

POLITYKA
INSIGHT

RESEARCH

Potencjalni partnerzy polskich spółek w drugiej fazie rozwoju sektora offshore



Spis treści

AUTORZY

Dominik Brodacki

starszy analityk ds. energetycznych
Polityka Insight

Julia Cydejko

analityczka ds. energetycznych
Polityka Insight

REDAKCJA

Anna Chyckowska

PROJEKT GRAFICZNY

Karolina Tomaszewska

Polityka Insight

KLUCZOWE WNIOSKI	4
WSTĘP	6
01. UWARUNKOWANIA I PERSPEKTYWY BUDOWY FARM	8
02. PODMIOTY ZEWNĘTRZNE	12
03. INWESTORZY ZEWNĘTRZNI - SZANSA CZY ZAGROŻENIE DLA POLSKIEGO OFFSHORE'U?	18
PODSUMOWANIE	26



Partnerem raportu jest OX2.

Polityka Insight dołożyła wszelkich starań by opracowanie było bezstronne i obiektywne.

Wszelkie prawa zastrzeżone.

POLITYKA
INSIGHT

POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 10 lat dostarcza swoim odbiorcom serwisy analityczne dostępne w abonamentach, przygotowuje raporty i prezentacje na zlecenie polskich i międzynarodowych instytucji oraz organizuje debaty i konferencje. Analityków i analityczki Polityki Insight można usłyszeć w regularnie publikowanych autorskich seriach podcastowych, m.in. Nasłuchu i Energii do zmiany.
www.politykainsight.pl

Warszawa, kwiecień 2024 r.

Kluczowe wnioski

- 1 PGE i Orlen nie będą w stanie samodzielnie zrealizować projektów morskich farm wiatrowych w drugiej fazie rozwoju sektora offshore. Okoliczności prawne i biznesowe zmuszą obie firmy do sprzedaży części udziałów w spółkach celowych. Rozmowy z potencjalnymi partnerami mogą zająć lata, a ich finał będzie wypadkową czynników politycznych, finansowych i operacyjnych. O dostęp do projektów na polskim Bałtyku na rynku wtórnym walczą zagraniczne grupy energetyczne, fundusze inwestycyjne i deweloperzy OZE, którzy mogą zająć się też zarządzaniem instalacją po jej uruchomieniu.
- 2 Zagraniczne koncerny energetyczne to partnerzy polskich spółek w projektach realizowanych w ramach pierwszej fazy wsparcia offshore. Dobrze znają branżę i mogą zaoferować polskim spółkom rozległe wsparcie operacyjne i technologiczne. Jako firmy o znaczeniu strategicznym w krajach pochodzenia mogą wnieść do projektów MFW korzyści polityczne, a nierzadko także ułatwić im dostęp do taniego finansowania. Atuty te sprawiają, że grupy energetyczne mają najsilniejszą pozycję negocjacyjną w rozmowach z PGE i Orlenem. Jednocześnie mogą jednak być postrzegane jako ich regionalni konkurenci.
- 3 Fundusze inwestycyjne i instytucje finansowe to partnerzy, którzy potencjalnie mogą zaoferować najkorzystniejsze warunki finansowania projektu. Nie dysponują jednak zapleczem kadrowym czy inżynieryjnym, dlatego w scenariuszu objęcia przez nich udziałów w SPV bez dodatkowych partnerów, polskie spółki musiałyby samodzielnie wybudować morskie wiatraki, do czego raczej nie są na razie zdolne. W przypadku polskiego offshoru fundusze inwestycyjne, czy inne podmioty oferujące tani kapitał, powinny podierać się zapleczem kadrowym z doświadczeniem i wiedzą, tak aby sprostać potrzebom PGE i Orleń.
- 4 Deweloperzy OZE mogą zaoferować polskim partnerom wiedzę techniczną i optymalizację kosztów dzięki doświadczeniu w sektorze offshore i umiejętności wypracowywania synergii (np. w postaci wymiany udziałów w innych projektach rozwijanych na Bałtyku). Pozwala im to konkurować z grupami energetycznymi o udziały w polskich projektach MFW, także ze względu na elastyczne podejście do wielkości ich udziałów w spółkach celowych PGE i Orleń. Deweloperzy niekoniecznie wnoszą jednak do spółek celowych istotne korzyści polityczne, choć niektórzy z nich – szczególnie ci już operujący na Bałtyku – mogą ułatwić Polsce budowę relacji międzyrządowych i zwiększyć wiarygodność projektów na rynku finansowym. Deweloperzy posiadający istotne wolumeny rozwojowe mogą – podobnie jak grupy energetyczne – również oferować efekt skali, bardzo istotny przy zamówieniach usług i urządzeń. Dodatkowo ich model działania pozwala im współpracować z podmiotami, które zapewniają tani kapitał, ale nie mają know-how.



Wstęp

Wykorzystanie potencjału offshore jest niezbędne dla realizacji przez Polskę celów klimatycznych. Zgodnie z nowelizacją dyrektywy o OZE (RED III) tylko do 2030 r. UE ma podnieść udział OZE w końcowym zużyciu energii z około 23 do 42,5 proc. Unijna strategia offshore zakłada, że moc zainstalowana morskich wiatraków powinna wzrosnąć w tej dekadzie z obecnych 34 GW do 60 GW. W kolejnych latach transformacja będzie jednak musiała przyspieszyć. W lutym 2024 r. Komisja Europejska zarekomendowała, by UE przyjęła 90-procentowy cel redukcji emisji CO₂ do 2040 r. wobec poziomu z 1990 r. Niezależnie od ogólnego celu klimatycznego na 2040 r., KE ocenia, że wiążący cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. będzie wymagał podniesienia mocy zainstalowanej w wietrze na morzu do 300 GW, czyli blisko dziesięciokrotnie.

Morskie farmy wiatrowe są Polsce niezbędne, by ograniczyć nadchodzącą lukę podażową na rynku energii elektrycznej. Według Urzędu Regulacji Energetyki do 2036 r. wytwórcy planują wycofać z eksploatacji jednostki o mocy około 20 GW. Oddadzą do użytku 22 GW nowych mocy, ale tylko 12,6 GW będzie stanowiło moce dyspozycyjne. Do tych ostatnich URE zalicza blisko połowę mocy osiągalnych w planowanych morskich farm wiatrowych, która w 2036 r. ma wynieść łącznie 5,2 GW. Współczynnik sprawności morskich wiatraków sięga bowiem 45 proc., podczas gdy w przypadku elektrowni fotowoltaicznych jest to około 10 proc., a dla lądowych wiatraków około 25 proc. Na morzu można też montować największe i najmocniejsze turbiny.

Na początku 2024 r. łączna moc wiatraków na morzach UE wynosiła 34 GW. Żaden z nich nie pracuje jednak w polskiej części Morza Bałtyckiego. Tymczasem według Ministerstwa Klimatu i Środowiska (MKiŚ) potencjał polskiego Bałtyku do końca przyszłej dekady to niecałe 18 GW¹. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej ocenia zaś, że w zasięgu jest nawet 33 GW. Warunki środowiskowe, w tym płytkie dno i duża wietrzność, czynią polski Bałtyk terenem wyjątkowo korzystnym dla tego typu inwestycji. Z tego powodu zainteresowali się nimi czołowi światowi gracze, np. duński Ørsted, norweski Equinor, francuskie Total, EDF Renewables i Engie, brytyjski Shell, szwedzkie Eolus i OX2, hiszpańska Iberdrola, niemieckie RWE czy portugalskie EDP. W przyszłości kolejka chętnych do zagospodarowania Bałtyku morskimi farmami będzie z pewnością rosła.

Budowa morskich farm wiatrowych jest silnie wspierana przez rząd i podległe mu spółki. Udział inwestorów zagranicznych i instytucjonalnych jest jednak kluczem do sprawnej i terminowej budowy farm. Mogą oni wnosić do projektów doświadczenie i kapitał, a także partycypować w ryzyku inwestycyjnym. Można więc oczekiwać, że Orlen i PGE okaże otwartość na ich oferty, przygotowując się do budowy farm w tzw. drugiej fazie rozwoju sektora offshore, co zwiększy szanse na pełne i terminowe wykorzystanie potencjału polskiego Bałtyku.

W niniejszym raporcie omawiamy szanse i zagrożenia związane z zaangażowaniem podmiotów zagranicznych w projekty offshore w tzw. drugiej fazie wsparcia. W rozdziale pierwszym prezentujemy uwarunkowania i perspektywy samych projektów, w tym związane z nimi procedury administracyjne i bariery inwestycyjne, a w rozdziale drugim analizę modeli biznesowych trzech typów potencjalnych partnerów polskich spółek, a także charakterystykę ich uczestnictwa w europejskim rynku offshore. W rozdziale trzecim nazywamy korzyści i zagrożenia, jakie może przynieść ich zaangażowanie w projekty w ramach drugiej fazy wsparcia. Raport powstał na podstawie analizy dokumentów źródłowych, publikacji naukowych i branżowych, danych inwestorów, a także własnych badań autorów. Wnioski bazują na publicznie dostępnych informacjach, w tym szczegółach planowanych inwestycji oraz deklaracjach organów i instytucji publicznych.

