

OCZEKIWANIA VS RZECZYWISTOŚĆ

Raport o realizacji
strategii kluczowych
spółek Skarbu Państwa



**CENTRUM
STRATEGII
ROZWOJOWYCH**

Zastrzeżenie

Niniejszy raport został opracowany przez Fundację Centrum Strategii Rozwojowych w celach analitycznych, informacyjnych i edukacyjnych. Przedstawione w nim oceny, analizy oraz wnioski dotyczą stopnia realizacji strategii publicznie komunikowanych przez analizowane spółki i nie stanowią oceny wartości instrumentów finansowych emitowanych przez te podmioty.

Raport nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej, porady inwestycyjnej, analizy inwestycyjnej ani rekomendacji dotyczącej nabywania, zbywania lub utrzymywania instrumentów finansowych w rozumieniu przepisów prawa, w szczególności Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie nadużyć na rynku (MAR) oraz przepisów wykonawczych do tego rozporządzenia.

Fundacja Centrum Strategii Rozwojowych dokłada należytej staranności w zakresie pozyskiwania i analizy danych, jednak nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne lub biznesowe podejmowane na podstawie treści zawartych w raporcie.

Nota o dacie granicznej raportu (*Data Cut-Off Notice*)

Niniejszy raport analityczny prezentuje stan wiedzy i dostępnych danych na dzień 25 czerwca 2026 roku. Raport uwzględnia informacje publicznie dostępne do tej daty, w tym opublikowane raporty finansowe, komunikaty wynikowe, prezentacje strategiczne oraz doniesienia medialne. Raport nie uwzględnia zdarzeń, publikacji ani decyzji zaistniałych po 25 czerwca 2026 roku, które mogłyby wpłynąć na ocenę przedstawionych danych, wniosków lub wskazań do monitoringu. W szczególności zastrzeżenie obejmuje: wyniki finansowe za kolejne okresy sprawozdawcze, zmiany strategiczne ogłoszone przez analizowane podmioty, decyzje regulacyjne (w tym KNF lub organów europejskich), zmiany w strukturze właścicielskiej lub transakcje M&A oraz zmiany otoczenia makroekonomicznego.

Raport nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej w rozumieniu Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 (MAR) ani porady finansowej. Dane finansowe pochodzą z oficjalnych komunikatów spółek i źródeł publicznie dostępnych.

SPIS TREŚCI

WSTĘP	5
1. PKN ORLEN S.A. — Strategia Grupy Orlen w obliczu rewizji modelu biznesowego	8
1.1 Nowy paradygmat „Gospodarki Odporności”	8
1.2 Fundamenty finansowe i tabela mierników strategicznych	8
1.3 Dynamika akwizycyjna i ekspansja zagraniczna.....	9
Retail: skok w stronę 3500 stacji.....	10
Upstream: Konsolidacja na Szelfie Norweskim.....	10
1.4 Redefinicja segmentu downstream: od Olefin III do „Nowej Chemii”.....	10
1.5 Nowa Energetyka: realizm operacyjny i luki infrastrukturalne	11
Offshore wind („Baltic Power”)	11
SMR i Wodór: Inwestycje w przyszłość.....	11
1.6 Integracja i synergia (Program PMI)	12
1.7 Analiza ryzyk systemowych: Zielony Ład i podatki.....	12
1.8 Rekomendacje dla Raportu SSP i Wnioski Końcowe.....	13
2. PKO Bank Polski S.A. — Strategia „Wzrost i Rozwój #1” – grupa kapitałowa 2025–2027	14
2.1 Kontekst i siedem kierunków strategicznych.....	14
2.2 Analiza KPI: realizacja i ocena.....	16
2.3 Kluczowe wyzwania strategiczne. Pięć obszarów do obserwacji	17
Ryzyko CHF – czynnik strukturalny ograniczający wycenę	17
Ambicja wolumenowa vs realność rynkowa	17
Ekspansja zagraniczna – ambitny cel, wczesny etap.....	18
Model bancassurance	18
Post-CHF i alokacja kapitału – strategiczna decyzja odkładana	18
2.4 Aktualizacja po pierwszym kwartale 2026 roku	19
3. KGHM Polska Miedź S.A. — Strategia, realizacja i kluczowe wyzwania.....	20
3.1 Aspiracje strategiczne KGHM do 2030 roku	20
3.2 Ocena realizacji poszczególnych celów strategicznych	21
Produkcja krajowa.....	21
Aktywa zagraniczne	21
Srebro	22
Konkurencyjność kosztowa	22
Transformacja energetyczna	23
Dekarbonizacja i ESG.....	23
GOZ i recykling	23
3.3 Najważniejsze ryzyka realizacji strategii	24
Trwale wysokie ceny energii elektrycznej w Europie	24
Rosnące koszty wydobycia krajowych aktywów.....	24
Ryzyko utraty konkurencyjności kosztowej	25
Ryzyka operacyjne i geologiczne aktywów zagranicznych	25
Presja regulacyjna i klimatyczna UE.....	25
Ryzyko cykliczności rynku miedzi.....	25
3.4 Wnioski.....	26

4. Bank Pekao S.A. — Strategia „the only way is up” 2025–2027	27
4.1 Kontekst strategiczny, filary i kierunki strategiczne	27
4.2 Analiza KPI: realizacja i ocena	28
4.3 Kluczowe wyzwania strategiczne	28
Kompromis Duński – kluczowe ryzyko wykonania	28
Wrażliwość na stopy procentowe – ograniczona, ale realna	29
Realizacja celów cyfrowych i rynkowych – wyzwanie wykonawcze	29
ESG – ambitne cele, ryzyko raportowe	30
4.4 Ocena syntetyczna	30
5. Powszechny Zakład Ubezpieczeń (PZU) S.A. — Strategia PZU 2025–2027	31
5.1 KPI Strategii 2025–2027 z aktualizacją za pierwszy kwartał 2026 roku	31
5.2 Kluczowe wyzwania strategiczne	32
Struktura aktywów bankowych w grupie	32
Wskaźnik wypłacalności Solvency II	33
Udział w rynku ubezpieczeń majątkowych (non-life)	34
Przychody filaru zdrowia	34
5.3 Pierwszy kwartał 2026 roku, akwizycja MetLife Ukraina	35
6. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. — Analiza wyników FY 2025 Strategia 2025–2035	36
6.1 Kluczowe wskaźniki finansowo-operacyjne (KPI)	36
6.2 Zyski z działalności regulowanej a polityka państwa	38
6.3 Kluczowe wyzwania realizacji strategii i pozycji rynkowej	39
Transformacja segmentu węglowego – skala i harmonogram	39
Morskie farmy wiatrowe – flagowy projekt Baltica 2 i ryzyko wykonawcze	40
Cykl inwestycyjny i zdolność bilansowania CapEx z generowaną gotówką	41
Otoczenie regulacyjne i ceny energii – presja na marże wytwórcze	42
Strategia 2035 – luka ambicji a zdolności wykonawcze	43
6.4 Podsumowanie – ocena syntetyczna	44
7. Alior Bank S.A. — Strategia „Alior Bank. Albo Nic.” 2025–2027	46
7.1 Historia, kontekst, trzy filary strategiczne	46
7.2 Analiza KPI: realizacja i ocena	48
7.3 Kluczowe wyzwania strategiczne	49
Wrażliwość NIM – fundamentalne ryzyko modelu	49
Zwrot relacyjny – kluczowy zakład strategiczny	49
Bancassurance x7	49
Sytuacja właścicielska	50
NPL i jakość portfela – cel <4,9% wciąż niezrealizowany	50
O AUTORACH	51

WSTĘP

Spółki z udziałem Skarbu Państwa odgrywają szczególną rolę w polskiej gospodarce. Ich znaczenie wykracza daleko poza standardowo rozumianą działalność biznesową oraz wyniki finansowe raportowane inwestorom. Są one jednocześnie liderami swoich sektorów, jednymi z największych pracodawców, istotnymi płatnikami podatków i dywidend, a także podmiotami odpowiedzialnymi za realizację wielu kluczowych funkcji gospodarczych i społecznych.

W warunkach rosnącej niepewności geopolitycznej, przyspieszającej transformacji energetycznej oraz postępującej cyfryzacji gospodarki pełnią one również istotną funkcję w budowaniu odporności państwa na wstrząsy zewnętrzne, wzmacnianiu bezpieczeństwa ekonomicznego i energetycznego oraz tworzeniu warunków dla długoterminowego rozwoju kraju. W wielu obszarach ich decyzje inwestycyjne, finansowe i organizacyjne wpływają nie tylko na kondycję poszczególnych branż, lecz także na tempo wzrostu gospodarczego, poziom innowacyjności i konkurencyjność – ten wpływ dotyczy całej polskiej gospodarki.

Szczególne znaczenie mają spółki notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, których akcjonariat obejmuje zarówno Skarb Państwa, jak i inwestorów instytucjonalnych oraz indywidualnych. Łączą odpowiedzialność wynikającą z realizacji interesu publicznego z obowiązkami charakterystycznymi dla spółek publicznych, zobowiązanych do przestrzegania najwyższych standardów przejrzystości, efektywności i komunikacji z rynkiem kapitałowym.

Niniejszy raport koncentruje się na siedmiu największych spółkach notowanych na warszawskiej giełdzie, w których Skarb Państwa posiada bezpośredni lub pośredni udział właścicielski: Orlen, PKO Bank Polski, Bank Pekao, PZU, KGHM Polska Miedź, PGE Polska Grupa Energetyczna oraz Alior Bank. Łącznie podmioty te reprezentują ponad pół biliona złotych wartości rynkowej, aktywa liczone w bilionach złotych oraz kluczowe sektory gospodarki: energię, paliwa, surowce, bankowość i ubezpieczenia. Skala ich działalności sprawia, że decyzje podejmowane przez te przedsiębiorstwa mają wpływ nie tylko na ich akcjonariuszy, lecz także na konkurencyjność polskiej gospodarki, poziom inwestycji, bezpieczeństwo ekonomiczne państwa oraz jakość życia obywateli.

Znaczenie analizowanych spółek wynika nie tylko z ich wielkości. Orlen odpowiada za funkcjonowanie jednego z największych koncernów multienerygetycznych w Europie Środkowej. PKO Bank Polski oraz Bank Pekao należą do filarów krajowego systemu finansowego i zapewniają finansowanie gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i inwestycji publicznych. PZU pozostaje największą grupą ubezpieczeniową w regionie oraz jednym z najważniejszych inwestorów instytucjonalnych na polskim rynku. KGHM jest przedsiębiorstwem o globalnym znaczeniu w sektorze wydobywczym i jednym z największych producentów miedzi oraz srebra na świecie. PGE odpowiada za znaczącą część krajowej produkcji energii elektrycznej i pozostaje kluczowym uczestnikiem procesu transformacji energetycznej. Alior Bank natomiast odgrywa istotną rolę w rozwoju nowoczesnych usług finansowych i cyfryzacji sektora bankowego.

Warto podkreślić, że analizowane spółki mają również fundamentalne znaczenie dla długoterminowych oszczędności Polaków. Stanowią istotną część portfeli otwartych funduszy emerytalnych, pracowniczych planów kapitałowych, funduszy inwestycyjnych oraz innych instytucji zbiorowego inwestowania. Oznacza to,

że efektywność ich działania, zdolność do realizacji strategii oraz budowania wartości dla akcjonariuszy bezpośrednio przekładają się na wyniki inwestycyjne milionów obywateli gromadzących kapitał na przyszłość. W tym sensie ich znaczenie wykracza poza wymiar korporacyjny i staje się elementem systemu długoterminowego budowania dobrobytu, stabilności rynku kapitałowego oraz bezpieczeństwa finansowego społeczeństwa.

Z uwagi na skalę działalności oraz znaczenie dla gospodarki strategie tych podmiotów mają charakter wykraczający poza standardowe plany biznesowe. Opisywane spółki Skarbu Państwa określają kierunki rozwoju sektorów o strategicznym znaczeniu dla państwa, wpływają na poziom inwestycji, innowacyjność gospodarki, bezpieczeństwo energetyczne i finansowe, konkurencyjność polskich przedsiębiorstw oraz zdolność kraju do reagowania na długoterminowe wyzwania rozwojowe. Jednocześnie strategie te stanowią publiczne zobowiązanie zarządów wobec akcjonariuszy i rynku kapitałowego i tym samym wyznaczają mierzalne cele, których realizacja powinna podlegać regularnej ocenie.

Celem niniejszego raportu jest ocena stopnia realizacji celów strategicznych deklarowanych przez poszczególne spółki. Analiza nie skupia się wyłącznie na wynikach finansowych, lecz przede wszystkim na postępie w osiąganiu celów określonych w obowiązujących strategiach, konsekwencji w realizacji przyjętych kierunków rozwoju, jakości komunikacji z inwestorami oraz zdolności organizacji do adaptacji w zmieniającym się otoczeniu gospodarczym, technologicznym i regulacyjnym.

Raport nie stanowi oceny zasadności samych strategii ani decyzji o ich przyjęciu. Przedmiotem analizy jest stopień realizacji celów i założeń zadeklarowanych przez spółki, a nie trafność wyboru określonych kierunków strategicznych. Przyjęcie takiego podejścia ma na celu zapewnienie maksymalnej obiektywności, porównywalności oraz powtarzalności ocen dokonywanych w kolejnych edycjach raportu.

W debacie publicznej często analizuje się pojedyncze wydarzenia, decyzje personalne czy krótkoterminowe wyniki finansowe. Znacznie rzadziej przedmiotem systematycznej oceny staje się realizacja wieloletnich strategii, które w założeniu mają tworzyć wartość dla akcjonariuszy i wspierać rozwój gospodarki w perspektywie wielu lat. Tymczasem to właśnie zdolność do skutecznego wdrażania strategii stanowi jeden z najważniejszych mierników jakości zarządzania przedsiębiorstwem.

Dlatego Centrum Strategii Rozwojowych inicjuje cykliczny projekt monitorowania realizacji strategii największych spółek z udziałem Skarbu Państwa. Raport będzie publikowany CoRocznie, co pozwoli na stworzenie długookresowej bazy wiedzy dotyczącej efektywności realizacji deklarowanych celów strategicznych. Naszą ambicją jest dostarczenie analitykom, przedstawicielom administracji publicznej, środowisku akademickiemu oraz opinii publicznej rzetelnego i porównywalnego narzędzia oceny postępów osiągniętych przez spółki o fundamentalnym znaczeniu dla polskiej gospodarki.

Wierzimy, że regularny monitoring realizacji strategii może przyczyniać się do wzmacniania standardów ładu korporacyjnego, zwiększania transparentności funkcjonowania spółek publicznych oraz budowania kultury odpowiedzialności za długoterminowe rezultaty podejmowanych decyzji. Jednocześnie chcemy wspierać merytoryczną debatę na temat roli przedsiębiorstw z udziałem Skarbu Państwa w rozwoju społeczno-gospodarczym Polski, opartą na faktach, danych i obiektywnych kryteriach oceny.

Oddajemy zatem w ręce Czytelników pierwszą edycję raportu poświęconego realizacji strategii siedmiu największych spółek z udziałem Skarbu Państwa notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Mamy nadzieję, że stanie się on trwałym elementem krajowej debaty gospodarczej oraz użytecznym źródłem

wiedzy o kondycji i kierunkach rozwoju przedsiębiorstw mających szczególne znaczenie dla przyszłości polskiej gospodarki. Jednocześnie liczymy, że będzie sprzyjał upowszechnianiu dobrych praktyk zarządczych, wzmacnianiu odpowiedzialności za realizację deklarowanych celów strategicznych oraz budowaniu długoterminowej wartości dla akcjonariuszy, klientów, pracowników i całego społeczeństwa.

Marcin Chłudziński

przewodniczący Rady Fundacji Centrum Strategii Rozwojowych

Maciej Rapkiewicz

członek Rady Fundacji

Kapitalizacja podmiotów opisanych w raporcie

(dane w mld PLN, według stanu na dzień 25 czerwca 2026 roku)

PKN Orlen S.A.

146,2

PKO BP S.A.

130,2

KGHM Polska Miedź S.A.

65,9

Pekao SA

60,4

Powszechny Zakład Ubezpieczeń (PZU) S.A.

56,9

PGE Polska Grupa Energetyczna SA

21,9

Alior Bank S.A.

17,5

Strategia Grupy ORLEN w obliczu rewizji modelu biznesowego, globalnej ekspansji i „Nowej Chemii”

Autor: Błażej Spychalski

1.1 Nowy paradygmat „Gospodarki Odporności”

W połowie kwietnia 2026 roku Grupa Orlen znajduje się w punkcie zwrotnym, który eksperci określają mianem Gospodarki Odporności. Po okresie bezprecedensowej konsolidacji aktywów paliwowo-gazowych wynikającej z realizacji strategii państwa w tym zakresie (fuzje z Grupą Lotos, PGNiG i Energa), koncern dokonał w 2025 roku krytycznego przeglądu swojego portfela. Choć oficjalna narracja rynkowa często sugeruje wyhamowanie dynamiki akwizycyjnej, twarde dane strategiczne wskazują na coś przeciwnego – Orlen przeszedł od agresywnej budowy skali do selektywnej, wysokomarżowej ekspansji wspieranej przez strategię „Energia Jutra” z horyzontem do 2035 roku. Rok 2025, mimo drastycznego spadku raportowanego zysku netto (o 93% r/r) do poziomu 1,38 mld PLN, był okresem „twardego lądowania” i oczyszczenia bilansu, co stworzyło fundament pod nową fazę wzrostu.

1.2 Fundamenty finansowe i tabela mierników strategicznych

Analiza wykonania celów za lata 2023–2025 pokazuje wyraźną różnicę między rekordowym okresem postfuzji a obecną rzeczywistością rynkową, determinowaną przez niższe marże rafineryjne i obciążenia regulacyjne.

Tabela 1. Kluczowe mierniki operacyjne i finansowe grupy (KPI) – stan na 20 kwietnia 2026 roku

Kluczowy miernik (KPI)	Wykonanie 2023	Wykonanie 2024/2025	Cel 2030	Cel 2035	Ocena ekspercka 2026
EBITDA LIFO (mld PLN)	44,8	35,7	~60,0	53–58	Stabilny. Rentowność pod presją makro
Zysk netto (mld PLN)	20,9	1,4	b.d.	b.d.	Krytyczny. Erozja o 93% po odpisach
Nakłady CapEx (mld PLN)	32,4	32,4	~320 (suma)	350–380 (suma)	Weryfikacja. Priorytet selektywności
Moce OZE (GW)	~1,0	~1,3	>9,0	12,8	Kluczowy. Start Baltic Power w 4Q26
Moc w SMR (GW)	0	0	0,3	0,6	Zagrożony. Przesunięcie na 2033 r.
Dług netto / EBITDA	–0,02×	0,20×	max 2,5×	<2,0×	Bezpieczny. Wysoka płynność
Dywidenda (PLN/akcję)	4,15	6	5,20 (min.)	6,00+	Wysoki. Progresywna polityka

Tabela 2. Segmentowa struktura EBITDA LIFO– Stan na 20.04.2026 r.

