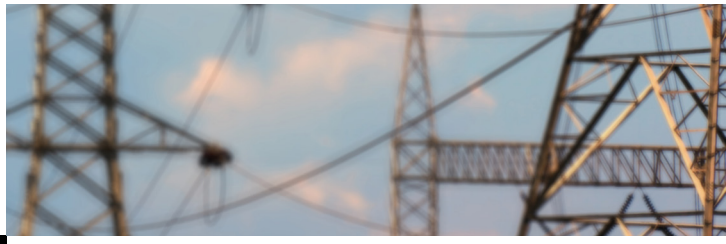
RAPORT CZYSTA ELEKTRYFIKACJA

Sieć na miarę transformacji

Jak skutecznie sfinansować rozwój sieci dystrybucyjnych?

Halina Jagielska, Paulina Masternak

Warszawa 2026







RE:FORM

© Fundacja Instytut Reform, 2026
Powielanie dozwolone pod warunkiem podania źródła.

Autorki
Halina Jagielska, Paulina Masternak

Współpraca
Aleksander Śniegocki, Aneta Stefańczyk

Redakcja
Weronika Rędziniak

Opracowanie graficzne
Sylwia Niedaszkowska

Data publikacji
Listopad 2026 r.

Rekomendowane cytowanie
Jagielska H., Masternak P. (2026), *Sieć na miarę transformacji – jak skutecznie sfinansować rozwój sieci dystrybucyjnych?* Warszawa, Polska: Instytut Reform.

Źródło fotografii na okładce: imagedepotpro/iStock

Instytut Reform
office@ireform.eu | ul. Puławska 26/1, 02-512 Warszawa | www.ireform.eu

Podziękowania
Dziękujemy Michałowi Smoleniowi, Monice Morawieckiej (Regulatory Assistance Project), dr. Wojciechowi Modzelewskiemu (ClientEarth), dr. Jankowi Steitzowi i Medisze Inan (Dezernat Zukunft – Institut für Makrofinanzen) oraz Radzie Dyrektorów ds. Taryfowych PTPiREE za poświęcony czas, dyskusję oraz przekazane uwagi. Ich komentarze stanowiły cenny wkład w opracowanie niniejszej publikacji.

RE:FORM

Instytut Reform to niezależny think tank, którego celem jest ciągłe doskonalenie polityk publicznych w Polsce, Europie i na świecie. Jednym z kluczowych obszarów działania Instytutu jest wsparcie transformacji energetycznej oraz ochrony klimatu.

Spis treści

1. Wprowadzenie 4

2. Skala potrzeb inwestycyjnych i ich przełożenie na rachunki odbiorców 5

3. Model finansowania rozwoju sieci dystrybucyjnej w Polsce 10

3.1. Z czego składa się zwrot z kapitału OSD? Wartość regulacyjna aktywów (WRA) i koszt kapitału (WACC) 10

3.2. Jak URE ustala WACC w latach 2023-2028 11

3.3. WACC bazowy a zwrot faktyczny 13

3.4. Jak faktycznie WACC przekłada się na rachunki odbiorców? 14

3.5. CAPEX bias: dlaczego wysoki zwrot może zniekształcać decyzje inwestycyjne 16

4. Jak finansować transformację sieci bez nadmiernej presji na taryfy? 18

4.1. WACC i zwrot z kapitału – jak zachować bodźce inwestycyjne, nie podnosząc nadmiernie kosztów odbiorców? 18

4.2. Nie tylko taryfa – jak zwiększyć dostępność kapitału na inwestycje sieciowe? 23

4.3. Kto powinien płacić za rozwój sieci? Dywersyfikacja źródeł przychodu 29

4.4. Nowoczesna sieć za mniej – efektywność CAPEX i OPEX 32

6. Podsumowanie 35

1. Wprowadzenie

Transformacja energetyczna w Polsce wchodzi obecnie w etap, w którym jednym z najważniejszych wyzwań nie jest już wyłącznie rozwój nowych źródeł energii, ale również zapewnienie infrastruktury pozwalającej na ich efektywne wykorzystanie. Rosnąca liczba instalacji OZE, postępująca elektryfikacja transportu, ogrzewania i przemysłu oraz zmieniający się profil zapotrzebowania na energię wymagają istotnego zwiększenia nakładów na sieci dystrybucyjne. Rozwój infrastruktury oznacza koszty, które w obecnym modelu będą w znacznym stopniu znajdować odzwierciedlenie w taryfach płaconych przez odbiorców: komponent sieciowy staje się coraz istotniejszą częścią rachunku za energię. Choć ceny samej energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w taryfach na 2026 r. spadły o ok. 14% względem IV kwartału 2025 r., średnie stawki w taryfach dystrybucyjnych wzrosły o 9,36% względem 2025[1]. Oznacza to, że spadek ceny prądu jako towaru jest częściowo równoważony przez wzrost kosztów jego dostarczenia do odbiorców oraz tzw. składniki regulacyjne rachunku (takie jak opłata mocowa, opłata jakościowa, opłata OZE).

Wraz ze wzrostem potrzeb inwestycyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) rośnie więc znaczenie pytania nie tylko o to, jak sfinansować rozwój sieci, ale również o sposób pogodzenia dwóch celów, które nie muszą być ze sobą sprzeczne: zapewnienia OSD odpowiednich warunków do realizacji koniecznych inwestycji oraz ograniczenia wzrostu kosztów ponoszonych przez odbiorców.

Celem raportu jest analiza tego zagadnienia na przykładzie czterech największych polskich operatorów sieci dystrybucyjnych. Analiza obejmuje strukturę rachunku za energię, skalę i finansowanie inwestycji sieciowych oraz ich wpływ na przyszłe koszty dla odbiorców i budżetu państwa. Na tej podstawie raport formułuje rekomendacje dotyczące sposobów ograniczania wzrostu opłat sieciowych w latach 2027–2030. Obejmują one zarówno sposób ustalania wynagrodzenia za kapitał i dostępność finansowania, jak i bardziej efektywne wykorzystanie sieci, podział kosztów pomiędzy jej użytkowników oraz konstrukcję zachęt regulacyjnych dla OSD. Formułując rekomendacje, odniesiono się również do wytycznych i analiz ACER (Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki) oraz CEER (Rada Europejskich Regulatorów Energii), a także do rozwiązań stosowanych w innych państwach europejskich. Pozwala to zestawić polski model regulacyjny z praktykami stosowanymi na innych rynkach oraz wskazać rozwiązania, które mogą wspierać OSD w efektywnej realizacji inwestycji, dywersyfikacji źródeł finansowania i dostosowaniu rozwoju sieci do potrzeb transformacji energetycznej, przy jednoczesnym uwzględnieniu wpływu na taryfy.

