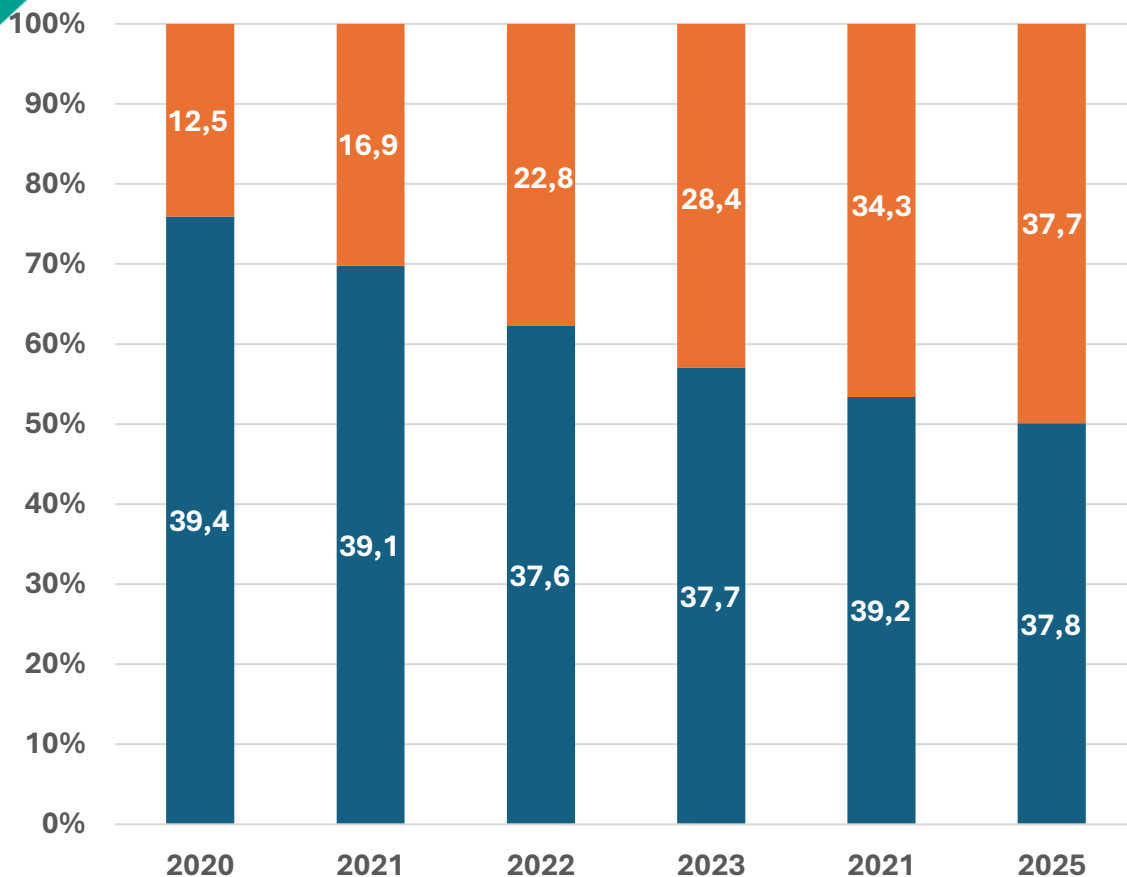




Sytuacja polskiej elektroenergetyki 2025/2026 – wybrane dane krajowe

wydawca portalu

Moce wytwórcze na przestrzeni lat 2020 – 2025 [GW]



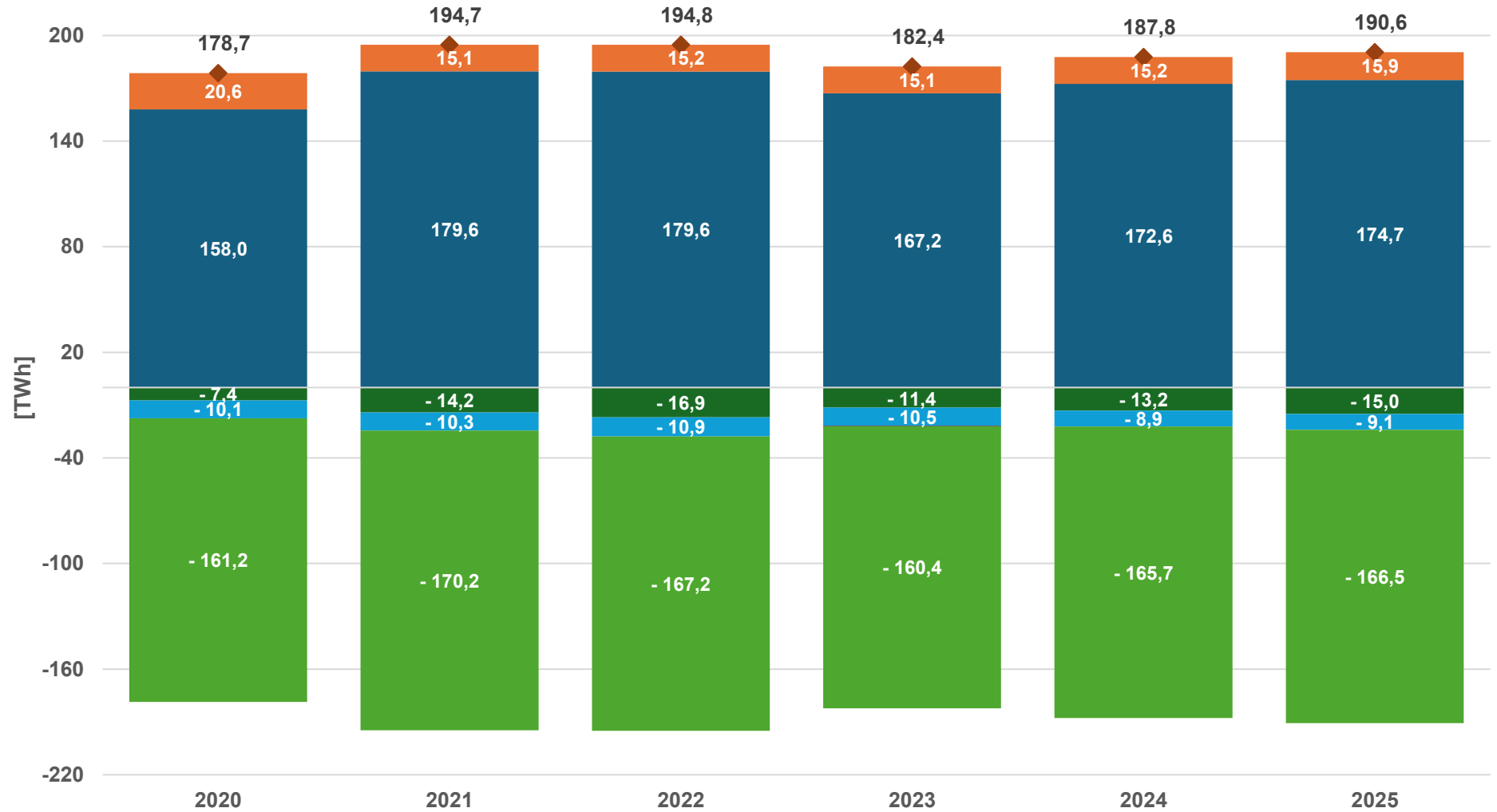
- Moc zainstalowana wzrosła w Polsce w roku 2025 do poziomu 75,5 GW.
- Zachowany jest rosnący trend poziomu i udziału mocy odnawialnych, który to udział zbliżył się do 50%. Tym samym spadł udział źródeł konwencjonalnych, nastąpiło to przy spadku mocy węglowych. Wzrosła moc elektrowni gazowych.
- Wśród instalacji OZE najwięcej mocy przybyło w grupie PV. Tym razem moc u prosumentów wzrosła o 1 GW (8%), dla pozostałych źródeł PV o 2,1 GW (ok. 22%). Liczba prosumentów na koniec roku 2025 wynosiła 1,61 mln, z czego niemal 100% to instalacje PV.
- Na koniec marca 2026 liczba prosumentów wzrosła do poziomu 1,62 mln, osiągających moc zainstalowaną 13,4 GW.

Moc magazynów na koniec 2025r - wg mocy

	MW
< 0,05 MW	594
0,05 - 10 MW - wpis do rejestru OSE	43
>10MW (ESP) - koncesja	1 700

■ Elektrownie konwencjonalne i szczytowo-pompowe ■ Instalacje OZE

Bilans energii elektrycznej za lata 2020 - 2025

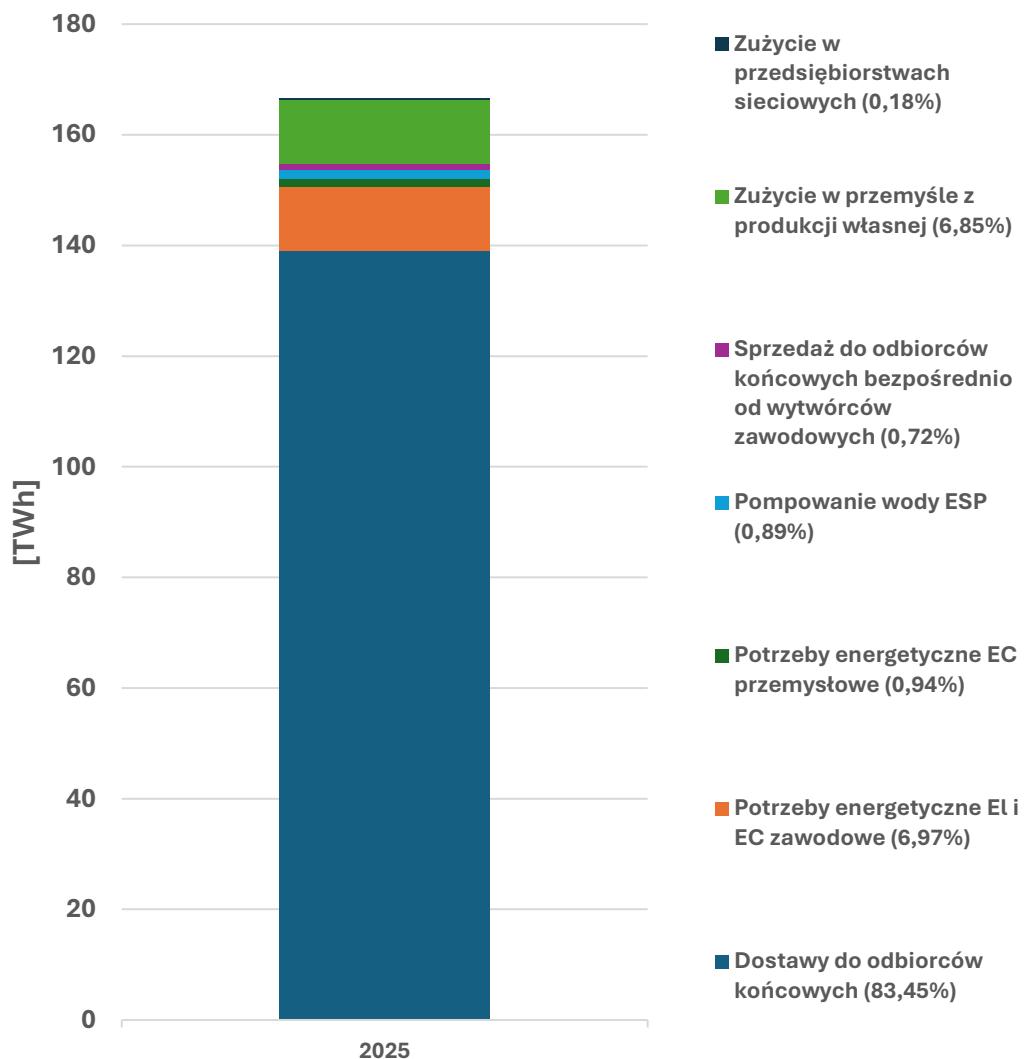


■ Produkcja
 ■ Import
 ■ Eksport
 ■ Różnica bilansowa
 ■ Magazyny (Oddanie-Pobór)
 ■ Zużycie w kraju
 ◆ Przychód/Rozchód