Segment operacyjny	Wykonanie 2023	Wykonanie 2024/2025	Cel 2030
Rafineria	10 413	7 237	-30,50%
Petrochemia	-345	305	188,40%
Energetyka	4 352	3 142	-27,80%
Detal	2 128	2 080	-2,30%
Wydobycie	2 131	-1 899	-189,10%
Gaz	27 959	20 177	-27,80%
Funkcje korporacyjne	-1 737	-1 088	37,40%
Razem EBITDA LIFO	44 808	35 747	-20,20%

1.3 Dynamika akwizycyjna i ekspansja zagraniczna

Wbrew opiniom o rzekomym „zamieraniu” procesów M&A, Grupa Orlen w latach 2024–2026 zrealizowała szereg projektów, które gruntują jej pozycję jako lidera w Europie Środkowej. Strategia 2035 zakłada, że ok. 23% całkowitej puli CapEx (ok. 80–87 mld PLN) zostanie przeznaczona na akwizycje i partnerstwa, co czyni ten obszar kluczowym silnikiem wzrostu. W tym zakresie szczególnie istotny wydaje się być rynek ukraiński. Pomimo wielu wyzwań dotyczących tego kierunku jest on dogłębnie analizowany od wielu lat. Ostatnie zmiany w Orlenie sugerują większy nacisk na analizę możliwości przejęć i rozwoju na tym kierunku.

Tabela 3. Struktura elastycznego CapEx-u – stan na 20 kwietnia 2026 roku

Obszar inwestycyjny	Alokacja (mld PLN)	Udział (%)	Kluczowe zadanie
OZE (offshore/onshore)	~120–130	35%	Budowa 12,8 GW mocy
Sieci dystrybucyjne	~90–100	25%	Modernizacja Energa Operator
Nowa Chemia i recykling	~60	15%	Udział w rynku petro 6,4%
Niskoemisyjny H ₂ / SMR	~15–18	5%	Produkcja 130 kt H ₂
Upstream / detal / inne	~60–80	20%	Utrzymanie wydobycia 12 mld m ³

Retail: skok w stronę 3500 stacji

W roku 2026 segment detaliczny Grupy Orlen realizuje dwutorową strategię, w ramach której koncentruje się na obronie dominującej pozycji w Polsce oraz skokowym wzroście na rynkach zagranicznych. Koncern zarządza obecnie siecią 3 517 stacji paliw w siedmiu krajach Europy Środkowo-Wschodniej.

- **Rynek polski:** Orlen skutecznie umacnia pozycję lidera. Na koniec 2024 roku wolumenowy udział w rynku polskim wzrósł o 1,3 p.p. r/r i osiągnął poziom 34,8% przy 1 941 stacjach w sieci krajowej [338, Conversation History].
- **Ekspansja zagraniczna:** Kluczowym elementem wzrostu było wejście na rynek austriacki (266 stacji, 9,4% udziału w rynku) oraz umocnienie obecności na Węgrzech (139 stacji) i Słowacji (97 stacji).
- **Wyniki finansowe i operacyjne:** W roku 2024 ten segment odnotował wzrost przychodów o 4,65 mld PLN (+8,2% r/r), co było efektem wolumenów sprzedaży paliw wyższych o 11%. EBITDA LIFO (przed odpisami) wzrosła o 43,3% r/r do poziomu 3 142 mln PLN. Na wynik pozytywnie wpłynęły wyższe marże paliwowe w Polsce, Czechach i Niemczech (łącznie +1,35 mld PLN) oraz dynamiczny rozwój oferty pozapaliwowej, której marża wzrosła o 291 mln PLN.
- **Racjonalizacja aktywów:** Zgodnie z modelem „Gospodarki Odporności” w 2024 roku podjęto decyzję o całkowitej likwidacji sieci kiosków RUCH oraz punktów „Orlen w ruchu” ze względu na ich trwającą nierentowność.

Nowa strategia do roku 2035 zakłada pełną integrację obszaru sprzedaży pod szyldem segmentu Consumers & Products. Koncern stawia na ujednolicenie marki na wszystkich rynkach oraz wdrażanie rozwiązań Digital Excellence, w tym algorytmów AI/ML mających na celu maksymalizację wartości uzyskiwanej od każdego klienta.

Upstream: konsolidacja na Szelfie Norweskim

Największy sukces akwizycyjny minionego okresu to przejęcie spółki KUFPEC Norway AS, co pozwoliło na skokowy wzrost wydobycia węglowodorów w Norwegii do poziomu ponad 100 tys. boe/d. To strategiczne posunięcie nie tylko zabezpiecza dostawy gazu do Polski poprzez gazociąg Baltic Pipe, lecz także czyni segment Upstream głównym finansującym projekty transformacyjne do 2030 roku. Dodatkowo budowa pływającego gazoportu w Zatoce Gdańskiej (FSRU) przez Gaz-System powoduje, że Orlen zyskuje dodatkowe możliwości importu gazu i sprzedaży większych wolumenów surowca także do innych krajów.

1.4 Redefinicja segmentu downstream: od Olefin III do „Nowej Chemii”

Największym strategicznym wyzwaniem, przed którym zarząd spółki stanął w 2025 roku, był projekt Olefiny III. Inwestycja rozpoczęta w zupełnie innych realiach rynkowych (przed COVID-19 oraz przed wybuchem wojny w Ukrainie) okazała się niezwykle podatna na wzrost kosztów CapEx.

W grudniu 2024 roku podjęto bezprecedensową decyzję o zatrzymaniu projektu w jego dotychczasowym zakresie. Analiza nowego zarządu Orlenu wykazała, że inwestycja w pierwotnej formule nie dawała szans na zwrot kapitału przy obecnych warunkach rynkowych (ujemny dyferencjał ropy i spadający popyt na tradycyjne petrochemikalia).

W miejsce Olefin III uruchomiono projekt „Nowa Chemia”, który stanowi kontynuację wcześniejszej inwestycji. Różnica polega na:

- **optymalizacji:** zdecydowano o wykorzystaniu już powstałej infrastruktury (nakłady rzędu 12 mld PLN) do produkcji monomerów, tlenku etylenu i glikoli w wolumenach dopasowanych do realiów rynkowych;
- **wzroście udziału w rynku:** projekt ma zwiększyć udział grupy w europejskim rynku petrochemicznym z 5% do 6,4% i wygenerować docelowo ok. 1 mld PLN EBITDA rocznie;
- **produktach specjalistycznych:** Strategia 2035 kładzie nacisk na produkty wysokomarżowe i cyrkularne (cel: 25% zaawansowanych produktów w portfolio).

1.5 Nowa Energetyka: realizm operacyjny i luki infrastrukturalne

Transformacja energetyczna pozostaje filarem dekarbonizacji, z planowanym udziałem 40% zielonego CapEx-u.

Offshore wind („Baltic Power”)

W roku 2026 flagowy projekt o mocy 1,2 GW wszedł w decydującą fazę operacyjną. Jest to pierwsza farma na polskim Bałtyku z zakontraktowanymi wszystkimi dostawcami Tier 1. Ocena ekspercka wskazuje jednak na tzw. lukę sieciową – realizacja celu 12,8 GW mocy w OZE do 2035 roku wymaga modernizacji sieci dystrybucyjnych (Energia Operator), na co zaplanowano nakłady rzędu 40 mld PLN.

SMR i wodor: Inwestycje w przyszłość

W roku 2025 projekt małych reaktorów modułowych (SMR) został poddany „racjonalizacji”. Polegała ona na dyskusjach o możliwości realizacji projektu w obranej formule z partnerem prywatnym (grupa Synthos Michała Sołowowa). W efekcie trudno oprzeć się wrażeniu, że jedynym skutkiem tego procesu jest ponad dwuletnie opóźnienie względem pierwotnego planu. Pierwszy blok 300 MW spodziewany jest w 2033 roku, a docelowa moc w 2035 roku ma wynieść 0,6 GW. W obszarze wodoru Orlen stawia na lidera produkcji odnawialnego H₂ (>130 tys. ton do 2030 roku), co jest wspierane przez unijne fundusze na innowacje.

Tabela 4. Harmonogram i status kluczowych projektów – stan na 20 kwietnia 2026 roku

Projekt	Projekt	Cel / Wydajność	Termin zakończenia
Baltic Power	Energetyka	1,2 GW (offshore wind)	4Q 2026
Nowa Chemia	Petrochemia	+740 tys. ton olefin	1Q 2030
CCGT Ostrołęka	Energetyka	745 MWe (blok gazowy)	3Q 2026
CCGT Grudziądz	Energetyka	556 MWe (blok gazowy)	1Q 2026
HBO Gdańsk	Rafineria	400 tys. ton olejów bazowych	4Q 2026
Bioetanol 2 Gen.	Rafineria	25 tys. ton bioetanolu	4Q 2026
Pierwszy blok SMR	Energetyka	300 MW (atom modułowy)	2033

1.6 Integracja i synergie (Program PMI)

Merytorycznym wyzwaniem pozostaje tempo uwalniania synergii po wielkich fuzjach. Do końca 2023 roku zrealizowano 1,5 mld PLN efektów netto, co stanowi ok. 21% zaplanowanych kamieni milowych PMI.

- **Cel długoterminowy:** >20 mld PLN synergii w perspektywie 10 lat.
- **Obszary priorytetowe:** integracja logistyki, wspólny handel energią i gazem oraz optymalizacja kapitału obrotowego, która w 2024 roku przyniosła 7,9 mld PLN pozytywnego wpływu na cash flow.

1.7 Analiza ryzyk systemowych: Zielony Ład i podatki

Z perspektywy roku 2026 implementacja przepisów Zielonego Ładu i pakietu Fit for 55 stanowi dla Orlenu największe ryzyko operacyjne.

- **Koszty emisji:** prognozy cen EU ETS I zakładają wzrost do 172 EUR/t CO₂ w latach 2030–2035, co drastycznie obciąży tradycyjną rafinację.
- **Drenaż fiskalny:** odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny („składka gazowa”) ograniczył środki na transformację o ok. 15,5 mld PLN rocznie. Bez korekty tych obciążeń zdolność do samofinansowania transformacji o wartości 380 mld PLN może zostać nadwyrężona.

Tabela 5. Struktura elastycznego CapEx-u – stan na 20 kwietnia 2026 roku

Zmienna makroekonomiczna	Jednostka	Średnia 2025–2030	Średnia 2030–2035
Modelowa marża rafineryjna	USD/bbl	9,6	5
Modelowa marża petrochemiczna	EUR/t	1266	1371
Cena ropy Brent	USD/bbl	89	88
Cena gazu ziemnego TTF	EUR/MWh	61	34
Cena energii elektrycznej w PL	PLN/MWh	928	796
Cena uprawnień EUA	EUR/t CO ₂	98	172
Kurs wymiany PLN/EUR	PLN	4,68	4,68
Kurs wymiany PLN/USD	PLN	4,38	4,38

1.8 Rekomendacje dla Raportu SSP i Wnioski Końcowe

Orlen w 2026 roku to organizacja przechodząca od fazy skokowych przejęć do zarządzania doskonałością operacyjną. Kluczowe wnioski:

1. M&A nie zamarło, lecz ewoluowało: Koncern dokonuje mniejszej liczby transakcji, ale o znacznie wyższej wartości strategicznej (Norwegia, Austria).

2. Ratowanie ROACE przez „Nową Chemię”: Zamiana Olefin III na zoptymalizowany projekt „Nowej Chemii” to sposób na wyjście z nowej, trudniejszej sytuacji rynkowej.

3. Dyscyplina CapEx: Utrzymanie 77% puli CapEx jako niezaangażowanej pozwala na elastyczne reagowanie na szoki rynkowe i ochronę dywidendy.

4. Konsolidacja sektora: Należy obserwować potencjalną integrację z GK Azoty, która mogłaby wzmocnić linię biznesową nawozów i petrochemii specjalistycznej w ramach budowy polskiego czempiona. Nie jest tajemnicą, że analizy o konsolidacji polskiego sektora produkcji nawozów sztucznych prowadzone są od wielu lat. Połączenie GK Azoty z GK Orlen (poprzez Anwil) może być odpowiedzią na wyzwania rynku.

Podsumowanie

Przyszła kapitalizacja Orlenu zależy od precyzji w alokacji kapitału. W roku 2026 kluczem nie jest posiadanie jak największej liczby aktywów, ale ich najefektywniejsza integracja w niskoemisyjny ekosystem zdolny do generowania zysków w warunkach restrykcyjnej polityki klimatycznej UE. Pomimo wielu deklaracji nowego zarządu i krytycznych wypowiedzi o decyzjach i projektach rozpoczętych i realizowanych w okresie prezesury Daniela Obajtka należy zauważyć, że kierunek działań obecnego zarządu jest kontynuacją tamtych decyzji. Trudno oprzeć się wrażeniu, że niektóre „analizy” doprowadziły tylko do opóźnień realizowanych projektów.

Ekspert ds. analiz strategicznych

Strategia „Wzrost i Rozwój #1” – grupa kapitałowa 2025–2027

Autorzy: zespół analityków fundacji - konsultacja Grzegorz Olszewski

2.1 Kontekst i siedem kierunków strategicznych

Punkt wyjścia i środowisko rynkowe. Model biznesowy #1 w siedmiu wymiarach

Strategia PKO Banku Polskiego na lata 2025–2027, przyjęta 24 października 2024 roku pod hasłem „Wzrost i Rozwój #1”, została oparta na diagnozie czterech kluczowych trendów. Pierwszym jest narastająca złożoność świata klientów indywidualnych – kryzys demograficzny (populacja produkcyjna Polski skurczy się o ok. 20% do 2050 roku), rewolucja generatywnej AI i rosnące oczekiwania personalizacji. Drugim – wyzwania polskiego biznesu – niska adopcja cyfrowa (24. miejsce w UE), luka produktywności w porównaniu z innymi państwami członkowskimi UE i transformacja energetyczna. Trzeci to geopolityka – konflikt w Ukrainie oraz dywersyfikacja eksportu. Czwarty to presja regulacyjna i stopy procentowe będące głównym ryzykiem dla NIM.

Strategia PKO BP jest zorganizowana wokół siedmiu kierunków strategicznych, co daje granularny obraz ambicji. Każdy kierunek zawiera kontekst rynkowy, cele mierzalne i konkretne działania. Poniżej znajduje się ich skondensowana mapa.

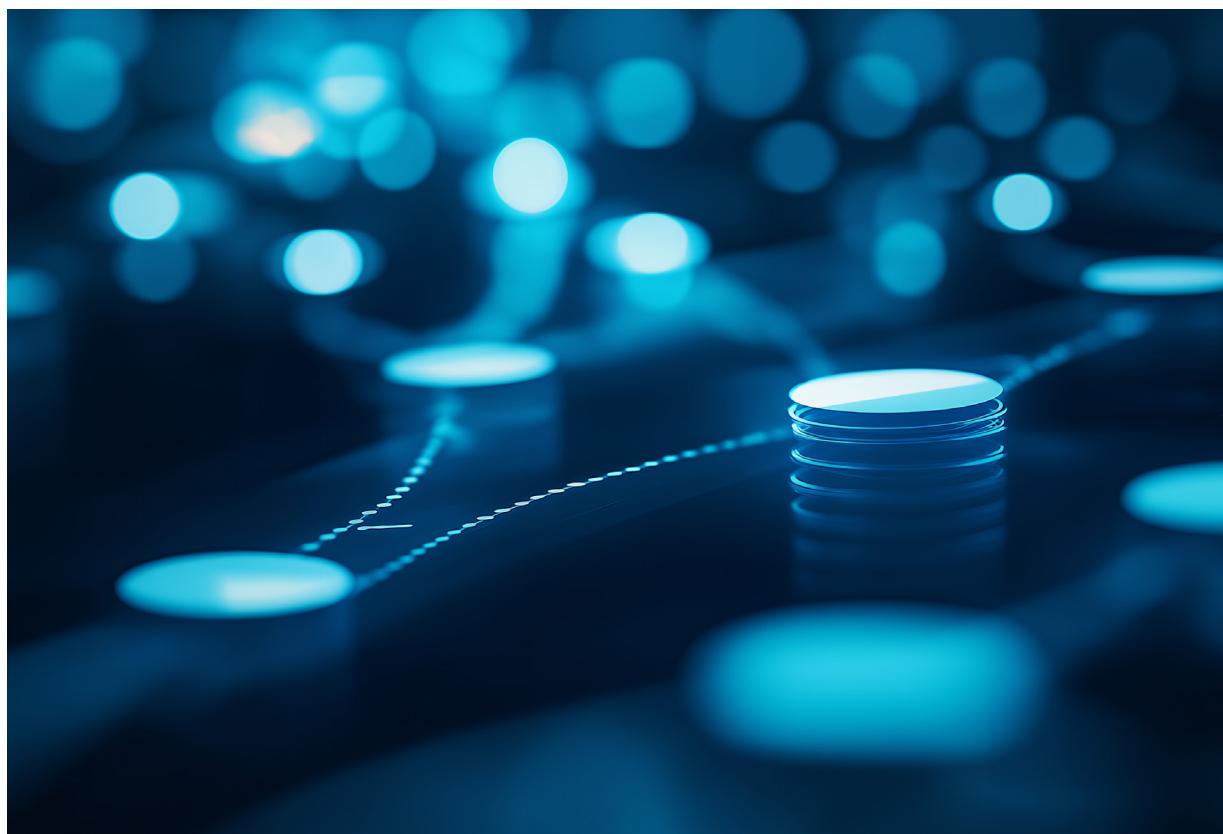


Tabela 6. Siedem kierunków strategii „Wzrost i Rozwój #1”

Kierunek	Główne działania	Cele 2027
Usługi cyfrowe	• Rozbudowa oferty cyfrowej IKO	• 15,0 mln klientów indywidualnych (z 11,4 mln) • NPS TOP3 wśród polskich banków • Udział pożyczki gotówkowej: 20%+ (z 18,7%) • Udział kredytów hipotecznych: 26–28%
Ekosystemy	• #1 bankowy ekosystem mobilności • Współpraca z platformami e-commerce • Rynek mieszkaniowy: portale i pulpity	• +2,5 mln klientów ekosystemowych • Obecność w 3 ekosystemach jako bank #1
Przyszłość finansowa	• Produkty emerytalne i inwestycyjne • Bankowość prywatna i zarządzanie majątkiem • Lider bancassurance (skala grupy)	• Udział w oszczędnościach GD: 27% (z 25%) • Aktywa banków. prywatne: 100 mld (z 70 mld) • GWP bancassurance: 2,4 mld PLN (z 1 mld)
Dostępność	• Transformacja sieci ~600 nowoczesnych oddziałów • Sprzedaż cyfrowa prostych produktów • 2× więcej oddziałów bezgotówkowych	• Sprzedaż zdalna prostych produktów: 70% (z 59%) • ~600 nowoczesnych oddziałów (z 881)
Partner dla biznesu	• Udział w finansowaniu biznesowym: 18% (z 16,5%) • +200 tys. nowych klientów biznesowych w 3 lata • Leasing i faktoring zintegrowany z bankowością	• +200 tys. nowych klientów biznesowych • Udział w finansowaniu biznesowym: 18% (z 16,5%)
Transformacja energetyczna	• Preferowany partner grup energetycznych • Budynki niskoemisyjne i termomodernizacja • Samochody bezemisyjne – pakiety finansowania	• Udział w financ. bankowym transf. energ.: 20%+ • 50%+ portfela kredyt. z planem dekarbonizacji
Ekspansja zagraniczna	• Nowe oddziały zagraniczne dla klientów korporacyjnych • Przedstawicielstwa na rynkach UE	• 13 krajów obsługi klientów poza Polską • (z 4 obecnych) – cel ambitny, długi horyzont

Kluczowym wyróżnikiem strategii jest jednocześnie adresowanie dwóch odrębnych modeli wzrostu: ekosystemowego (partnerstwa, platformy) i organicznego (wzrost portfela kredytowego, klientów, depozytów). Ambicja ekosystemowa – 2,5 mln klientów ekosystemowych, bankowy ekosystem mobilności #1 – jest strategicznie atrakcyjna, ale historycznie najtrudniejsza do realizacji dla banków, które konkurują z graczami technologicznymi (PayPo, Klarna, Apple Pay) w ich własnych segmentach. Cel 15 mln klientów detalicznych z obecnych 11,4 mln (+31% w 3 lata) jest ambitny, znacząco powyżej dotychczasowego tempa wzrostu organicznego.

