdrażania zmian. Wiele z tych kwestii jest również przedmiotem dyskusji na poziomie Unii Europejskiej i prac związanych z kodeksami sieciowymi. Interesuje nas więc również to, w jaki sposób nowe usługi były wprowadzane: czy poprzedzały je pilotaże, jakie dokumenty przygotowywano i jak wyglądały konsultacje z rynkiem.

Rosnąca liczba rozproszonych źródeł i odbiorców zwiększa znaczenie sterowalności oraz wymiany danych. Czy transformacja systemu elektroenergetycznego staje się w coraz większym stopniu również projektem cyfrowym?

Zdecydowanie tak. Potrzebujemy coraz większej przewidywalności, czyli lepszego prognozowania pracy źródeł i odbiorców, ale również pomiarów prowadzonych w czasie rzeczywistym oraz sprawnej wymiany danych. Wszystko po to, żeby operatorzy mieli jak największą wiedzę o tym, co w danym momencie dzieje się w systemie.

Jesteśmy operatorem systemu przesyłowego, ale w bardzo dużym stopniu odpowiadamy również za infrastrukturę teleinformatyczną, bezpieczeństwo jej pracy oraz systemy wymiany danych. Wraz ze wzrostem liczby podmiotów uczestniczących w rynku znaczenie tej infrastruktury będzie rosło.

Co powinno być najważniejszym efektem Mapy drogowej rynku energii z punktu widzenia odbiorcy – bezpieczeństwo dostaw, lepsze wykorzystanie OZE, ograniczenie kosztów funkcjonowania systemu czy ostatecznie przede wszystkim cena energii?

Z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego najważniejsze jest zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa pracy systemu oraz pozyskanie tego, czego system potrzebuje, w sposób jak najbardziej efektywny ekonomicznie. Operator nie odpowiada za całość transformacji, ale jest elementem, który umożliwia jej realizację innym sektorom. Dlatego w obszarach wskazanych w MAPRE chodzi o realizację naszych podstawowych zadań: zapewnienie wystarczalności, bilansowanie systemu, utrzymanie stabilnych parametrów pracy sieci oraz wspólne z OSD zarządzanie ograniczeniami. Wszystko po to, żeby odbiorcy mogli korzystać z energii elektrycznej, szczególnie w sytuacji, gdy jesteśmy u progu dalszej elektryfikacji gospodarki. I choć operator odpowiada

za niewielką część końcowego rachunku za energię, to nowe usługi czy rozbudowę sieci chcemy realizować w taki sposób, żeby minimalizować koszty ponoszone przez odbiorców.

Z perspektywy samych odbiorców priorytety mogą być różne. Dla gospodarstw domowych najbardziej bezpośrednim punktem styku z systemem jest rachunek za energię. Odbiorca nie musi mieć świadomości, ile działań jest podejmowanych, żeby energia była dostępna w każdej chwili. Z perspektywy dużych odbiorców i przemysłu znaczenie mają zarówno bezpieczeństwo dostaw i cena energii elektrycznej, jak i dostęp do czystej energii. Czynników jest więc wiele, ale myślę, że najbardziej czytelnym wskaźnikiem pozostaje cena – energia jest przecież obecna w każdym produkcie i każdej usłudze. ■

O ROZMÓWCZYNI

dr **Aleksandra Gawlikowska** – Wicedyrektorka Departamentu Strategii w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych. Ekspertka w zakresie polityki energetycznej UE, rynku energii elektrycznej i bezpieczeństwa energetycznego. Doktor nauk ekonomicznych, autorka licznych analiz i publikacji dotyczących sektora energetycznego.

Transformacja energetyczna jako tarcza geopolityczna



Robert Jeszke
Zastępca Dyrektora ds. Zarządzania Emisjami IOŚ-PIB, Kierownik KOBiZE

Polska debata o transformacji energetycznej wciąż zbyt często sprowadza się do pytania, ile będzie ona kosztować i czy można jej uniknąć. Tymczasem znacznie ważniejsze jest dziś pytanie, jak przeprowadzić ją w taki sposób, aby jednocześnie ograniczyć zależność od importowanych paliw, wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne, ochronić konkurencyjność przemysłu i wykorzystać nowe możliwości rozwojowe. Unia Europejska coraz wyraźniej koryguje swoją politykę właśnie w tym kierunku, łącząc redukcję emisji z elektryfikacją, modernizacją infrastruktury i polityką przemysłową. Dla Polski stawką nie jest więc wybór między transformacją a jej brakiem, lecz między inteligentną transformacją a kosztownym opóźnianiem modernizacji, którą wymuszają dziś jednocześnie geopolityka, technologia i konkurencja gospodarcza.

W lipcu 2026 roku Komisja Europejska przedstawiła projekt kolejnej reformy unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), wraz z planem działania na rzecz elektryfikacji. W tym samym czasie w Polsce trwała debata nad referendum, w którym obywatele mieliby odpowiedzieć, czy popierają realizację przez Polskę polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

To zestawienie dobrze pokazuje rosnący rozdźwięk między europejską a polską debatą o transformacji. W Brukseli dyskusja coraz wyraźniej dotyczy tego, jak połączyć redukcję emisji z bezpieczeństwem energetycznym, konkurencyjnością przemysłu, rozwojem infrastruktury i ograniczaniem zależności od importowanych paliw. W Polsce nadal zbyt często sprowadza się ją do pytania, czy polityka klimatyczna jest potrzebna, kto ją nam narzucił i ile będzie kosztować. Co więcej, w naszej krajowej dyskusji wyraźnie odczuwa się znaczący niedostatek kompleksowej i wiarygodnej wiedzy o polityce klimatycznej oraz jej skutkach, co – jak widzimy – bywa bezwzględnie wykorzystywane w bieżącym sporze politycznym.

Refleksja oparta na rzetelnej wiedzy prowadzi do konkluzji, że dziś nie powinniśmy się zastanawiać, czy Polska ma przeprowadzać transformację energetyczną, lecz czy

potrafi wykorzystać ją do zachowania konkurencyjności przemysłu, zmniejszenia zależności geopolitycznej i zbudowania nowego modelu bezpieczeństwa energetycznego. Natomiast pytanie, jakie należy stawiać sobie wewnątrz UE, brzmi: czy proponowana właśnie reforma europejskiej polityki energetyczno-klimatycznej rzeczywiście tworzy warunki, aby państwa o takim punkcie startu jak Polska mogły tego dokonać bez ponoszenia nadmiernych kosztów społecznych?

Europejskie propozycje nie są wolne od wad i niekoniecznie należy bezkrytycznie akceptować każdy element obecnej architektury klimatycznej. Polska ma uzasadnione powody, aby domagać się większej przewidywalności cen uprawnień, lepszej ochrony przemysłu, ostrożniejszego wygaszania bezpłatnego przydziału, sprawiedliwszego podziału finansowania oraz zabezpieczenia gospodarstw domowych przed skutkami nowego systemu obejmującego paliwa wykorzystywane w budynkach i transporcie.

Jednak czym innym są twarde negocjacje reformy europejskiej polityki, a czym innym budowanie przekonania, że jej odrzucenie pozwoli Polsce powrócić do świata taniej, bezpiecznej i suwerennej energetyki opartej na paliwach kopalnych. Taki świat już nie istnieje.

Gdy spojrzymy na fakty, a nie tylko na bieżące spory polityczne, widać, że Polska wykonała po 2022 roku ogromną pracę na rzecz uniezależnienia się od rosyjskich dostaw surowców energetycznych. Terminal skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, gazociąg Baltic Pipe, nowe połączenia międzysystemowe oraz zmiana kierunków importu pozwoliły ograniczyć ryzyko szantażu ze strony jednego agresywnego dostawcy.

Współczesne bezpieczeństwo energetyczne nie polega już wyłącznie na dywersyfikacji kierunków dostaw, lecz coraz bardziej na ograniczaniu samej zależności od importowanych paliw. W tym sensie transformacja energetyczna staje się nie tylko projektem klimatycznym, ale także narzędziem wzmacniania odporności gospodarczej, konkurencyjności i suwerenności państwa.

Nie oznacza to jednak, że całkowicie uniezależniliśmy się od geopolityki paliw kopalnych.

Gaz sprowadzany z Norwegii lub importowany w postaci skroplonej jest bezpieczniejszy politycznie niż gaz rosyjski, ale jego cena nadal zależy od globalnej koniunktury, sytuacji na Bliskim Wschodzie, bezpieczeństwa szlaków morskich, kosztów transportu i kursów walutowych. Podobnie jest z ropą. Państwo nie musi importować paliwa bezpośrednio z regionu objętego konfliktem, aby ponieść skutki zakłóceń występujących w tym regionie. Wystarczy, że rosną światowe ceny surowców. Wzrost ten przenosi się następnie na transport, przemysł, nawozy, żywność, inflację, stopy procentowe oraz finanse publiczne.

Dlatego współczesne bezpieczeństwo energetyczne nie może już oznaczać wyłącznie możliwości zakupu odpowiedniej ilości

paliwa z kilku kierunków. Musi obejmować przede wszystkim zdolność ograniczania samego zapotrzebowania na importowane paliwa. Na tym polega geopolityczny sens transformacji energetycznej.

Od dywersyfikacji dostaw do ograniczania zależności

Punktem wyjścia najnowszych propozycji Komisji Europejskiej nie jest już wyłącznie ochrona klimatu. Komisja Europejska pisze wprost, że wojna Rosji przeciwko Ukrainie, konflikty na Bliskim Wschodzie i zakłócenia globalnych łańcuchów dostaw bezpośrednio przypomniały o podatności europejskiej gospodarki na ceny importowanych paliw. Ponad połowa energii zużywanej w Unii nadal pochodzi z paliw kopalnych sprowadzanych z zagranicy. Po rozpoczęciu ostatniego konfliktu na Bliskim Wschodzie Unia wydała na ich zakup dodatkowo ponad 50 miliardów euro, a związana ze wzrostem cen inflacja przyczyniła się do podwyższenia stóp procentowych[1].

Udział paliw kopalnych, w znacznej części importowanych, w miksie energetycznym nie jest tylko problemem klimatycznym. Jest źródłem ryzyka dla bilansu handlowego, kosztów kapitału, przemysłu, gospodarstw domowych i stabilności budżetów państw.

Odpowiedzią Komisji ma być przyspieszenie elektryfikacji przemysłu, transportu i ogrzewania budynków. Udział energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii w Unii Europejskiej od około dekady utrzymuje się na poziomie 23%. Komisja proponuje rozważenie orientacyjnego celu wynoszącego 46% w 2040 roku. Według jej szacunków szybsza elektryfikacja mogłaby do tego czasu zmniejszyć import gazu o ponad 70%, ograniczyć import ropy o ponad 40% i obniżyć roczny rachunek Unii za sprowadzane paliwa kopalne nawet o 260 miliardów euro. Koszty wytwarzania energii elektrycznej mogłyby jednocześnie spaść o około 20%[2].

Nie są to rezultaty, które nastąpią automatycznie. Wymagają ogromnych nakładów, sprawnego państwa i skoordynowanej polityki przemysłowej. Pokazują jednak zasadniczy kierunek zmiany. Europa chce przejść od bezpieczeństwa opartego na kupowaniu paliw od wiarygodnych, ale jednak zewnętrznych dostawców do bezpieczeństwa opartego na własnych źródłach energii, efektywności, elektryfikacji i infrastrukturze.

Różnica ma charakter strategiczny. Paliwa kopalne tworzą ciągły strumień zależności, bo trzeba je wydobyć, kupić, przetransportować i spalić, a następnie cały proces rozpocząć od nowa. Elektrownie wiatrowe, słoneczne i jądrowe, magazyny oraz sieci wymagają znacznych nakładów początkowych oraz dostępu do technologii i surowców, ale po wybudowaniu przez wiele lat wytwarzają lub przesyłają energię bez konieczności stałego importowania równoważnej ilości paliwa. W przypadku energetyki jądrowej pozostaje

1 Komisja Europejska, *Electrification Action Plan*, COM(2026) 595 final, 17 lipca 2026 r., s. 1–3. Dokument wskazuje, że ponad połowa energii zużywanej w Unii pochodzi z importowanych paliw kopalnych, a od początku ostatniego konfliktu na Bliskim Wschodzie dodatkowy koszt ich importu przekroczył 50 miliardów euro.

2 Komisja Europejska, *Questions and answers on the Electrification Action Plan and proposal on network charges oraz A plan to make Europe the first electro-continent*, lipiec 2026 r. Komisja podaje orientacyjny cel elektryfikacji wynoszący 46% w 2040 roku, możliwe ograniczenie importu gazu o ponad 70% i ropy o 40% oraz oszczędności do 260 miliardów euro rocznie.

oczywiście zależność od dostaw paliwa jądrowego, ale ma ona inny profil ryzyka niż w przypadku gazu czy ropy – potrzebne wolumeny są nieporównywalnie mniejsze, a zapasy można tworzyć na znacznie dłuższy okres.

Bezpieczeństwo energetyczne nie polega już wyłącznie na dywersyfikacji dostaw, lecz na systematycznym ograniczaniu zależności od importowanych paliw poprzez rozwój własnych źródeł energii, elektryfikację i infrastrukturę. Jednocześnie Europa musi unikać zastępowania jednej zależności drugą – surowcowej od Rosji technologiczną od Chin.

Nie oznacza to, że nowa energetyka jest wolna od zależności. Europa nadal pozostaje silnie uzależniona od importu części urządzeń, komponentów i surowców krytycznych. Odpowiedzią nie powinno być jednak utrzymywanie zależności paliwowej, lecz rozwój własnego przemysłu, dywersyfikacja dostaw, recykling oraz budowanie europejskich łańcuchów wartości.

Bezpieczeństwo nie polega na zastąpieniu rosyjskiego gazu całkowitą zależnością od chińskich ogniw, baterii i falowników. Polega na jednoczesnym ograniczaniu importu paliw oraz zwiększaniu własnej zdolności do produkowania technologii, energii i usług potrzebnych w nowym systemie.

Transformacja stała się także wyścigiem przemysłowym

Jest jednak jeszcze drugi wymiar tej zmiany. Światowa transformacja energetyczna nie jest już wyłącznie projektem redukcji emisji. Stała się wyścigiem o moce produkcyjne, technologie, surowce, standardy oraz przyszłe rynki. Państwa, które potrafią połączyć politykę energetyczną z przemysłową, nie tylko ograniczają ekspozycję na paliwa kopalne, lecz także budują nowe źródła przewagi gospodarczej.

Często przywoływane w polskiej debacie Chiny są najbardziej czytelnym przykładem takiego podejścia. W 2025 roku odpowiadały za około 70% światowej produkcji samochodów elektrycznych i ponad 80% produkcji ogniw bateryjnych; ich przewaga obejmowała również około 85% produkcji aktywnych materiałów katodowych i ponad 90% aktywnych materiałów anodowych. Nie jest to uboczny efekt polityki klimatycznej, lecz rezultat wieloletniego łączenia skali rynku, inwestycji, polityki przemysłowej, innowacji i kontroli łańcuchów dostaw[3].
Co istotne, Chiny nie przeciwstawiają tej ekspansji przemysłowej polityce ograniczania emisji. Prowadzą równolegle największy na świecie system handlu emisjami, obejmujący około 8 mld ton CO_2 i ponad 3,3 tys. przedsiębiorstw z energetyki, stali, cementu i aluminium. Ich model nie polega więc na wyborze między przemysłem a polityką klimatyczną, lecz na próbie podporządkowania obu jednej strategii rozwoju[4].

Ta sytuacja nie powinna skłaniać Europy i Polski do zatrzymania transformacji, w celu uniknięcia nowej zależności, naszą transformację trzeba

3 IEA, Global EV Outlook 2026, „Manufacturing and trade" oraz „Electric vehicle batteries"; IEA, Energy Technology Perspectives 2026. Według IEA w 2025 r. Chiny odpowiadały za 70% światowej produkcji samochodów elektrycznych, ponad 80% produkcji ogniw bateryjnych, ok. 85% aktywnych materiałów katodowych i ponad 90% aktywnych materiałów anodowych.

4 International Carbon Action Partnership (ICAP), „China National ETS", 2026.

po prostu uprzemysłowić. Ograniczaniu importu paliw musi towarzyszyć rozwój własnych zdolności do wytwarzania urządzeń, komponentów i usług. Nieprzypadkowo Komisja Europejska coraz wyraźniej łączy elektryfikację z odpornością łańcuchów dostaw, europejską produkcją i kryterium „Made in EU".

Transformacja energetyczna stała się globalnym wyścigiem o technologie, moce produkcyjne, surowce i przyszłe rynki, a nie tylko projektem redukcji emisji. Dla Europy i Polski oznacza to konieczność uprzemysłowienia transformacji – tak, aby ograniczaniu importu paliw towarzyszył rozwój własnych zdolności technologicznych i produkcyjnych.

Polska ma inny punkt startu

Polska znajduje się w szczególnie trudnym położeniu. Nasz system energetyczny zmienia się szybko, ale jego emisyjność pozostaje znacznie wyższa niż w większości państw Unii. W 2024 roku węgiel kamienny i brunatny odpowiadały łącznie za 56,2% krajowej produkcji energii elektrycznej, natomiast udział źródeł odnawialnych wzrósł do 29,4%[5].

Sektor energetyczny odpowiadał za około 33% polskich emisji gazów cieplarnianych, podczas gdy średnio w Unii jego udział wynosił niespełna 19%. Oznacza to, że podobny europejski cel redukcyjny nakłada się na nieporównywalne struktury gospodarcze. Polska musi jednocześnie zastępować starzejące się elektrownie, rozwijać energetykę jądrową i odnawialną, rozbudowywać sieci, modernizować ciepłownictwo, chronić przemysł oraz finansować zmianę gospodarczą w regionach górniczych[6].

Problem nie kończy się na elektrowniach. Emisyjność polskiego przetwórstwa przemysłowego w 2023 roku była o około 63% wyższa od średniej unijnej[7]. Oznacza to, że dekarbonizacja energetyki jest dla Polski również polityką przemysłową, ponieważ dostęp do mniej emisyjnej i konkurencyjnej cenowo energii będzie coraz silniej wpływał na lokalizację nowych inwestycji oraz pozycję polskich przedsiębiorstw w europejskich łańcuchach wartości.

Jednocześnie zależność Polski od importu energii, głównie ropy i gazu, wzrosła w ciągu jednego pokolenia w sposób wyjątkowo głęboki. Na początku lat dziewięćdziesiątych import netto odpowiadał za około 1% dostępnej energii brutto. W 2023 roku było to już około 48%. Wskaźnik pozostawał wprawdzie niższy niż średnia unijna, wynosząca około 58%, ale jego historyczna zmiana pokazuje, że krajowe bezpieczeństwo oparte na przekonaniu o samowystarczalności paliwowej dawno przestało odpowiadać rzeczywistości[8].

W 2024 roku Polska wydała na import paliw kopalnych około 112 miliardów złotych.

5 Forum Energii, *Energy Transition in Poland. Edition 2025.*

6 Opracowanie na podstawie danych EDGAR 2025. W 2024 r. sektor energetyczny odpowiadał za ok. 33% polskich emisji gazów cieplarnianych, wobec ok. 18,9% średnio w UE.

7 Polski Instytut Ekonomiczny, M. Sobkiewicz, K. Krawiec, „Polishing the Pathway to Net-Zero Energy-Intensive Industries", Point Paper 6/2025, s. 4; na podstawie danych Eurostatu.

8 Eurostat, wskaźnik zależności energetycznej; opracowanie KOBiZE. Import netto odpowiadał za ok. 1% dostępnej energii brutto Polski na początku lat 90. i ok. 48% w 2023 r.; średnia UE wynosiła ok. 58%.

Od 2015 roku skumulowany rachunek przekroczył bilion złotych[9]. Są to środki, które nie tworzą w Polsce elektrowni, sieci, budynków, kompetencji ani krajowych łańcuchów dostaw. Finansują zagraniczne wydobycie i uzależniają kondycję polskiej gospodarki od zewnętrznych cen.

Polska ma trudniejszy niż większość państw UE punkt startu: wysokoemisyjny miks, dużą skalę potrzeb inwestycyjnych i rosnącą zależność od importowanych paliw. Dlatego kluczowe pytanie nie brzmi, czy transformacja będzie kosztowna, lecz czy przyszłe wydatki będą budować krajową infrastrukturę, przemysł i odporność, czy nadal służyć będą jedynie finansowaniu importu surowców.

Takie uwarunkowania powinny prowadzić do postawienia pytania czy przyszłe wydatki Polski będą w większym stopniu finansowały krajową infrastrukturę i aktywa produkcyjne, czy nadal będą zasilały rachunek za import paliw.

Reforma systemu handlu emisjami jako zmiana polityki gospodarczej

W tym kontekście należy odczytywać przedstawiony 17 lipca 2026 roku projekt reformy unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji, czyli EU ETS.

Komisja nie proponuje odejścia od nakładania kosztu na emisję gazów cieplarnianych. Nadal uznaje cenę emisji za ważny sygnał inwestycyjny. Jednocześnie przyznaje, że system musi w większym stopniu wspierać konkurencyjność, elektryfikację, inwestycje przemysłowe i odporność gospodarki. W oficjalnym uzasadnieniu reforma jest przedstawiana jako element odpowiedzi na rosnące ceny energii, osłabienie konkurencyjności europejskiego przemysłu oraz zmienione warunki geopolityczne[10].

Projekt przewiduje wolniejsze zmniejszanie liczby uprawnień po 2030 roku[11]. Komisja proponuje również złagodzenie parametrów rezerwy stabilności rynkowej, centralny zakup do 260 milionów ton wysokiej jakości międzynarodowych jednostek redukcji emisji w latach 2036–2040 oraz utworzenie puli do 250 milionów uprawnień w celu finansowania trwałego pochłaniania dwutlenku węgla na terytorium Unii[12].

Z punktu widzenia przemysłu istotne są dłuższa ochrona przed ucieczką emisji, powiązanie bezpłatnego przydziału z planami inwestycyjnymi oraz nowe instrumenty finansowania. Komisja proponuje między innymi utworzenie instrumentu inwestycyjnego finansowanego z 400 milionów uprawnień w latach 2028–2030, rozwój Banku

9 Forum Energii, „Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2025", 2 lipca 2025 r.; opracowanie na podstawie danych GUS, Eurostatu i NBP.

10 Komisja Europejska, Wniosek dotyczący zmiany dyrektywy EU ETS i decyzji o rezerwie stabilności rynkowej, COM(2026) 616 final, 17 lipca 2026 r., s. 1-5. Komisja przedstawia reformę jako odpowiedź na wyzwania konkurencyjności, cen energii, bezpieczeństwa i geopolityki.

11 Liniowy współczynnik redukcji (LRF) miałby wynosić 3,7% w latach 2031–2035 i 1,7% od 2036 roku. Gdyby nie udało się zapewnić odpowiedniej liczby wysokiej jakości kredytów międzynarodowych, współczynnik od 2036 roku zostałby podwyższony do 2,7%. W praktyce oznacza to wydłużenie funkcjonowania puli uprawnień poza wcześniejszą perspektywę jej wyczerpania.

12 Komisja Europejska, COM(2026) 616 final. Projekt przewiduje liniowy współczynnik redukcji wynoszący 3,7% w latach 2031–2035 i 1,7% od 2036 roku, z wariantem 2,7% w razie braku dostępnych kredytów; do 260 milionów ton kredytów międzynarodowych oraz 250 milionów uprawnień na finansowanie trwałego pochłaniania.

Dekarbonizacji Przemysłu (ang. *Industrial Decarbonisation Bank*) oraz zwiększenie Funduszu Modernizacyjnego do 2,5% całej puli uprawnień[13].

To oczywiście nie jest jeszcze gotowy kompromis, bo projekt ten wymaga korekt. Ochrona przemysłu nie powinna być wycofywana, zanim skuteczność granicznego mechanizmu węglowego zostanie sprawdzona w praktyce i powstanie rozwiązanie dla eksportu. Dostęp do nowych instrumentów nie może zależeć wyłącznie od szybkości składania projektów, ponieważ premiowałoby to państwa dysponujące największymi zasobami administracyjnymi i finansowymi. Polska powinna domagać się większej części finansowania dla krajów o niższym dochodzie, wyższej emisyjności i większych potrzebach infrastrukturalnych.

Mimo tych zastrzeżeń kierunek zmiany jest wyraźny. System handlu emisjami ma być nie tylko mechanizmem ograniczania podaży uprawnień, ale także silniejszym narzędziem finansowania modernizacji.

Komisja trafniej definiuje dziś kluczowe problemy, ale odpowiada na nie tylko częściowo. Dostrzega, że sam sygnał cenowy nie wystarczy, wzmacnia finansowanie inwestycji i próbuje zwiększyć elastyczność systemu. Nadal nie rozwiązuje jednak wszystkich problemów dystrybucyjnych i konkurencyjnych, w szczególności ochrony eksportu, nierównego dostępu państw do finansowania oraz pełnego uwzględnienia skutków reformy dla gospodarek o tak emisyjnym punkcie startu jak Polska.

Reforma EU ETS pokazuje, że europejska polityka klimatyczna coraz wyraźniej przesuwa się od samego ograniczania emisji w stronę wspierania modernizacji, konkurencyjności i odporności gospodarki. Dla Polski kluczowe jest, aby większa elastyczność systemu szła w parze z lepszą ochroną przemysłu, sprawiedliwszym dostępem do finansowania i większą przewidywalnością reguł.

Wraz z rozbudową instrumentarium rośnie też znaczenie jakości zarządzania samym rynkiem. Im więcej w systemie pojawia się mechanizmów stabilizacyjnych, centralnych zakupów jednostek międzynarodowych, pochłaniania i nowych instrumentów finansowych, tym ważniejsze stają się przejrzystość decyzji, odpowiedzialność instytucjonalna oraz przewidywalność przyszłych interwencji. Rynek, którego uczestnicy nie potrafią ocenić przyszłych reguł podaży, gorzej spełnia funkcję długoterminowego sygnału inwestycyjnego.

Sama cena emisji nie zbuduje nowej energetyki

Najważniejszą lekcją ostatnich lat jest uznanie, że samo nałożenie kosztu na emisję dwutlenku węgla nie wystarczy do przeprowadzenia transformacji.

Przedsiębiorstwo nie zelektryfikuje produkcji, jeżeli nie otrzyma odpowiedniej mocy przyłączeniowej. Gospodarstwo domowe

13 Komisja Europejska, COM(2026) 616 final, 17 lipca 2026 r.; dokumenty towarzyszące do rewizji EU ETS. Projekt obejmuje m.in. instrument inwestycyjny finansowany z 400 mln uprawnień, dalszy rozwój Banku Dekarbonizacji Przemysłu oraz zwiększenie Funduszu Modernizacyjnego.

nie wymieni źródła ogrzewania, jeżeli nie ma kapitału, wykonawców i odpowiedniego czasu na przeprowadzenie inwestycji. Nowe źródła odnawialne nie obniżą kosztów całego systemu, jeżeli ich produkcja będzie ograniczana z powodu braku magazynów, elastycznego popytu i niewydolnej infrastruktury sieciowej.

Sama cena emisji nie przeprowadzi transformacji, jeśli przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe nie będą miały dostępu do infrastruktury, finansowania i odpowiednich technologii. Dlatego sygnał cenowy powinien wzmacniać realną zdolność do inwestowania, a nie jedynie zwiększać koszty działalności.

Komisja szacuje, że europejskie sieci elektroenergetyczne będą wymagały około 600 miliardów euro inwestycji do 2030 roku i około 1,2 biliona euro do 2040 roku. Nakłady te zostaną częściowo przeniesione do opłat sieciowych, które już obecnie stanowią przeciętnie około jednej czwartej rachunku gospodarstw domowych za energię elektryczną[14].

Dlatego najnowsze propozycje europejskie dotyczą nie tylko wytwarzania energii, lecz także inteligentnych liczników, cyfryzacji sieci, zarządzania danymi, magazynowania, elastyczności popytu, zasad przyłączeń i konstrukcji opłat. Komisja dostrzega również problem niewłaściwych relacji cenowych. Energia elektryczna jest dla europejskich przedsiębiorstw przeciętnie niemal trzykrotnie droższa od gazu, choć to właśnie elektryfikacja ma ograniczać zużycie paliw kopalnych[15].

Powstaje zatem potrzeba nowej sekwencji działań w polityce: najpierw infrastruktura, finansowanie i dostępne technologie, a następnie coraz silniejszy sygnał cenowy. Nie oznacza to rezygnacji z zasady „zanieczyszczający płaci". Oznacza natomiast uznanie, że cena emisji musi prowadzić do realnej możliwości inwestowania, a nie wyłącznie do wzrostu kosztów działalności.

Fałszywy rachunek: 3,5 biliona albo zero

Na tym tle szczególnie dobrze widać słabość części polskiej debaty. Kwota około 3,5 biliona złotych, która w uzasadnieniu do ostatnio ponownie zaproponowanego referendum przedstawiana była jako koszt polityki klimatycznej do 2040 roku, nie jest rachunkiem wystawionym Polsce przez Brukselę. Nie jest też stratą produktu krajowego brutto ani wydatkiem budżetu państwa. Jest sumą nakładów inwestycyjnych brutto w scenariuszu przyspieszonej transformacji opisanym w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu.

Nakłady te obejmują między innymi elektrownie, sieci, transport, budynki, ciepłownictwo, energetykę jądrową i inwestycje sektora prywatnego. Pozostawiają

14 Komisja Europejska, SWD(2026) 600 final i COM(2026) 600 final. Potrzeby inwestycyjne w europejskie sieci oszacowano na około 600 miliardów euro do 2030 roku i 1,2 biliona euro do 2040 roku; opłaty sieciowe stanowią przeciętnie 24-29% rachunku gospodarstw domowych.

15 Komisja Europejska, *Electrification Action Plan*, COM(2026) 595 final. Komisja wskazuje, że energia elektryczna jest przeciętnie niemal trzykrotnie droższa od gazu dla przedsiębiorstw i około dwa i pół raza droższa dla gospodarstw domowych.

więc w gospodarce aktywa, zdolności produkcyjne i przyszłe oszczędności.

Przedstawianie całych nakładów inwestycyjnych na transformację jako jej kosztu netto fałszuje rzeczywisty rachunek ekonomiczny. Polska i tak musi ponosić ogromne wydatki na modernizację energetyki i infrastruktury, dlatego kluczowe pytanie brzmi nie „ile kosztuje transformacja?", lecz jakie aktywa, oszczędności i przewagi rozwojowe pozostaną po tych inwestycjach.