Bilans energii elektrycznej za lata 2020 - 2025

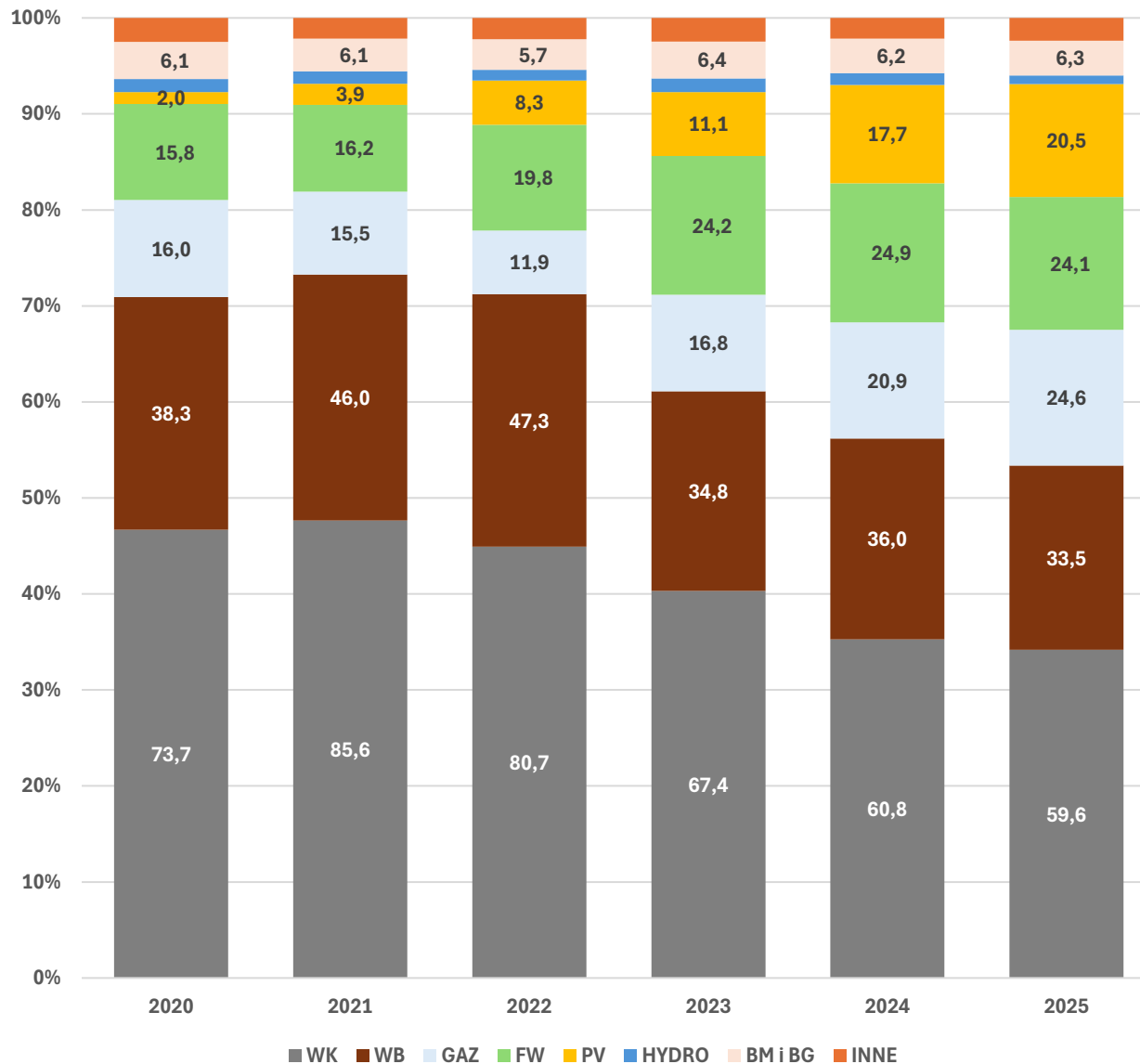
- W roku 2025 odnotowano wzrost zużycia krajowego energii elektrycznej – 167 TWh (bez strat i różnic bilansowych)
- W ubiegłym roku eksport energii utrzymywał się na wysokim poziomie i wzrósł rok do roku o 13%
- Mniejsza produkcja i większy import w 2020 roku to efekt lockdownów i spadku zapotrzebowania w przemyśle
- W ubiegłym roku niesterowalne źródła odnawialne (PV oraz FW) wprowadziły do sieci 44,6 TWh co oznacza wzrost o ponad 150 % względem roku 2020
- W rozpatrywanym czasie produktywność farm wiatrowych (FW) kształtowała się na poziomie 26,5–29,5%, podczas gdy w przypadku fotowoltaiki (PV) oscylowała w granicach 5,7–9,7%.

Składniki zużycia krajowego



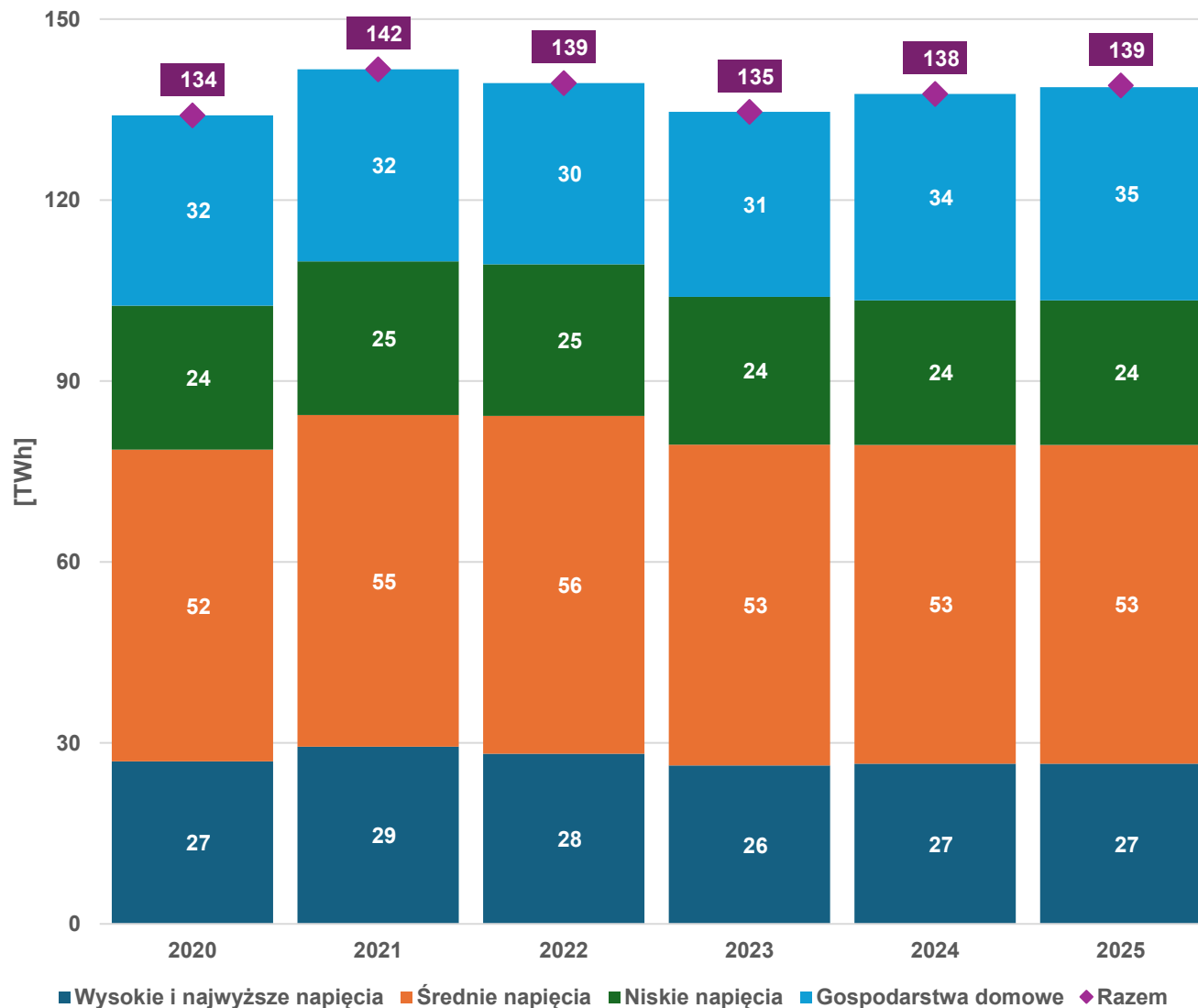
- **Dominacja odbiorców końcowych:** zdecydowana większość energii w krajowym bilansie, stanowiąca ok. 83,5% trafia do odbiorców końcowych poprzez standardowe dostawy sieciowe.
- **Potrzeby własne i autokonsumpcja w przemyśle:** istotnym elementem bilansu (łącznie blisko 14%) są potrzeby energetyczne elektrowni i elektrociepłowni zawodowych (6,97%) oraz bezpośrednio zużycie w przemyśle i u prosumentów (oszacowana wartość z produkcji własnej (6,85%).
- **Marginalny udział pozostałych procesów:** inne kategorie, w tym zużycie na pompowanie wody w elektrowniach szczytowo-pompowych (ESP), potrzeby EC przemysłowych oraz sprzedaż bezpośrednia, mają niewielki wpływ na strukturę zużycia, nie przekraczając 1% każda.

Struktura produkcji energii na przestrzeni lat 2020 – 2025 [TWh]



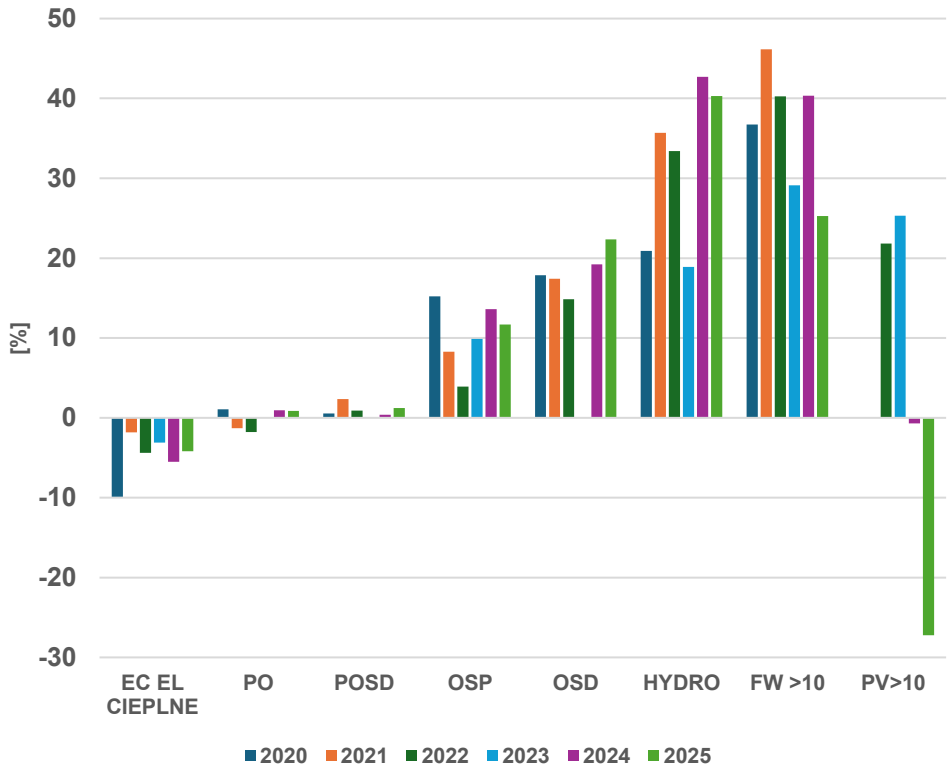
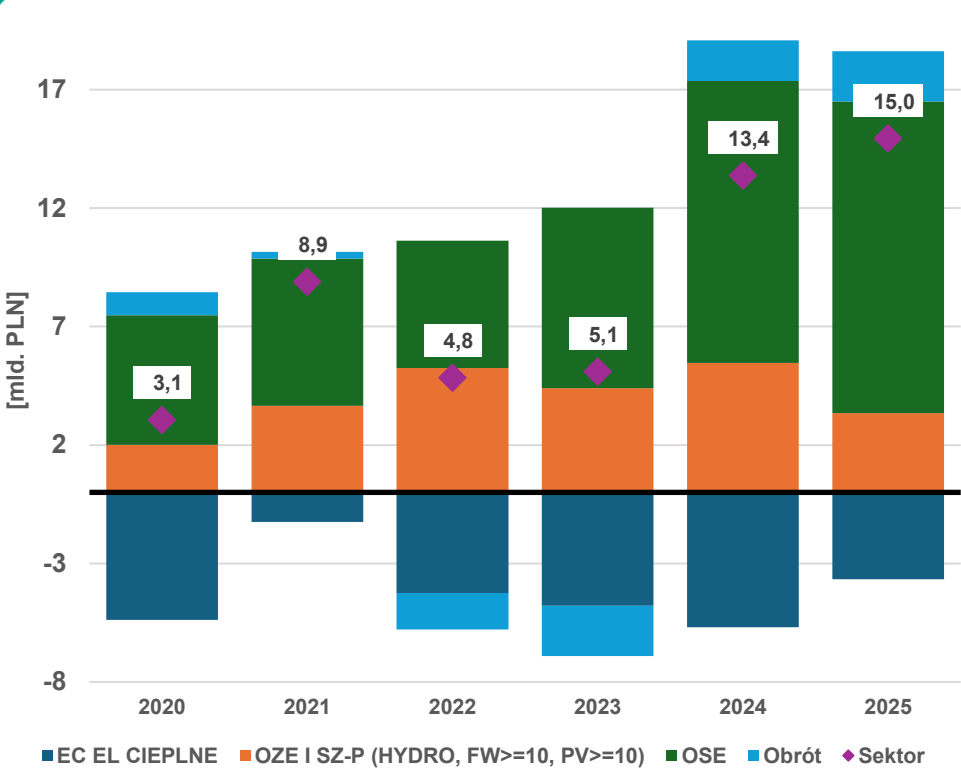
- Systematyczny spadek udziału węgla kamiennego (WK) – produkcja energii zmniejszyła się z 73,7 TWh w 2020 r. do 59,6 TWh w 2025 r., co odzwierciedla stopniową dekarbonizację sektora energetycznego i rosnącą dywersyfikację źródeł energii.
- Zwiększenie różnorodności źródeł wytwórczych, widoczne zwłaszcza po 2022 r.
- Dynamiczny wzrost źródeł odnawialnych, w szczególności fotowoltaiki (PV) – z 2,0 TWh w 2020 r. do 20,6 TWh w 2025 r. – oraz farm wiatrowych (FW) – z 15,8 do 24,1 TWh, wskazuje na rosnące znaczenie OZE w krajowej produkcji energii.

