

PRZEMYSŁ ENERGOCHŁONNY połem do eksperymentów?

Przemysł energochłonny – potrzebujący dziś realnego wsparcia niskimi cenami energii – znów staje się polem „legislacyjnych eksperymentów”. – Mamy wrażenie, że testuje się na nas rozwiązania po omacku, bez zrozumienia realiów przemysłowej produkcji – mówi **Henryk Kaliś**, prezes Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu.

Dominika Miensopust: Jakie są dziś największe wyzwania, z którymi mierzy się polski przemysł energochłonny w kontekście cen i dostępności energii?

Henryk Kaliś: Nieakceptowalnie wysokie ceny energii elektrycznej. Dla odbiorców przemysłowych poziom powyżej 100 euro za MWh oznacza realne zagrożenie dla konkurencyjności – zarówno względem innych krajów UE, jak i na rynkach globalnych. Owe globalne rynki są tu bardzo istotne. Bardzo często tylko z tego tytułu, że przedsiębiorca ma udział kosztów energii w wartości dodanej brutto produktu lub wartości produkcji na poziomie 3%, wysnuwa się wniosek, że jest on firmą energochłonną, a w związku z tym należy mu się ochrona – nie uwzględniając przy tym, że podmioty takie funkcjonują na rynkach lokalnych i mogą przenieść wyższe koszty swoich produktów na klienta. Takie uproszczenia prowadzą do błędnych decyzji regulacyjnych.

Może pan podać przykład?

Pamiętam, że gdy walczyliśmy o redukcję kosztów OZE dla firm narażonych na ucieczkę emisji (carbon leakage), Ministerstwo Gospodarki wskazało, iż zgodnie z przyjętymi kryteriami również warszawskie wodociągi kwalifikowałyby się jako „energochłonne” do grupy „Odbiorców Przemysłowych”. Tymczasem mówimy o monopolistycznym, który z łatwością radzi sobie na rynku, a korzystałby z ulg należnych firmom działającym w warunkach wolnorynkowej konkurencji globalnej.

A jak wyglądają prognozy?

Jesteśmy poważnie zaniepokojeni projekcjami Komisji Europejskiej, które przewidują wzrost cen energii



HENRYK KALIŚ
prezes Forum
Odbiorców Energii
Elektrycznej i Gazu

do poziomu 130 euro/MWh do 2050 r. To są poziomy zabójcze dla przemysłu. Co gorsza, Polska już dziś ma najdroższą energię elektryczną w UE w kontraktach terminowych na lata 2026-2027 i z każdym kolejnym rokiem ceny kontraktów rocznych rosną, podczas gdy w Niemczech, Hiszpanii czy we Włoszech – maleją. To oznacza pogłębiającą się lukę konkurencyjności.

Czy widzi pan rozwiązanie tej sytuacji?

Oczekujemy zmiany zasad funkcjonowania rynku energii – przede wszystkim mechanizmu merit order w zakresie wyceny energii pochodzącej ze źródeł infamarginalnych, czyli tych o zerowych kosztach paliwa

i emisji, albo specjalnych rozwiązań dla firm energochłonnych w Polsce, które w innych krajach Unii Europejskiej już funkcjonują. Przykłady? Mechanizm ARENH we Francji, gwarantujący tam cenę 42 euro/MWh do końca 2025 roku. Od 2026 roku porozumienie EDF z rządem francuskim zapewnia koszt produkcji energii na poziomie 65 euro. Proszę to zderzyć z ceną 130 euro/MWh, którą prognozuje Komisja Europejska...

Jakie są reakcje ze strony polskiego rządu?

Niestety – brak. Dlatego staramy się ten problem upublicznic i docierać również do struktur unijnych. Jako FOEEiG współpracujemy z ośmioma organizacjami branżowymi, z których każda stara się wpływać na europejską politykę energetyczną.

Czy dostrzegacie efekty tej pracy?