Raport ma stanowić punkt wyjścia do dyskusji o kierunku zmian regulacyjnych w Polsce, wskazując rozwiązania, które mogą być przedmiotem dalszej analizy i konsultacji.

1 Urząd Regulacji Energetyki, Komunikat: Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził taryfy na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej na 2026 r., 17 grudnia 2025.

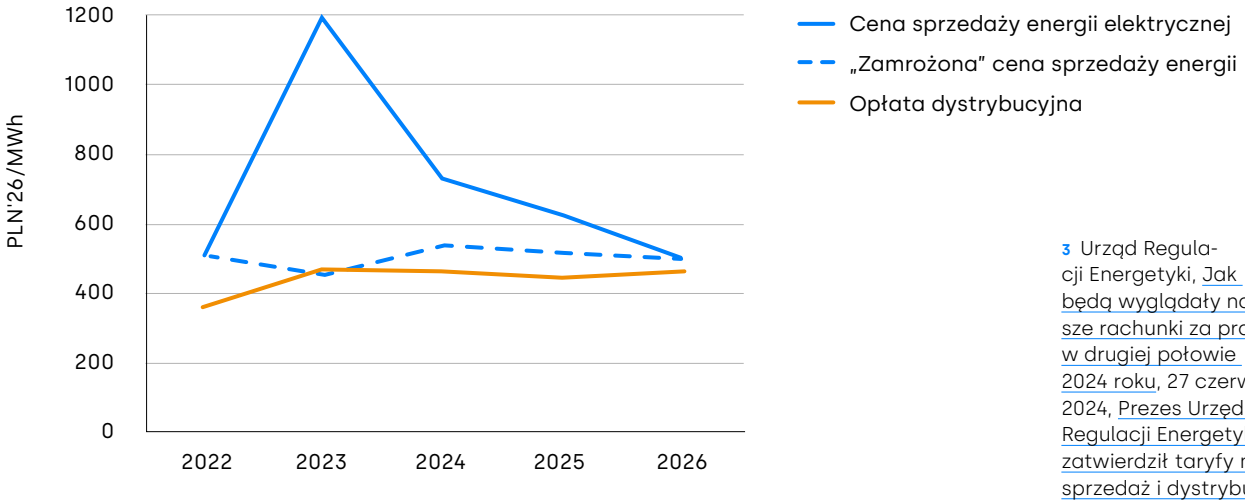
2. Skala potrzeb inwestycyjnych i ich przełożenie na rachunki odbiorców

Transformacja energetyczna coraz wyraźniej zmienia strukturę kosztów systemu elektroenergetycznego. Dla odbiorcy końcowego oznacza to, że wysokość rachunku za energię zależy nie tylko od ceny samej energii elektrycznej, ale również od kosztów infrastruktury potrzebnej do jej przesyłania, dystrybucji i bilansowania.

W danych za rok 2026 widać to szczególnie wyraźnie. Średnia zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) cena sprzedaży energii elektrycznej dla gospodarstw domowych wynosi 495,16 zł/MWh, czyli o ok. 14% mniej niż cena wynikająca z taryf zatwierdzonych na IV kwartał 2025[2]. Jednocześnie średnia taryfa dystrybucyjna wzrosła o 9,36%, czyli o ok. 28 zł/MWh względem taryfy na 2025 r. URE wśród przyczyn tego wzrostu wskazuje konieczność ponoszenia nakładów na rozbudowę i modernizację infrastruktury sieciowej.

2 Ibidem.

Wykres 1. Od szoku cenowego na rynku energii do rosnącego znaczenia opłat dystrybucyjnych w rachunkach gospodarstw domowych (2022–2026).



Uwagi: średnie ceny taryfowe dla gospodarstw domowych (netto), w cenach stałych z 2026 r. (deflator: CPI, GUS; 2026 – prognoza MF). Średnia opłata dystrybucyjna łącznie z opłatami dodatkowymi (mocową, OZE, kogeneracyjną, jakościową). Dla cen „zamrożonych" poziom z 31.12 danego roku.

Źródło: opracowanie własne na podstawie komunikatów URE, danych GUS i MF[3].