Dostawy do odbiorców końcowych na przestrzeni lat 2020 – 2025



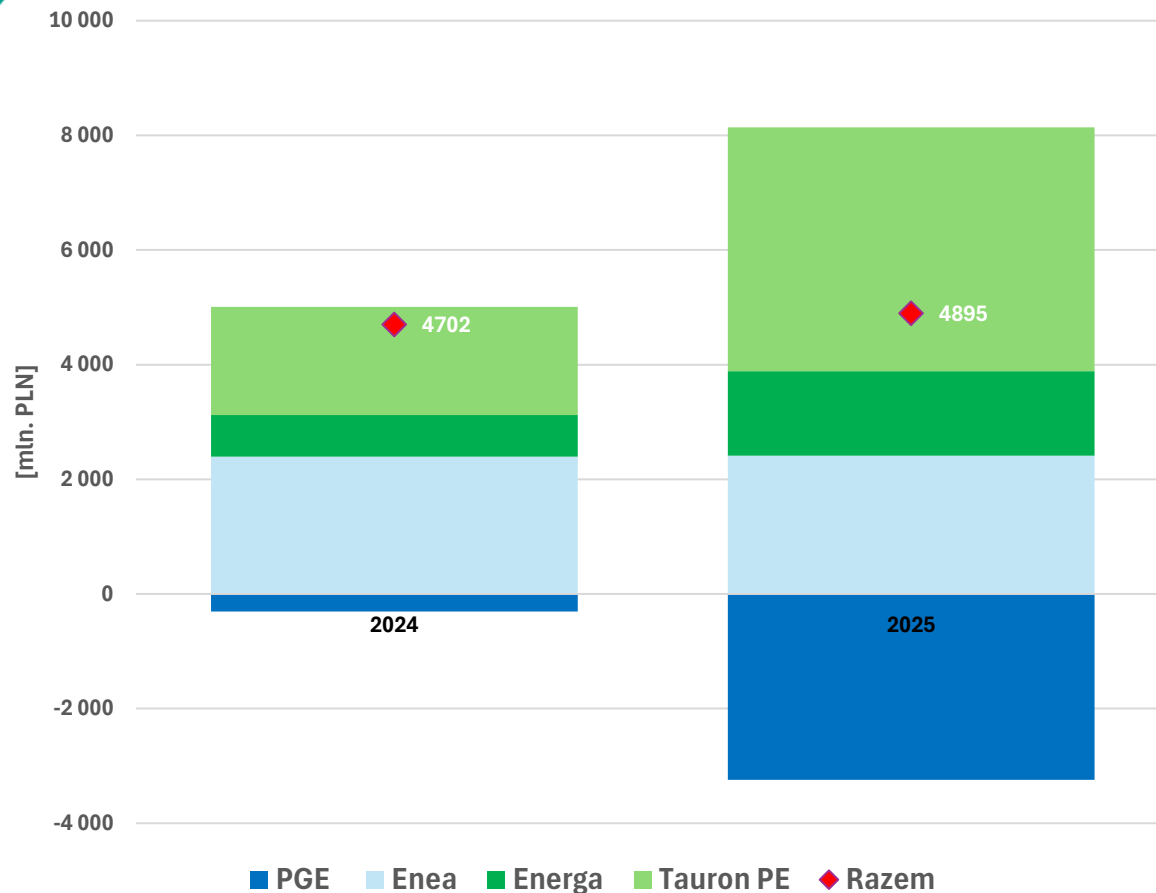
- Jak wynika z danych uzyskiwanych od operatorów i sprzedawców energii, po obniżeniu się dostaw w okresie 2021-2023, obserwujemy ich wzrost, w szczególności w grupie gospodarstw domowych¹⁾
- Ilość energii dostarczanej odbiorcom końcowym koreluje z całkowitym zużyciem energii w kraju. Z uwzględnieniem wymiany międzynarodowej i poziomu produkcji obie wielkości zachowują podobną tendencję.

Wyniki na działalności energetycznej i rentowność przychodów



- Tak wysokiego wyniku energetyka nie notowała od lat – spadły straty w grupie wytwórców ciepłych, znacznie wzrosły zyski operatorów, poprawił się też wynik sprzedawców energii
- Tradycyjnie wysoką rentownością charakteryzują się elektrownie wodne, wiatrowe. Fotowoltaika od dwóch lat notuje straty. Rentowność w granicach 10 - 20 % osiąga grupa operatorów. Rok 2025 był gorszy dla źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych (wiatrowe i PV >=10 MW)

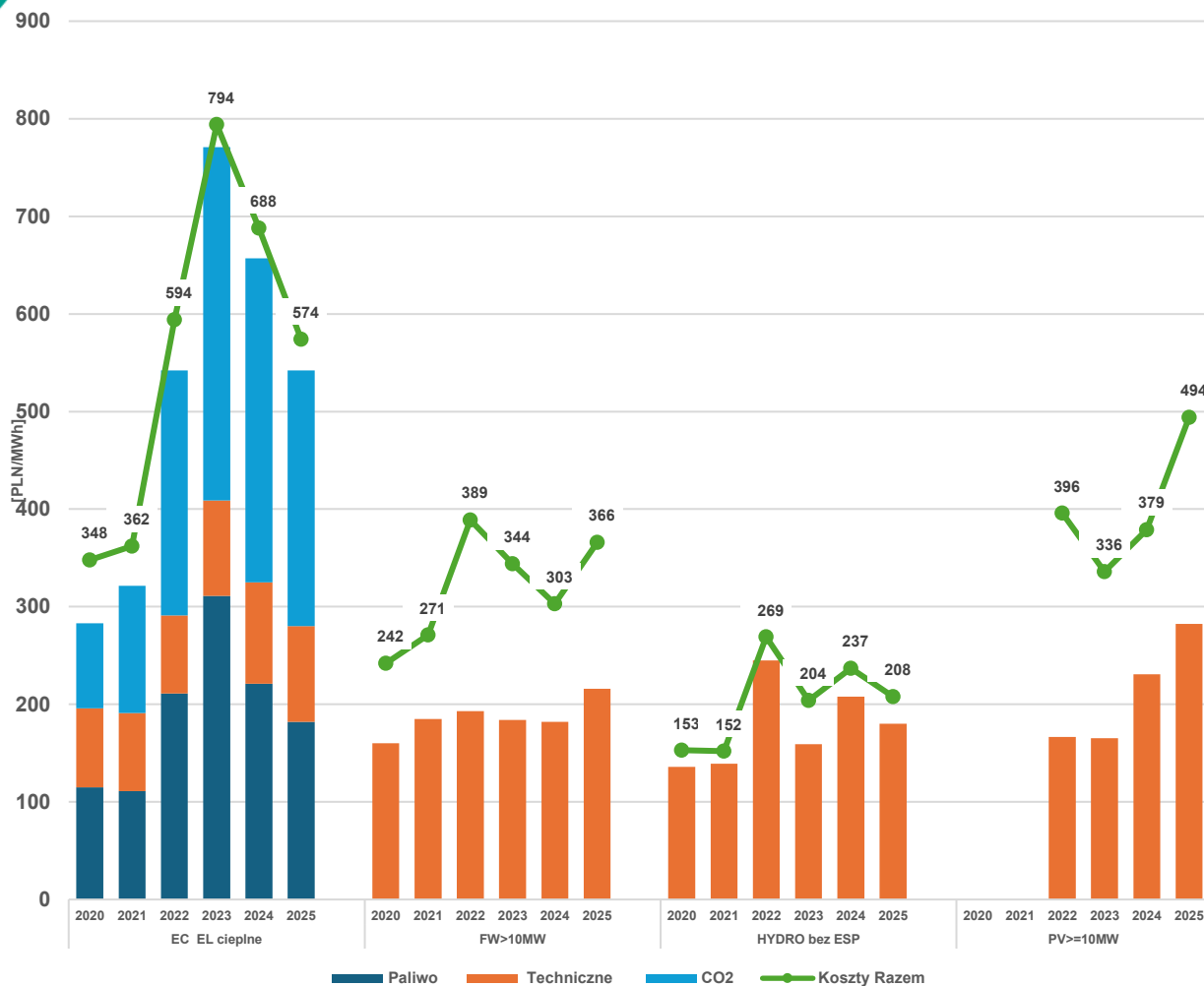
Wyniki finansowe brutto czterech największych GK



- Łączny wynik brutto czterech największych GK przekroczył nieco poziom ubiegłoroczny.
- Do strat wykazywanych przez grupę PGE w znacznym stopniu przyczyniają się wyniki testów na utratę wartości aktywów węglowych uwzględniane w rachunku jako odpisy aktualizujące wartość aktywów obok amortyzacji.
- W stosunku do wyników na działalności energetycznej przedsiębiorstw poziom wyniku brutto jest oczywiście inny, ale GK pokazują całość działalności, czyli obok elektroenergetyki także wydobywanie węgla (PGE, ENEA), czy obszar gazownictwa (obroty gazem) itd., co wpływa na ostateczny kształt wyników finansowych.
- W związku z tym poprawa wyników brutto może odzwierciedlać zarówno wzrost efektywności w samym sektorze elektroenergetycznym, jak i korzystne uwarunkowania w pozostałych segmentach działalności operacyjnej.

Koszty wytwarzania ^{1), 2)}

Jednostkowe łączne koszty energii elektrycznej

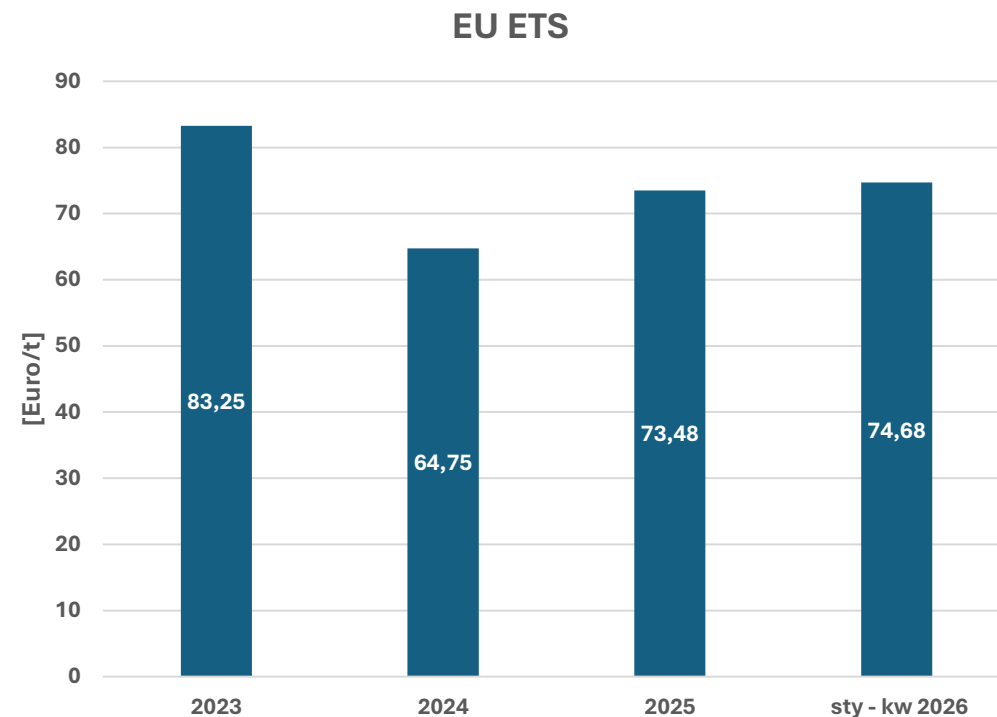
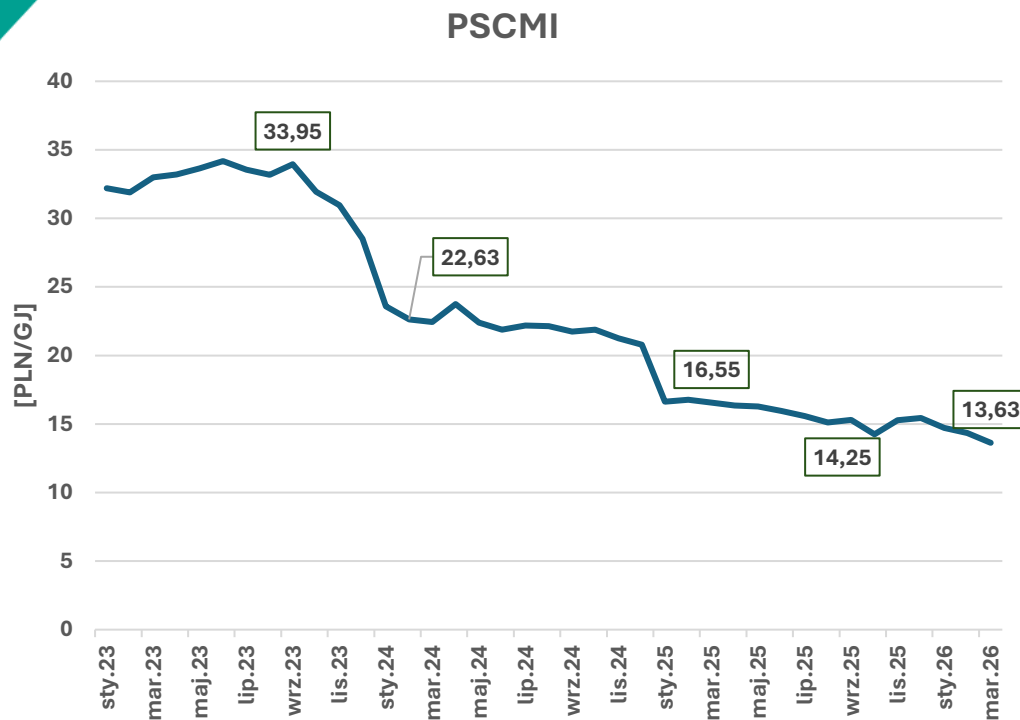


- Jednostkowe koszty wytwarzania energii w elektrowniach konwencjonalnych są zdecydowanie wyższe niż dla źródeł odnawialnych.
- Dla PV wysokie koszty razem wynikają głównie z kosztów finansowych (odsetki od pożyczek i leasingu).
- Dla elektrowni konwencjonalnych rok 2023 przyniósł najwyższe koszty paliw i pozwoleń na emisję dwutlenku węgla.

