

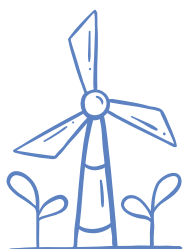
ILE KOSZTUJE TRANSFORMACJA?

KPEiK, ceny energii i realny potencjał
energetyki wiatrowej

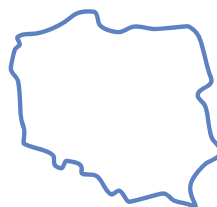




Koszty transformacji – kluczowe wnioski:



**WIĘCEJ
ENERGETYKI
WIATROWEJ**



**REALNE
KORZYŚCI
DLA POLSKI**

Tańsza energia dla wszystkich

Większy udział energetyki wiatrowej pozwala obniżyć cenę energii elektrycznej nawet o **250 zł/MWh w 2040 r.**, co bezpośrednio przekłada się na **niższe rachunki za prąd** i większą stabilność cen w długim okresie.

Oszczędności na paliwach i CO₂

Rozwój energetyki wiatrowej ogranicza import paliw kopalnych i koszty emisji, dzięki czemu **do 2040 r. w polskiej gospodarce pozostaje nawet 136 mld zł**, zamiast trafiać na zagraniczne rynki paliw i uprawnień do emisji.

Ponad pół biliona zł więcej inwestycji w rozwój

Scenariusz z większym udziałem wiatru oznacza **do 548 mld zł dodatkowych inwestycji** w infrastrukturę, przemysł i nowe technologie, napędzając rozwój regionów i nowoczesnych sektorów gospodarki.



Korzyści społeczne: Niższe koszty życia, większe bezpieczeństwo energetyczne i stabilne ceny energii dla gospodarstw domowych oraz lokalnych społeczności w całym kraju.



Korzyści gospodarcze: Silniejsza, bardziej konkurencyjna i odporna gospodarka, oparta na krajowych źródłach energii, inwestycjach i długofalowym wzroście.



Streszczenie raportu

Transformacja polskiej elektroenergetyki w horyzoncie 2040 roku nie jest wyłącznie procesem technologicznym ani regulacyjnym, lecz zjawiskiem makroekonomicznym o fundamentalnym znaczeniu dla długoterminowej konkurencyjności gospodarki (opartej o stabilne ceny energii elektrycznej) oraz bezpieczeństwa systemowego państwa. Skala i struktura podejmowanych decyzji inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym będą w nadchodzących dekadach bezpośrednio przekładać się na koszty funkcjonowania całej gospodarki – od przemysłu energochłonnego, przez sektor usług, po gospodarstwa domowe.

Opracowanie stanowi kompleksową analizę, która w jednym spójnym ujęciu ilościowym łączy: trajektorie cen hurtowych energii elektrycznej, strukturę miksu wytwórczego, nakłady inwestycyjne (CAPEX) na moce wytwórcze i magazynowe oraz na infrastrukturę sieciową, a także koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego. W przeciwieństwie do uproszczonych porównań technologicznych, analiza koncentruje się na rzeczywistych, łącznych kosztach systemowych energii, które w długim horyzoncie determinują poziom cen ponoszonych przez odbiorców końcowych.

Niniejsza analiza prowadzi do poniższych wniosków:



Poziom cen energii elektrycznej w długim horyzoncie jest rezultatem trajektorii zapotrzebowania na energię elektryczną, struktury inwestycji i ich sekwencji w czasie, a także poziomów kosztów paliw i CO₂. Scenariusz WEM, mimo niższych nakładów inwestycyjnych (**spowodowanych najniższą prognozą zapotrzebowania na energię**), prowadzi do trwałego utrzymania wysokich i zmiennych cen energii (**450–720 PLN/MWh po 2035 r.**) z uwagi na wysokie koszty paliw oraz CO₂ oraz niższe udziały mocy OZE, co przekłada się na zwiększone ryzyko kosztowe dla gospodarki. Z kolei WAM osiąga niższe ceny (**220–320 PLN/MWh po 2035 r.**), lecz kosztem bardzo wysokiej kapitałochłonności i presji na finansowanie infrastruktury (w tym jądrowej ponad obecnie planowane projekty).



Scenariusz WIN oferuje najlepszą relację koszt–efekt z punktu widzenia gospodarki (pomimo znacznie wyższego zapotrzebowania na energię niż w scenariuszu WEM). Umożliwia on uwzględnienie efektu cenowego dla scenariusza wysokiej ambicji OZE przy istotnie niższym poziomie łącznych nakładów inwestycyjnych, zarówno w wytwarzaniu, jak i w infrastrukturze sieciowej. Oznacza to niższe ryzyko makroekonomiczne przy zachowaniu konkurencyjnych cen energii (**180–320 PLN/MWh po 2035 r.**).

-  **Energetyka wiatrowa – lądowa i morska – jest kluczowym długoterminowym czynnikiem wpływającym na obniżanie cen energii**, jednak jej rozwój musi być zsynchronizowany z inwestycjami w magazyny energii i sieci przesyłowo-dystrybucyjne. Same inwestycje w OZE, bez równoległej rozbudowy infrastruktury sieciowej i elastyczności systemu, prowadzą do wzrostu kosztów bilansowania i ograniczeń systemowych.
-  **Koszty sieciowe i koszty bilansowania stanowią istotny element całkowitego kosztu energii**. Analiza pokazuje, że różnice pomiędzy scenariuszami nie wynikają wyłącznie z kosztów wytwarzania, lecz z odmiennego rozkładu CAPEX i OPEX pomiędzy wytwarzaniem, sieciami oraz rynkiem bilansującym. **Scenariusze o niższym CAPEX infrastrukturalnym nie są systemowo tańsze** – koszty są w nich przenoszone do obszaru operacyjnego w postaci wyższych kosztów bilansowania i większej zmienności cen.
-  Z perspektywy strategicznej **transformacja elektroenergetyki powinna być postrzegana jako projekt rozwojowy gospodarki**, a nie wyłącznie jako koszt klimatyczny. **Scenariusz WIN** pokazuje, że możliwe jest jednoczesne osiągnięcie wysokiego tempa wzrostu gospodarczego, wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającego z modernizacji i elektryfikacji oraz utrzymania stabilnych, konkurencyjnych cen energii.
-  **Kluczowe decyzje dotyczą nie tego, czy inwestować w transformację, lecz w co i w jakiej kolejności inwestować**. Najwyższą efektywność kosztową zapewnia sekwencja inwestycji skoncentrowana na energetyce wiatrowej, magazynach energii oraz sieciach dystrybucyjnych, przy jednoczesnym inwestowaniu w energetykę jądrową, transformację energetyki konwencjonalnej w oparciu o niskoemisyjne źródła gazowe w roli gwaranta bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.





Założenia do analizy

Analiza została przeprowadzona w oparciu o założenia przedstawione w aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPiEK) z grudnia

2025 roku oraz autorski model fundamentalny symulujący pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Analizie poddano trzy scenariusze rozwoju sektora elektroenergetycznego:

WEM

(Wolniejsza Ewolucja Miksu)

Scenariusz zachowawczy, zakładający wolniejsze tempo rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), ograniczony zakres inwestycji infrastrukturalnych oraz utrzymanie istotnej roli paliw kopalnych w kształtowaniu cen energii,

WAM

(Wysoka Ambicja Miksu)

Scenariusz przyspieszonej transformacji, z zauważalnie wyższym tempem rozwoju OZE niż w scenariuszu WEM, rozbudową elastyczności systemu i znaczącymi nakładami na infrastrukturę sieciową,

WIN

(Wzrost Gospodarczy I Niskie Ceny)

Scenariusz autorski, zakładający wysokie, lecz realistyczne tempo wzrostu gospodarczego Polski, w którym wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wynika przede wszystkim z modernizacji, cyfryzacji i elektryfikacji procesów gospodarczych, a nie z narastającej energochłonności, a także najwyższe tempo rozwoju OZE oparte o możliwości techniczne sieci rozwijanej zgodnie ze Strategią Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) do 2040 roku.