2.2 Analiza KPI: realizacja i ocena

Poniżej zestawienie kluczowych wskaźników w przekrojach: 2022 (przed poprzednią strategią), 2024 (punkt startowy), 2025 (ostatni pełny rok) i cele na rok 2027. Tabela obejmuje zarówno KPI finansowe ze strategii, jak i wskaźniki rynkowe i cyfrowe.

Tabela 7. KPI – wykonanie vs cele strategiczne

Wskaźnik KPI	2022 (pre)	2024 (start)	2025 (FY)	Cel 2027	2025 vs cel	2025 vs 2022
Zysk netto (mld PLN)	3,89	7,41	10,68	>6,2 (cel min.)	Przekroczony 72%	+6,79 mld
ROE (%)	12,1%	19,9%	19,5%	>18%	Przekroczony	+7,4 p.p.
ROA (%)	1,0%	1,8%	1,93%	>1,5%	Przekroczony	+0,93 p.p.
NIM (%)	2,6%	4,9%	4,76%	~4,2% (est.)	Powyżej celu	+2,16 p.p.
C/I (%)	40,6%	31,5%	31,1%	<34%	Cel pobity #1/8	-9,5 p.p.
CoR (p.b.)	60 p.b.	30 p.b.	30 p.b.	70-90 p.b.	Znacznie poniżej	Rekord
Rezerwy CHF (mld PLN)	duże	~6,5 mld	4,4 mld	Wygasanie	41% zysku netto	Ryzyko
Kredyty brutto (mld PLN)	271	318	342	>340 (cel)	Cel osiągnięty	+71 mld
Klienci indywidualni (mln)	~11,0	11,4	~11,9	15,0	W toku ~26%	+0,9 mln
Aktywni klienci mobile IKO (mln)	~5,0	6,0+	~6,5	15,0	W toku ~28%	+1,5 mln
Udział w oszcz. GD (%)	~24%	25%	~25,5%	27%	W toku	+1,5 p.p.
Udział w finansow. biz. (%)	~16%	16,5%	17,8%	18%	Blisko celu	+1,8 p.p.
Ekspansja zagraniczna (kraje)	4	4	5 (Ukraina)	13	Wczesny etap	+1
Udział GWP bancassurance	~1,0	~1,5	~1,9 est.	2,4 mld PLN	W toku ~60%	+0,9 mld
TCR (%)	17,3%	17,9%	17,1%	>15% (bufor)	Powyżej wymogu	-0,2 p.p.

est. = estymacja na podstawie danych kwartalnych i trendów; FAKT = dane z oficjalnych komunikatów wynikowych. CHF: dane dot. rezerw za 2025 rok

Według stanu na dzień wykonania analizy obraz realizacji KPI jest zróżnicowany. Wskaźniki finansowe (ROE, C/I, CoR, zysk, TCR) – wszystkie zielone, część z dużym wyprzedzeniem względem celów, na co wpłynęło również środowisko makro (wysokie stopy, sytuacja na rynku obligacji). Wskaźniki wolumenowe i rynkowe (klienci, IKO, bancassurance, ekspansja) – w toku, część we wczesnym stadium. Wynik z pierwszego kwartału 2026 (+10,5% r/r) sugeruje, że zmiana wysokości stóp jest absorbowana sprawnie.

2.3 Kluczowe wyzwania strategiczne. Pięć obszarów do obserwacji

Ryzyko CHF – czynnik strukturalny ograniczający wycenę

W roku 2025 bank założył 4,4 mld PLN rezerw na ryzyko prawne – kwotę równą 41% zysku netto przypisanego akcjonariuszom. Dla porównania – Alior Bank nie ma portfela CHF, a Pekao ma marginalną ekspozycję.

Do końca 2025 roku bank zawarł łącznie około 50 000 ugód z frankowiczami, realizując strategię ograniczania ekspozycji procesowej. Zarząd ocenia, że szczyt rezerw został osiągnięty, a pełne wygaśnięcie portfela CHF nastąpi w horyzoncie 2028–2030. Bez obciążenia CHF wynik netto 2025 wyniósłby ok. 15,1 mld PLN, a TCR byłoby wyższe o szacowane 0,8–1,2 p.p. – co pokazuje skalę wartości, która ma się zmaterializować w perspektywie post-CHF.

SCENARIUSZE

Pozytywny (wygaśnięcie CHF do 2028 roku) – uwolnienie 4–5 mld PLN kapitału, ROE wzrasta do ok. 21–22%. Negatywny (nowe orzeczenia TSUE lub SN) – dodatkowe 2–4 mld PLN rezerw, zysk spada do 8–9 mld PLN.

Ambicja wolumenowa vs realność rynkowa

Cel osiągnięcia liczby 15 mln klientów detalicznych (z obecnych ok. 11,9 mln) wymaga pozyskania ok. 3,1 mln nowych klientów w latach 2026–2027, czyli ok. 1,55 mln rocznie. Historycznie bank akwiruje organicznie ok. 400–500 tys. klientów netto rocznie. Luka między ambicją a organicznym tempem jest bardzo duża – i bardzo trudna do zamknięcia bez przełomu technologicznego (nowa aplikacja bez konieczności zakładania konta), akwizycji M&A lub masowej migracji klientów z ekosystemów. Strategia adresuje to przez model ekosystemowy (+2,5 mln klientów ekosystemowych), co jest logicznie spójne – ale z kolei ekosystemy bankowe historycznie generują klientów o niższej rentowności i transakcyjności niż klienci organiczni.

Podobna dychotomia dotyczy aktywnych użytkowników IKO: cel to 15 mln w kanale cyfrowym z obecnych ok. 6,5 mln, co wymaga ponad dwukrotnego wzrostu w 2 lata. Dla porównania: Pekao zakłada wzrost z 3,4 mln do 4,4 mln (+29%) – to dwukrotnie skromniejsza ambicja. Pytanie, czy PKO BP mierzy te same kategorie (aktywni vs zarejestrowani), czy mamy do czynienia z redefinicją metryki.

OCENA

Cele wolumenowe i cyfrowe stanowią duże wyzwanie w strategii. Brak ich realizacji nie powinien zagrozić wynikom finansowym w horyzoncie 3 lat.

Ekspansja zagraniczna – ambitny cel, wczesny etap

Cel 13 państw obsługi klientów (z obecnych 4) jest ambitnym i najmniej skwantyfikowanym KPI całej strategii. Dotychczasowa obecność zagraniczna PKO BP (oddziały w Niemczech, Czechach, Słowacji, Ukrainie) generowała relatywnie skromny wkład do wyników – sześciokrotny wzrost dochodowości oddziału w Niemczech (2019–2023) to dobry prognostyk, ale baza wyjściowa była niska. Planowane wejście na rynek ukraiński (portfel aktywów ok. 8 mld PLN, ogłoszony w maju 2025 roku) jest pierwszym sygnałem ambitniejszej agendy, ale przy bilansie 583 mld PLN to pozycja marginalna.

Realizacja celu 13 państw wymagałaby wejścia w 9 nowych rynków w 2 lata, a to tempo wymagające albo serii akwizycji, albo agresywnego otwarcia przedstawicielstw. Strategia rozróżnia między oddziałami korporacyjnymi (dla polskich firm ekspandujących poza granice) a przedstawicielstwami (sprzedaż). To model bardziej realistyczny i skromniejszy (o minimalnym wpływie na wyniki) niż organiczna bankowość detaliczna za granicą.

Model bancassurance

Strategia PKO BP zakłada wzrost GWP z ubezpieczeń z ok. 1 mld PLN do 2,4 mld PLN – cel +140% w 3 lata. To wyzwanie operacyjne samo w sobie, ale jest też interesujące analitycznie w zestawieniu z faktem, że PKO BP konkuruje na rynku bancassurance nie ze swoim głównym rywalem (Pekao), ale z własnym ubezpieczycielem (ubezpieczenia w Grupie PKO).

To fundamentalna różnica vs Pekao, który buduje bancassurance w oparciu o partnerstwo z PZU. PKO BP ma pełną kontrolę nad marżą i produktem, ale brakuje mu skali i dywersyfikacji oferty ubezpieczyciela grupy PZU. Przypis 2,4 mld PLN GWP jest ambitny, ale mało realny bez istotnego rozszerzenia katalogu produktów lub akwizycji. Dla porównania: Pekao celuje w 1 mld PLN GWP (*5 standalone) przy pełnym wsparciu PZU – i uważa to za ambitny cel.

Post-CHF i alokacja kapitału – strategiczna decyzja odkładana

Wynikowy „efekt CHF” maskuje jedno z najważniejszych strategicznych pytań wobec PKO BP: co zrobi bank, gdy rezerwy frankowe wygasną i uwolni się dodatkowe kilka mld PLN kapitału rocznie? Strategia 2025–2027 nie odpowiada na to pytanie wprost – mówi o zdolności do wypłaty dywidendy i skupu akcji, ale nie wskazuje, czy uwolniony kapitał zostanie przeznaczony na akwizycje (jak M&A zagraniczne lub przejęcia krajowe), organiczny wzrost kredytowy, wyższe dywidendy dla akcjonariuszy czy też pozostanie jako dodatkowy bufor kapitałowy.

Bank, który przez ostatnie lata opisywał siebie jako lider „pomimo CHF”, będzie musiał zdefiniować się na nowo po wygaśnięciu ekspozycji CHF (oczekiwany okres to lata 2028–2030) i odpowiedzieć na pytania, czy jest konsolidatorem regionalnym, czy jest spółką dywidendową, czy wybierze jeszcze inną drogę.

2.4 Aktualizacja po pierwszym kwartale 2026 roku

Pierwsze dane po przyjęciu strategii – weryfikacja trajektorii

Wyniki za pierwszy kwartał 2026 roku potwierdzają, że PKO BP jest na ścieżce do realizacji celów finansowych. Zysk netto wynoszący 3,26 mld PLN (+10,5% r/r) – przy rezerwie CHF 0,9 mld PLN w tym kwartale – sugeruje, że bez obciążenia frankowego wynik wyniósłby ok. 4,16 mld PLN kwartalnie. Portfel kredytowy rośnie w dwucyfrowym tempie zgodnie z celem strategii. C/I utrzymuje się poniżej 32%.

Najważniejszy sygnał z pierwszego kwartału 2026 roku to potwierdzenie tezy o odporności modelu biznesowego na obniżki stóp: mimo obniżek NBP o –175 p.b. w 2025 roku zysk kwartalny rośnie o ponad 10% r/r. PKO BP potwierdza, że jego model portfelowy i dywersyfikacja przychodów pozaodsetkowych działają jako bufor.

PERSPEKTYWA SEKTORA (wg strategii PKO BP)

Bank zakłada, że wolumeny sektora urosną o +7% r/r (depozyty GD), +7% r/r (kredyty GD hipoteki), +4% r/r (kredyty biznesowe). To różne tempo wymaga wzrostu portfela PKO BP powyżej rynku, aby zrealizować cele udziałów rynkowych. Przy aktywach 583 mld PLN wzrost o 1% udziału oznacza kilkadziesiąt mld PLN dodatkowych wolumenów.



Opracowanie analityczne – nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej w rozumieniu Rozporządzenia MAR.

Strategia, realizacja i kluczowe wyzwania

Autor: Jerzy Paluchniak

Analiza strategiczna na podstawie Strategii 2030 oraz raportów zarządu 2021–2025

Obowiązująca strategia Grupy Kapitałowej KGHM Polska Miedź S.A. została zatwierdzona przez radę nadzorczą 14 stycznia 2022 roku i obejmuje perspektywę strategiczną do 2030 roku z horyzontem do 2040 roku. Strategia została oparta na modelu 5E: Elastyczność, Efektywność, Ekologia, E-przemysł oraz Energia.

3.1 Aspiracje strategiczne KGHM do 2030 roku

Strategia KGHM zakłada transformację grupy z klasycznej spółki wydobywczej w zintegrowaną grupę surowcowo-energetyczną. Kluczowe cele strategiczne obejmują stabilizację produkcji miedzi, transformację energetyczną, poprawę konkurencyjności kosztowej, dekarbonizację działalności oraz rozwój nowych obszarów biznesowych.

Tabela 8. Tabela KPI — wykonanie vs cele strategiczne

KPI strategiczny	2020 (bazowy)	Cel 2030	Stan realizacji 2025	Ocena
Krajowa produkcja miedzi	~560 tys. t	~600 tys. t	~571 tys. t	Poniżej ścieżki dojścia do celu
Produkcja zagraniczna	~150 tys. t	Wzrost produkcji aktywów zagranicznych	139 tys. t	Poniżej aspiracji strategicznych
Produkcja srebra	~1320 t	TOP3 globalnie (~1200 t)	1 347 t	Cel realizowany
ROCE	8,5%	10,2%	~9%	Umiarkowany postęp
Konkurencyjność kosztowa	4 decyl	3 decyl	6 decyl (wskaźnik nieraportowany z innymi wskaźnikami)	Największy obszar strategii
Energia własna	24% mocy zamówionej	50% konsumpcji	39% mocy zamówionej	Wyraźny postęp
Emisja CO ₂	~1,6 mln t CO ₂ e	1,0 mln t CO ₂ e	~1,385 mln t CO ₂ e	Postęp, ale potrzebne jest przyspieszenie
Recykling złomów	~124 tys. t	~350 tys. t	173 tys. t	Wczesna faza realizacji

3.2 Ocena realizacji poszczególnych celów strategicznych

Produkcja krajowa

Produkcja krajowa miedzi pozostaje jednym z najmocniejszych obszarów realizacji strategii KGHM. W roku 2025 produkcja miedzi elektrolitycznej osiągnęła poziom ok. 571 tys. ton, co oznacza, że realizacja celu 600 tys. ton do 2030 roku pozostaje wymagająca. Wynik należy ocenić pozytywnie, szczególnie w kontekście rosnącej presji kosztowej, wysokich cen energii oraz CoRaz trudniejszych warunków geologicznych związanych z głębokością eksploatacji.

Jednocześnie sama wielkość produkcji nie oddaje w pełni jakości realizacji tego celu strategicznego. Krajowa produkcja miedzi realizowana jest zarówno w oparciu o wsady własne pochodzące z krajowych kopalń, jak i wsady obce oraz materiały recyklingowe. Poszczególne rodzaje wsadów charakteryzują się bardzo różną rentownością oraz profilem kosztowym.

W pierwszym kwartale 2026 roku produkcja miedzi elektrolitycznej wyniosła 145,3 tys. ton, z czego jedynie 91,6 tys. ton pochodziło z wsadów własnych. Oznacza to, że istotna część produkcji realizowana była w oparciu o wsady obce i materiały recyklingowe.

Produkcja oparta na wsadach własnych generuje dużo wyższą marżę dla grupy, ponieważ pozwala utrzymywać pełną integrację łańcucha wartości – od wydobycia po hutnictwo i sprzedaż metali. Jednocześnie wydobycie własne wiąże się z rosnącymi kosztami operacyjnymi wynikającymi z m.in. trudniejszych warunków eksploatacji, a co za tym idzie – większej energochłonności oraz presji płacowej.

Zwiększanie udziału wsadów obcych oraz materiałów recyklingowych poprawia wykorzystanie aktywów hutniczych i wspiera realizację wolumenów produkcyjnych, jednak rentowność takich operacji jest zwykle niższa i bardziej zależna od sytuacji rynkowej, dostępności materiałów oraz marż hutniczych.

Rosnące znaczenie materiałów recyklingowych wpisuje się jednocześnie w koncepcję gospodarki obiegu zamkniętego (GOZ). GOZ oznacza model gospodarczy oparty na maksymalnym wykorzystaniu surowców poprzez recykling, odzysk materiałów oraz ograniczanie odpadów i energochłonności procesów produkcyjnych. Dla KGHM rozwój GOZ ma znaczenie zarówno środowiskowe i klimatyczne, jak i ekonomiczne.

W praktyce oznacza to, że formalna realizacja celu produkcyjnego nie zawsze przekłada się bezpośrednio na poprawę jakości biznesu lub wzrost rentowności operacyjnej. Z perspektywy strategicznej kluczowe pozostaje nie tylko utrzymanie poziomu produkcji, lecz także struktura wsadów, poziom marży oraz zdolność do utrzymania konkurencyjności kosztowej krajowych aktywów wydobywczych.

Aktywa zagraniczne

Aktywa zagraniczne pozostają jednym z najbardziej problematycznych obszarów realizacji strategii KGHM. Łączna zagraniczna produkcja miedzi płatnej w 2025 roku wyniosła 139 tys. ton i była niższa rok do roku. Wynik obejmował Sierra Gorda oraz aktywa KGHM International.

Choć Sierra Gorda wciąż jest aktywem relatywnie stabilniejszym niż część projektów KGHM International, wyniki aktywów zagranicznych nadal pozostają poniżej pierwotnych aspiracji strategicznych dotyczących wzrostu i stabilizacji produkcji.

W pierwszym kwartale 2026 roku spółka wskazuje na istotne spadki produkcji w kopalni Robinson, gdzie pogorszeniu uległy parametry geologiczne eksploatowanych obszarów, niższe były zawartości miedzi i złota

w rudzie, spadek również uzysk. Oznacza to, że część problemów aktywów zagranicznych ma charakter strukturalny, a nie jedynie przejściowy.

Dodatkowym czynnikiem ograniczającym potencjał wzrostu była sprzedaż części aktywów Zagłębia Sudbury. W efekcie aktywa zagraniczne nie stały się dotychczas oczekiwanym motorem wzrostu grupy.

CoRaz wyraźniej widać, że to krajowe aktywa odpowiadają dziś za stabilność operacyjną KGHM, natomiast aktywa zagraniczne zwiększają ekspozycję grupy na ryzyka operacyjne, geologiczne i kosztowe.

Srebro

KGHM utrzymuje pozycję jednego z największych producentów srebra na świecie. To jeden z najbardziej stabilnych i najlepiej realizowanych obszarów strategii.

Konkurencyjność kosztowa

Konkurencyjność kosztowa pozostaje obecnie jednym z najważniejszych i jednocześnie najtrudniejszych obszarów realizacji strategii KGHM. W pierwotnej Strategii 2030 spółka deklarowała aspirację poprawy pozycji kosztowej poprzez przesunięcie KGHM z czwartego do trzeciego decyla globalnej krzywej kosztowej C1 (z wyłączeniem podatku od wydobycia niektórych kopalin). Jednocześnie wskazywano, że jednym z kluczowych czynników poprawy konkurencyjności będą inwestycje w nowe, konkurencyjne źródła energii.

W sprawozdaniu za 2025 roku KGHM bardzo szeroko raportuje poziomy kosztu C1 dla grupy oraz poszczególnych segmentów operacyjnych, pokazuje także pozycję na globalnej krzywej kosztowej Wood Mackenzie, wskazującą na pozycję KGHM w szóstym decylnie. Jednocześnie spółka nie odnosi się już bezpośrednio do pierwotnego celu strategicznego, który zakładał osiągnięcie trzeciego decyla kosztowego.