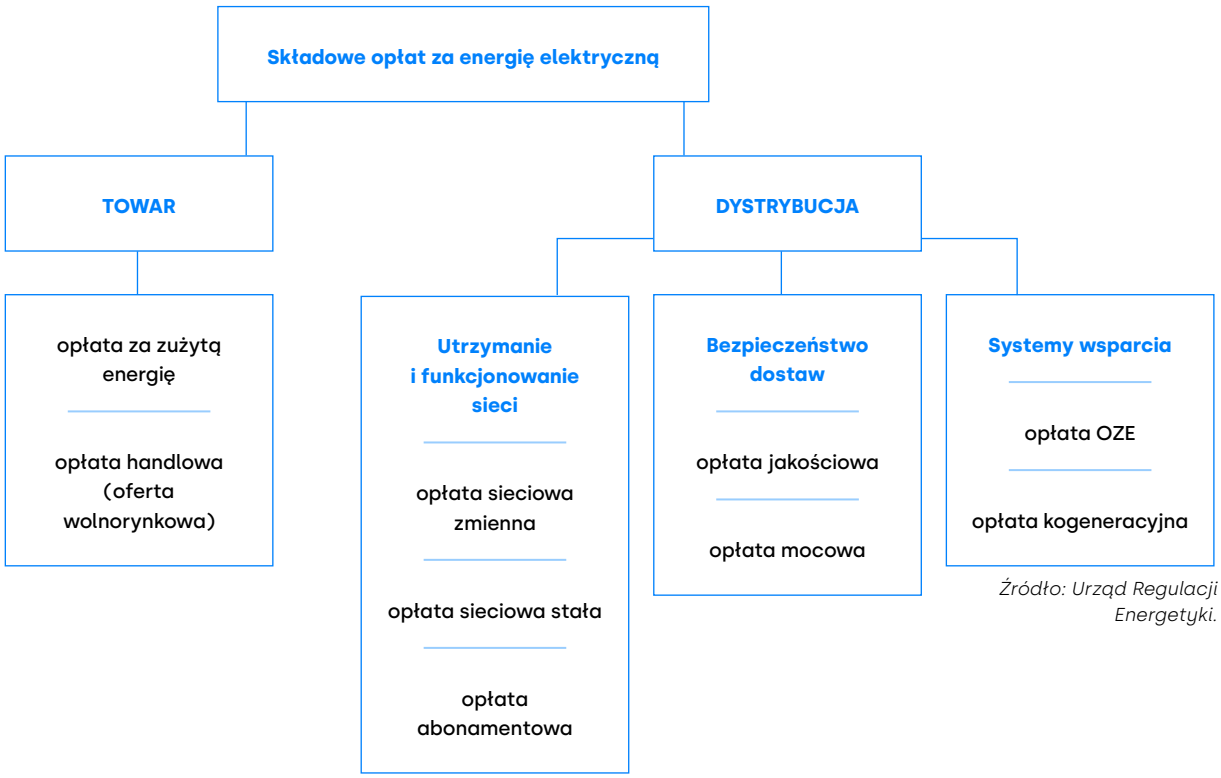
3 Urząd Regulacji Energetyki, Jak będą wyglądały nasze rachunki za prąd w drugiej połowie 2024 roku, 27 czerwca 2024, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził taryfy na sprzedaż i dystrybucję, 15 grudnia 2023, Prezes URE zatwierdził taryfy na 2025 rok, 17 grudnia 2024, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził taryfy na sprzedaż i dystrybucję, 17 grudnia 2025.

Rachunek za energię to nie tylko koszt samej energii

Na rachunku odbiorcy znajdują się zarówno składniki związane z działalnością OSD, jak i opłaty wynikające z odrębnych regulacji, które operator pobiera od odbiorcy i przekazuje dalej. Rozróżnienie tych elementów jest istotne, aby właściwie ocenić, w jaki sposób rosnące potrzeby inwestycyjne sieci przekładają się na rachunki odbiorców.

Z punktu widzenia gospodarstwa domowego rachunek za energię elektryczną jest jedną kwotą. Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego składa się jednak z kilku różnych kategorii kosztów. URE dzieli je zasadniczo na koszt zakupu energii elektrycznej oraz koszt jej dystrybucji, przy czym część dystrybucyjna obejmuje zarówno koszty związane z utrzymaniem i funkcjonowaniem sieci, jak i szereg opłat wynikających z przepisów prawa i mających na celu utrzymanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Schemat 1. Składowe opłat za energię elektryczną.



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Na poziomie utrzymania i funkcjonowania sieci można wyróżnić składnik stały i zmienny stawki sieciowej oraz opłatę abonamentową. Są to elementy związane z kosztami prowadzenia działalności dystrybucyjnej, czyli dostarczania energii do odbiorców. URE wskazuje, że stawki te są kalkulowane na podstawie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności przez OSD, w tym również kosztów zakupu usług przesyłowych od operatora systemu przesyłowego.

Oznacza to, że **wzrost całkowitej taryfy dystrybucyjnej nie jest tożsamy ze wzrostem kosztów własnych operatorów sieci.** Dla oceny wpływu inwestycji sieciowych na rachunki trzeba więc uwzględniać nie tylko zmianę taryfy jako całości, ale również to, które jej elementy faktycznie rosną i z jakiego powodu.

Co zmieniło się w 2026 r.?

Dane URE pokazują, że w 2026 r. wystąpiła wyraźna różnica pomiędzy dynamiką własnych składników stawek dystrybucyjnych a dynamiką stawek uwzględniających dodatkowe opłaty.

Według URE składniki stawek własnych na dystrybucję – obejmujące składnik stały stawki sieciowej, składnik zmienny stawki sieciowej oraz stawkę abonamentową – wzrosły w taryfach na 2026 r. względem 2025 r. średnio o 0,7%. dla wszystkich odbiorców. W przypadku odbiorców z grup taryfowych G (gospodarstwa domowe) wzrost wyniósł średnio 0,35%[4]. Jednocześnie łączne średnie stawki dystrybucyjne, uwzględniające dodatkowe opłaty OZE, kogeneracyjną i mocową, wzrosły o 9,4% dla wszystkich odbiorców i o 7,6% dla grup taryfowych G.

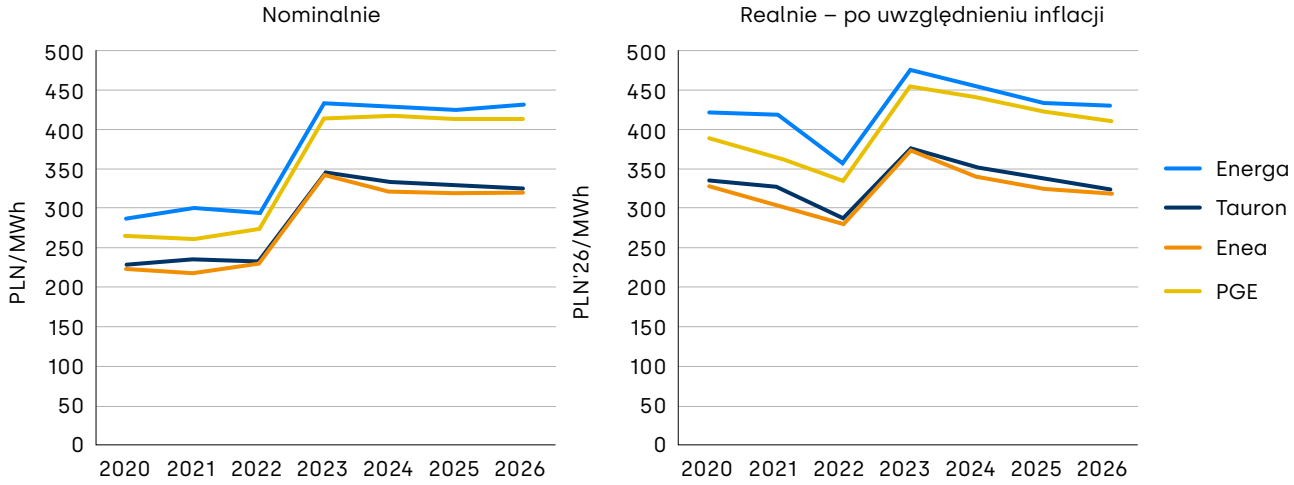
4 Urząd Regulacji Energetyki (2026), Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za rok 2025.