1) nie obejmują działalności obrotowej wytwórców energii, odpisów aktualizujących wartość aktywów, wpłat na Fundusz Różnicy Ceny.

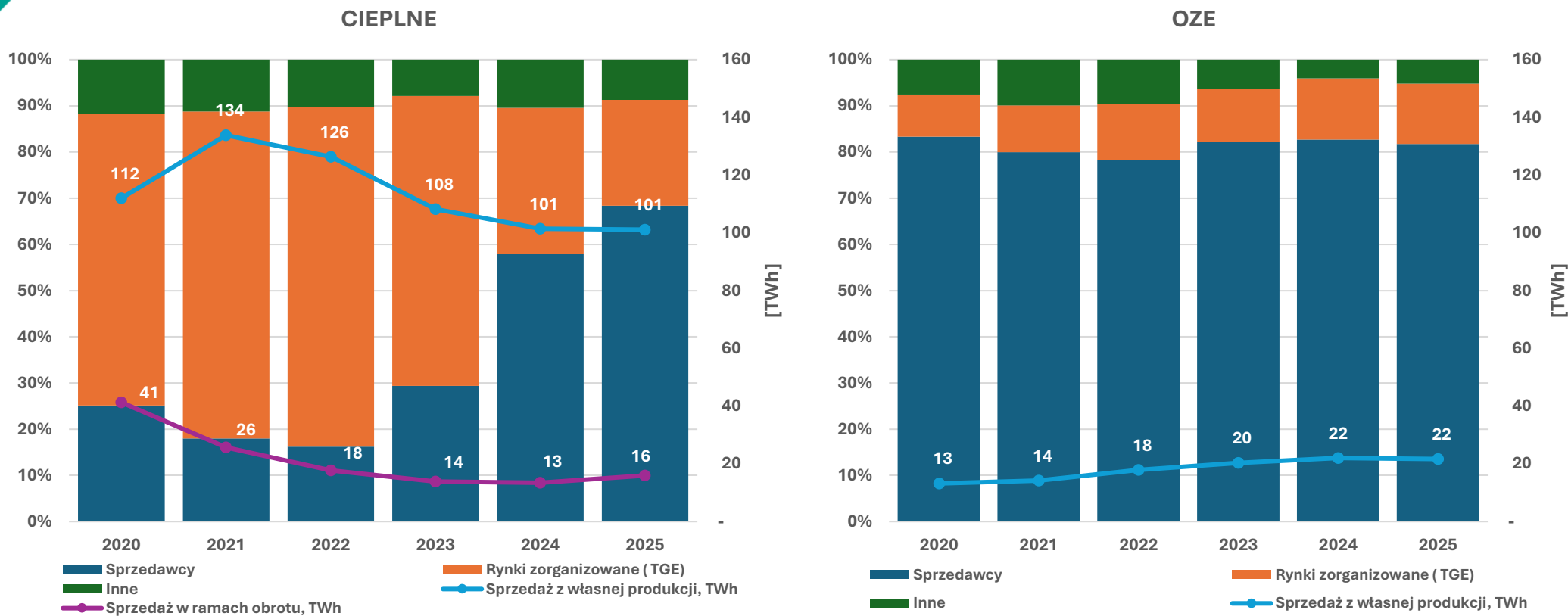
2) Dla źródeł odnawialnych koszty odniesione do energii sprzedanej

PSCMI (Price of Polish hard coal for electricity generation); EU ETS



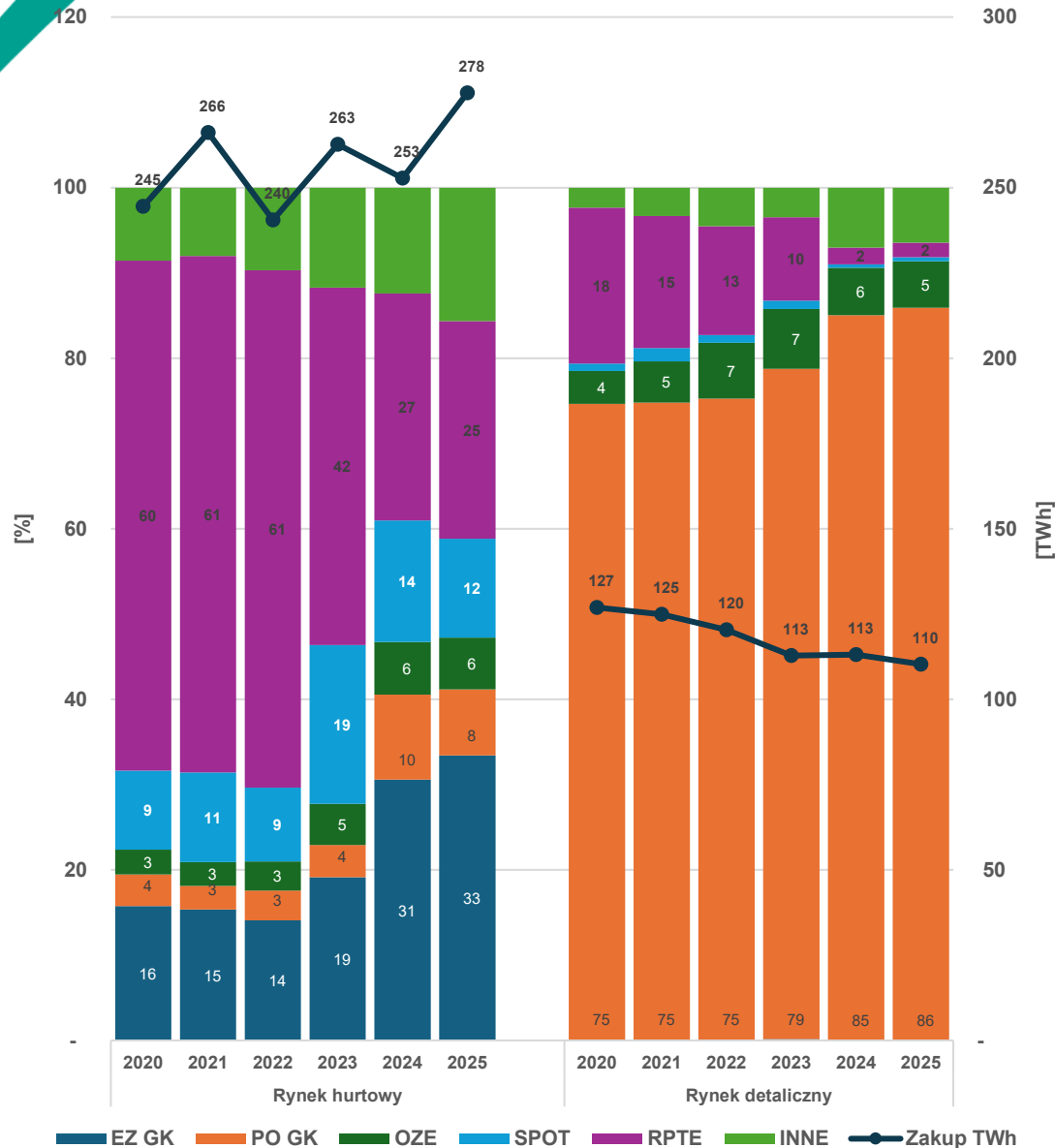
- Cena węgla systematycznie spada od września 2023, kiedy osiągnęła poziom 33,95 PLN/GJ.
- W marcu 2026 wartość indeksu wynosiła już tylko 13,63 PLN/GJ, co oznacza spadek o ok. 18 % od początku 2025 r.
- Ceny uprawnień do emisji CO₂ utrzymują się na poziomie około 75 Euro/t. CO₂

Kierunki sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców

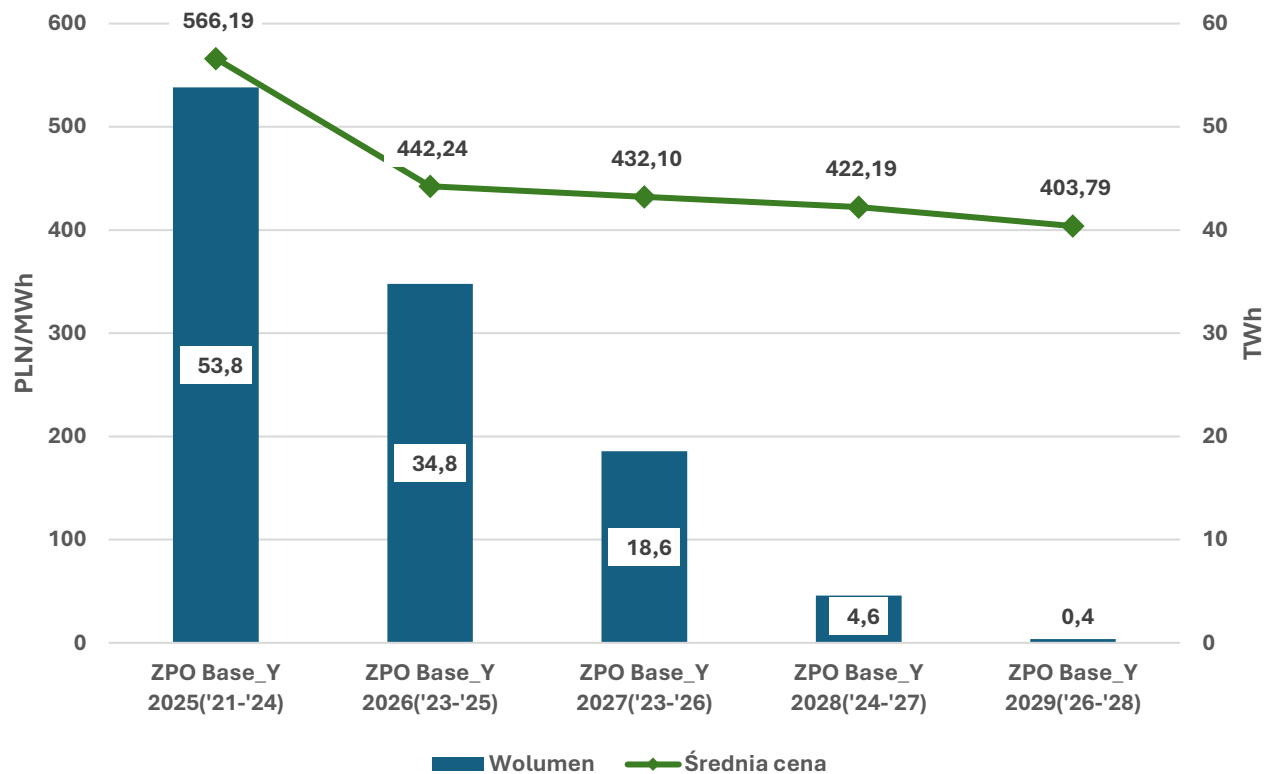


- Obserwuje się systematyczne zmniejszenie udziału RTPE w obrocie energią elektryczną dla elektrowni ciepłych od roku 2023