Jest to istotna zmiana jakościowa w komunikacji strategicznej. W praktyce KGHM przeszedł z raportowania realizacji konkretnego celu strategicznego do prezentowania samego wskaźnika operacyjnego C1.

Formalnie sytuacja kosztowa grupy poprawiła się w 2025 roku. Koszt C1 dla całej grupy spadł z 2,67 USD/lb do 2,58 USD/lb. Jednak poprawa ta wynikała przede wszystkim z bardzo dobrych wyników Sierra Gorda, wyższych odliczeń z tytułu metali towarzyszących (molibden, złoto, a w szczególności srebro) oraz korzystniejszych premii przerobowych i rafinacyjnych TC/RC.

Jednocześnie koszt C1 samego segmentu KGHM Polska Miedź wzrósł z 3,07 USD/lb do 3,16 USD/lb. Oznacza to, że poprawie uległ miks kosztowy całej grupy, natomiast nie poprawiła się konkurencyjność kosztowa krajowego CoRe businessu, który pozostaje podstawą działalności operacyjnej KGHM.

W praktyce oznacza to, że strategiczny problem konkurencyjności krajowych aktywów nie został rozwiązany. KGHM nadal pozostaje pod bardzo silną presją kosztową wynikającą z:

- wysokich cen energii w Europie,
- rosnącej głębokości wydobycia,
- presji płacowej,
- rosnących kosztów usług wspierających działalność wydobywczą,
- podatku od wydobycia niektórych kopalin.

Najważniejszy wniosek strategiczny jest więc taki, że KGHM realizuje kosztowną transformację energetyczną i inwestycyjną, jednak równocześnie nie osiągnął dotychczas pierwotnej aspiracji poprawy pozycji kosztowej do poziomu trzeciego decyla globalnego sektora wydobywczego. Nic też nie wskazuje, by ten cel został osiągnięty.

Szczególnie istotnym sygnałem dotyczącym rzeczywistej oceny perspektyw krajowych aktywów jest fakt, że na koniec 2023 roku KGHM utworzył odpis aktualizujący wartość krajowych aktywów produkcyjnych (aktywa górnicze i hutnicze) w wysokości ok. 3,6–3,8 mld PLN, w zależności od ujęcia jednostkowego lub skonsolidowanego.

Jednocześnie, choć od 2026 roku weszły w życie obniżone stawki podatku od wydobycia niektórych kopalin – które według publicznych szacunków mogą przynieść KGHM ok. 500 mln PLN oszczędności już w 2026 roku – spółka nie zdecydowała się na odwrócenie odpisów dotyczących krajowych aktywów wydobywczych. Odpisy aktualizujące bazują na długoterminowych projekcjach przepływów pieniężnych, kosztów operacyjnych, cen energii, CapEx oraz parametrów produkcyjnych. Brak odwrócenia odpisów sugeruje więc, że zarząd – mimo publicznego akcentowania działań związanych z dyscypliną kosztową i poprawą efektywności – nadal zakłada utrzymywanie się strukturalnej presji kosztowej dla krajowego segmentu produkcji.

Transformacja energetyczna

Obecnie jest to jeden z najważniejszych filarów strategii KGHM. Spółka rozwija własne źródła energii, projekty OZE oraz analizuje wykorzystanie technologii SMR. Na koniec 2025 roku własne aktywa energetyczne pokrywały 39% mocy zamówionej, co oznacza wyraźny postęp względem poziomu bazowego.

Dekarbonizacja i ESG

KGHM stopniowo redukuje emisyjność działalności. Na koniec 2025 roku emisja CO₂e spadła do ok. 1,385 mln ton. Tempo redukcji jest jednak nadal niższe niż wymagane do pełnej realizacji ambicji klimatycznych do 2030 roku.

GOZ i recykling

Rozwój recyklingu oraz *urban mining* pozostają ważnym elementem strategii, jednak obszar ten nadal znajduje się we wczesnej fazie transformacji. KGHM analizuje dalszy rozwój hutnictwa recyklingowego oraz potencjalną rewizję aspiracji strategicznych.

3.3 Najważniejsze ryzyka realizacji strategii

Trwale wysokie ceny energii elektrycznej w Europie

Koszt energii pozostaje jednym z najważniejszych czynników wpływających na konkurencyjność KGHM. Spółka funkcjonuje w europejskim systemie energetycznym charakteryzującym się cenami energii wyższymi niż w wielu regionach konkurencyjnych dla globalnego sektora wydobywczego, w szczególności w Ameryce Południowej, USA czy na Bliskim Wschodzie.

Problem ma charakter strukturalny, ponieważ:

- krajowe aktywa KGHM należą do najbardziej energochłonnych w grupie,
- rosnąca głębokość eksploatacji zwiększa zapotrzebowanie energetyczne,
- dekarbonizacja europejskiej gospodarki podnosi systemowe koszty energii.

Dlatego transformacja energetyczna nie jest dla KGHM projektem wyłącznie ESG, ale warunkiem utrzymania długoterminowej konkurencyjności kosztowej.

Rosnące koszty wydobycia krajowych aktywów

KGHM eksploatuje jedno z najgłębszych kopalń rud miedzi na świecie. Wraz z pogłębianiem eksploatacji rosną:

- energochłonność wydobycia,
- koszt wentylacji i chłodzenia wyrobisk,
- skala prac przygotowawczych,
- zapotrzebowanie na specjalistyczne usługi górnicze,
- ryzyko geologiczne i sejsmiczne.

Oznacza to, że nawet przy utrzymaniu stabilnego poziomu produkcji ekonomika części krajowych aktywów ulega pogorszeniu.

Istotnym sygnałem potwierdzającym strukturalny charakter problemu był odpis aktualizujący wartość krajowych aktywów produkcyjnych utworzony na koniec 2023 roku. Chociaż od 2026 roku weszły w życie obniżone stawki podatku od wydobycia niektórych kopalin – które według publicznych szacunków mogą przynieść KGHM ok. 500 mln PLN oszczędności już w 2026 roku – spółka nie odwróciła odpisów dotyczących krajowych aktywów. Sugeruje to, że zarząd nadal zakłada utrzymywanie się długoterminowej presji kosztowej – pomimo poprawy otoczenia fiskalnego.

Ryzyko utraty konkurencyjności kosztowej

Jednym z głównych założeń Strategii 2030 było przesunięcie KGHM z czwartego do trzeciego decyla globalnej krzywej kosztowej C1. Tymczasem w raportowaniu strategicznym za 2025 rok spółka przestała odnosić się bezpośrednio do tego celu.

Jednocześnie:

- koszt C1 segmentu KGHM Polska Miedź wzrósł,
- poprawa C1 grupy wynikała głównie z efektów miksu produktowego oraz aktywów zagranicznych.

Oznacza to ryzyko trwałego pogorszenia pozycji konkurencyjnej względem producentów spoza Europy, którzy funkcjonują:

- przy niższych kosztach energii,
- niższych kosztach regulacyjnych,
- często w korzystniejszych warunkach podatkowych.

Ryzyka operacyjne i geologiczne aktywów zagranicznych

Aktywa zagraniczne miały być jednym z głównych motorów wzrostu grupy oraz źródłem dywersyfikacji geograficznej. Tymczasem wyniki ostatnich lat pokazują:

- wysoką zmienność produkcji,
- pogarszające się parametry części złóż,
- dużą wrażliwość operacyjną,
- wysoką ekspozycję na ryzyka lokalne.

Presja regulacyjna i klimatyczna UE

KGHM funkcjonuje w CoRaz bardziej restrykcyjnym otoczeniu regulacyjnym związanym z polityką klimatyczną UE, co powoduje wzrost kosztów, zwłaszcza energii i finansowania. Jednocześnie sektor wydobywczy pozostaje branżą trudną do pełnej dekarbonizacji, a to oznacza ryzyko utrzymywania wysokiej presji regulacyjnej również w kolejnych latach.

Ryzyko cykliczności rynku miedzi

Mimo bardzo silnych długoterminowych fundamentów rynku miedzi związanych z transformacją energetyczną KGHM pozostaje silnie uzależniony od globalnego cyklu gospodarczego.

Wysoka zmienność rynku surowcowego może istotnie wpływać na rentowność, przekładającą się przepływy pieniężne, poziom zadłużenia oraz zdolność finansowania strategicznych inwestycji.

3.4 Wnioski

Grupa realizuje równolegle kilka kosztownych procesów: utrzymanie produkcji wydobywczej, transformację energetyczną, dekarbonizację oraz rozwój nowych obszarów działalności.

Na koniec 2025 roku najlepiej realizowane są cele związane z utrzymaniem produkcji krajowej, produkcją srebra oraz rozwojem własnych źródeł energii. Największe wyzwania dotyczą natomiast konkurencyjności kosztowej oraz utrzymania wysokiej rentowności przy rosnącym CapEx transformacyjnym.

Paradoksalnie, część strukturalnych słabości kosztowych KGHM może być częściowo kompensowana przez rosnącą premię za bezpieczeństwo dostaw surowców krytycznych w Europie. Jako jeden z niewielu dużych producentów miedzi i srebra zlokalizowanych w UE, KGHM może w kolejnych latach korzystać z tzw. renty geograficznej wynikającej z:

- skracania łańcuchów dostaw,
- strategicznego znaczenia surowców dla transformacji energetycznej,
- rosnącej presji na budowę europejskiej autonomii surowcowej.



Strategia „the only way is up” 2025–2027

Ocena KPI, filary strategiczne i kluczowe wyzwania – stan na pierwszy kwartał 2026 roku

Autorzy: zespół analityków fundacji – konsultacja: Grzegorz Olszewski

4.1 Kontekst strategiczny, filary i kierunki strategiczne

Strategia Banku Pekao na lata 2025–2027 „the only way is up” została przyjęta w kontekście pięciu kluczowych trendów rynkowych: permanentnej zmienności otoczenia, wyzwań demograficznych (GUS prognozuje spadek populacji Polski o 1,4 mln do 2035 roku), ewolucji bankowości od produktów ku potrzebom klienta, rewolucji AI (podejście *AI first* ma być siłą napędową wzrostu i efektywności) oraz transformacji energetycznej (prognozowane nakłady w gospodarce rosną z 630 mld PLN w 2021–2023 do 855 mld PLN w 2027 i 1 bln PLN w 2030 roku, co generuje ok. 60% wzrost popytu na długoterminowe finansowanie komercyjne).

Strategia jest zbudowana na trzech filarach: Wzrost, Dostępność i Sprawność. Każdy filar przedstawia konkretne kierunki strategiczne z wymiennymi celami na 2027 rok. Poniżej znajduje się ich skondensowane zestawienie.

Tabela 9. Trendy rynkowe. Trzy filary – dziewięć kierunków – cele 2027

FILAR	KIERUNKI STRATEGICZNE	CELE 2027
WZROST	1. Wspieranie klientów w każdym cyklu życia 2. Lider bancassurance z PZU 3. Integracja leasingu i faktoringu (TOP3) 4. Lider bankowości korporacyjnej i sektora publicznego	• 1,4 mln młodych klientów <26 • +700 tys. aktywnych klientów • 1 mld PLN GWP (×5 standalone) • TOP3 leasing i faktoring
DOSTĘPNOŚĆ	5. Zintegrowany model omnichannel + bankowość 6. Jakość obsługi w centrum uwagi (NPS TOP3)	• 4,4 mln aktywnych klientów mobile • 72% sprzedaży zdalnej (digital) • NPS TOP3 w segmentach masowych
SPRAWNOŚĆ	7. Ekosystem danych (<i>Data Driven</i>) 8. Ergonomizacja procesów (model doskonałości operacyjnej) 9. Kultura <i>AI first</i> (Centrum Kompetencji AI)	• 80% pracowników używających AI • >2× rozwiązania AI w banku • ×3,5 systemów w chmurze • 70% digitalizacji MSP/MID/Korpo

4.2 Analiza KPI: realizacja i ocena

Poniżej przedstawiono zestawienie kluczowych wskaźników finansowych Pekao w przekrojach: rok 2022 (przed zmianą strategii), rok 2024 (punkt startowy strategii), rok 2025 (ostatni pełny rok) oraz cele na 2027 rok przedstawione wprost w dokumencie strategii.

Tabela 10. KPI – wykonanie vs cele strategiczne

Wskaźnik KPI	2022 (pre)	2024 (start)	2025 (FY)	Cel 2027	2025 vs cel	2025 vs 2022
Zysk netto (mld PLN)	5,11	6,07	7,02	>6,5 (est.)	Przekroczony	+1,91 mld
ROE (%)	14,2%	21,2%	21,4%	>18%	Przekroczony	+7,2 p.p.
ROA (%)	1,2%	1,8%	2,04%	>1,6%	Przekroczony	+0,84 p.p.
NIM (%)	3,1%	4,7%	4,07%	~3,9%	Na poziomie	+0,97 p.p.
C/I (%)	47,3%	32,7%	34,5%	<35%	Cel osiągnięty	-12,8 p.p.
CoR (p.b.)	~90 p.b.	~50 p.b.	39 p.b.	65–75 p.b.	Cel 2× pobity	Poprawa
Kredyty brutto (mld PLN)	155	187	202	~215 (+6–8%)	W toku	+47 mld
NPL (%)	5,8%	4,6%	4,4%	<4,0%	W realizacji	-1,4 p.p.
Dywidenda (% zysku)	~50%	~75%	~75%	50–75%	W celu	Stabilna
Klienci mobilni (mln)	2,0	3,4	3,8 est.	4,4	W toku	+1,8 mln
Młodzi klienci <26 (mln)	0,80	1,10	1,15 est.	1,4	W toku	+0,35 mln
GWP bancassurance (mld PLN)	0,40	0,60	0,75 est.	1,0	W toku – ~75%	+0,35 mld

(*) est. = estymacja na podstawie danych kwartalnych i trendów; FAKT = oficjalne dane z komunikatów wyników.

Obraz realizacji KPI jest pozytywny po stronie finansowej: ROE 21,4% przekracza cel >18%, C/I 34,5% osiągnął cel <35%, CoR 39 p.b. jest poniżej nawet dolnej granicy zakładanego celu 65–75 p.b. Zysk 7,02 mld PLN jest historycznym rekordem. Jednocześnie KPI cyfrowe (klienci mobilni, młodzi klienci, GWP bancassurance) są w trakcie realizacji – w przedziale 75–85% ścieżki do celu 2027.

4.3 Kluczowe wyzwania strategiczne

Obszary ryzyka wykonawczego

Kompromis Duński – kluczowe ryzyko wykonania

Planowana zmiana struktury właścicielskiej w ramach mechanizmu Kompromisu Duńskiego (art. 49 CRR3/CRD6) to potencjalna transakcja transformacyjna – i jednocześnie największy znak zapytania pod kątem egzekucyjnym całej strategii. Mechanizm polega na zmianie traktowania regulacyjnego inwestycji ubezpieczyciela (PZU) w bank (Pekao), a efektem tej zmiany miałyby być uwolnienie ok. 20 mld PLN nadwyżki

kapitałowej zamrożonej w obecnej strukturze holdingowej. Korzyści z uwolnionego kapitału są niekwestionowane, ale największym wyzwaniem jest wypracowanie takiej struktury transakcji, która zapewni kontrolę Skarbu Państwa w przekształconym podmiocie.

Transakcja oznaczałaby, że Pekao staje się podmiotem dominującym nad Alior Bankiem (po przejściu pakietu ok. 31% akcji z PZU do Pekao), a samo Pekao jednocześnie miałyby zająć miejsce PZU w strukturze konglomeratu. Term Sheet podpisano w czerwcu 2025 roku, aneks z grudnia 2025 roku przedłużył termin do grudnia 2027 roku przy warunku uchwalenia ustawy do grudnia 2026 roku.

Potencjalne przejście pakietu ok. 31% akcji Alior Banku z PZU do Pekao (w ramach Kompromisu Duńskiego) generuje dodatkowe wyzwanie strategiczne: jak Pekao będzie zarządzać udziałem w podmiocie o odmiennym modelu biznesowym (consumer finance, NIM 5,60%, wysoka beta stopowa) i NPL nadal powyżej branży (5,64%, cel <5%)? Możliwości to pełna konsolidacja (fuzja operacyjna, która wymagałaby kilku lat i wygenerowała znaczące koszty), utrzymanie finansowego udziału bez konsolidacji lub (najmniej prawdopodobna) sprzedaż.

W scenariuszu niezrealizowania omawianej transakcji Pekao pozostaje bankiem o potencjalnie bardzo dobrych wynikach, ale bez transformacyjnej zmiany pozycji kapitałowej i bez przełomu strukturalnego w grupie PZU.

Wrażliwość na stopy procentowe – ograniczona, ale realna

Strategia wprost adresuje ryzyko spadku stóp procentowych, zaś efekt niższych stóp będzie w znacznym stopniu kompensowany wzrostem wolumenów, prowizjami i optymalizacją kosztów. Cel >18% ROE przy stopie 3,5% (koniec 2027 roku) jest ambitny, ale w zasięgu przy zachowaniu dyscypliny kosztowej i wzroście portfela.

Kluczowy czynnik kompensacyjny to zmiana struktury portfela kredytowego – strategia zakłada wzrost udziału segmentów generujących wyższe marże (kredyty mikro, pożyczki gotówkowe) kosztem korporacyjnych, co ma podnieść NIM o 3–7 p.b. CAGR portfela kredytowego zakłada +6–8% rocznie (2024–2027). Przy NIM ok. 3,8–4,0% w 2027 roku i portfelu ok. 215 mld PLN wynik odsetkowy pozostaje na poziomie zapewniającym realizację celów. Udział wyniku prowizyjnego ok. 23% przychodów jest naturalnym buforem na wypadek spadku marży odsetkowej. Strategia aktywnie wskazuje dalsze źródła przychodu pozaodsetkowego – bancassurance (GWP 1 mld PLN), leasing i faktoring – co wskazuje na dążenie do dywersyfikacji.

Realizacja celów cyfrowych i rynkowych – wyzwanie wykonawcze

Cele cyfrowe strategii – 4,4 mln aktywnych klientów mobilnych, 72% sprzedaży zdalnej, 1,4 mln młodych klientów – są realizowane zgodnie z trajektorią, ale wymagają utrzymania podwyższonego tempa działania na tych polach przez kolejne dwa lata. Baza 3,8 mln klientów mobilnych (na koniec 2025 roku) wobec celu 4,4 mln oznacza konieczność pozyskania ok. 600 tys. nowych użytkowników w latach 2026–2027. Tempo wymagane w tej sytuacji to ok. 300 tys./rok, historycznie wynosiło ono ok. 350 tys./rok, czyli cel wydaje się realistyczny.

Bardziej wymagający wydaje się cel GWP bancassurance 1 mld PLN. Szacowany poziom 0,75 mld PLN na koniec 2025 roku wobec 1 mld PLN na koniec okresu strategii oznacza brakujące 0,25 mld PLN, które trzeba pozyskać w ciągu dwóch lat. Wzrost $\times 5$ dla produktów standalone jest szczególnie ambitny – to zupełnie inny model dystrybucji niż bancassurance w pakiecie z produktem kredytowym. Wymaga to budowy nowych kanałów i propozycji wartości. Sukces lub porażka tego kierunku będzie testem jakości współpracy i synergii PZU–Pekao w tym segmencie.