Oznacza to, że całkowity rachunek gospodarstwa domowego nie rośnie w takim samym tempie jak sama taryfa dystrybucyjna. Blisko 90% gospodarstw domowych korzysta z grupy taryfowej G11, dla której URE przyjmuje średnie roczne zużycie na poziomie 1,8 MWh. Dla gospodarstwa o takim profilu średni miesięczny wzrost całego rachunku w 2026 r. wynosi ok. 3%, czyli mniej więcej tyle, ile dynamika inflacji.

Z perspektywy odbiorcy istotne jest więc nie tylko to, jak kształtuje się cena samej energii, ale również jak zmieniają się koszty jej dostarczenia oraz pozostałe opłaty uwzględniane w rachunku. Znaczenie opłat dystrybucyjnych będzie rosło w kolejnych latach. Wraz z postępem elektryfikacji zwiększa się bowiem zapotrzebowanie na infrastrukturę sieciową – zarówno na modernizację i rozbudowę istniejącej sieci, jak i na nowe inwestycje związane z przyłączaniem kolejnych źródeł oraz odbiorców.

Na wykresach poniżej przedstawiono, jak na przestrzeni lat 2020-2026 zmieniały się stawki własne w taryfach na dystrybucję czterech największych operatorów systemów dystrybucyjnych. O ile nominalnie można obserwować wzrost rzędu 42-56%, to po urealnieniu o inflację, wzrost jest nieznaczny (maksymalnie 5%).

Wykres 2. Realny koszt dystrybucji dla gospodarstwa domowego w 2026 r. wzrósł nieznacznie względem 2020 r., przy ponad 40% wzroście nominalnym.



Uwaga: Koszt usługi dystrybucyjnej w przeliczeniu na zużycie 1,8 MWh w taryfie dla grupy G11, nominalnie i realnie (ceny stałe z 2026 r.) w PLN/MWh. Na sumę opłat dystrybucyjnych składają się: składnik zmienny, składnik stały (1-faza), opłata abonamentowa (1-miesięczna).

Źródło: Taryfy opublikowane w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. Wskaźnik inflacji CPI pochodzi z Banku Danych Makroekonomicznych GUS.

Transformacja energetyczna zwiększa zapotrzebowanie na sieci

Polskie sieci dystrybucyjne energii elektrycznej wchodzą w okres bardzo dużych inwestycji. Zmienia się bowiem nie tylko ilość energii przepływającej przez system elektroenergetyczny, ale także charakter tych przepływów. Rozwój fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, magazynów energii, pomp ciepła, elektromobilności oraz elektryfikacja przemysłu powodują, że sieć musi obsługiwać coraz bardziej zmienny i zdecentralizowany system.

Oznacza to konieczność realizacji kilku rodzajów inwestycji jednocześnie: nowych przyłączeń, modernizacji istniejących linii i stacji, zwiększania przepustowości sieci oraz rozwoju systemów cyfrowego zarządzania siecią i jego automatyzacji.

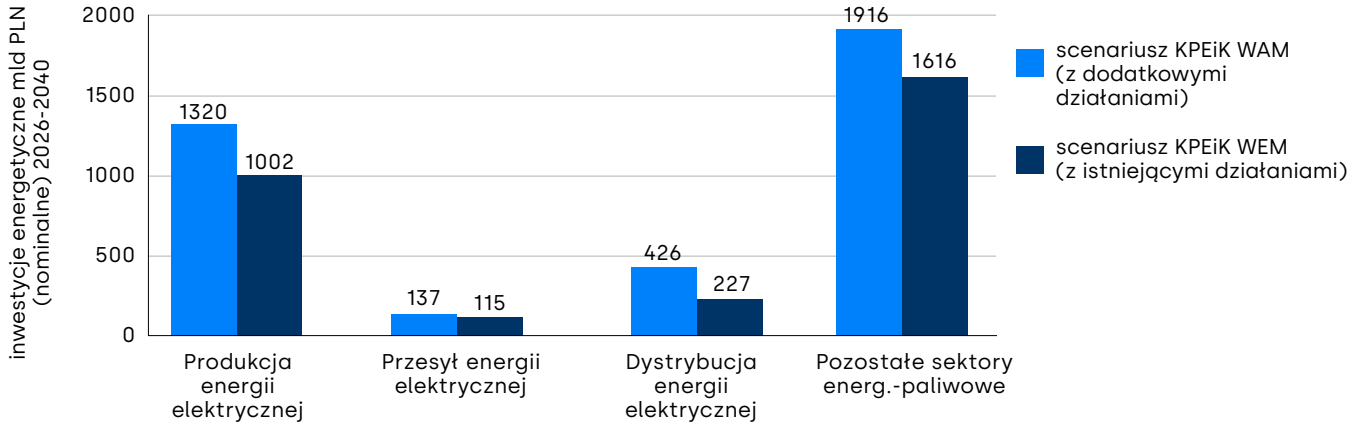
Skala potrzeb jest widoczna w planach inwestycyjnych największych operatorów. Omawiani OSD planują inwestycje o łącznej wartości ok. 185 mld zł w perspektywie obejmującej lata 2026–2035:

- PGE Dystrybucja – ok. 64 mld zł w latach 2026–2035,
- Tauron Dystrybucja – ok. 53 mld zł w latach 2026–2035,
- ENEA Operator – ok. 31 mld zł w latach 2026–2035,
- Energa-Operator – ok. 37 mld zł w latach 2026–2035.