Co najważniejsze, scenariusz oparty jedynie na już istniejących działaniach również wymaga ogromnych wydatków. Łączne nakłady w latach 2026–2040 wynoszą w nim około 2,717 biliona złotych. W scenariuszu przyspieszonym jest to około 3,460 biliona złotych. Różnica wynosi 742,7 miliarda złotych, a nie 3,5 biliona[16]. Nawet bez dodatkowego przyspieszenia Polska musi wymieniać starzejące się moce wytwórcze, rozwijać sieci, modernizować budynki i transport oraz dostosowywać gospodarkę do zmieniających się technologii i warunków rynkowych.

Nie wybieramy więc pomiędzy kosztowną transformacją a bezpłatnym utrzymaniem obecnego systemu. Polska musi inwestować niezależnie od polityki klimatycznej, ponieważ jej infrastruktura się starzeje, część elektrowni musi zostać zastąpiona, sieci wymagają rozbudowy, a przemysł musi odpowiadać na globalną zmianę technologiczną.

Przedstawianie całych nakładów jako kosztu netto przypominałoby uznanie budowy elektrowni, linii kolejowej albo fabryki za czystą stratę tylko dlatego, że wymaga wydania kapitału. Inwestycja obciąża bilans finansowy w momencie realizacji, ale pozostawia po sobie aktywa, zdolności produkcyjne, oszczędności operacyjne i przyszłe dochody.

Rzetelny rachunek transformacji musi więc obejmować co najmniej cztery elementy. Pierwszym są nakłady inwestycyjne. Drugim są przyszłe koszty operacyjne i oszczędności, w tym wydatki na paliwa. Trzecim są koszty zewnętrzne, takie jak skutki zanieczyszczenia powietrza, susz, powodzi i fal upałów, a tym samym wydatki na zbiorniki retencyjne, klimatyzatory itp. Czwartym są efekty rozwojowe, tj. produktywność, miejsca pracy, bezpieczeństwo energetyczne, wartość nowych aktywów i pozycja eksportowa gospodarki. Zestawienie całej wartości inwestycji z hipotetycznym kosztem zerowym nie jest analizą ekonomiczną. Jest zabiegiem politycznym.

EU ETS nie jest wyłącznie rachunkiem

Podobne uproszczenie dotyczy systemu handlu emisjami. EU ETS rzeczywiście tworzy koszty dla instalacji i może wpływać na ceny energii, szczególnie w gospodarce o wysokoemisyjnym miksie. Nie wolno jednak pomijać strony przychodowej.

W latach 2013–2025 Polska sprzedała około 851 milionów uprawnień, uzyskując łącznie około 31,6 miliarda euro. W samym 2025 roku

16 Aktualizacja Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu, Załącznik 5: *Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej*. Łączne nakłady inwestycyjne w latach 2026-2040 wynoszą 3 459,914 miliarda złotych w scenariuszu przyspieszonej transformacji oraz 2 717,253 miliarda złotych w scenariuszu opartym na istniejących działaniach. Różnica wynosi 742,661 miliarda złotych.

przychód wyniósł około 3,85 miliarda euro. Środki te nie znoszą kosztu systemu, ale powinny służyć ograniczaniu jego przyszłego ciężaru poprzez inwestycje w sieci, ciepłownictwo, przemysł, transport publiczny i modernizację budynków[17].

EU ETS nie jest wyłącznie źródłem kosztów – generuje także znaczące przychody, które mogą i powinny finansować modernizację energetyki, przemysłu i infrastruktury. Dlatego debata o systemie powinna dotyczyć przede wszystkim jego reformy i lepszego wykorzystania wpływów, a nie tworzenia iluzji, że jego odrzucenie usunie koszty energii i transformacji.

Jeżeli po kilkunastu latach funkcjonowania systemu obywatele nadal widzą przede wszystkim koszt uprawnienia, ale nie widzą elektrowni, sieci, transportu ani możliwości finansowych wynikających z przychodów aukcyjnych, oznacza to nie tylko problem europejskiej regulacji. Oznacza to również słabość krajowej polityki inwestycyjnej i komunikacyjnej.

System przyniósł przy tym realne redukcje. Emisje polskich instalacji objętych EU ETS zmniejszyły się pomiędzy 2005 a 2025 rokiem o około 29%. W tym samym czasie polska gospodarka rozwijała się, a od 1990 roku realny produkt krajowy brutto wzrósł ponad trzykrotnie.

17 KOBiZE, dane aukcyjne EU ETS. W latach 2013–2025 Polska sprzedała ok. 851,4 mln uprawnień, uzyskując ok. 31,6 mld euro; w 2025 r. ok. 3,85 mld euro.

Nie oznacza to, że obecna konstrukcja systemu jest optymalna. Poważna debata powinna jednak dotyczyć sposobu jego reformowania, a nie sprowadzać się do obietnicy bez pokrycia, że po jego odrzuceniu znikną koszty energii, paliw, modernizacji i emisji.

Koszt zaniechania również istnieje

Polityka klimatyczna nie jest bezkosztowa. Nie należy tego ukrywać ani zastępować językiem o samych korzyściach. System handlu emisjami celowo nakłada koszt na emisje, ponieważ zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci" część tego kosztu powinna zostać uwzględniona w rachunku podmiotu podejmującego decyzję emisyjną, a nie obciążać wyłącznie społeczeństwa, systemu ochrony zdrowia, rolnictwa i budżetu. Brak ceny nakładanej na emisję nie oznacza braku kosztu. Oznacza tylko jego inne rozłożenie.

Bank Światowy szacuje, że bez odpowiednich działań adaptacyjnych średnie roczne straty polskiego produktu krajowego brutto wynikające z fizycznych skutków zmian klimatu mogą wzrosnąć z około 0,37% w 2030 roku do 1,18% w 2050 roku w pesymistycznym scenariuszu „sucho i gorąco".

Dla przykładu ekstremalne susze z lat 2018–2020 dotknęły ponad 332 tysiące gospodarstw rolnych, a około 98% polskich użytków rolnych pozostaje zależnych od opadów. Nie jest to problem odległej przyszłości. Europejska Agencja Środowiska szacuje, że ekstremalne zjawiska pogodowe i klimatyczne spowodowały w Unii Europejskiej w latach 1980–2024 bezpośrednie straty gospodarcze rzędu 822 mld euro, przy czym ponad jedna

czwarta tej kwoty przypadła na zaledwie cztery ostatnie lata tego okresu[18].

Polityka klimatyczna ma swój koszt, ale koszt ma również zaniechanie – w postaci strat gospodarczych, zdrowotnych i społecznych wynikających ze skutków zmian klimatu. Dlatego rzetelny bilans nie może porównywać kosztu działania z zerowym kosztem braku działania, lecz powinien uwzględniać także długofalowe korzyści modernizacyjne i rozwojowe.

Po drugiej stronie bilansu znajdują się korzyści modernizacyjne. W tym samym raporcie modelowanie szybszej dekarbonizacji prowadzi do poziomu polskiego produktu krajowego brutto w 2050 roku co najmniej o 4% wyższego niż w scenariuszu kontynuacji dotychczasowej polityki. Skumulowane korzyści zdrowotne wynikające z poprawy jakości powietrza oszacowano na 106–143 miliardy dolarów, a zmiana struktury gospodarki mogłaby przynieść około 300 tysięcy miejsc pracy netto, chociaż ich rozmieszczenie nie będzie odpowiadało regionom i branżom tracącym zatrudnienie, co wymaga aktywnej polityki społecznej i regionalnej[19].

Nie oznacza to, że każdy projekt nazwany „zielonym" jest opłacalny ani że każde unijne tempo zmian jest właściwe dla Polski. Oznacza natomiast, że porównywanie kosztu działania z zerowym kosztem zaniechania jest ekonomiczną fikcją.

Czego wciąż nie dostrzegamy

Polska debata zbyt często utożsamia bezpieczeństwo energetyczne z dostępem do paliwa. Tymczasem coraz większe znaczenie mają sieci, elastyczność, magazyny, cyfrowe zarządzanie systemem, cyberbezpieczeństwo oraz zdolność do szybkiego przyłączania nowych odbiorców i źródeł.

Nie rozróżniamy również dywersyfikacji kierunków importu od zmniejszenia importochłonności gospodarki. Zakup gazu od bardziej wiarygodnego dostawcy jest ważnym osiągnięciem, ale nie chroni przed globalnym wzrostem jego ceny.

Polska transformacja energetyczna wymaga nie tylko pieniędzy i nowych technologii, lecz przede wszystkim sprawnego państwa zdolnego do koordynacji inwestycji, infrastruktury i polityki przemysłowej. Bez tego nawet duży potencjał technologiczny i dostępne środki nie przełożą się na większe bezpieczeństwo, niższą importochłonność ani rozwój krajowego przemysłu.

Zbyt często przedstawiamy koszt EU ETS jako zewnętrzną przyczynę polskich problemów, pomijając fakt, że nasza ekspozycja jest konsekwencją emisyjności krajowej energii. System wycenia różnicę, której sam nie stworzył.

Nie doceniamy również przemysłowego wymiaru transformacji. Polska posiada silne

18 EEA, *Economic losses from weather- and climate-related extremes in Europe*, [dostęp online].

19 Bank Światowy, *Krajowy Raport Klimatyczno-rozwojowy: Polska*, 2024. Raport przedstawia modelowe skutki szybszej dekarbonizacji i adaptacji, w tym możliwość osiągnięcia w 2050 roku produktu krajowego brutto wyższego o co najmniej 4%, korzyści zdrowotne o wartości 106–143 miliardów dolarów oraz około 300 tysięcy miejsc pracy netto.

kompetencje w produkcji baterii, autobusów elektrycznych, komponentów energetyki wiatrowej, pomp ciepła, recyklingu i technologii materiałowych. Bank Światowy plasuje Polskę wysoko pod względem potencjału rozwoju złożonych, niskoemisyjnych produktów[20]. Zamiast sprowadzać transformację do kosztu zgodności z prawem, powinniśmy traktować ją jako możliwość rozbudowy krajowego przemysłu.

Największym wyzwaniem pozostaje jednak zdolność państwa do działania. Dostępność środków finansowych nie wystarczy, jeżeli procesy przyłączeniowe, wydawanie pozwoleń, planowanie przestrzenne i przygotowanie projektów będą trwały latami. Nie wystarczy również przyjąć cele, jeżeli polityki energetyczna, przemysłowa, klimatyczna i społeczna będą prowadzone w oddzielnych silosach.

Polska potrzebuje inteligentniejszej transformacji

Polska nie potrzebuje bezkrytycznej akceptacji wszystkich propozycji Komisji. Powinna twardo negocjować bardziej przewidywalny system handlu emisjami, większe finansowanie, ochronę przemysłu do czasu potwierdzenia skuteczności granicznego mechanizmu węglowego oraz ukierunkowane zabezpieczenia społeczne.

Powinna także domagać się, aby dochody z EU ETS były w sposób widoczny i skuteczny przeznaczane na inwestycje tam, gdzie powstają największe koszty. Zanim gospodarstwa domowe otrzymają pełny sygnał cenowy wynikający z nowego systemu dla budynków i transportu, muszą uzyskać dostęp do finansowania, technologii i realnych alternatyw.

Polska potrzebuje transformacji nie mniej ambitnej, lecz lepiej zaprojektowanej – przewidywalnej, sprawiedliwie finansowanej i podporządkowanej strategicznym interesom państwa. Największym ryzykiem może się bowiem okazać nie koszt samej transformacji, lecz koszt jej opóźnienia dla bezpieczeństwa, konkurencyjności i pozycji polskiego przemysłu.

Nie chodzi więc o mniej ambitną politykę klimatyczną. Chodzi o politykę lepiej zaprojektowaną, sprawiedliwiej finansowaną i podporządkowaną strategicznym interesom państwa. Ma to znaczenie nie tylko dla finansowania transformacji, ale również dla jej społecznej legitymizacji[21]. Poparcie dla tych instrumentów jest większe, gdy obywatele wiedzą, na co przeznaczane są środki, a szczególnie gdy finansują one widoczne inwestycje. Nie wystarczy więc pobierać opłaty za emisję. Trzeba również pokazywać, w jaki sposób uzyskane środki zwiększają zdolność gospodarstw domowych i przedsiębiorstw do ograniczania emisji.

20 Bank Światowy, *Krajowy Raport Klimatyczno-rozwojowy: Polska*, 2024. Raport wskazuje polskie kompetencje między innymi w produkcji baterii, autobusów elektrycznych, komponentów energetyki wiatrowej, pomp ciepła, recyklingu i technologii perowskitowych oraz wysoką pozycję Polski w rankingu potencjału zielonej złożoności gospodarczej.

21 Opublikowana w 2024 r. metaanaliza 70 badań sondażowych, obejmujących ponad 113 tys. respondentów w 26 państwach, wskazuje, że sposób wykorzystania wpływów z wyceny emisji wpływa na akceptację tych instrumentów. Zob, Mohammadzadeh Valencia, F., Mohren, C., Ramakrishnan, A. et al. *Public support for carbon pricing policies and revenue recycling options: a systematic review and meta-analysis of the survey literature*. npj Climate Action 3, 74 (2024), [dostęp online].

Transformacja sektora energetycznego nie uwolni Polski od wszystkich zależności. Może jednak zasadniczo zmniejszyć podatność gospodarki na wojny, szantaż surowcowy i globalne skoki cen paliw. Może również zdecydować o tym, czy polski przemysł pozostanie częścią europejskich łańcuchów wartości, czy będzie stopniowo tracił konkurencyjność z powodu wysokiej emisyjności energii.

Największym ryzykiem dla Polski może się więc okazać nie koszt transformacji, lecz koszt jej opóźnienia. ■

O AUTORZE

Robert Jeszke – Zastępca Dyrektora ds. Zarządzania Emisjami w Instytucie Ochrony Środowiska – Państwowym Instytucie Badawczym (IOS-PIB) i Kierownik Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE). Od ponad 20 lat zajmuje się polityką klimatyczno-energetyczną i zrównoważonym rozwojem. Założyciel Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE), koordynator wielu projektów LIFE i Horyzont, ekspert rządowy podczas negocjacji pakietu klimatyczno-energetycznego UE w 2008 r. i jego dotychczasowego wdrażania. Współautor architektury mechanizmu finansowania w Polsce ochrony klimatu – *Green Investment Scheme* (GIS). Polski Ekspert Krajowy ds. Oceny Polityk i Działań na liście ekspertów UNFCCC oraz wielokrotny Członek Delegacji Rządowej na COP. Wykładowca Akademii Leona Koźmińskiego, Redaktor Naczelny „Raportu z rynku CO2", autor licznych analiz oraz publikacji o polityce energetyczno-klimatycznej i handlu emisjami.

Od zielonej energii do nowego przemysłu – regiony w centrum transformacji



Olgierd Geblewicz
Marszałek Województwa Zachodniopomorskiego, Prezes Zarządu Związku Województw RP

Transformacja energetyczna to nie tylko zmiana źródeł wytwarzania energii, lecz także szansa na przebudowę gospodarek regionalnych i rozwój nowych gałęzi przemysłu. Dostęp do zielonej energii może przyciągać strategiczne inwestycje, ale trwała przewaga konkurencyjna wymaga również budowy krajowych łańcuchów dostaw, kompetencji technologicznych i nowych miejsc pracy. Jaką rolę powinny odegrać w tym procesie samorządy województw i w jaki sposób Polska może wykorzystać transformację do wzmocnienia własnego potencjału przemysłowego?

Zachęcamy do zapoznania się ze stanowiskiem Konwentu Przewodniczących Sejmików Województw RP z dnia 17 września 2026 r. w sprawie wzmocnienia roli regionów w procesie transformacji energetycznej.

Rozmowę prowadzi Marcin Wandałowski – redaktor publikacji Kongresu Obywatelskiego.

Jak postrzega Pan rolę samorządów wojewódzkich w planowaniu transformacji energetycznej? Czy regiony powinny otrzymać większe kompetencje planistyczne i koordynacyjne w tym obszarze?

Transformacja energetyczna jest wyzwaniem zarówno dla całej Polski, jak i dla województw, przedsiębiorstw czy wreszcie obywateli. Musimy pamiętać, że nasz kraj jest duży, a dotychczasowe doświadczenia pokazują, że wielu wyzwaniom rozwojowym udawało się skuteczniej sprostać wtedy, gdy regiony dysponowały odpowiednimi kompetencjami. Tak było chociażby w przypadku przewozów regionalnych, ochrony zdrowia czy transformacji gospodarczej, w której samorządy województw odegrały istotną rolę, m.in. poprzez tworzenie centrów obsługi inwestorów i eksporterów, aktywne przyciąganie inwestycji i zmienianie polskiej rzeczywistości gospodarczej.

Z tego względu nie sądzę, aby można było skutecznie i efektywnie przeprowadzić transformację energetyczną bez silnego zaangażowania regionów. Ich znaczenie dostrzega również Komisja Europejska. Przykładem jest Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (*Just Transition Fund*), którego

celem jest łagodzenie społeczno-gospodarczych skutków transformacji. Jego wsparcie kierowane jest właśnie do regionów – w szczególności tych, których struktura gospodarcza była silnie związana z wydobyciem węgla. Musimy przy tym pamiętać, że transformacja energetyczna i jej konsekwencje będą wyglądały zupełnie inaczej na Śląsku, a inaczej na Pomorzu Zachodnim – potrzebujemy podejścia uwzględniającego specyfikę poszczególnych regionów.

Transformacja energetyczna jest często przedstawiana przede wszystkim w kontekście polityki klimatycznej. Tymczasem staje się ona również istotnym elementem polityki przemysłowej, bezpieczeństwa i budowania konkurencyjności gospodarki…

Nie mamy już dziś wątpliwości, że silne państwo powinno być niezależne energetycznie. Energetyka oparta na kurczących się europejskich zasobach węgla czy gazu nie będzie w stanie zapewnić naszemu kontynentowi, jego państwom i regionom bezpieczeństwa. To pierwszy, niezwykle istotny wymiar transformacji energetycznej.

Drugim jest konkurencyjność gospodarki. Odpowiednio dobrany miks energetyczny, oparty na odnawialnych źródłach energii i energetyce jądrowej, pozwala utrzymywać ceny energii na stosunkowo niskim poziomie, a to bezpośrednio przekłada się na konkurencyjność przedsiębiorstw. Pamiętajmy również, że przy wielu inwestycjach banki, które je finansują, wymagają od inwestorów korzystania z zielonej energii. Kwestie ESG potrafią odgrywać dziś istotną rolę przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

Coraz częściej pojawiają się pytania, czy przechowywanie i przetwarzanie danych na amerykańskich czy dalekowschodnich serwerach jest bezpieczne z punktu widzenia państwa, przedsiębiorstw i samych użytkowników. Rozwój własnej infrastruktury tego rodzaju będzie więc jednym z kluczowych wyzwań stojących przed Europą – głęboko wierzę, że nastąpi on również w Polsce.

Czy dostęp do odpowiedniej ilości energii, zwłaszcza zielonej, będzie również decydował o możliwości rozwoju nowych, strategicznych gałęzi gospodarki w polskich regionach?

Z pewnością będzie to jeden z istotnych czynników, szczególnie w przypadku branż, które zużywają bardzo duże ilości energii. Dobrym przykładem są centra danych, których znaczenie rośnie wraz z postępującą cyfryzacją gospodarki i rozwojem sztucznej inteligencji. Tego rodzaju obiekty wymagają ogromnych ilości energii, a jednocześnie stają się coraz ważniejszym elementem infrastruktury krytycznej.

Dochodzi do tego kwestia bezpieczeństwa i niezależności w zakresie przechowywania oraz przetwarzania danych. Coraz częściej pojawiają się pytania, czy korzystanie z serwerów amerykańskich lub dalekowschodnich jest bezpieczne z punktu widzenia państwa, przedsiębiorstw i samych użytkowników. Dlatego rozwój własnej infrastruktury będzie jednym z ważnych wyzwań stojących przed

Europą. Widzimy już, że centra danych intensywnie rozwijają się chociażby w Hiszpanii czy Francji.

Głęboko wierzę, że podobny rozwój nastąpi również w Polsce. Warunkiem będzie jednak zapewnienie dostępu do dużych ilości energii, najlepiej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Dlatego regiony dysponujące takim potencjałem mogą zyskać istotny atut w przyciąganiu inwestycji z nowych, strategicznych sektorów gospodarki.

Wspomniał Pan, że dostęp do relatywnie taniej, zielonej energii staje się jednym z czynników decydujących o lokalizacji nowoczesnych gałęzi gospodarki. Czy – w tym kontekście – dostrzega Pan rosnącą rywalizację między polskimi regionami w obszarze transformacji energetycznej?

Konkurencja między regionami istniała zawsze i uważam, że jest zjawiskiem pozytywnym. Nie chodzi przecież o to, żeby wzajemnie podbierać sobie inwestorów, ale żeby przygotowywać dla nich coraz lepsze oferty inwestycyjne. Rywalizacja sprzyja również wymianie doświadczeń.

Dobrym przykładem jest rozwój lądowej energetyki wiatrowej – jako województwo zachodniopomorskie od początku byliśmy liderem w tym obszarze. Pierwsza farma wiatrowa powstała u nas, w rejonie Darłowa, w 2001 roku, czyli dokładnie ćwierć wieku temu. Przez wiele lat nosiliśmy „żółtą koszulkę lidera". Był czas, kiedy na Pomorzu Zachodnim powstawało zdecydowanie ponad 30 proc. polskiej zielonej energii. Dziś nasz udział spadł poniżej 20 proc. i choć nadal jesteśmy największym producentem energii z wiatru, widzimy, że kolejne regiony również dostrzegły potencjał tej technologii i tworzą coraz lepsze warunki do jej rozwoju.

To bardzo pozytywne zjawisko, ponieważ w stosunkowo krótkim czasie Polska zdołała znacząco zwiększyć moc zainstalowaną w odnawialnych źródłach energii. Konkurencja między regionami przyczynia się więc do rozwoju całego kraju.

Samorządy regionalne powinny być aktywnymi partnerami zarówno rządu, jak i koncernów energetycznych, które zamykają swoje dotychczasowe zakłady. Musimy wspólnie szukać sposobów, aby negatywne skutki transformacji przekuwać w nowe możliwości rozwojowe.

Transformacja energetyczna oznacza jednak nie tylko nowe inwestycje, ale również zamykanie niektórych dotychczasowych zakładów i utratę miejsc pracy. Jak duże wyzwanie stanowią dla regionów tego typu procesy?

Transformacja energetyczna będzie powodowała również turbulencje, szczególnie w regionach tradycyjnie związanych z węglem, takich jak Śląsk. Problem ten nie dotyczy jednak wyłącznie południa Polski. Na Pomorzu Zachodnim również znamy negatywne konsekwencje transformacji z własnego doświadczenia.

Przykładem jest Elektrownia Dolna Odra koło Gryfina, gdzie wygaszana jest produkcja energii

z węgla. Jeszcze nie tak dawno elektrownia zatrudniała około dwóch tysięcy pracowników, tymczasem w jej nowej części gazowej pracuje około 70 osób. To pokazuje skalę społecznych konsekwencji takich zmian. Oczywiście pracownicy odchodzą w ramach odpowiednich programów, otrzymując rekompensaty, ale nie zmienia to faktu, że region traci znaczącą liczbę miejsc pracy.

Dlatego uważam, że samorządy regionalne powinny być aktywnymi partnerami zarówno rządu, jak i koncernów energetycznych, które zamykają swoje dotychczasowe zakłady. Musimy wspólnie szukać sposobów, aby negatywne skutki transformacji przekuwać w nowe możliwości rozwojowe.

Czy tereny po wygaszanych elektrowniach mogłyby zatem stać się miejscem nowych inwestycji przemysłowych?

To właśnie jeden z postulatów, które skierowałem do koncernu energetycznego odpowiedzialnego za Elektrownię Dolna Odra. Uważam, że samorządy województw powinny być aktywnymi partnerami, a nawet udziałowcami spółek tworzących w takich miejscach parki przemysłowe czy parki nowych technologii.

Zamierzam promować to rozwiązanie również w innych regionach. Tereny po elektrowniach to często obszary liczące po kilkaset hektarów, które wymagają rekultywacji, chociażby ze względu na znajdujące się tam pozostałości po spalaniu węgla. Należałoby je odpowiednio przygotować, uzbroić i stworzyć przejrzystą ofertę inwestycyjną dla przedsiębiorstw z nowych branż. Mogłyby tam powstawać na przykład centra danych, ale również zakłady reprezentujące inne sektory gospodarki.

Chodzi o to, żeby miejsca, które przez dziesięciolecia były ważnymi ośrodkami gospodarczymi, nadal nimi pozostawały i tworzyły nowe miejsca pracy, nawet jeśli nie będą już związane z wytwarzaniem energii. Koncerny energetyczne nie mają dużego doświadczenia w przygotowywaniu tego rodzaju ofert inwestycyjnych. Samorządy województw, dysponujące m.in. centrami obsługi inwestorów i eksporterów, mają natomiast odpowiednie kompetencje i doświadczenie. Dlatego tak ważne jest ich silne włączenie w ten proces.

Lista branż, które zużywają dużo energii i chcą lokować swoje inwestycje blisko miejsc jej wytwarzania, jest stosunkowo ograniczona. Jedną z nich jest produkcja zielonego wodoru. W Europie nadal nie osiągnęła ona dużej skali i można powiedzieć, że pozostaje na etapie eksperymentowania. Wierzę jednak, że jeśli uda się zwiększyć efektywność tych technologii, sektor ten może zacząć się dynamicznie rozwijać, także w polskich regionach.

Jakiego typu energochłonne inwestycje – oprócz wspomnianych przez Pana centrów danych – mogłyby powstawać w polskich regionach, szczególnie tam, gdzie dostępne są duże ilości zielonej energii?

Lista branż, które zużywają dużo energii i chcą lokować swoje inwestycje blisko miejsc jej wytwarzania, jest stosunkowo ograniczona. Jedną z nich jest produkcja zielonego wodoru.

W Europie nadal nie osiągnęła ona dużej skali i można powiedzieć, że pozostaje na etapie eksperymentowania. Wierzę jednak, że jeśli uda się zwiększyć efektywność tych technologii, sektor ten może zacząć się dynamicznie rozwijać, także w polskich regionach.

Musimy mieć świadomość, że rozwój OZE w pewnym momencie napotka ograniczenia, jeżeli nie będziemy równolegle zwiększać lokalnego zapotrzebowania na energię.

Niedawno odbyłem też bardzo interesujące spotkanie z firmą, która promuje ideę odbudowy w Polsce zdolności produkcyjnych i przetwórczych w przemyśle stalowym. W obliczu zagrożeń dla globalnych łańcuchów dostaw, związanych z konfliktami zbrojnymi czy rosnącą presją gospodarczą ze strony Dalekiego Wschodu, powinniśmy rozważać rozwój własnego potencjału w tym zakresie. Nie chodzi jednak o tradycyjne, wysokoemisyjne huty, lecz o nowoczesną, zieloną hutę stali, wykorzystującą energię elektryczną, w tym nadwyżki produkcji z farm wiatrowych. To bardzo ciekawa koncepcja, która dziś może wydawać się nieco abstrakcyjna. Niewykluczone jednak, że wraz ze wzrostem zapotrzebowania na stal i rosnącymi obawami o zależność od dostaw z Chin czy Indii dojrzeje również decyzja o realizacji tego rodzaju strategicznych inwestycji w Polsce.

W tym kontekście nadwyżki energii mogą stać się istotnym atutem rozwojowym regionów. Na Pomorzu Zachodnim już dziś produkujemy więcej zielonej energii, niż sami zużywamy – w ubiegłym roku jej produkcja odpowiadała około 130 proc. regionalnego zużycia energii elektrycznej. A ponieważ kolejne projekty OZE są nadal rozwijane, potencjał ten będzie się zwiększał. W przyszłości może on zostać wykorzystany właśnie do zasilania nowych, energochłonnych gałęzi przemysłu.

Pomorze Zachodnie od lat jest liderem energetyki wiatrowej w Polsce, a dziś – jak sam Pan wspomniał – dysponuje również nadwyżkami zielonej energii. Jak przekuć tę przewagę energetyczną w trwałą przewagę gospodarczą i przemysłową regionu?

Musimy mieć świadomość, że rozwój OZE w pewnym momencie napotka ograniczenia, jeżeli nie będziemy równolegle zwiększać lokalnego zapotrzebowania na energię. Dlatego jako pierwsi w Polsce przygotowaliśmy raport analizujący atrakcyjność inwestycyjną Pomorza Zachodniego pod kątem przyciągania nowych, energochłonnych inwestycji. Postrzegam to jako kolejny etap unowocześniania naszej gospodarki.

Oczywiście pojawiają się głosy, że np. centra danych nie będą tworzyły rozbudowanych lokalnych łańcuchów dostaw ani dużej liczby miejsc pracy, ponieważ większość technologii przyjedzie z zagranicy. Podobne argumenty słyszałem jednak, kiedy zaczynaliśmy rozwijać energetykę wiatrową. Pierwsze turbiny rzeczywiście sprowadzaliśmy z Danii czy Niemiec, a dzisiaj to z Pomorza Zachodniego gondole i łopaty turbin trafiają na Bałtyk, Morze Północne i rynki całego świata.

W ten sposób, przyciągając pierwsze inwestycje, stopniowo budowaliśmy własne kompetencje i całe zaplecze przemysłowe.

Wierzę, że podobnie może być z centrami danych i innymi nowoczesnymi branżami. Ich obecność może z czasem prowadzić do rozwoju lokalnych łańcuchów dostaw i usług, a tym samym – do dalszego unowocześniania polskiej gospodarki.

Jak zatem skuteczniej włączać regionalne małe i średnie przedsiębiorstwa do nowych łańcuchów dostaw, szczególnie w kontekście inwestycji w morską energetykę wiatrową?

To proces, którym trzeba coraz bardziej świadomie zarządzać. Mamy świadomość, że polskie firmy nie zawsze dysponują jeszcze kompetencjami pozwalającymi na samodzielne wytwarzanie tak skomplikowanych urządzeń jak gondola turbiny wiatrowej. Dlatego tak ważna jest rola dużych inwestorów i zamawiających. Koncerny takie jak Orlen czy PGE powinny wywierać presję na swoich kontrahentów, aby jak największa część komponentów wykorzystywanych w energetyce wiatrowej – zarówno lądowej, jak i morskiej – powstawała w Polsce.