1. Projekt aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.

01 Uwarunkowania i perspektywy budowy farm

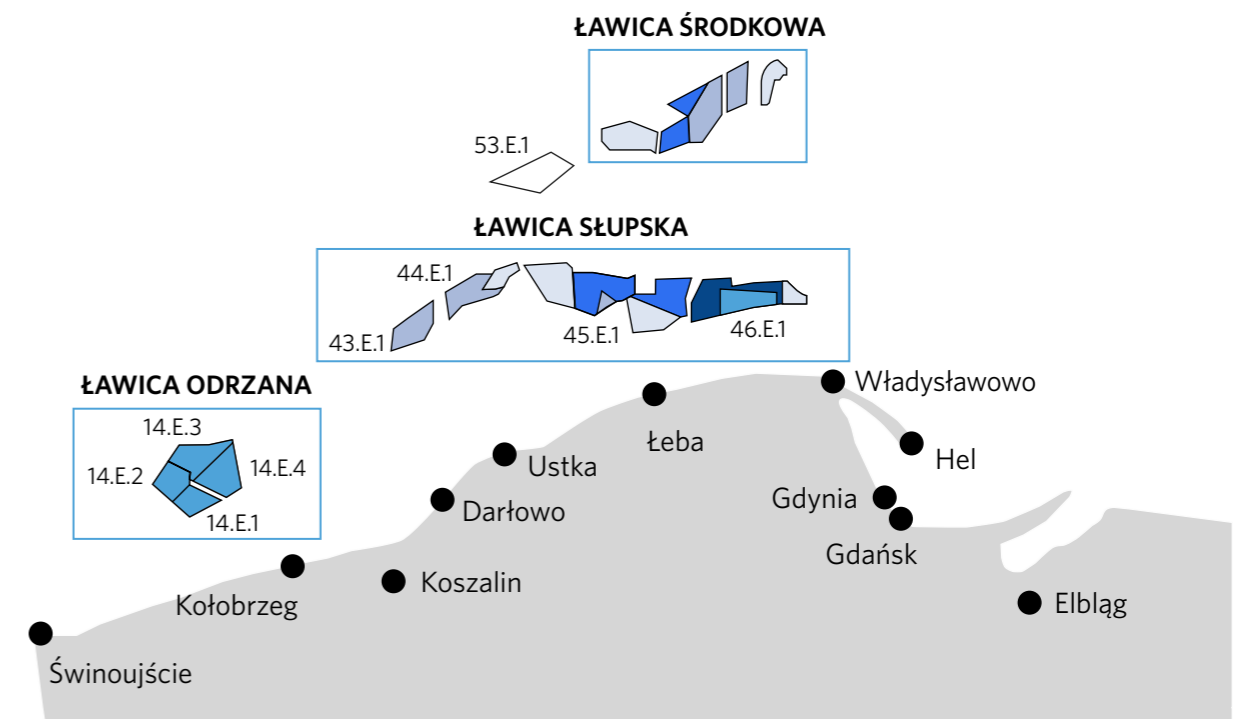
Budowa sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce została podzielona na dwie fazy, w których inwestorzy mogli lub mogą ubiegać się o pomoc publiczną na realizację swoich projektów. Pierwsza była zarezerwowana dla najbardziej zaawansowanych inwestycji, posiadających m.in. umowę przyłączeniową, decyzję środowiskową i pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp (PSZW). W jej ramach do końca 2022 r. decyzją administracyjną Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) przyznał kontrakty różnicowe projektom o łącznej mocy 5,9 GW. Są to:

- Dwa projekty realizowane przez Polenergię i Equinor: MFW Bałtyk II o mocy 720 MW i MFW Bałtyk III o mocy 720 MW.
- Dwa projekty realizowane przez PGE i duński Ørsted: MFW Baltica 3 o mocy 1045 MW i MFW Baltica 2 o mocy 1498 MW.
- Projekt realizowany przez Orlen i Northland Power: Baltic Power o mocy 1200 MW.
- Projekt realizowany przez Baltic Trade and Invest (spółkę RWE): F.E.W. Baltic II o mocy 350 MW.
- Projekt realizowany przez Ocean Winds (spółkę EDPR i Engie): BC Wind Polska o mocy 399 MW.

W ramach tzw. drugiej fazy wsparcia offshore'u inwestorzy o kontrakty różnicowe z rządem będą mogli ubiegać się na aukcjach. Aukcje odbędą się w latach 2025, 2027, 2029 oraz 2031 (przeprowadzenie kolejnych zależy od tempa rozwoju sektora), przy czym w dwóch pierwszych maksymalny wolumen mocy objętej wsparciem wyniesie po 4 GW, a w kolejnych dwóch – po 2 GW (łącznie 12 GW). Dopłaty z aukcji otrzymają wytwórcy, którzy zaoferują najniższą cenę energii. Prawo startu będą miały tylko podmioty, które w postępowaniu prowadzonym przez Ministra Infrastruktury (MI) otrzymały PSZW, określające m.in. lokalizację, moc farmy oraz jej przeznaczenie i lokalizację (wyznaczoną przez określone obszary na polskim Bałtyku). Poza tym do wniosku o dopuszczenie do aukcji trzeba będzie dołączyć m.in. wstępne warunki przyłączenia lub umowę w tej sprawie z operatorem, decyzję środowiskową, harmonogram rzeczowo-finansowy projektu i plan łańcucha dostaw materiałów i usług.

MAPA 1. OBSZARY PRZEZNACZONE POD BUDOWĘ MORSKICH FARM WIATROWYCH

- I faza ● Orlen i Northland Power ● PGE i Orsted ○ pozostałe firmy
II faza ● Orlen ● PGE ○ obszar wyłączony ze względów obronnych



Proces wydawania PSZW w ramach drugiej fazy rozwoju polskiego offshore'u zakończył się w 2023 r. MI prowadziło 11 postępowań, ale w jednym (dotyczącym obszaru 53.E.1) nie wyłoniono zwycięzcy, ponieważ akwen ten do 2040 r. zarezerwowano na cele obronne. Pięć postępowań zostało rozstrzygniętych na korzyść PGE, a pięć na korzyść Orlenu. Po uprawomocnieniu się tych decyzji spółki będą mogły uzyskać PSZW i na tej podstawie rozwijać projekty o łącznej mocy do około 13,1 GW, z czego 12 GW będzie mogło uzyskać wsparcie z aukcji. Oznacza to, że w ramach pierwszej i drugiej fazy na polskim Bałtyku będą mogły powstać farmy o mocy w sumie około 15 GW. Dla porównania: przyjęta w lutym 2021 r. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. zakłada, że do 2030 r. ich łączna moc wyniesie 5,9 GW, a do 2040 r. 11 GW. Tymczasem w optymistycznym scenariuszu do 2040 r. wzrośnie ona do nawet 19 GW, z czego około 7,3 GW należeć będzie do PGE, a 5,8 GW do Orlenu. Zasady przeprowadzania postępowań lokalizacyjnych budziły jednak kontrowersje konkurentów PGE i Orlenu, którzy oceniali je jako faworyzujące polskie spółki. Poza nimi o koncesje na Bałtyku zabiegali też dysponujący dużym doświadczeniem (i nierzadko kapitałem) w budowie MFW m.in. Iberdrola, Ørsted, RWE czy Equinor.

Kontrakty różnicowe przyznane w obu fazach rozwoju polskiego offshore'u mają obowiązywać przez 25 lat od pierwszego wytworzenia i wprowadzenia do sieci prądu z danej farmy. Podstawą wyliczenia wysokości wsparcia będzie tzw. ujemne saldo, czyli różnica między kosztem produkcji energii elektrycznej z morskich wiatraków i jej ceną w hurcie. W uproszczeniu, różnica ta będzie rozliczana w oparciu o ustaloną przez rząd cenę maksymalną, która w rozporządzeniu z 2021 r. została przez MKiŚ ustalona na poziomie 319,60 zł/MWh². Dodatkowym limitem wsparcia będzie kwota wyznaczona przez iloczyn 100 tys. godzin i mocy danej farmy wiatrowej.

Zgodnie z prawem od momentu uzyskania PSZW inwestorzy mają osiem lat na zdobycie pozwoleń na budowę (termin ten będzie mógł zostać wydłużony o dwa lata)³. W ciągu trzech lat od ich uzyskania muszą rozpocząć budowę sztucznej wyspy, a po kolejnych pięciu – uruchomić farmy. W razie niedotrzymania któregoś z tych terminów MI musi stwierdzić wygaśnięcie PSZW. Inwestorów obowiązuje też 10-letni termin na rozpoczęcie układania kabli i 15-letni na rozpoczęcie ich wykorzystywania, licząc od dnia uzyskania ostatecznej decyzji o pozwoleniu na prace w tym zakresie. Jednocześnie od dnia rozstrzygnięcia aukcji (w przypadku pierwszej fazy wsparcia – od zgody Komisji Europejskiej na udzielenie pomocy publicznej) zacznie biec siedmioletni termin, w którym wytwórcy będą musieli wyprodukować i wprowadzić do sieci pierwszą energię elektryczną ze swoich wiatraków.