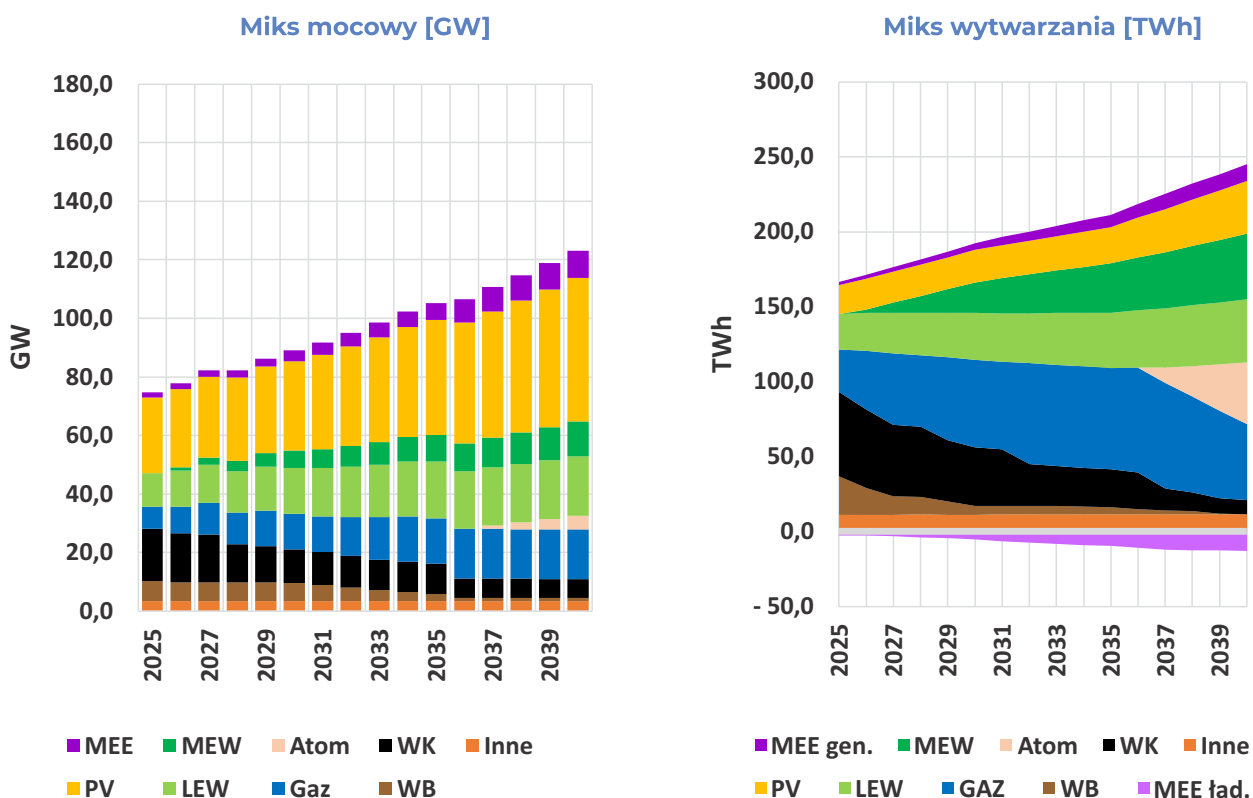
Niniejsza analiza opiera się w części na założeniach przedstawionych w aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPiEK) z grudnia 2025 roku z uwagi na fakt iż uznano, że założenia tam przedstawione stanowią właściwy punkt wyjścia dla szczegółowych analiz porównawczych. Wymaga podkreślenia fakt, że przygotowana analiza zawiera również szereg alternatywnych rozwiązań w odniesieniu do planowanego miksu energetycznego.

Scenariusz WIN zakłada miks energetyczny z wysokim udziałem OZE, w szczególności energetyki wiatrowej, przy jednoczesnym świadomym ograniczaniu nadmiernej kapitałochłonności systemu. Jego celem nie jest maksyma-

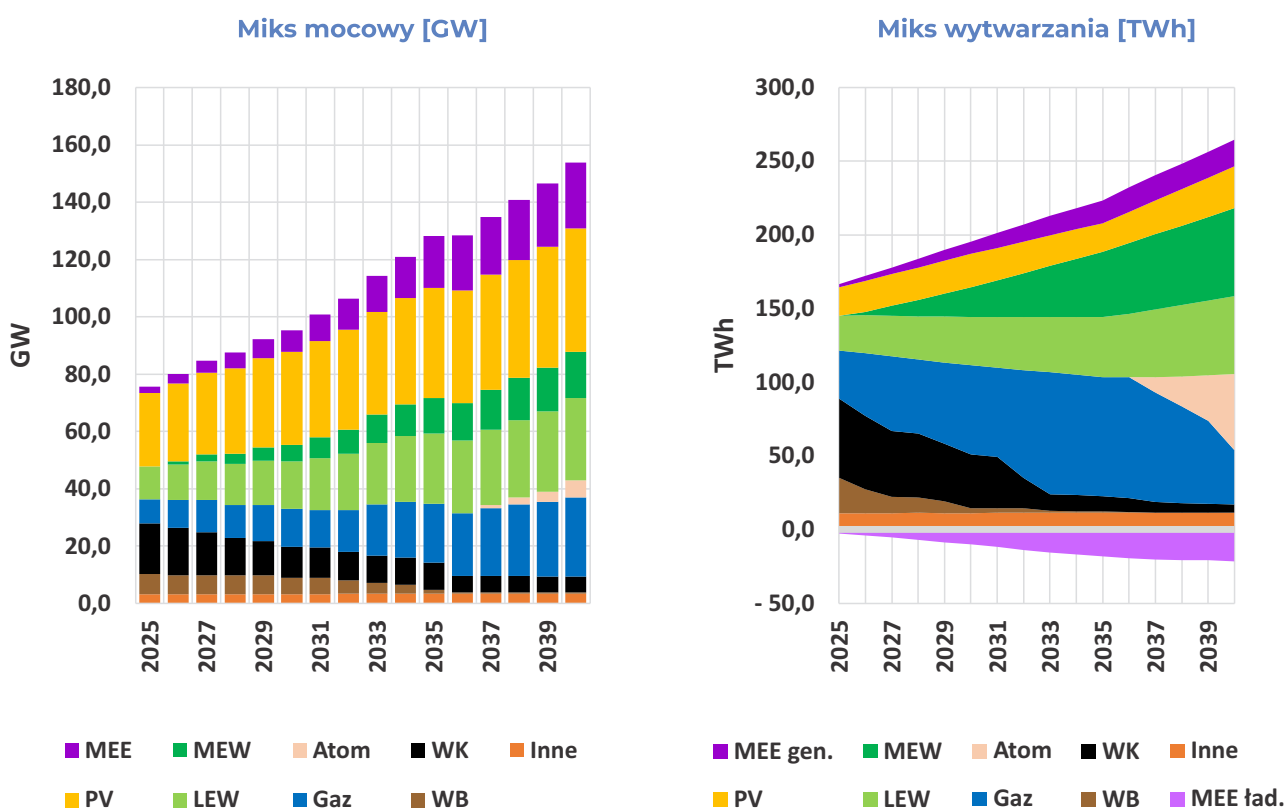
lizacja skali inwestycji jako takiej, lecz minimalizacja całkowitego kosztu energii elektrycznej dla gospodarki w długim horyzoncie czasowym, przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw. Jednocześnie jest to scenariusz, który w ocenie autorów daje realną szansę na utrzymanie dynamicznego rozwoju gospodarki i rozwój nowoczesnych gałęzi przemysłu.