Nie wynikają one wyłącznie z konieczności odtworzenia istniejącego majątku. Ich część odpowiada na nowe potrzeby systemu: przyłączanie OZE, obsługę rosnącego zapotrzebowania na moc, rozwój elektromobilności czy elektryfikację ogrzewania i przemysłu.

Na podstawie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK) oraz rządowych prognoz inflacji można szacować, że łączne nominalne nakłady inwestycyjne związane z transformacją energetyczną sięgną w scenariuszu WAM (przyspieszonej transformacji) w latach 2026–2040 ponad 3799 mld PLN, z czego ok. 563 mld PLN przypadnie na przesył i dystrybucję energii elektrycznej. Przy tym największy relatywny przyrost potrzeb inwestycyjnych związanych z wdrażaniem bardziej ambitnego scenariusza transformacji (WAM zamiast WEM) dotyczy sieci dystrybucyjnych i wynosi ok. 200 mld PLN.

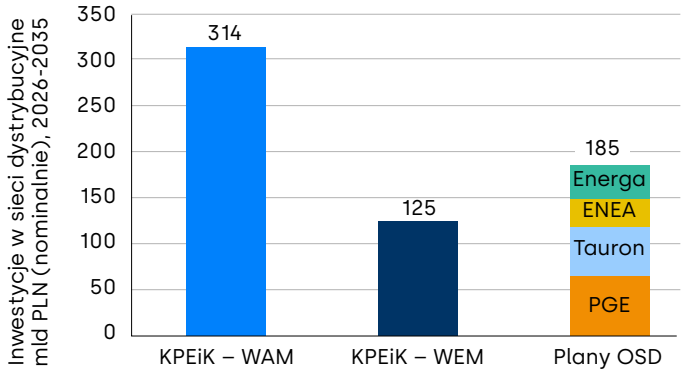
Wykres 3. Wraz z przyspieszeniem transformacji energetycznej nakłady na sieci dystrybucyjne rosną szybciej niż wydatki na pozostałe obszary sektora energetycznego.



Uwaga: Wartości podane w ujęciu nominalnym, urealnione prognozowaną inflacją zgodnie z Wytycznymi dotyczącymi wskaźników makroekonomicznych oraz kursem PLN/EUR = 4,33 zł.

Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz prognoz Ministerstwa Finansów.

Wykres 4. Przyspieszenie transformacji energetycznej wymaga rewizji planów inwestycyjnych w sieci w górę – obecne założenia lokują się między scenariuszami WEM i WAM.



Źródło: opracowanie własne na podstawie planów inwestycyjnych OSD

Zestawienie skali planowanych nakładów wskazywanych w KPEiK z planami inwestycyjnymi największych OSD pokazuje, że rozwój i modernizacja sieci będą jednym z kluczowych wyzwań inwestycyjnych polskiej energetyki w kolejnych latach. Przy takiej skali nakładów kluczowe staje się nie tylko zapewnienie zdolności do realizacji inwestycji, ale także sposób ich finansowania: podział kosztów pomiędzy odbiorców końcowych a inne źródła. Plany OSD przewyższają wariant bazowy KPEIK (WEM), ale do wariantu ambitnego (WAM) brakuje niemal 130 mld zł.

3. Model finansowania rozwoju sieci dystrybucyjnej w Polsce

Jak zaznaczono w rozdziale 2, rachunek za energię elektryczną składa się z dwóch głównych części: opłaty za samą energię oraz części dystrybucyjnej, której stawki co roku zatwierdza Prezes URE. Ta druga obejmuje nie tylko koszty utrzymania i rozwoju sieci, ale także elementy pozasieciowe (systemy wsparcia i opłaty systemowe) – niniejsza analiza dotyczy wyłącznie części sieciowej (por. schemat 1). Taryfa dystrybucyjna jest głównym źródłem, z którego finansuje się utrzymanie i rozbudowę sieci w Polsce. Tymczasem, aby sprostać tempu transformacji energetycznej, zachodzi potrzeba znacznej ich rozbudowy w najbliższych latach. W obecnym modelu finansowania sieci będzie się to wiązać ze znacznym wzrostem opłat sieciowych widocznych na rachunku za energię, co wynika wprost z metodyki ustalania przychodu regulowanego, opisanej poniżej.

3.1. Z czego składa się zwrot z kapitału OSD? Wartość regulacyjna aktywów (WRA) i koszt kapitału (WACC)

Podczas gdy handel energią elektryczną odbywa się na rynku konkurencyjnym, przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem i dystrybucją operują w warunkach naturalnego monopolu, który podlega stosownym regulacjom. Typowym przykładem są warunki działania operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) – na danym terenie działa tylko jeden, więc nie musi konkurować o klientów. Jest to uzasadnione ekonomicznie, ponieważ budowa infrastruktury wymaga ogromnych nakładów finansowych na start – jeden podmiot na danym rynku szybciej osiągnie korzyści skali, obniżając krańcowy koszt jednostkowy. W związku z tym przychód operatorów nie jest wyznaczany przez rynek, lecz ustalany administracyjnie przez regulatora w procesie zatwierdzania taryfy. Punktem wyjścia jest zasada, że przedsiębiorstwu przysługuje zwrot uzasadnionych kosztów działalności oraz „uzasadniony zwrot z kapitału" zaangażowanego w majątek sieciowy.

Zwrot z kapitału oblicza się jako iloczyn dwóch wielkości:

$$\textbf{Zwrot z kapitału} = \textbf{WACC} \times \textbf{WRA}$$

WRA (wartość regulacyjna aktywów) to uznana przez regulatora wartość majątku sieciowego zaangażowanego w działalność danego operatora, a **WACC** (średnioważony koszt kapitału, ang. *Weighted Average Cost of Capital*) to stopa, według której ten majątek jest wynagradzany. Intuicyjnie: WRA mówi, „ile kapitału pracuje w sieci", a WACC – „jaki jest roczny zwrot od tego kapitału".