Powyższe terminy stanowiąc będą dla inwestorów, szczególnie PGE i Orlenu, duże wyzwanie. Potęguje je konieczność zabiegania o kolejne pozwolenia i obsługi procesu inwestycyjnego na wszystkich przyznanych obszarach jednocześnie. Będzie to tym trudniejsze, że obie firmy nie mają doświadczenia w budowie morskich farm oraz niezbędnego ku temu:

- **know-how** – dla Polski inwestycje w MFW są projektami typu greenfield, wymagającymi dostosowania do ich realizacji wielu segmentów gospodarki, organizacji łańcucha dostaw towarów oraz rozwoju bazy produkcyjnej i usługowej, w tym budowy infrastruktury portowej.
- **zasobów kadrowych** – polscy pracownicy mają doświadczenie w budowie lądowych farm wiatrowych, ale w zdecydowanej większości nie da się przełożyć go na realizację projektów na morzu. W Polsce powstają kierunki studiów, kursy i szkolenia dla przyszłej kadry sektora offshore, ale ich wejście na rynek pracy nastąpi za kilka lub nawet kilkanaście lat. Do tego czasu inwestorzy będą musieli posiłkować się zasobami kadrowymi swoich partnerów.
- **kapitału** – PSEW szacuje, że sam CAPEX dla polskich MFW może wynieść około 12,9 mln zł za 1 MW mocy. Na koszty wpływa m.in. odległość instalacji od lądu, głębokość dna, moc turbin i wahania kursów walutowych. Budowa 1 GW mocy w MFW może więc pochłonąć kilkanaście miliardów złotych, licząc także przy czym szacunki te nie uwzględniają np. kosztów kapitału czy kosztów operacyjnych po uruchomieniu farmy. Dostępność takiej gotówki na jednoczesną realizację kilku projektów na morzu będzie mocno ograniczona.

2. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 marca 2021 r. w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda (Dz.U. 2021 poz. 587).

3. Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, Ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. 1991 nr 32 poz. 131).

W budowie morskich farm polskich inwestorów jedynie w symbolicznym stopniu będzie w stanie wesprzeć rodzimy przemysł – w najbardziej optymistycznym scenariuszu udział tzw. local content dla pierwszych farm szacuje się na nie więcej niż około 10 proc. Inwestorzy muszą też liczyć się z ryzykami, na które nie mają wpływu, takimi jak wysokie stopy procentowe, inflacja, zaburzone łańcuchy dostaw czy niepewność polityczna.

Wszystko to podaje w wątpliwość możliwość samodzielnej realizacji przez PGE i Orlen wszystkich zaplanowanych projektów. Wprawdzie nie można wykluczyć, że w reakcji na ewentualne trudności z dotrzymaniem terminów ustawowych rząd zdecyduje się na ich wydłużenie, ale takie działanie byłoby niepożądane z punktu widzenia celów klimatycznych i potrzeb sektora energetycznego, także w kontekście luki wytwórczej, z jaką krajowy system elektroenergetyczny może zmierzyć się w latach 30. W tej sytuacji PGE i Orlen mogą przystąpić do rozmów z innymi interesariuszami w sprawie odsprzedaży części udziałów w spółkach projektowych. Próbuując pozyskać nowych partnerów, polskie koncerny kierowałyby się najpewniej chęcią zwiększenia swoich zdolności operacyjnych w trakcie realizacji inwestycji, a więc i szans na ich pomyślną finalizację. Niewykluczone jednak, że póki co uznają odsprzedaż udziałów za nieopłacalną, gdyż ich cena będzie rosła w miarę rozwoju projektu farm, np. po uzyskaniu kolejnych decyzji administracyjnych czy zrealizowaniu badań środowiskowych. Jednocześnie istotnym argumentem za przyspieszeniem rokowań może być chęć zminimalizowania ryzyka podważenia na drodze prawnej (np. na forum UE) wyników postępowań w sprawie PSZW dla PGE i Orlenu.

Wybór partnera dla polskich grup energetycznych do realizacji inwestycji wywoła strategiczny dylemat – czy w procesie tym kierować się głównie:

- względami finansowymi bez istotnych korzyści operacyjnych i politycznych.
- względami politycznymi i biznesowymi, ale za cenę np. wyższych kosztów realizacji inwestycji i zwiększenia konkurencyjności na regionalnym rynku energii.
- przede wszystkim dobrem samego projektu, w tym koniecznością zapewnienia jego sprawnej i relatywnie taniej realizacji, ale za cenę ograniczenia potencjalnych korzyści w innych obszarach.

Szczególnie dużym wyzwaniem będzie wyważenie i maksymalne połączenie tych aspektów w procesie podejmowania decyzji.

02 Podmioty zewnętrzne

Polskie firmy współpracują już z partnerami zagranicznymi przy budowie MFW.

Takie partnerstwa zawarły państwowe spółki Orlen i PGE, a także prywatna Polenergia. Są one realizowane w modelu project finance na podstawie umowy wspólnego przedsięwzięcia (ang. joint venture – JV), popularnym przy kapitałochłonnych projektach o wysokim ryzyku (można zakładać, że koszt wszystkich projektów PGE i Orlenu będzie wyższy od ich kapitalizacji). Model ten zakłada powołanie spółki celowej (ang. Special Purpose Vehicle – SPV), w której część udziałów pokrywa kapitał zewnętrzny względem inwestora, np. kredyty bankowe zabezpieczone na aktywach spółki, obligacje czy fundusze wyłożone przez partnerów. Wówczas zobowiązania SPV są regulowane z generowanych nadwyżek finansowych. Zaletą takiej struktury jest też możliwość rozłożenia między partnerami ryzyk związanych z realizacją projektu. Ryzyka te zwykle są od nich izolowane, co ogranicza ekspozycję na nie spółek-matek.

- **Orlen i kanadyjska Northland Power** zawarły umowę JV w styczniu 2021r. Dotyczy ona przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej Baltic Power o mocy 1,2 GW. W spółce celowej Orlen posiada 51 proc. udziałów, a spółka-córka kanadyjskiej firmy – 49 proc.
- **PGE i duński Ørsted** utworzyły JV w lutym 2021r. Umowa reguluje współpracę partnerów w ramach dwóch spółek projektowych Baltica 2 i Baltica 3, w których każdy partner objął po 50 proc. udziałów. łączna moc farm wiatrowych będzie wynosić około 2,5 GW.
- **Polenergia i norweski Equinor** zawiązały współpracę w 2018r. i rozwijają trzy projekty o łącznej mocy około 3 GW. Początkowo Equinor objął 50 proc. udziałów w projektach Polenergii MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, ale w 2019r. skorzystał z opcji zawartej w wyjściowej umowie i nabył połowę udziałów w MFW Bałtyk I.

Udziałowcy spółki celowej wnoszą do niej zasoby niezbędne do realizacji inwestycji. Chodzi o wiedzę techniczną, zasoby rzeczowe, kadrowe i finansowe, kompetencje w zakresie zarządzania projektem czy zaplecze polityczne. Partnerstwa nawiązane już przez polskich inwestorów pokazują, że kluczowym atutem inwestorów zagranicznych jest ich wieloletnie doświadczenie w budowie i eksploatacji morskich farm wiatrowych, w tym na Bałtyku. Dla przykładu: podział zadań między PGE i Ørsted zakłada, że polska firma zrealizuje prace na lądzie, a duńska zajmie się budową i eksploatacją wiatraków. Podobnie Polenergia wykorzystuje pozycję Equinora w sektorze offshore do mitygowania ryzyk związanych z budową i obsługą łańcucha dostaw oraz kosztami inwestycji w MFW. Norweski koncern prowadzi w imieniu spółek celowych postępowania zakupowe i odpowiada za budowę farm, a docelowo ma być ich operatorem.

Współpraca dużych firm zwiększa wiarygodność projektu na rynku finansowym. W przypadku Baltic Power miała ona duży wpływ na uzyskanie jesienią 2023 r. od konsorcjum 25 instytucji (w tym z Europejskiego Banku Inwestycyjnego) kredytu inwestycyjnego w wysokości 3,6 mld euro. Ponadto inwestorzy korzystają z poparcia politycznego władz krajów pochodzenia spółek partnerskich – w konsorcjum finansującym Baltic Power znalazła się kanadyjska agencja kredytów eksportowych, która bez zaangażowania Northland Power nie partycypowałaby w pro-

jekcie. Natomiast partnerom zagranicznym udział polskich spółek kontrolowanych przez skarbu państwa ułatwia procedury administracyjne – np. w projektach Baltica 2 i Baltica 3 za uzyskanie niezbędnych pozwoleń i decyzji odpowiada PGE.