Nie zawsze musi to oznaczać produkcję realizowaną przez przedsiębiorstwa z polskim kapitałem. Jeżeli duński Vestas inwestuje w fabrykę w Szczecinie, zatrudnia polskich pracowników, płaci tutaj podatki i korzysta z usług krajowych firm transportowych czy logistycznych, to również przynosi wymierne korzyści naszej gospodarce. Chodzi jednak o to, aby stopniowo zwiększać udział komponentów produkowanych w naszym kraju – od najprostszych elementów, takich jak śruby czy przewody, po bardziej zaawansowane systemy. Im więcej takich części będzie powstawało w Polsce, tym większa część środków przeznaczanych na transformację energetyczną pozostanie w naszej gospodarce.

Koncerny takie jak Orlen czy PGE, uczestniczące w budowie krajowego potencjału energetyki wiatrowej powinny wywierać presję na swoich kontrahentów, aby jak największa część wykorzystywanych komponentów, zarówno w energetyce lądowej, jak i morskiej, powstawała w Polsce.

Pamiętajmy też, że inwestorzy lokują dziś swoje zakłady w Polsce między innymi ze względu na skalę naszego programu morskiej energetyki wiatrowej. Powstające tutaj fabryki nie muszą jednak obsługiwać wyłącznie polskich inwestycji. Turbiny produkowane w Szczecinie trafiają już do projektów na Bałtyku, a zakłady te mogą również zdobywać zamówienia na Morzu Północnym i innych rynkach.

Czy rozwijając *local content* w energetyce odnawialnej, samorządy powinny koncentrować się przede wszystkim na włączaniu firm ze swojego regionu, czy szerzej – na zwiększaniu udziału polskich przedsiębiorstw w łańcuchach dostaw?

Kiedy w regionie powstaje nowa fabryka, korzystają na tym również lokalne przedsiębiorstwa, choć niekoniecznie są to firmy mające siedzibę właśnie w tym województwie. Przykładowo przedsiębiorstwa z Dolnego Śląska mogą prowadzić swoje oddziały na Pomorzu Zachodnim. Ostatecznie więc na takich inwestycjach korzysta cała polska gospodarka.

Jesteśmy już dojrzałym uczestnikiem międzynarodowej gospodarki i powinniśmy dążyć do tego, aby zagraniczni inwestorzy, którzy lokują u nas swoje zakłady, w jak największym stopniu korzystali z usług polskich przedsiębiorstw. Nie chodzi przy tym o zniechęcanie kapitału zagranicznego ani stawianie mu jakichkolwiek barier. Oczywiście jako marszałek województwa zachodniopomorskiego zawsze będę zabiegał o to, aby jak najwięcej zamówień trafiało do firm z naszego regionu, podobnie jak marszałek dolnośląski będzie wspierał przedsiębiorstwa z Dolnego Śląska. To uczciwe i naturalne, ale nie powinno ograniczać współpracy gospodarczej.

Pozostając w temacie *local content* – w jakim stopniu państwo powinno aktywnie wspierać udział polskich firm w inwestycjach energetycznych, a w jakim pozostawić ten proces mechanizmom rynkowym? Gdzie przebiega granica między interwencją państwa a konkurencją rynkową?

Duże projekty energetyczne powstają w znacznej mierze dzięki kredytom, które ostatecznie spłacamy jako odbiorcy energii. Można więc powiedzieć, że realizowane są za nasze wspólne pieniądze. Dlatego powinniśmy wymagać od koncernów energetycznych, aby wszędzie tam, gdzie dysponujemy odpowiednimi kompetencjami i technologiami, korzystały z usług polskich przedsiębiorstw.

Tam, gdzie nie mamy jeszcze kompetencji do samodzielnego wytwarzania gotowych produktów, powinniśmy wymagać od głównych wykonawców, aby jasno wykazywali, ilu polskich producentów i usługodawców angażują na kolejnych poziomach łańcucha dostaw. Udział krajowych poddostawców powinien być jednym z kryteriów premiowanych przy rozstrzyganiu kontraktów.

Oczywiście wszystko musi odbywać się w granicach rozsądku, również pod względem kosztów. Nie możemy doprowadzić do sytuacji, w której wybieramy znacznie droższych dostawców tylko dlatego, że są z Polski, a później wszyscy płacimy więcej za energię. Potrzebujemy więc zrównoważonego podejścia. Natomiast tam, gdzie nie mamy jeszcze kompetencji do samodzielnego wytwarzania gotowych produktów, powinniśmy wymagać od głównych wykonawców, aby jasno wykazywali, ilu polskich producentów i usługodawców angażują na kolejnych poziomach łańcucha dostaw. Udział krajowych poddostawców powinien być jednym z kryteriów premiowanych przy rozstrzyganiu kontraktów.

Z uznaniem obserwuję, że w ostatnim roku wypracowano kodeks dobrych praktyk dla dużych spółek państwowych i że model ten jest coraz szerzej wdrażany. W pierwszej fazie rozwoju polskiego *offshore'u* byliśmy traktowani trochę jak młodszy partner, choć to my finansowaliśmy te inwestycje. Pozostawienie zagranicznym wykonawcom decyzji o wyborze poddostawców sprawiło, że udział polskiego *local content* wynosił około 20 proc. Uważam, że dzięki konsekwentnemu monitorowaniu tego udziału i egzekwowaniu odpowiednich wymagań możemy osiągnąć 40 proc., a być może nawet przekroczyć 50 proc.

Skoro bowiem przeznaczamy na transformację energetyczną tak duże środki, mamy prawo

oczekiwać, że realizujące ją polskie koncerny będą dbały również o interes krajowej gospodarki. Nie chodzi tylko o to, ile pieniędzy pozostanie w Polsce, ale także o kompetencje i technologie, które dzięki tym inwestycjom zdobędą nasze przedsiębiorstwa. W przyszłości będą mogły wykorzystywać je również do ekspansji na rynki zagraniczne. ■

O ROZMÓWCY

Olgierd Geblewicz – polski samorządowiec, od 2010 roku Marszałek Województwa Zachodniopomorskiego. Prezes Zarządu Związku Województw Rzeczypospolitej Polskiej. Członek Europejskiego Komitetu Regionów, w latach 2020–2025 przewodniczący frakcji Europejskiej Partii Ludowej. W latach 2010–2011 i 2022–2023 przewodniczący Konferencji Współpracy Subregionalnej Państw Morza Bałtyckiego (BSSSC). Magister prawa i ekonomii. Karierę zawodową rozpoczął od pracy w banku, następnie przez 13 lat pracował w sektorze gospodarki komunalnej, w tym przez prawie 4 lata pełnił funkcję Prezesa ZWiK w Szczecinie, obecnie zasiada w Radzie Nadzorczej GWIK sp. z o.o. w Goleniowie.

Dwie szachownice polskiej energetyki – bezpieczeństwo dziś, większa niezależność jutro



Wojciech Jakóbik
Prowadzący kanał Energy Drink i założyciel Ośrodka Bezpieczeństwa Energetycznego

Polska polityka energetyczna musi dziś godzić dwa cele, które nie zawsze dają się łatwo połączyć: krótkoterminowe bezpieczeństwo dostaw oraz długoterminową suwerenność energetyczną. Kryzysy ostatnich lat pokazały, że odporność systemu wymaga nie tylko dywersyfikacji i utrzymywania rezerwowych mocy, lecz także własnych zasobów, infrastruktury i zdolności przemysłowych. Jednocześnie trwałe uniezależnienie się od zewnętrznych ryzyk będzie wymagało rozwoju energetyki jądrowej, OZE, technologii niskoemisyjnych i krajowych kompetencji. Skuteczna polityka musi więc jednocześnie zabezpieczać teraźniejszość i budować fundamenty przyszłej niezależności.

Polska w polityce energetycznej musi grać na dwóch szachownicach naraz, godząc krótkoterminowy interes zapewnienia bezpieczeństwa dostaw z długoterminowym celem zwiększenia suwerenności energetycznej. Takie są wnioski z kryzysu energetycznego.

Kryzys zmienił reguły gry

Rozważania na temat polityki energetycznej Polski należy zacząć od konstatacji, że jest ona obecnie realizowana w realiach innych niż w poprzedniej dekadzie. Umowny kryzys energetyczny obejmuje co najmniej trzy następujące po sobie zjawiska.

Po pierwsze, pandemia COVID-19 z 2020 roku, która napięła łańcuchy dostaw i podniosła koszty inwestycji. To zjawisko z początku obecnej dekady spowodowało na przykład okresowe odwrócenie krzywej kosztów niektórych technologii transformacji energetycznej. Widać to po spadku rentowności energetyki wiatrowej na morzu, tak istotnej w strategii energetycznej Polski. Pandemia pokazała dwa problemy: zależność Zachodu od produkcji w Chinach, szczególnie widoczną w sektorze energetyki odnawialnej, a także degradację własnych zasobów w Europie. Schyłek przemysłu węglowego i gazowego nie został uzupełniony rozwojem zielonego przemysłu. Zmiana gospodarcza wywołana transformacją energetyczną doprowadziła do przeniesienia

środka ciężkości produkcji technologii energetycznych poza Europę, do Chin. Stąd bierze się triumf koncepcji suwerenności energetycznej, która każe przykładowo Francji zapowiadać z jednej strony renesans energetyki jądrowej i renowację reaktorów, a z drugiej – budowę zielonych mocy produkcyjnych. To podstawa nowego etatyzmu w gospodarce energetycznej, który zrodził liczne akty prawne mające napędzać inwestycje, takie jak Net-Zero Industry Act.

Po drugie, kryzysy energetyczny i paliwowy, a właściwie ograniczenie dostępności surowców wywołane najpierw wojną Rosji w Ukrainie a następnie wojną Stanów Zjednoczonych i Izraela z Iranem, które pokazały wagę fizycznego bezpieczeństwa dostaw energii oraz surowców. Pewnym dostawcą może być ten, kto „trzyma rękę na kurku", kontroluje szlak dostaw lub ma własne zasoby niezależne od zdarzeń na arenie międzynarodowej. To triumf koncepcji budowy w Polsce hubu na nierosyjski gaz, ale także ważna korekta w planowaniu transformacji energetycznej.

Docelowo najlepiej porzucić wszelkie paliwa kopalne, ale jeśli nie da się tego zrobić tu i teraz, to w kryzysie warto polegać na własnych zasobach. To kamyczek do ogródka Polaków, którzy od dekad debatują o energetyce jądrowej, ale wciąż nie doszło do podpisania umowy na budowę reaktorów, tymczasem konieczność zapełnienia luki wytwórczej, czyli tak zwanego niedoboru elektrowni, nie przełożyła się na wystarczające tempo budowy nowych mocy. Stąd bierze się konieczność doraźnego wydłużania mechanizmu wsparcia energetyki konwencjonalnej, niezależnej od pogody, czyli rynku mocy, a także stanięcia w długiej kolejce po turbiny gazowe, mające lepiej współpracować z energetyką odnawialną.

Kryzysy ostatnich lat pokazały, że polityka energetyczna nie może być oparta wyłącznie na efektywności kosztowej – równie ważne stały się odporność, własne zasoby, rezerwy i bezpieczeństwo infrastruktury. W nowych realiach państwo musi być gotowe ponosić wyższe koszty, jeśli w zamian zyskuje większą suwerenność i zdolność do działania w warunkach zakłóceń.

Po trzecie, kryzys militarny, widoczny najpierw na Ukrainie w 2022 roku, a potem w Iranie w 2026 roku, a także stała groźba rozwinięcia się kolejnego kryzysu wokół Tajwanu uświadamiający znaczenie nadmiarowości. Wolny rynek nie wysyła odpowiednich sygnałów. Chiny tworzą strategię energetyczną opartą na własnych zasobach oraz zapasach energii i surowców, Unia Europejska apeluje o gromadzenie odpowiednich rezerw przed każdym sezonem grzewczym, a kraje zachodnie projektują powrót do wydobycia surowców krytycznych i węglowodorów. Rezerwy mają zapewnić odporność na wypadek kryzysu. Dochodzi do przełomu w postaci ustanowienia w pakiecie unijnym REPowerEU regulacyjnego celu odejścia od gazu z Rosji, ze względów bezpieczeństwa, do listopada 2027 roku. Na to należy nałożyć warstwę inwestycji na rzecz bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej. W takiej rzeczywistości bezpieczeństwo

wygrywa z prostymi obliczeniami z Excela, a państwo wkracza tam, gdzie rachunek ekonomiczny nie wystarcza do wzmocnienia odporności. Kalkulacje w okresie kryzysu bezpieczeństwa są inne niż w poprzedniej dekadzie gospodarczego optymizmu, który zrodził założenie, że społeczeństwa zachodnie będą gotowe ponosić ekonomiczne koszty transformacji energetycznej w nadziei na nowy dobrobyt. Dla Polski oznacza to miliardowe inwestycje, na przykład w pływający terminal LNG w Zatoce Gdańskiej albo ochronę infrastruktury na Bałtyku we współpracy z sojusznikami z NATO.

Transformacja energetyczna powinna prowadzić do realnej suwerenności, a nie do zastąpienia zależności od rosyjskich surowców zależnością od chińskich technologii i łańcuchów dostaw. Dla Polski oznacza to szansę na wykorzystanie własnych zasobów, kompetencji przemysłowych i wpływu na politykę unijną do budowy większej autonomii energetycznej całego Zachodu.

Jest to jednak dopiero pierwsza z dwóch szachownic, na których toczy się gra o bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju.

Druga szachownica: suwerenność bez nowych zależności

Druga szachownica pozostaje niezmienna, bo zarówno podczas pierwszego kryzysu naftowego z lat siedemdziesiątych XX wieku, jak i w czasach kryzysowych drugiej dekady XXI wieku rozwiązanie docelowe pozostaje takie samo.

Trzy trendy opisane powyżej nie unieważniają znaczenia usunięcia paliw kopalnych z gospodarki. Nie jest jeszcze jasne, kiedy ani jakie technologie nam na to pozwolą. Natomiast inwestycje w tym kierunku będą się długofalowo zwracać. Widać to po działaniach Chin, które trudno posądzać o altruistyczną politykę klimatyczną. Elementem ich strategii na rzecz odporności i niezależności jest rozwój zielonej gospodarki, która zmniejsza zapotrzebowanie na paliwa z importu.

Ślepe podążanie za wzorcem z Chin to jednak recepta na wpadnięcie z deszczu zależności od rosyjskiego gazu, który w Polsce udało się całkowicie porzucić, pod rynnę zależności od zielonej dominacji Państwa Środka. Chińczycy kontrolują większość mocy wydobywczych surowców krytycznych i ich przerobu, a także eksport zielonych technologii – od magazynów energii, przez samochody elektryczne, po komponenty energetyki odnawialnej.

Receptą nie jest zatem przepięcie gospodarki Zachodu na nowy model zależności, ale budowa autonomii w tym zakresie. Prowadzi to do wniosków zaskakujących dla Polski, która posiada przynajmniej miedź i węgiel koksujący, będące częścią budulca transformacji energetycznej. Może się okazać, że polskie aktywa wydobywcze wzmocnią niezależność Zachodu, przyciągną współpracę z partnerami myślącymi podobnie i obniżą koszty niezależności.

Ponadto Polska może wpisać swoje gospodarcze atuty w szerszy plan suwerenności energetycznej Zachodu, proponując między innymi rozwój technologii transformacyjnych u nas, bo już teraz ma silną

pozycję w produkcji autobusów elektrycznych. Może także nadawać ton przepisom unijnym ograniczającym możliwość dumpingu cenowego na rynku odnawialnym. Nowy etatyzm w polityce energetycznej może uczynić z Polski jeden z silników wzrostu technologii napędzających uniezależnienie od paliw kopalnych, pod warunkiem odpowiedniego planowania i skutecznej walki o kropki oraz przecinki w unijnej legislacji.

Pragmatyczna polityka energetyczna wymaga jednoczesnego dbania o bezpieczeństwo dostaw, konkurencyjność gospodarki i długofalową suwerenność energetyczną. Warunkiem powodzenia jest jednak sprawne państwo zdolne do koordynacji decyzji, realizacji strategicznych inwestycji i utrzymania ciągłości polityki ponad bieżącymi sporami.

Pragmatyczna polityka wymaga sprawnego państwa

Te rozważania prowadzą do apelu o pragmatyczną politykę energetyczno-klimatyczną Polski, która bierze pod uwagę kryzys bezpieczeństwa na świecie. Po pierwsze, Polacy muszą mieć zapewnione bezpieczeństwo dostaw energii i surowców w oparciu o dostępne zasoby, a nie akademickie wizje. Po drugie, to właśnie innowacje z uniwersytetów mogą dać Polsce udział w transformacji energetycznej, która może zostać przyspieszona przez liczne kryzysy energetyczne. Po trzecie, dbałość o suwerenność energetyczną nakazuje inwestycje państwowe w bezpieczeństwo dostaw: od ochrony infrastruktury krytycznej, przez bazę surowcową, po park wytwórczy odporny na niestabilność. Nie jest jasne, czy te priorytety pozwolą zapewnić atrakcyjną cenę energii przemysłowi, który już teraz płaci jedne z najwyższych cen w Europie (a Europa ma ceny wyższe niż USA czy Chiny). Oznacza to być może konieczność subsydiowania takich cen przez państwo do czasu, aż odpowiednia polityka energetyczna realnie obniży koszt wytwarzania energii.

Gra na dwóch szachownicach naraz to jednak walka sprzeczności. Czy Polska zdoła jednocześnie utrzymywać niezbędne elektrownie opalane paliwami kopalnymi i rozwijać potencjał energetyki odnawialnej? Czy polityka gospodarcza państwa będzie na tyle silna, by realizować megaprojekty, takie jak elektrownia jądrowa, zgodnie z potrzebami? Wiele zależy od modelu zarządzania energetyką i tutaj pojawia się ostatnia rekomendacja. Polityka energetyczno-klimatyczna nie może być rozproszona między różnymi ośrodkami władzy. Reforma powinna zmierzać do przekazania kompetencji w tym zakresie jednemu ośrodkowi rządowemu oraz do współpracy ponad podziałami w ramach polskiego modelu parlamentarno-gabinetowego. Najgorszy scenariusz dla polskiej energetyki to permanentny spór polityczny uniemożliwiający podejmowanie rozstrzygających decyzji, który sprawi, że Polska nie przeprowadzi niezbędnych reform z powodu nadmiernego rozdyskutowania. Znamy to niestety aż za dobrze z historii naszej państwowości, która – miejmy nadzieję – nie będzie znów zagrożona. Historia fali budowy nowych elektrowni z połowy pierwszej dekady XXI wieku, a także sukces terminalu LNG w Świnoujściu i gazociągu Baltic Pipe, uruchomionych w samą porę przed kryzysem

energetycznym wywołanym przez Rosję, pokazują jednak, że polska polityka może być skuteczna. Znaczenie tej skuteczności będzie jeszcze większe, gdy nasze państwo będzie umiejętnie grać na dwóch szachownicach polityki energetyczno-klimatycznej. ■

O AUTORZE

Wojciech Jakóbik – analityk sektora energetycznego od 2009 roku. Prowadzący podcast Energy Drink oraz założyciel Ośrodka Bezpieczeństwa Energetycznego. Wykładowca Kolegium Europy Wschodniej na Uniwersytecie Warszawskim. Absolwent politologii oraz stosunków międzynarodowych.

Dachy, których nie da się zbombardować. Energetyka rozproszona i elektromobilność jako niedostrzegana tarcza odporności państwa



Monika Morawiecka
Principal, Global Expertise Centre, Regulatory Assistance Project (RAP)

Bezpieczeństwo systemu energetycznego państwa kojarzy się przede wszystkim z ochroną elektrowni, terminali, magazynów paliw i sieci przesyłowych. Tymczasem na milionach dachów i podjazdów powstaje rozproszona infrastruktura, która w sytuacji kryzysowej może podtrzymywać zasilanie domów, instytucji publicznych i całych lokalnych wspólnot. Fotowoltaika, magazyny energii i pojazdy elektryczne tworzą warstwę odporności trudną do sparaliżowania nawet masowym atakiem i niewymagającą stałego dowozu paliwa. Aby wykorzystać jej potencjał, trzeba jednak przestać postrzegać energetykę rozproszoną wyłącznie jako element transformacji klimatycznej i wpisać ją w doktrynę obrony cywilnej oraz planowania kryzysowego.

Większość opracowań dotyczących bezpieczeństwa energetycznego w scenariuszach kryzysowych skupia się na infrastrukturze takiej jak terminale LNG, magazyny paliw czy agregaty prądotwórcze w piwnicach szpitali i innych obiektów infrastruktury krytycznej. To obraz świata, w którym odporność opiera się na rozwiązaniach scentralizowanych, kapitałochłonnych i bronionych przez wyspecjalizowane służby. Tymczasem na naszych oczach, dach po dachu i podjazd po podjeździe, powstaje zupełnie inna warstwa odporności państwa – rozproszona, oddolna i niezwykle trudna do zniszczenia. Problem w tym, że instytucje powołane do myślenia o bezpieczeństwie w sytuacjach krytycznych – przede wszystkim resorty obrony narodowej oraz spraw wewnętrznych i administracji – wydają się jej wciąż nie zauważać.

To nie jest zarzut złej woli. To raczej opis luki poznawczej. Doktryna obrony cywilnej

i planowania kryzysowego wciąż opiera się na wyobrażeniu, w którym energia płynie z góry na dół, z kilku wielkich węzłów do milionów odbiorców, a zadaniem państwa jest te węzły chronić i uzupełniać zapasy paliwa. Rewolucja, która dokonuje się w energetyce rozproszonej i elektromobilności, stawia to wyobrażenie pod dużym znakiem zapytania. I właśnie dlatego warto ją opisać językiem bezpieczeństwa, a nie tylko językiem transformacji klimatycznej.

Na naszych oczach powstaje nowa warstwa odporności państwa – rozproszona, oddolna i trudna do zniszczenia. Instytucje odpowiedzialne za bezpieczeństwo wciąż jej nie widzą, bo myślą kategoriami kilku wielkich węzłów, których trzeba bronić i zasilać paliwem.

Małe *perpetuum mobile*

Sednem tej cichej rewolucji jest bardzo prosty zestaw: fotowoltaika na dachu i samochód elektryczny na podjeździe. W czasach „normalnych" ten duet daje gospodarstwu domowemu wysoki stopień samowystarczalności – panele produkują energię, część zużywa na bieżąco dom, część trafia do baterii auta, a nadwyżki – do sieci. To rachunek ekonomiczny i wygoda.

Ale w sytuacji zagrożenia ten sam zestaw zmienia charakter. Staje się autonomicznym punktem stabilizującym życie. Naładowany samochód elektryczny to bateria o pojemności rzędu 60 kWh w aucie kompaktowym, a 80–100 kWh w większym. Przeciętne gospodarstwo domowe zużywa na podstawowe potrzeby – lodówkę, oświetlenie, łączność, pompę ciepła, ładowanie telefonów – od kilku do kilkunastu kilowatogodzin dziennie. Oznacza to, że jedno naładowane auto, przy rozsądnym zarządzaniu zużyciem, jest w stanie podtrzymać najważniejsze funkcje domu przez kilka dni[1]. A jeśli w ciągu tych dni choć raz zaświeci słońce, panele fotowoltaiczne odbudują ten zapas.

Jest w tym jeszcze jedna, często pomijana zaleta: samochód elektryczny to bateria na kółkach. W przeciwieństwie do stacjonarnego magazynu czy agregatu przytwierdzonego do podłoża ten zasób energii może sam pojechać tam, gdzie akurat jest potrzebny – dostarczyć prąd do sąsiada, do punktu zbiórki czy miejsca awarii – a przede wszystkim zapewnić to, czego agregat prądotwórczy czy stacjonarny magazyn energii nigdy nie zapewni: samą mobilność, czyli możliwość przemieszczania się nawet wtedy, gdy stacje paliw przestają działać. *Dual use*, a nawet *triple use*...

Na tym polega kluczowa różnica w porównaniu z agregatem diesla, który dziś jest „inwestycją pierwszego wyboru" dla służb i instytucji. Agregat też zapewni prąd – ale tylko dopóty, dopóki ktoś dowozi do niego paliwo. W realnym kryzysie, gdy drogi są zablokowane, rafinerie i bazy paliw stają się celem, a łańcuchy dostaw pękają, agregat bardzo szybko zmienia się z rozwiązania w problem logistyczny. Zestaw składający się z fotowoltaiki i samochodu elektrycznego nie potrzebuje konwoju z cysterną. Jest – w granicach fizyki – małym *perpetuum mobile*: dopóki wschodzi słońce, energia się odnawia.

1 Zero Emission Vehicles Ireland, *Can Your EV Power Your Home During a Power Cut?*, 11.01.2025, [dostęp online]; Transport & Environment UK, *EV "batteries on wheels" could be saving UK households over £190 per year by 2040*, 30.10.2024, [dostęp online].

Nie daj się zbombardować

Najważniejsza cecha tej warstwy odporności nie jest energetyczna, lecz militarna: w ten sposób system energetyczny staje się rozproszony i przez to praktycznie niezniszczalny (jako całość). Trudno skutecznie zaatakować miliony dachów z fotowoltaiką. Nie ma jednego celu, którego zniszczenie odetnie prąd całym regionom. Nie istnieje „punkt krytyczny", w który wystarczy uderzyć.

Fotowoltaika połączona z samochodem elektrycznym tworzy autonomiczny, mobilny i odnawialny zasób energii, zdolny podtrzymać podstawowe funkcje domu przez kilka dni. W przeciwieństwie do konwencjonalnego agregatu nie zależy od ciągłych dostaw paliwa, a wraz z każdym słonecznym dniem odbudowuje swój zapas.

To dokładne przeciwieństwo scentralizowanej infrastruktury paliwowej i energetycznej, która jest z natury skoncentrowana, a przez to podatna na atak. Pokazały to wydarzenia z września 2022 roku, gdy jedno działanie sabotażowe wyłączyło Nord Stream 2. Pokazuje to również sytuacja w Ukrainie, gdzie systematyczne rosyjskie ataki na elektrownie i stacje transformatorowe pozbawiły kraj ponad dwóch trzecich mocy wytwórczych[2], a braki prądu stały się codziennością milionów ludzi.

Obiektów punktowych – elektrowni, rafinerii, terminali – można próbować bronić, choć jest to kosztowne i nigdy w pełni skuteczne. Infrastruktury liniowej obronić się jednak praktycznie nie da. Gazociągu czy ropociągu ciągnącego się przez setki kilometrów nie sposób chronić na całej długości. To strukturalna słabość modelu scentralizowanego, opartego na paliwach kopalnych – i strukturalna przewaga modelu rozproszonego. Milion małych źródeł nie ma długości, której trzeba pilnować, ani węzła, który trzeba osłaniać.

Zima nie jest wymówką

Najczęstszy zarzut wobec fotowoltaiki jako narzędzia rezyliencji brzmi: „A co z zimą?". To poważny argument. Prawdą jest, że zimą prądu ze słońca jest znacznie mniej. W Polsce różnica między najlepszym a najsłabszym miesiącem jest pięcio-siedmiokrotna[3].

Ale „znacznie mniej" nie oznacza „wcale". Choć każda z milionów instalacji pracuje słabiej, to w sumie wciąż dają one realny strumień prądu przez kilka godzin dziennie. I tu tkwi sedno myślenia kryzysowego: w sytuacji ekstremalnej nie liczy się stabilne zasilanie przez 24 godziny na dobę. Liczy się zasilanie chociaż przez parę godzin dziennie – tyle, by naładować telefony, uruchomić pompę ciepła, schłodzić leki, nadać komunikat czy doładować auto. Kilka godzin prądu dziennie to różnica między funkcjonującą a sparaliżowaną wspólnotą.

I są to – raz jeszcze – godziny zasilania, dla których zapewnienia nie trzeba dowozić paliwa. Zimą agregat diesla wymaga cysterny, która musi przejechać kraj, który może być sparaliżowany opadami śniegu czy akcją dywersyjną. Dach z panelami wymaga tylko

2 International Energy Agency (IEA), *Ukraine's Energy Security and the Coming Winter. Ukraine's Energy System Under Attack*, Paryż 2024, [dostęp online].

3 Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, *Energy-Charts*, [dostęp online].

tego, by wyszło słońce, choćby na kilka godzin i choćby przez chmury.

Największą przewagą energetyki rozproszonej jest brak pojedynczego punktu, którego zniszczenie mogłoby sparaliżować cały system. Milionów małych źródeł nie da się skutecznie zbombardować ani odciąć jednym uderzeniem.

Rezyliencja gminy, powiatu, szpitala

Ta sama logika, która działa w przypadku pojedynczego domu, skaluje się w górę – do poziomu gminy, powiatu, szpitala i instytucji krytycznych. Warto to konkretnie policzyć. Krytyczne obciążenie elektryczne – a więc to, które naprawdę trzeba podtrzymać – dziesięciołóżkowego oddziału intensywnej terapii mieści się mniej więcej w przedziale 60–150 kWh dziennie[4]. Współczesny miejski autobus elektryczny – na przykład produkowany w Polsce Solaris Urbino – wozi ze sobą baterię o pojemności około 400–500 kWh, a w wersji przegubowej nawet 700 kWh[5].

Oznacza to, że jeden autobus elektryczny może zapewnić od kilku dni do ponad tygodnia pracy krytycznego wyposażenia całego oddziału intensywnej terapii. Grupa dwudziestu takich autobusów to rozproszona, mobilna elektrownia o pojemności rzędu 10 megawatogodzin – którą można podstawić pod szpital, sztab kryzysowy, ujęcie wody czy węzeł łączności. W normalnych warunkach autobusy te po prostu wożą ludzi. W kryzysie mogą stać się flotą mobilnych magazynów energii.

Wokół tego można świadomie budować sieć rozproszonych punktów rezyliencji: szkoła z dużą instalacją dachową i magazynem może służyć jako punkt ładowania i ogrzewania dla dzielnicy, remiza czy urząd gminy – jako lokalne centrum zasilania, a komunalna flota elektryczna – jako ruchoma rezerwa mocy. To nie jest scenariusz futurystyczny – to inwentaryzacja aktywów, które gminy już dziś kupują z zupełnie innych powodów. Wystarczy zobaczyć w nich również infrastrukturę bezpieczeństwa.