Struktura zakupu energii przez PO i POSD

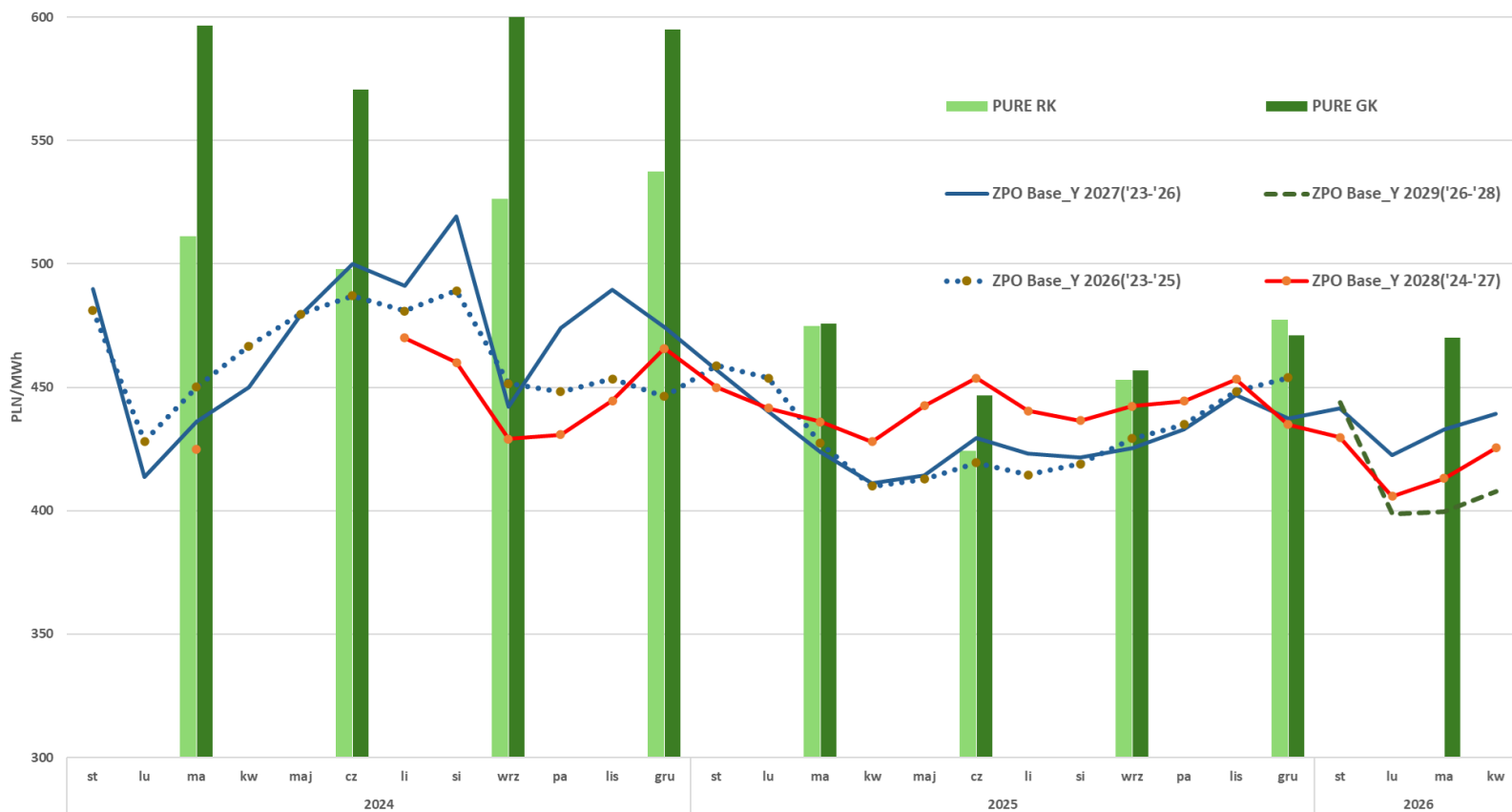


- Po zniesieniu "obligacji giełdowej" z końcem roku 2022, w przypadku sprzedawców hurtowych ostatnie dwa lata charakteryzują się podobną strukturą zakupu energii - największy segment stanowi zakup z elektrowni w ramach własnych grup kapitałowych (powyżej 30%)
- Jedną czwartą wolumenu energii kupują na rynku terminowym na giełdzie przy wzroście (2024 – 67 TWh, 2025 - 71 TWh)
- W ramach innych kierunków zakupu wzrost dla tej grupy udział rynku bilansującego
- Przy zróżnicowanych poziomach wolumenu kupowanej energii w grupie sprzedawców hurtowych zaznacza się jednak trend wzrostowy zakupu energii, odwrotnie niż w przypadku sprzedawców działających głównie na rynku detalicznym (POSD). Dla nich zdecydowanie wzrósł udział zakupów w ramach własnych grup kapitałowych (w latach 2024-2025 do ponad 85%)



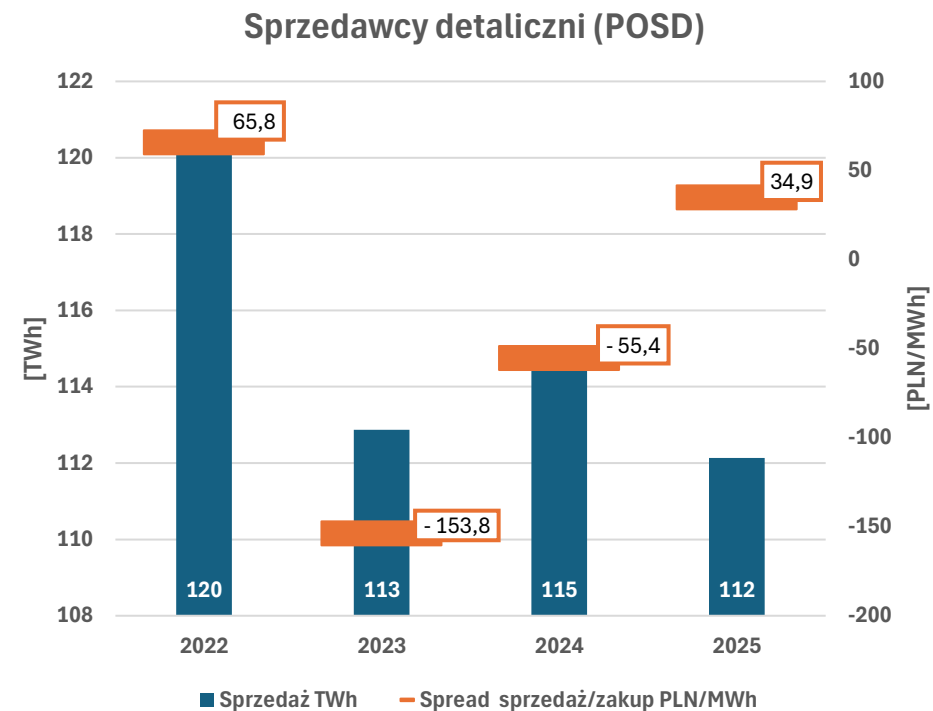
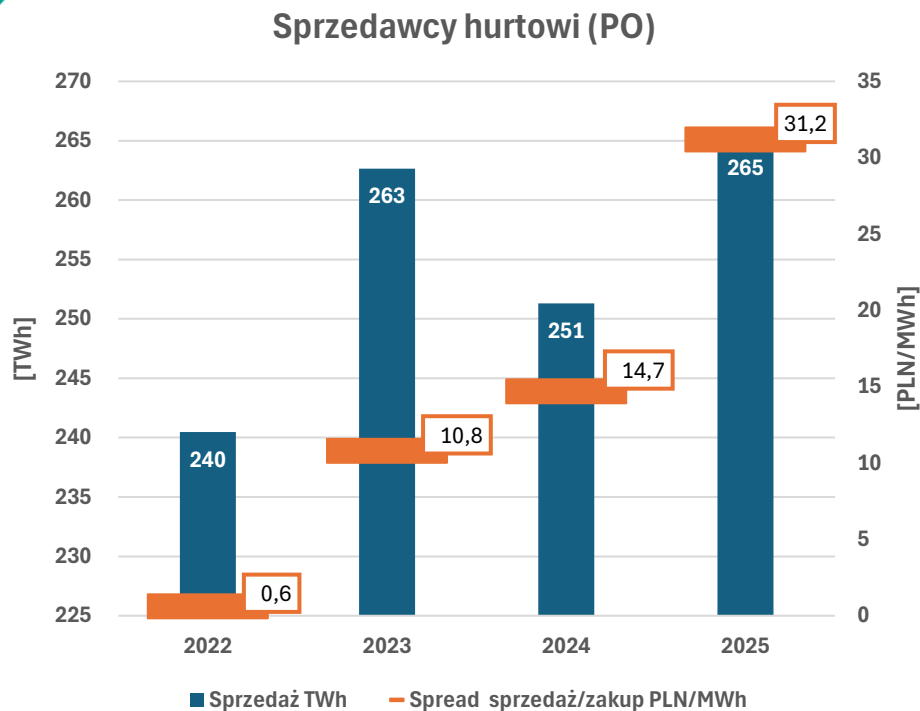
- Średnie ceny w kontraktach BASE_Y są dość stabilne, jednak na podstawie dotychczasowego poziomu obrotów w kontraktach rocznych na lata 2027 - 2029 (2029 - początek notowań) należy ostrożnie podchodzić do projekcji cen hurtowych ze względu na niewielkie obroty.

Ceny hurtowe energii elektrycznej



- Łączne obroty w ramach grup (w ww. kontraktach) od czasu kolejnego zniesienia obliża giełdowego z końcem 2022 roku, w latach 2023-2025 wyniosły odpowiednio: 66,5 99,8 i 119,1 TWh (dane PURE).
- Od początku 2025 roku średnie miesięczne ceny w kontraktach BASE_Y wahały się w granicach 398 - 457 zł/MWh, wcześniej ceny osiągały wyższy poziom (max sierpień 2024 - 519 zł/MWh)

Zmiany cen i wolumenów w PO i POSD

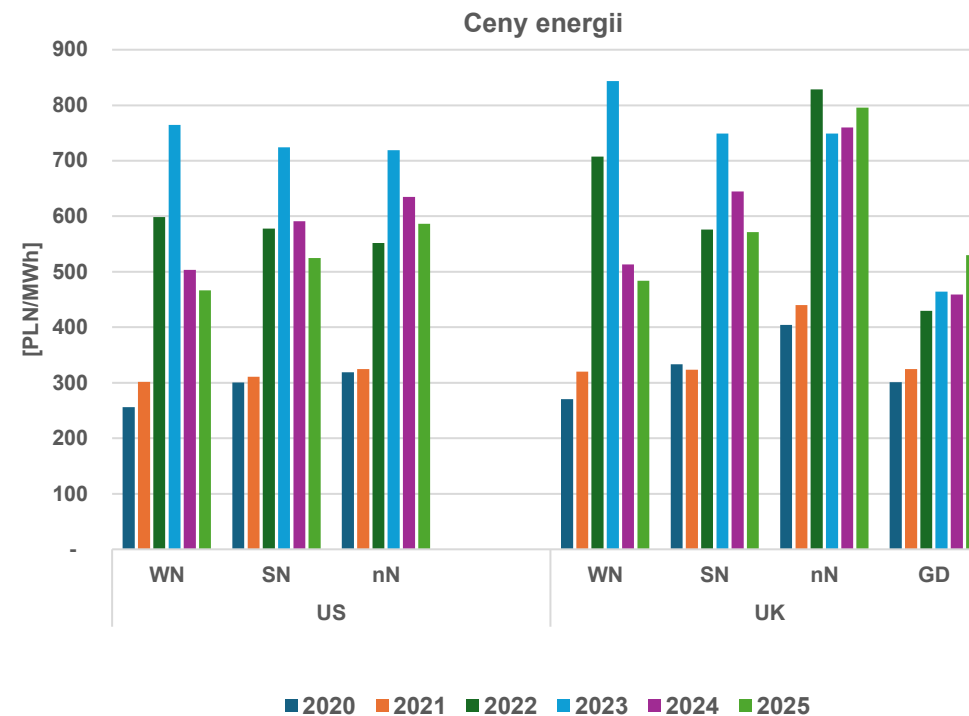
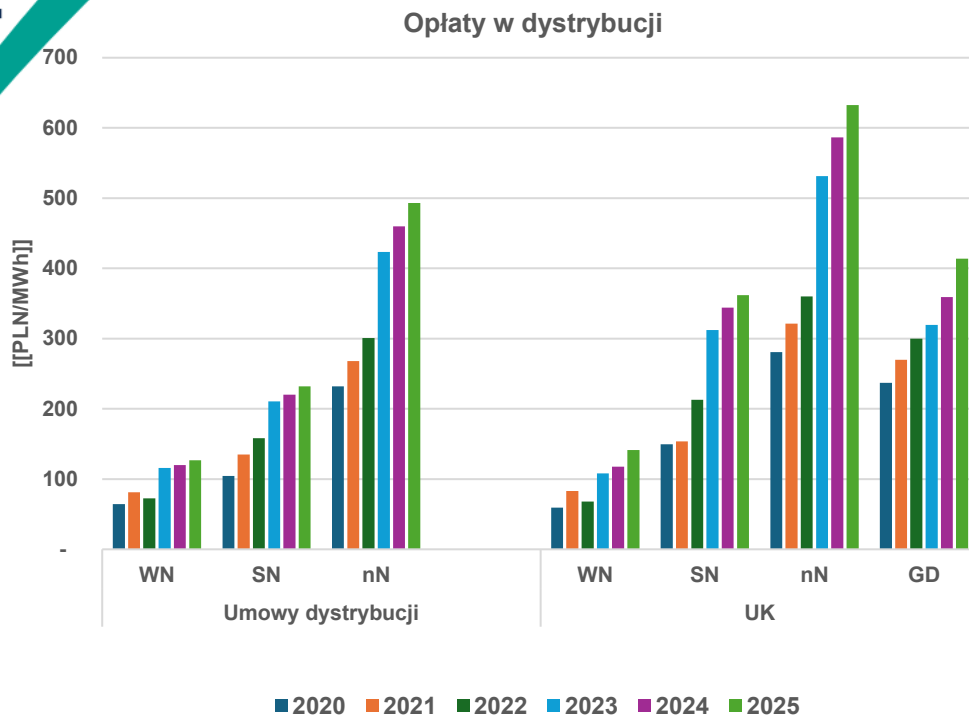


Wzrost wyników w PO i POSD:

2025 - PO wzrost sprzedaży (odbiorcy końcowi i pozostali) (ok. 14 TWh) spread ponad dwukrotnie wyższy (16,4 PLN/MWh)