Realizacja projektów MFW w ramach pierwszej fazy pozwoleń polskim inwestorom nabyć część niezbędnego know-how. PGE i Orlen będą dzięki temu bardziej samodzielne podczas realizacji projektów w ramach drugiej fazy rozwoju offshore. O ile więc dotąd wybierały na partnerów duże zagraniczne grupy energetyczne, z których dwie (Equinor i Ørsted) to spółki z większościami udziałami skarbu państwa, w drugiej fazie mogą rozważyć oferty innych, mniejszych podmiotów. Analizujemy modele biznesowe potencjalnych partnerów.

Grupy energetyczne

Ich podstawowym źródłem przychodów jest sprzedaż i dystrybucja energii. To zwykle koncerny multienergetyczne, które oferują klientom np. energię elektryczną, gaz ziemny i ewentualnie jego niskoemisyjne alternatywy, a także ropę i paliwa. Wymogi polityki klimatycznej i presja społeczna na redukcję emisyjności produkowanej energii sprawiają, że podmioty te budują wieloletnie strategie zwiększania udziału OZE w miksie paliwowym. Aby uwidocznic swoje postępy w tym zakresie, w raportach okresowych zwykle prezentują wyniki EBITDA w podziale na segmenty działalności, wyróżniając m.in. biznesy OZE. Potrzeba dekarbonizacji daje też impuls do ekspansji koncernów energetycznych za granicę. Szukają one tam prostszych lub tańszych do zagospodarowania obszarów inwestycyjnych oraz budują swoje portfele, konkurując z innymi grupami energetycznymi, poszerzając własne kompetencje i rozwijając łańcuchy dostaw w perspektywnych technologiach, takich jak morska energetyka wiatrowa.

Duże grupy energetyczne to spółki giełdowe. W wielu z nich znaczny lub większościowy pakiet akcji kontroluje skarbu państwa. Dla przykładu: 50,1 proc. akcji Ørstedu jest w rękach duńskiego rządu. W przypadku Equinora pakiet skarbu państwa to 67 proc. akcji, EDF jest zaś od lipca 2023 r. w całości znacjonalizowany. Ugruntowana pozycja na rynku i daleko posunięta dywersyfikacja przychodów pozwalają państwowym spółkom angażować się w kapitałochłonne i czasochłonne przedsięwzięcia o strategicznym znaczeniu z perspektywy polityki energetycznej kraju pochodzenia. EDF ma zaangażować się w modernizację francuskiego parku jądrowego, który zgodnie z planem rządu Francji do 2050 r. ma się powiększyć o 14 reaktorów. Equinor kontroluje około 70 proc. wydobycia gazu i ropy na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Ørsted koncentruje się na sektorze offshore, Dania należy bowiem do liderów pod względem mocy zainstalowanej morskich wiatraków, ale też produkcji elementów instalacji i usług dla MFW.

Państwowe grupy energetyczne wychodzą na rynki zagraniczne w celu realizacji krajowych interesów politycznych lub gospodarczych. W branży offshore strategicznym partnerem UE jest Norwegia, która jako jedyny kraj spoza Wspólnoty uczestniczy w inicjatywie North Seas Energy Cooperation, ukierunkowanej na wykorzystanie potencjału wiatrowego Morza Północnego i Bałtyckiego. Z tego m.in. wynika dążenie Equinora do pozyskiwania kolejnych inwestycji w offshore na morzach UE.

W pierwszej fazie rozwoju sektora offshore polscy inwestorzy współpracują głównie z państwowymi grupami energetycznymi, ale w drugiej fazie mogą rozważać współpracę z innymi podmiotami.

Grupy energetyczne odegrały pionierską rolę w rozwoju sektora morskich farm wiatrowych w Europie. Zyskały dzięki temu pogłębiony know-how i znajomość rynku. Niektóre wciąż mają w swoim portfelu farmy, w których są jedynymi udziałowcami. Przykładowo Ørsted eksploatuje samodzielnie dwie farmy w Danii (Horns Rev 2 o mocy 209 MW i Avedøre o mocy 7,2 MW) i dwie w Wielkiej Brytanii (Barrow i Burbo Bank o mocy 90 MW każda); ma też udziały w kilkunastu innych farmach w Niemczech, Wielkiej Brytanii i Holandii.

Europejskie grupy energetyczne pozostają aktywną grupą inwestorów w MFW. Coraz częściej decydują się też na realizację projektów poza Europą w związku z nowymi instrumentami pomocy publicznej, ale ze zmiennym szczęściem – w 2023 r. Ørsted, Equinor i BP rozpoznały straty w łącznej sumie 5 mld dol. po tym, jak ceny w kontraktach sprzedaży energii z morskich wiatraków w USA okazały się niewspółmierne do kosztów budowy i finansowania. Kilka europejskich firm zdecydowało się też powalczyć o wsparcie z aukcji japońskich; udziały w jednym z przyznanych kontraktów uzyskała RWE.

Deweloperzy

Model biznesowy deweloperów OZE bazuje na budowie i późniejszej sprzedaży instalacji. Realizują oni projekty typu greenfield, ale też odkupują od innych podmiotów inwestycje na różnym etapie zaawansowania. Oferują m.in. finansowanie, wykonanie projektu i obsługę samej budowy. W tym celu wykorzystują efekt skali (generowany przez dużą liczbę aktywów w portfelu) oraz dostęp do łańcuchów dostaw towarów i usług. Docelowo sprzedają gotowe instalacje klientowi końcowemu lub kontraktują produkowaną w nich energię elektryczną na podstawie umowy power purchase agreement (PPA). Niekiedy w tzw. modelu ready-to-build, czyli po uzyskaniu niezbędnych pozwoleń, odsprzedają innemu inwestorowi (np. grupie energetycznej) projekty w trakcie realizacji. Często świadczą też usługi eksploatacji i serwisowania czynnych instalacji OZE. Bazę działalności większości z nich (tak na polskim, jak i europejskim rynku) stanowią projekty fotowoltaiczne i lądowe farmy wiatrowe, choć realizują też oni instalacje hybrydowe, układy power-to-X (np. elektrolizery do produkcji wodoru), czy wielkoskalowe magazyny energii. Najwięksi gracze inwestują w morską energetykę wiatrową.

O polski rynek walczą deweloperzy OZE o międzynarodowej skali działalności. Jednym z najważniejszych czynników decydujących o atrakcyjności danego rynku są dla nich lokalne potrzeby inwestycyjne związane z dekarbonizacją systemu elektroenergetycznego. Z tego powodu Polska, nadal głęboko uzależniona od paliw kopalnych, jest ważnym rynkiem dla czołowych deweloperów OZE. Takim graczem jest np. działająca od 2019 r. w Polsce szwedzka spółka OX2, która realizuje i sprzedaje projekty OZE w kilkunastu krajach, ale w Polsce zatrudnia najwięcej pracowników po Szwecji i Finlandii – według stanu na marzec 2024 r. rozwinęła lub rozwija w Polsce projekty

wielkoskalowych farm fotowoltaicznych, wiatrowych i magazynów energii o łącznej mocy ponad 3 GW. Projekty w Polsce stanowią też blisko połowę portfela amerykańskiej Greenvolt Group, aktywnej na 16 rynkach. Firma ta weszła na polski rynek w 2020 r., przejmując spółkę o podobnym profilu działalności (Geo Renewables), a w styczniu 2024 r. prowadziła w Polsce projekty fotowoltaiczne, wiatrowe i bateryjne o łącznej mocy 3,4 GW. Klasyczni deweloperzy konkurują ze spółkami o modelu mieszanym, np. z portugalską EDPR, dla której działalność stricte deweloperska jest jednym z kilku segmentów biznesowych w ramach tzw. modelu asset rotation, który zakłada sprzedaż około 30 proc. nowych mocy z gotowych lub trwających projektów w latach 2023–2026 (około 5 GW w skali globalnej działalności koncernu).

Polscy deweloperzy OZE rosną w siłę. Z międzynarodowymi gigantami konkurują nieco mniejsze od nich polskie firmy, które do branży OZE przechodzą z innych sektorów, np. poprzez akwizycje lub wykorzystanie istniejących aktywów i know-how. Grenevia (d. Famur), która przez dekady zajmowała się produkcją maszyn dla przemysłu wydobywczego, od 2024 r. chce generować około 70 proc. swoich przychodów spoza branży węgla energetycznego. W tym celu przejęła spółkę Projekt Solartechnik, specjalizującą się w rozwoju farm fotowoltaicznych, i rozbudowuje ofertę usługową dla energetyki wiatrowej. W branży OZE działa też wywodząca się z sektora drogowo-inżynierskiego spółka ONDE (Grupa Erbud), czy Budimex, który dotąd rozwijał segment OZE poprzez przejęcia projektów ready-to-build, ale w najbliższych latach chce ruszyć z realizacją projektów typu greenfield. Na rynku funkcjonują ponadto przedsiębiorstwa, które oferują systemy OZE dla małych i średnich firm oraz dopasowane do ich potrzeb kontrakty power purchase agreement (PPA) lub dostarczają rozwiązania dla klientów indywidualnych (prosumentów).