ESG – ambitne cele, ryzyko raportowe

Strategia ESG Pekao zawiera wymierne cele: neutralność klimatyczna grupy do 2050 roku, sfinansowanie projektów zielonych kwotą 9 mld PLN, min. 33% kobiet w najwyższej kadrze menedżerskiej, różnica wynagrodzeń <5% na porównywalnych stanowiskach (metodologia Korn Ferry/Hay), 90% dostawców deklarujących przestrzeganie Kodeksu etyki. Cele ESG są dobrze skalibrowane i spójne z regulacjami unijnymi (CSRD, taksonomia).

Kluczowe wyzwanie stanowi narastające obciążenie raportowe: dyrektywa CSRD wymaga od Pekao pełnego raportu zrównoważonego od 2025 roku (za rok 2024). Jednocześnie taksonomia EU wymaga klasyfikacji portfela kredytowego pod kątem *green ratio*, co przy portfelu korporacyjnym ok. 115 mld PLN stanowi znaczące wyzwanie operacyjne i potencjalne źródło ryzyka reputacyjnego przy niskich wskaźnikach inicjalnie zielonych kredytów. Ambicja 9 mld PLN zielonego finansowania (z portfela 202 mld PLN, ok. 4,5%) wymaga aktywnego pipeline'u projektów OZE i efektywności energetycznej.

4.4 Ocena syntetyczna

Wnioski i rekomendacje monitoringu

Strategia Pekao 2025–2027 ma jasno zdefiniowane, mierzalne cele, spójny scenariusz makroekonomiczny, 9 konkretnych kierunków wykonawczych i wyraźnie adresuje ryzyko spadku stop procentowych, wskazując jednocześnie źródła wyniku i utrzymania rentowności przy niższych stopach. Warto jednak zwrócić uwagę, że w planach wzrostu strategia nie odnosi się do innego modelu niż rozwój organiczny, który ma ograniczony potencjał i jest mocno zależny od popytu na kredyt korporacyjny.

OCENA REALIZACJI (STAN Q1 2026):

- **Finanse** – kolor zielony, cele osiągnięte (ROE, C/I, CoR, zysk).
- **Cyfryzacja** – żółty (w toku, tempo wydaje się wystarczające).
- **Kompromis Duński** – kolor czerwony, pod dużym znakiem zapytania.

REKOMENDACJE DLA DALSZEGO MONITORINGU:

1. **Status Kompromisu Duńskiego** – ustawa w Dzienniku Ustaw do grudnia 2026 roku to warunek *sine qua non* dla scenariusza transformacyjnego.
2. **Wyniki Q2–Q3 2026 pod kątem NIM i wolumenów** – weryfikacja, czy zakładana kompensacja przez wzrost portfela i prowizje się materializuje.
3. **Dynamika GWP bancassurance standalone** – kluczowy test współpracy PZU–Pekao.
4. **Postęp celów ESG** – zielony portfel i raportowanie CSRD to rosnące ryzyko reputacyjne i regulacyjne.

Strategia PZU 2025–2027

Autor: Maciej Rapkiewicz

5.1 KPI Strategii 2025–2027 z aktualizacją za pierwszy kwartał 2026 roku

Aktualna strategia PZU została przyjęta w grudniu 2024 roku na lata 2025–2027. Poniższa tabela zawiera kluczowe mierniki (KPI) strategii ze wskazaniem ich poziomów docelowych na koniec okresu (rok 2027), wykonania na koniec ostatniego roku sprawozdawczego (rok 2025) oraz porównania do rezultatów sprzed okresu obowiązywania aktualnej strategii (rok 2023). Tabela uwzględnia również dostępne dane za pierwszy kwartał 2026 roku.

Tabela 11. KPI: punkt wyjścia, wykonanie i cele

Wskaźnik KPI	2023	2025 (FY)	Q1 2026	Cel 2027	2025 vs cel	2025 vs 2023
Zysk netto (mld PLN)	5,77	6,70	1,36 (Q1)	>6,20	+0,50	+0,93
ROE (%)	22,0%	20,7%	15,7%)	>19%	+1,7 p.p.	–1,3 p.p.
Przychody ubezpieczeniowe (mld PLN)	26,86	30,9	7,8 (Q1)	~36,2	luka: 5,3 mld	+4,04 mld
Combined ratio – non-life (%)	85,3%	86,9%	86,8% (Q1)	<90%	+3,1 p.p.	+1,6 p.p.
Marża oper. ubezpiec. na życie (%)	~24%	~26%	–	>20%	powyżej celu	+2 p.p.
Przychody zdrowia (mld PLN)	~1,35	2,20	0,55 (Q1)	>3,0	luka: 0,8 mld	+0,85 mld
Dywidenda (PLN/akcje)	4,34	4,80	–	4,50	cel przekroczony	+0,46
Aktywa TFI klientów zewn. (mld)	~55	81,9	85,9	>49	cel przekroczony	+26,9 mld
Wskaźnik wypłacalności Sol. II (%)	229%	239%	–	>190%	+49 p.p.	+10 p.p.

(*) Dywidenda rekomendowana za rok 2025, wypłacona w 2026 roku. | Pozycje oznaczone (Q1) to dane kwartalne, nie roczne.

Strategia zakłada wzrost zysku netto w stosunku do okresu przed jej obowiązywaniem, natomiast w tym samym czasie zakłada się spadek wskaźnika ROE. Przychody ubezpieczeniowe w tym okresie rosną, ale jednocześnie następuje znaczący – o 5,5 p.p. – spadek udziału w rynku w sektorze non-life – z 32,3% do 26,8% (stan na koniec trzeciego kwartału 2025 roku). W samej strategii brak jest natomiast określenia udziału w rynku jako wskaźnika docelowego, choć taki KPI znajdował się w strategiach publikowanych przez ubezpieczyciela w przeszłości.

W porównaniu do okresu przed aktualną strategią następuje również pogorszenie rentowności działalności ubezpieczeniowej – świadczy o tym wzrost wskaźnika mieszanego dotyczącego ubezpieczeń non-life oraz spadek marży operacyjnej w ubezpieczeniach na życie. Zakładany spadek współczynnika pokrycia marginesu wypłacalności wynika z wejścia w życie zmian regulacyjnych, które analitycy oceniają jako „kosztujące” PZU nawet ok. 40 p.p.

AKTUALIZACJA Q1 2026:

Zysk netto 1,36 mld PLN (-22,6% r/r).

aROE spada do 15,7% – poniżej celu >19%.

CoR majątkowe rośnie do 86,8% (+4,3 p.p. r/r).

Przychody ubezpieczeniowe wynoszą 7,8 mld PLN (+3,2% r/r) – to rekord kwartalny.

Wyniki pierwszego kwartału 2026 roku potwierdzają tezę o makro jako głównym driverze rekordu 2025 roku. Poprawa aROE w 2025 roku wynikała w dużej mierze ze sprzyjającej sytuacji na rynkach (wzrost indeksów giełdowych, korzystne warunki na obligacjach). Spadek zysku w pierwszym kwartale 2026 może być sygnałem potwierdzającym zależność.



5.2 Kluczowe wyzwania strategiczne

Poniżej wymieniono główne wyzwania dotyczące realizacji strategii i pozycji rynkowej PZU. Z uwagi na zapowiedzi – nie tylko w samej strategii, lecz także na szczeblu politycznym – kluczowe wyzwanie stanowi zmiana struktury konglomeratu polegająca na postawieniu Banku Pekao na pozycji podmiotu dominującego (właścicielskiego) w grupie. Struktura, również z uwagi na zmiany regulacyjne, niesie poważne wyzwania w zakresie wskaźników kapitałowych, implikując m.in. wysokość dywidendy. Największym wyzwaniem jest wolumen przychodów ze zdrowia. Realizacja wysokości przychodów zadecyduje, na ile PZU będzie w stanie stworzyć ekosystem opieki zdrowotnej będący silnikiem wzrostu zapisanym w strategii.

Struktura aktywów bankowych w grupie

PZU jest praktycznie unikalnym przypadkiem w europejskim sektorze ubezpieczeniowym – zakład ubezpieczeń pełni tu funkcję podmiotu dominującego wobec dwóch banków komercyjnych – Banku Pekao i Alior Banku – które

konsoliduje w sprawozdaniu grupowym. Żaden inny ubezpieczyciel notowany na europejskich giełdach nie utrzymuje analogicznej struktury kontroli nad bankami, co sprawia, że zbudowanie wiarygodnego peer setu dla PZU pod kątem regulacyjnym i kapitałowym jest bardzo trudne.

Nakładanie się reżimów Solvency II i CRR/CRD sprawia, że pod względem sprawozdawczym i kapitałowym sytuacja jest złożona – żaden ubezpieczyciel ani konglomerat finansowy z bankiem dominującym nad ubezpieczycielem nie ma do czynienia z taką strukturą. Opisaną strukturę spowoduje dodatkowe (od roku 2027, co wynika ze zmiany regulacji) obciążenie kapitałowe dla PZU. Strategia 2025–2027 zakłada zmianę struktury aktywów bankowych – przeniesienie akcji Alior Banku do Banku Pekao. Ponadto zapowiedziana została zmiana struktury w ramach mechanizmu tzw. Kompromisu Duńskiego i postawienie Banku Pekao jako podmiotu dominującego w konglomeracie.

Sama potencjalna transakcja rodzi wiele pytań – zacząć można od kwestii strategiczno-właścicielskich i kontroli Skarbu Państwa nad grupą w zmienionej strukturze, należy też uwzględnić alokację uwolnionego kapitału na poziomie bankowym, a na końcu – zapytać o przeznaczenie środków na poziomie biznesu ubezpieczeniowo-zdrowotnego PZU. Kontrybucja banków do zysku netto grupy wyniosła w 2025 roku blisko 2,2 mld PLN – ponad 30% łączonego wyniku. Obniżki stop NBP w horyzoncie 2026–2027 będą wywierać presję na marże odsetkowe netto banków i pośrednio na wynik PZU.

RYZYKO:

Status transakcji (Kompromis Duński) pozostaje otwarty – wymaga zgody regulacyjnej i ustawowego umocowania do grudnia 2026 roku.

Brak ustawy = automatyczne wygaśnięcie Term Sheet.

Wskaźnik wypłacalności Solvency II

Wskaźnik wypłacalności Solvency II Grupy PZU na poziomie 237% (koniec 2025 roku, szacunek 239% Q1 2026) wygląda imponująco w ujęciu bezwzględnym i istotnie przekracza europejską średnią (ok. 220%) oraz cel strategiczny (190%). Należy przy tym wskazać, że PZU stosuje konserwatywną formułę standardową do kalkulacji wymogu kapitałowego (SCR).

ERGO Hestia – pierwsza firma ubezpieczeniowa na polskim rynku z pełnym modelem wewnętrznym zatwierdzonym przez KNF (koniec 2021 roku) – pokazała, że przejście z formuły standardowej na model wewnętrzny pozwala precyzyjniej odzwierciedlić rzeczywisty profil ryzyka i zazwyczaj prowadzi do obniżenia SCR (mianownika wskaźnika), a tym samym wzrostu wskaźnika wypłacalności.

PZU prowadzi rozmowy z KNF w sprawie modelu wewnętrznego, jednak zarząd na konferencji wynikowej czwartego kwartału 2025 roku przyznał, że wdrożenie może nastąpić dopiero w 2027 roku, ale wymaga jeszcze potwierdzenia przez regulatora. Kluczowym ryzykiem regulacyjnym jest wejście w życie znowelizowanej dyrektywy Solvency II (Solvency II Review) od stycznia 2027 roku. Analitycy mBanku szacują, że nowe przepisy mogą obniżyć wskaźnik PZU nawet o 40 p.p., co istotnie zawęży bufor komfortu i może ograniczać przestrzeń dywidendową w ostatnim roku obowiązywania strategii. Należy jednak zaznaczyć, że znacząca liczba europejskich ubezpieczycieli celuje w swoim apetycie na ryzyko poziom wskaźnika SCR w granicach 160–180%, czyli PZU nawet przy negatywnym wpływie w wyniku zmian w regulacjach SII pozostawałby powyżej takich poziomów.

Udział w rynku ubezpieczeń majątkowych (non-life)

Udział Grupy PZU w rynku ubezpieczeń majątkowych (non-life) obniżył się z ok. 32,3% w 2023 roku do ok. 26,8% na koniec trzeciego kwartału 2025 roku – to spadek rzędu 5,5 p.p. w ciągu niecałych dwóch lat. Szczególnie symptomatyczna jest utrata pozycji lidera w OC komunikacyjnym – w tym segmencie Warta wyprzedziła PZU.

Zarząd PZU wcześniej już komunikował założenie obrony wskaźnika CoR kosztem wolumenu – zamiast walczyć ceną w segmencie OC, celując w poprawę marży technicznej. Żaden ze wskaźników strategicznych PZU 2025–2027 nie obejmuje wprost udziału w rynku non-life, co oznacza, że spółka może realizować wszystkie cele finansowe – zysk, aROE, CoR – i jednocześnie systematycznie tracić pozycję konkurencyjną, bez formalnego sygnału alarmowego w systemie raportowania strategicznego. Z perspektywy długookresowej utrata skali rynkowej ma konsekwencje wykraczające poza bieżącą składkę. Mniejszy portfel oznacza mniejszą bazę danych do taryfikacji ryzyka, słabszą pozycję negocjacyjną wobec reasekuratorów, wyższe koszty stałe per polisa oraz zawężające się możliwości cross-sellu. To kumulujący się efekt, który może być niewidoczny w P&L nawet przez kilka kwartałów, ale potencjalnie trwały.

DANE Q1 2026:

CoR wzrósł do 86,8% (+4,3 p.p. r/r) – to kolejny okres pogorszenia względem punktu wyjścia 85,3% z 2023 roku. Pytanie, czy odbudowa udziału w OC po tak głębokiej utracie pozycji jest wciąż możliwa w horyzoncie strategii.

Przychody filaru zdrowia

W filarze zdrowia pozostaje luka wykonawcza względem celów strategicznych. Przychody w 2025 roku wyniosły blisko 2,2 mld PLN, gdy cel na koniec 2027 roku zakłada poziom powyżej 3 mld PLN – różnica 0,8 mld PLN miałyby zostać nadrobiona w ciągu dwóch lat. Wymaga to utrzymania wzrostu na poziomie ponad 16% rocznie, podczas gdy organiczna dynamika w 2025 roku wyniosła 14,4%. Dane za pierwszy kwartał 2026 (0,55 mld PLN) implikują roczne tempo ok. 2,3–2,4 mld PLN przy obecnej dynamice – wciąż poniżej celu.

Fundamentalnym pytaniem jest, czy cel powyżej 3 mld PLN jest osiągalny bez dużej akwizycji. PZU dokapitalizował PZU Zdrowie kwotą 380 mln PLN w październiku 2025 roku z przeznaczeniem na rozwój sieci i przejęcia. Jest to kwota zdecydowanie niewystarczająca do przejęcia podmiotu, który samodzielnie wniósłby 500–800 mln PLN rocznych przychodów – a taka skala byłaby konieczna, aby skok do celu okazał się możliwy. Realizacja celu wymaga albo istotnie wyższych nakładów akwizycyjnych, albo – przy braku nakładów – akceptacji tego, że cel nie zostanie zrealizowany.

Polska ochrona zdrowia jest rynkiem o wysokiej wartości strategicznej w perspektywie średnio- i długoterminowej, jednocześnie jest to rynek trudny operacyjnie. Finansowanie publiczne (NFZ) generuje niskie marże, a sektor prywatny cechuje intensywna konkurencja cenowa – od sieci Medcover i LUX MED po szpitale wielospecjalistyczne rozwijające własne pakiety komercyjne. PZU Zdrowie działa w modelu pionowo zintegrowanym, łącząc ubezpieczenia zdrowotne z własną siecią placówek, co daje lepszą kontrolę marży, ale wymaga bardzo dużych nakładów inwestycyjnych na infrastrukturę.

Wyzwaniem operacyjnym pozostaje integracja ścieżki pacjenta z ekosystemem cyfrowym mojePZU – udział wizyt umawianych przez platformę wzrósł do 46,6% w grudniu 2025 roku, co jest znaczącym osiągnięciem. Strategicznie segment zdrowia jest dla PZU szansą na zbudowanie trwałej przewagi konkurencyjnej niedostępnej dla czystych ubezpieczycieli – połączenie danych ubezpieczeniowych, opieki medycznej i bankowości tworzy unikalny profil

klienta. Realizacja tej szansy wymaga jednak konsekwentnych i znaczących inwestycji w okresie wykraczającym poza strategię.

5.3 Pierwszy kwartał 2026 roku, akwizycja MetLife Ukraina

Transakcja zagraniczna PZU

W maju 2026 roku PZU zawarł warunkową umowę nabycia 100% akcji MetLife Ukraina – lidera ukraińskiego rynku ubezpieczeń na życie z udziałem rynkowym sięgającym ok. 49–50% i bazą blisko 900 tys. aktywnych klientów.

Podmiot	MetLife Ukraina – lider rynku ubezpieczeń na życie w Ukrainie
Udział w rynku (life)	~49–50%
Baza klientów	~900 tys. aktywnych klientów
Przychody 2025	38 mln EUR (+7% r/r)
Zysk netto 2025	21 mln EUR, rentowność ~20%
Aktywa / kapitał wł.	249 mln EUR / 99 mln EUR
Struktura transakcji	100% akcji, umowa warunkowa, zgody regulacyjne w Ukrainie
Zabezpieczenie ryzyka	Ubezpieczenie KUKE (Grupa PFR) przed ryzykiem wojennym/ politycznym
Finalizacja	Zakładana do końca 2026 roku
Wartość transakcji	Nieujawniona; szacunki rynkowe: powyżej 100 mln USD

Transakcja jest interesująca z trzech powodów analitycznych. Po pierwsze, MetLife Ukraina to spółka rentowna (ROE ok. 20%) i generująca gotówkę, a nie aktywa wymagające restrukturyzacji. Po drugie, ryzyko geopolityczne zostało częściowo zabezpieczone instrumentem KUKE (Grupa PFR), co świadczy o dojrzałym podejściu do zarządzania ryzykiem wojennym. Po trzecie, transakcja może być sygnałem, że PZU traktuje poważnie ambicje wzrostu regionalnego i nie będzie bierne na tle aktywności takich graczy jak Vienna Insurance Group czy Uniqa w regionie CEE.

Dotychczas PZU było obecne w Ukrainie głównie w segmencie non-life (majątkowym i komunikacyjnym) – rynek ubezpieczeń na życie pozostawał peryferyjny w strukturze grupy. Przejęcie MetLife Ukraina oznacza skokowe wejście do segmentu life z pozycji niekwestionowanego lidera, a nie budowanie udziału od zera.

RYZYKO

Finalizacja zależy od zgód regulacyjnych w Ukrainie i zakładana jest do końca 2026 roku. Wartość transakcji pozostaje nieujawniona (szacunki: >100 mln USD). Niepewność, w tym makro na Ukrainie pozostaje kluczowym czynnikiem ryzyka mimo zabezpieczenia KUKE.

Analiza wyników FY 2025. Strategia 2025–2035

Autorzy: zespół ekspertów fundacji

Kluczowe wyzwania transformacji energetycznej

PGE Polska Grupa Energetyczna jest największą grupą energetyczną w Polsce pod względem zainstalowanej mocy wytwórczej i przychodów ze sprzedaży. Spółka jest notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, a Skarb Państwa pozostaje jej dominującym akcjonariuszem, posiadając 60,86% udziału w kapitale zakładowym i ogólnej liczbie głosów, a łącznie z TF Silesia – 61,70%.