W sytuacji kryzysowej nie liczy się pełne zasilanie przez całą dobę, lecz dostęp do energii choćby przez kilka godzin dziennie. Nawet zimą fotowoltaika może zapewnić ten minimalny strumień prądu bez konieczności ciągłego dowożenia paliwa.

Dodatkowym elementem są aktywa spięte w lokalne mikrosieci – niewielkie systemy zdolne do pracy wyspowej, obejmujące grupę budynków, osiedle czy centrum gminy, które w razie odcięcia od krajowej sieci działają dalej jako samodzielna wyspa. Do takiej mikrosieci warto wpinać nie tylko fotowoltaikę, lecz także cały dostępny lokalnie miks. Turbiny wiatrowe produkują najwięcej właśnie zimą i nocą – a więc wtedy, gdy brakuje słońca – idealnie uzupełniając profil fotowoltaiki.

„Nie wszyscy będą mieli" – nie szkodzi

Naturalne zastrzeżenie brzmi: przecież nie każdy ma dach, panele i samochód elektryczny. To prawda. Ale odporność rozproszona

4 H. Drinhaus, C. Schumacher, J. Drinhaus , W. A. Wetsch, *W(h)at(t) counts in electricity consumption in the intensive care unit*, *Intensive Care Medicine Experimental*, 2023, [dostęp online].

5 Solaris Bus & Coach, *Solaris jako pierwszy na świecie dostarcza autobus z paszportem baterii*, 17.12.2024, [dostęp online].

nie wymaga powszechności, by działać. Jeśli fotowoltaikę z magazynem i autem elektrycznym będzie miał jeden sąsiad na pięciu, to w każdej klatce, na każdej ulicy i w każdym sołectwie pojawi się węzeł rezyliencji. Historia każdego kryzysu to historia takiej oddolnej samoorganizacji wokół tych, którzy akurat dysponują potrzebnym zasobem.

Rozproszone zasoby energii mogą wzmacniać odporność nie tylko pojedynczych domów, lecz także gmin, szpitali i innych instytucji krytycznych. Jeden miejski autobus elektryczny może zasilać krytyczne wyposażenie niewielkiego oddziału intensywnej terapii przez blisko tydzień.

Jest w tym również wymiar, który łatwo przeoczyć: wymiar psychologiczny i kwestia morale. Poczucie, że jako obywatele, rodziny czy wspólnoty nie jesteśmy całkowicie zdani na jeden przełącznik w rękach odległej instytucji, jest samo w sobie czynnikiem odporności. Panika i utrata morale bywają w kryzysie groźniejsze niż sam niedobór. Rozproszona energetyka daje społeczeństwu coś bezcennego – realne, namacalne poczucie sprawczości i niezależności. To infrastruktura obrony cywilnej w najgłębszym sensie tego słowa.

Do tego dochodzi wymiar mobilności, który dla morale bywa równie ważny jak sam prąd. Samochód elektryczny daje nie tylko energię, ale i możliwość przemieszczania się – a brak poczucia, że jest się uwięzionym w jednym miejscu, gdy stacje paliw stoją puste, sam w sobie ogranicza panikę. Efekt ten można świadomie wzmacniać, budując publiczne ładowarki zasilane własną fotowoltaiką i wyposażone w stojące obok magazyny energii. Sieć takich punktów sprawia, że nawet osoby bez własnego dachu i auta zyskują dostęp do energii i mobilności, a całe społeczeństwo – widoczne, codzienne poczucie, że nie jest zdane na łaskę jednego, odległego źródła, które ktoś może wyłączyć.

Zależność od technologii a zależność od paliwa

Przeciwnicy tej wizji podniosą jeszcze jeden argument: przecież panele, baterie i surowce do ich produkcji w dużej mierze importujemy, więc zamieniamy jedną zależność na drugą. To błąd kategorialny. Zależność od importu paliwa to zależność od nieustannego strumienia – cysterna, tankowiec i gazociąg muszą docierać dziś, jutro i pojutrze, bez końca. Zależność od importu technologii to zależność jednorazowa: kupiony i zamontowany panel czy bateria pracują potem przez dwie dekady, niezależnie od tego, co dzieje się na granicy czy na szlaku morskim. To różnica między uzależnieniem od kroplówki a jednorazowym zakupem narzędzia.

Odporność rozproszona nie wymaga powszechności – wystarczy, że w każdej lokalnej wspólnocie pojawią się punkty zapewniające energię, mobilność i wsparcie w sytuacji kryzysowej. Dają one nie tylko realne zasoby, lecz także poczucie sprawczości, które wzmacnia morale i ogranicza panikę.

Warto przy tym rozprawić się z samym przeciwstawianiem odnawialnych źródeł

energii energetyce konwencjonalnej, w kontekście uzależnienia od zagranicznych dostawców technologii. Takie stawianie sprawy już dawno straciło jakikolwiek sens. Polska nie jest dziś w stanie samodzielnie zbudować ani nawet remontować nowoczesnych bloków węglowych czy gazowych, nie mówiąc już o technologii jądrowej. Fotowoltaika, wiatr i baterie nie są więc pod tym względem w żaden sposób gorsze od „krajowej" energetyki węglowej – są od niej, co najwyżej, równie zależne technologicznie, a przy tym pozbawione ciągłej, powtarzalnej zależności paliwowej, która stanowi realną słabość. W przypadku krajowego węgla jest to zależność logistyczna.

Zależność od importowanej technologii nie jest tym samym co zależność od paliwa, które trzeba dostarczać nieustannie. Panel czy bateria pracują przez wiele lat od momentu zakupu, a rozwój recyklingu dodatkowo ogranicza naszą przyszłą zależność surowcową.

Warto tu przywołać szerszą obserwację: zależności gospodarcze są bronią, której można użyć w zasadzie tylko raz. Gdy ktoś jej używa, druga strona natychmiast szuka alternatyw, a ludzka pomysłowość sprawia, że je znajduje. Odcięcie Chin od amerykańskich chipów przyspieszyło rozwój ich własnych. Kryzys gazowy z 2022 roku, który ujawnił największą i najbardziej oczywistą zależność Europy, został przezwyciężony w krótkim czasie. Sposobem na zależności nie jest ich unikanie za wszelką cenę, lecz budowanie odporności i „zależności lustrzanych" – a energetyka rozproszona jest właśnie takim narzędziem uodpornienia.

Co więcej, surowcowa zależność baterii będzie się zmniejszać. Unia Europejska nałożyła obowiązek odzysku 90 proc. kobaltu, niklu i miedzi do 2028 roku, przy czym do 2032 roku poziom ten ma wzrosnąć do 95 proc., a dla litu do 80 proc.[6]. Nowoczesne procesy recyklingu już dziś pozwalają odzyskiwać ponad 90 proc. metali strategicznych. Zdolności przetwórcze powstają także w Polsce – we wrześniu 2024 roku w Zawierciu ruszyła fabryka AE Elemental, spółki polskiego Elemental Strategic Metals i amerykańskiego Ascend Elements, zdolna przerabiać 12 tys. ton zużytych baterii rocznie[7]. Bateria z pojazdu nie jest paliwem, które spalamy bezpowrotnie; jest zasobem, który po odzyskaniu strategicznych metali wróci do obiegu.

Dodatkowym argumentem podnoszonym niekiedy przeciwko energetyce rozproszonej jest argument o cyberbezpieczeństwie. I słusznie – wszechobecna cyfryzacja naszego życia tworzy nowe zagrożenia, które trzeba identyfikować i którym trzeba zapobiegać. Zresztą wymóg zapewnienia ochrony infrastruktury energetycznej w zakresie cyberbezpieczeństwa już od jakiegoś czasu nakładają na nas przepisy unijne[8]. I znowu – nie ma tu różnicy między energetyką rozproszoną a energetyką konwencjonalną – systemy sterowania elektrowniami czy całym system energetycznym są już zcyfryzowane od dawna.

6 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1542 z dnia 12 lipca 2023 r. w sprawie baterii i zużytych baterii, [dostęp online].
7 AE Elemental JV, [dostęp online].
8 Komisja Europejska, *Critical infrastructure and cybersecurity*, [dostęp online]; NetZero Industry Act (rozporządzenie (UE) 2024/1735) czyni z cyberbezpieczeństwa i bezpieczeństwa danych jedno z kryteriów w aukcjach na odnawialne źródła energii.

Koniec scenariusza z „Blackout”

Głośna swego czasu powieść Marca Elsberga „Blackout” z 2012 roku opisywała paraliż całego kontynentu po skoordynowanym ataku na system energetyczny. Wizja ta była wiarygodna, ponieważ zakładała system scentralizowany – taki, w którym istnieje skończona liczba węzłów możliwych do wyłączenia. Rzecz w tym, że przy mądrze pokierowanym rozwoju energetyki rozproszonej scenariusz z „Blackoutu” staje się niewykonalny. Nie da się całkowicie odciąć od zasilania kraju, w którym prąd produkują i magazynują miliony niezależnych od siebie punktów.

Energetyka rozproszona może uczynić scenariusz całkowitego blackoutu znacznie mniej realnym, jeśli instalacje będą zdolne do pracy wyspowej i dwukierunkowego przepływu energii. Kluczowe są regulacje i standardy, które pozwolą wykorzystać istniejące zasoby jako element systemu bezpieczeństwa.

Ale „mądrze pokierowany” to określenie kluczowe – dziś bowiem ten potencjał odporności w dużej mierze marnujemy. Zdecydowana większość instalacji fotowoltaicznych jest zaprojektowana w taki sposób, że gdy zanika napięcie w sieci, wyłączają się także panele. Oznacza to absurd: dom z dachem pełnym paneli podczas *blackoutu* jest tak samo sparaliżowany jak każdy inny. Podobnie większość aut elektrycznych wciąż nie potrafi oddawać energii do domów.

Rozwiązanie nie wymaga nowych wielkich inwestycji – potrzeba mądrych regulacji. Każda nowa instalacja fotowoltaiczna powinna mieć obowiązkową zdolność pracy wyspowej, czyli podtrzymywania zasilania budynku po odłączeniu od sieci. Każdy nowy samochód elektryczny powinien być wyposażony w technologię dwukierunkową – V2H, umożliwiającą zasilanie domu, lub V2G, pozwalającą na współpracę z siecią. Potrzebne są także standardy, zgodnie z którymi komunalne floty autobusów i pojazdów projektuje się z myślą o awaryjnym oddawaniu energii, oraz plany kryzysowe, które dostrzegają i inwentaryzują te rozproszone aktywa.

Kto już wpisał to do doktryny

Warto podkreślić, że nie jest to myślenie egzotyczne – najwięksi gracze już je skodyfikowali. W Stanach Zjednoczonych odporność energetyczna baz wojskowych jest zapisana wprost w ustawie: Departament Obrony ma prawny obowiązek zapewniania *energy resilience* instalacji poprzez wykorzystanie wielu zróżnicowanych źródeł energii wytwarzanej na miejscu oraz budowę mikrosieci zdolnych do pracy wyspowej, a coroczny raport dla Kongresu wymusza rozliczalność z tych zobowiązań. Co znamienne, prawo wprost preferuje odnawialne źródła energii zainstalowane na miejscu zamiast awaryjnych agregatów – czyli dokładnie tę logikę, o której mowa w niniejszym tekście.

Jak wygląda to w praktyce, dobrze pokazuje jeden z projektów budowania odporności energetycznej wpisanych do budżetu inwestycji Departamentu Obrony. W bazie Sił Powietrznych Fort Smith zaplanowano montaż dachowej instalacji fotowoltaicznej wraz z magazynem energii, sprzężonych z istniejącym generatorem awaryjnym, a także

systemu inwerterów i liczników połączonych z lokalnym systemem zarządzania energią. Uzasadnienie projektu brzmi jak ilustracja tez niniejszego tekstu: w razie kryzysu energia gromadzona i odnawiana dzięki panelom pozwoli tej kluczowej bazie funkcjonować o kilka dni dłużej niż przy wykorzystaniu samego generatora, a zmagazynowane paliwo diesla będzie można w tym czasie przekierować do innej, nieprzewidzianej krytycznej funkcji misji. System ma pokryć 100 proc. obciążenia krytycznego przez co najmniej 10 godzin – i znacznie dłużej, w zależności od nasłonecznienia – podczas gdy generator diesla zostaje sprowadzony do roli wsparcia rezerwowego na czas niepogody, gdy produkcja ze źródeł odnawialnych jest ograniczona. To odwrócenie domyślnej hierarchii: podstawą rezyliencji staje się fotowoltaika z magazynem, a diesel jedynie jej uzupełnieniem[9].

Energetyka rozproszona jako filar bezpieczeństwa państwa nie jest już teorią – w Stanach Zjednoczonych została wpisana do prawa i praktyki funkcjonowania baz wojskowych. Polska wciąż opiera doktrynę kryzysową głównie na agregatach i zapasach paliwa, zamiast połączyć potencjał dachów, magazynów, mikrosieci i pojazdów elektrycznych z planowaniem obrony cywilnej.

A jak jest w Polsce? Temat nie jest całkiem nieobecny, ale we właściwej ramie występuje jedynie śladowo i w rozproszeniu. Strategia Bezpieczeństwa Narodowego RP z 2020 roku wspomina o rozwoju rozproszonych źródeł energii, lecz w logice rynku i adaptacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a nie odporności na celowy atak. Z kolei ustawa o ochronie ludności i obronie cywilnej z grudnia 2024 roku oraz Program Ochrony Ludności i Obrony Cywilnej na lata 2025–2026 traktują zasilanie awaryjne poważnie, ale sprowadzają je wyłącznie do agregatów prądotwórczych: przepisy dotyczące „miejsc doraźnego schronienia" wprost wymagają agregatu jako źródła rezerwowego. Wymowny jest sam rozkład akcentów: w całym Programie Ochrony Ludności i Obrony Cywilnej na lata 2025–2026 słowo „fotowoltaika" pada tylko raz – drobnym drukiem, w załączniku, i wyłącznie przy okazji modernizacji oraz remontów obiektów Państwowej i Ochotniczej Straży Pożarnej[10]. W Programie pojawiają się też sformułowania, że wskazane obiekty muszą mieć zapewnioną „samowystarczalność energetyczną przez co najmniej 3 dni". W praktyce oznacza to zwykle agregat prądotwórczy i zapas paliwa na trzy doby – i rodzi oczywiste pytanie: a co potem? Trzeci dzień kryzysu bywa dopiero jego początkiem, a pusty zbiornik i cysterna uwięziona gdzieś na zablokowanej drodze nie dają żadnej gwarancji. Znacznie rozsądniej jest dążyć do trwałej samowystarczalności – nawet jeśli realizowanej w sposób przerywany, po kilka godzin dziennie – niż do sztywnego, wyczerpywalnego limitu liczonego w dobach. Połączenie fotowoltaiki i magazynu nie kończy się „trzeciego dnia": odnawia się codziennie, ilekroć wschodzi słońce.

Innymi słowy, polskie dokumenty dotyczące bezpieczeństwa utrwalają dokładnie ten model,

9 Annual Energy Performance, Resilience, and Readiness Report, Department of Defense, Fiscal Year 2023

10 Ministerstwo Spraw Wewnętrznych i Administracji, *Program Ochrony Ludności i Obrony Cywilnej na lata 2025–2026*, [dostęp online].

którego słabość opisuje niniejszy tekst – zależny od dowozu paliwa generator diesla – zamiast sięgać po rozproszoną, samoodnawialną warstwę fotowoltaiki, wiatru i pojazdów elektrycznych. Myślenie o energetyce rozproszonej jako filarze rezyliencji w Polsce istnieje, ale jest zamknięte w dokumentach sektora energii, takich jak „Strategia rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 roku", i pozostaje oderwane od doktryny obrony cywilnej.

Trzeba przy tym uczciwie oddać, że makrodiagnozę postawiono już wcześniej na tych łamach „Pomorskiego Thinklettera" – Piotr Górnik przekonywał w numerze z 2025 r., że decentralizacja, praca wyspowa i mikrosieci to dziś nie opcja, lecz warunek przetrwania w epoce napięć geopolitycznych[11]. Należy spiąć tę diagnozę klamrą, której dotąd nikt nie domknął: od gniazdka w pojedynczym gospodarstwie domowym po doktrynę bezpieczeństwa państwa. Rezyliencja narodowa zaczyna się bowiem na dachu i podjeździe, a rozstrzyga w planach kryzysowych tzw. resortów siłowych – i dopiero poprowadzenie linii między tymi dwoma punktami zamienia rozproszoną energetykę w realną tarczę.

Co więcej, myślenie to zdaje się już kiełkować na poziomie samorządów, które często wyprzedzają tu administrację centralną. Tadeusz Truskolaski, Prezydent Białegostoku i prezes Unii Metropolii Polskich, przekonuje (również na łamach „Pomorskiego Thinklettera")[12], że to miasta coraz częściej stają się realnym podmiotem wzmacniającym bezpieczeństwo państwa dzięki technologiom odnawialnym i magazynom energii. Im szybciej ten oddolny impuls spotka się z doktryną resortów siłowych, tym pełniejsza będzie nasza odporność.

Najgłębsza zmiana dotyczy nie technologii, lecz sposobu myślenia o bezpieczeństwie – od systemu scentralizowanego ku odporności rozproszonej, oddolnej i współtworzonej przez obywateli. Państwo powinno dostrzec, że ta nowa tarcza już powstaje na milionach dachów i podjazdów, a jego zadaniem jest mądrze pokierować jej rozwojem.

Zmiana wyobrażeń o bezpieczeństwie

Najgłębsza zmiana, jaka się dokonuje, nie jest technologiczna, lecz dotyczy naszych zbiorowych wyobrażeń o tym, skąd bierze się bezpieczeństwo. Odchodzimy – powoli, ale nieodwracalnie – od obrazu, w którym odporność energetyczna jest zawsze duża, scentralizowana i zapewniana odgórnie, ku obrazowi, w którym jest ona rozproszona, oddolna i wpisana w tysiące codziennych decyzji obywateli. To dobra zmiana zarówno dla bezpieczeństwa, jak i dla demokracji, ponieważ zmniejsza naszą podatność na działania wroga, a także zależność od własnych scentralizowanych systemów.

Instytucje odpowiedzialne za bezpieczeństwo państwa mają wybór. Mogą dalej patrzeć wyłącznie na wielkie węzły i agregaty prądotwórcze albo dostrzec, że najtańsza, najtrwalsza i najbardziej demokratyczna tarcza rezyliencji już powstaje – dach po dachu,

11 P. Górnik, *Od centralizacji do decentralizacji – nowy paradygmat energetyki*, Pomorski Thinkletter nr 3(22)/2025.
12 T. Truskolaski, *Samorząd na wschodniej flance. Jak miasta wzmacniają bezpieczeństwo państwa*, Pomorski Thinkletter nr 2(25)/2026

samochód po samochodzie. Wystarczy ją zobaczyć i mądrze pokierować jej rozwojem. Reszta zadzieje się sama.

Czas naprawdę przemyśleć strategie i przestać patrzeć wyłącznie w stronę wielkich elektrowni, magazynów paliwa i agregatów. Rozproszona energetyka oraz elektromobilność to skarb, który leży na widoku – na milionach polskich dachów i podjazdów – a mimo to pozostaje niedostrzeżony właśnie tam, gdzie powinien zostać zauważony w pierwszej kolejności: w myśleniu o odporności i bezpieczeństwie państwa. ■

O AUTORCE

Monika Morawiecka – Principal w Regulatory Assistance Project (RAP), niezależnym międzynarodowym think tanku zaangażowanym w przyspieszenie transformacji energetycznej w stronę zrównoważonej, bezpiecznej i kosztowo efektywnej przyszłości, z którym jest związana od 2022 r. Współzałożycielka Eksperckiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu oraz Członkini Advisory Council Green Deal Ukraïna, projektu wspierającego Ukrainę w kwestiach energetycznych na drodze do członkostwa w UE. Zasiada w Radzie Nadzorczej OX2 (od 2024 r.) oraz w Radzie Fundacji Instytutu Reform. Wcześniej przez 15 lat związana z Grupą PGE, gdzie od 2010 roku, jako Szef Strategii Grupy PGE, odpowiadała za strategię całej Grupy Kapitałowej oraz zarządzanie regulacyjne na poziomie krajowym i unijnym. W latach 2019–2021 pełniła funkcję Prezeski Zarządu PGE Baltica, koordynującej budowę morskich farm wiatrowych na Bałtyku. W latach 2013–2018 była także Członkinią Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej. Absolwentka Szkoły Głównej Handlowej na kierunku Finanse i Bankowość, a także posiadaczka międzynarodowego dyplomu Master of International Management, przyznawanego przez CEMS – The Global Alliance in Management Education.

Czy starczy nam energii na klimat?



Adam Leśniewicz
Dyrektor Kongresu Obywatelskiego, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową

Wobec wojny, kryzysów energetycznych i wyścigu technologicznego zmiany klimatu zeszły na dalszy plan. Ale nie przestały być jednym z najpoważniejszych wyzwań dla Europy. Coraz częstsze fale upałów, susze, powodzie i przeciążenia infrastruktury pokazują, że problem dotyczy już nie tylko ochrony środowiska, lecz także bezpieczeństwa, zdrowia, produktywności i konkurencyjności gospodarki. Adaptacja do nowych warunków będzie kosztowna, ale jeszcze wyższa może okazać się cena bezczynności. To utracone możliwości rozwoju, pogarszająca się jakość życia i rosnąca podatność europejskich społeczeństw na kolejne kryzysy. Odporność klimatyczna musi pozostać jednym z trwałych elementów europejskiej strategii bezpieczeństwa i rozwoju.

Bezpośrednie zagrożenie wojną, zawirowania na rynku paliw, zdumiewająco szybki rozwój technologii AI… Nie brakuje ostatnio wydarzeń, które skutecznie upośledzają naszą percepcję, utrudniając ocenę co jest naprawdę ważne, czy mamy do czynienia z przełomem i na co powinniśmy nastawiać się w bliższej i dalszej przyszłości. Rzeczywistość polikryzysów zmusza również do nieustannego rewidowania priorytetów wydatkowych – wiele wyzwań wydaje się niezwykle pilnych, a budżety nie są bez dna. W tych warunkach zaskakująco łatwo udało się zepchnąć na dalszy plan wyzwania klimatyczne, o których jeszcze kilka lat temu rozmawialiśmy niemal bez ustanku.

Tymczasem globalne zmiany klimatu wcale nie wyhamowały. Nie możemy tracić tego tematu z radarów, jeśli na poważnie dyskutujemy o rezyliencji, bezpieczeństwie i rozwoju. Dzisiejsze problemy i gwałtowne zjawiska pogodowe są stosunkowo łagodną zapowiedzią ogromnych wyzwań, na które musimy się przygotować.

Od ratunku planety do ratowania konkurencyjności

Symptomatyczne jest, jak łatwo przyjęliśmy w Europie, że unijna polityka klimatyczna, która u zarania była nam prezentowana przede wszystkim jako narzędzie „naprawy świata", jako fundamentalny element troski o planetę, bioróżnorodność i przyszłe pokolenia (wyraz naszej europejskiej dojrzałości), przekształciła się w politykę mocno pragmatyczną. Została obudowana całym zestawem narzędzi protekcjonistycznych i obecnie jej cel uzasadniany jest głównie chęcią odwrócenia

gospodarczych losów kontynentu, głęboko uzależnionego od coraz droższego importu surowców energetycznych, niewystarczająco innowacyjnego i niezdolnego do skalowania produkcji nawet w sektorach priorytetowych, np. *clean tech*[1].

Niezależnie od skuteczności globalnej polityki klimatycznej, Europa powinna traktować zmianę klimatu jako strategicznie ważny i trwały trend, na który musi się przygotować. Nie możemy czekać na idealne porozumienie mocarstw – ograniczajmy skalę zmian na ile mamy wpływ i przygotowujmy nasze państwa, gospodarki oraz społeczeństwa na rzeczywistość, którą już zaczynamy odczuwać.

Może dlatego poszło tak łatwo, że w tę misję (i w szczerość pierwotnych przesłanek) mało kto uwierzył? Dominuje przekonanie, że nie jesteśmy już w stanie nic zrobić. Nawet jeśli Europa i Chiny zdołają przeprowadzić zieloną transformację mniej więcej zgodnie z założonymi planami, nie odmieni to losów całej planety. Globalne emisje nadal będą ogromne, a więc spirala skorelowanych ze sobą zmian klimatu nie tylko się nie zatrzyma, ale nawet niespecjalnie spowolni.

Ten tekst nie będzie jednak kolejnym „głosem wołającego na pustyni", przekonującym, że koniecznie należy zbudować globalne porozumienie i podjąć wspólne, radykalne działania… Przyjmijmy do wiadomości coś innego: przyspieszające zmiany klimatyczne w kolejnych latach i dziesięcioleciach są czymś równie pewnym jak to, że Polska będzie miała od wschodu agresywnego i nieprzewidywalnego sąsiada albo to, że niestabilna sytuacja na Bliskim Wschodzie będzie cyklicznie destabilizować dostawy surowców energetycznych… A skoro coś jest pewne, będzie miało ogromny wpływ na nasze życie i nie jesteśmy na to gotowi, to podstawową sprawą jest nie tracić tych wyzwań z oczu i przygotowywać się na zupełnie inną rzeczywistość (nie rezygnując z prób mitygowania tych zmian[2]).

Zagrożenie egzystencjalne

Wszystko wskazuje na to, że rok 2026 będzie rekordowym – najcieplejszym w historii pomiarów. Zresztą rekordy średniej rocznej temperatury na Ziemi, które wcześniej „przebijane" były co kilkadziesiąt czy kilkanaście lat, teraz przełamywane są niemal rok w rok…

W Europie mierzyliśmy się tego lata z siedmioma niespotykanie intensywnymi i długotrwałymi falami upałów. „Noce tropikalne" pojawiły się również w tych rejonach kontynentu, w których dotychczas nie występowały. W Europie spłonęło w tym roku pół miliona hektarów, a poziomy wielu rzek (Ren, Dunaj, Wisła) osiągnęły historyczne minima. Zaczynamy na własnej skórze odczuwać, co taka zmiana oznacza dla komfortu naszego codziennego życia i pracy.

1 O tym na ile to realna zmiana, a ile w tym deklaracji, pisał Jan M. Szomburg na portalu rp.pl, zob. *Zwrot Europy ku konkurencyjności to tylko słowa czy czyny?*, 17.09.2026 r., [dostęp online].

2 Adaptacja jest konieczna niezależnie od sukcesu mitygacji, ale skala kosztów adaptacyjnych będzie niewątpliwie zależna właśnie od tego, na ile uda nam się globalnie spowolnić proces zmian klimatu**.** Nie powinniśmy zatem, jako Europa, rezygnować z przekonywania globalnych partnerów do „zielonej agendy". Jeśli odpuścimy, nie tylko czekają nas większe wydatki, ale też będziemy musieli mierzyć się z daleko poważniejszymi konsekwencjami.

Bezsenne noce, problemy ze skupieniem uwagi, rozdrażnienie… Nasze organizmy, przyzwyczajone do umiarkowanej strefy klimatycznej, bardzo słabo adaptują się do nowych warunków.

Szacuje się, że temperatury przekraczającej 40°C doświadczyło tego lata ponad 80 mln Europejczyków. Tylko w trzech państwach – w Niemczech, Francji i Hiszpanii – odnotowano ponad 25 tys. nadmiarowych zgonów z powodu upałów. Najgorzej sytuacja wygląda u naszych zachodnich sąsiadów. Według danych Instytutu Roberta Kocha (RKI), od kwietnia do sierpnia zmarło tam aż 14 tys. osób, podczas gdy w typowe lato liczba ta rzadko przekracza 2 tysiące.[3]

Największe fale tropikalnych upałów z lipca i sierpnia sięgnęły w tym roku tylko niektórych regionów Polski, ale – jak szacuje Komisja Europejska – już kilka niezwykle gorących dni, których doświadczyliśmy w czerwcu, przyczyniło się do przedwczesnej śmierci ponad 1070 Polek i Polaków[4].

Należy brać pod uwagę, że wszelkie tego typu szacunki są zaniżone. *Wysoka temperatura działa z ukrycia. Gdy termometry szaleją, nasze ciało musi ciężej pracować, by się schłodzić i utrzymać termoregulację. To zjawisko gwałtownie obciąża organizm, drastycznie zaostrzając istniejące schorzenia – przede wszystkim choroby układu krążenia i układu oddechowego. W konsekwencji pacjenci nie umierają wprost od upału, lecz na zawał serca, udar mózgu lub z powodu nagłej niewydolności nerek.*[5]

Nie nauczyliśmy się jeszcze w Europie precyzyjnie badać tego trendu ani nawet w sposób jednolity gromadzić potrzebne dane. Część państw, jak np. Francja czy Włochy, weryfikuje takie przypadki z opóźnieniem, więc ostateczny, tragiczny bilans minionego lata poznamy dopiero za kilka miesięcy. Należy również pamiętać, że o ile ofiarami śmiercionośnych upałów są przede wszystkim osoby starsze, osoby osłabione innymi schorzeniami oraz dzieci, o tyle zagrożenia wynikające ze zmian klimatu – a więc nie tylko globalnego ocieplenia – mają zdecydowanie szerszy i bardziej przypadkowy zakres społecznego oddziaływania.

Zmiany klimatu przestają być abstrakcyjnym zagrożeniem przyszłości – coraz częściej bezpośrednio wpływają na nasze zdrowie, życie i bezpieczeństwo. Ekstremalne upały, susze, powodzie i gwałtowne burze pokazują, że destabilizacja klimatu staje się zagrożeniem egzystencjalnym, którego koszt ponosimy już dziś.

Ekstremalne zjawiska pogodowe, takie jak powodzie błyskawiczne, huraganowe wiatry i gwałtowne burze – które w związku z rozchwianiem ładu klimatycznego stają się coraz częstsze – również zbierają swoje śmiercionośne żniwo i mogą dotknąć każdego z nas.

Warunki dalekie od umiarkowanych

Zagrożenia egzystencjalne zazwyczaj wydają się nam stosunkowo odległe, nierealne. Już teraz powszechnie odczuwamy jednak, że życie na naszym kontynencie nie będzie tak komfortowe jak dotychczas. Masowe doświadczenie „gotowania się" naszych

3 J. Przybył, *Przynajmniej 35 000 nadmiarowych zgonów w Europie. Upały zabijały po cichu, także w Polsce*, National Geographic, 28.08.2026 r., [dostęp online].
4 Ibidem.
5 Ibidem.

największych metropolii („wyspy ciepła") czy konieczność wstrzymywania pracy największych zakładów produkcyjnych i elektrowni w miesiącach letnich to zapowiedź tego, jak może wyglądać codzienność naszych dzieci czy wnuków. Niechętnie, powoli, ale coraz powszechniej zauważamy, jak bardzo nasz styl życia, pracy i wypoczynku jest niedostosowany do warunków, których już wkrótce nie sposób będzie określać mianem umiarkowanych.