WRA nie jest ustalana od nowa co roku. Regulator analizuje ją narastająco, aktualizując wartość z roku poprzedniego według formuły rekurencyjnej, którą w uproszczeniu można zapisać następująco:

$$\mathbf{WRA_t = WRA_{t-1} + CAPEX_t - amortyzacja_t - DOT_t}$$

Każdego roku baza rośnie o nowe nakłady inwestycyjne (**CAPEX** – nowe linie, stacje itd.), a także maleje o **amortyzację** (stopniowe „zużywanie się" istniejącego majątku) oraz – co kluczowe dla dalszych rozważań – o **DOT,** czyli tę część wartości aktywów (CAPEX), która jest finansowana ze środków bezzwrotnych (dotacji), przede wszystkim z funduszy Unii Europejskiej. Jest to uzasadnione tym, że jeżeli dany odcinek sieci powstał za środki z dotacji, a nie z kapitału zaangażowanego przez spółkę, to spółce nie należy się od niego zwrot – odbiorca nie powinien płacić wynagrodzenia za kapitał, którego przedsiębiorstwo nie zainwestowało. Dotacja pomniejsza więc bazę aktywów, od której nalicza się zysk.

Widoczny jest tutaj mechanizm napędzający wzrost opłat: Polska realizuje długofalowy program inwestycji w sieci (opisuje go „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki", w skrócie KET, która obowiązuje w latach 2023-2030). CAPEX przez najbliższą dekadę będzie wysoki, WRA będzie systematycznie rosła, a wraz z nią – wypłacany operatorom zwrot z kapitału, który obciąża taryfę. Rozbudowa sieci jest konieczna, ale nie jest darmowa, a jej koszt trafia na rachunki.

Kierunek zmiany opłaty jednostkowej nie jest jednak z góry przesądzony, ponieważ wynika z relacji dynamiki przychodu regulowanego do wolumenu dystrybuowanej energii, więc ostateczny kształt rachunków jest pochodną obu czynników (więcej o tym w podrozdziale 3.4).

3.2. Jak URE ustala WACC w latach 2023-2028

Metodyka wyznaczania WACC jest szczegółowo opisana w dokumencie URE pt. „Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023-2028"[5]. Regulator stosuje najpopularniejszą w krajach europejskich formułę[6] WACC przed opodatkowaniem (*pre-tax*), w której koszt kapitału własnego i koszt kapitału obcego waży się ich udziałami w finansowaniu. Trzy opisane w dokumencie decyzje URE zasługują na uwagę, bo to one przesądzają o poziomie wynagrodzenia dla OSD i o tym, kto ponosi ryzyko.

- **Modelowa struktura finansowania 50/50.** Do obliczeń URE nie przyjmuje rzeczywistej struktury kapitału danej spółki, lecz strukturę *modelową* – założoną z góry i jednakową dla wszystkich: 50% kapitału obcego (długu) i 50% kapitału własnego. Regulator utrzymuje ten wskaźnik na tym samym poziomie od 2011 r. i potwierdził go na cały okres 2023-2028. To rozwiązanie ma celowy sens motywacyjny: skoro spółka jest wynagradzana tak, jakby finansowała się w połowie długiem, opłaca jej się faktycznie sięgać po tańszy dług i minimalizować własny koszt kapitału – a różnicę zatrzymuje jako premię za efektywność. Dług dzięki tzw. tarczy podatkowej (płacone odsetki są kosztem uzyskania przychodu przedsiębiorstwa, więc pomniejszają podstawę opodatkowania) obniża średni koszt kapitału; regulator zastrzega jednak, że nie chodzi o finansowanie wyłącznie długiem, bo zbyt niski udział kapitału własnego zwiększa ryzyko i podnosi koszt długu.

5 Urząd Regulacji Energetyki (2024), Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów dystrybucyjnych na lata 2023-2028.

6 Council of European Energy Regulators (CEER, 2022), Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021.

- **Stała wartość bazowa WACC (7,478%).** Najważniejsza zmiana względem poprzedniej metodyki URE dotyczy sposobu traktowania stopy wolnej od ryzyka (rentowności obligacji skarbowych), która jest głównym „ruchomym" składnikiem WACC. Wcześniej URE aktualizował jej wartość kwartalnie, publikując co kwartał stopę wyznaczaną ze średnich notowań 10-letnich obligacji skarbowych z poprzedzających 36 miesięcy. Wpływała ona na taryfy według wartości z kwartału złożenia wniosku taryfowego, w cyklu rocznym. W efekcie WACC, a za nim taryfy, podążał za rynkiem. Po skoku rentowności obligacji w latach 2022-2023 kontynuacja tego podejścia oznaczałaby, jak wylicza regulator, wzrost WACC o blisko 35% w 2024 r. wobec 2023 r., dalszy wzrost w 2025 r. i gwałtowny spadek w 2028 r. Aby uniknąć takiej zmienności, przekładającej się na duże wahania na rachunkach końcowych, URE – we współpracy z Narodowym Centrum Analiz Energetycznych (NCAE), które przygotowało prognozy stopy wolnej od ryzyka – ustalił **jedną stałą wartość WACC na cały okres 2023-2028,** obliczoną jako średnia arytmetyczna wartości prognozowanych dla poszczególnych lat. Przy wybranej prognozie stopy wolnej od ryzyka i innych założeniach niezmienionych, wynikowa wartość bazowa WACC została ustalona na **7,478%**[7]. Regulator uzasadnia to podejście wyważaniem interesów spółek energetycznych oraz konsumentów: stała wartość „wyhamowuje znaczne wahania stawek opłat dla odbiorców"[8], zapewniając jednocześnie przedsiębiorstwom przewidywalność warunków inwestowania.
- **Premia za reinwestowanie (mechanizm KET).** Do wartości bazowej regulator dolicza *premię za reinwestowanie*, mającą zapewnić finansowanie inwestycji priorytetowych wynikających z KET. Jej minimalny poziom w całym okresie 2023-2028 wynosi 1 punkt procentowy, a rzeczywista wysokość podlega corocznej ocenie Prezesa URE w każdym postępowaniu taryfowym. Jednocześnie, premia ta umożliwia różnicowanie wynagrodzenia z zaangażowanego kapitału, uwzględniając hierarchizację celów. Innymi słowy: bazowe 7,478% WACC to minimalne wynagrodzenie zaangażowanego kapitału – jego faktyczny poziom jest wyższy.