Zaangażowanie w MFW dużych, zagranicznych deweloperów mogłoby zwolnić przestrzeń na rynku fotowoltaiki i wiatru na lądzie dla ich polskich konkurentów.

Kluczowymi klientami deweloperów są grupy energetyczne, które rozbudowują własne portfele OZE w oparciu o akwizycje. Przykładem takiej transakcji było przejęcie w grudniu 2023 r. przez Orlen farm wiatrowych Ujazd, Dobrzyca i Dominowo o łącznej mocy ponad 140 MW, zrealizowanych przez portugalską EDPR. We wrześniu 2023 r. OX2 sprzedała zaś Enei 100 proc. udziałów w Famie Wiatrowej Bejsce o mocy 19,8 MW, która ma rozpocząć pracę w 2025 r. Grupy energetyczne optymalizują w ten sposób koszty – deweloperzy często są w stanie zbudować instalację OZE szybciej i taniej niż oni sami. Uwalnia to też wewnętrzne zasoby grup energetycznych do realizacji innych, niekiedy bardziej skomplikowanych projektów, np. w morskiej energetyce wiatrowej albo energetyce konwencjonalnej. Inną ważną grupą klientów firm deweloperskich OZE są przedsiębiorstwa przemysłowe, które potrzebują kompleksowej strategii dekarbonizacyjnej, ale nie dysponują zasobami niezbędnymi do doboru i wdrożenia konkretnych technologii. Na polskim rynku takim klientem jest choćby KGHM, który jesienią 2023 r. kupił portfel ośmiu instalacji fotowoltaicznych od spółki Projekt Solartechnik (Grenevia). Na etapie eksploatacji będzie ona świadczyć także usługę serwisowania farm. Niekiedy deweloperzy sprzedają udziały w swoich instalacjach inwestorom z sektora finansowego, np. funduszom emerytalnym czy ubezpieczycielom.

TABELA 1. PORTFEL PROJEKTÓW WYBRANYCH DEWELOPERÓW OZE W EUROPIE

NAZWA	WIELKOŚĆ PORTFELA (W TYM OFFSHORE)
OX2	47,46 GW (13,8 GW)
Eolus	26,8 GW (10 GW)
RES Group	24 GW (-)
Grenevia	5 GW (-)
ONDE	0,9 GW (-)
Greenvolt Power	6,9 GW (-)

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE.

Deweloperzy OZE coraz częściej inwestują w offshore. Duże firmy deweloperskie zawdzięczają swoją pozycję na rynku projektom fotowoltaicznym i wiatrowym na lądzie, czyli inwestycjom mniej kapitałochłonnym i obciążonym mniejszym ryzykiem. Niektóre z nich podejmują się jednak realizacji projektów MFW – przykładowo, OX2 na koniec 2023 r. rozwijał projekty MFW o łącznej mocy 13,8 GW, co stanowiło 29 proc. łącznych mocy w portfelu firmy.

Deweloperzy OZE często realizują inwestycje w offshore poprzez partnerstwa z innymi podmiotami, zawiązywane już na etapie starania się o koncesje.

Deweloperzy przejawiają zainteresowanie inwestycjami wiatrowymi w polskiej części Bałtyku, co znalazło wyraz m.in. w udziale firm OX2 i Eolus w procedurze lokalizacyjnej dla drugiej fazy offshore. Rozwój w tym kierunku wymaga jednak od deweloperów rozbudowanych strategii zarządzania ryzykiem. Nie realizują oni inwestycji w MFW samodzielnie, ale w ramach partnerstw. Spośród polskich firm, które zajmują się rozwojem OZE w ramach działalności deweloperskiej, w offshore weszła natomiast Respect Energy, która stanęła na czele konsorcjum realizującego w Australii inwestycję Elanora Offshore o mocy przyłączeniowej 5 GW.

Fundusze inwestycyjne i instytucje finansowe

Inwestorzy instytucjonalni wypełniają lukę między prywatnym a komercyjnym finansowaniem OZE. W grupie tej znajdują się fundusze emerytalne i kapitałowe, firmy ubezpieczeniowe czy państwowe fundusze inwestycyjne. Traktują one spółki celowe MFW jako bezpieczną lokatę kapitału i sposób na dywersyfikację portfela. Postrzegają je też jako źródło przewidywalnych przychodów wolnych od ryzyk rynków kapitałowych. Chętnie inwestują w krajach rozwiniętych, a Europę postrzegają jako rynek o wysokim zapotrzebowaniu na nowe inwestycje, napędzany przez wymogi polityki klimatycznej. Wreszcie – postrzegają energię odnawialną jako sektor o dobrych perspektywach rozwoju w skali globalnej i dostrzegają konieczność odchodzenia od wysokoemisyjnych aktywów w swoich portfelach, a także ryzyka związane z zaniechaniem działań w tym kierunku, zwłaszcza w Europie.

Fundusze inwestycyjne, firmy ubezpieczeniowe i publiczne instytucje finansowe coraz chętniej partycypują w europejskich projektach MFW. Ich wkładem w przedsięwzięcie jest kapitał i pomoc w pozyskaniu dodatkowego finansowania.

Inwestorzy instytucjonalni w ograniczonym stopniu angażują się operacyjnie w budowę nowych farm. Z danych Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) wynika, że skupiają się na refinansowaniu istniejących instalacji za pomocą różnych instrumentów finansowych. Z perspektywy podmiotów zaangażowanych w realizację projektów MFW oznacza to potencjał uwolnienia kapitału na kolejne inwestycje. Rosnąca presja na zazielenianie biznesu sprawia jednak, że inwestorzy instytucjonalni chętniej decydują się na objęcie udziałów także w spółkach projektowych – przykładem takiej inwestycji jest holenderska MFW Hollandse Kust Zuid, w której w 2021 r. Allianz Capital Partners objął pakiet 25,2 proc. udziałów. Inwestorzy instytucjonalni raczej nie zapewniają know-how, a jedynie kapitał, mogą też jednak uwiarygodnić projekt w oczach sektora finansowego.

Inwestorzy prywatni mocniej niż publiczni angażują się kapitałowo w MFW. Według ostatnich danych IRENA, w 2020 r. ci pierwsi wyłożyli 65 proc. globalnych nakładów na morskie wiatraki, podczas gdy publiczni – 35 proc. Podmioty prywatne częściej skłaniają się jednak ku dojrzałym technologiom o stosunkowo niskim ryzyku, dlatego z roku na rok coraz więcej inwestycji przyciąga fotowoltaika – z danych IRENA i Bloomberg New Energy Finance wynika, że udział tej technologii w łącznych nakładach inwestycyjnych OZE wzrósł z 43 proc. w 2020 r. do 60 proc. w 2022 r. Traci na tym energetyka wiatrowa, zwłaszcza morska, która jeszcze w 2020 r. przyciągnęła 12 proc. inwestycji w OZE, w 2022 r. zaś już tylko 7 proc. Prywatni inwestorzy chętniej angażują się jednak w projekty europejskie, ponieważ dostępne mechanizmy wsparcia, takie jak kontrakt różnicowy, redukują ryzyko inwestycyjne i koszty kapitału.