Tak, przede wszystkim wewnątrz samych firm. Coraz więcej przedsiębiorstw dochodzi do wniosku, że nie może już liczyć na niskie ceny energii z rynku i musi zapewnić je sobie samodzielnie.

Jakie mechanizmy mogą im w tym pomóc?

Jednym z możliwych kierunków byłaby zmiana zasad ustalania cen energii na rynkach hurtowych, czyli rezygnacja lub modyfikacja wspomnianego mechanizmu merit order. Proponujemy jego podział na dwa segmenty: pierwszy, w którym cena energii byłaby ustalana tradycyjnie, oraz drugi, pokrywający jedynie koszty wytwarzania, bez wpływu na finalną cenę rynkową. Chodzi o źródła niezbędne do zapewnienia bilansu systemu, ale które nie powinny zawyżać cen energii dla całego rynku.

Tego typu rozważania były już podejmowane, choćby w 2022 roku, ale Unia Europejska ostatecznie zrezygnowała z tej drogi. Obecnie, zgodnie z zapisami CID (Clean Industrial Deal), reformy mają opierać się na koncepcji Electricity Market Design, czyli nowym modelu rynku energii. Zakłada on m.in. coraz większe znaczenie rynków krótkoterminowych. Przykładowo – w miejsce

godzinowych okresów rozliczeniowych pojawiły się rozliczenia 15-minutowe, a giełdy energii będą musiały się do tego dostosować. To jednak kierunek, który z perspektywy przemysłu budzi duże zastrzeżenia. Równolegle obserwujemy silną presję ze strony europejskich instytucji energetyki, takich jak ACER czy Eurelectric, które oczekują, by to przemysł bezwarunkowo dostosował się do potrzeb krajowych systemów elektroenergetycznych. Tymczasem takie podejście jest sprzeczne nie tylko z logiką funkcjonowania zakładów przemysłowych, ale najczęściej z realnymi możliwościami.

Musimy odpowiadać na tak artykułowane oczekiwania. Jeśli Krajowy System Elektroenergetyczny potrzebuje naszej elastyczności, to oczywiście zrobimy wszystko, by ją dostarczyć, ale tylko w zakresie posiadanych możliwości wynikających ze specyfiki poszczególnych zakładów przemysłowych. Jesteśmy otwarci na dialog na temat warunków jej dostarczenia, ale chcielibyśmy być poważanie traktowani. Muszą pojawić się konkretne propozycje, ale nie zadekretowane z pozycji siły, lecz oparte na analizie ponoszonych przez nas kosztów, zagrożeń, które generują i wreszcie oczekiwanych korzyści.

Czy macie poczucie, że przemysł energochłonny stał się polem do eksperymentów?

Można to tak ująć. Mamy wrażenie, że testuje się na nas rozwiązania po omacku, bez próby zrozumienia realiów produkcji przemysłowej. Dobrym przykładem są Niemcy, gdzie tamtejszy regulator energetyczny (Federalna Agencja ds. Sieci) zażądał od 400 największych firm, by dostosowywały swoją produkcję do okresów, kiedy w KSE jest nadmiar energii elektrycznej, czyli w obecnych realiach – gdy „świeci i wieje”. To przykład na kompletne oderwanie instytucji kształtujących europejską politykę energetyczną od realiów życia gospodarczego.

Zatem powinniśmy mówić o energetyce dla przemysłu, czy może odwrotnie?

Obecnie wygląda na to, że to przemysł ma służyć energetyce. Według Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu do 2044 r. energetyka ma otrzymać na inwestycje 1 355 mld PLN z przeznaczeniem na budowę nowych źródeł wytwórczych i magazynów energii, w tym 500 mld PLN na nowe OZE, oraz 288 mld PLN na rozwój infrastruktury sieciowej. Tymczasem o potrzebach energochłonnych branż polskiego przemysłu nikt nie wspomina. Wracamy więc do punktu wyjścia.