Jaki byłby WACC, gdyby go nie zamrożono?

Aby ocenić, czy zamrożenie zawyżyło wynagrodzenie kapitału, przeliczyliśmy, jak kształtowałby się WACC, gdyby URE utrzymał wcześniejsze podejście podążające za rynkiem – tj. aktualizował stopę wolną od ryzyka (36-miesięczną średnią rentowności 10-letnich obligacji) do poziomu z ostatniego kwartału ubiegłego roku, przy niezmienionych pozostałych parametrach modelu.

Tabela 1. Stały WACC (URE) vs. hipotetyczny WACC rynkowy dla lat 2023-2026

	2023	2024	2025	2026
Stopa wolna od ryzyka (RFR)	2,73%	4,24%	5,57%	5,77%
WACC hipotetyczny	5,78%	7,47%	8,95%	9,18%
Stały WACC (2023-2028)	7,48%	7,48%	7,48%	7,48%
Różnica (p.p.)	**1,70**	**0,01**	**-1,47**	**-1,70**

Źródło: Obliczenia WACC na podstawie dokumentu Urzędu Regulacji Energetyki „Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023–2028"[9]. Stopa wolna od ryzyka pochodzi ze strony internetowej Urzędu Regulacji Energetyki[10].

7 Z obliczeń na podstawie „Metody określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023-2028" wynika, że dla ustalonego poziomu WACC implikowana stopa wolna od ryzyka wynosi 4,2455%.

8 Urząd Regulacji Energetyki (2024), Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023-2028, str. 11.

9 Ibidem.

10 Urząd Regulacji Energetyki, Stopa wolna od ryzyka, 15 listopada 2026 (ostatnia modyfikacja: 1 października 2026).

Wynik wyliczeń wskazuje, że **aktualizowana corocznie ścieżka odzwierciedlająca zmienne otoczenie rynkowe byłaby wyższa niż zamrożona stopa 7,478% w latach 2025–2026** (o ok. 1,5 p.p. w 2025 r. i ok. 1,7 p.p. w 2026 r.). Z kolei w 2023 r. stopa WACC według poprzedniej metodyki wyniosłaby o 1,7 p.p. mniej niż poziom zamrożony. Po skoku rentowności obligacji z lat 2022–2023 metoda podążająca za rynkiem dałaby WACC rosnący do blisko 9,2% w 2026 r. Innymi słowy, w badanym okresie zamrożenie zadziałało średnio na korzyść odbiorców energii elektrycznej, a nie przeciw nim: utrzymało wynagrodzenie kapitału poniżej poziomu, jaki wynikałby z bieżących stóp.

Problemem nie jest więc poziom, lecz ustalanie go raz na cały okres regulacyjny. Przy zmiennych stopach i rosnącej WRA taka metoda utrzymuje rozbieżność między taryfą a kosztem kapitału przez cały okres, zamiast korygować ją na bieżąco.

3.3. WACC bazowy a zwrot faktyczny

Różnica między bazowym WACC (7,478%) a faktycznym zwrotem, jaki operatorzy otrzymują na podstawie posiadanych aktywów, jest znacząca i rośnie. Przykładowo, PGE Dystrybucja w prezentacji inwestorskiej podaje, że przy bazowym WACC 7,48% *jej faktyczny zwrot z WRA* wyniósł 8,51% w 2023 r., 11,75% w 2024 r. i aż 12,96% w 2025 r. Różnica między stopą bazową a faktyczną powiększyła się więc z ok. 1 do ponad 5 punktów procentowych w ciągu trzech lat.

Poniższa tabela zestawia stopę bazową ze zwrotem faktycznym za 2025 r.

Tabela 2. Efektywny zwrot z WRA jest znacznie wyższy niż bazowy poziom WACC.

Operator (OSD)	WACC bazowy zamrożony	Efektywny zwrot z WRA 2025	Różnica (p.p.) 2025	Efektywny zwrot z WRA 2026	Różnica (p.p.) 2026
PGE Dystrybucja	7,48%	12,96%	**+5,48**	10,48%	**+3,00**
Energa-Operator	7,48%	11,58%	**+4,10**	9,42%	**+1,94**
Tauron Dystrybucja	7,48%	10,84%	**+3,36**	9,50%	**+2,02**

Uwaga: Brak informacji dla spółki Enea Operator.

Źródło: Prezentacje inwestorskie PGE Dystrybucja, Energa-Operator, Tauron Dystrybucja[11].

11 Energa-Operator, Prezentacja dla inwestorów, PGE, Prezentacja dla inwestorów, 15 kwietnia 2026, Tauron Dystrybucja, Prezentacja wynikowa.

Całości różnicy między WACC bazowym a efektywnym zwrotem z WRA nie powinno się jednak przypisywać wyłącznie premii za reinwestowanie KET. Część tej różnicy pochodzi z innych mechanizmów, np. korekt regulacyjnych z lat poprzednich, wskaźnika regulacyjnego oraz rozliczeń, które spółki uwzględniają w „zwrocie z zaangażowanego kapitału". Wniosek jest istotny dla przejrzystości systemu: faktyczne wynagrodzenie kapitału jest kształtowane przez warstwę mechanizmów mniej widocznych i trudniejszych do zweryfikowania niż publikowana stopa bazowa WACC.

Kluczowy wniosek pozostaje jednak bez zmian: **różnica wynikająca z premii będzie rosła wraz ze zwiększaniem się udziału aktywów priorytetowych w WRA w miarę realizacji KET.**

3.4. Jak faktycznie WACC przekłada się na rachunki odbiorców?

Aby ocenić, jak duży jest wpływ premii KET na rachunki odbiorców, warto policzyć, o ile zmienia się przychód OSD i rachunek odbiorcy końcowego przy zmianie WACC o 1 punkt procentowy. Ponieważ zwrot z kapitału to iloczyn WACC i WRA, zmiana przychodu wynosi po prostu 1% × WRA.