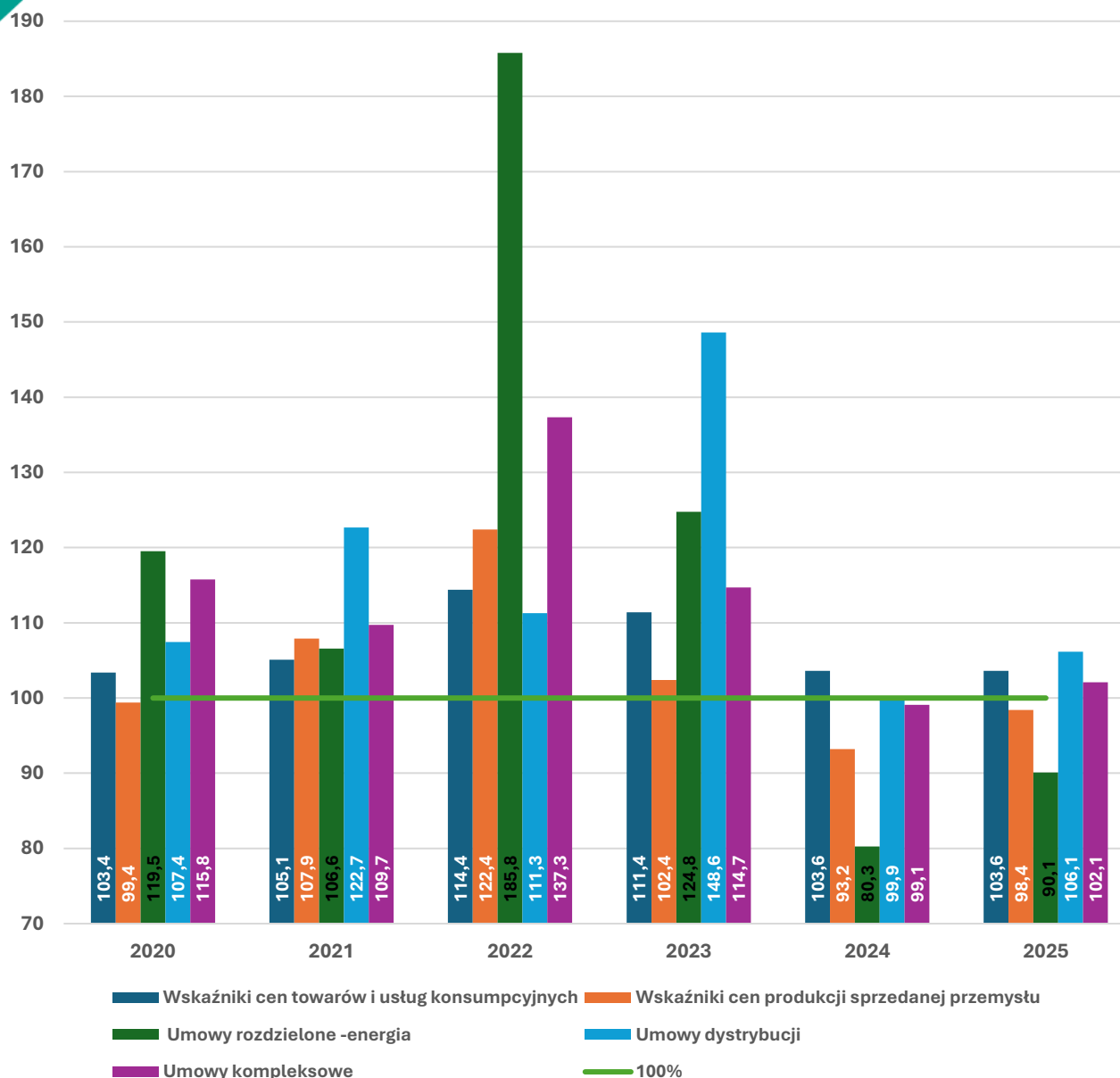
2025 - POSD przy zbliżonej sprzedaży (odbiorcy końcowi i pozostali) spread wyższy o 90 PLN/MWh)

Ceny – rynek detaliczny



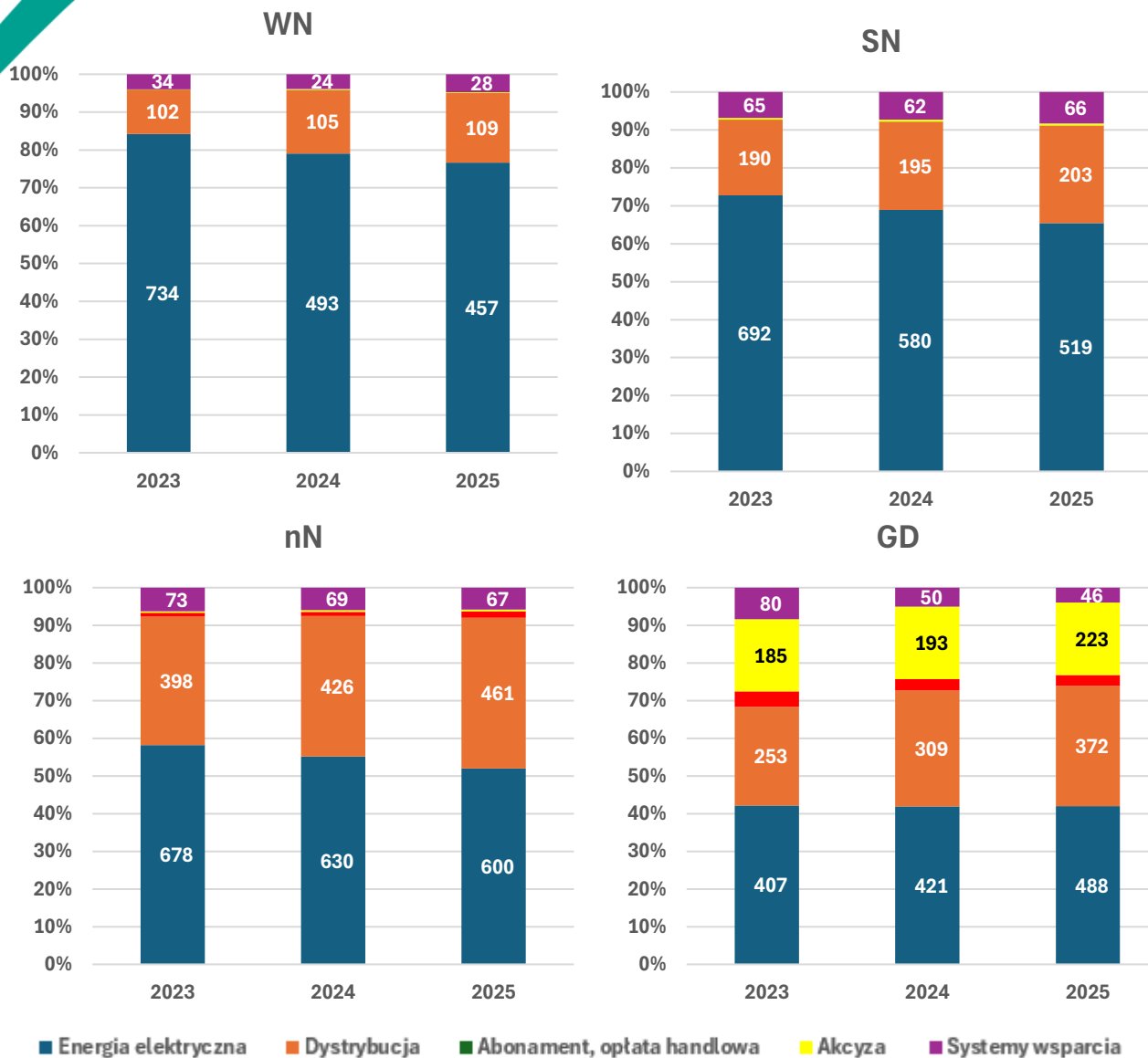
- Maksimum cen energii na rynku detalicznym przypadło na 2023 r.
- W latach 2024-2025 ceny spadły dla odbiorców komercyjnych za wyjątkiem grupy na niskim napięciu posiadającej umowy kompleksowe
- Spadki były zróżnicowane dla grup odbiorców. Najbardziej ceny obniżyły się w grupie odbiorców największych, gdzie ceny są ściśle związane z ich poziomem na rynku hurtowym
- Dla GD wzrost cen został ustawowo ograniczony - poziom z 2023 r. był utrzymany w 2024 r., a w 2025 r. ceny dla GD wzrosły. W grupie odbiorców komercyjnych (nN) ceny spadły już w 2023 r. - ta grupa była w dużej części (usługi publiczne) objęta ochroną ze względu na wzrosty na rynku hurtowym
- W przypadku obszaru dystrybucji, łączne opłaty wykazują trend rosnący we wszystkich grupach odbiorców, zarówno jeśli chodzi o rodzaje umów jak i grupy odbiorców. Jest to odzwierciedleniem wzrostu opłat przesyłowych kupowanych przez OSD rosnących m.in z konieczności utrzymywania bezpieczeństwa KSE (w tym rynek mocy), rosnących kosztów własnych dystrybutorów oraz opłat wynikających z prawnie ustanowionych systemów wspierania transformacji energetycznej (OZE, wysokosprawna kogeneracja)

Dynamika cen i inflacja



- W latach 2022-2023 wzrost cen na rynku detalicznym energii znacznie przekroczył wskaźnik inflacji oraz wskaźniki cen dla przemysłu
- Rok 2024 był rokiem spadku zarówno wskaźników cen w gospodarce jak i cen na rynku energii, z wyraźnym powrotem do poziomu cen energii z okresu sprzed dwóch lat dla największych odbiorców, którzy w większości mają umowy rozdzielone dla energii elektrycznej
- W roku 2025 zaznacza się spadek cen energii w umowach sprzedaży przy wzroście opłat w dystrybucji. Dla umów kompleksowych wzrost cen (energia i dystrybucja) nastąpił za równo w wyniku wzrostu cen energii jak i opłat w dystrybucji

Struktura łącznych cen

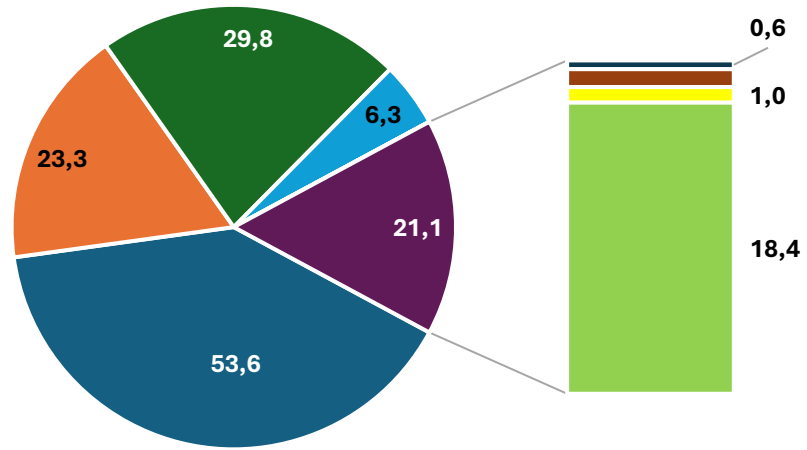


- Dane pokazujące zróżnicowaną strukturę cen dla różnych grup odbiorców końcowych.
- Dla dużych odbiorców największą część opłat stanowi energia elektryczna.
- Opłaty dystrybucyjne rosną wraz z malejącym napięciem sieci, przy czym na niskich napięciach są one wyższe dla odbiorców komercyjnych niż dla gospodarstw domowych.
- W strukturze cen dla tej ostatniej grupy odbiorców znaczenia nabierają podatki, w szczególności poziom podatku VAT, który dla innych grup podlega, w większości, odliczeniom.
- Systemy wsparcia dotyczą energii z OZE (świadczenia pochodzenia i opłaty OZE), poprawy efektywności, wysokosprawnej kogeneracji i rynku mocy.
- Jeśli chodzi o RM, to najwyższe obciążenia w stosunku do 1 MWh energii ponoszą odbiorcy na nN, przy czym GD były zwolnione z tej opłaty od połowy 2024 roku do połowy roku 2025.

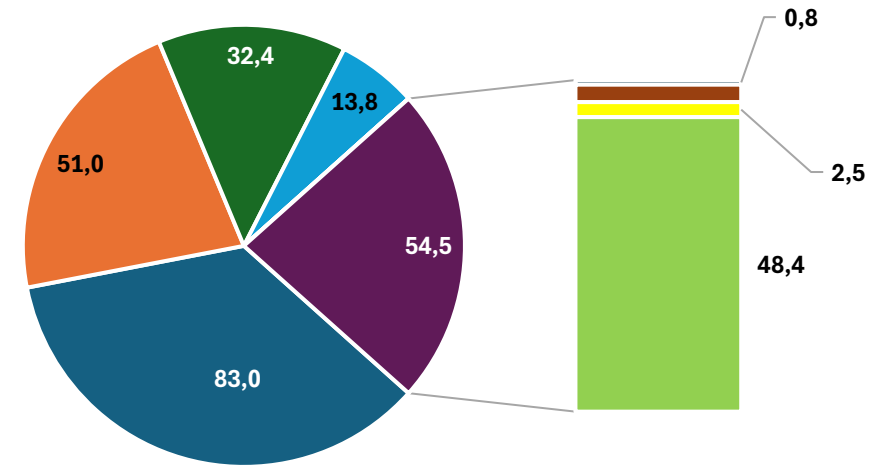
Uwaga: dane na wykresach (etykiety) pokazują poziom opłat na 1MWh a nie udział w strukturze

Struktura opłat dystrybucyjnych 2025 [PLN/MWh]