03 Inwestorzy zewnętrzni – szansa czy zagrożenie dla polskiego offshore’u?

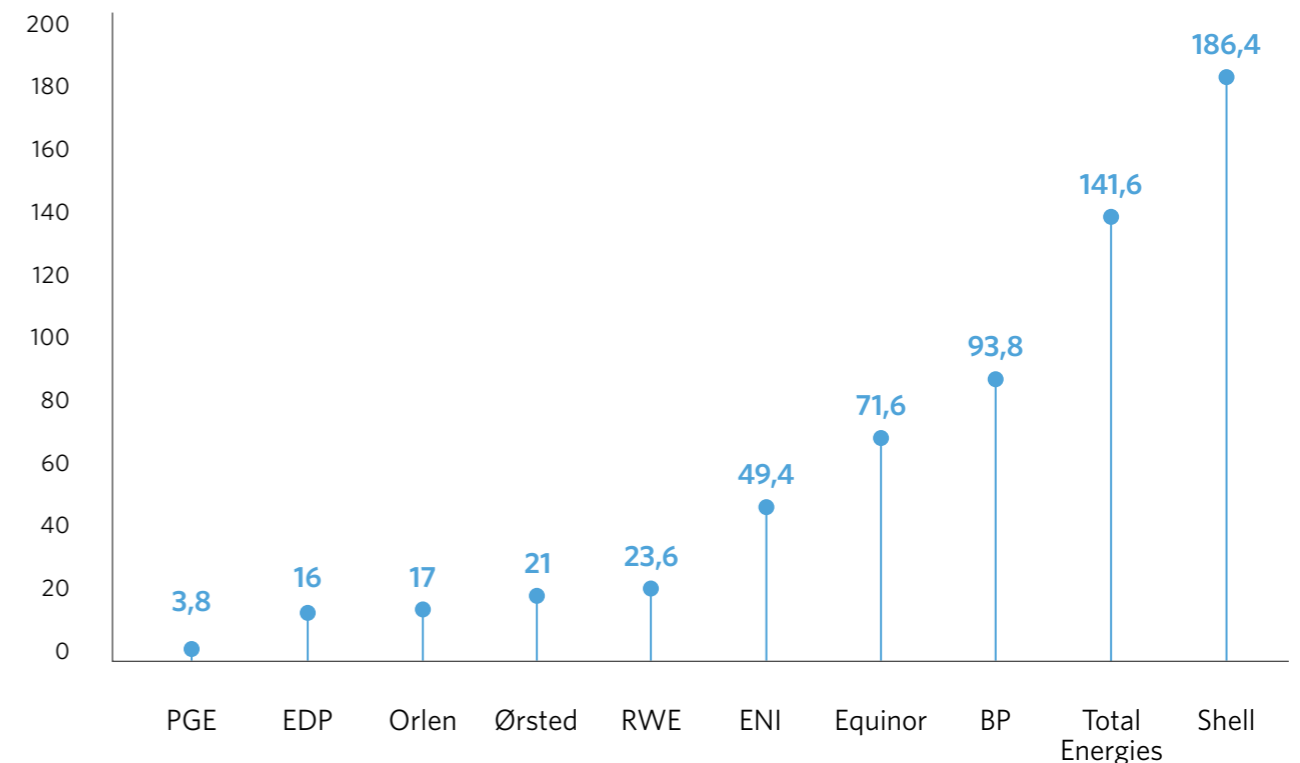
O tym, kto ostatecznie w ramach drugiej fazy zbuduje wiatraki na polskim Bałtyku, zdecydują uzgodnienia między PGE i Orlenem a potencjalnymi inwestorami zewnętrznymi. Szerokie grono tych ostatnich liczy, że udział w projektach MFW zapewni sobie na rynku wtórnym, odkupując część udziałów w spółkach celowych obu państwowych firm. Ostateczna decyzja PGE i Orlenu o wyborze partnera do budowy MFW będzie wypadkową czynników politycznych, finansowych i operacyjnych, a także szans oraz zagrożeń z tym związanych.

Grupy energetyczne

Grupy te są potencjalnie naturalnym partnerem do budowy morskich farm wiatrowych, gdyż mają podobny model biznesowy do PGE i Orlenu. Angażując się kapitałowo w SPV, inne firmy energetyczne mogą być zainteresowane zarówno przyszłymi przychodami z działalności instalacji, jak i odbiorem z niej części energii elektrycznej. W zamian niekiedy mogą oferować bardzo duże doświadczenie w budowie wiatraków na tym samym lub innym akwenie, w tym know-how, pracowników oraz szerokie grono spółek z nimi współpracujących. W sektorze offshore najwięksi inwestorzy korzystają często z tych samych łańcuchów dostaw towarów i usług, nawet na różnych rynkach. Pozwala to obniżyć koszty i zwiększyć pewność terminowej dostawy – ale jeszcze bardziej utrudni to budowę polskiego local content.

Zaangażowanie grup energetycznych w projekty z drugiej fazy istotnie by je uwiarygodniło, szczególnie w oczach kredytujących inwestycję banków i instytucji finansowych. Dzięki skali i celom swojej działalności taki pomiot może być postrzegany jako stabilny partner dla PGE i Orlenu, który swoje zaangażowanie w ich spółki celowe będzie widział nie tylko przez pryzmat korzyści finansowych, lecz w szerszym kontekście biznesowym i jako wieloletnią inwestycję. Zwiększa to pewność i bezpieczeństwo rozwoju morskich wiatraków.

WYKRES 1. KAPITALIZACJA GIEŁDOWA WYBRANYCH FIRM ENERGETYCZNYCH (MLD EUR, STAN NA DZIEŃ 9 MARCA 2024 R.)



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE.

Jednocześnie omawiane rozwiązanie może być postrzegane jako zagrożenie dla polskich firm. Nie można wykluczyć, że PGE i Orlen w drugiej fazie rozwoju offshore będą zainteresowane głównie zapleczem rzeczowo-finansowym przyszłego partnera i nie będą chciały dzielić się z nim korzyściami na płaszczyźnie operacyjnej, np. wyprodukowaną w farmie energią elektryczną. Co więcej, terminowość realizacji inwestycji w Polsce niekoniecznie będzie dla zagranicznych grup energetycznych największym priorytetem.

Współpraca w ramach joint venture firm energetycznych z różnych krajów może być uzależniona od lokalnych warunków biznesowych, np. wpływu danej inwestycji na konkurencję na regionalnym rynku energii elektrycznej. Dana spółka może nie chcieć angażować się w projekt, który uzna za sprzeczny z jej interesami w tym zakresie. Niemniej atrakcyjny może być dla niej udział w kilku inwestycjach offshore realizowanych na wodach różnych krajów, np. na Litwie, w Polsce i Danii. Już dziś niektórzy inwestorzy poszukujący partnerów do SPV deklarują otwartość na projekty transgraniczne, polegające np. na połączeniu kablem HVDC swoich wiatraków z innymi farmami na Bałtyku i stworzeniu tzw. meshed grid. Tymczasem potrzeby krajowego rynku energii będą raczej skłaniać PGE i Orlen do dostaw prądu ze swoich instalacji głównie do rodzimych odbiorców.

Potencjalną zaletą spółek energetycznych jest możliwość oferowania partnerom z branży offshore koncesji w innych sektorach energetycznych lub gospodarczych. Mogą to być np. udziały w innych projektach czy zniżki na surowce, oferowane w ramach transakcji typu swap. Analogicznych „przywilejów” mogą one oczekiwać od PGE i Orlenu, oferując w zamian bardziej atrakcyjne warunki wejścia w SPV. Powyższe jest perspektywiczne w przypadku rozmów z innymi firmami rozwijającymi MFW na Bałtyku, także w ramach pierwszej fazy wsparcia – możliwe, że firmy energetyczne będą proponować polskim spółkom zaangażowanie w ich projekty z drugiej fazy, oferując własne projekty jako aport do spółek celowych.

Zaangażowanie zagranicznych koncernów energetycznych w SPV realizujące MFW może przynieść Polsce korzyści polityczne. Wówczas jednak przebieg współpracy będzie silnie uzależniony od bieżącej sytuacji międzynarodowej, w tym zakresu i charakteru relacji między rządami danych państw. Im będą gorsze, tym trudniej będzie nawiązać i rozwijać partnerstwo biznesowe. Jego efektywność może też być podatna na zmiany w otoczeniu politycznym oraz presję dyplomatyczną. Przy sprzyjających warunkach taka współpraca może jednak przynieść wymierne korzyści polityczne jej stronom, jak i innym podmiotom z danego kraju, i stać się impulsem do rozwoju projektów w innych obszarach.

Negocjacje PGE lub Orlenu z innymi firmami energetycznymi będą utrudnione, jeśli postawią one warunek objęcia dużego pakietu udziałów w SPV, np. rzędu 40–49 proc.

Mniejsze pakiety akcji prawdopodobnie byłyby dla nich nieatrakcyjne ze względu na niekorzystny stosunek nakładów i korzyści. To zaś nie tylko zredukowałoby te ostatnie dla polskich firm, ale też zwiększyłoby ryzyko, że – biorąc pod uwagę czynnik polityczny i większe możliwości biznesowe – zagraniczne spółki faktycznie dążyłyby do dominacji w projekcie mimo posiadania w nim udziału mniejszościowego. Z drugiej strony tak duży udział partnera pozwalałby PGE i Orlenowi oczekiwać od niego znacznie szerszego zakresowo zaangażowania w projekt i spółkę celową, w tym dawałby przestrzeń do równoczesnych negocjacji w sprawie korzyści biznesowych w innych obszarach.

Perspektywy angażowania niektórych firm energetycznych w inwestycje mogą osłabiać problemy finansowe ich segmentów offshore. Przykładem jest duński Ørsted, którego EBITDA w 2023 r. wyniosła około 3,2 mld euro, czyli o 25 proc. mniej niż w 2022 r., gdy była najwyższa w historii firmy. Obecnie Ørsted prognozuje, że w 2024 r. EBITDA nie przekroczy 3,5 mld euro, ale w 2026 r. może wzrosnąć do 4–4,5 mld euro. Zmusiło to koncern do zawieszenia wypłaty dywidendy w latach 2023–2025, likwidacji 800 miejsc pracy oraz zredukowania i rozłożenia w czasie inwestycji w celu zmniejszenia CAPEX-u na lata 2024–2026 o 4,7 mld euro. Powodem są m.in. problemy z łańcuchami dostaw i niekorzystne otoczenie makroekonomiczne, które skłoniło Ørsted do wycofania się z niektórych rynków. Problemy finansowe spowodowane perturbacjami projektów MFW ma też m.in. BP czy Equinor. Jeśli problemy te utrzymają się w kolejnych latach, objęcie przez trapiące nimi firmy dużych udziałów w SPV PGE i Orlenu może zwiększać ryzyka finansowe i ograniczać elastyczność w budowie struktury kapitałowej inwestycji.