Trudno w takiej sytuacji dyskutować o przyszłości europejskiego czy polskiego przemysłu, gdyż nie ma do takiej rozmowy partnerów. I to jest problem nie tylko Polski, ale całej UE.

Spójrzmy na przykład Stanów Zjednoczonych po wyborze Donalda Trumpa na prezydenta. Podjęto tam decyzje o agresywnym wsparciu konkurencyjności cennej: uruchomiono własne zasoby paliw kopalnych,

W SERCU EUROPY
Polska już dziś ma najdroższą energię elektryczną w UE w kontraktach terminowych na lata 2026-2027. To oznacza pogłębiającą się lukę konkurencyjności



zwiększono eksport gazu i ropy, a także powrócono do energetyki węglowej. Bez ETS-u, bez dodatkowych kosztów emisji, co daje im ogromną przewagę konkurencyjną.

W Europie natomiast pojawiły się dwa Komunikaty KE, które miały wspierać konkurencyjność przemysłu: Czysty Ład Przemysłowy (Clean Industrial Deal), który zgodnie z deklaracjami miał proponować wprowadzenie mechanizmów wsparcia przemysłu w procesie jego dekarbonizacji, oraz Plan na rzecz Przystępnej Cenowo Energii (Action Plan for Affordable Energy), mający gwarantować przedsiębiorstwom przystępną cenowo energię.

Efekt? Żaden. Na ten moment oba wspomniane dokumenty zawierają jedynie dwa powtarzane od lat pomysły: pierwszy to ogólne hasło o obniżeniu kosztów przesyłu i dystrybucji, tyle że bez żadnych realnych działań, drugi to przekonanie, że przemysł sobie poradzi dzięki zawieraniu kontraktów PPA z instalacjami OZE. To kompletne niezrozumienie realiów i kolejny dowód na to, że urzędnicy nie rozumieją, jak funkcjonuje gospodarka, a w szczególności przemysł.

Czy rozwiązaniem może być atom?

Zakładamy, że pierwsze bloki jądrowe w Polsce pojawią się najwcześniej po 2035 roku. To oznacza, że przed nami jeszcze co najmniej dekada, którą trzeba jakoś przetrwać – i to już rodzi poważne pytania.

Po drugie, pojawia się cała seria niepewności i ryzyk, przede wszystkim dlatego, że Polska nigdy wcześniej nie realizowała tego typu inwestycji. Wiemy, że będą one prowadzone we współpracy z firmami amerykańskimi lub koreańskimi – zależnie od wyboru technologii – ale trudno dziś ocenić, jak cały proces będzie przebiegał w praktyce. Tymczasem żyjemy w czasach permanentnych problemów z dostępnością technologii, materiałów, a także wykwalifikowanych pracowników.

A koszty energii z atomu?

Pojawiają się deklaracje m.in. ze strony pełnomocnika ds. infrastruktury krytycznej, że energia z elektrowni jądrowej będzie na poziomie 470-520 zł za MWh. Chciałbym w to wierzyć, ale i tak to ponad dwa razy więcej, niż są w stanie zapłacić firmy energochłonne. Obawiam się, że rzeczywistość okaże się znacznie mniej optymistyczna.

Analiza wrażliwości pokazuje bardzo gwałtowny wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej w blokach jądrowych w przypadku, kiedy czas realizacji inwestycji będzie się przedłużał. Biorąc pod uwagę wszystkie wcześniejsze ryzyka: od braków kadrowych, po presję inflacyjną, trudno zakładać, że akurat tym razem wszystko pójdzie zgodnie z planem.

Dziś pytanie brzmi: jaka w ogóle jest alternatywa? Politycy wskazują dwa perspektywiczne kierunki: energetykę jądrową i morskie farmy wiatrowe. Ale oba niosą poważne wyzwania i oba charakteryzują nieakceptowalne przez przemysł koszty produkcji.

Jakie wyzwania widzi pan w przypadku morskich farm wiatrowych?