W czerwcu 2025 roku PGE ogłosiła nową strategię grupy do 2035 roku. Jej kluczowym celem jest transformacja z największego producenta energii z węgla brunatnego w Polsce w lidera polskiej transformacji energetycznej. Poniższa analiza obejmuje wyniki finansowe i operacyjne za rok 2025 (pierwszy rok obowiązywania strategii) oraz ocenę kluczowych wyzwań strategicznych. Dominująca pozycja Skarbu Państwa ma jednak istotne konsekwencje, które rzutują na ocenę spółki i które niniejsza analiza traktuje jako punkt wyjścia.

Po pierwsze, znacząca część wyniku grupy nie powstaje w warunkach konkurencji rynkowej, lecz w segmentach regulowanych (dystrybucja, ciepłownictwo), w których poziom zysku jest pochodną decyzji administracyjnych regulatora i państwa, a nie efektywności zarządu. Po drugie, kluczowe decyzje strategiczne – od harmonogramu odejścia od węgla, przez aukcje offshore, po finansowanie z KPO – są w praktyce współkształtowane przez właściciela publicznego i politykę energetyczną państwa. Dlatego wyniki PGE należy czytać nie tylko przez pryzmat dokonań menedżerskich, lecz także jako rezultat rozstrzygnięć regulacyjnych, których koszt ponoszą ostatecznie odbiorcy energii.

Strategia PGE do 2035 roku zakłada inwestycje o łącznej wartości ponad 235 mld PLN, z czego strategicznym celem jest skierowanie 150 mld PLN z tej kwoty do polskich firm (*local content*). Kluczowe filary to: budowa morskich farm wiatrowych (Baltica 2 oraz kolejnych projektów offshore), rozbudowa gazowych źródeł wytwórczych jako stabilizatora systemu energetycznego w okresie transformacji, masowe inwestycje dystrybucyjne oraz magazynowanie energii. Należy jednak uczynić zastrzeżenie, że trwałość tej strategii jest dziś pytaniem otwartym. Strategia została przyjęta w czerwcu 2025 roku przez ówczesny zarząd (prezesem był Dariusz Marzec), który został odwołany już w grudniu 2025 roku – zaledwie pół roku po jej ogłoszeniu. Nowy prezes Dariusz Lubera (od 15 stycznia 2026 roku) podważył część założeń i zapowiedział aktualizację strategii w trzecim kwartale 2026 roku, kwestionując m.in. aktualność programu gazowego. Oznacza to, że większość liczb przytaczanych poniżej jako „cele strategiczne” może ulec rewizji.

6.1 Kluczowe wskaźniki finansowo-operacyjne (KPI)

Wyniki za 2025 rok (rok rozpoczęcia realizacji nowej strategii) należy interpretować z uwzględnieniem wyjątkowego charakteru odpisów aktualizacyjnych dotyczących aktywów węglowych, które nie odzwierciedlają bieżącej kondycji operacyjnej grupy. Ocena wyzwań strategicznych obejmuje horyzont do 2035 roku.

Tabela 12. Kluczowe wskaźniki finansowo-operacyjne (KPI)

Wskaźnik KPI	2023	2025 (FY)	Q1 2026	Cel 2027	2025 vs cel
EBITDA powtarzalna (mld PLN)	11,3	12,9	30	+14% r/r	Rekordowy poziom; silna dystrybucja i ciepłownictwo
Skonsolidowany wynik netto (mld PLN)	-2,7*	-3,51	dodatni	pogorszenie	Wynik obciążony niepieniężnymi odpisami węglowymi ~8,65 mld PLN
Nakłady inwestycyjne / CapEx (mld PLN)	10,3	~11,5	235 (do 2030)	+11% r/r	Akceleracja OZE (Baltica 2) i dystrybucji
Eko. zadłużenie netto / EBITDA	1,52×	1,23×	<2,0×	poprawa	Zarządzalne; bezpieczny poziom zadłużenia względem kowenantów bankowych
Moc OZE zainstalowana (GW)	~1,2	~1,5	>9	+25%	Głównie fotowoltaika i farmy lądowe (baza 2024: ~1,2 GW)
Produkcja z węgla brunatnego (TWh)	30,8	28,5	wygaszanie	-8% r/r	Systemowe zmniejszanie udziału węgla
Produkcja z gazu (TWh)	6,2	9,2	wzrost	+49% r/r	Gryfino Dolna Odra: pierwszy pełny rok pracy
EBITDA dystrybucja (mld PLN)	4,6	5,3	wzrost	+17% r/r	Wyższy WACC i rosnąca WRA; stabilny filar
Wartość rynkowa spółki	-31%	+42%	-		Silna reakcja rynku na strategię i wyniki

Źródło: Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGE za 2025 rok, Sprawozdanie Zarządu 2025, Investor Release / materiały wynikowe za 2025 rok oraz komunikaty PGE dotyczące wyników za 2025 rok.

* Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej (mld PLN).

EBITDA powtarzalna GK PGE osiągnęła w 2025 roku rekordowy poziom 12,9 mld PLN – wzrosła o 14% rok do roku. Wynik ten jest kluczowy dla oceny operacyjnej kondycji grupy, ponieważ skonsolidowany wynik netto (-3,4 mld PLN; -3,5 mld PLN przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej) jest silnie zaburzony przez niepieniężne odpisy aktualizacyjne wartości aktywów segmentu energetyki węglowej na kwotę 8,65 mld PLN, odzwierciedlające przyspieszenie planowanego odejścia od węgla.

Rekordowy charakter tego wyniku wymaga jednak istotnego zastrzeżenia. Dwa segmenty regulowane – dystrybucja (EBITDA 5,3 mld PLN) i ciepłownictwo (2,33 mld PLN) – wygenerowały łącznie ok. 7,6 mld PLN, czyli niemal 60% całej EBITDA powtarzalnej grupy. W tych obszarach PGE działa jako monopolista (dystrybucja) lub podmiot o dominującej lub monopolistycznej pozycji lokalnej (ciepłownictwo), a poziom zysku nie jest efektem rynkowej rywalizacji, lecz parametrów ustalanych administracyjnie przez regulatora (głównie WACC). Innymi słowy: kręgosłup „rekordu” tworzy nie przewaga konkurencyjna spółki – jest on efektem podjętych przez państwo decyzji, których ciężar finansowy ponoszą odbiorcy w rachunkach za energię i ciepło.

Silny wzrost kursu akcji spółki w 2025 roku odzwierciedla optymizm rynku co do kierunku transformacji, lecz należy go interpretować ostrożnie: jest on w dużej mierze pochodną oczekiwań wobec regulowanych, gwarantowanych strumieni przychodu (taryfa dystrybucyjna, kontrakty różnicowe offshore, rynek mocy), a nie udowodnionej zdolności do generowania wartości w warunkach konkurencji. Premia ta jest zatem wrażliwa na zmiany regulacji oraz ryzyko niedotrzymania harmonogramów inwestycyjnych.

6.2 Zyski z działalności regulowanej a polityka państwa

Tabela 13. Wyniki segmentowe 2025 – EBITDA powtarzalna

Segment	EBITDA 2024 (mln PLN)	EBITDA 2025 (mln PLN)	Zmiana r/r	Komentarz
Dystrybucja energii elektrycznej	4 530	5 314	+17%	Filar stabilności; wyższy WACC i WRA
Ciepłownictwo	1 483	2 331	+57%	Nowa EC Czechnica; wyższe wolumeny i ceny
Energetyka kolejowa	1 112	1 297	+17%	Wyższe ceny i wolumeny usług dystrybucji
Obrót	1 393	1 330	-5%	Rezerwy na umowy rodzące obciążenia
Energetyka odnawialna (OZE)	1 344	1 688	+26%	Fotowoltaika, przychody rynku mocy
Energetyka gazowa	146	470	+222%	Gryfino Dolna Odra: pierwszy pełny rok pracy
Energetyka węglowa	1 222	357	-71%	Niższe wolumeny i marże; rezerwy na umowy
ŁĄCZNIE (EBITDA powtarzalna wg raportu PGE; obejmuje również pozostałe/korekty)	11 343	12 892	+14%	Rekordowy wynik operacyjny grupy

Źródło: Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGE za 2025 rok, Sprawozdanie Zarządu 2025, Investor Release / materiały wynikowe za 2025 rok oraz komunikaty PGE dotyczące wyników za 2025 rok. * Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej (mld PLN).

Komentarz krytyczny:

Struktura wyniku 2025 obnaża fundamentalną słabość narracji o „rekordowej” kondycji operacyjnej PGE. Dwa najmocniejsze segmenty – dystrybucja (+17% r/r) i ciepłownictwo (+57% r/r) – to działalność regulowana, w której spółka korzysta z pozycji monopolu naturalnego. Ich wynik nie jest miernikiem sprawności zarządu, lecz bezpośrednią pochodną decyzji państwa: ustalonego przez regulatora wskaźnika zwrotu (WACC), tempa wzrostu wartości regulacyjnej aktywów (WRA) oraz zatwierdzanych taryf. Wzrost EBITDA dystrybucji o 17% wynika wprost z podniesionego WACC i rosnącej bazy aktywów – a więc z parametrów administracyjnych, a nie z przewagi konkurencyjnej. Co istotne, polski regulowany zwrot z kapitału należy do najwyższych w Europie. W roku 2025 efektywny zwrot z wartości regulacyjnej aktywów (WRA) sięgał w grupie PGE blisko 13% (a w całym sektorze realnie ok. 11–13%, przy gwarantowanym minimum 8,5%), podczas gdy w większości zachodnioeuropejskich systemów regulacyjnych dla operatorów dystrybucyjnych mieści się on w przedziale ok. 5–6% (por. CEER, *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2025*, styczeń 2026). Tak wysoki poziom wynagrodzenia kapitału monopolu naturalnego stał się przedmiotem publicznej krytyki oraz prac legislacyjnych zmierzających do ograniczenia WACC (m.in. propozycja prezydenta, który rozważa powiązanie WACC ze stopą referencyjną NBP powiększoną o 3 p.p.) – co potwierdza, że źródłem „rekordu” dystrybucji jest hojność modelu regulacyjnego ustalanego przez państwo, a nie efektywność spółki.

Z perspektywy odbiorcy jest to model głęboko problematyczny. Państwo, będąc jednocześnie właścicielem większościowym (60,86% akcji) i regulatorem rynku, znajduje się w trwałym konflikcie interesów: jako akcjonariusz jest zainteresowane jak najwyższym zwrotem z aktywów regulowanych, a jako regulator powinno chronić odbiorców przed nadmiernymi opłatami. W praktyce model regulacyjny pozwala państwowemu monopolistcie realizować rosnące zyski, których źródłem są opłaty dystrybucyjne wkalkulowane w rachunki gospodarstw domowych i przedsiębiorstw. Rekordowy wynik dystrybucji należy więc czytać nie jako sukces rynkowy, lecz jako usankcjonowany decyzją administracyjną transfer od odbiorców do spółki Skarbu Państwa. Brakuje przy

tym mechanizmu, który wymuszałby przeniesienie korzyści z taniego, publicznego finansowania (m.in. pożyczek z KPO) na obniżkę opłat – do czego wracamy w części poświęconej dystrybucji.

Ład korporacyjny: brak ciągłości zarządzania i wpływy polityczne

Osobnym, poważnym ryzykiem jest brak ciągłości zarządzania. Strategia do 2035 roku została przyjęta w czerwcu 2025 roku, a już 8 grudnia 2025 roku odwołano prezesa Dariusza Marca, który ją firmował. Jego następca, Dariusz Lubera (od 15 stycznia 2026 roku), publicznie zakwestionował część założeń i zapowiedział aktualizację strategii w trzecim kwartale 2026 roku, sygnalizując m.in. weryfikację programu gazowego. Sytuacja, w której fundamentalny dokument strategiczny jest podważany pół roku po przyjęciu – przez nowego prezesa powołanego po odwołaniu poprzednika – świadczy o niskiej trwałości kierunku i o silnym uzależnieniu obsady zarządu od cyklu politycznego właściciela. Dla spółki realizującej inwestycje o horyzoncie 10–25 lat (offshore, gaz, sieć) taka zmienność podnosi koszt kapitału, utrudnia długoterminowe kontraktowanie i osłabia wiarygodność zobowiązań wobec rynku oraz partnerów. Podporządkowanie decyzji personalnych i strategicznych logice politycznej, a nie właścicielskiej, jest jedną z głównych słabości tej inwestycji z punktu widzenia akcjonariusza mniejszościowego.

6.3 Kluczowe wyzwania realizacji strategii i pozycji rynkowej

Poniżej przedstawiono kluczowe wyzwania, przed którymi stoi Grupa PGE w horyzoncie realizacji strategii do 2035 roku. Wynikają one zarówno z wewnętrznej sytuacji operacyjnej, jak i z dynamicznie zmieniającego się otoczenia regulacyjnego i rynkowego polskiego sektora energetycznego.

Transformacja segmentu węglowego – skala i harmonogram

Energetyka węglowa pozostaje jednym z najpoważniejszych wyzwań strukturalnych PGE. W roku 2025 spółka dokonała odpisów aktualizacyjnych wartości aktywów tego segmentu na kwotę 8,65 mld PLN – jest to *de facto* formalne uznanie przez zarząd, że aktywa węglowe nie będą generować oczekiwanych przepływów pieniężnych w całym cyklu życia. Odpis ten, choć niepieniężny i nieodzwierciedlający bieżącej kondycji operacyjnej grupy, istotnie obciążył raportowany wynik netto za 2025 rok.

Kluczowe pytanie strategiczne dotyczy tempa i mechanizmu wygaszania aktywów węglowych. PGE jako większościowy udziałowiec PGE GiEK stoi przed klasycznym dylematem: zbyt szybkie wycofanie aktywów węglowych zagraża bezpieczeństwu dostaw energii w Polsce, zbyt wolne zaś generuje narastające koszty regulacyjne (EU ETS, mechanizmy wsparcia), wizerunkowe i finansowe (dalsze odpisy, koszty finansowania).

- Udział węgla brunatnego w produkcji PGE spadł z 30,8 TWh (2024) do 28,5 TWh (2025), tj. o 8% r/r – to kierunek spójny z ograniczaniem ekspozycji na aktywa węglowe.
- EBITDA powtarzalna segmentu energetyki węglowej wyniosła jedynie 357 mln PLN wobec 1 222 mln PLN rok wcześniej (–71% r/r), co odzwierciedla presję rynkową na rentowność produkcji węglowej w warunkach rosnącej podaży OZE i importu energii.
- Rezerwy na umowy rodzące obciążenia w segmencie węglowym wywierają istotny wpływ na wyniki, co sygnalizuje presję na rentowność części działalności węglowej.
- Jednocześnie porozumienia społeczne z pracownikami kopalń i elektrowni węglowych generują długoterminowe zobowiązania finansowe i ograniczają elastyczność decyzji operacyjnych.

Nowa strategia PGE do 2035 roku zakłada konsekwentne ograniczanie nakładów inwestycyjnych w segmencie węglowym – w 2025 roku nakłady inwestycyjne w segmencie energetyki węglowej istotnie spadły rok do roku.

Perspektywa 2026 roku zakłada dalsze cięcia. Kierunek ten jest spójny z długoterminową transformacją miksu energetycznego, jednak wymaga jednocześnie bardzo szybkiej budowy alternatywnych mocy wytwórczych, co jest głównym wyzwaniem technicznym i finansowym całej strategii.

W tym miejscu ujawnia się najpoważniejsza luka strategii z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa: brak zsynchronizowanej zastępowalności mocy węglowych źródłami dyspozycyjnymi. Wygaszanie bloków węglowych postępuje, lecz jedyny duży nowy blok sterowalny – gazowo-parowy blok CCGT w Rybniku o mocy ok. 883 MW – jest w budowie i już zaliczył poślizg. Termin oddania go przesunięto z końca 2026 roku na przełom pierwszego i drugiego kwartału 2027 roku. Kolejne szczytowe jednostki gazowe (OCGT w Rybniku i Gryfinie, po ok. 588 MW) uzyskały natomiast podstawę finansowania: w aukcji głównej rynku mocy z 11 grudnia 2025 roku zostały zakontraktowane na 15-letnie umowy mocowe z dostawą od 2030 roku (cena zamknięcia aukcji od ok. 465 PLN/kW/rok). Problemem nie jest zatem brak wsparcia, lecz ryzyko dotyczące terminowej realizacji budowy – do czego zaraz wrócimy.

Powstaje zatem realne ryzyko luki mocy dyspozycyjnej, którego źródłem nie jest brak kontraktów mocowych, lecz opóźnienia w budowie nowych źródeł sterowalnych. Sztandarowym przykładem jest sam blok CCGT Rybnik, którego termin oddania przesunięto z końca 2026 roku na przełom pierwszego i drugiego kwartału 2027 roku. Nie jest to przypadek odosobniony – budowa bloków gazowych systematycznie przesuwa się w czasie: blok CCGT Ostrołęka (Grupa Energa) nie osiągnął w terminie operacyjnego kamienia milowego i nie rozpoczął świadczenia obowiązku mocowego od 1 stycznia 2026 (każdy miesiąc opóźnienia to ok. 23 mln PLN utraconych przychodów z rynku mocy oraz kary umowne); analogiczne opóźnienie dotknęło blok CCGT Grudziądz, blok CCGT Turek należący do PAK CCGT nie rozpoczął obowiązku mocowego od stycznia 2026 roku, a termin oddania został przesunięty na 2027 rok. Pokazuje to, że deklarowane terminy oddawania jednostek gazowych w Polsce regularnie nie są dotrzymywane.

Wniosek dla bezpieczeństwa energetycznego jest jednoznaczny:

harmonogram odstawiania bloków węglowych – wraz z planem remontów, harmonogramem serwisowym i zarządzaniem cyklem życia tych jednostek – musi być dostosowany do realnych, a nie deklarowanych terminów oddawania nowych źródeł dyspozycyjnych. W przeciwnym razie węgiel zostanie wyłączony, zanim moce zastępcze faktycznie wejdą do eksploatacji, co – przy niesterowalności onshore, offshore i fotowoltaiki – grozi luką mocy w szczycie zapotrzebowania. Dla spółki kontrolowanej przez Skarb Państwa bezpieczeństwo dostaw powinno być nadrzędnym priorytetem, a brak twardego powiązania tempa wygaszania węgla z faktycznym postępem inwestycji gazowych świadczy o braku spójnej strategii właścicielskiej państwa.

Morskie farmy wiatrowe – flagowy projekt Baltica 2 i ryzyko wykonawcze

Projekt Baltica 2 (ok. 1,5 GW mocy zainstalowanej) jest kluczowym projektem całej strategii transformacyjnej PGE i jednocześnie przedsięwzięciem o skali, jakiej polska energetyka jeszcze nie realizowała. W roku 2025 podjęto ostateczną decyzję inwestycyjną (FID) – przejście z fazy planowania do fazy konstrukcyjnej – i PGE pozyskała finansowanie swojej części projektu Baltica 2 o wartości ok. 15 mld PLN, obejmujące środki publiczne oraz finansowanie od instytucji finansowych.