Jednocześnie powyższe scenariusze są przedstawione w ujęciu różnych założeń odnośnie przyszłego miksu energetycznego, który ma zapewnić pokrycie zapotrzebowania na energię przy jednoczesnym wskazaniu wariantów, które zapewnią najkorzystniejszy bilans kosztów dla odbiorców energii.

Rys. 1.

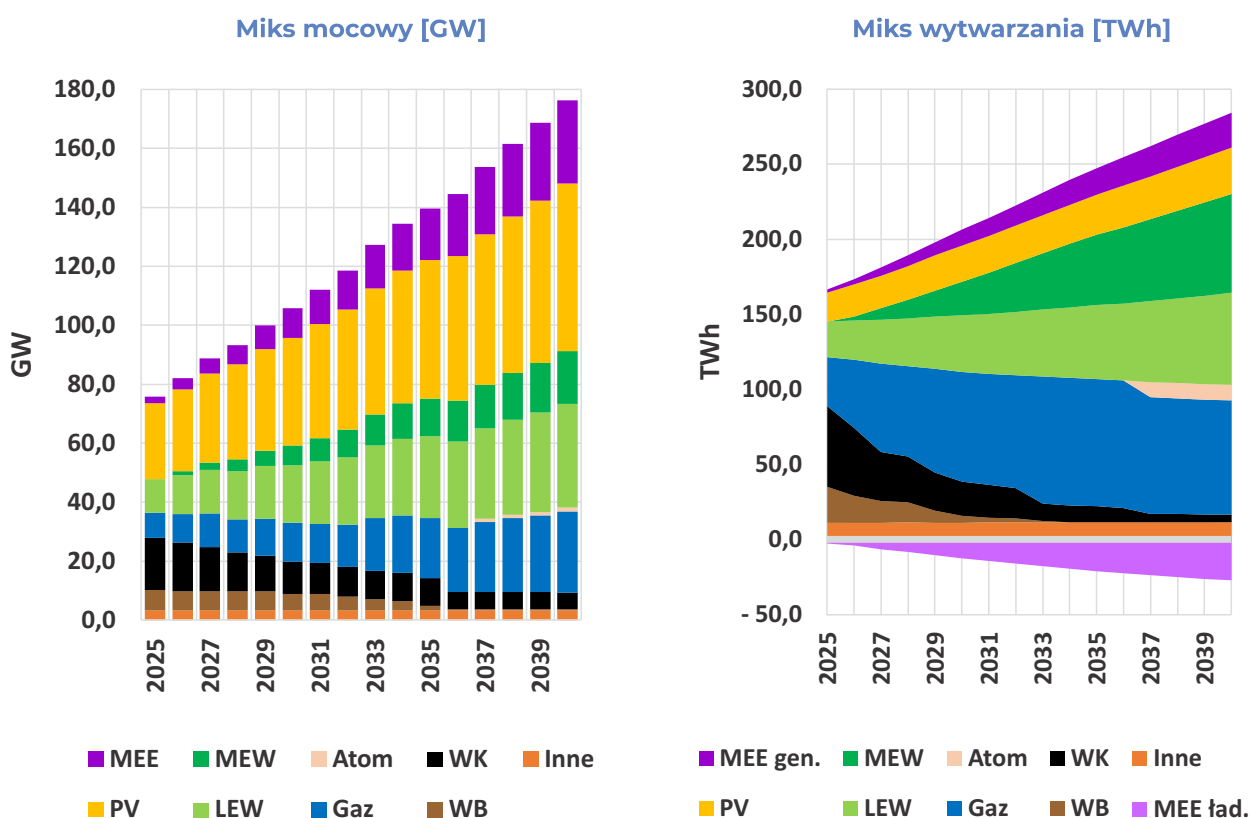
Miks mocy oraz modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu WEM¹

Rys. 2.

Miks mocy oraz modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu WAM²

Rys. 3.

Miks mocy oraz modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu WIN³



^{1,2,3} Gaz obejmuje źródła typu CCGT (ang. combined-cycle gas turbine) kondensacyjne oraz pracujące w kogeneracji, a także źródła OCGT (open-cycle gas turbine). LEW / MEW oznacza lądowe / morskie elektrownie wiatrowe. MEE ład. / MEE gen. oznacza ładowanie / generację z magazynów energii elektrycznej. Pozostałe oznaczają źródła biomasowe, biogazowe, wodne. PV oznacza fotowoltaikę. WB oznacza węgiel brunatny. WK (węgiel kamienny) obejmuje źródła kondensacyjne oraz pracujące w kogeneracji.



Scenariusze WEM, WAM i WIN – fundamentalna różnica kosztowa

Porównanie trzech analizowanych scenariuszy pokazuje, że kluczowa różnica pomiędzy nimi nie polega wyłącznie na łącznej skali nakładów inwestycyjnych, lecz na odmiennym rozkładzie

kosztów w czasie oraz różnej odporności systemu elektroenergetycznego na czynniki zewnętrzne, takie jak zmienność cen paliw, uprawnień do emisji CO₂ czy napięcia geopolityczne.

W scenariuszu **WEM** ograniczenie nakładów inwestycyjnych w krótkim okresie prowadzi do utrzymania wysokiej ekspozycji systemu na koszty paliwowe i emisyjne. Gaz ziemny oraz jednostki konwencjonalne pozostają często technologiami cenotwórczymi, co – zgodnie z mechanizmem cenotwórczym opartym o merit order – skutkuje podwyższonym poziomem średnich cen energii oraz ich dużą zmiennością.

Scenariusz **WAM** zakłada wyższe tempo inwestycji w OZE, sieci oraz zasoby elastyczności, co po 2035 roku prowadzi do istotnego obniżenia kosztów operacyjnych systemu i stabilizacji cen energii. Efekt ten osiągany jest jednak kosztem bardzo wysokiej kapitałochłonności, generującej presję na taryfy sieciowe i wymagającej mobilizacji znacznych zasobów kapitału w relatywnie krótkim czasie.

WIN stanowi wariant pośredni, w którym większość korzyści cenowych charakterystycznych dla WAM osiągana jest przez źródła wytwórcze. Kluczowym elementem tego scenariusza jest selektywny dobór technologii oraz synchronizacja inwestycji w wytwarzanie, magazyny energii i sieci, co pozwala ograniczyć koszty systemowe bez utraty efektu obniżenia cen energii.

Trajektorie cen hurtowych energii elektrycznej

Analiza trajektorii cen hurtowych energii elektrycznej jednoznacznie wskazuje, że mechanizm kształtowania cen jest w pierwszej kolejności funkcją struktury miksu wytwórczego. Ceny energii na rynku hurtowym powstają w wyniku zderzenia chwilowego zapotrzebowania z krzywą merit order źródeł wytwarzania, w której

kluczowe znaczenie mają koszty jednostek krańcowych, tj. niezbędnych do pokrycia „ostatniego megawata” zapotrzebowania na moc w danym interwale (godzina, kwadrans). W każdej godzinie to najdroższa technologicznie jednostka pracująca w systemie wyznacza cenę energii dla wszystkich uczestników rynku.