W obecnej sytuacji geopolitycznej – nawet bez otwartego konfliktu Rosji z Unią Europejską czy NATO – musimy brać pod uwagę ryzyko sabotażu infrastruktury. Nieprzypadkowo niektóre kraje skandynawskie wycofują się dziś z realizacji kolejnych projektów offshore właśnie z powodu zagrożeń dla bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej.

Motywy przewodnim naszej rozmowy są ceny energii. Tymczasem ani energetyka jądrowa, ani morskie farmy wiatrowe nie zapewniają dziś kosztów energii, które gwarantowałyby konkurencyjność polskiego przemysłu.

”

Aktualnie jedyną realną drogą do osiągnięcia akceptowalnych kosztów energii, na poziomie 150 PLN/MWh, jest budowa własnych źródeł: wiatraków przyłączonych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych

A dobre rozwiązanie „na dziś”?

Aktualnie jedyną realną drogą do osiągnięcia akceptowalnych kosztów energii, na poziomie 150 PLN/MWh, jest budowa własnych źródeł: wiatraków przyłączonych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych. W przypadku fotowoltaiki koszt ten wynosi nieco powyżej 200 PLN za 1 MWh, co wciąż mieści się w przedziale gwarantującym firmom utrzymanie globalnej konkurencyjności. Problem w tym, że kryteria rozwoju systemów energetycznych w Polsce nie uwzględniają potrzeb energochłonnych branż przemysłu.

A jeśli pyta mnie pani o coś optymistycznego... Może należałoby zmienić rozmówcę? Bo uczciwie mówiąc, sytuacja nie wygląda dobrze. Czasem mam wrażenie, że jedyne światło w tunelu to reflektory nadjeżdżającego pociągu.

ZGH Bolesław stanowi przykład pokazujący, że można jednak coś zrobić.

Firma, dla której pracuję, od ponad roku dysponuje źródłem energii elektrycznej o mocy 12,9 MW, wybudowanym w technologii wysokosprawnej kogeneracji gazowej. To już daje pewien poziom niezależności i gwarancje bezpieczeństwa energetycznego. Instalacje są zaprojektowane tak, by mogły pracować wyspowo, czyli utrzymać zasilanie nawet w przypadku awarii napięcia w krajowym systemie. Dzięki temu możemy zabezpieczyć wszystkie kluczowe elementy

naszej infrastruktury. Planujemy budowę magazynów energii, budowę OZE i w oparciu o stworzoną infrastrukturę chcemy optymalizować koszty zakupu energii z krajowego systemu elektroenergetycznego. Mamy ku temu pełne zaplecze prawne i organizacyjne, które pozwala działać elastycznie i efektywnie. Jeśli uda nam się zrealizować te plany, to nie będziemy mieć problemu z utrzymaniem konkurencyjności w obszarze energetycznym.

Na razie jednak borykamy się z barierami administracyjnymi. Jak powszechnie wiadomo, energetyka wiatrowa ma największy pośród instalacji OZE wpływ na środowisko naturalne, gwarantuje jednak najniższy koszt produkowanej energii elektrycznej i najwyższą efektywność energetyczną i ekonomiczną inwestycji. Dlatego dla energochłonnych branż polskiego przemysłu jest to na dziś jedyna możliwość pozyskiwania energii elektrycznej po koszcie, który umożliwia skuteczne konkutowanie polskich produktów na rynkach globalnych.

”

Jesteśmy otwarci na dialog na temat warunków dostarczenia energii, ale chcielibyśmy być poważanie traktowani

Tymczasem wymagany w procesie inwestycyjnym zakres i sposób wykonywania oceny oddziaływania na środowisko determinuje możliwości budowy farm wiatrowych na terenach przemysłowych. Jest przy tym oczywiste, iż są to tzw. tereny przekształcone, o już zredukowanych zasobach naturalnych, a więc wpływ tych inwestycji na środowisko naturalne będzie tutaj mniejszy niż na obszarach o bogatej bioróżnorodności. Dotyczy to w szczególności tzw. „bariery krajobrazowej”, która skutecznie blokuje możliwości budowania infrastruktury energetycznej, niezbędnej z punktu widzenia konkurencyjności polskiego przemysłu.