Adaptacja do coraz wyższych temperatur nie sprowadza się do montażu klimatyzatorów – wymaga renowacji budynków, przebudowy miast i infrastruktury i oraz zmian naszych nawyków i sposobu funkcjonowania. Im później potraktujemy to wyzwanie jako trwały element naszej rzeczywistości, tym wyższy będzie koszt zachowania choć części dotychczasowego komfortu życia.

Oczywiście możemy podejmować próby adaptowania się do nowej sytuacji. To przekonanie szczególnie popularne wśród zwolenników nowoczesnych technologii. Producenci wiatraków, klimatyzatorów czy rolet zaciemniających z pewnością zacierają ręce. Jak dotąd Europa nie była szczególnie perspektywicznym rynkiem. O ile w Stanach Zjednoczonych klimatyzację ma 93 proc. mieszkań, a w Japonii i Korei około 90 proc.[6], o tyle w Europie… około 20 proc.[7]

Ale nawet jeśli uwierzymy, że możliwe jest powszechne wyposażenie gospodarstw domowych w Europie w klimatyzatory[8] i zignorujemy niewyobrażalne koszty tego przedsięwzięcia, to na tym przecież wyzwanie adaptacji się nie kończy. Co z zakładami pracy? Budynkami użyteczności publicznej (przedszkolami, szkołami, bibliotekami, teatrami, dworcami)? Czy małe lokalne sklepy, stragany z warzywami i hale targowe również wyposażymy w wyjątkowo wydajne klimatyzatory? To prawda, w Katarze istnieją już systemy chłodzenia niektórych przestrzeni zewnętrznych[9]. Zwolenników tego typu rozwiązań zachęcam jednak do skalkulowania kosztów – instalacji, produkcji energii, jej zużycia, konserwacji urządzeń itd. Nasz kontynent powinien raczej szukać ratunku w zupełnie innych rozwiązaniach – powszechnej renowacji i termoizolacji budynków czy eliminacji wysp ciepła (zazielenianiu ulic, małej retencji itd.). To już jednak materiał na osobny artykuł. Niezależnie od podjętych działań skala zmian, jaka musi się dokonać, jest ogromna i nieuchronnie będzie się wiązać ze znacznymi nakładami[10].

Walka, która kosztuje

Kryzys klimatyczny wiąże się bowiem z bardzo konkretnymi kosztami. W debacie publicznej dominuje dyskusja o kosztach związanych

6 Zob. P. Cymcyk, *Czy Europę czeka boom na klimatyzatory?*, DNA Rynków, 27.07.2026 r., [dostęp online].

7 Wielokrotne i długotrwałe fale upałów dotknęły w tym roku Francję i Niemcy, gdzie liczba gospodarstw domowych wyposażonych w klimatyzatory to odpowiednio 25% i 19%. Odsetek polskich gospodarstw domowych korzystających z klimatyzacji jest wciąż niższy niż 5% (badanie PIE z 2022 r.).

8 Wszystko wskazuje, że jest to mało realne, zob. P. Cymcyk, op.cit.

9 Wzdłuż deptaków, chodników i otwartych alejek montowane są specjalne kratki nawiewu, dysze oraz czujniki, które wtłaczają chłodne powietrze na poziomie pieszych. Więcej zob. J. Sochaczewski, *W Katarze klimatyzacja działa już na zewnątrz. Z powodu nieznośnego upału*, National Geographic, 09.12.2019 r., [dostęp online].

10 Koniec końców pozostaje zresztą pytanie, ile środków jesteśmy w stanie przekierować np. z rozwoju i innowacyjności lub świadczeń socjalnych na podtrzymywanie funkcjonalności naszej infrastruktury i utrzymywanie dotychczasowego komfortu życia w Europie.

z systemem ETS. To kuriozalna sytuacja, bo bardziej pochłaniają nas debaty o swoistym „podatku na wojnę ze zmianami klimatu" (środki z ETS są przeznaczane na adaptację do nowej sytuacji)[11] niż dyskusja o tym, jak te środki wydać najefektywniej. I jak zmniejszyć wydatki, które i tak będziemy musieli ponieść. Ocieplenie klimatu mocno odczujemy po kieszeni, niezależnie od „dodatkowych" opłat.

Kosztów zmian klimatu nie można sprowadzać do ETS – ponosimy je również poprzez konieczność chłodzenia budynków, rosnące zużycie energii i związaną z tym modernizację infrastruktury oraz procesy dostosowywania całych systemów do wyższych temperatur. Im cieplejszy staje się świat, tym droższe będzie samo podtrzymywanie warunków sprzyjających życiu i rozwojowi, które dotychczas mieliśmy od natury „za darmo".

Lepiej niż ekonomia pozwala to uchwycić fizyka. O tym, że zdecydowanie trudniej jest chłodzić niż ogrzewać, wiemy nie od dziś. Proces ogrzewania jest w naturze powszechny – wykonanie praktycznie każdej pracy i związane z tym tarcie skutkują wytworzeniem ciepła. A ciepło, zgodnie z drugą zasadą termodynamiki, samoczynnie przepływa z miejsca cieplejszego do zimniejszego. Proces chłodzenia możemy więc w uproszczeniu nazwać „walką z naturą", bo chłodzenie to nie tyle „wytwarzanie zimna" (zimno w sensie fizycznym nie istnieje, jest brakiem ciepła), ile przekierowywanie ciepła z miejsca chłodniejszego (np. wnętrza lodówki czy klimatyzowanego pomieszczenia) do miejsca o wyższej temperaturze. Opanowanie zdolności „schładzania" jest zatem z pewnością wielką zdobyczą naszej cywilizacji, ale mimo wszystko to nadal nierówna walka z prawami fizyki.

Na poziomie technologicznym potrafimy już wiele, są to jednak procesy bardzo energochłonne (a więc kosztowne), które nadal charakteryzują się niższą efektywnością niż procesy ogrzewania[12]. A ponieważ nic nie zapowiada w tym zakresie technologicznego przełomu, nie ma się co dziwić, że od lat wielkie koncerny lokują centra danych czy serwerownie np. w krajach skandynawskich, gdzie przez większość roku utrzymanie temperatur optymalnych dla pracy urządzeń jest bardzo łatwe, a w chłodniejszych tygodniach wystarcza lekkie dogrzewanie pomieszczeń. W końcu same urządzenia (zgodnie ze wspomnianą zasadą) również produkują ciepło…

Stress test dla infrastruktury

Dochodzimy tu do kolejnego istotnego sprzężenia. Wszystkie działania inne niż rozwiązania pasywne (rolety zaciemniające, zazielenianie ulic itd.) wiążą się nie tylko z wytwarzaniem dodatkowego ciepła w ramach tych procesów,[13] ale są też kolejnym czynnikiem zwiększającym zapotrzebowanie na energię. Tworzymy w ten sposób kolejny

11 Inna sprawa, czy faktycznie są przeznaczane na te cele i czy zawsze są wydatkowane efektywnie, ale to „przypadłość" każdego strumienia publicznych środków.

12 Z perspektywy kraju takiego jak Polska, nie sposób nie zauważyć, że obecnie zjawisko ocieplenia klimatu odczuwalnie redukuje koszty ogrzewania. Nic nie wskazuje jednak na to, aby kraje naszego regionu miały z tego pozytywnego sprzężenia korzystać specjalnie długo. Im dłuższe będą okresy ekstremalnego ciepła w miesiącach wiosenno-letnich, tym szybciej bilans roczny przechodzić będzie na niekorzystną stronę.

13 Przy czym np. klimatyzatory przekierowują to ciepłe powietrze na ulice naszych (i tak już przegrzanych) miast.

samonapędzający się mechanizm – ocieplenie klimatu, związane przede wszystkim z emisjami, powoduje, że jeszcze bardziej potrzebujemy klimatyzatorów, chłodziarek, wentylatorów itd., co prowadzi do dalszego wzrostu zużycia energii i związanych z tym emisji. Zwiększona produkcja energii oznacza też większe zapotrzebowanie na chłodzenie różnorodnych podzespołów w elektrowniach, a więc większy pobór wody z rzek dotkniętych suszą. I tak dalej…

Zmiany klimatu coraz częściej wystawiają infrastrukturę energetyczną na podwójny test: jednocześnie zwiększają zapotrzebowanie na energię i utrudniają jej wytwarzanie. Im bardziej ekstremalne stają się warunki pogodowe, tym większego znaczenia nabierają odporność systemu, elastyczność źródeł i zdolność do współpracy transgranicznej.

Jak zauważają autorzy analizy przygotowanej dla Międzynarodowej Agencji Energetycznej[14], w większości regionów *zapotrzebowanie na chłodzenie koncentruje się w określonych miesiącach roku oraz w konkretnych porach dnia. Oznacza to, że choć chłodzenie odpowiada za około 10% rocznego zużycia energii elektrycznej, to stanowi aż 30% szczytowego zapotrzebowania na moc. Takie spiętrzenie popytu obciąża systemy elektroenergetyczne szczególnie mocno podczas fal upałów, kiedy zapotrzebowanie na chłodzenie gwałtownie rośnie, a mogą wystąpić zakłócenia w dostawach energii.*[15]

Tego również mogliśmy bardzo namacalnie doświadczyć w Europie w tym roku, gdy wyjątkowo wysokie zapotrzebowanie na energię przypadło na okres, w którym elektrownie – zarówno konwencjonalne, jak i jądrowe – miały ogromne problemy z utrzymaniem ciągłości pracy. W niektórych krajach ten skok zapotrzebowania na moc udało się obsłużyć tylko dzięki współpracy transgranicznej i rekordowej generacji z OZE.

Zahamowanie rozwoju – koszt odłożony na przyszłość

Pamiętajmy, że nawet jeśli jako społeczności czy narody zdecydujemy się na tę nierówną walkę z ciepłem, zaakceptujemy związane z tym dodatkowe – niemałe – koszty i rozwiążemy problemy okresowego, nadzwyczajnego obciążenia naszej infrastruktury, to nadal nie rozwiążemy wszystkich problemów związanych z ekstremalnymi temperaturami.

Wróćmy znów do doświadczeń zebranych podczas tegorocznych fal rekordowych upałów w Europie. O ile jesteśmy w stanie utrzymać w miarę komfortowe warunki do pracy w najnowocześniejszych biurowcach, do nauki w szkołach i na uniwersytetach czy do przebywania w niektórych przestrzeniach handlowych, o tyle nadal trudno myśleć o zapewnieniu klimatyzacji w każdej większej hali produkcyjnej, na targowisku czy bazarze. A co z pracami wykonywanymi na roli albo na budowach?

Jak wyliczył Allianz Trade, temperatura powyżej 30°C w zauważalny sposób obniża wydajność pracy. Każdy kolejny stopień powyżej tej granicy może obniżać produktywność o około 3 proc. i zwiększać

14 Zob. A. Vautrin, J. Dou, A. N. Furdos, F. Voswinkel, *Cooling a hotter world: El Niño meets strong growth in global electricity demand*, IEA, 10.07.2026 r., [dostęp online].
15 Ibidem, tłum. własne.

zużycie energii o 1,2 proc.[16] W tym roku w Europie Zachodniej mieliśmy długie okresy temperatur daleko przekraczających tę granicę (39–41°C).

Ekstremalne temperatury oznaczają nie tylko bieżące straty w produkcji i wyższe koszty funkcjonowania gospodarki – stopniowo ograniczają także jej zdolność do inwestowania i rozwoju. Koszt zmian klimatu jest więc odłożony w czasie: dzisiejsze fale upałów mogą przekładać się na niższą produktywność, słabsze inwestycje i mniejszy potencjał wzrostu w kolejnych latach.

Autorzy raportu wskazują, że zależność ta w największym stopniu dotyczy sektorów opierających się na pracy fizycznej – budownictwa, transportu i logistyki, rolnictwa oraz przemysłu. Fale upałów prowadzą w tych branżach do poważnego spadku wydajności, opóźnień w realizacji zleceń i wzrostu kosztów operacyjnych.

Scenariusz stresowy dla lat 2026–2030 wskazuje, że skumulowany spadek inwestycji związany z falami rekordowych upałów może wynieść 14,7 proc. w przypadku Francji, 12,8 proc. w przypadku Włoch i 6 proc. w przypadku Portugalii. Upały skutkują zatem nie tylko bieżącą utratą produkcji, np. przemysłowej czy rolnej, ale stanowią również istotny czynnik ograniczający przyszłe możliwości rozwojowe gospodarek[17].

16 Zob. P. Karpińska, *Upały uderzają w światowe gospodarki. Każdy stopień kosztuje*, tvn24.pl, 19.07.2026 r., [dostęp online].

17 Autorzy raportu Allianz szacują, że najbardziej narażone gospodarki mogą stracić w latach 2026-2030 między 5 a 7% PKB względem scenariusza zakładającego brak ekstremalnych upałów. W ujęciu wartościowym oznaczałoby to stratę na poziomie ok. 240 mld dolarów w przypadku Francji, 147 mld dolarów w przypadku Włoch i 131 mld dolarów w przypadku Niemiec.

Niezdolni do kreatywnej i efektywnej pracy

O tym, jak trudno w „nowej normalności" pozostać w dobrej kondycji przez całą dobę, mogło się w tym roku na własnej skórze przekonać rekordowo wielu Europejczyków. Przywilej przebywania w klimatyzowanych pomieszczeniach dla większości mieszkańców naszego kontynentu kończy się wraz z opuszczeniem biura. Wielu z nas wraca potem transportem zbiorowym (niekoniecznie klimatyzowanym) do bardzo nagrzanych mieszkań czy domów – nie tylko pozbawionych klimatyzacji, ale dodatkowo słabo zaizolowanych, a więc szybko się nagrzewających i długo oddających ciepło w nocy. Tymczasem nasza efektywność pracy kolejnego dnia zależy w ogromnym stopniu właśnie od jakości wypoczynku i snu. Mało kto ma zatem realne szanse całkowicie uniknąć skutków, jakie rekordowe upały wywierają na nasze organizmy.

Wysokie temperatury uderzają nie tylko w zdrowie i komfort życia, ale także w zdolność do koncentracji, podejmowania decyzji i efektywnej pracy. W świecie coraz częstszych fal upałów klimat staje się więc także jednym z czynników ograniczających produktywność i innowacyjność gospodarki.

Coraz więcej badań potwierdza to, co staje się odczuciem zbiorowym – w upalne dni stajemy się bardziej drażliwi, mamy problemy z koncentracją, szybciej odczuwamy zmęczenie, a mimo to później mamy problemy ze snem. Dotyczy to w sposób szczególny osób przyzwyczajonych od pokoleń do życia

w zupełnie innych warunkach klimatycznych. W skrajnie niesprzyjających warunkach nawet stosunkowo proste zadania, które normalnie wykonujemy niemal mechanicznie, mogą stać się problemem. Badania Volkera Thoma z University of East London wskazują, że wysokie temperatury najmocniej uderzają w te funkcje poznawcze, z których korzystamy niemal bez przerwy[18].

Ludzki mózg jest wyjątkowo wrażliwy na wysoką temperaturę. Jako jeden z najbardziej energochłonnych organów sam produkuje ciepło podczas pracy. Gdy na zewnątrz robi się gorąco, organizmowi trudniej utrzymać odpowiednie chłodzenie, co może zaburzać sprawność umysłową.

Nie pomaga też to, że uwagę nieustannie odciągają fizyczne skutki gorąca – pocenie się, pragnienie czy uczucie dyskomfortu. Mózg musi poświęcać część zasobów na radzenie sobie z nimi, przez co… mniej energii zostaje na myślenie.[19]

Zmiany klimatyczne a rozwój cywilizacji

Czy gdyby Europa przez ostatnie kilkaset lat mierzyła się z falami upałów, suszami, gwałtownymi powodziami i huraganami, doszłaby do dzisiejszego poziomu dobrobytu? Czy nasi przodkowie byliby zdolni do dokonania odkryć o porównywalnej skali? Czy bylibyśmy zdolni do podobnych, rewolucyjnych skoków rozwojowych, które na wieki ugruntowały pozycję kontynentu w globalnej rywalizacji?

Zmiany klimatu to nie tylko koszt bieżących strat, lecz także ryzyko utraty części przyszłego potencjału rozwojowego Europy – niższej produktywności, mniejszej zdolności do innowacji i konieczności przeznaczania coraz większych środków na adaptację. Dlatego odporność klimatyczna powinna być traktowana nie jako konkurencja wobec bezpieczeństwa, energetyki czy konkurencyjności, lecz jako długoterminowa inwestycja warunkująca ich trwałość.

Tego oczywiście nie sposób sprawdzić. Jeśli jednak wiemy, że ekstremalne ciepło nie sprzyja myśleniu, a katastrofy naturalne z pewnością nie sprzyjają rozwojowi, to nie możemy bagatelizować faktu, że tego rodzaju zjawiska staną się rzeczywistością przyszłych pokoleń Europejczyków. Cieplejszy klimat zwiększy koszty utrzymania infrastruktury, zmniejszy liczbę efektywnych godzin pracy, będzie wymagał większych nakładów na chłodzenie i zmusi nas do inwestowania miliardów w przeróżne sposoby adaptacji do tych zmian.

Wyzwania klimatyczne musimy zatem postrzegać nie tylko w kategoriach bieżących strat i kosztów, ale również utraconych możliwości, które w przypadku regionu świata o takim potencjale i takiej jakości życia są kolosalne.

Nie chodzi oczywiście o to, abyśmy wobec tej perspektywy wycofali się ze wszystkich wydatków zbrojeniowych, podając się Rosji na

18 To przykładowo: zdolność do krótkotrwałego przechowywania i przetwarzania informacji (pamięć robocza), kontrola reakcji automatycznych czy podejmowanie złożonych decyzji. Więcej, zob. V. Thoma, *Expert voices: How to beat brain fog during a heatwave*, University of East London, 25.06.2026 r., [dostęp online].

19 A. Lipiec, *Co upały robią z twoją głową? W czasie fali gorąca mózg czuje się jak w płonącym domu*, Zwierciadło, 29.06.2026 r., [dostęp online].

talerzu, zrezygnowali z suwerennego rozwoju technologicznego, oddając hołd lenny USA lub Chinom, czy też odpuścili inne wyzwania. Nawet jeśli priorytetami Europy są dziś bezpieczeństwo, energia i konkurencyjność, to adaptacja do zmian klimatu pozostaje niezwykle ważna dla naszej przyszłości. Ważne, żebyśmy mimo rywalizacji w ramach tych innych wyścigów nie tracili z oczu konieczności mitygacji zmian klimatu i adaptacji do tych zmian, których nie jesteśmy w stanie mitygować. Odporność klimatyczną musimy przede wszystkim uwzględniać w energetyce, budownictwie i polityce rynku pracy. W takiej perspektywie adaptacja jest długoterminową inwestycją. Koszty alternatywne są o wiele większe. ■

O AUTORZE

Adam Leśniewicz – Dyrektor Kongresu Obywatelskiego. Z Instytutem Badań nad Gospodarką Rynkową związany od ponad 10 lat, a od 2026 r. również jego Dyrektor Programowy. Absolwent Centrum Europejskiego Uniwersytetu Warszawskiego. Prywatnie zaangażowany w propagowanie różnorodnych form partycypacji miejskiej oraz ich aktywny uczestnik. W ramach Budżetu Obywatelskiego m.st. Warszawy pomysłodawca hamaków miejskich i ławek obywatelskich oraz popularyzator idei parków kieszonkowych.

ROZDZIAŁ IV.

NOWA GEOPOLITYKA ENERGII – STRATEGIE MOCARSTW I EUROPEJSKIE KONSEKWENCJE DLA POLSKI

Amerykańska dominacja energetyczna – szanse i wyzwania dla Europy



DR SZYMON KARDAŚ
Główny Specjalista ds. Polityki Energetycznej
w programie European Power w European Council on Foreign Relations (ECFR)

Jednym ze strategicznych celów prezydentury Donalda Trumpa jest umacnianie globalnej dominacji energetycznej Stanów Zjednoczonych. Z perspektywy Europy niesie to zarówno korzyści – związane z bezpieczeństwem dostaw i współpracą technologiczną – jak i ryzyka wynikające z pogłębiania zależności od importowanych paliw i asymetrii relacji z energetycznym mocarstwem. Dla Polski kluczowe będzie wykorzystanie szans płynących ze współpracy z USA bez rezygnacji z własnych długofalowych interesów.

Mocarstwo energetyczne

Choć układ sił w światowej energetyce jest sprawą złożoną, nie ulega wątpliwości, że USA mają w nim mocarstwowy status. Stany Zjednoczone stały się największym na świecie producentem i eksporterem ropy. Dominują w wydobyciu gazu i w światowym handlu LNG. W 2026 roku USA odpowiadały za ponad 1/4 globalnego eksportu gazu skroplonego. Stany Zjednoczone pozostają światowym liderem pod względem produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych. Jednocześnie wzmacniają swoją pozycję na rynkach międzynarodowych poprzez eksport i wdrażanie amerykańskich technologii jądrowych za granicą, szczególnie w Europie.

Status mocarstwa był efektem splotu dwóch grup czynników: wewnętrznych i zewnętrznych. Jednym z kluczowych procesów umożliwiających USA ekspansję na światowych rynkach paliw kopalnych była rewolucja łupkowa, która osiągnęła punkt kulminacyjny w pierwszej dekadzie obecnego stulecia. Dynamiczny rozwój projektów wydobywczych w sektorze ropy i gazu był z kolei możliwy dzięki szeregowi korzystnych uwarunkowań wewnętrznych. Dźwignią tego procesu były małe i średnie firmy energetyczne. Istotną rolę odegrała oczywiście odpowiednia polityka regulacyjna oraz fiskalna państwa. Władze federalne stworzyły ramy prawne umożliwiające inwestycje infrastrukturalne, co miało istotne znaczenie szczególnie w odniesieniu do sektora LNG. Z kolei w sektorze jądrowym rozwój technologiczny umożliwiał zwiększanie przewag konkurencyjnych amerykańskich firm.

Energetycznej dominacji Waszyngtonu w skali globalnej sprzyjają także procesy geoekonomiczne i geopolityczne zachodzące na świecie na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat. Mimo przyspieszenia tempa transformacji energetycznej w różnych częściach globu w ostatnich latach zapotrzebowanie na paliwa kopalne rosło w wielu regionach świata. Było to szczególnie widoczne w państwach Azji, których ograniczone zasoby własne wymuszały zwiększanie importu ropy i gazu, co w naturalny sposób tworzyło możliwości ekspansji dla amerykańskich firm działających w sektorze naftowo-gazowym.

Czynnikiem sprzyjającym USA były także procesy geopolityczne zachodzące w bardzo newralgicznych pod względem energetycznym regionach świata. Inwazja Rosji na Ukrainę w 2022 roku skutkowała strategicznym zwrotem w zakresie współpracy energetycznej między Moskwą a państwami UE. Jeszcze w 2022 roku Unia Europejska podjęła polityczną decyzję o konieczności całkowitego uniezależnienia się od rosyjskich surowców. Była ona po części wymuszona działaniami Rosji, ograniczającej w 2022 roku na niespotykaną wcześniej skalę dostawy gazu do Europy. W niektórych aspektach była natomiast efektem inicjatyw samej UE. Przykładem są zarówno unijne sankcje obejmujące m.in. embargo na import rosyjskiej ropy i produktów naftowych, jak i przyjęcie regulacji prawnych zakładających stopniowe wprowadzanie, do 2027 roku, całkowitego zakazu importu rosyjskiego gazu. Z kolei agresja Izraela i USA na Iran w 2026 roku, której efektem były m.in. blokada cieśniny Ormuz oraz ograniczenie produkcji i eksportu ropy, a także LNG z państw Bliskiego Wschodu, doprowadziła do spadku podaży ropy i gazu w skali globalnej. Naturalnym beneficjentem wspomnianych procesów stały się USA. W przypadku wojny rosyjsko-ukraińskiej, po znaczącym ograniczeniu współpracy energetycznej między Rosją a UE, uzyskały status jednego z najważniejszych dostawców ropy i gazu na Stary Kontynent. Konsekwencją przedłużającego się konfliktu z Iranem było dalsze zwiększanie amerykańskiej produkcji i eksportu ropy oraz gazu, co tylko umocniło pozycję USA w układzie sił w światowej energetyce.

Energetyczna potęga USA wyrasta zarówno z wewnętrznych przewag technologicznych i surowcowych, jak i z globalnych kryzysów, które otwierają amerykańskim firmom nowe rynki. Wojna w Ukrainie, ograniczenie roli Rosji w Europie oraz niestabilność na Bliskim Wschodzie dodatkowo wzmacniają pozycję Stanów Zjednoczonych jako jednego z kluczowych graczy światowej energetyki.

Energetyczna dominacja USA jako szansa dla Europy…

Wzmocnienie pozycji Waszyngtonu w światowej energetyce przynosi profity amerykańskiej gospodarce, ale daje również korzyści i stwarza szanse dla krajów sojuszniczych, a do takich – niezależnie od niekiedy ostrej antyeuropejskiej retoryki Donalda Trumpa – należy nominalnie i faktycznie większość państw europejskich.

Po pierwsze, z perspektywy Europy USA zaczęły w ostatnich latach odgrywać niezwykle istotną rolę w zakresie najbardziej pierwotnego

rozumienia bezpieczeństwa energetycznego. Po drastycznym zmniejszeniu przez kraje UE zakupów rosyjskich paliw kopalnych w latach 2022–2025 to właśnie Stany Zjednoczone okazały się pewnym (czytaj: niezawodnym) dostawcą ropy i gazu do Europy. Według oficjalnych statystyk publikowanych przez Komisję Europejską USA były w 2025 roku największym dostawcą ropy surowej do UE oraz największym dostawcą gazu skroplonego. Choć administracja Donalda Trumpa prowadzi bardziej asertywną politykę wobec partnerów europejskich, wszczynając wojny handlowe i grożąc ich zaostrzeniem wobec całej UE czy wybranych państw unijnych, decyzje administracji USA nie wpływają na bezpieczeństwo dostaw paliw kopalnych, które realizowane są przez prywatne amerykańskie firmy. Dostawcy ze Stanów Zjednoczonych mogą też odegrać ważną rolę w finalizacji procesu całkowitego uniezależniania się od dostaw ropy i gazu z Rosji. Zgodnie z unijnym rozporządzeniem przyjętym w styczniu 2026 roku całkowita eliminacja importu rosyjskiego gazu ma nastąpić najpóźniej jesienią 2027 roku i firmy z USA mogą odegrać pozytywną rolę jako alternatywni dostawcy gazu do tych krajów, które nadal sprowadzają błękitne paliwo z Rosji. Należą do nich m.in. Belgia, Francja, Hiszpania, Słowacja czy Węgry. Zawarte długoterminowe umowy na dostawy paliw kopalnych z USA mogą być także dla wielu państw swoistym zabezpieczeniem przed pokusą powrotu do zakupów paliw kopalnych, w szczególności gazu, z Rosji. Ryzyko pojawienia się takich postulatów znacząco wzrośnie w przypadku zakończenia lub zamrożenia wojny rosyjsko-ukraińskiej.

Po drugie, zainteresowanie USA ekspansją w sektorze energetyki jądrowej może być szansą na przyspieszenie procesu dekarbonizacji w tych państwach UE, które w atomie upatrują ważny element transformacji energetycznej. Dotyczy to m.in. Polski, która planuje zbudować co najmniej dwie elektrownie jądrowe dużej skali, a uczestnikiem jednego z projektów, będącego w trakcie realizacji, jest strona amerykańska. Poza tym firmy z USA deklarują zainteresowanie realizacją projektów jądrowych także w innych krajach europejskich, takich jak Czechy, Rumunia czy Bułgaria. Choć skala i stopień zaawansowania poszczególnych przedsięwzięć są zróżnicowane, zaangażowanie to odzwierciedla szersze działania Stanów Zjednoczonych na rzecz ekspansji w sektorze jądrowym, w szczególności budowy elektrowni z wykorzystaniem reaktorów AP1000 firmy Westinghouse. Co więcej, amerykańskie firmy są również zainteresowane realizacją projektów budowy tzw. małych reaktorów jądrowych (SMR). O ile duże projekty jądrowe wywołują sprzeciw czy sceptycyzm w niektórych państwach UE (Niemcy, Austria), a tym samym nie uzyskują politycznej aprobaty na forum całej UE, o tyle SMR-y postrzegane są odmiennie. Komisja Europejska przyjęła nawet w marcu 2026 roku *Strategię rozwoju i wdrażania małych reaktorów modułowych w Europie*.

Po trzecie, pewną szansą dla Europy jest zainteresowanie USA budowaniem sojuszu w sektorze surowców krytycznych. W lutym 2026 roku odbyło się w Waszyngtonie spotkanie przedstawicieli 54 państw i Komisji Europejskiej, którego celem była inauguracja procesu tworzenia koalicji na rzecz współpracy w zakresie pozyskiwania surowców krytycznych i zapewniania bezpiecznych

łańcuchów ich dostaw. Z kolei w kwietniu 2026 roku USA i UE podpisały memorandum dotyczące współdziałania w tej materii. Wspólnota interesów między Waszyngtonem i Brukselą, a także stolicami państw unijnych, jest o tyle istotna, że USA, a jeszcze bardziej UE, pozostają zależne od Chin w zakresie surowców krytycznych. Potencjał Stanów Zjednoczonych oraz wola polityczna mogą się okazać niezwykle cenne dla Europy w kontekście zabezpieczania w przyszłości łańcuchów dostaw surowców krytycznych czy metali ziem rzadkich.

Energetyczna potęga USA może być dla Europy istotnym źródłem bezpieczeństwa – od stabilnych dostaw ropy i LNG, przez współpracę jądrową, po budowę bardziej odpornych łańcuchów dostaw surowców krytycznych. Im silniejsze będą te powiązania, tym większa szansa, że współpraca energetyczna przełoży się również na trwalsze partnerstwo transatlantyckie w sferze bezpieczeństwa.