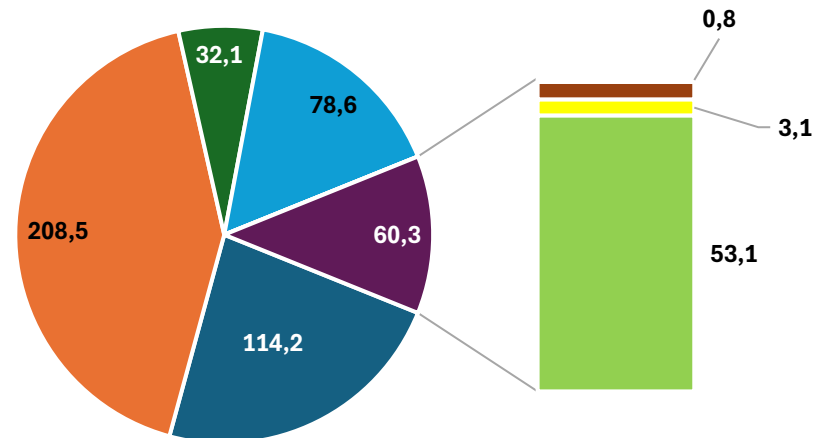
Umowy dystrybucji WN



Umowy dystrybucji SN



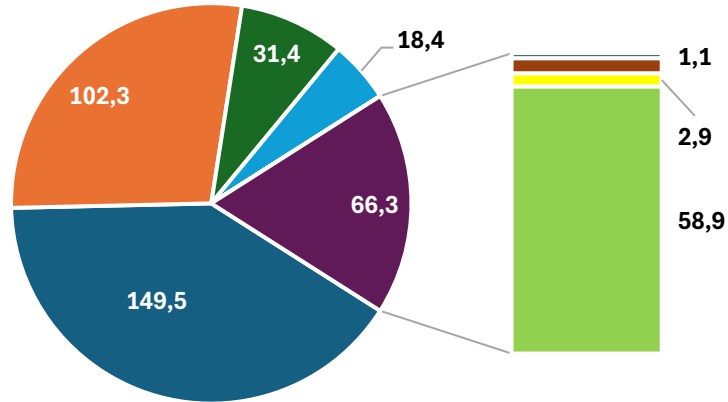
Umowy dystrybucji nN



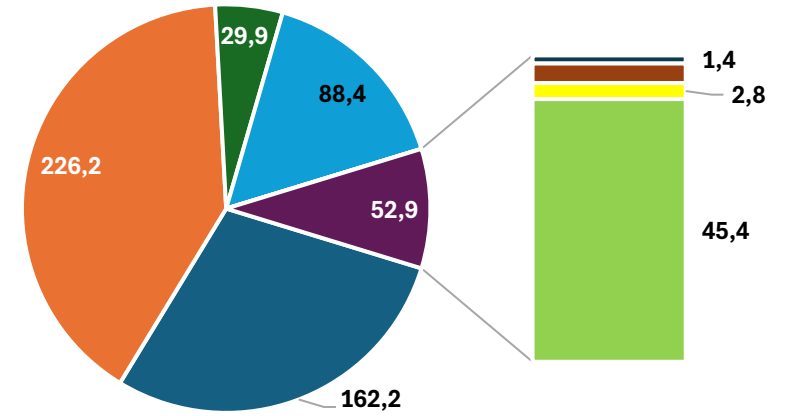
■ Stale ■ Zmienne ■ Jakościowe ■ Pozostałe ■ Przejściowe ■ OZE ■ KG ■ Mocowe

Struktura opłat dystrybucyjnych 2025 [PLN/MWh]

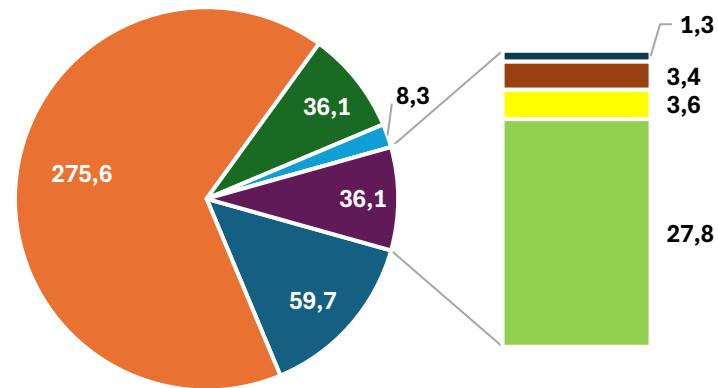
Umowy kompleksowe SN



Umowy kompleksowe nN



Umowy kompleksowe GD



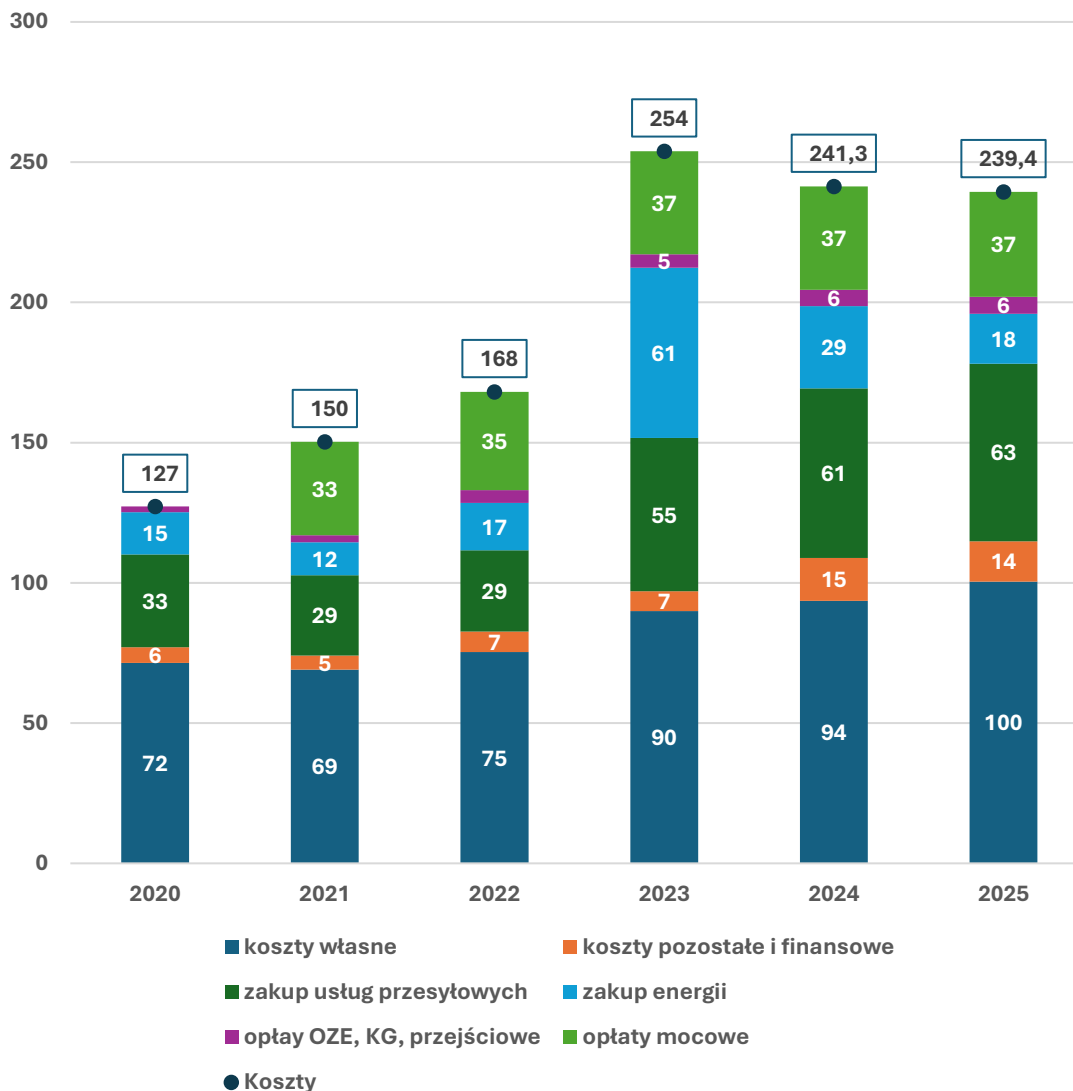
■ Stale ■ Zmienne ■ Jakościowe ■ Pozostałe ■ Przejściowe ■ OZE ■ KG ■ Mocowe

Struktura opłat dystrybucyjnych 2025

- Dla grupy odbiorców na WN wybrano do porównania dane dla umów dystrybucji ponieważ 95% energii na WN jest dostarczane w ramach umów dystrybucji (rozdzielonych).
- Poziom oraz struktura opłat pobieranych przez OSD są różne dla poszczególnych grup odbiorców.
- Zróżnicowany jest poziom i udział opłat wg rodzajów stawek (stałe, zmienne, jakościowe), a także poziom obciążeń systemami wsparcia.
- Największe różnice widoczne są dla odbiorców przyłączonych do sieci SN. Wnikają one z dużego zróżnicowania stawek dla odbiorców jedno i wielostrefowych, znacznie niższych dla tych ostatnich.
- Na SN 80% energii dostarczane jest według taryf wielostrefowych z czego 3/4 objęte jest umowami dystrybucji.
- Jeśli chodzi o systemy wsparcia, to z najwyższymi obciążeniami mamy do czynienia w przypadku opłat mocowych obowiązujących od roku 2021. W stosunku do 1MWh energii dostarczanej odbiorcom, najmniej obciążeni są nimi odbiorcy najwięksi. GD zostały w pomiędzy połową roku 2024 a połową 2025 roku zwolnione z płacenia opłaty mocowej, dlatego za średnie obciążenie tą opłatą było mniejsze w latach 2024-2025 (33 oraz 28zł/MWh) niż w latach poprzednich. (od 36 do 52 zł/MWh).
- Dla odbiorców na WN stosunkowo niżej kształtują się też opłaty OZE i kogeneracyjne (w latach 2023 i 2024 stawki opłaty OZE były zerowe).
- Należy też pamiętać, że najwięksi odbiorcy (odbiorcy przemysłowi zużywający powyżej 100 GWh energii rocznie) sami mogą uiszczać te opłaty i to tylko do części energii.

Koszty jednostkowe dystrybucji

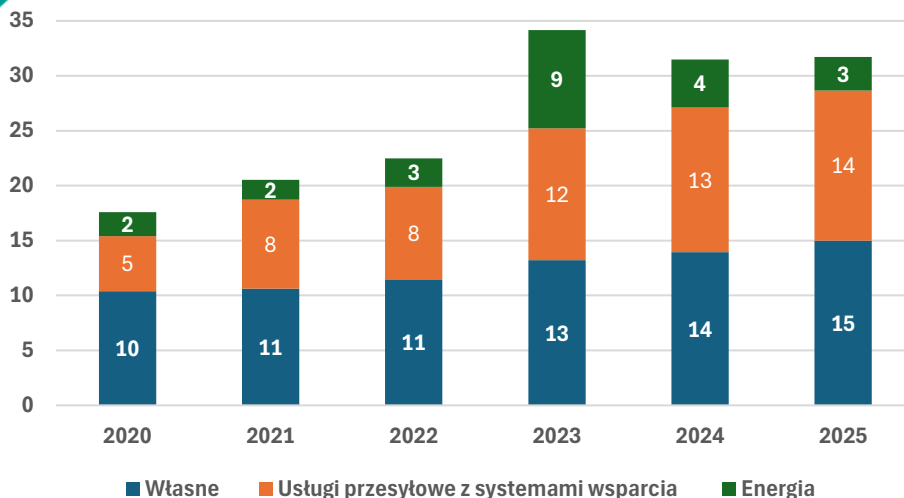
Koszty jednostkowe dystrybucji (odbiorcy końcowi)
[PLN/MWh]



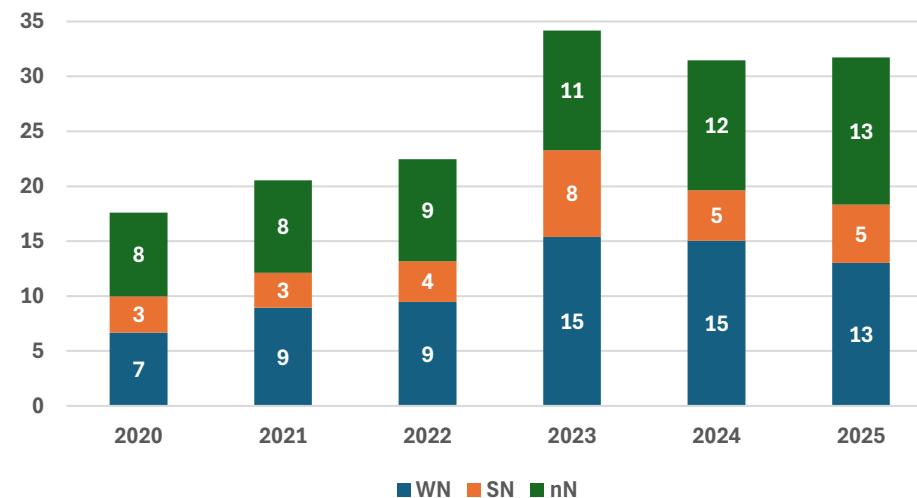
- W roku 2021 wprowadzono opłaty mocowe, które podniosły średnie opłaty w dystrybucji o ponad 33 zł.
- Z kolei rok 2022 zaowocował wysokimi cenami energii, co wywołało niemal czterokrotny wzrost kosztów zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej. Wzrosły też opłaty przesyłowe kupowane przez OSD, głównie w stawce zmiennej – z tego samego powodu oraz jakościowe
- Systematycznie rosną również koszty własne
- Analizując podany tu obraz kosztów jednostkowych, trzeba mieć na uwadze fakt, że na ich poziom wpływa także wolumen energii dostarczanej odbiorcom

Koszty dystrybucji

Koszty dystrybucji [mld. PLN]



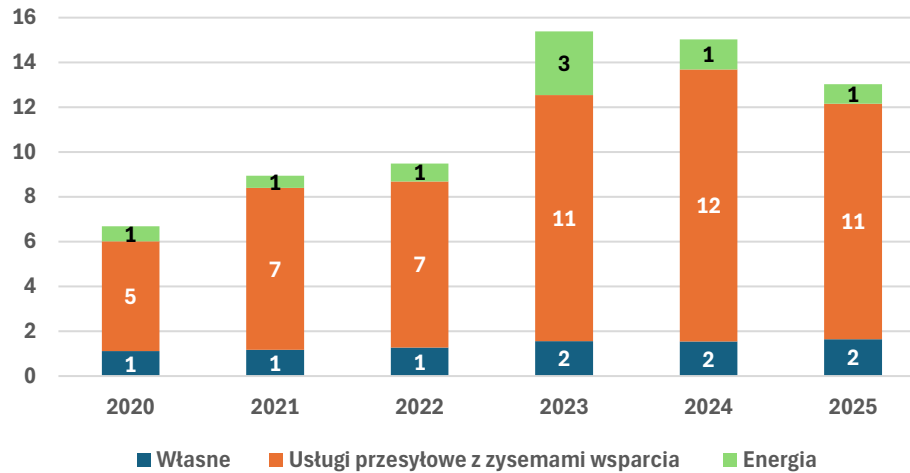
Koszty dystrybucji wg napięć [mld. PLN]