TABELA 2. POTENCJAŁ WSPÓŁPRACY Z FIRMAMI ENERGETYCZNYMI W DRUGIEJ FAZIE ROZWOJU POLSKIEGO OFFSHORE'U

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
<ul style="list-style-type: none"> ● podobny model biznesowy do PGE i Orlenu ● bardzo duże doświadczenie w budowie wiatraków na tym samym lub innym akwenie, w tym know-how ● dostęp do wykwalifikowanych kadr oraz grona firm współpracujących ● możliwość współpracy także w innych obszarach, w tym transakcji typu swap 	<ul style="list-style-type: none"> ● możliwa orientacja na korzyści finansowe i operacyjne ● zależność przebiegu współpracy od sytuacji politycznej i lokalnych uwarunkowań biznesowych ● presja na duży udział w spółce celowej ● problemy finansowe kluczowych graczy w branży
SZANSE	ZAGROŻENIA
<ul style="list-style-type: none"> ● możliwość obniżenia kosztów łańcucha dostaw ● stabilny partner na lata ● szybka budowa własnego know-how przez PGE i Orlen ● uwiarygodnienie projektu i zwiększenie szans na atrakcyjne finansowanie ● osiągnięcie korzyści i koncesji politycznych oraz biznesowych w innych niż offshore obszarach ● zmniejszenie ryzyka podważenia przez zagranicę zasad przebiegu postępowań ws. wydania PSZW 	<ul style="list-style-type: none"> ● chęć faktycznego dominowania w projekcie przez mniejszościowego udziałowca ● ograniczenie miejsca w projekcie dla rodzimych firm ● konieczność dzielenia się korzyściami operacyjnymi, np. wyprodukowaną w MFW energią elektryczną ● presja na projekty transgraniczne ● ryzyko przedłużania się problemów finansowych czołowych grup energetycznych ● ograniczenie elastyczności PGE i Orlenu w budowie struktury kapitałowej inwestycji

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE.

Deweloperzy

Charakterystyka działalności tych podmiotów w sektorze offshore sytuuje je niejako pomiędzy spółkami energetycznymi a funduszami inwestycyjnymi i instytucjami finansowymi. Czerpią one z ich modeli biznesowych. Deweloperzy od lat są istotnym graczem w sektorze OZE, w tym w lądowej i – w innych krajach – morskiej energetyce wiatrowej.

Deweloperzy na ogół mają silne atuty natury finansowej i operacyjnej. Dysponują własnym kapitałem, z którego współfinansują projekty swoich partnerów, takich jak spółki energetyczne, firmy energochłonne czy fundusze. Współpracują z nimi przy różnych projektach, co z uwagi na efekt skali może ułatwić zapewnienie finansowania dla inwestycji na polskim Bałtyku, tym bardziej że bardzo często deweloperzy są kontrolowani właśnie przez fundusze inwestycyjne lub finansowani przez duży biznes. Najwięksi z nich – podobnie jak grupy energetyczne i fundusze inwestycyjne – mają też dostępną gotówkę lub linie kredytowe w euro, co jest szczególnie istotne dla bankowości projektów polskich MFW, na których CAPEX złożą się głównie koszty właśnie

w tej walucie. Dzięki posiadanemu portfelowi inwestycji takim podmiotom łatwiej też jednocześnie obniżyć koszty tzw. hedgingu i zredukować obciążenie inwestycji długiem. Dodatkowo ich zaangażowanie może ograniczyć ryzyka projektu w oczach banków, dla których największe zagrożenia to opóźnienia w budowie MFW oraz zmiany w otoczeniu regulacyjnym. Deweloperzy mogą zaoferować PGE i Orlenowi częściowe rozliczenie transakcji poprzez wymianę aktywów, np. za udziały w ich spółkach celowych będą proponować udziały w innych projektach na Bałtyku.

Projekty z udziałem inwestorów publicznych i prywatnych są na płaszczyźnie finansowej rozpoznawane jako bezpieczniejsze, co może pozytywnie wpływać na koszt pozyskania kapitału. Ten potrzebny jest już na bardzo wczesnym etapie inwestycji, np. w celu zarezerwowania mocy w zakładach produkcyjnych.

Deweloperzy mają dostęp do know-how oraz zdolności operacyjne do rozwoju projektów na morzu. Zwykle obejmuje to doświadczenie z zakresu inżynierii morskiej i zdobywania pozwoleń, a także znajomość specyfiki akwenu. Dzięki inwestycjom wiatrowym w innych krajach takie podmioty często dysponują też własną bazą zespołów inżynierskich oraz kompetencjami w opracowywaniu i obsłudze łańcuchów dostaw. W tych aspektach niejako pełnią rolę firm doradczych dla dominującego inwestora: asystują w sprawach proceduralnych i zakupowych, oferują badania środowiskowe i zarządzanie projektem oraz związanymi z nim ryzykami. Najwięksi deweloperzy w branży offshore potencjalnie mają sporą elastyczność w optymalizacji kosztów budowy. Realizując w różnych częściach Bałtyku lub na Morzu Północnym inne projekty wiatrowe, są w stanie łączyć ich łańcuchy dostaw towarów i usług, np. wykorzystując te same statki instalacyjne. Z modelu biznesowego deweloperów wynika ich presja na realizację projektów MFW w budżecie i terminie.

Wadą angażowania deweloperów może być brak związanych z tym wyraźnych korzyści politycznych. Jako firmy prywatne rzadziej dysponują oni bowiem pełnym politycznym wsparciem rządu w swoim kraju. Jeśli jednak rząd taki uzna obszar działalności dewelopera za strategiczny, zaangażowanie w spółki celowe PGE i Orlenu może przynieść Polsce pośrednie korzyści polityczne, np. jako katalizator bliższych relacji gospodarczych w innych sektorach. Sytuacja taka może wystąpić zwłaszcza w przypadku firm aktywnych już na Bałtyku lub pochodzących z krajów o bliskich stosunkach politycznych i gospodarczych z Polską, takich jak kraje Unii czy Norwegia. W rozmowach z PGE i Orlenem deweloperzy mocno będą akcentować też kwestie finansowe, w tym zysk z kapitału. Mogą być postrzegani jako partnerzy pomostowi – dostawcy usług i towarów (np. finansowania czy elementów łańcucha dostaw). Z drugiej strony deweloperzy nie aspirują do dominującej roli w spółce celowej i co do zasady nie są zainteresowani pozafinansowymi korzyściami z rozwoju projektów MFW. W przeciwieństwie do grup energetycznych nie stanowiliby też potencjalnej konkurencji dla PGE lub Orlenu.

Zaangażowanie dewelopera nie musi mieć pozytywnego wpływu na koszt całej inwestycji. Co więcej, docelowo deweloper będzie dążył do zbycia swoich udziałów w projekcie po wzroście jego wartości. Rodzi to ryzyko, że chcąc wzmocnić kontrolę nad SPV, w przyszłości PGE i Orlen musiałyby odkupić po wysokiej cenie walory dewelopera, co można zmitygować poprzez wprowadzenie odpowiednich zapisów do umowy wspólników. Orientacja na postępy w inwestycji może też wpłynąć na budowę polskiego local content, którego skalę przy realizacji inwestycji określać będzie potencjalna umowa na linii PGE/Orlen-deweloper. Wielu deweloperów boryka się też w ostatnich latach z problemami finansowymi, spowodowanymi wysoką inflacją i stopami procentowymi. Niektórzy zmuszeni byli do wycofywania się z projektów. Na ogół jednak są oni w stanie spieniężyć swoje udziały szybciej niż grupy energetyczne, dla których czynnik finansowy jest tylko jednym z wielu aspektów decydujących o atrakcyjności danej inwestycji.

TABELA 3. POTENCJAŁ WSPÓŁPRACY Z FIRMAMI ENERGETYCZNYMI W DRUGIEJ FAZIE ROZWOJU POLSKIEGO OFFSHORE'U

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
<ul style="list-style-type: none"> ● dostęp do know-how i kadr ● dostęp do dużego kapitału własnego i/lub taniego finansowania zewnętrznego ● bliska współpraca z grupami energetycznymi, instytucjami finansowymi i przemysłem ● brak orientacji na korzyści operacyjne z działania MFW ● specjalizacja w budowie farm i zarządzaniu nimi 	<ul style="list-style-type: none"> ● orientacja na zysk ● duża podatność na problemy finansowe sektora offshore ● brak korzyści politycznych ze współpracy
SZANSE	ZAGROŻENIA
<ul style="list-style-type: none"> ● obniżenie kosztów tzw. hedgingu i mniejsze obciążenie inwestycji długiem ● projekty publiczno-prywatne są przez banki postrzegane jako bezpieczniejsze ● możliwa wymiana aktywów w ramach JV 	<ul style="list-style-type: none"> ● wzrost kosztów inwestycji w zależności od skali i zakresu zaangażowania w projekt ● presja na zbyt szybkie tempo realizacji projektu ● niepewne perspektywy co do współpracy długoterminowej

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE.