Po czwarte, dobra i wzajemnie korzystna współpraca energetyczna, zarówno w zakresie paliw kopalnych, jak i energetyki jądrowej, może być elementem wzmacniającym współpracę europejsko-amerykańską w szeroko rozumianej sferze bezpieczeństwa. Przykładowo budowa przez amerykańskie firmy bloków jądrowych w Europie jest czynnikiem zwiększającym zainteresowanie USA utrzymaniem bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej powstającej z amerykańskim udziałem. Inwestycje tego rodzaju tworzą bowiem długoterminowe powiązania technologiczne, gospodarcze i instytucjonalne między Stanami Zjednoczonymi a państwami europejskimi. Zagrożenia związane z działaniami sabotażowymi na Bałtyku czy innych akwenach morskich w Europie, przez które przepływają tankowce i metanowce z amerykańskimi surowcami, stanowią pole do współdziałania dla Waszyngtonu i stolic Starego Kontynentu.

W konsekwencji bezpieczeństwo infrastruktury energetycznej Europy staje się w większym stopniu elementem wspólnego interesu obu stron, co może sprzyjać pogłębianiu współpracy również w innych obszarach, w szczególności obronnym.

…ale i wyzwania

Jednocześnie dalsza ekspansja USA na zewnętrznych rynkach energetycznych może generować dla Europy pewne wyzwania.

Po pierwsze, logika ekspansji w sektorze paliw kopalnych w naturalny sposób obejmuje zwiększanie eksportu ropy i gazu, w tym na tak lukratywne rynki jak europejski. USA planują w nadchodzących latach uruchomić kolejne terminale eksportowe LNG, co w konsekwencji doprowadzi do podwojenia obecnego potencjału. Promowanie przez Waszyngton intensyfikacji współpracy energetycznej w sektorze gazowym odbywa się bardzo intensywnie na różnych forach międzynarodowych, w tym regionalnych. Przykładem jest choćby ostatni szczyt Trójmorza w Dubrowniku, zorganizowany w kwietniu 2026 roku, podczas którego sekretarz energii USA intensywnie zachęcał europejskich partnerów do zacieśniania współpracy gazowej z Waszyngtonem. O ile utrzymanie stabilnych dostaw gazu z USA

będzie w perspektywie kolejnych lat ważne, biorąc pod uwagę prognozy zapotrzebowania na paliwa kopalne w UE, o tyle nadmierne zwiększanie importu, a tym bardziej zaciąganie nowych wieloletnich zobowiązań w tej materii, mogłoby stać w sprzeczności z długofalowym interesem UE. Unia Europejska jako wspólnota pozostaje w znacznym stopniu uzależniona od importu ropy i gazu – według danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej na poziomie odpowiednio 90 i 85 proc. Tym samym strategicznym celem UE powinno być systematyczne zmniejszanie zależności gospodarczej od paliw kopalnych, a co za tym idzie – obniżanie corocznych, horrendalnych kosztów ich importu. W tym zakresie długofalowy interes UE pozostaje w sprzeczności z długoterminowymi celami amerykańskich przedsiębiorstw działających w sektorze paliw kopalnych, zainteresowanych nie tylko utrzymaniem wpływów, ale i ich zwiększaniem, m.in. poprzez wzrost wolumenu dostaw.

Po drugie, poważnym wyzwaniem dla UE pozostają konsekwencje procesów geopolitycznych współkształtowanych przez decyzje podejmowane przez Waszyngton. Przeciągająca się wojna z Iranem i utrzymująca się niestabilność na Bliskim Wschodzie, w tym w cieśninie Ormuz, mogą długofalowo niekorzystnie wpływać na sytuację na globalnych rynkach energetycznych, a szczególnie na sytuację regionu tak mocno uzależnionego od importu surowców energetycznych jak UE. Ograniczenie podaży paliw kopalnych i zakłócenia łańcuchów ich dostaw windują ceny, podnosząc koszty funkcjonowania gospodarek uzależnionych od importu ropy i gazu. W tym kontekście do pewnego stopnia wyzwaniem pozostaje także polityka sankcji energetycznych stosowanych przez USA wobec wybranych adwersarzy. Z jednej strony niektóre restrykcje nakładane przez USA korespondują w wymiarze strategicznym z interesami UE. Przykładem są sankcje energetyczne stosowane wobec Rosji. Podnoszą one bowiem koszty funkcjonowania rosyjskiego sektora energetycznego, a co za tym idzie – zmniejszają dochody Moskwy i w konsekwencji ograniczają środki na prowadzenie wojny przeciwko Ukrainie. Z drugiej strony sankcje nakładane na takie kraje jak Iran czy Wenezuela stanowią barierę dla rozwoju potencjału energetycznego tych państw, a co za tym idzie – dla dostępu krajów europejskich do ich surowców. Ograniczają tym samym możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw, co jest permanentnym wyzwaniem z punktu widzenia silnie uzależnionej od importu paliw kopalnych UE.

Energetyczna dominacja USA wzmacnia bezpieczeństwo dostaw do Europy, ale może też pogłębiać jej zależność od importowanych paliw kopalnych i utrudniać realizację długofalowych celów transformacji. Wyzwaniem dla UE jest więc takie układanie relacji z Waszyngtonem, aby korzystać z amerykańskiego potencjału, nie rezygnując z własnej autonomii, dywersyfikacji i konkurencyjności.

Po trzecie, amerykańskie subsydia i inne formy wsparcia rządowego dla krajowego sektora czystych technologii stanowią wyzwanie dla UE w zakresie atrakcyjności Europy dla zagranicznych inwestorów oraz jej

konkurencyjności. Choć administracja Donalda Trumpa traktuje priorytetowo sektor paliw kopalnych i energetyki jądrowej oraz podjęła działania zmierzające do ograniczenia części przyjętych wcześniej instrumentów wsparcia dla czystych technologii, sektor ten nadal korzysta z podjętych wcześniej decyzji. Chodzi o inwestycje i zdolności produkcyjne powstałe w wyniku znacznego wsparcia wprowadzonego przez administrację Joe Bidena, w szczególności w ramach Inflation Reduction Act. Dotyczy to m.in. energetyki słonecznej i wiatrowej, a także projektów dotyczących tzw. czystego wodoru.

Wnioski dla Polski

Energetyczna mocarstwowość USA i globalna strategia Waszyngtonu w sektorze energetyki tworzą pewne strategiczne dylematy dla polskich decydentów.

Z jednej strony, w obliczu agresywnej polityki Moskwy i związanych z nią zagrożeń, racją stanu Polski jest utrzymanie jak najściślejszych relacji sojuszniczych ze Stanami Zjednoczonymi. Dotyczy to zarówno sfery bezpieczeństwa, jak i innych obszarów. Niezależnie od politycznych barw administracji rządzącej w Waszyngtonie, w interesie Warszawy leży także utrzymanie współpracy w sektorze energetyki, która zapewnia – m.in. dzięki stabilnym dostawom gazu – i może wzmocnić – poprzez projekt budowy dużej elektrowni jądrowej – bezpieczeństwo energetyczne RP. Warszawa powinna też odgrywać aktywną rolę w neutralizowaniu fałszywej narracji, pojawiającej się niekiedy w niektórych zachodnioeuropejskich stolicach, zgodnie z którą zwiększona w latach 2022–2025 zależność Europy od USA w zakresie dostaw paliw kopalnych jest wyzwaniem, a nawet zagrożeniem porównywalnym z niegdysiejszą zależnością UE od Rosji.

Ponadto intensyfikacja współpracy energetycznej między Warszawą a Waszyngtonem może także wzmacniać rolę Polski w procesie uniezależniania się od dostaw rosyjskiego gazu przez te kraje UE, które wciąż kupują błękitne paliwo z Rosji. Dzięki inwestycjom infrastrukturalnym, takim jak terminal LNG w Świnoujściu czy budowany pływający terminal LNG w Gdańsku, Polska może stać się krajem tranzytowym dla dostaw amerykańskiego gazu do krajów sąsiednich, a także innych państw regionu Europy Środkowej, Wschodniej i Południowej, w szczególności zrzeszonych w ramach inicjatywy Trójmorza.

Polska powinna maksymalnie wykorzystywać współpracę energetyczną z USA do wzmacniania własnego bezpieczeństwa i pozycji w regionie. Jednocześnie relacje z energetycznym mocarstwem wymagają większej asertywności i ostrożności, tak aby długoterminowe zobowiązania nie ograniczały realizacji strategicznych interesów Polski i całej UE.

Warto, by Polska wykorzystała zarówno uruchomione formaty wielostronne, jak i poziom bilateralny do zacieśnienia współpracy z USA w zakresie surowców krytycznych. Ich rola ma bowiem niezwykle istotne znaczenie z punktu widzenia tempa transformacji energetycznej Polski i całej UE.

Z drugiej strony Polska powinna jednak z większą ostrożnością i z uwzględnieniem długofalowych interesów własnych oraz całej

UE projektować kolejne strategiczne decyzje dotyczące współpracy z USA w sektorze energetyki. W szczególności dotyczy to procesu transformacji energetycznej, obejmującego zmniejszanie zależności gospodarczej od paliw kopalnych. Zarówno dla całej UE, jak i dla Polski import paliw kopalnych generuje co roku znaczące koszty, które zwiększają się w obliczu kryzysów geopolitycznych wpływających na ceny surowców. Tym samym traktowanie USA jako stabilnego i wiarygodnego dostawcy nie powinno być utożsamiane z akceptacją wszystkich ofert zacieśniania współpracy, w szczególności tych, które mogłyby rodzić nowe, nadmierne pod względem wolumenu i długoterminowe zobowiązania, stojące w sprzeczności z celem zmniejszania europejskiej zależności gospodarczej od paliw kopalnych. Ponadto, choć w relacje handlowe z mocarstwem energetycznym w naturalny sposób wpisana jest asymetria i gorsza pozycja negocjacyjna „słabszego" partnera, należy wykazywać się większą asertywnością w rozmowach. Byłoby to wskazane w szczególności w negocjacjach dotyczących wyboru partnera dla budowy w Polsce kolejnych dużych elektrowni jądrowych.

Energetyczna potęga USA stwarza dla Europy i Polski istotne możliwości, ale korzystanie z nich powinno iść w parze z ochroną własnych długofalowych interesów. Kluczowe jest więc takie kształtowanie współpracy z Waszyngtonem, aby wzmacniała bezpieczeństwo, nie prowadząc jednocześnie do nadmiernych zależności.

Podsumowanie

Stany Zjednoczone konsekwentnie wzmacniają swoją pozycję w globalnym układzie sił w energetyce. Biorąc pod uwagę, że dotyczy to politycznego sojusznika Polski, ale także całej UE, warto wykorzystywać rodzące się szanse i maksymalizować korzyści ze współpracy z Waszyngtonem w tej dziedzinie. Jednocześnie Europa musi być świadoma szeregu wyzwań, które wiążą się z mocarstwowym statusem USA w światowej energetyce, i układać relacje energetyczne z Waszyngtonem na warunkach uwzględniających własne długofalowe interesy. ■

O AUTORZE

dr **Szymon Kardaś** – Główny Specjalista ds. Polityki Energetycznej w programie European Power w European Council on Foreign Relations (ECFR). Autor artykułów naukowych, analiz eksperckich i książek dotyczących problematyki energetycznej. W 2025 roku ukazała się jego obszerna monografia poświęcona polityce energetycznej Rosji – „Dyplomacja energetyczna Federacji Rosyjskiej 1992-2025. Środki, cele, kierunki działania, ocena efektywności".

Energetyczna strategia Chin – bezpieczeństwo, wzrost i globalna ekspansja



Maciej Kalwasiński
Główny Specjalista, Zespół Chiński, Ośrodek Studiów Wschodnich

Polityka energetyczna wpisana jest w szerszą strategię Pekinu, nastawioną na zwiększanie odporności państwa w obliczu spodziewanej eskalacji konfliktu z USA. Ekspansja energetyczna ma służyć głównie zwiększaniu samowystarczalności i modernizacji gospodarki, a nie dekarbonizacji. W warunkach spowolnienia gospodarczego rozwój sektora *cleantech* stał się także ważnym motorem wzrostu. Jego moce produkcyjne przekraczają już jednak potrzeby rynku krajowego, co zwiększa presję na eksport. Przyspiesza to globalną transformację energetyczną dzięki niższym cenom, ale jednocześnie utrudnia rozwój produkcji poza Chinami i pogłębia zależność innych państw od Pekinu.

W ostatniej dekadzie, w obliczu zachodzących na świecie „zmian niewidzianych od stulecia" i „eskalacji zewnętrznych prób powstrzymywania Chin", władze w Pekinie zredefiniowały strategię ekonomiczną państwa. Ich wiodącym celem jest umocnienie oblężonej przez Amerykanów „chińskiej fortecy" poprzez ograniczenie jej zależności od zagranicy oraz postęp technologiczny, który nada nowy impuls rozwojowy spowalniającej gospodarce i zapewni Chińskiej Republice Ludowej (ChRL) rolę globalnego lidera nowej rewolucji przemysłowej. „Modernizacja z chińską charakterystyką" ma doprowadzić do „odrodzenia narodu chińskiego" i budowy „silnego, nowoczesnego państwa socjalistycznego".

Strategii tej podporządkowana jest polityka energetyczna. Łączy ona postulaty zwiększenia samowystarczalności, modernizacji państwa opartej na „zielonym" przemyśle i krajowych technologiach oraz pobudzenia aktywności gospodarczej.

Ekspansja energetyczna

Wraz z dynamicznym wzrostem PKB w minionym półwieczu szybko rosło zapotrzebowanie chińskiej gospodarki na energię. W efekcie pogłębiała się zależność Chin od jej dostaw z zagranicy. Import ropy naftowej wzrósł od początku lat 90. niemal stukrotnie, do blisko 12 mln bbl/d. Zaczęto również sprowadzać gaz ziemny – w ubiegłym roku

jego import przekroczył 175 mld m^3. Łącznie dostawy zagraniczne pokryły w 2025 r. ponad 20% zużycia energii w Chinach.

Rosnąca zależność od importowanych surowców skłania Pekin do przyspieszania elektryfikacji gospodarki i zwiększania produkcji energii z krajowych źródeł. Tani i dostępny w ogromnej skali prąd ma nie tylko wzmacniać bezpieczeństwo energetyczne Chin, lecz także podnosić konkurencyjność gospodarki i wspierać ambicje zdobycia pozycji lidera nowej rewolucji przemysłowej.

Z perspektywy Pekinu stanowi to zagrożenie dla bezpieczeństwa państwa i niebagatelny koszt. Dlatego priorytetem jest zwiększenie produkcji energii z krajowych źródeł, a także utrzymywanie potężnych rezerw strategicznych surowców i dywersyfikacja dostaw. Zamknięcie cieśniny Ormuz w 2026 r. potwierdziło słuszność tej strategii. Chiny zdołały zredukować import ropy o 40% bez załamania aktywności gospodarczej.

ChRL nie dysponuje adekwatnymi do swoich potrzeb zasobami ropy i gazu, dlatego stanowczo stawia na elektryfikację gospodarki. W ciągu ostatnich czterech lat Chiny dodały do swojego systemu elektroenergetycznego więcej nowych mocy, niż wynosi łączna moc całego systemu Stanów Zjednoczonych, a w samym ubiegłym roku – więcej niż łączna moc wszystkich elektrowni w Indiach. Udział energii elektrycznej w całkowitym końcowym zużyciu energii zbliża się do 30% wobec niewiele ponad 10% na początku XXI w. Chiny prześcignęły już pod tym względem USA i Unię Europejską. W 2025 r. w kraju zużyto więcej prądu niż łącznie w UE, Indiach, Rosji i Japonii, a także ponad dwukrotnie więcej niż w USA.

Tani prąd dostępny w ogromnych ilościach nie tylko pozwala ograniczyć import surowców energetycznych, ale również wzmacnia konkurencyjność chińskiej gospodarki. Zapewnia niezbędne paliwo do automatyzacji produkcji czy rozwoju energochłonnych branż przyszłości, takich jak sztuczna inteligencja, robotyka i nowe materiały. W efekcie wspiera ambicje Pekinu, który zabiega o to, by Chiny stały się liderem nowej rewolucji przemysłowej.

„Zielona" (r)ewolucja

Węgiel nadal odpowiada za około połowę produkcji energii elektrycznej. Jednak jego udział w chińskim miksie energetycznym szybko spada, a jego rola ewoluuje z głównego źródła energii w kierunku stabilizatora systemu elektroenergetycznego, zapewniającego elastyczność i bezpieczeństwo.

W przeciwieństwie do ropy i gazu zdecydowaną większość zapotrzebowania na węgiel – ponad 90% – pokrywa miejscowe wydobycie. Nie jest to więc problem z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, lecz wyzwanie modernizacyjne. Pekin widzi w dekarbonizacji szansę na rozwój krajowego przemysłu, jego ekspansję zagraniczną, a zarazem okazję do zademonstrowania dbałości o dobrostan ludzkości i zyskania wizerunku globalnego lidera.

W minionym roku ChRL odpowiadała za około 30% światowych nakładów finansowych na „czystą" energię i zainstalowała więcej nowych mocy OZE niż reszta świata łącznie. W efekcie wiodącą rolę w produkcji energii stopniowo przejmują źródła odnawialne (ok. 40%), uzupełniane przez

elektrownie jądrowe (ok. 5%) i gazowe (ok. 3%). Tempo rozbudowy mocy OZE było na tyle duże, że zaczęło wyprzedzać zdolność systemu do ich absorpcji. Dlatego władze przesuwają akcent ze zwiększania mocy na lepsze ich wykorzystanie poprzez rozbudowę infrastruktury przesyłowej, magazynów energii i reformę rynku.

W chińskiej transformacji energetycznej dekarbonizacja nie jest celem nadrzędnym, lecz elementem szerszej strategii modernizacji gospodarki, rozwoju krajowego przemysłu i wzmacniania pozycji międzynarodowej. „Zielona" transformacja ma postępować szybko, ale nie kosztem bezpieczeństwa dostaw ani zdolności do zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na energię.

Udział źródeł odnawialnych w produkcji prądu nadal rósł jednak wolniej niż w kilkudziesięciu państwach, a według oficjalnych danych Chiny wciąż odpowiadały za blisko 30% globalnych emisji gazów cieplarnianych. Wiodącym celem chińskich władz nie jest dekarbonizacja, lecz zaspokojenie rosnącego apetytu na energię. „Zielona" transformacja ma postępować, ale nie kosztem bezpieczeństwa dostaw. Cele klimatyczne są wpisane w szeroką politykę przemysłową.

Nowy motor wzrostu

Długofalowo transformacja energetyczna ma zapewniać Chinom bezpieczeństwo i rozwój, natomiast obecnie pozwala im przejść relatywnie suchą stopą przez okres transformacji gospodarczej. Stare silniki wzrostu – m.in. inwestycje w nieruchomości i infrastrukturę transportową – już się wyczerpały, a nowe – jak zaawansowany, docelowo wysokomarżowy przemysł – w większości nie osiągnęły jeszcze wystarczającej skali. Wyjątkiem jest właśnie szeroko pojęty sektor *cleantech* (obejmujący OZE, energetykę jądrową, sieci elektroenergetyczne, magazyny energii, elektromobilność oraz kolej), który według szacunków Carbon Brief w 2025 r. odpowiadał za aż 30% wzrostu PKB i stanowił już ponad 11% gospodarki.

Dzięki temu, że państwo zapewnia krajowemu sektorowi *cleantech* ogromny popyt na jego produkty, może się on błyskawicznie rozrastać i, korzystając z efektów skali oraz wsparcia publicznego, skutecznie konkurować na rynkach zagranicznych. Chiny są dziś globalnym liderem produkcji urządzeń i komponentów dla energetyki odnawialnej. Odpowiadają za ponad 80–90% światowych zdolności wytwórczych w wielu kluczowych segmentach, w tym w większości ogniw łańcucha produkcji fotowoltaiki (polikrzem, ingoty/wafle, ogniwa, moduły) i baterii (m.in. materiały aktywne katod i anod). Jednocześnie utrzymują wiodącą rolę w obszarze turbin wiatrowych, w tym gondoli, oraz elektrolizerów do wytwarzania wodoru. Trzy na cztery auta elektryczne są produkowane w ChRL.

Sektor cleantech stał się jednym z najważniejszych nowych motorów chińskiej gospodarki, częściowo zastępując dotychczasowe, wyczerpujące się, źródła wzrostu. Ogromna skala krajowego rynku i wsparcie państwa pozwalają przy tym budować cały ekosystem wzajemnie wzmacniających się kompetencji przemysłowych, który umacnia technologiczną i eksportową pozycję Chin.

Co istotne, szeroki zakres działalności pozwala rozwijać cały ekosystem powiązanych kompetencji przemysłowych, w którym postęp w jednej branży wzmacnia kolejne. Rozwój baterii, elektromobilności czy energoelektroniki wzajemnie napędza popyt, obniża koszty i przyspiesza doskonalenie technologii. Skala produkcji sprzyja przy tym akumulacji wiedzy i kompetencji, które wzmacniają pozycję chińskich firm także w innych obszarach zaawansowanych technologii.

Ekspansja zagraniczna

Większość powyższych produktów trafia na rynek krajowy, ale sprzedaż zagraniczna dynamicznie rośnie. W minionym roku eksport tzw. „nowego trio" – fotowoltaiki, baterii oraz samochodów elektrycznych i hybrydowych – przekroczył 180 mld dolarów i był o ponad 20% wyższy niż rok wcześniej. W ujęciu wolumenowym wzrost był jeszcze większy.

Ogromna, przerastająca potrzeby lokalnego rynku, skala działalności oraz zaciekła konkurencja między chińskimi producentami, wspieranymi przez rywalizujące władze lokalne, prowadzą bowiem – wraz ze wzrostem efektywności technologii – do szybkiego spadku cen w kraju i za granicą. Tylko w latach 2023–2025 ceny modułów fotowoltaicznych spadły według IEA o ok. 50%, a pakietów baterii litowo-jonowych – o ok. 30%.

Chińska ekspansja cleantech obniża koszty globalnej transformacji energetycznej, ale jednocześnie osłabia warunki rozwoju lokalnej produkcji w innych państwach. W efekcie świat zyskuje dostęp do tańszych technologii, lecz zarazem pogłębia swoją zależność od Chin w kluczowych łańcuchach dostaw.

Krótkoterminowo tani import z Chin pozwala zaspokoić rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, obniża koszt dekarbonizacji i sprzyja realizacji celów klimatycznych na świecie. W przypadku wielu społeczeństw wciąż nie tworzy jednak wystarczająco szerokich korzyści ekonomicznych ani poczucia bezpieczeństwa, które mogłyby trwale wzmacniać poparcie dla „zielonej" transformacji.

Utrudnia również tworzenie i utrzymanie lokalnych możliwości produkcyjnych oraz pogłębia zależność od państwa regularnie wykorzystującego powiązania gospodarcze w celach politycznych. Pekin systematycznie rozszerza także formalny system kontroli eksportu technologii, w ramach którego ogranicza innym państwom możliwość budowania niezależnych od Chin łańcuchów dostaw instalacji OZE i zelektryfikowanego transportu. Równocześnie dąży do zastępowania zachodnich technologii rozwiązaniami krajowymi oraz zabezpieczenia dostępu do niezbędnych surowców na świecie. ■

O AUTORZE

Maciej Kalwasiński – Główny Specjalista w Zespole Chińskim Ośrodka Studiów Wschodnich (OSW), z którym jest związany od 2023 roku. Specjalizuje się w analizie gospodarki Chin, w szczególności sytuacji makroekonomicznej, polityki gospodarczej, handlu i inwestycji zagranicznych oraz zagranicznej polityki ekonomicznej. Wcześniej pełnił funkcję redaktora prowadzącego oraz analityka portalu finansowego Bankier.pl. Absolwent międzynarodowych stosunków gospodarczych na Uniwersytecie Ekonomicznym we Wrocławiu.

Samobój à la russe – jak Rosja przegrała europejski rynek i status energetycznego mocarstwa



Filip Rudnik
Główny Specjalista, Zespół Rosyjski, Ośrodek Studiów Wschodnich

Utrata Europy, kluczowego rynku zbytu rosyjskich węglowodorów, zniweczyła budowany przez dekady model gospodarczy Kremla, oparty na potężnych zastrzykach renty surowcowej z Zachodu. Rosyjskie władze w dużej mierze pozbawiły się tych dochodów na własne życzenie, wykorzystując eksport energii jako instrument politycznego nacisku i rozpętując wojnę przeciwko Ukrainie. Zwrot w stronę Azji nie rekompensuje poniesionych strat, ponieważ Rosja trafia tam na silniejszych partnerów, wymuszających niższe ceny i korzystniejsze warunki dostaw. Wraz z postępem transformacji energetycznej i wzrostem globalnej konkurencji okno na odbudowę dawnej pozycji może zamknąć się bezpowrotnie.

Nie tak dawno – bo blisko dwie dekady temu – Aleksiej Miller, szef Gazpromu, zapowiadał osiągnięcie przez gazowego giganta kapitalizacji o wartości 1 biliona dolarów. Rosjanin zarzekał się, że koncern stanie się w ten sposób najdroższą spółką świata w ciągu maksymalnie dziesięciu lat, a więc przed 2018 rokiem. Zapowiedź ta stanowiła sztampowy przykład kremlowskiej megalomanii.

Z drugiej strony przeświadczenie o nieograniczonym wzroście Gazpromu nie brało się znikąd. Kolosalne znaczenie Rosji jako dostawcy nośników energii do Europy było praktycznie nie do podważenia, a gaz stanowił tutaj najbardziej jaskrawy przykład. W 2019 roku dostawy „błękitnego" paliwa z Rosji stanowiły ok. 45 proc. całości unijnego importu. Co więcej, jeszcze przed pełnoskalową inwazją Rosji na Ukrainę w 2022 roku, prawie co trzecia baryłka ropy naftowej przerabiana w UE była pochodzenia rosyjskiego. Od wschodniego sąsiada sprowadzano także połowę importowanego oleju napędowego, a część infrastruktury energetycznej na rynku unijnym – takiej jak rafinerie czy magazyny gazu – należała do Rosjan.

Sieć tych zależności w Europie była na tyle rozbudowana i ciasno oplatająca kontynent, że dla wielu decydentów całkowite „wyrzucenie" Rosjan było nie do wyobrażenia. Zgodnie z tą logiką byłoby to tożsame z paraliżem unijnej gospodarki. Przekaz ten był celowo podsycany przez Kreml, który roztaczał apokaliptyczne wizje masowego zamarzania Europejczyków w domach pozbawionych rosyjskiego gazu.

Rosyjska potęga energetyczna wyrosła na głębokim uzależnieniu Europy od dostaw ze Wschodu, które przez lata przedstawiano jako gospodarczo niezbędne. Kreml umiejętnie wzmacniał ten mit, wykorzystując interesy części europejskich elit i marginalizując głosy ostrzegające przed politycznym kosztem tej zależności.

Jednocześnie współpraca z Rosją była dla wielu osób opłacalna i pozwalała odwrócić uwagę od strukturalnych problemów krajowych gospodarek. Stąd wzięła się aktywność wielu polityków, którzy przekonywali o rzekomej nieodzowności rosyjskich surowców dla europejskiej koniunktury, powtarzając tezy o „tanim rosyjskim gazie". Decydenci – chociażby z naszego regionu – ostrzegający przed nadmierną zależnością od Moskwy byli przez długi czas ignorowani i traktowani jako nieuleczalni rusofobowie.

Kurtyna opadła

A teraz *fast forward* do czasów obecnych. W 2025 roku Gazprom wysłał do UE jedynie 18 mld metrów sześciennych gazu ziemnego, czyli dziesięciokrotnie mniej niż w szczycie eksportu przed siedmioma laty. Ropa naftowa z Rosji dociera w ograniczonym wolumenie tylko do dwóch unijnych krajów – Węgier i Słowacji. Rosyjskie LNG wciąż trafia na unijny rynek za pośrednictwem terminali w Belgii czy Hiszpanii, ale te dostawy zakończą się wraz z wejściem w życie unijnego embarga pod koniec tego roku. UE planuje całkowite wygaszenie importu rosyjskiego gazu i ropy do końca 2027 roku.

Pomimo drastycznej redukcji importu z Rosji nie stało się nic, przed czym przestrzegali Rosjanie oraz znaczna część przedstawicieli europejskiego biznesu i elit politycznych. Europejczycy nie zamarzli w swoich domach, a dla utraconych wolumenów znaleziono zastępstwo. Oczywiście nie odbyło się to bezboleśnie – rynek „wliczył" odejście od rosyjskich dostaw w ceny surowców, a w części krajów europejskich w szaleńczym tempie przygotowywano infrastrukturę zdolną do przyjęcia dostaw z nowych kierunków.

Odejście od rosyjskich surowców okazało się dla Europy kosztowne, ale wykonalne i nie doprowadziło do zapowiadanego przez Kreml paraliżu gospodarczego. Dywersyfikacja dostaw obnażyła zarazem mit „taniego rosyjskiego gazu", który przez lata służył ukrywaniu politycznych kosztów zależności od Moskwy.

Dywersyfikacja importu zadała jednak kłam twierdzeniom o niebotycznej atrakcyjności dostaw z Rosji. Gaz stamtąd nigdy nie był „tani" – sprzedaż rosyjskich wolumenów była od lat realizowana w oparciu o ceny na hubach gazowych, odzwierciedlające globalną

dynamikę. Z wyjątkiem niższych kosztów transportu specjalnej taryfy dla Europejczyków nigdy nie było. Szerzenie tego kłamstwa było Rosjanom potrzebne wyłącznie po to, aby ukryć polityczne koszty tej zależności i wykluczyć z gry konkurentów.

Bilans strat

Na rzecz zerwania relacji po 2022 roku pracowały obie strony. W przypadku gazu Kreml już w 2021 roku rozpoczął redukcję dostaw do Europy, intensyfikując kryzys energetyczny, a po rozpoczęciu inwazji na Ukrainę zażądał płatności w rublach – brak zgody na te warunki poskutkował zakręceniem przez Rosjan kurka. Z drugiej strony Zachód – na czele z UE – w ramach retorsji za agresywną politykę Moskwy uchwalał kolejne pakiety sankcji, sukcesywnie pozbawiając Rosjan dostępu do rynków i uderzając w kluczowy dla dochodów Moskwy eksport ropy oraz paliw.

Energetyczny rozwód z Europą pozbawił Rosję nie tylko kluczowego rynku zbytu, lecz także znacznej części dochodów finansujących państwo. Utrata infrastruktury, konieczność sprzedaży surowców z rabatem i ograniczony dostęp do zachodnich rynków sprawiają, że odbudowa dawnej pozycji staje się coraz mniej realna.