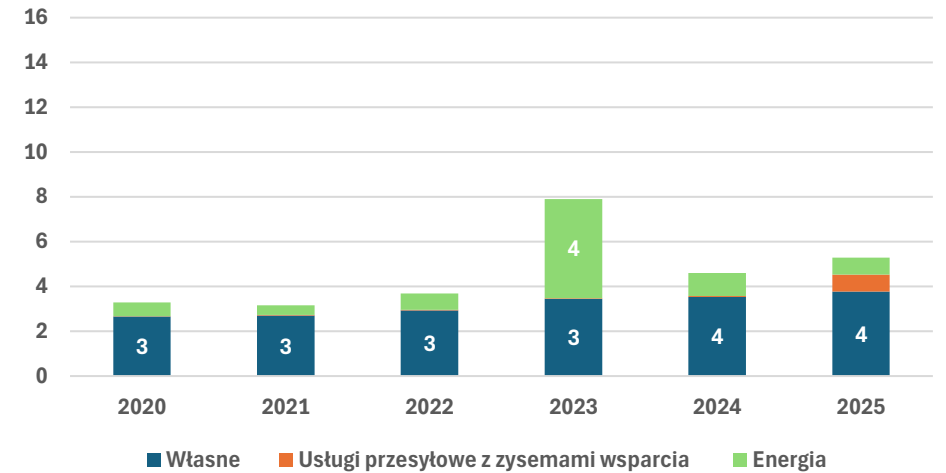
- Na koszty dystrybucji składają się koszty własne OSD (z uwzględnieniem pozostałych i finansowych), zakup energii na pokrycie różnicy bilansowej oraz zakup usług przesyłowych od OSP oraz innych OSD. Do roku 2020 stanowiły one około 60 % łącznych kosztów, jednak wzrost wartości kupowanych usług przesyłowych od roku 2023 oraz znaczny wzrost cen energii spowodowały zmiany w strukturze kosztów
- Udział kosztów własnych spadł w 2023 roku poniżej 40%, a do roku 2025 wzrósł do 47% pozostając niższym przed rokiem 2023
- Według danych podawanych przez OSD, największy wzrost kosztów w 2023 roku dotyczył kosztów przypisanych do sieci WN, dla której największe znaczenie mają usługi przesyłowe (70 - 80%). Najmniejsze koszty przypisane są do sieci SN - w ostatnich latach 15-23%. Dla sieci WN i nN udział kosztów kształtował się podobnie, po ok. 40% do roku 2022.
- W latach 2023 i 2024, ze względu na znaczny wzrost opłat przesyłowych, które obciążają głównie sieć WN, udział kosztów tych sieci w łącznych kosztach dystrybucji wzrósł do 45 i 48%.
- Dla sieci nN, jak i dla sieci SN największą część kosztów stanowią koszty własne, oczywiście dla sieci nN są one na znacznie wyższym poziomie (ok. 2,5 raza). Do sieci niskich napięć przypisywane było 50% kosztów własnych (WN - 15-16%, SN - 33-34%). W roku 2025 te proporcje uległy zmianie, koszty nN stanowiły ponad 60% kosztów wszystkich napięć, dla WN było to 11%, dla SN 25%. Odpowiednio zwiększył się udział sieci nN w przypadku amortyzacji, czy wynagrodzeń.

Koszty dystrybucji w podziale na grupy napięć

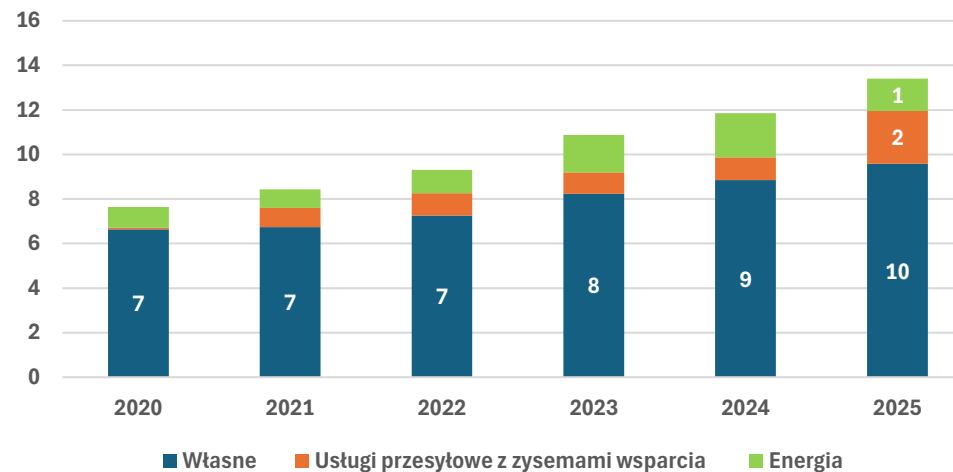
Koszty WN [mld. PLN]



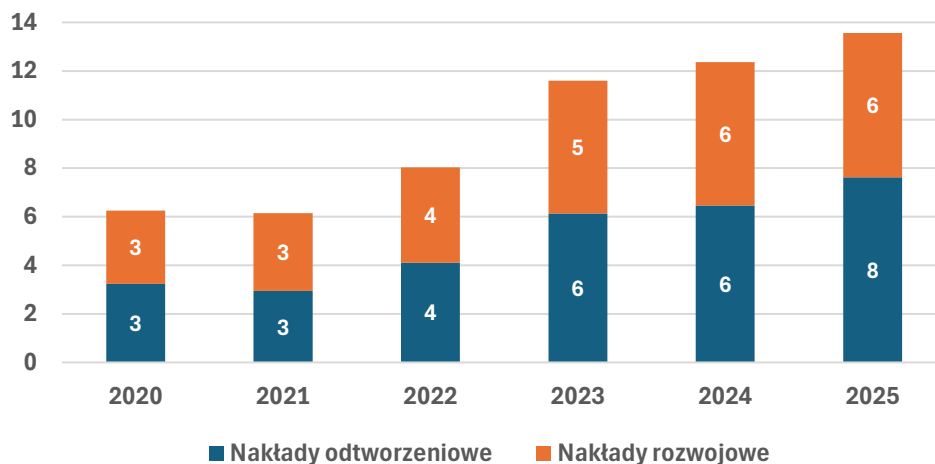
Koszty SN [mld. PLN]



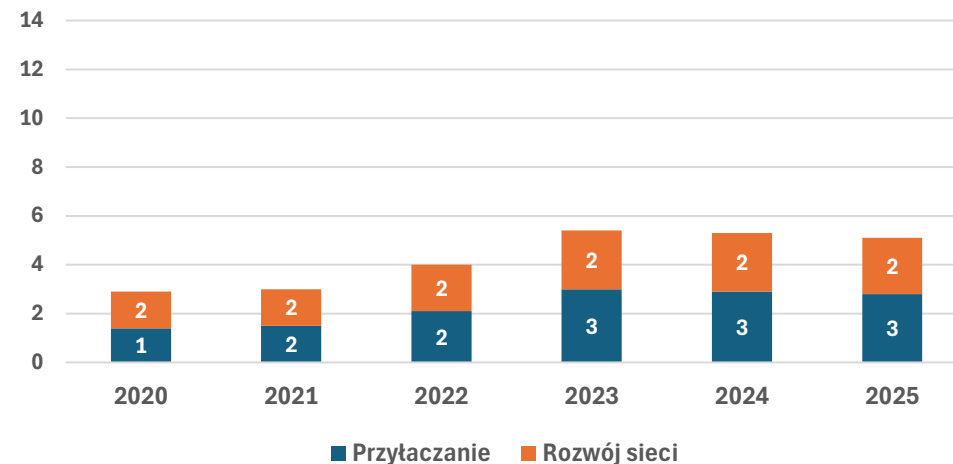
Koszty nN [mld. PLN]



Nakłady inwestycyjne OSD [mld. PLN]

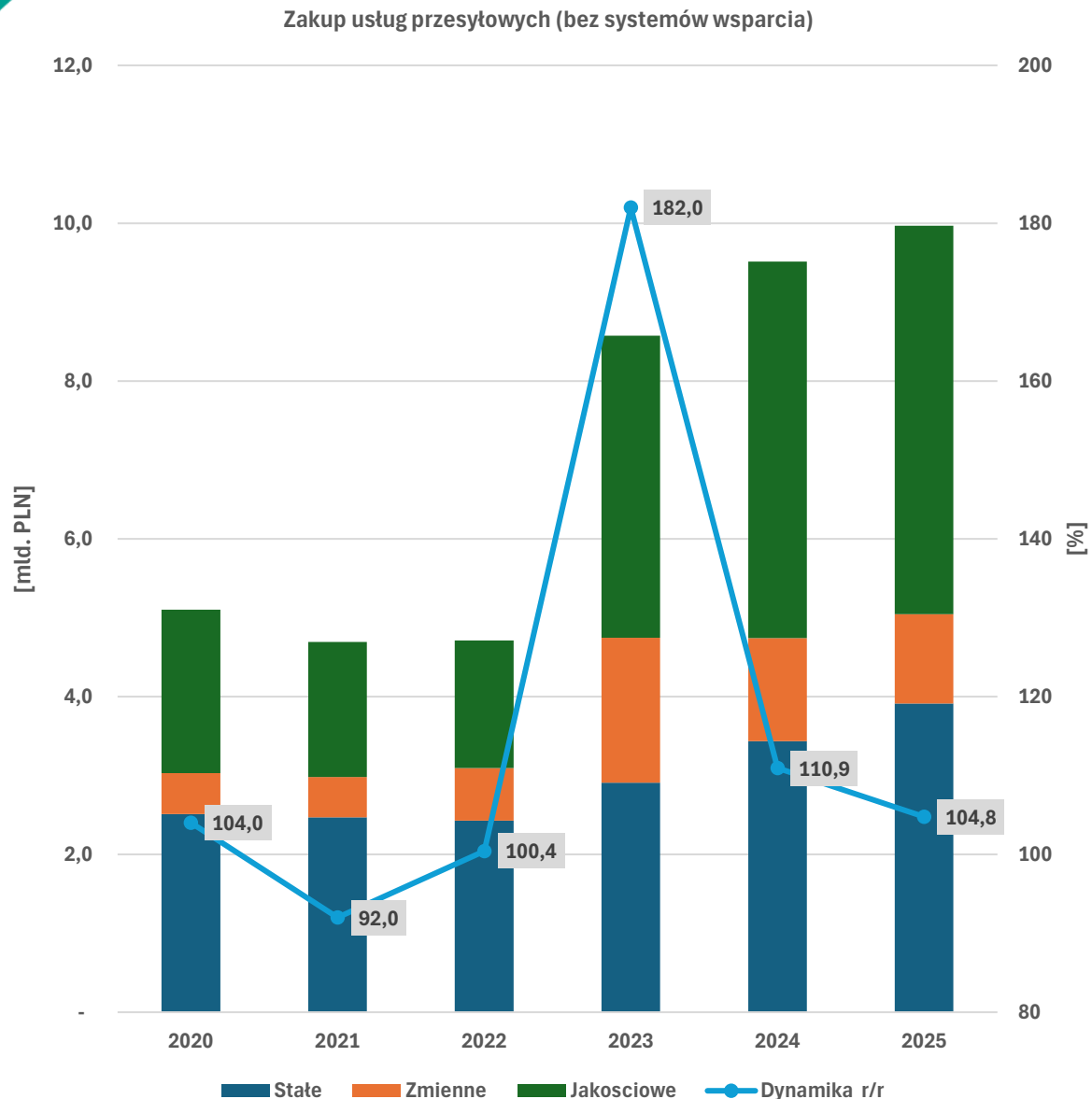


Nakłady na przyłączenie odbiorców OSD [mld. PLN]



- W okresie ostatnich lat nakłady inwestycyjne w spółkach dystrybucyjnych wzrosły ponad dwukrotnie, przy czym wzrost w był znacznie większy dla obszaru rozwojowego – blisko dwukrotnie (196%).
- Po okresie podobnego poziomu inwestowania w latach 2020 – 2021 nakłady inwestycyjne zaczęły systematycznie rosnąć. Dane za rok 2025 nadal podlegają weryfikacji, ale wstępne dane wskazują na dalszy wzrost inwestowania.
- Nakłady na przyłączenie odbiorców oraz na rozwój sieci niezbędny dla dokonywania tych przyłączeń stanowią +/- 50 % działalności inwestycyjnej OSD.

Zakup usług przesyłowych



- Gwałtowny wzrost wartości zakupu usług przesyłowych w roku 2023 wynikał ze wzrostu cen energii na pokrycie różnicy bilansowej, który wpływa na poziom stawek zmiennych oraz wzrostu stawek jakościowych spowodowany większymi kosztami utrzymania bezpieczeństwa.
- Stawki stałe również uległy wzrostowi.



Agencja Rynku Energii S.A.

**ul. Bobrowiecka 3
00-728 Warszawa**

**+ 48 22 444 20 00
biuro@are.waw.pl**

wydawca portalu



Dziękuję za uwagę Wojciech Tabiś

Prezentację przygotowano na podstawie:

- Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego
- Statystyka elektroenergetyki polskiej
- Informacja statystyczna o energii elektrycznej

Przygotowali:

Hanna Mikołajuk i Adrian Kędzierski