Struktura miksu decyduje zatem o tym, jak często rolę technologii cenotwórczych pełnią jednostki paliwowe i emisyjne, a jak często system opiera się na źródłach o niskich kosztach zmierzających, takich jak energetyka wiatrowa i fotowoltaika. Równocześnie skala dostępnych rezerw mocy i zasobów elastyczności determinuje koszty bilansowania systemu, które stają się integralną częścią ceny energii w warunkach rosnącej zmienności generacji.

W tym ujęciu infrastruktura sieciowa pełni rolę wtórną i pochodną wobec kształtowanego miksu wytwórczego. Ich zasadniczą funkcją jest umożliwienie efektywnego wykorzystania niskokosztowych źródeł oraz ograniczenie kosztów redysponowania i bilansowania, a nie bezpośrednio oddziaływanie na mechanizm cenowy.

W scenariuszach:⁴

WEM

W scenariuszu bazowym (**LEW 20,4 GW i MEW 11,8 GW w 2040 roku**) po 2035 roku średnie ceny hurtowe stabilizują się w przedziale **430 – 730 PLN/MWh**, przy wysokiej zmienności godzinowej i sezonowej. Gaz ziemny oraz jednostki konwencjonalne pozostają technologiami często cenotwórczymi, co utrzymuje silną korelację cen energii z cenami paliw i uprawnień do emisji CO₂.

- w wariantcie scenariusza WAM zakładającym wzrost ilości źródeł wiatrowych w systemie (**LEW 28,8 GW i MEW 16,1 GW w 2040 roku**) widzimy widoczny spadek cen do przedziału **350-450 PLN/MWh**.

WAM

W scenariuszu bazowym (**LEW 28,8 GW i MEW 16,1 GW w 2040 roku**) dość zwiększony udział OZE i rozbudowana infrastruktura sieciowa prowadzą do trwałego przesunięcia krzywej merit order. Po 2035 roku średnie ceny hurtowe kształtują się na poziomie **220 – 320 PLN/MWh**, przy istotnie ograniczonej zmienności i mniejszej liczbie godzin ekstremalnie wysokich cen.

- w wariantcie scenariusza WAM zakładającym wzrost ilości źródeł wiatrowych w systemie (**LEW 35,1 GW i MEW 17,9 GW w 2040 roku**) widzimy widoczny spadek cen do przedziału **120-250 PLN/MWh**.

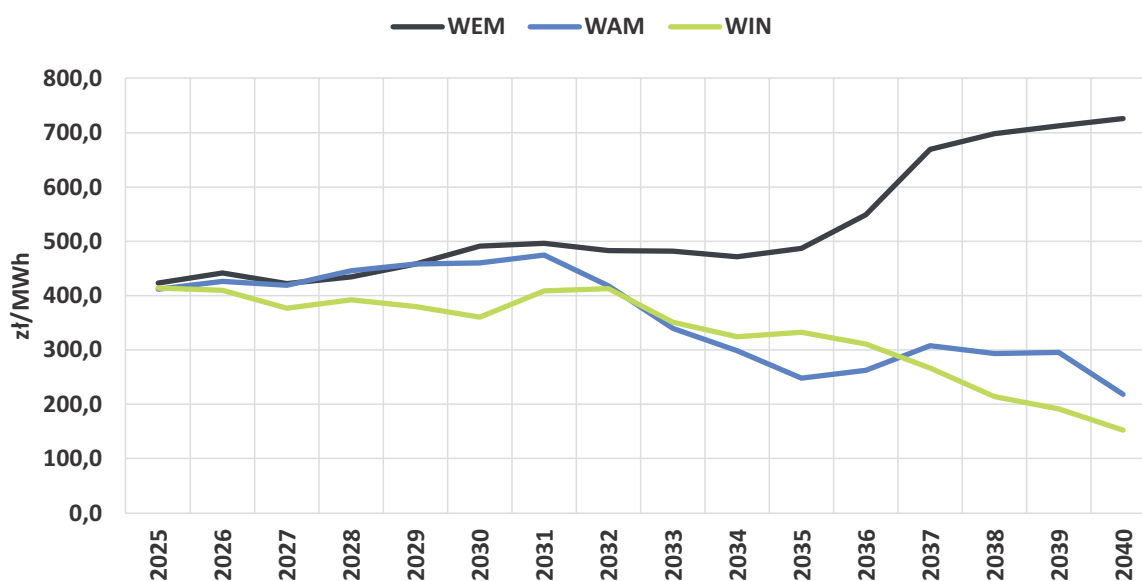
⁴ Wariant „WEM (wiatr WAM)” zakłada zużycie energii elektrycznej oraz miks mocy, jak w scenariuszu WEM, poza trajekcją mocy LEW i MEW, które zakładają rozwój, jak w scenariuszu WAM (w roku 2040, 28,8 GW mocy LEW względem 20,4 GW w WEM oraz 16,1 GW mocy MEW względem 11,8 GW w WEM). Analogicznie, wariant „WAM”, zakłada zużycie energii elektrycznej oraz miks mocy, jak w scenariuszu WAM, poza trajekcją mocy LEW i MEW, które zakładają rozwój, jak w scenariuszu WIN (w roku 2040, 35,1 GW mocy LEW względem 28,8 GW w WEM oraz 17,9 GW mocy MEW względem 16,1 GW w WEM).

WIN

Scenariusz ten, zakładający 31,5 GW mocy LEW oraz 17,9 GW mocy MEW oraz istotnie mniejszą niż WEM i WAM ilość mocy jądrowych, osiąga znaczną część efektu cenowego WAM przy niższej kapitałochłonności. Po 2035 roku średnie ceny hurtowe wynoszą **160 – 320 PLN/MWh**, a ich zmienność jest wyraźnie niższa niż w WEM i odznacza się najwyższymi spadkami cen energii w długim horyzoncie. Scenariusz ten został oszacowany jako optymalny z maksymalnym wykorzystaniem OZE i nie zakłada scenariusza alternatywnego.

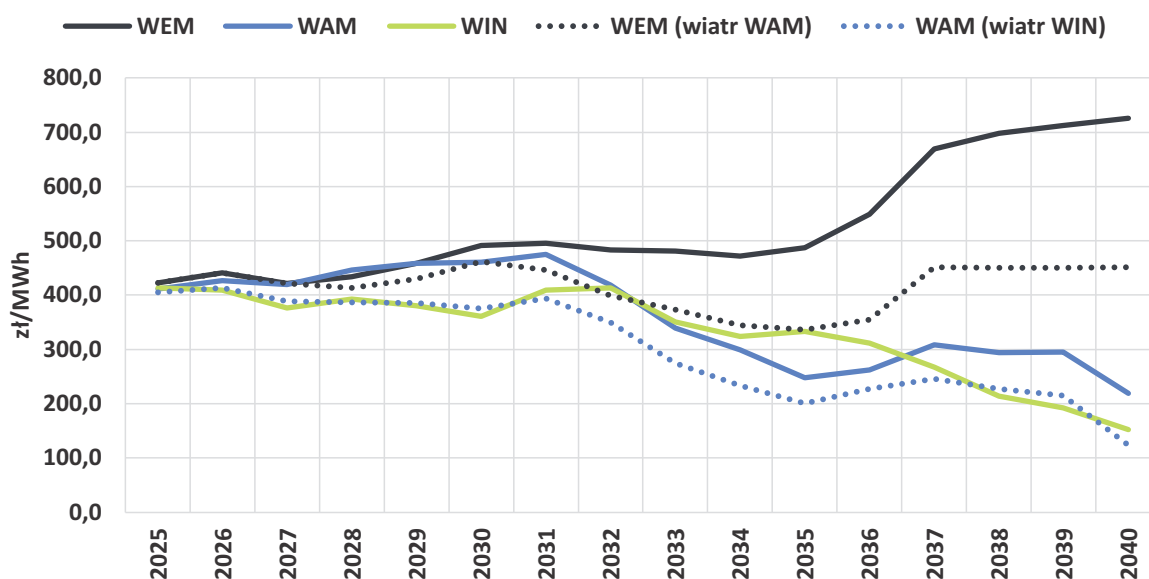
Rys. 4.

Modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej dla scenariuszach głównych



Rys. 5.

Modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej dla wariantów WEM i WAM z większą ilością mocy wiatrowych





Nakłady inwestycyjne w miks wytwórczy i elastyczność systemu – fundament trajektorii cenowych

Analiza trajektorii cen energii elektrycznej przedstawiona w raporcie jednoznacznie wskazuje, że ich kształt jest bezpośrednią konsekwencją struktury nakładów inwestycyjnych w miks wytwórczy, nakłady na rozwój sieci oraz w zasoby elastyczności systemu. Zanim oce-

nione zostaną koszty infrastruktury sieciowej, kluczowe jest zrozumienie, w jakie technologie system realnie inwestuje oraz jak te inwestycje przekładają się na wypychanie technologii cenotwórczych i stabilizację rynku.

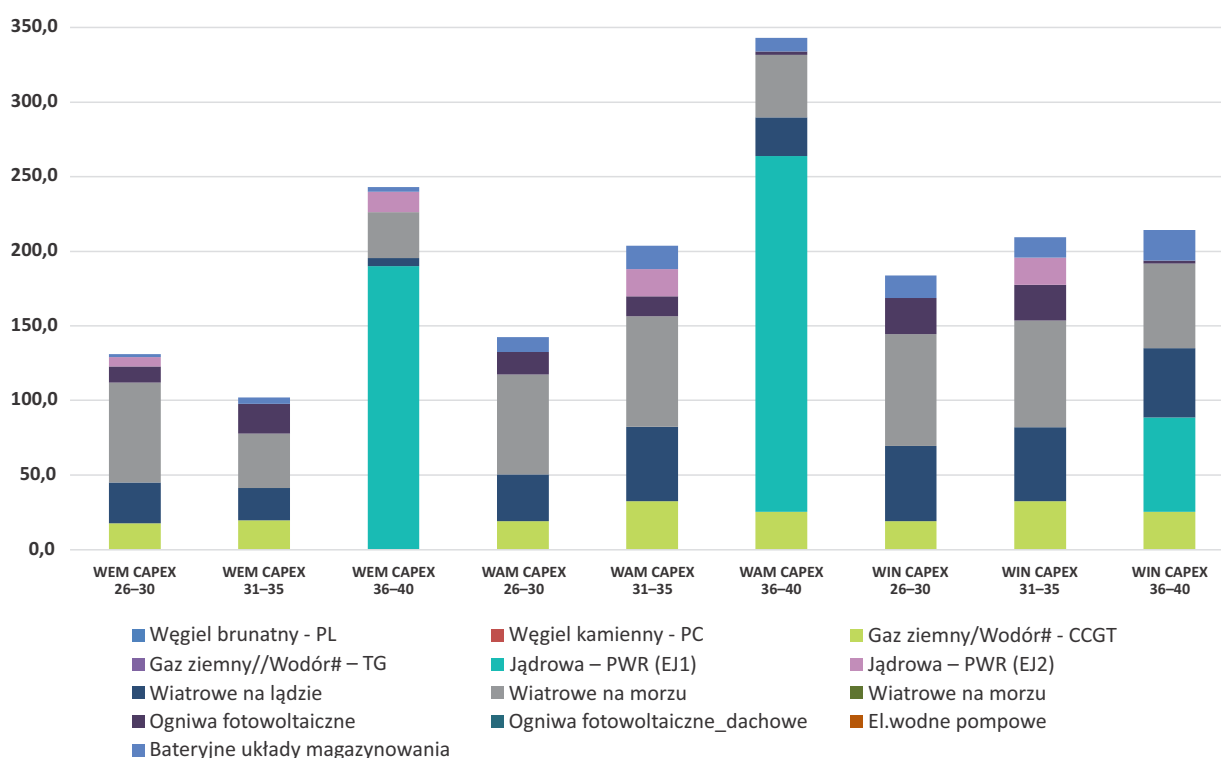
Struktura CAPEX w wytwarzaniu i magazynach energii

Agregacja nakładów inwestycyjnych w wytwarzaniu energii elektrycznej i magazynach energii w horyzoncie 2026–2040 pokazuje wyraźne

różnice pomiędzy scenariuszami WEM, WAM i WIN – zarówno pod względem skali, jak i struktury technologicznej.

Rys. 6.

Zestawienie CAPEXów wytwarzania i magazynów na okresy i scenariusze [mln PLN]



W scenariuszu WEM inwestycje koncentrują się na technologiach przejściowych oraz ograniczonym rozwoju OZE. W latach 2026–2035 istotną rolę odgrywają bloki gazowe CCGT (łącznie ok. 37,5 mld PLN do 2035 r.), pełniące funkcję stabilizującą system. Nakłady na wiatr na lądzie maleją w czasie (27,2 mld PLN w latach 2026–2030, 21,6 mld PLN w latach 2031–2035 i jedynie 5,6 mld PLN po 2035 r.), co ogranicza długoterminowy efekt merit order. Offshore wind rozwijany jest stopniowo (łącznie ok. 134 mld PLN), natomiast fotowoltaika pełni rolę uzupełniającą. Nakłady na magazyny bateryjne pozostają relatywnie niskie (ok. 9,5 mld PLN w całym horyzoncie), co przekłada się na wyższą zmienność cen energii.

Scenariusz WAM charakteryzuje się silnym przyspieszeniem inwestycji w OZE oraz zasoby elastyczności. Nakłady na wiatr na lądzie wzrastają do ponad 107 mld PLN, a na offshore wind do ok. 183 mld PLN. Jednocześnie znacząco rosną inwestycje w gazowe jednostki CCGT (łącznie ok. 76,6 mld PLN), pełniące rolę zabezpieczenia systemowego, oraz w bateryjne magazyny energii (ok. 35 mld PLN). Taka struktura CAPEX pozwala na najsilniejsze obniżenie cen energii po 2035 r., lecz kosztem bardzo wysokiej kapitałochłonności.

Scenariusz WIN prezentuje najbardziej zrównoważoną strukturę inwestycji. Nakłady na wiatr na lądzie są najwyższe spośród analizowanych scenariuszy (ok. 146 mld PLN), co czyni tę technologię głównym filarem wypychania gazu z roli technologii cenotwórczej. Offshore wind rozwijany jest w sposób stabilny i rozłożony w czasie (ok. 203 mld PLN), a fotowoltaika osiąga znaczącą skalę (ok. 50 mld PLN), lecz bez nadmiernej koncentracji w jednym okresie. Kluczowym elementem WIN są również magazyny energii, których łączne nakłady (bateryjne oraz elektrownie szczytowo-pompowe) przekraczają 67 mld PLN, co bezpośrednio przekłada się na stabilizację cen i ograniczenie kosztów bilansowania. W tym scenariuszu obniżone jest CAPEX na energetykę jądrową w związku z urealnieniem założeń mocowych do jednego bloku 1,2 MW na koniec badanego okresu.