Energetyczny rozwód jest dla Kremla bolesny. Utrata unijnego rynku gazu doprowadziła do potężnej przeceny akcji Gazpromu – z 360 rubli za akcję pięć lat temu do około 90 obecnie – a przywrócenie dawnej pozycji wydaje się niemożliwe, również dlatego, że większość gazociągów „wyschła". Unijne restrykcje nałożone na handel rosyjską ropą – przede wszystkim embargo na import surowca drogą morską – skazały Rosjan na szukanie rynków zbytu z dala od europejskich portów. To zaś zmusza rosyjskich eksporterów do sprzedaży baryłek ze znacznym rabatem, co uderza w dochody budżetowe Moskwy.

W stronę Azji

Rosjanie robią dobrą minę do złej gry, buńczucznie twierdząc, że Europa nie jest im do niczego potrzebna, albowiem właśnie realizują „zwrot na Wschód". I faktycznie, dostawy gazu i ropy są stopniowo przekierowywane do Azji. W 2025 roku Chiny stały się największym rynkiem zbytu dla Gazpromu, a wolumen wymiany będzie rósł co najmniej do 2028 roku. Rosjanie sprzedają gaz również za pośrednictwem gazociągów do Turcji i krajów Azji Centralnej, a LNG trafia do odbiorców azjatyckich. Rosjanom udało się także znaleźć rynki zbytu dla własnej ropy i paliw – w przypadku surowca aż 80 proc. eksportują do Indii i Chin.

Rosnące wolumeny to tylko jedna strona medalu – przesłaniająca przy tym fakt, że w każdym z tych przypadków Rosjanie są zmuszeni sprzedawać węglowodory po cenach o wiele niższych niż na rynku europejskim. Azjatyccy importerzy wykorzystują sytuację, w której rosyjskie molekuły – przede wszystkim ze względu na sankcje – cieszą się ograniczonym zainteresowaniem nabywców.

Symptomatyczne są tu trwające od ponad dekady rosyjsko-chińskie negocjacje wokół gazociągu Siła Syberii 2. W zamierzeniu Rosjan połączenie to ma być zasilane

z zachodniosyberyjskiej bazy surowcowej, która do tej pory służyła potrzebom eksportu na Zachód. Rynek chiński – jako niezwykle energochłonny – stanowi dla Rosjan jedyne panaceum, które jest w stanie złagodzić ból po utracie unijnego rynku.

Zwrot Rosji w stronę Azji nie oznacza odbudowy dawnej pozycji, lecz wejście w relacje, w których to odbiorcy dyktują warunki. Chiny i Indie wykorzystują rosyjską słabość, wymuszając niższe ceny i ustępstwa, których Kreml nie musiał oferować Europie.

Problem w tym, że Chińczycy „czują krew" i domagają się od Rosjan komercyjnych ustępstw: nie tylko elastycznej klauzuli wolumenowej, ale również niskich cen surowca – nawet zbliżonych do cen wewnątrzrosyjskich. Pekin ma bowiem czas i doskonale zdaje sobie sprawę z tego, że to strona rosyjska jest o wiele bardziej zdesperowana.

Zamykające się okno

Brak powodzenia w negocjacjach z Chińczykami ujawnia nie tylko osłabienie pozycji przetargowej Rosjan, ale również to, że dalszy wzrost popytu na rosyjskie węglowodory stoi pod znakiem zapytania. W przypadku Chin bierze się to przede wszystkim z dwóch przyczyn: dywersyfikacji importu oraz przyspieszającej zielonej transformacji przemysłu. Oba te czynniki powodują, że Pekin nie chce nadmiernie wiązać się z Rosjanami, kupując niepotrzebne z jego punktu widzenia wolumeny.

Chińskie nastawienie może do pewnego stopnia przypominać europejskie. Zainicjowana przez UE transformacja energetyczna przez lata była krytykowana przez Rosję, która obawiała się utraty unijnego rynku wskutek „zazielenienia" gospodarki. I faktycznie, postępująca elektryfikacja – rozpoczęta na lata przed pełnoskalową inwazją Rosji na Ukrainę – wraz z dywersyfikacją źródeł węglowodorów pozwoliła na redukcję dostaw ze Wschodu.

Co istotne, Rosjanie przeczuwali niekorzystne dla siebie trendy jeszcze przed pełnoskalową inwazją na Ukrainę – stąd chociażby państwowy program rozwoju mocy skraplających, potrzebnych do uzyskania silnej pozycji na rynku LNG i idącej za tym elastyczności w realizowaniu dostaw. Niemniej wprowadzone w reakcji na rosyjską agresję zachodnie embargo technologiczne znacząco opóźniło postęp w realizacji projektów, przekreślając aspiracje Rosjan do konkurowania z innymi eksporterami: USA, Katarem czy Australią.

Transformacja energetyczna i dywersyfikacja dostaw ograniczają perspektywy dalszego wzrostu popytu na rosyjskie węglowodory, także w Azji. Kreml stracił cenny czas, a rosnąca konkurencja i technologiczne zapóźnienia sprawiają, że okno na odbudowę dawnej pozycji szybko się zamyka.

Biorąc pod uwagę globalne trendy na światowym rynku energetycznym, trudno pozbyć się wrażenia, że Kreml stracił mnóstwo cennego czasu. Dalsze postępy transformacji energetycznej, przy założeniu wzrostu globalnej podaży LNG, będą dodatkowo utrudniać Rosjanom czerpanie ekonomicznych korzyści z eksportu surowców,

oddalając perspektywę choćby częściowego odbudowania dawnej pozycji. Z każdym kolejnym dniem konkurencja wobec Rosji zwiększa się, a nie słabnie.

Rosyjska agresja przyspieszyła „easternizację" unijnej polityki, nadając większą wagę ostrzeżeniom Polski i państw regionu przed zależnością od Kremla. Dla Warszawy to szansa, by nie tylko przypominać, że miała rację, lecz także aktywniej współkształtować bieżącą europejską politykę.

„Easternizacja" UE

Nic nie wskazuje na to, aby Europa zrezygnowała z polityki odejścia od rosyjskich dostaw – i to pomimo nieustannych zawirowań politycznych, takich jak blokada cieśniny Ormuz. Utrata złudzeń co do natury eksportu z Rosji – traktowanego przez Kreml jako instrument polityczny, a także źródło dochodów służących finansowaniu agresywnej polityki – wydaje się wciąż przeważać w europejskich kręgach.

W utrzymaniu tego kursu znaczące zasługi mają kraje naszego regionu, które od lat przestrzegały Europę przed popadaniem w zależność od Kremla. Już w 2008 roku, podczas weneckiego Biennale Architektury, estońska delegacja umieściła pomiędzy niemieckim i rosyjskim pawilonem makietę gazociągu, protestując w ten sposób przeciwko budowie Nord Stream. Artystycznym prowokacjom towarzyszyły obiekcje wysuwane przez poszczególne stolice – w tym Warszawę.

Trzeba było rosyjskiej pełnoskalowej inwazji, aby europejski mainstream przedsięwziął realne kroki na rzecz porzucenia tej zależności. Na satysfakcji płynącej z faktu, że „mieliśmy rację", nie można jednak poprzestać. Warto bowiem dostrzec, że unijny *mainstream* przyjął do pewnego stopnia sposób postrzegania Rosji podzielany przez Polaków czy Estończyków – i to nie tylko w kwestii odchodzenia od rosyjskich węglowodorów.

„Easternizacja" polityki UE wobec Rosji stanowi dla Moskwy kolejną negatywną konsekwencję decyzji o wszczęciu wojny przeciwko Ukrainie. Utrzymanie się tego stanu rzeczy – a więc wypełnienie instytucji Zachodu treścią nadawaną przez kraje uznawane przez Rosjan za z natury „rusofobiczne" – stanowi szansę dla Warszawy, aby w większym stopniu wziąć odpowiedzialność za kształtowanie unijnych polityk. Przy okazji zwiastuje dalsze problemy dla Rosji, grzebiąc raz na zawsze jej energetyczne imperium i marzenia Aleksieja Millera o uczynieniu Gazpromu największą spółką świata. ■

O AUTORZE

Filip Rudnik – Główny Specjalista w Zespole Rosyjskim Ośrodka Studiów Wschodnich, gdzie zajmuje się przede wszystkim polityką energetyczną Federacji Rosyjskiej. Autor publikacji m.in. w „Kulturze Liberalnej" oraz „Tygodniku Powszechnym". Absolwent programu magisterskiego IMCEERES na Uniwersytecie w Glasgow i Uniwersytecie w Tartu, w ramach którego prowadził roczne badania w rosyjskim Niżnym Nowogrodzie.

Flanka wschodnia – palące wyzwanie dla unijnej strategii energetycznej



Agata Łoskot-Strachota
Koordynatorka projektu „Energia w Europie", Ośrodek Studiów Wschodnich

Europa weszła w okres, w którym bezpieczeństwo energetyczne ponownie staje się jednym z kluczowych wymiarów bezpieczeństwa państw. Wojny, napięcia geopolityczne, zagrożenia dla infrastruktury krytycznej oraz rosnąca konkurencja o surowce, technologie i łańcuchy dostaw pokazują, że polityka energetyczna nie może być oceniana wyłącznie przez pryzmat skutków dla klimatu czy kosztów. Musi jednocześnie wzmacniać odporność systemu, ograniczać nowe zależności i zapewniać gospodarce dostęp do stabilnej oraz przystępnej cenowo energii. Dla państw wschodniej flanki UE szczególnie ważne staje się dziś znalezienie równowagi między długofalową dekarbonizacją a pilnymi potrzebami bezpieczeństwa, konkurencyjności i rozwoju przemysłu.

Trwające wojny – przede wszystkim kontynuowana już piąty rok rosyjska agresja przeciwko Ukrainie oraz konflikt na Bliskim Wschodzie – i zawirowania międzynarodowe, w tym rosnące napięcia gospodarcze z Chinami, wyraźnie zwiększają ryzyka dla zapewnienia bezpiecznych i stabilnych dostaw surowców i nośników energii do Europy. Jednocześnie pokazują, że szeroko rozumiana energia stała się jednym z ważnych pól wojen – zarówno tych tradycyjnych, jak i hybrydowych.

Polityki energetyczne państw europejskich, szczególnie tych ze wschodniej flanki, muszą brać to pod uwagę, tak by zapewniać bezpieczeństwo energetyczne, chronić infrastrukturę i aktywa energetyczne, a wreszcie zapewnić dostawy energii dla coraz ważniejszego przemysłu obronnego czy wojska.

Strategicznym pytaniem jest więc, jak kształtować trwającą w Europie i regionie transformację oraz unijną politykę energetyczno-klimatyczną, by umożliwiała realizację tych celów, a przy okazji pozwalała zwiększać konkurencyjność gospodarek państw członkowskich. Zadanie to nie jest proste – w perspektywie krótkoterminowej bardzo trudno bowiem pogodzić trzy odmienne cele

tzw. trylematu energetycznego, tj. dążenie do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, przystępności cenowej i zrównoważonego (z punktu widzenia środowiska i klimatu) rozwoju.

Energia stała się jednym z kluczowych wymiarów współczesnych konfliktów i rywalizacji geopolitycznej, dlatego w hierarchii celów polityki energetycznej Europy rośnie znaczenie bezpieczeństwa dostaw i ochrony infrastruktury. Największym wyzwaniem pozostaje takie jej ukształtowanie, by umożliwiała zwiększanie odporności systemu, równocześnie zapewniając przystępne ceny i nie wyhamowując transformacji klimatycznej.

(Nie)bezpieczeństwo infrastruktury i aktywów energetycznych

Rosyjska agresja na Ukrainę i trwająca od tego samego momentu wojna gospodarcza Rosji z Europą przekształciły krajobraz energetyczny na Starym Kontynencie. Poza całkowitą zmianą kierunków i szlaków dostaw surowców znacząco zwiększyły skalę, repertuar i realność ryzyk energetycznych. Ostatnie miesiące jasno pokazują energetyczny wymiar wojny toczącej się za wschodnią granicą UE. Fizyczne i cybernetyczne zagrożenia najwyraźniej widoczne są w nieco poszerzonym pasie państw tzw. wschodniej flanki – od Morza Północnego i Bałtyku, Skandynawii i państw bałtyckich, przez Polskę, Niemcy, Europę Środkową i wschodnie Bałkany, po Morze Czarne. Na początku września br. miała miejsce jedna z największych w ostatnim czasie serii aktów sabotażu, która dotknęła aktywa elektroenergetyczne – sieci i elektrownię – w niemieckiej Brandenburgii i Saksonii. Wcześniej w 2026 r. infrastruktura energetyczna w RFN kilkukrotnie była przedmiotem podobnych działań sabotażowych. Pod koniec 2025 r. miał natomiast miejsce bardzo duży cyberatak na polski sektor energetyki odnawialnej i ciepłownictwo. Cybernetycznego ataku wymierzonego w sektor energetyczny doświadczyła także wiosną br. Dania. Równocześnie w całej Europie obserwowana jest rosnąca aktywność dronów w okolicach strategicznie ważnych obiektów energetycznych – w tym m.in. największego projektu wydobywczego w rumuńskiej części Morza Czarnego (sierpień 2026), niemieckich, estońskich, łotewskich, ale też belgijskich czy szwajcarskich elektrowni, baz i magazynów paliw oraz rafinerii.

Częstotliwość, skala i dotkliwość działań hybrydowych zwiększają pilność inwestycji w ochronę infrastruktury energetycznej i odporność całego systemu, a także potrzebę ukierunkowania działań i intensyfikacji współpracy politycznej oraz wojskowej w tym obszarze. Są one niezbędne, by zapewnić stabilne i pewne dostawy energii, ale też sprawne funkcjonowanie systemu oraz realizację rozpoczętych i planowanych inwestycji. Jednocześnie oznaczają wzrost kosztów istniejących i nowo realizowanych projektów, co z kolei będzie się przekładać na – już wysokie i budzące kontrowersje – poziomy cen energii.

Nowe szoki podażowe a bezpieczeństwo i koszty dostaw

Na konsekwencje rosyjskiej wojny i agresji nakładają się energetyczne skutki wojny

na Bliskim Wschodzie. Wciąż trwająca faktyczna blokada cieśniny Ormuz odcięła dostawy katarskiego LNG i zminimalizowała eksport ropy z Zatoki Perskiej. Widoczna na przełomie sierpnia i września 2026 ponowna intensyfikacja walk i nasilenie ataków ze strony proirańskich *proxy*, w tym Hutich, dodatkowo ograniczyły wielkość eksportu i zwiększyły jego niepewność. Jednym z teatrów wojny stała się tym razem bliskowschodnia infrastruktura wydobywcza, przetwórcza i transportowa, a także – co dla Europejczyków jeszcze ważniejsze – kluczowe korytarze eksportowe. Wojna w Zatoce wyraźnie pokazała koszt zależności od dostaw realizowanych przez tzw. wąskie gardła, jakimi są cieśniny Ormuz i Bab al-Mandab, których zablokowanie ma dalekosiężne konsekwencje, odczuwalne na kontynentach i rynkach oddalonych o wiele tysięcy kilometrów. Problemy z drożnością bliskowschodnich wąskich gardeł skutkują narastającymi, równoległymi kryzysami na rynkach gazowym, naftowym i paliwowym oraz koniecznością uruchamiania, m.in. przez Europejczyków, awaryjnych dostaw i rekonfiguracji strategii importowych. Tymczasem od czasu pełnoskalowej inwazji Rosji na Ukrainę UE odchodzi od rosyjskich surowców, zwiększając zależność m.in. od dostaw z Bliskiego Wschodu. LNG z Kataru i ropa z Arabii Saudyjskiej stanowiły ważne składowe polskiego miksu importowego, ale bliskowschodnie surowce odgrywały istotną rolę także w dostawach m.in. na Litwę.

Eliminowanie rosyjskiej ropy i gazu z miksów importowych dla wielu europejskich odbiorców wiązało się z pewnym wzrostem kosztów. Obecnie koszty te rosną coraz bardziej. Aby zapewnić wystarczające i stabilne dostawy, koncerny z całej Europy uzupełniają zakupy na giełdach i rynku krótkoterminowym, szukają nowych dostawców i szlaków. Rośnie m.in. znaczenie dostaw transatlantyckich – z USA, Brazylii, Gujany czy Wenezueli – wykupywanych w momentach zawirowań na pniu i po znacznie wyższych cenach, a także dostaw z rozmaitych innych źródeł, od Nigerii po Kazachstan. Dzięki temu ryzyko niedoborów w UE jest znikome, gwałtownie rosną natomiast ceny. Gaz na holenderskiej giełdzie TTF kosztował w pierwszej połowie września najwięcej od grudnia 2022 r. – nawet ok. 84 euro/MWh. Podobnie jest na rynku oleju napędowego czy paliwa lotniczego.

Rosnąca skala sabotażu, cyberataków i zagrożeń dla infrastruktury krytycznej pokazuje, że bezpieczeństwo energetyczne coraz bardziej zależy od fizycznej i cyfrowej odporności systemu. Wzmocnienie tej odporności wymaga jednak dodatkowych inwestycji i współpracy międzynarodowej, co nieuchronnie podnosi koszty funkcjonowania energetyki.

Przyczynia się to do dalszego wzrostu w UE, już wcześniej wysokich, cen energii elektrycznej, kilkukrotnie przekraczających poziomy cen w USA czy Chinach, a także cen produktów pochodnych oraz towarów dostarczanych samochodami spalinowymi czy produkowanych i sprzedawanych w pomieszczeniach ogrzewanych instalacjami zasilanymi gazem. Wzrost cen grozi nasileniem inflacji, wzrostem niezadowolenia europejskich społeczeństw oraz pogłębianiem wyzwań stojących przed przemysłem.

Przyspieszenie elektryfikacji i dekarbonizacji?

Równolegle z działaniami doraźnymi i krótkoterminowymi, nastawionymi na bezpieczeństwo dostaw i infrastruktury – czyli z dywersyfikacją źródeł i szlaków oraz ochroną tego, co już mamy i co budujemy – jak bumerang wraca pytanie o to, jak zmieniać system, by stawał się bezpieczniejszy i odporniejszy na wyzwania dzisiejszych czasów, a jednocześnie efektywny kosztowo i przystępny cenowo. Pytania o ceny i bezpieczeństwo są zarazem pytaniami o zmianę systemową, ale wymagają też pilnych odpowiedzi, by nie doprowadzić do wybuchu społecznych frustracji i wzrostu poparcia dla działań bardziej radykalnych, a nie zawsze konstruktywnych i zwiększających spójność UE.

Europejskie bezpieczeństwo energetyczne coraz częściej wymaga kosztownej dywersyfikacji dostaw i omijania fizycznych i geopolitycznych „wąskich gardeł", co ogranicza ryzyko niedoborów, ale podnosi ceny surowców i energii. W efekcie bezpieczeństwo dostaw i konkurencyjność gospodarki wchodzą w coraz większe napięcie, szczególnie dotkliwe dla przemysłu i gospodarstw domowych.

To szczególnie ważne dla Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Ceny energii dla odbiorców indywidualnych czy przemysłu, mierzone według parytetu siły nabywczej, są w państwach tych regionów najwyższe w UE. Odbija się to mocno na konkurencyjności, tradycyjnie silnego w tej części kontynentu, przemysłu energochłonnego i prowadzi do restrukturyzacji, zwolnień, relokacji lub po prostu zamykania kolejnych zakładów. Cierpią na tym także gospodarstwa domowe i budżety państw takich jak Słowacja czy Węgry, które z niskich cen energii dla społeczeństwa uczyniły jeden z filarów swojej polityki krajowej.

W Unii Europejskiej od dobrych kilku lat odpowiedzią na kryzysy jest przyspieszenie transformacji energetycznej. Zwiększenie produkcji i wykorzystania krajowej czystej energii elektrycznej oraz roli zdecentralizowanych źródeł generacji ma zmniejszyć zależność od importu surowców energetycznych, a więc podatność na szoki podażowe oraz narażenie na dużej skali awarie wywołane uszkodzeniem strategicznej infrastruktury. Odchodzenie od ropy i gazu z Rosji jest postrzegane jako sposób na równoczesne zwiększenie bezpieczeństwa i odporności UE oraz ograniczenie roli węglowodorów. Unia chce tym samym przyspieszyć realizację celów polityki klimatycznej. W idealnym scenariuszu tania, czysta, wytwarzana w Europie energia ma dominować w miksie i zapewniać bezpieczeństwo dostaw oraz rozwój zdekarbonizowanej gospodarki. Niestety realizacja tego scenariusza okazuje się trudniejsza i dłuższa, niż zakładano.

Faktycznie po wybuchu w 2022 roku wojny Rosji przeciwko Ukrainie państwa unijne przyspieszyły rozbudowę odnawialnych źródeł energii, co doprowadziło do spadku popytu na tradycyjne surowce, a jednocześnie do dalszego zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Znaczenie tych działań wzrosło w kontekście trwającej wojny na Bliskim Wschodzie. Wiązało

się to i nadal wiąże z inwestycjami w nowe źródła generacji, w tym choćby farmy wiatrowe na Bałtyku, ale także z konieczną rozbudową sieci czy zmianami w systemach bilansowania na rynku energii elektrycznej.

Elektryfikacja i rozwój OZE mogą wzmacniać bezpieczeństwo Europy, ograniczając zależność od importowanych paliw kopalnych, ale same w sobie wiążą się z nowymi ryzykami – dotyczącymi sprowadzanych technologii, komponentów i strategicznych surowców. Dlatego transformacja powinna być projektowana tak, by jednocześnie zmniejszać krytyczne zależności zewnętrzne, ułatwiać wzrost konkurencyjności gospodarki i zapewniać odporność systemu energetycznego.

Jednocześnie rola gazu i ropy, choć maleje, wciąż pozostaje na Starym Kontynencie znacząca, a udział energii elektrycznej w całkowitym zużyciu energii utrzymuje się na relatywnie stałym poziomie 23–24%. Rola elektryczności w państwach wschodniej flanki bywa szczególnie niska – w Polsce, Rumunii, Litwie i Łotwie jej udział plasuje się poniżej 20% końcowego zużycia energii i wyraźnie poniżej średniej unijnej. Stąd równolegle z potrzebnym procesem elektryfikacji i zmniejszania wykorzystania paliw kopalnych niezbędne są działania umożliwiające zapewnienie odporności i bezpieczeństwa dostaw tu i teraz, także na rynkach gazowym i naftowym. Odbiorcy w UE przekonują się o tym wyraźnie tej jesieni, szukając na świecie – w związku z ponownym wzrostem napięć w Zatoce Perskiej – dodatkowych ładunków LNG do zapełnienia magazynów czy awaryjnych dostaw ropy. Wszystko to generuje koszty i rodzi pytania o hierarchię celów oraz wydatków gospodarstw domowych, firm, państw i całej Unii.

Co więcej, przyspieszające unijne inwestycje w moce OZE, obok ewidentnych zalet dla bezpieczeństwa dostaw – m.in. malejącej zależności od importu surowców z niespokojnych regionów świata – przynoszą też pewne wyzwania. Jednym z nich jest widoczny w ostatnim czasie wzrost zależności od zielonych technologii, komponentów i surowców krytycznych z Chin. Kraj ten, ze względu na skalę i niskie koszty produkcji oraz rosnącą specjalizację, jest w stanie dostarczać dużo, szybko i tanio produkty potrzebne do europejskiej transformacji. Jednocześnie wiąże się to z kilkoma rodzajami ryzyk. Po pierwsze, natury gospodarczej – związanymi ze wzrostem kosztów i spadkiem opłacalności własnej produkcji oraz perspektyw jej rozwoju czy w ogóle utrzymania się na rynku. Pojawiają się także nowego rodzaju wyzwania dla bezpieczeństwa, związane z ryzykiem zakłóceń czy instrumentalizacji łańcuchów dostaw oraz wzrostem zagrożeń dla cyberbezpieczeństwa, które mogą wpływać na stabilność działania systemu elektroenergetycznego. Tania i czysta energia produkowana dzięki importowi technologii czy półproduktów z Chin nie jest więc w pełni bezpieczna ani długofalowo korzystna dla rozwoju gospodarczego Europy.

Pytania zamiast zakończenia

Pojawia się więc pytanie, jak zrealizować pierwotny cel transformacji energetycznej, ale tak ją zmienić, by zmniejszając zależność od paliw kopalnych, stała się źródłem

bezpiecznych i przystępnych cenowo dostaw energii oraz motorem wzrostu w krajach unijnych. Jednocześnie pojawia się też pytanie, które słychać szczególnie często w naszej części Europy: jak dotrwać do tego czasu. Jest ono coraz pilniejsze, biorąc pod uwagę ogrom bieżących wyzwań: konieczność nawigowania w czasie kryzysów surowcowych i trwających wojen ocierających się o naszą wschodnią granicę i Bałtyk, ale także zapewnienia ciągłych i przystępnych cenowo dostaw energii ludziom i gospodarkom, w tym – co niebagatelne – sektorom niezbędnym do zwiększania możliwości obronnych państw europejskich, szczególnie tych na wschodniej flance.

Niezbędne wydaje się zwiększenie pragmatyzmu i elastyczności działań oraz odejście od dogmatyzmu. Realność wojny i pogłębiające się wyzwania energetyczne uzasadniać mogą czasowe odejście od dotychczasowych reguł gry i tymczasowe wejście w tryb *quasi*-awaryjny. Oznaczać to może zawieszenie koncentracji części państw unijnych na tempie dekarbonizacji i skierowanie jej na zabezpieczanie podstawowych potrzeb społeczeństw, których dobra kondycja będzie warunkiem niezbędnym dla kontynuowania transformacji. Widać to dobrze już dziś m.in. w państwach Europy Środkowej.

Rosnące napięcia w handlu międzynarodowym, m.in. w obszarach *cleantechu*, komponentów czy nośników energii, oraz wyzwania dotyczące szlaków transportowych, prowokują pytania o optymalny stopień zależności UE od globalnych łańcuchów dostaw oraz wróżą, przynajmniej punktowy, powrót protekcjonizmu. Szukanie równowagi pomiędzy pojawiającymi się, zrozumiałymi w kontekście narastającej niestabilności na świecie, działaniami protekcjonistycznymi, a podejściem wolnorynkowym, oraz wykorzystanie tych pierwszych jako inkubatora dla europejskich rozwiązań, jest potrzebne również przy kształtowaniu polityki energetycznej skrojonej na miarę dzisiejszych czasów.

Transformacja energetyczna musi łączyć długofalowy cel uniezależnienia od importowanych paliw kopalnych z pilną potrzebą zapewnienia taniej, stabilnej i bezpiecznej energii dla gospodarki oraz sektora obronnego. W warunkach ograniczonych zasobów oznacza to konieczność większego pragmatyzmu, elastyczności i jasnej hierarchii celów, tak aby bezpieczeństwo i innowacyjność wzajemnie się wzmacniały.

Potrzebne jest wreszcie przemyślenie hierarchii celów tej polityki – tak w wymiarze czasowym, jak i finansowym. Bez zmierzenia się z doraźnymi wyzwaniami coraz trudniej będzie realizować ambitne, długofalowe strategie. W całej UE konieczne staje się wkomponowanie w politykę energetyczną działań umożliwiających zapewnianie na sezon zimowy wystarczających, stabilnych i nie najdroższych dostaw paliw czy gazu. Dotkliwy i długi multikryzys na rynkach paliw kopalnych, powiązany z dalszymi wzrostami cen energii w Europie może, paradoksalnie, w dalszym stopniu osłabić poparcie dla transformacji energetycznej, a zwiększyć radykalizację postaw i wyborów politycznych.

Publicznych i prywatnych pieniędzy nie wystarczy na wszystko, a doraźnym priorytetem przynajmniej w krajach wschodniej flanki coraz częściej, poza zabezpieczeniem gospodarstw domowych i podmiotów użyteczności publicznej, staje się zapewnienie tanich i stabilnych dostaw energii sektorom związanym z obronnością. Sektory te, wraz z wojną hybrydową, obejmują coraz więcej obszarów. Mogą też – poza działaniem na rzecz twardego bezpieczeństwa – w szerokiej sferze produkcji *dual-use* stać się stymulatorem i poligonem innowacyjności, żyzną glebą dla własnych rozwiązań, a więc potencjalnie również kołem zamachowym polskiej i europejskiej gospodarki. ■

O AUTORCE

Agata Łoskot-Strachota – Koordynatorka projektu „Energia w Europie" w Ośrodku Studiów Wschodnich, w ramach którego podejmowane są m.in. następujące tematy badawcze: polityka energetyczna UE, bezpieczeństwo energetyczne w czasie transformacji i zmian geopolitycznych oraz energetyczny wymiar relacji międzynarodowych, w tym także z unijnymi krajami sąsiedztwa. Wcześniej, również w ramach OSW, koordynowała prace badawcze dotyczące europejskiego rynku gazu. Pełniła funkcję Starszego Analityka ds. Polityki Energetycznej Unii Europejskiej i zajmowała się kwestiami naftowo-gazowymi w regionie kaspijskim. Zewnętrzna ekspertka w projekcie *Green Deal Ukraine*. W 2023/2024 była *visiting fellow* w think-tanku Bruegel. Uczestniczka licznych unijnych i regionalnych projektów badawczych (w tym *V4 Energy Think Tanks Platform*). Autorka artykułów w mediach branżowych i masowych. Członkini Eksperckiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu.

Polityka energetyczna Niemiec: więcej kontynuacji niż zmiany – co to dla nas oznacza?



Michał Kędzierski
Główny Specjalista, Zespół Niemiecki, Ośrodek Studiów Wschodnich

Niemiecka Energiewende przez dekady stała się czymś więcej niż polityką energetyczną – to zarazem projekt gospodarczy, polityczny i tożsamościowy, głęboko zakorzeniony w instytucjach, interesach i debacie publicznej. Dziś, w warunkach kryzysu gospodarczego, wysokich kosztów energii i nowych napięć geopolitycznych, coraz wyraźniej ujawniają się słabości dotychczasowego modelu. Berlin koryguje kurs, ale nie zmienia jego podstaw. Polska nie powinna oczekiwać na porażkę Energiewende, tylko aktywnie wpływać na kierunek jej ewolucji, zabiegając by lepiej godziła dekarbonizację z bezpieczeństwem i konkurencyjnością.