Stanowi to istotny postęp w realizacji projektu. Jednocześnie projekt wchodzi teraz w najtrudniejszy etap: fazę budowy offshore, która jest technicznie i logistycznie jedną z najbardziej złożonych inwestycji w branży. Towarzyszy temu kilka głównych ryzyk:

- **Ryzyko harmonogramowe:** pierwsza energia z projektu Baltica 2 planowana jest na pierwsze półrocze 2027 roku, a oddanie do użytkowania całego projektu na drugie półrocze 2027 roku. Każde opóźnienie bezpośrednio przekłada się na brak przychodów z kontraktu różnicowego (CfD) i późniejsze zwroty z zainwestowanego kapitału (ok. 15 mld PLN).
- **Ryzyko kosztowe:** globalna presja kosztowa w obszarze instalacji morskich (statki instalacyjne, fundamenty, kable podmorskie) pozostaje istotna. Łańcuch dostaw dla offshore wind jest silnie skoncentrowany i narażony na opóźnienia po stronie dostawców.
- **Ryzyko regulacyjne i sieciowe:** integracja ok. 1,5 GW nowej mocy offshore wymaga gotowości sieci przesyłowej i lądowej infrastruktury przyłączeniowej. Lądowa stacja transformatorowa w Osiekach Lęborskich jest budowana równolegle – jakkolwiek desynchronizacja terminów stwarza ryzyko gotowej farmy bez możliwości wyprowadzenia mocy.

Należy też uwzględnić jedno zdarzenie po dacie bilansowej – dodatkowym wzmocnieniem portfela offshore jest sfinalizowane 10 marca 2026 roku przejęcie przez PGE 100% udziałów w spółce rozwijającej projekt FEW Bałtyk II o mocy ok. 350 MW. Projekt ten, wraz z Baltica 9, ma być rozwijany jako Baltica 9+ o łącznej mocy ok. 1,325 GW. Transakcja wzmacnia pozycję PGE w polskim offshore, natomiast kluczowe dla oceny wartości dla akcjonariuszy pozostają koszt akwizycji, struktura finansowania oraz ryzyka wykonawcze projektu.

Druga faza offshore i aukcja z grudnia 2025 – perspektywa odbiorcy i systemu

17 grudnia 2025 roku odbyła się pierwsza aukcja w ramach drugiej fazy wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej. PGE zakontraktowała 25-letni kontrakt różnicowy (CfD) dla projektu Baltica 9 o mocy 975 MW, z ceną gwarantowaną bliską górnej granicy przedziału ofert (ok. 492 PLN/MWh; zwycięskie oferty mieściły się w przedziale 476,88–492,32 PLN/MWh). Drugi projekt PGE – Baltica 1 (896 MW) – wsparcia nie uzyskał. Dla porównania, projekty z pierwszej, nieaukcyjnej fazy otrzymały ceny rzędu ok. 320 PLN/MWh (np. nabywany od RWE projekt FEW Bałtyk II – niecałe 320 PLN/MWh). Skok ceny gwarantowanej o ok. 170–180 PLN/MWh między fazą pierwszą a drugą jest uderzający nawet po uwzględnieniu waloryzacji o inflację.

Kluczowy jest jednak punkt widzenia odbiorcy i systemu, a nie tylko bilansu spółki. Cena gwarantowana Baltica 9 (ok. 492 PLN/MWh) jest wyraźnie wyższa niż średnia rynkowa cena energii, która w 2025 roku wyniosła ok. 458 PLN/MWh według URE, a na rynku spot oscylowała wokół 440 PLN/MWh. Kontrakt różnicowy oznacza, że gdy cena rynkowa jest niższa od gwarantowanej, różnicę (ujemne saldo) pokrywają odbiorcy poprzez opłatę doliczaną do rachunków. Przy obecnych cenach rynkowych energia z drugiej fazy offshore będzie więc przez 25 lat dofinansowywana z kieszeni odbiorców – szacunki branżowe wskazują na koszt rzędu nawet kilku miliardów złotych rocznie dla całej drugiej fazy. Polskie ceny CfD (ok. 113–117 EUR/MWh) były przy tym najwyższe w regionie – dla porównania aukcje w Irlandii dały ok. 99 EUR/MWh, a we Francji ok. 66 EUR/MWh, przy 25-letnim okresie wsparcia w Polsce wobec 20 lat w tamtych krajach.

Rodzi to poważne zastrzeżenie wobec polityki państwa. Kontrakty drugiej fazy przyznano w praktyce spółkom Skarbu Państwa (PGE, Orlen) oraz konsorcjum Polenergii i Equinora, gwarantując im ceny powyżej bieżącego poziomu rynkowego – a więc zapewniając rentowność kosztem odbiorców, a nie w drodze realnej presji konkurencyjnej ukierunkowanej na obniżenie kosztów. Państwo występuje tu w podwójnej roli: jako organizator i regulator aukcji oraz jako właściciel beneficjentów, co osłabia bodziec do maksymalnej ochrony interesu odbiorcy. Należy też podkreślić, że energia z offshore nie jest dostępna na żądanie – jej produkcja zależy od warunków

wietrznych. System musi zatem utrzymywać równoległe moce rezerwowe i bilansujące (gaz, magazyny, import), których koszt – ponoszony ponownie przez odbiorców – nie jest uwzględniony w samej cenie kontraktu CfD. Pełny koszt systemowy tej energii jest więc wyższy, niż wynikałoby z ceny gwarantowanej.

Cykl inwestycyjny i zdolność bilansowania CapEx z generowaną gotówką

Całkowite nakłady inwestycyjne PGE wyniosły 11,5 mld PLN w 2025 roku (+11% r/r), zaś strategia zakłada ich dalszą istotną akcelerację w 2026 roku – szczególnie w obszarze OZE (Baltica 2, magazyny energii) i dystrybucji (modernizacja sieci, program kablowania). Strategia do 2035 roku zakłada łącznie ponad 235 mld PLN inwestycji w całym horyzoncie.

Przy rekordowej EBITDA powtarzalnej 12,9 mld PLN i CapEx 11,5 mld PLN swobodny przepływ pieniężny przed podatkami i obsługą długu jest strukturalnie niewielki. Ekonomiczne zadłużenie netto grupy, uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂, wyniosło ok. 15,8 mld PLN (1,23× EBITDA powtarzalna) – to poziom zarządalny, ale pozostawiający ograniczoną przestrzeń na dalszy wzrost zadłużenia przy planowanej skali CapEx. Dodatkowe ryzyka dla salda płynności to:

- **Pożyczka z KPO** (PGE pozostaje jednym z największych beneficjentów finansowania KPO w polskim sektorze energetycznym) jest wyceniana według zamortyzowanego kosztu, co generuje niepieniężny efekt księgowy. Harmonogram spłat w długim terminie jest jednak pewnym zobowiązaniem. Istotniejszy niż sam efekt księgowy jest jednak fakt, że tania, publiczna pożyczka z KPO to kolejny przykład korzyści płynącej z działania państwa, a nie z efektywności zarządu. KPO zapewnia PGE finansowanie znacznie tańsze od rynkowego, m.in. dla inwestycji dystrybucyjnych. Problem w tym, że ten preferencyjny koszt kapitału nie jest odzwierciedlony w regulowanym zwrocie z dystrybucji: regulator ustala WACC i zwrot z WRA tak, jakby spółka finansowała się na warunkach rynkowych, podczas gdy realnie korzysta z tańszego pieniądza publicznego. W efekcie powstaje renta regulacyjna – różnica między rynkowym zwrotem w kalkulowanym w taryfę a faktycznym, niższym kosztem finansowania – którą przechwytuje spółka Skarbu Państwa, a finansują ją odbiorcy w opłatach dystrybucyjnych. Prowadzi to do nadmiarowych obciążeń odbiorców: płacą za kapitał, który w części został im już udostępniony ze środków publicznych (a więc pośrednio z ich własnych podatków).
- **Płatności za uprawnienia do emisji CO₂** są istotnym elementem zarządzania płynnością grupy. Na koniec 2025 roku raportowane zadłużenie netto pozostawało istotnie niższe od ekonomicznego zadłużenia netto uwzględniającego zobowiązania związane z CO₂, natomiast szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto, uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂, wyniosło 15,8 mld PLN.
- **Segment dystrybucji** (EBITDA 5,3 mld PLN, +17% r/r) oraz ciepłownictwo (EBITDA ok. 2,33 mld PLN, +57% r/r) pozostają fundamentalnym stabilizatorem cashflow grupy – ich regulacyjna widoczność i przewidywalność przychodów (taryfa dystrybucyjna, WACC, WRA) ogranicza ryzyko płynności. Obniżka WACC w 2026 roku jest jednak czynnikiem kompresującym wyniki dystrybucji.

Z perspektywy rynku kapitałowego kluczowe pytanie dotyczy zdolności dywidendowej PGE. Strata netto 2025 roku formalnie ogranicza możliwości wypłaty dywidendy za ten rok. W perspektywie kilku lat, przy zakładanym odejściu od obciążeń węglowych, powrót do zysku netto i polityki dywidendowej jest scenariuszem bazowym – ale harmonogram takiego powrotu pozostaje niejednoznaczny.

Otoczenie regulacyjne i ceny energii – presja na marże wytwórcze

Rok 2025 był okresem normalizacji cen energii elektrycznej na rynku hurtowym względem szczytu kryzysu energetycznego z lat 2022–2023. Niższe ceny hurtowe wpływały na rentowność wytwarzania, szczególnie w segmentach nieobjętych stabilnymi mechanizmami wsparcia, takimi jak kontrakty różnicowe (CfD) czy rynek mocy.

- **Segment Energetyki Gazowej:** EBITDA powtarzalna wyniosła 470 mln PLN w 2025 roku (+222% r/r), jednak nowe jednostki będą wchodzić na rynek w otoczeniu niższych cen hurtowych – ich rentowność zależeć będzie w dużej mierze od rynku mocy i usług bilansujących.
- **PGE pozostaje jednocześnie istotnym beneficjentem mechanizmu rynku mocy** (Capacity Market) – projekty OCGT Gryfino oraz budowany blok CCGT Rybnik (ok. 882 MW, zaawansowanie >80%) mają długoterminowe kontrakty mocowe. Należy jednak zaznaczyć, że oddanie bloku CCGT Rybnik zostało opóźnione z końca 2026 roku na przełom pierwszego i drugiego kwartału 2027 roku, natomiast szczytowe bloki OCGT w Rybniku i Gryfinie (po ok. 588 MW) uzyskały 15-letnie kontrakty mocowe z dostawą od 2030 roku w aukcji głównej rynku mocy z grudnia 2025 roku. Ryzykiem nie jest zatem brak wsparcia, lecz dotrzymanie terminów budowy – które w polskich projektach gazowych (Ostrołęka, Grudziądz, Turek) wielokrotnie się wydłużały – co podważa tezę o gazie jako pewnym i terminowym stabilizatorze systemu w okresie wygaszania węgla.
- **Opłaty za CO₂:** Polska energetyka pozostaje objęta systemem EU ETS. Ceny CO₂ w 2025 roku pozostawały niższe rok do roku – to czynnik poprawiający wyniki 2025 roku, lecz długoterminowy trend regulacyjny zakłada wzrost cen uprawnień, co uderzy przede wszystkim w segmenty węglowy i gazowy.
- **Ryzyko utraty wartości aktywów OZE:** test na utratę wartości objął również segment energetyki odnawialnej – jest to jasny sygnał, że presja cenowa na rynku hurtowym wpływa negatywnie na wyceny księgowe nawet aktywów zielonych.

Strategia 2035 – luka ambicji a zdolności wykonawcze

Nowa strategia PGE do 2035 roku stawia ambitne cele: wzrost mocy zainstalowanej OZE do ponad 9 GW w 2035 roku, transformację systemu ciepłowniczego (dekarbonizacja EC Kraków, Gdańsk, Gdynia) oraz masowe inwestycje dystrybucyjne (75 mld PLN do 2035 roku). Strategia jest komunikacyjnie spójna i odpowiada na megatrendy sektora.

Analiza wyzwań wykonawczych wskazuje jednak na kilka potencjalnych luk:

- **Łańcuch dostaw i zasoby kadrowe:** realizacja projektu tej skali wymaga jednoczesnej realizacji dziesiątek dużych projektów inwestycyjnych. Polski rynek wykonawców budowlanych i instalacyjnych dla energetyki jest bliski pełnego obciążenia – co przekłada się na presję kosztową i ryzyka opóźnień.
- **Ryzyko koncentracji finansowania w KPO:** PGE jest istotnym beneficjentem KPO w sektorze energetycznym. Zmiany regulacji unijnych, harmonogramu płatności lub wymagań rozliczeniowych KPO mogą zakłócić planowany harmonogram inwestycyjny.
- **Model wewnętrzny i optymalizacja bilansu:** PGE prowadzi rozmowy z regulatorem w zakresie optymalizacji bilansu i struktury kapitałowej. Efektywność zarządzania portfelem aktywów (dezinwestycje niestrategicznych aktywów, ewentualne akwizycje) będzie kluczowa dla utrzymania zdrowego bilansu przy skali planowanych nakładów.

- **Komunikacja z rynkiem kapitałowym:** Kluczowym testem dla narracji transformacyjnej będą lata 2026–2027, gdy inwestorzy będą oceniać postępy Baltica 2, wyniki nowych jednostek gazowych i wyniki segmentu dystrybucji w nowym otoczeniu WACC. Silny wzrost kursu akcji PGE w 2025 roku wbudował w wycenę istotną premię za optymizm transformacyjny – jej podtrzymanie wymaga konsekwentnego, skutecznego realizowania celów strategicznych.

Jako argument za zdolnością wykonawczą grupy wskazuje się niekiedy skuteczność PGE w pozyskiwaniu finansowania z KPO oraz zaawansowanie projektów gazowych (CCGT Rybnik). Argument ten ma jednak ograniczoną wartość. Po pierwsze, dostęp do taniego finansowania z KPO jest efektem decyzji podejmowanych przez państwo i przyznawanych środków publicznych, a nie przewagi menedżerskiej. Po drugie, sam blok CCGT Rybnik – mimo wysokiego stopnia zaawansowania – zaliczył poślizg harmonogramowy, a opóźnienia dotknęły także inne polskie projekty gazowe, co podważa tezę o terminowej zdolności wykonawczej. Pytanie, czy zdolność do realizacji jest skalowalna na cały portfel strategii do 2035 roku – przy równoczesnej presji łańcucha dostaw i niedoborze wykonawców – pozostaje więc otwarte i stanowi jedno z kluczowych pytań inwestycyjnych dla posiadaczy akcji PGE.

6.4 Podsumowanie – ocena syntetyczna

PGE jest przykładem spółki będącej w toku głębokiej transformacji strukturalnej – od dominującego producenta energii z węgla brunatnego do zdywersyfikowanego gracza w niskoemisyjnej energetyce. Ta transformacja jest nieunikniona i strategicznie właściwa, jednak wiąże się z kilkuletnim oknem podwyższonej niepewności wynikowej, znacznymi nakładami inwestycyjnymi oraz niepieniężnymi obciążeniami bilansowymi związanymi z wycofywaniem aktywów węglowych. Tym, co utrzymuje wyniki grupy, pozostaje segment dystrybucji – stabilny i przewidywalny. Rzetelna ocena PGE wymaga zatem oddzielenia tego, co jest zasługą zarządu, od tego, co jest skutkiem polityki właściciela: rekordowa EBITDA opiera się w znacznej mierze na rencie regulacyjnej, model wsparcia offshore przerzuca koszty na odbiorców na 25 lat, a brak ciągłości zarządzania i niesynchronizowane wygaszanie węgla rodzą realne ryzyko dla bezpieczeństwa energetycznego. Dla akcjonariusza mniejszościowego i dla odbiorcy energii kluczowe pozostaje więc pytanie, czy państwo jako właściciel zdoła pogodzić własny interes fiskalny z ochroną odbiorców i z bezpieczeństwem dostaw – czego dotychczasowa polityka regulacyjna nie gwarantuje.

Tabela 14. Ocena syntetyczna

Wymiar oceny	Ocena	Ocena analityczna
Wyniki operacyjne 2025	POZYTYWNE	Rekordowa EBITDA powtarzalna (+14% r/r), silna dystrybucja i ciepłownictwo. Strata netto była w dużej mierze obciążona niepieniężnymi odpisami aktualizacyjnymi. ZASTRZEŻENIE: ok. 60% EBITDA pochodzi z segmentów regulowanych (dystrybucja, ciepłownictwo), gdzie wynik jest pochodną decyzji regulatora, a nie konkurencyjności spółki. „Rekord” jest zatem w znacznej mierze rentą regulacyjną finansowaną przez odbiorców.
Postęp transformacji OZE	POZYTYWNY	FID Baltica 2, rozwój projektów offshore i osiągnięcie poziomu ~1,5 GW zainstalowanej mocy OZE w portfelu. ZASTRZEŻENIE: koszt dla odbiorcy. Druga faza offshore (Baltica 9, ~492 PLN/MWh) wygrana po cenie powyżej średniej rynkowej (~440–458 PLN/MWh); różnicę przez 25 lat doplacą odbiorcy, a niesterowalność offshore generuje dodatkowe koszty bilansowania.
Segment węglowy	WYZWANIE	Gwałtowny spadek EBITDA węglowej (–71%), odpisy 8,65 mld PLN, rezerwy na umowy. Transformacja nieuchronna, ale kosztowna.
Sytuacja finansowa / bilans	NEUTRALNA	Dług ekonomiczny 1,23× EBITDA jest zarządzalny, ale przestrzeń na dalszy wzrost zadłużenia przy skali CapEx jest ograniczona.
Realizowalność strategii 2035	UMIARKOWANIE POZYTYWNA	Kierunek właściwy, finansowanie Baltica 2 zabezpieczone, KPO wspiera. Ryzyka wykonawcze i cenowe są realne. ZASTRZEŻENIE: sama strategia jest kwestionowana przez nowy zarząd (aktualizacja w 3Q2026) – brak ciągłości zarządzania i wpływy polityczne podnoszą ryzyko. Choć jednostki gazowe na 2030 rok mają zakontraktowane wsparcie z rynku mocy, poślizg bloku CCGT Rybnik i powtarzające się opóźnienia w budowie nowych mocy gazowych tworzą ryzyko luki mocy dyspozycyjnych – zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego, świadczące o braku spójnej strategii właścicielskiej państwa.
Perspektywa dywidendowa	NEGATYWNA KRÓTKOTERMINOWO	Strata netto za 2025 rok istotnie ogranicza prawdopodobieństwo wypłaty dywidendy za ten rok; powrót do regularnej polityki dywidendowej zależy od poprawy wyniku netto, ograniczenia odpisów oraz skali przyszłych nakładów inwestycyjnych.
Wartość transakcji	Nieujawniona	Szacunki rynkowe: powyżej 100 mln USD

Niniejszy raport ma charakter analityczny i informacyjny. Dane finansowe i operacyjne oparto na oficjalnych dokumentach GK PGE: Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok 2025, Investor Release Q4 2025 (15.04.2026) oraz prezentacji zarządu z konferencji wynikowej 16 kwietnia 2026 roku.

Strategia „Alior Bank. Albo Nic.” 2025–2027

Autorzy: zespół analityków fundacji – konsultacja Grzegorz Olszewski

Ocena KPI, trzy filary strategiczne i kluczowe wyzwania – stan na pierwszy kwartał 2026 roku

7.1 Historia, kontekst, trzy filary strategiczne

17 lat budowania banku od zera – wejście na ścieżkę bankowości relacyjnej

Alior Bank powstał w 2008 roku i wszedł na rynek pod hasłem „Wyższa kultura bankowości”. W ciągu 17 lat przeszedł kilka ewolucji strategicznych, z których każda odzwierciedlała inny etap rozwoju banku i implikacji konkurencyjnych. Obecna strategia wprost deklaruje radykalne przejście od modelu transakcyjno-ratalnego ku bankowości relacyjnej, co stanowi konsekwencję osiągnięcia skali i bazy klientów wymaganej do cross-sellu.