Z punktu widzenia efektywności systemowej analiza ta prowadzi do wniosku, że największy efekt cenowy przynoszą inwestycje w energetykę wiatrową (lądową i morską) wsparte adekwatną skalą magazynów energii, natomiast inwestycje w moce gazowe pełnią rolę uzupełniającą i zabezpieczającą, a nie strukturalnie cenotwórczą.





Inwestycje sieciowe i koszty bilansowania

Łączne nakłady na sieci elektroenergetyczne

Zgodnie z tabelą CAPEX sieci zawartą w raporcie oraz danymi wejściowymi modelu, łączne nakłady inwestycyjne na infrastrukturę sieciową

(sieć przesyłowa i dystrybucyjna łącznie) w horyzoncie do 2040 roku mogą wynieść:

WEM: 67 mld EUR

WAM: 108 mld EUR

WIN: 150 mld EUR

Oznacza to, że w porównaniu do scenariusza WEM:



scenariusz **WAM** generuje **+41 mld EUR** nakładów sieciowych,



scenariusz **WIN** generuje dodatkowe **+42 mld EUR** nakładów sieciowych względem scenariuszu WAM.

Skala tych różnic pokazuje, że infrastruktura sieciowa jest jednym z kluczowych czynników kosztowych różnicujących scenariusze transformacji. W szczególności scenariusz SDRG ujmuje pełny koszt infrastrukturalny nowoczesnej, wysoko zelektryfikowanej gospodarki, w której sieci pełnią rolę aktywnej infrastruktury

rozwojowej, a nie wyłącznie technicznego zaplecza systemu elektroenergetycznego.

Należy zaznaczyć, że kluczowym obszarem nakładów inwestycyjnych będzie rozwój sieci dystrybucyjnych najbardziej podatnych na zmianę struktury miksu energetycznego.

W szczególności szacunkowe nakłady na sieci dystrybucyjne wynoszą natomiast:

WEM: 44 mld EUR

WAM: 81 mld EUR

WIN: 116 mld EUR,

co odpowiada wzrostowi o +37 mld EUR w WAM oraz dodatkowe +35 mld EUR w WIN w porównaniu do scenariusza WEM.

Tak silna koncentracja dodatkowych nakładów w segmencie dystrybucji potwierdza, że koszty sieciowe są wprost powiązane nie tylko z udziałem OZE, lecz przede wszystkim z modelem roz-

woju gospodarki: poziomem elektryfikacji, decentralizacją wytwarzania oraz rolą odbiorców aktywnych.

Koszty bilansowania systemu i usług systemowych

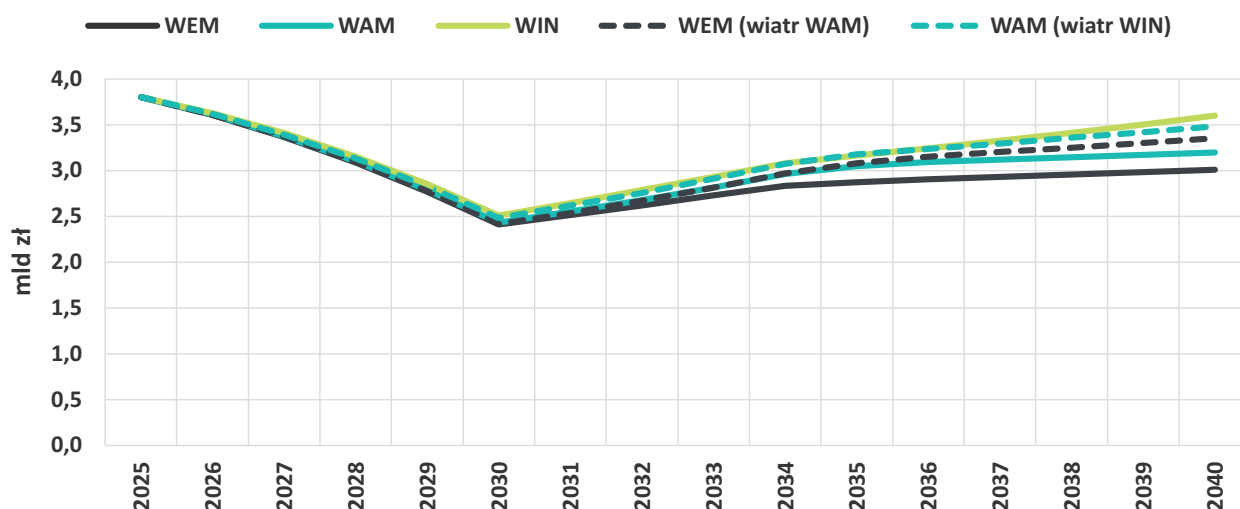
Koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego zostały w niniejszym raporcie oszacowane bezpośrednio na podstawie wyników modelu oraz badania zapotrzebowania oraz struktury miksu mocowego, tj. spójnie z metodą wyznaczania cen prognozowanych dodatkowo badając wielkość rezerw systemowych. Obejmują one koszty usług mocy bilansujących niezbędnych do utrzymania równowagi systemu przy danej strukturze miksu wytwór-

czego zakładając brak istotnych reform strukturalnych tego obszaru rynkowego.

W celu zapewnienia porównywalności scenariuszy, koszty te zostały odniesione do krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną i wyrażone w jednostkach PLN/MWh. Poniższe wartości stanowią średnie jednostkowe koszty rezerw mocy bilansujących w poszczególnych latach horyzontu analizy.

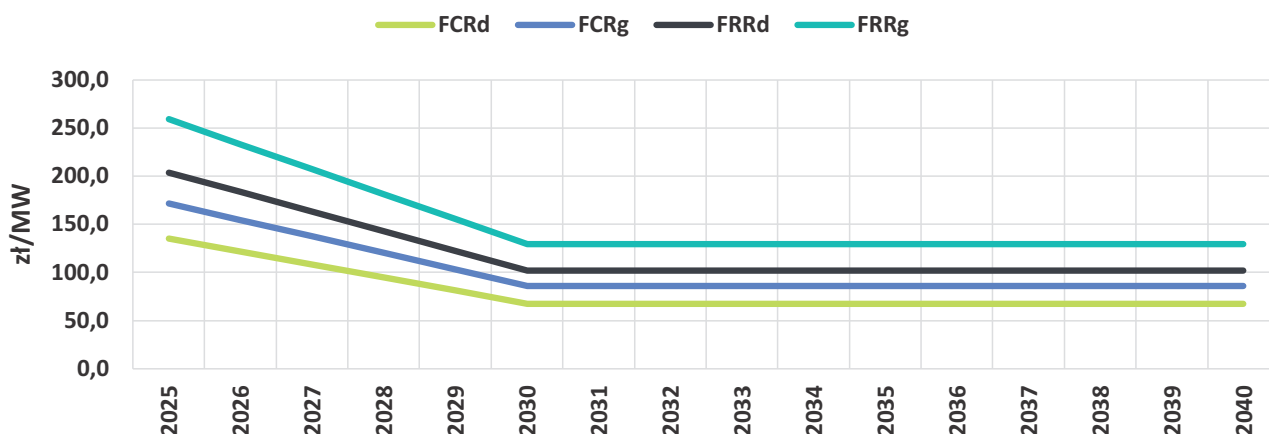
Rys. 7.