Niemiecka transformacja energetyczna (Energiewende) już od dawna jest czymś więcej niż jedną z sektorowych polityk państwa. Przez kilkadziesiąt lat – od narodzin koncepcji w latach 70., przez pierwsze instrumenty na przełomie wieków (zwłaszcza za rządów Gerharda Schrödera), po czasy obecne – ewoluowała do rangi szerszego zjawiska polityczno-gospodarczego, a nawet tożsamościowego. Z czasem zmieniały się wiodące motywacje i dominująca w przestrzeni publicznej argumentacja za jej przeprowadzeniem. Początkowo naczelnym imperatywem było odejście od energetyki jądrowej – proces, który po dekadach społeczno-politycznych zmagań dopełniło wygaszenie ostatnich elektrowni w 2023 r. Dopiero z czasem coraz większą rolę zaczęła odgrywać dekarbonizacja, a w ramach tego procesu zwłaszcza stawianie na odnawialne źródła energii, elektryfikacja kolejnych sektorów gospodarki i odchodzenie od węgla.

Swojej szansy w Energiewende upatrywał niemiecki przemysł. Rozwój szeroko pojętych zielonych technologii miał stać się nowym motorem napędowym gospodarki oraz kolejnym hitem eksportowym. Transformację energetyczną od początku napędzały także nastroje społeczne – do dziś sama jej idea cieszy się w sondażach poparciem około 80 proc. Niemców (ocena sposobu jej wdrażania to już inna sprawa). Energiewende przez lata głęboko zakorzeniła się w niemieckiej tożsamości. Urosła

wręcz do rangi pewnej polityczno-społecznej wizji rozwoju, a nawet swoistego posłannictwa i przywództwa. Część niemieckich elit – rządzących, biznesowych i medialnych – długo postrzegała wdrażaną w RFN transformację jako model do naśladowania dla całej UE, a docelowo – dla całego świata. Od lat 90. Berlin traktował politykę klimatyczną, stanowiącą otoczenie Energiewende, jako kolejne pole do odgrywania roli globalnego lidera w jednym z istotnych obszarów polityki międzynarodowej. Swój wyraz znalazło tutaj niemieckie zamiłowanie do formułowania (nad)ambitnych celów transformacji, które na zewnątrz służą podtrzymywaniu wizerunku awangardy dekarbonizacji, a wewnątrz – w licznych bieżących sporach wokół instrumentów polityki – stają się punktem odniesienia.

Energiewende przestała być w Niemczech wyłącznie polityką energetyczną – stała się projektem gospodarczym, politycznym i tożsamościowym, wokół którego zbudowano ambicje modernizacyjne i przywódcze. Jej trwałość wynika więc nie tylko z celów klimatycznych, ale także z głębokiego zakorzenienia w niemieckiej debacie publicznej, interesach przemysłu i wyobrażeniu o roli RFN w Europie i świecie.

Energiewende jako system interesów

Energiewende z czasem zakotwiczyła się także w programach politycznych, instytucjach państwowych, organizacjach pozarządowych, zrzeszeniach biznesowych i środowiskach eksperckich, tworząc rozległy ekosystem interesów i sił zainteresowanych kontynuacją obranego modelu transformacji. Sprawiło to, że kolejne rządy mogły modyfikować jej tempo i instrumenty, lecz zakwestionowanie jej zasadniczych kierunków stawało się coraz mniej możliwe (w ramach głównego nurtu dyskusji). W związku z powyższym w tzw. trylemacie transformacji energetycznej, czyli próbie godzenia ze sobą trzech płaszczyzn – bezpieczeństwa dostaw energii, jej cen i kosztów gospodarczych procesu oraz dekarbonizacji – przez wiele lat w niemieckim dyskursie i procesach decyzyjnych dominowała kwestia redukcji emisji.

Co istotne, Energiewende od początku była także polem gry interesów – wypadkową wpływu różnych branż przemysłu, koncernów energetycznych, organizacji eksperckich i pozarządowych, mediów oraz partii i poszczególnych polityków. Jej zasadniczy kierunek z czasem stał się względnie trwałym konsensusem politycznym, podczas gdy tempo transformacji i dobór instrumentów pozostawały przedmiotem ostrego sporu – publicznego i zakulisowego. Efektem tej gry były i są nader często rozwiązania wysoce skomplikowane, wręcz nieprzystające do rzeczywistości i nadmiernie kosztowne, których konstrukcja wynika nie tyle z dążenia do maksymalnej efektywności, ile z potrzeby pogodzenia interesów głównych aktorów. Zwłaszcza w okresie rządów Angeli Merkel, dzięki względnie dobrej sytuacji gospodarczej i budżetowej, Berlin przez lata mógł zasypywać subwencjami federalnymi suboptymalne rozwiązania, będące rezultatem niemieckiej metody wypracowywania kompromisów między aktorami politycznymi, społecznymi i przemysłowymi. Wreszcie Energiewende długo sprzyjała także sytuacja

międzynarodowa – zwłaszcza dostęp do tanich (dla Niemiec) surowców z Rosji, na czele z gazem ziemnym, przedstawianym często jako tzw. paliwo przejściowe transformacji.

Energiewende stała się w Niemczech nie tylko polityką transformacji energetycznej, lecz także trwałym systemem interesów, instytucji i kompromisów, który ogranicza przestrzeń do zasadniczej zmiany kursu. W efekcie rozwiązania nie zawsze podporządkowane są maksymalnej efektywności, lecz często wynikają z potrzeby godzenia wpływowych aktorów politycznych, społecznych i gospodarczych.

Osiągnięcia i narastające koszty transformacji

Dotychczasowy bilans Energiewende pozostaje złożony. Bez wątpienia przyczyniła się ona do rozwoju szeregu zielonych technologii oraz rozkwitu związanych z nimi branż, zapewniających setki tysięcy miejsc pracy. Doprowadziła też do wyraźnej redukcji emisji, zwłaszcza w sektorze energetycznym, choć – gdyby nie antyatomowy wektor transformacji – rezultaty mogłyby być jeszcze lepsze.

W obecnej dekadzie, w obliczu spiętrzenia kryzysów gospodarczych, energetycznych i geopolitycznych, coraz wyraźniej dają jednak o sobie znać koszty i problemy wynikające z przyjętego modelu i tempa transformacji: wysokie ceny energii, nadmierne obciążenie budżetu państwa, wyzwania dla stabilności systemu, skomplikowanie regulacji czy presja na konkurencyjność przemysłu wynikająca z tempa dekarbonizacji. W wymiarze społecznym z kolei zaostrzyły się napięcia wokół transformacji, a niekiedy także wokół jej poszczególnych technologii (np. wiatraków czy pomp ciepła), przybierając wręcz formę swoistej wojny kulturowej.

Korekta kursu bez zmiany modelu

O ile rząd Olafa Scholza – głównie z inicjatywy Zielonych – zajęty był przede wszystkim przyspieszaniem transformacji, zaostrzając przy tym wymienione problemy, o tyle obecny gabinet Friedricha Merza w polityce energetycznej skupia się raczej na próbach jej racjonalizacji, a więc na bardziej pragmatycznym i mniej ideologicznym podejściu. W istocie nie chodzi tu jednak o zmianę któregokolwiek z głównych założeń Energiewende (odejście od atomu i węgla, stawianie na OZE, gaz jako *back-up*, elektromobilność, wodór itd.), lecz o korekty polityki bez podważania dotychczasowego modelu. W niektórych przypadkach zmiany te oznaczać będą spowolnienie transformacji – tam, gdzie rodzi ona zbyt duże koszty – gospodarcze, budżetowe, polityczne czy społeczne. Berlin oficjalnie podtrzymuje przy tym główne cele polityczne, takie jak osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2045 r., mimo że dostępne prognozy wyraźnie wskazują, iż ich realizacja jest iluzoryczna.

Energiewende przyniosła Niemcom wymierne korzyści w postaci rozwoju zielonych technologii, nowych miejsc pracy i redukcji emisji. Jednocześnie wraz z narastaniem kryzysów coraz wyraźniej ujawniają się koszty przyjętego modelu transformacji – od wysokich cen energii i presji na przemysł po rosnące napięcia społeczne.

Rząd Friedricha Merza próbuje racjonalizować Energiewende i ograniczać jej nadmierne koszty, nie podważając jednak zasadniczych założeń dotychczasowego modelu. Jednocześnie narastające problemy gospodarcze, polityczne i geopolityczne stopniowo poszerzają w Niemczech przestrzeń dla bardziej pragmatycznej debaty o tempie i kształcie transformacji.

Wśród elit rządzących nie widać jak dotąd gotowości do głębokich zmian modelu Energiewende. Częściowo wynika to po prostu ze stanu zaawansowania transformacji (zmiany zaszły już zbyt daleko lub koszty poważnej weryfikacji kursu są zbyt wysokie), częściowo z lobbingu grup zainteresowanych jej kontynuowaniem, a częściowo z barier mentalnych (przekonania o bezalternatywności kursu, pobudek ideologicznych czy „bańkowości" niemieckich debat). Co jednak istotne, zwłaszcza w kontekście gospodarczym (wielopłaszczyznowy kryzys), wewnątrzpolitycznym (rosnące poparcie dla partii AfD, która odrzuca Energiewende w całości) oraz międzynarodowym (m.in. wyzwania związane z zapewnieniem i dywersyfikacją dostaw surowców energetycznych i mineralnych oraz ich kosztami), niemieckie dyskusje wokół transformacji i polityczne procesy decyzyjne wydają się powoli otwierać, a sceptyczne głosy – w dużej mierze zbliżone do tych formułowanych przez Polskę – stopniowo przebijają się przez bańkę.

Niemiecka transformacja – europejskie konsekwencje

Z polskiej perspektywy istotne jest, że Energiewende od dawna nie jest wyłącznie wewnętrzną polityką RFN. Berlin wykorzystuje swoją siłę gospodarczą i polityczną oraz pozycję w UE, by przenosić na szczebel unijny rozwiązania zgodne z własnymi preferencjami, zwłaszcza te ułatwiające realizację niemieckiej transformacji oraz maksymalizujące jej pozytywne – z perspektywy Niemiec – aspekty, szczególnie te dotyczące przemysłu. Odbywa się to zarówno formalnymi kanałami, jak i poprzez nieformalne sieci wpływu: rząd federalny, europosłów i partie, landy, a także biznes, zwłaszcza największe koncerny, oraz krajowe i europejskie organizacje branżowe. Z perspektywy Berlina europeizacja niemieckich rozwiązań nie tylko może poprawiać warunki realizacji tamtejszej transformacji oraz zwiększać szanse krajowego przemysłu, lecz także wzmacnia legitymizację Energiewende w kraju i ją samą utrwala. W ten sposób niemieckie wizje transformacji pośrednio – poprzez unijne regulacje – oddziałują również na Polskę. Ze względu na sąsiedztwo wpływ ten ma także silny wymiar bezpośredni – poprzez ponadgraniczne relacje gospodarcze, biznesowe czy infrastrukturalne.

Energiewende nie jest już wyłącznie niemiecką polityką energetyczną – poprzez siłę gospodarczą i polityczną RFN jej założenia są w znacznym stopniu przenoszone na poziom unijny. Oznacza to, że kształt niemieckiej transformacji bezpośrednio i pośrednio wpływa także na warunki prowadzenia polityki energetycznej i przemysłowej w Polsce.

Polski interes: wpływać na kierunek zmian

W kontekście błędów niemieckiej Energiewende – w tym odejścia od atomu, przeideologizowanego podejścia, nadmiernego

tempa czy uzależnienia się od rosyjskich surowców – oraz obecnego kryzysu gospodarczego w Niemczech, w polskiej debacie dość popularną postawą stała się *Schadenfreude*, czyli satysfakcja z niepowodzeń sąsiada. W rzeczywistości Polska nie powinna jednak być zainteresowana porażką transformacji energetycznej w RFN, lecz taką zmianą jej modelu, która w większym stopniu będzie odpowiadać polskiemu interesowi. W tym celu Polska powinna aktywnie wykorzystywać dostępne narzędzia wpływu na procesy decyzyjne w Niemczech oraz tamtejszą debatę ekspercką i branżową, wspierając te siły, organizacje i ekspertów, którzy mają zbliżone do polskiego spojrzenie na kształt i tempo transformacji.

W interesie Polski jest przede wszystkim promowanie pragmatycznego i elastycznego podejścia do transformacji: pluralizmu technologicznego, uwzględniania specyfiki Europy Środkowo-Wschodniej, w tym landów wschodnich RFN, konkurencyjności gospodarki oraz szeroko rozumianego bezpieczeństwa – od dywersyfikacji dostaw surowców po odporność na ryzyka geopolityczne i zależności technologiczne. Polska powinna przy tym podążać własną drogą, dostosowaną do rodzimych uwarunkowań, a do zagranicznych rozwiązań podchodzić bez kompleksów i bez bezkrytycznego naśladownictwa. Nie powinna ograniczać się do reagowania na propozycje innych, lecz sama wychodzić z rozwiązaniami i budować wokół nich koalicje. Celem powinno być nie tyle dostosowanie Polski do niemieckiego modelu transformacji, ile współtworzenie takiego modelu europejskiego, który godzi dekarbonizację z bezpieczeństwem energetycznym i społecznym oraz konkurencyjnością. ■

Polska nie powinna być zainteresowana porażką niemieckiej Energiewende, lecz takim kierunkiem jej ewolucji, który lepiej uwzględnia bezpieczeństwo, konkurencyjność i specyfikę Europy Środkowo-Wschodniej. Zamiast jedynie reagować na rozwiązania proponowane przez innych, powinna aktywnie współtworzyć europejski model transformacji i budować wokół niego koalicje.

O AUTORZE

Michał Kędzierski – analityk w Zespole Niemieckim Ośrodka Studiów Wschodnich (od 2019 r.). Jego głównymi tematami badawczymi są polityka energetyczna, klimatyczna i transportowa RFN. Wcześniej współpracował z redakcją „Biuletynu Niemieckiego", wydawanego przez Centrum Stosunków Międzynarodowych i Fundację Współpracy Polsko-Niemieckiej. Był także redaktorem „Portalu Spraw Zagranicznych" oraz ekspertem ds. Niemiec w Centrum Inicjatyw Międzynarodowych. Stypendysta Międzynarodowego Stypendium Parlamentarnego (Internationales Parlaments-Stipendium) w niemieckim Bundestagu (2016 r.) oraz *visiting fellow* w think-tanku Stiftung Wissenschaft und Politik w Berlinie (2024 r.). Absolwent Instytutu Stosunków Międzynarodowych Wydziału Dziennikarstwa i Nauk Politycznych na Uniwersytecie Warszawskim.

GAZ system Program FSRU

Dbamy o bezpieczeństwo energetyczne Polski i Polaków

- Budujemy nowe terminale LNG.
- Tworzymy nowoczesną infrastrukturę, która będzie służyć Polsce przez kolejne dekady.
- Umacniamy pozycję Polski jako regionalnego centrum gazowego dla Europy Środkowo-Wschodniej.





www.gaz-system.pl

PGE

Inteligentnie zarządzaj energią

Szukasz magazynu energii dla swojego domu?

Wybierz odpowiedni zestaw i odbierz rabat na System Zarządzania Energią EMS.

Sprawdź na ***gkpge.pl***



Rabat na EMS

Materiał promocyjny nie stanowi oferty w ramach artykułu 66 Kodeksu Cywilnego.

Pomorski Fundusz Rozwoju
sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku

Spółka Samorządu
Województwa Pomorskiego



SZANOWNI PAŃSTWO!

W tym roku **Pomorski Fundusz Rozwoju** obchodzi swoje **10-lecie** działalności. To wyjątkowy moment, który skłania nas do podsumowania dotychczasowej drogi – pełnej wyzwań, wspólnych przedsięwzięć i sukcesów.

Łączna kwota

840

mln zł

5200
pożyczek
i poręczeń

Dowiedz się więcej na **pfr.zpomorskim.pl**

KONGRES OBYWATELSKI

INSTYTUT BADAŃ NAD GOSPODARKĄ RYNKOWĄ

POMORSKI THINKLETTER

DOTYCHCZASOWE OSIĄGNIĘCIA

25
numerów

26
debat online

blisko
480
autorów

ponad
122 900
dedykowanych wysyłek e-mail

ponad
5350
stron publikacji

ponad
298 700
odbiorców uzyskanych poprzez kanały naszych autorów i instytucjonalnych partnerów

blisko
163 700
widzów debat online

OPINIE



Mieczysław Struk

Marszałek Województwa Pomorskiego

Cieszę się, że w 2020 roku zaufaliśmy Instytutowi Badań nad Gospodarką Rynkową, który zaproponował, by w miejsce Pomorskiego Kongresu Obywatelskiego, odwołanego z powodu pandemii, zacząć wydawać „Pomorski Thinkletter" i organizować debaty online. Ta decyzja wydała dobre i obfite owoce. Jesteśmy dumni, że możemy być strategicznym partnerem tego kwartalnika.



Aleksandra Dulkiewicz

Prezydent Gdańska

„Pomorski Thinkletter" to ważne forum prezentowania myśli, które zgodnie z założycielskimi tezami skupiają się na budowaniu pomostów między przedstawicielami różnych sektorów i branż reprezentujących również przeciwstawne opcje polityczne, często bardzo spolaryzowane. To ewenement na polskim rynku wydawniczym udowadniający, że osiąganie wspólnych celów jest możliwe we współpracy i dialogu. W świecie, w którym jakość przestała być priorytetem, kwartalnik wyróżnia się w sposób znaczący poziomem artykułów oraz prowadzonych na jego łamach dyskusji. Jestem dumna, że po raz kolejny w historii wiatr zmian powiał od morza…



prof. Jerzy Bralczyk

Uniwersytet Warszawski

Łączy nas to, co dzielimy ze sobą. „Pomorski Thinkletter" zaprasza nas do dzielenia się tym, czym dzielić się najtrudniej – opiniami, przemyśleniami, naszymi różnymi perspektywami postrzegania świata. Dzięki atmosferze wzajemnego szacunku, otwartości i zrozumienia oraz dbałości o kulturę języka, to wymagające zadanie okazuje się możliwe, przyjemne i inspirujące.



prof. Jerzy Buzek

Poseł do Parlamentu Europejskiego, Przewodniczący Parlamentu Europejskiego w latach 2009-2012, Prezes Rady Ministrów w latach 1997-2001

Bardzo cenię wydawany w Gdańsku „Pomorski Thinkletter" jako ważne miejsce debaty publicznej w Polsce. Na najwyższe uznanie zasługuje jego dojrzałość i otwartość na różne środowiska ideowe i zawodowe, na różne pokolenia, na różne perspektywy i wrażliwości terytorialne. Polska potrzebuje tego rodzaju „hubu komunikacyjnego", by wydobywać z siebie mądrość zbiorową służącą dobremu zrozumieniu współczesnych wyzwań i nowego wspólnego kierunku oraz woli, by im sprostać. „Pomorski Thinkletter" to kwartalnik wart dostrzeżenia, czytania i wspierania.



Anna Streżyńska

Dyrektor Instytutu Łączności, Minister Cyfryzacji w latach 2015-2018, Członek Rady Programowej Kongresu Obywatelskiego

„Pomorski Thinkletter" należy zaliczyć do nielicznych już ośrodków idei, które patrzą na wyzwania stojące przed Polską i Polakami z perspektywy dobra wspólnego i troski o państwo. Publikacje z tej serii nie są jednak „zestawem gotowych rekomendacji" czy kolejnym wycinkowym raportem – traktują czytelnika po partnersku. Asystują na drodze do prawdy oraz prowadzą ku „istocie rzeczy" – nie narzucając jednej interpretacji świata.

Pomorski **Thinkletter** 2026 nr 3 (26)

POLSKA ENERGETYKA

W KLESZCZACH GEOPOLITYKI?

ENERGIA W CENTRUM GLOBALNEJ RYWALIZACJI
– STRATEGIE MOCARSTW: USA – CHINY – ROSJA I NAPIĘCIA W POLITYCE UE

ELEKTROENERGETYKA
– KLUCZOWE POLE GRY O KONKURENCYJNOŚĆ, BEZPIECZEŃSTWO I ATRAKCYJNOŚĆ INWESTYCYJNĄ POLSKI

ZDOLNOŚĆ DO KOORDYNACJI I SPÓJNOŚĆ SYSTEMOWA
– ŻELAZNY WYMÓG POWODZENIA TRANSFORMACJI

TECHNOLOGICZNE ZALEŻNOŚCI
– NOWY WYMIAR BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

KONGRES OBYWATELSKI

Pomorski **Thinkletter** 2026 nr 2 (25)

BEZPIECZEŃSTWO I ODPORNOŚĆ POLSKI

W CZASACH PRZEŁOMU I NOWYCH ZAGROŻEŃ

MODERNIZACJA I ROZWÓJ ARMII
– JAK TO ZROBIĆ MĄDRZE I EFEKTYWNIE?

SUWERENNOŚĆ TECHNOLOGICZNA I RODZIMY PRZEMYSŁ
– NOWY EKOSYSTEM ROZWOJU POLSKI

SPÓJNE PAŃSTWO I SPOŁECZEŃSTWO
WOBEC WOJNY KOGNITYWNEJ I HYBRYDOWEJ

REGIONALNE I LOKALNE FILARY BEZPIECZEŃSTWA
– NOWE PRIORYTETY SAMORZĄDÓW

KONGRES OBYWATELSKI

Pomorski **Thinkletter** 2026 nr 1 (24)

POLSKA WOBEC GEOPOLITYKI SIŁY I TECHNODOMINACJI

OSTRA GRA O NOWY PODZIAŁ ŚWIATA
— ZANIK REGUŁ, ROSNĄCA ROLA SIŁY I „WEAPONIZACJA" ZALEŻNOŚCI

JAKI MODEL SUWERENNOŚCI DLA POLSKI?
— PRZYFRONTOWEGO PAŃSTWA EUROPEJSKIEGO ŚREDNIEJ WIELKOŚCI

ADMIN CZY USER
— JAK NAWIGOWAĆ W NOWYM CYFROWYM ŚWIECIE?

UNIA EUROPEJSKA JAKO MNOŻNIK SIŁY POLSKI
— JAK TO OSIĄGNĄĆ?

KONGRES OBYWATELSKI

Pomorski **Thinkletter** 2025 nr 4 (23)

NOWA KONKURENCYJNOŚĆ

I NOWE POZYCJONOWANIE POLSKI W EUROPIE I ŚWIECIE

RZECZYWISTOŚĆ „UZBROJONEJ GLOBALIZACJI"
– JAK KONKUROWAĆ W DOBIE *POWER POLITICS*?

ROZWÓJ TECHNOLOGICZNO-INNOWACYJNY
– DROGA DO NOWEJ KONKURENCYJNOŚCI?

W KIERUNKU NOWEGO MODELU ROZWOJU
– JAK PRZEJŚĆ OD IMITACJI DO KREACJI?

WIELKI WYŚCIG O SUROWCE
– CZY MAMY SZANSE?

OPTYMALIZACJA WZROSTU
– PRZEZ *LOCAL CONTENT* DO UMIĘDZYNARODOWIENIA?

KONGRES OBYWATELSKI

Pomorski **Thinkletter** 2025 nr 3 (22)

WIELKA TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA – JAK JĄ WYGRAĆ DLA BEZPIECZEŃSTWA I ROZWOJU POLSKI?

O JAKĄ STAWKĘ GRAMY
– DRUGA FALA MODERNIZACJI CZY STAGNACJA?

WIELKI ENERGETYCZNY TRYLEMAT
– BEZPIECZEŃSTWO – DEKARBONIZACJA – KOSZTY

JAKI MODEL TRANSFORMACJI
– KONCENTRACJA CZY ROZPROSZENIE?

ILE INTEGRACJI – ILE AUTONOMII?
– MIĘDZY NIŻSZYMI KOSZTAMI A SUWERENNOŚCIĄ

NOWE ZACHOWANIA SPOŁECZNE
– OD BEZREFLEKSYJNEJ DO ŚWIADOMEJ KONSUMPCJI

KONGRES OBYWATELSKI

Pomorski **Thinkletter** 2025 nr 2 (21)

BEZPIECZEŃSTWO I ODPORNOŚĆ POLSKI – JAK JE ROZUMIEĆ I JAK BUDOWAĆ?

NOWA EPOKA W GEOPOLITYCE
SZANSE I ZAGROŻENIA DLA POLSKI

CYBERBEZPIECZEŃSTWO I SUWERENNOŚĆ CYFROWA
NA CZYM POLEGAJĄ? JAK JE BUDOWAĆ?

KLUCZOWE OBSZARY BEZPIECZEŃSTWA
ENERGETYKA – GOSPODARKA – TECHNOLOGIE – ŻYWNOŚĆ

ODPORNOŚĆ SYSTEMOWA I WIELOPOZIOMOWA
JAKA ROLA PAŃSTWA? JAKA OBYWATELI?

KONGRES OBYWATELSKI

Pomorski **Thinkletter** 2025 nr 1 (20)

REGIONY – NOWE OTWARCIE

JAK WYKORZYSTAĆ POTENCJAŁ REGIONÓW DO LEPSZEGO ZARZĄDZANIA ROZWOJEM POLSKI?

REGIONY WOBEC ZMIAN W UNII EUROPEJSKIEJ
CO NAS CZEKA?

ODCIĄŻYĆ RZĄD, USPÓJNIĆ POLITYKI
WARTOŚĆ DODANA REGIONÓW

REGIONY-SUBREGIONY-MIASTA
JAK UŁOŻYĆ WZAJEMNE RELACJE?

ROLA I KOMPETENCJE REGIONÓW
ŁAD PRZESTRZENNY – ENERGETYKA – GOSPODARKA – TRANSPORT

KONGRES OBYWATELSKI

Pomorski **Thinkletter** 2024 nr 4 (19)

POLSKA – JAKA STRATEGIA ROZWOJU?

KONKURENCYJNOŚĆ, ODPORNOŚĆ, NOWE POZYCJONOWANIE

ŚWIAT W REKONSTRUKCJI, UE PRZED ZMIANĄ
CO NAS CZEKA?

ROZWÓJ – ODPORNOŚĆ – BEZPIECZEŃSTWO
JAK JE ZAPEWNIĆ?

ZMIANY W GLOBALNYCH ŁAŃCUCHACH WARTOŚCI
SZANSA NA NOWE POZYCJONOWANIE?

NOWE DETERMINANTY ROZWOJU I KONKURENCYJNOŚCI
CO ZADECYDUJE O SUKCESIE LUB PORAŻCE?

KONGRES OBYWATELSKI

Pomorski **Thinkletter** 2024 nr 3 (18)

ROLNICTWO

JAKIE WARTOŚCI, REGUŁY GRY I KIERUNKI ZMIAN?

PUNKT ZWROTNY W ROLNICTWIE
JAKI CZEKA NAS WYBÓR?

USTRÓJ ROLNY – REGUŁY GRY – INSTYTUCJE
GDZIE POTRZEBUJEMY ZMIAN?

KONKURENCYJNOŚĆ I ZIELONA TRANSFORMACJA
JAK POŁĄCZYĆ TE CELE?

NOWY WYMIAR BEZPIECZEŃSTWA ŻYWNOŚCIOWEGO
NA CZYM POLEGA?

KONGRES OBYWATELSKI

„Pomorski Thinkletter” to nowy jakościowo **hub komunikacyjny** wokół wyzwań rozwojowych Pomorza i Polski, zainicjowany oraz wydawany przez Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową (z siedzibą w Gdańsku) w ramach Pomorskiego Kongresu Obywatelskiego.

Zależy nam, aby „Pomorski Thinkletter” był przestrzenią skupiającą przedstawicieli różnych sektorów i branż – zarówno osoby zaangażowane społecznie, jak i sektor nauki, biznesu czy administracji. Chcemy, aby była to agora wielostronnej dyskusji, wymiany doświadczeń oraz uspójniania perspektyw.

Zachęcamy do **zapisania się do grona stałych odbiorców**, aby informację o nowych wydaniach otrzymywać bezpośrednio na adres e-mail. Subskrypcja jest **bezpłatna**.

Dotychczas opublikowane numery:

- **2/2026** ***Bezpieczeństwo i odporność Polski w czasach przełomu i nowych zagrożeń***
- **1/2026** ***Polska wobec geopolityki siły i technodominacji***
- **4/2025** ***Nowa konkurencyjność i nowe pozycjonowanie Polski w Europie i świecie***
- **3/2025** ***Wielka transformacja energetyczna – jak ją wygrać dla bezpieczeństwa i rozwoju Polski?***
- **2/2025** ***Bezpieczeństwo I odporność Polski – jak je rozumieć i jak budować?***
- **1/2025** ***Regiony – nowe otwarcie. Jak wykorzystać potencjał regionów do lepszego zarządzania rozwojem Polski?***
- **4/2024** ***Polska - jaka strategia rozwoju? Konkurencyjność, odporność, nowe pozycjonowanie***
- **3/2024** ***Rolnictwo – jakie wartości, reguły gry i kierunki zmian?***
- **2/2024** ***Polska wieloośrodkowa – dlaczego jej potrzebujemy i jak ją realizować?***
- **1/2024** ***Samorządy – nowe otwarcie***
- **4/2023** ***Druga transformacja polskiej gospodarki – co nas czeka?***
- **3/2023** ***Polskie rolnictwo u progu wielkiej transformacji***
- **2/2023** ***Regiony motorem drugiej fali modernizacji Polski?***
- **1/2023** ***Zielona transformacja i rozwój miast***
- **4/2022** ***Nowa era globalizacji – co nas czeka, jakie szanse dla Polski?***
- **3/2022** ***Zielona transformacja polskiego rolnictwa – sens, filozofia i drogi do celu***
- **2/2022** ***Polskie regiony wobec nowej rzeczywistości***
- **1/2022** ***Jaka logika rozwoju miast?***
- **4/2021** ***Człowiek vs. algorytmy i sztuczna inteligencja – kto kogo zaprogramuje?***
- **3/2021** ***Sens i drogi do Zielonego Ładu***
- **2/2021** ***Drogi do innowacyjnych regionów i Polski***
- **1/2021** ***Siła sąsiedztwa i lokalności dla budowy lepszej Polski***
- **3/2020** ***Siła lokalności dla budowy Europejskiego Zielonego Ładu***
- **2/2020** ***Stawka i oblicza cyfryzacji***
- **1/2020** ***Pomorskie miasta wobec pandemii i wyzwań klimatycznych***

Wszystkie numery w wygodnym formacie PDF można pobrać na stronie **www.kongresobywatelski.pl**