Strategia przywołuje pięć obszarów zmieniającego się otoczenia: (1) wyzwania demograficzne i zmieniające się preferencje klientów, (2) oczekiwany spadek stóp procentowych, (3) zmiany regulacyjne (sankcja kredytu darmowego, ESG, CSRD), (4) rewolucje generatywnej AI i cyberbezpieczeństwo, (5) geopolityczne napięcia negatywnie wpływające na stabilność wyników. Każdemu z tych trendów strategia przypisuje odpowiedź.

Strategia Alior Banku jest zorganizowana wokół trzech filarów – wzrostu skali, wysokiej odporności i doskonałości operacyjnej – z wyraźnymi celami ilościowymi na 2027 rok dla każdego obszaru. Alior, w porównaniu do strategii większych banków, stosuje bardziej skondensowany format – poniżej syntetyczne zestawienie.



Tabela 15. Strategia Alior Banku - trzy filary

FILAR	GŁÓWNE DZIAŁANIA	CELE 2027
WZROST SKALI	• #1 Consumer Finance: wejście w nowe branże ratalne, e-commerce • Klienci relacyjni: nowoczesny CRM, cross-sell na ROR i depozyty • Nowa aplikacja mobilna jako centrum relacji z klientem • Klient biznesowy: cyfrowa bankowość mikro- i MSP, integracje ERP/KSEF • Bancassurance: 7× składki niepowiązane z PZU do 2027 vs 2024	• #1 pozycja na rynku kredytów ratalnych (utrzymanie) • 2,1 mln klientów relacyjnych KI (+30%) • 173 tys. klientów relacyjnych KB (+25%) • 60% sprzedaży E2E inicjowanej mobilnie (×2 vs 2024) • +75% użytkowników aplikacji mobilnej
WYSOKA ODPORNOŚĆ	• +15% wzrost przychodów mimo spadku stop procentowych • +38% wynik prowizyjny i opłat (efekt stabilizujący) • +14% przychody segment KI / +21% przychody segment KB • Cyfrowa hipoteka: nowe kompetencje sprzedażowe • Dywersyfikacja: bancassurance, leasing, faktoring	• +15% wzrost łącznie przychodów (2025 baza) do 7,0 mld PLN • +38% wynik prowizyjny (bufor na spadek NIM) • +14% przychody KI / +21% przychody KB • NPL <4,9% (solidna jakość portfela)
DOSKONAŁOŚĆ OPERACYJNA	• Transformacja Cyfrowa 2.0: Data Lakehouse, AI/ML, chmura hybrydowa • 60% automatycznych dyspozycji (samoobsługa) • Agile jako model pracy organizacji • Cyberbezpieczeństwo w DNA banku • ESG: neutralność klimatyczna 2050, luka płacowa <2,5%, 50% kobiet w kierownictwie	• C/I ~35% (utrzymanie pomimo inflacji kosztowej i sk. BFG) • >60% wskaźnik zaangażowania pracowników • 60% automatycznych dyspozycji • 100% realizacji Transformacji Cyfrowej 2.0 • ESG: >10% produktów zrównoważonej transformacji w sprzedaży KB

Kluczowym motywem strategicznym łączącym wszystkie trzy filary jest zwrot od bankowości transakcyjno-ratalnej ku relacyjnej. Strategia Alior Banku jest zbudowana na trafnej obserwacji: bank ma ogromną bazę klientów ratalnych (około kilku milionów aktywnych klientów), którzy są punktem wejścia do relacji – ale dotychczas ta relacja kończyła się na pożyczce. Cel trzykrotnego wzrostu konwersji z klienta ratalnego na relacyjnego jest centralnym mechanizmem całej strategii. Jeśli się powiedzie, Alior zbuduje stały, prowizyjny przychód stanowiący bufor dla spadku NIM. Jeśli nie – wzrasta ryzyko, że zysk będzie malał wraz ze spadkiem wysokości stóp. Za pewną lukę można uznać (przy uwzględnieniu czasu rewolucji technologicznej) brak wśród KPI odniesienia do rozwoju AI i narzędzi powiązanych.

7.2 Analiza KPI: realizacja i ocena

Poniżej zestawienie kluczowych wskaźników w przekrojach: 2022 (baza historyczna), 2024 (punkt startowy strategii), 2025 (ostatni pełny rok) i cele na 2027 rok z dokumentu strategii. Tabela obejmuje zarówno KPI finansowe, jak i wolumenowe oraz relacyjne.

Tabela 16. Kluczowe wskaźniki finansowo-operacyjne (KPI)

Wskaźnik KPI	2023	2025 (FY)	Q1 2026	Cel 2027	2025 vs cel	2025 vs 2022
Zysk netto (mld PLN)	0,48	2,45	2,37	~2,6	91% celu	+1,89 mld
ROE (%)	7,7%	26,3%	19,6%	>18%	Przekroczony	+11,9 p.p.
ROA (%)	0,7%	2,3%	2,43%	>2,0%	Przekroczony #1	+1,73 p.p.
NIM (%)	3,75%	5,98%	5,60%	~4,5%	Powyżej celu	+1,85 p.p.
C/I (%)	43,5%	35,1%	38,2%	~35%	W toku	-5,3 p.p.
CoR (p.b.)	>200 p.b.	~80 p.b.	49 p.b.	<80 p.b.	Cel pobity	Rekord
NPL (%)	11,77%	8,58%	5,64%	<4,9%	W toku	-6,1 p.p.
Aktywa (mld PLN)	83,0	90,1	101,8	>110	W toku ~85%	+18,8 mld
Kredyty brutto (mld PLN)	43,2	54,8	65,5	~80	W toku ~73%	+22,3 mld
TCR (%)	14,2%	17,8%	17,6%	>16%	Przekroczony	+3,4 p.p.
Klienci relacyjni KI (mln)	~1,4	~1,6	~1,7 est.	2,1	W toku ~57%	+0,3 mln
Klienci relacyjni KB (tys.)	~100	~138	~145 est.	173	W toku ~80%	+45 tys.
Wzrost wyniku prowizyjnego	-	baza	+12% est.	+38%	W trakcie	Wzrost
Dywidenda (% zysku netto)	brak	50%	50%	>50%	Cel osiągnięty	Poprawa
Bancassurance: składki niepow. (x)	1×	2×	3×	7×	W toku	Wzrost

est. = estymacja na podstawie danych kwartalnych i trendów; eop = koniec okresu. Klienci relacyjni wg definicji ze słownika strategii: KI = posiada ROR + transakcje lub logowanie.

Wskaźniki rentowności i jakości portfela znajdują się w wysokiej fazie realizacji: ROE 19,6% przekracza cel >18%, CoR 49 p.b. jest daleko poniżej celu <80 p.b., ROA 2,43% jest najwyższe wśród banków o największych aktywach. Wskaźniki wolumenowe i relacyjne oraz C/I – realizacja w toku, poniżej celów na koniec okresu obowiązywania strategii: NPL 5,64% wymaga dalszej redukcji do celu <4,9%, C/I 38,2% jest powyżej celu 35%, a liczba klientów relacyjnych w połowie ścieżki do celów na 2027 rok. Krytycznym sygnałem jest zysk r/r w 2025 roku, co potwierdza tezę o wrażliwości na zmianę wysokości stóp.

7.3 Kluczowe wyzwania strategiczne

Pięć obszarów ryzyka wykonawczego

Wrażliwość NIM – fundamentalne ryzyko modelu

Alior Bank jest zbudowany na modelu consumer finance, który generuje wysoką marżę odsetkową kosztem wyższego ryzyka i wyższej bety na stopy procentowe. NIM 5,60% jest najwyższym wśród TOP8 banków w Polsce, ale jednocześnie najbardziej wrażliwym: elastyczność wynosi ok. 40 p.b. na każde 50 p.b. obniżki stóp NBP – dwukrotnie wyższa niż PKO BP i o 60% wyższa niż Pekao. Przy obniżeniu stóp do poziomu 3,50% (cel strategii Alior Banku na 2027 rok) NIM może spaść do okolicy 4,0–4,2%, co oznacza spadek wyniku odsetkowego o nawet 0,8–1,0 mld PLN rocznie względem 2025 roku.

Strategia uwzględnia to ryzyko w filarze Wysokiej Odporności – cel +38% wyniku prowizyjnego do 2027 roku, który implikowany jest rozwojem segmentu klienta korporacyjnego. Prowizje i opłaty (łącznie z ubezpieczeniami) mają być buforem kompensującym spadek NIM. To jest logicznie spójne z modelem, ale wymaga fundamentalnej zmiany zachowania klientów (konwersja ratalnych na relacyjnych) i intensywnej sprzedaży bancassurance (*7 składki niepowiązanej do 2027 vs 2024 roku). Oba cele są ambitne i obciążone ryzykiem wykonawczym. Warto wskazać, że w 2025 roku, przy wyższych stopach, C/I wzrósł do 38,2%, co pokazuje, że model kosztowy zaczyna być wyzwaniem, zanim obniżki stóp w pełni uruchamiają presję przychodową.

Zwrot relacyjny – kluczowy zakład strategiczny

Centralna założenie stanowi, że Alior Bank może przekształcić miliony klientów ratalnych (transakcyjnych, jednorazowych, o niskiej lojalności) w klientów relacyjnych z pełną obsługą bankową. Cel trzykrotnego wzrostu konwersji z produktu ratalnego na klienta relacyjnego to cel operacyjnie najtrudniejszy w całym dokumencie. Klient ratalny przychodzi po kredyt, nie po pełny serwis bankowy – jego lojalność jest słaba, znajomość marki często ograniczona do punktu sprzedaży.

Strategia wskazuje trzy narzędzia konwersji: nowoczesny CRM z cross-sell pożyczki gotówkowej przez aplikację mobilną, nowa aplikacja mobilna jako centrum relacji, odświeżenie marki budujące relacje. Kryje się tu poważne wyzwanie operacyjne: aplikacja mobilna Alior Banku wymaga całkowitej przebudowy (bank deklaruje, że nowa aplikacja nie będzie wymagać posiadania konta), co jest projektem technologicznym o wysokim ryzyku realizacyjnym. Cel +75% użytkowników aplikacji mobilnej wśród klientów relacyjnych i ratalnych do 2027 roku wymaga ukończenia tej aplikacji, jej adopcji i retencji – co stanowi poważne wyzwanie w dwuletnim horyzoncie. Z drugiej strony koszty akwizycji klienta relacyjnego przez konwersję są wielokrotnie niższe niż akwizycja organiczna. Jeśli CRM zadziała na 20–30% skuteczności, cele klientów relacyjnych są w zasięgu.

Bancassurance *7

Cel siedmiokrotnego wzrostu składki z polis niepowiązanych (ubezpieczenia komunikacyjne, mienie) do 2027 roku vs 2024 jest jednym z najbardziej ambitnych KPI całej strategii. Współpraca z PZU jako dystrybutorem daje dostęp do pełnej oferty ubezpieczeniowej bez konieczności budowania własnych produktów.

Wzrost „*7” wygląda spektakularnie, ale wychodzi z niskiej bazy – ok. ¼ pożyczek gotówkowych Alior jest ubezpieczona w PZU. Nawet przy powodzeniu strategii absolutna wielkość przypisu składki z Alior Banku będzie

wielokrotnie mniejsza niż w PKO BP czy Pekao. Sukcesem będzie, jeśli prowizje ubezpieczeniowe wzrosną z obecnego marginalnego poziomu do ok. 10–15% wyniku prowizyjnego do końca 2027 roku.

Sytuacja właścicielska

Strategia 2025–2027 została opublikowana w marcu 2025 roku – krótko po zawieszeniu LOI z Pekao. Stawia to cały dokument w szczególnym świetle: strategia stanowić ma odpowiedź na pytanie „Co Alior robi jako bank samodzielny?” – i tym samym jest strategią samodzielności, nie transformacji strukturalnej.

Z drugiej strony, pozostaje otwarte pytanie o model działalności – analitycy i rynek postrzegają Alior Bank raczej nie jako kupującego, ale jako potencjalny cel przejęcia lub integracji, przede wszystkim przez Pekao.

NPL i jakość portfela – cel <4,9% wciąż niezrealizowany

NPL na poziomie 5,64% na koniec 2025 roku jest dobrym wynikiem jak na bank z dominującym portfelem consumer finance i historycznym NPL powyżej 10%, wciąż jednak dość odległym od strategicznego celu <4,9%. Redukcja NPL o ponad 6 p.p. w ciągu kilku lat to imponująca transformacja jakości portfela, zrealizowaną głównie przez aktywne sprzedaże portfeli NPL z zyskiem. Mechanizm ten miał podwójny efekt: poprawił wskaźnik NPL i wygenerował jednorazowe przychody.

Ryzyko polega na tym, że dalsze obniżenie NPL do <4,9% może okazać się trudniejsze przy jednoczesnym szybkim wzroście portfela kredytowego i mocno uzależnione od jakości nowo udzielanych kredytów. Strategia zakłada +30% wzrostu wolumenów do 2027 roku – co przy ekspansji do nowych kategorii ratalnych i MŚP naturalnie generuje nowych klientów o wyższym ryzyku. Koszt ryzyka 49 p.b. jest rekordowo niski i częściowo stanowi efekt historycznie dobrego cyklu kredytowego – co przy makro i wzroście bezrobocia (prognoza banku) może się odwrócić. Cel CoR <80 p.b. do 2027 roku jest bezpieczny, ale cel NPL <4,9% wymaga jednoczesnego spełniania trzech warunków: sprzedaży złych portfeli, rygorystycznej selekcji nowych kredytów i koniunktury.



Opracowanie analityczne – nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej w rozumieniu Rozporządzenia MAR.

O AUTORACH



Grzegorz Olszewski

od blisko 18 lat jest związany z rynkiem finansowym. Jest ekspertem w zakresie transformacji strategicznej, bankowości, cyfryzacji oraz zastosowań sztucznej inteligencji w biznesie.

Był prezesem zarządu Alior Banku, a wcześniej wiceprezesem zarządu Banku Pekao oraz menedżerem Grupy PZU. Odpowiadał za realizację złożonych programów transformacyjnych, budowę strategii wzrostu oraz wdrażanie innowacyjnych produktów i usług finansowych, w tym pierwszych w Polsce funduszy pasywnych oraz rozwiązań z obszaru BNPL.

Obecnie doradza organizacjom w zakresie transformacji cyfrowej, wykorzystania AI w procesach biznesowych, automatyzacji oraz pozyskiwania kapitału. Jest wykładowcą Uczelni Łazarskiego i Akademii Leona Koźmińskiego, gdzie prowadzi zajęcia z bankowości, finansów oraz praktycznych zastosowań sztucznej inteligencji. Łączy doświadczenie zarządcze z praktycznym podejściem do wdrażania innowacji i budowania trwałej przewagi konkurencyjnej organizacji.



Maciej Rapkiewicz

to menadżer z ponad 25-letnim stażem (głównie w instytucjach finansowych), specjalizujący się w inwestycjach i zarządzaniu ryzykiem. Członek rady fundacji Centrum Strategii Rozwojowych.

Przez prawie 20 lat był związany z Grupą PZU, gdzie przez ponad 8 lat był członkiem zarządu PZU S.A. i PZU Życie S.A. odpowiedzialnym za zarządzanie ryzykiem. Ponadto był członkiem zarządu TFI PZU S.A., TFI BGK S.A., był prezesem zarządu ŁSSE S.A. oraz sprawował funkcje kierownicze w obszarze finansów.

Ma również bardzo bogate doświadczenie nadzorcze – zasiadał w radach nadzorczych spółek należących do Grupy PZU, m.in. Alior Bank S.A., PTE PZU S.A., spółek ubezpieczeniowych, w tym działających poza granicami Polski. Był również członkiem rad nadzorczych w podmiotach niezwiązanych z PZU, w tym notowanych na GPW.

Odnaczony Srebrnym Krzyżem Zasługi za działalność na rzecz rozwoju polskiego rynku ubezpieczeń.



Błażej Spychalski

to polityk, samorządowiec i prawnik, w latach 2018–2021 rzecznik prasowy Prezydenta RP i sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta, w latach 2021–2025 doradca społeczny Prezydenta RP.

W latach 2022–2023 był wiceprezesem zarządu Gaz-System S.A., odpowiedzialnym m.in. za rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu. W latach 2021–2023 był doradcą zarządu PKN Orlen S.A. ds. rozwoju projektów międzynarodowych. W latach 2022–2023 był ekspertem rady nadzorczej spółki Unipetrol w Czechach. W latach 2014–2018 był prezesem zarządu Zakładu Gospodarki Ciepłowniczej i Zakładu Gospodarki Wodno-Kanalizacyjnej w Tomaszowie Mazowieckim. W latach 2010–2014 sprawował mandat radnego sejmiku województwa wielkopolskiego, a w latach 2014–2018 – województwa łódzkiego. W latach 2011–2015 był asystentem posłów do PE: Konrada Szymańskiego oraz Janusza Wojciechowskiego. W latach 2006–2011 pracował m.in. w dziale legislacji i analiz Klubu Parlamentarnego Prawo i Sprawiedliwość w sejmie.

Jest absolwentem Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, gdzie ukończył studia prawnicze, oraz studiów MBA w zakresie energetyki na Uczelni Łazarskiego.



Jerzy Paluchniak

ma 25 lat doświadczenia zawodowego w audycie, rachunkowości, audycie wewnętrznym i nadzorze korporacyjnym.

W latach 2000–2016 pracował w dziale audytu Arthur Andersen/E&Y i KPMG, gdzie był zaangażowany, w tym jako kluczowy biegły rewident, w badanie sprawozdań finansowych różnych podmiotów oraz projekty w zakresie audytu wewnętrznego i kontroli wewnętrznej. W latach 2016–2024 zajmował stanowiska szefa audytu wewnętrznego dużych spółek i grup kapitałowych: Tauron Polska Energia, Agencja Rozwoju Przemysłu, KGHM i OGP Gaz-System S.A. W latach 2016–2023 pełnił funkcję członka rad nadzorczych i komitetów audytów m.in. PZU, PKO BP, PLL LOT oraz Eko-Okna, był też członkiem (z ramienia KGHM) rady właścicieli Sierra Gorda SCM. Od grudnia 2025 roku ponownie jest członkiem rady nadzorczej Eko-Okna S.A.

Dokonywał głębokich przekształceń funkcji audytu wewnętrznego, nadzorował realizację zadań planowych dotyczących audytów procesów biznesowych, zadań doraźnych, w tym audytów śledczych.

Biegły rewident, członek zarządu i udziałowiec Fintank sp. z o.o. Przewodniczący komisji rewizyjnej Centrum Strategii Rozwojowych.

Redakcja merytoryczna

Marcin Chludziński

Maciej Rapkiewicz

Autorzy:

Maciej Rapkiewicz

Błażej Spychalski

Jerzy Paluchniak

Grzegorz Olszewski

Zespół analityków Fundacji Centrum Strategii Rozwojowych

Redakcja i korekta – Marta Wojas

Skład graficzny – Katarzyna Gromada

Data publikacji – lipiec 2026 r.



Fundacja Centrum Strategii Rozwojowych



ul. Wiejska 16/2, 00-490 Warszawa



centrum@fundacjacsr.pl

KRS: 0001123217

NIP: 9512603769

REGON: 529492380

Nr rachunku:

95 1020 4900 0000 8202 3706 1511

www.fundacjacsr.pl