Roczny koszt mocy bilansujących (wszystkie cztery usługi, tj. FCRd, FCRg, FRRd, FRRg)



Rys. 8.

Ceny mocy bilansujących



Analiza kosztów bilansowania pokazuje, że we wszystkich scenariuszach roczny koszt rezerw mocy bilansujących ma charakter nieliniowy: wyraźny spadek do okolic 2030 r., a następnie stopniowy wzrost do 2040 r. Spadek kosztów do 2030 r. wynika przede wszystkim z poprawy struktury podaży usług systemowych (coraz więcej usług świadczonych przez magazyny bateryjne nieponoszące kosztu paliwa na każdą wygenerowaną megawatogodzinę), rosnącej

dostępności elastycznych zasobów oraz stopniowego wypychania najmniej efektywnych, kosztownych jednostek z rynku bilansującego.

Po 2030 r. obserwowany wzrost kosztów rezerw mocy bilansujących nie oznacza pogorszenia efektywności rynku, lecz jest pochodną rosnącego zapotrzebowania na usługi bilansujące w systemie o coraz wyższym udziale źródeł zmiennych.

W tym kontekście różnice pomiędzy scenariuszami mają charakter strukturalny:

WEM:

Utrzymuje najniższy koszt mocy bilansujących, ponieważ wolniejsza transformacja ogranicza skalę zmienności generacji, ale jednocześnie oznacza wyższą ekspozycję na koszty paliw i CO₂ poza rynkiem bilansującym,

WAM:

Generuje umiarkowanie wyższe koszty mocy bilansujących, co jest konsekwencją szybkiego przyrostu OZE i większych potrzeb bilansowania w okresie przejściowym,

WIN:

Charakteryzuje się najwyższym kosztem mocy bilansujących po 2032 r., co wynika z większego wolumenu energii do bilansowania przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania systemowego, a nie z nieefektywności rynku.

Kluczowy wniosek jest taki, że wzrost kosztów rynku bilansującego w WIN jest kosztem obsługi większego, bardziej elektrycznego i nowoczes-

niejszego systemu, jednak nie jest na tyle wysoki, aby obciążać istotnie całkowite koszty systemowe.

Wpływ poszczególnych wariantów na odbiorcę końcowego

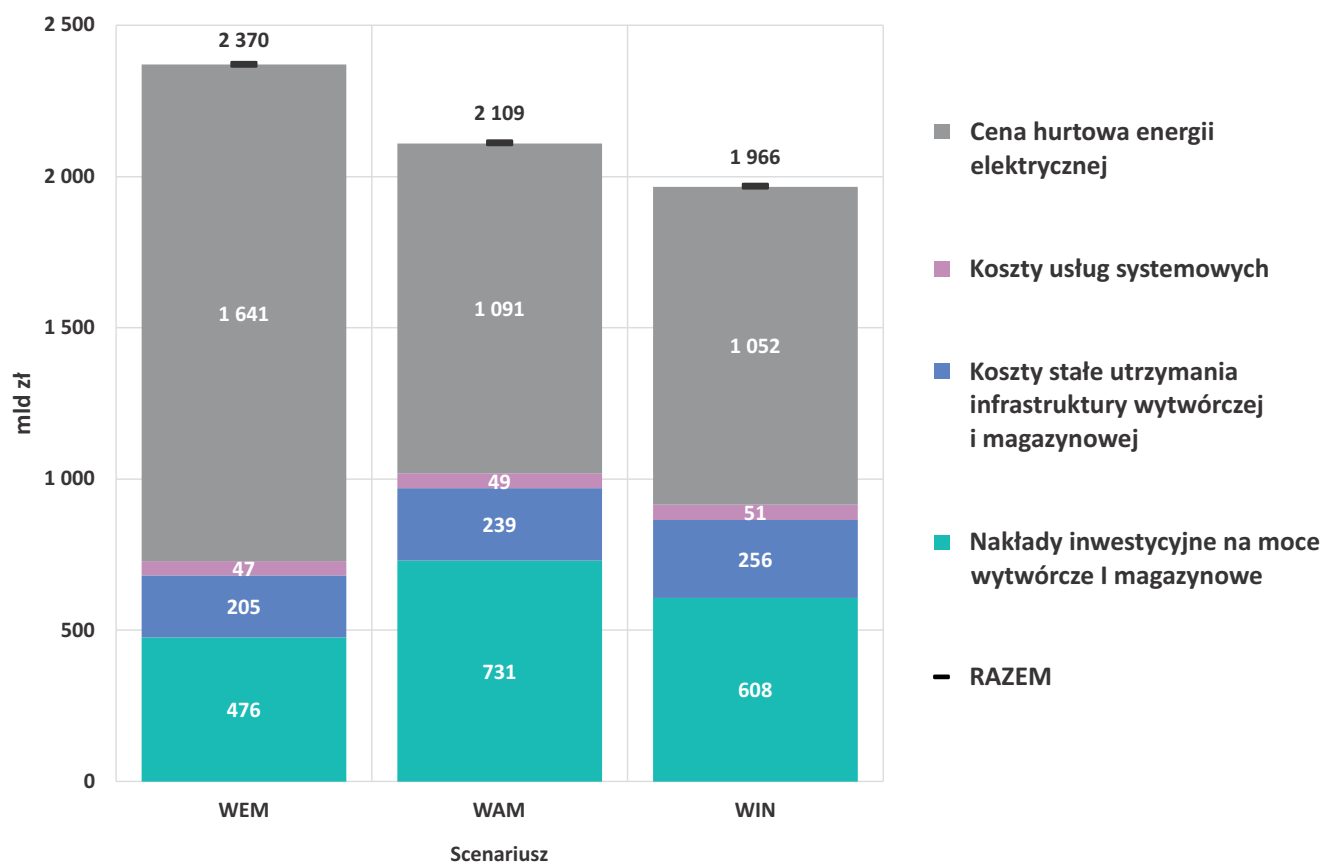
Z punktu widzenia odbiorcy końcowego kluczowe różnice między scenariuszami WEM, WAM i WIN nie wynikają wyłącznie z poziomu nakładów inwestycyjnych, lecz z tego, jaką część finalnej ceny energii stanowią koszty zmienne oraz jakie zapotrzebowanie jest pokrywane. W scenariuszu WAM, mimo najniższych kosztów całkowitych systemu (ok. 2,57 bln zł), zakłada on niższe pokrycie zapotrzebowania, w praktyce oznacza ostatecznie wyższe ceny jednostkowe.

Scenariusz WEM generuje najwyższe całkowite koszty systemu które rosną do ok. 2,66 bln zł, pokrywa najniższe zapotrzebowanie i obciążony jest dużymi ryzykami zmienności cen paliw oraz CO₂.

Scenariusz WIN przy kosztach całkowitych na podobnym poziomie przekłada się na bardzo zaawansowaną skalę inwestycji napędzającej gospodarkę, spełniająca jednocześnie cele klimatyczne oraz zapewnia pokrycie największego wzrostu zapotrzebowania odbiorców.

Rys. 9.

Sumaryczne koszty energii elektrycznej bez kosztów sieciowych [mld zł],
suma dla lat 2026-2040



Z analiz wynika że, najkorzystniej dla gospodarki oraz odbiorców końcowych w tym grupy G wypada scenariusz WIN w przeliczeniu na koszt jednostkowy energii (zł/MWh, bez akcyzy i VAT – rys. 9).