Czyli: umiesz liczyć, licz na siebie?

Nie do końca. Wciąż powtarzamy, że musimy być konkurencyjni kosztowo, ale również zeroemisyjni technologicznie, bo to narzucają nam regulacje UE. Jeżeli zainwestujemy dziś we własne źródła energii, to tylko dlatego, że energetyka zawodowa nie zapewni nam taniej energii elektrycznej. A czekają nas jeszcze bardzo kosztowne inwestycje w wymianę technologii. Musimy je zrealizować by przetrwać i niestety mamy na to tylko 15 lat. Do 2040 roku koszt uprawnień do emisji wzrośnie do 280 euro/tonę CO₂ i żadna firma, która niskoemisyjnej transformacji technologicznej nie przeprowadzi, nie będzie w stanie w takich warunkach funkcjonować.

Może Strefy Rozwoju Zrównoważonego Przemysłu (SRZP) będą jakimś rozwiązaniem?

SRZP będą tworzone wyłącznie na obszarach strategicznej interwencji (OSI). Obszary te są wyznaczane na podstawie ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju. OSI to – zacytuję – „określony w strategii rozwoju obszar o zidentyfikowanych lub potencjalnych powiązaniach funkcjonalnych lub o szczególnych warunkach społecznych, gospodarczych lub przestrzennych, decydujących o występowaniu barier rozwoju lub trwałych, możliwych do aktywowania, potencjałów rozwojowych, do którego jest kierowana interwencja publiczna łącząca inwestycje, w szczególności gospodarcze, infrastrukturalne lub w zasoby ludzkie, finansowane z różnych źródeł, lub rozwiązania regulacyjne”.

Zatem żeby jakiś obszar mógł być objęty Strefą Rozwoju Zrównoważonego Przemysłu, to najpierw musi być ujęty jako obszar strategicznej interwencji w średniookresowej strategii rozwoju kraju, która przyjmowana jest przez Radę Ministrów w drodze uchwały. Oczywiście, Rada Ministrów może wyznaczyć nowe obszary strategicznej interwencji, ale trzeba pamiętać, że wymaga to zachowania zgodności z wymogami ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju. Mówiąc wprost: takie obszary nie mogą być ustalane dowolnie.

Co w przypadku spółek posiadających kilka zakładów produkcyjnych, zlokalizowanych w różnych miejscach?

SRZP będą obejmowały wyznaczony obszar terytorialny a nie wszystkie zakłady danego przedsiębiorstwa, zatem jest możliwe, że część z nich znajdzie się na obszarze Strefy, a część nie. Wstępnie oceniam, że nie będzie możliwe korzystanie z preferencji dedykowanych SRZP, jeśli dany zakład produkcyjny nie zostanie taką strefą objęty. Wynika to z faktu, że SRZP stanowią niejako przedłużenie obszarów strategicznej interwencji (OSI), które mają umożliwić dokonanie interwencji publicznej na danym obszarze.

W tym projekcie znalazło się też odwołanie do faktu, że ustawa nie wymaga konsultacji z instytucjami unijnymi. Co to oznacza?

To ciekawy paradoks. Skoro projektodawca sam stwierdza, że ustawa nie wymaga notyfikacji do instytucji unijnych, to jeszcze mniej sensowne wydaje się przyjmowanie progów, które Komisja Europejska już wcześniej kazała usunąć, jak np. próg 100 GWh. To różnicowanie podmiotów na siłę i bez uzasadnienia regulacyjnego. Może to prowadzić do kolejnych konfliktów albo skarg przedsiębiorców do Brukseli.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka „Kierunku Energetyka”*