Fundusze inwestycyjne i instytucje finansowe

To podmioty przede wszystkim zainteresowane zyskiem z inwestycji, w tym wzrostem jej wartości w pewnym okresie. W związku z tym ich wejście w dany projekt MFW ukierunkowane jest głównie na bezpieczne ulokowanie kapitału oraz spieniężenie udziału w dogodnym momencie. To zaś może być sprzeczne z celami PGE i Orlenu, które potencjalnie mogą preferować partnerów nie tylko finansowych, ale i technologicznych oraz gotowych do wieloletniej, operacyjnej współpracy na Bałtyku. Jednocześnie stwarzałoby to szansę, że docelowo – po wykupieniu w przyszłości udziałów funduszy inwestycyjnych – polskie firmy staną się wyłącznym lub zdecydowanie dominującym udziałowcem w swoich projektach. Będzie to jednak możliwe dopiero po zbudowaniu wcześniej przez nie własnych kompetencji w zakresie budowy i obsługi MFW, w tym zaplecza produkcyjno-usługowego.

Główną zaletą współpracy z funduszami inwestycyjnymi jest posiadanie przez nie dostępu do relatywnie taniego finansowania, także własnego. To zaś stwarza szansę na obniżenie kosztów całego projektu budowy MFW, także po stronie inwestora dominującego, czyli PGE i Orlenu. To dla obu firm kluczowe z uwagi na konieczność jednoczesnego realizowania kilku bardzo kosztownych inwestycji wiatrowych na Bałtyku. Co więcej, ewentualne zaangażowanie w spółkę celową publicznych instytucji finansowych (np. PFR) uwiarygodniłoby jej projekty i ułatwiło pozyskanie zewnętrznych kredytów.

Zaangażowanie instytucji finansowych w projekty MFW jest szczególnie perspektywiczne z uwagi na duży ślad węglowy PGE (w tym liczne aktywa węglowe w jego portfelu). Bez partnera z własnym kapitałem lub dostępem do taniego finansowania polskie firmy mogą mieć trudności z pozyskaniem kredytów na inwestycje w offshore.

Zaangażowanie funduszy inwestycyjnych w projekty MFW nie będzie się raczej wiązać z korzyściami politycznymi oraz innymi biznesowymi po polskiej stronie. Ich zorientowany na zysk model biznesowy stwarza przy tym ewentualne ryzyko wywierania przez takie podmioty presji np. na wypłatę dywidendy ze spółki celowej czy szybki wzrost i maksymalizację wartości projektu. To zaś z jednej strony mogłoby stanowić impuls do sprawnej realizacji inwestycji, a z drugiej utrudniać zaangażowanie w nią krajowych dostawców towarów i usług. W czasie budowy MFW z drugiej fazy najprawdopodobniej nie będą one jeszcze w stanie skutecznie konkurować cenowo z podmiotami z zagranicy.

Fundusze inwestycyjne zwykle nie dysponują porównywalnym z koncernami energetycznymi doświadczeniem w rozwoju projektów na morzu. Raczej nie mają niezbędnych ku temu własnych kadr czy zdolności operacyjnych ani też ich oferta nie obejmuje zapewne zorganizowania łańcucha dostaw towarów i usług na potrzeby MFW. Takie podmioty raczej nie są też zaintereso-

wane energią elektryczną z farm ani innymi koncesjami politycznymi czy biznesowymi. Z tego wynika, że ich zaangażowanie w projekt pozostawia wyzwania w tym zakresie albo po stronie PGE i Orlenu, albo ich innego partnera w spółce celowej. W pierwszym wariantcie inwestycja byłaby zapewne trudna do udźwignięcia dla obu firm – budowa ich własnych zasobów w tym zakresie zajmie wiele lat. W tym drugim zaś fundusze zapewne tylko uzupełniałyby strukturę podmiotową projektu (obejmując np. 5–10 proc. udziałów) i domykały jego finansowanie. Niezależnie od związanych z tym ryzyk zaletą tego rozwiązania byłoby zachowanie po stronie polskich spółek pewnej elastyczności w decyzjach dotyczących kapitałowego aspektu inwestycji, co dałoby tym podmiotom szansę na większą kontrolę nad realizacją przedsięwzięcia.

TABELA 4. POTENCJAŁ WSPÓŁPRACY Z FIRMAMI ENERGETYCZNYMI W DRUGIEJ FAZIE ROZWOJU POLSKIEGO OFFSHORE'U

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
<ul style="list-style-type: none">● dostęp do taniego finansowania● duży potencjał na domknięcie struktury kapitałowej● brak zainteresowania korzyściami strictly operacyjnymi● niezależność współpracy od czynników politycznych	<ul style="list-style-type: none">● orientacja na zysk● brak korzyści politycznych● brak perspektyw na duży udział w kapitale przedsięwzięcia
SZANSE	ZAGROŻENIA
<ul style="list-style-type: none">● obniżenie kosztów inwestycji● zmniejszenie wpływu śladu węglowego PGE i Orlenu na koszty finansowania MFW● większa swoboda przy budowie łańcucha dostaw● zachowanie przez PGE i Orlen elastyczności w decyzjach dotyczących kapitałowego aspektu inwestycji● w długim terminie polskie firmy będą mogły stać się wyłącznym udziałowcem swoich projektów	<ul style="list-style-type: none">● ryzyko szybkiego wyjścia z inwestycji● brak doświadczenia w budowie MFW● brak know-how, kadr i bazy produkcyjno-usługowej● możliwa presja na szybki zysk i minimalizację kosztów inwestycji

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE.

Podsumowanie

PGE i Orlen stoją przed pytaniem o kształt struktury podmiotowej i kapitałowej spółek celowych realizujących ich projekty w drugiej fazie rozwoju polskiego sektora morskiej energetyki wiatrowej. Od rozstrzygnięcia tej kwestii zależą zarówno koszty inwestycji i sposób jej realizacji, jak i ewentualnie kształt innych korzyści politycznych i biznesowych z nią związanych. Walkę o współpracę z polskimi firmami stoczą grupy energetyczne, deweloperzy OZE i instytucje finansowe.

Wybór inwestora zewnętrznego będzie determinował charakter i skalę korzyści, jakie PGE i Orlen będą mogły osiągnąć dzięki inwestycjom na Bałtyku. Współpraca z innymi grupami energetycznymi niekoniecznie musi przełożyć się na obniżenie ich kosztów, ale z pewnością ma walory natury politycznej i biznesowej – za udziały w polskich SPV takie podmioty są w stanie zaoferować udziały w swoich projektach lub niższe ceny np. na surowce i inne technologie. Natomiast instytucje finansowe będą zapewne mieć największe możliwości w zakresie zapewnienia polskim spółkom taniego kapitału, choć nie zaoferują im w zasadzie żadnych istotnych korzyści politycznych ani jakiegokolwiek formy wymiany aktywów. Nie będą też w stanie wesprzeć projektu na płaszczyźnie operacyjnej. Specyfika ich działalności pozwala przypuszczać, że włączenie ich SPV będzie możliwe głównie w celu domknięcia finansowania inwestycji. Dużego potencjału politycznego zapewne nie będzie też mieć ewentualne partnerstwo z deweloperami. Jednocześnie tego typu podmioty mogą przynieść projektowi szereg korzyści, w postaci np. know-how, zasobów kadrowych, relatywnie taniego finansowania czy wymiany aktywów. Ich dodatkową zaletą może być odciążenie PGE lub Orlenu od bieżącego angażowania się projekt, ale wadą – wzrost jego kosztów, w skali zależnej od zakresu współpracy z nimi polskich spółek.

TABELA 5. WPŁYW WSPÓŁPRACY Z INWESTORAMI ZEWNĘTRZNYMI NA REALIZACJĘ PROJEKTÓW BUDOWIE MFV W DRUGIEJ FAZIE

ASPEKT	GRUPY ENERGETYCZNE	INSTYTUCJE FINANSOWE	DEWELOPERZY
Polityczny	Pozytywny	Brak	Umiarkowany
Finansowy (koszty kapitału)	Umiarkowany	Pozytywny	Pozytywny
Kadrowy	Pozytywny	Brak	Pozytywny
Technologiczny (know-how)	Pozytywny	Brak	Pozytywny
Dodatkowe korzyści biznesowe (np. wymiana aktywów, barter)	Pozytywny	Brak	Umiarkowany
Ryzyka biznesowe (np. koszty projektu)	Umiarkowany	Umiarkowany	Umiarkowany
Stabilność współpracy	Pozytywny	Umiarkowany	Umiarkowany
Presja konkurencyjna na polskie spółki	Negatywny	Brak	Brak