W podejściu na bazie opracowanych w raporcie ścieżek cenowych opartych o model kosztu krańcowego oraz popytu, najniższy poziom osiąga scenariusz WIN (ok. 490 zł/MWh), podczas gdy WEM jest najdroższy (ok. 674 zł/MWh), a WAM (520 zł/MWh). Oznacza to, że ta analiza zbliżona bardziej do realiów rynkowych pokazuje przewagę scenariusza WIN.

W WIN łączny komponent paliwowo-emisyjny jest wyraźnie niższy niż w WEM i WAM w modelu wyznaczanie cen hurtowych na bazie kosztów krańcowych, co bezpośrednio obniża średni koszt MWh i zmniejsza wrażliwość ceny energii na zmiany rynkowe. Dlatego scenariusz

WIN jest najmniej podatny na ryzyka wzrostu kosztów CO₂ oraz paliw.

Istotnym elementem są również koszty sieciowe, które zostały przeanalizowane dla taryfy G z bazą wyjściową na 2026 r. (jako baza wg średnich całkowitych opłat dystrybucyjnych ważonych udziałami w rynku poszczególnych OSD). Koszty te będą miały największy udział we wzrostach cen we wszystkich scenariuszach, stanowiąc dominujący element ceny końcowej. Wynika to głównie z faktu konieczności odtworzenia nakładów. Koszty w zależności od scenariusza wyniosą od 476 mld PLN w scenariuszu WEM, przez 731 mld PLN w scenariuszu WAM pod 608 mld PLN w scenariuszu WIN.

Scenariusz WIN pomimo przeniesienia wyższych sieciowych kosztów inwestycyjnych oraz nakładów w obszarze wytwarzania oraz magazynowania energii, broni się niższymi cenami

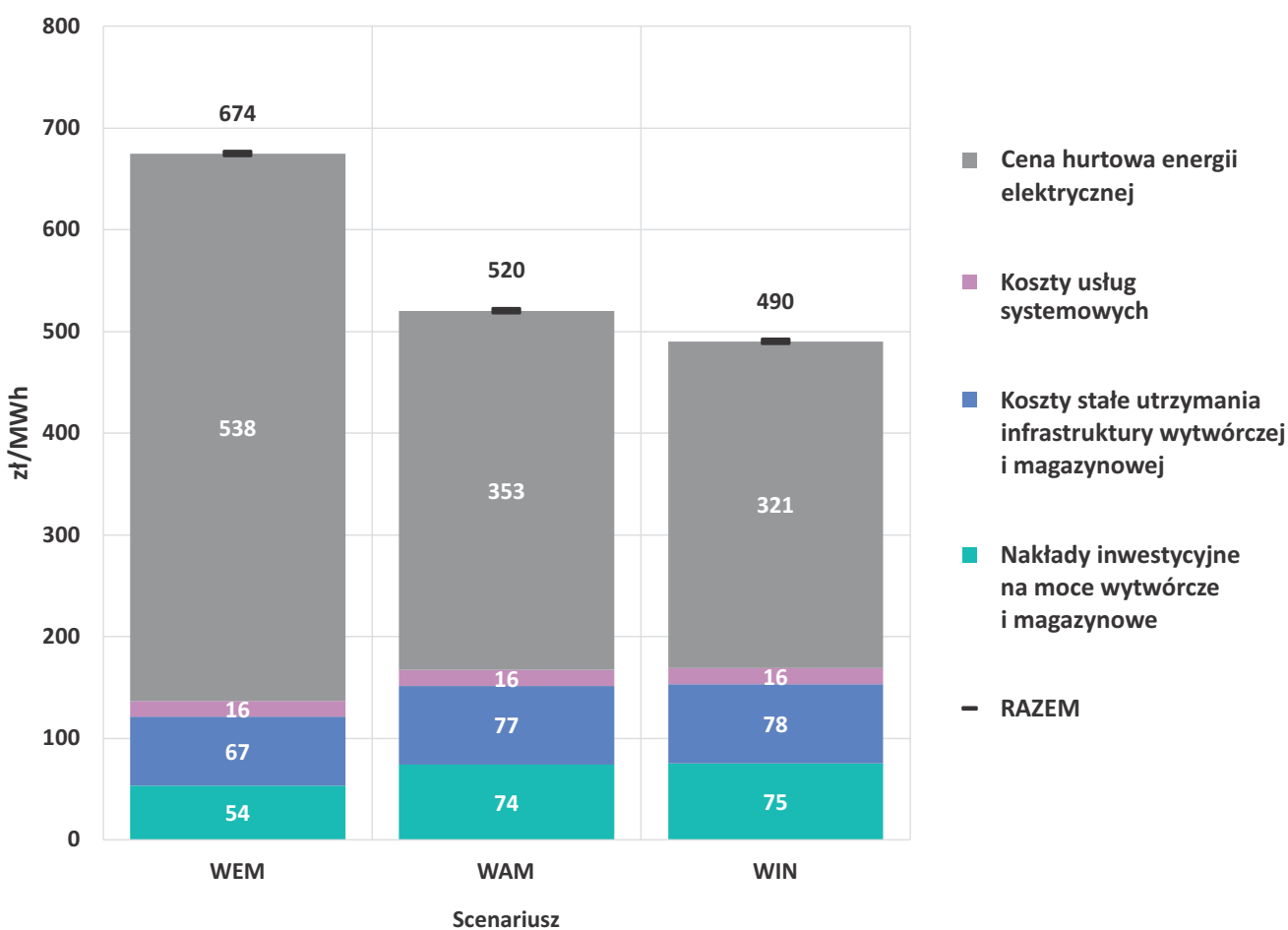
energii hurtowymi, finalnie uzyskując najlepsze ceny netto dla odbiorców końcowych.

W praktyce WIN, stabilizuje zmienność rachunków, a pozostałe scenariusze nie dość że droższe to pozostawiają odbiorcę końcowego bardziej narażonego na wzrost cen paliw i CO₂. To samo będzie dotyczyć odbiorców pozostałych

grup taryfowych jednak z uwagi na ograniczoną objętość raportu nie dokonywano osobnych wyliczeń kosztów dystrybucyjnych (należy zaznaczyć ze kluczowym elementem w tej części będą opłaty za rynek mocy, szczególnie wysokie od 2026 roku) Rys. 10. Koszty jednostkowe na bazie ścieżek cenowych.

Rys. 10.

Sumaryczne koszty energii elektrycznej bez kosztów sieciowych w przeliczeniu na MWh [zł/MWh], średnia dla lat 2026-2040





Materiał został przygotowany na podstawie wyliczeń ekspertów Baker Tilly TPA. Premiera kompleksowego raportu zaplanowana jest na marzec 2026.



Baker Tilly TPA wspiera rozwój biznesu świadcząc kompleksowe usługi audytorskie oraz doradztwa biznesowego i ESG. Działa w Polsce od 2004 roku i jest członkiem globalnej sieci Baker Tilly International i międzynarodowej grupy doradczej TPA Group. W ofercie znajdują się usługi strategicznego doradztwa podatkowego, outsourcingu księgowości i płac pod marką TPA Poland oraz usługi prawne świadczone przez kancelarię Baker Tilly Legal Poland. Baker Tilly TPA wspiera kluczowe sektory rynku, w tym branżę energetyki – tradycyjnej i odnawialnej – oferując klientom kompleksowe, interdyscyplinarne doradztwo oparte na synergii kompetencji.