Wrażliwość taryfy na zmianę WACC – przykład

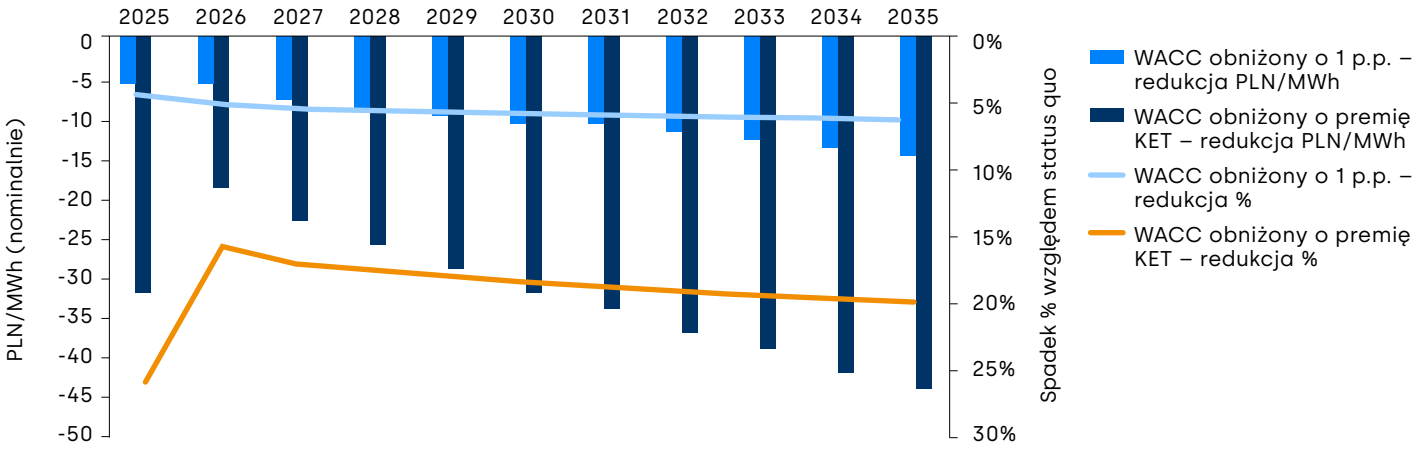
Dla PGE Dystrybucja (WRA ok. 24 mld zł w 2025 r., ok. 40,9 TWh energii dostarczonej przez sieć, ok. 5,8 mln odbiorców) zmiana WACC o 1 p.p. przekłada się na ok. **241 mln zł** rocznie w przychodzie regulowanym[12], czyli, w przeliczeniu na cały wolumen dostarczonej energii, ok. **5,9 zł/MWh.** Dla typowego gospodarstwa domowego (grupa taryfowa G11, zużycie 1,8 MWh rocznie) daje to ok. **10,6 zł rocznie** za każdy wzrost WACC w wysokości 1 p.p. Dla porównania, dla Energa-Operator (mniejsza baza WRA, ale i mniejszy wolumen) analogiczny wzrost daje dodatkowo ok. 177 mln zł rocznie, czyli ok. 7,7 zł/MWh i ok. 13,8 zł na gospodarstwo.

Podane kwoty na MWh i na gospodarstwo są **uśrednione po całym wolumenie OSD** (przychód regulowany ÷ cała energia dostarczona). Ponieważ odbiorcy niskiego napięcia, w tym gospodarstwa domowe, ponoszą ponadprzeciętny koszt dystrybucji na MWh, rzeczywisty wpływ na rachunek grupy G11 jest wyższy. Gospodarstwa domowe płacą za dystrybucję 2,5–3,5 raza więcej na MWh niż wynosi średnia systemowa, więc przy podobnej alokacji kosztów rzeczywisty wpływ na rachunek G11 byłby rzędu 25–35 zł rocznie netto dla PGE i 35–45 zł dla Energi. Wraz ze wzrostem WRA w okresie realizacji programu KET kwoty te będą proporcjonalnie rosnąć.

12 Przychód regulowany (dozwolony) – maksymalny przychód, jaki operator może odzyskać z taryf w danym roku, zatwierdzany przez URE; obejmuje zwrot z kapitału (WACC × WRA), amortyzację regulacyjną i uzasadnione koszty operacyjne. Zmiana WACC wpływa bezpośrednio na jego pierwszy składnik.

Z jednej strony WACC jest dźwignią – kilka punktów procentowych różnicy to setki milionów złotych rocznie dla każdego operatora i realny wpływ na rachunki konsumentów. Z drugiej strony sam zwrot z kapitału stanowi jedynie część opłaty dystrybucyjnej; obok niego odbiorca prądu płaci za amortyzację, koszty operacyjne oraz koszty przenoszone (opłaty przekazywane operatorowi przesyłowemu, opłata mocowa, OZE i kogeneracyjna), na które WACC nie ma wpływu. Obniżenie WACC zmniejszy rachunki, ale nie zneutralizuje wzrostów, których źródło leży poza wynagrodzeniem kapitału. Dlatego tak istotne staje się efektywne zarządzanie funkcjonującą siecią oraz rozwój elastyczności sieci (por. rozdział 4.4).

Wykres 5. Premia KET wpływa na koszt dystrybucji 3–4× silniej niż zmiana bazowego poziomu WACC o 1 p.p.



Uwagi: Wolumen dystrybuowany rośnie o 1% r/r. W 2025 r. wynosił 40,9 TWh przy WRA 24 mld zł.

Źródło: Prezentacja inwestorska PGE za 2025 r.[13].

Dla powyższej analizy istotne jest nie tylko to, co dzieje się po stronie licznika (przychodu regulowanego), ale również mianownika (wolumen dystrybuowanej energii). Jeśli elektryfikacja transportu i ciepła przyspieszy, wyższy wolumen rozłoży rosnące koszty sieci na większą liczbę MWh i może obniżyć koszt jednostkowy – mimo wyższej WRA.

Na stronę licznika można jednak oddziaływać także bezpośrednio – sposobem finansowania nakładów. Jeśli dodatkowe inwestycje finansowane są preferencyjnie (tańszym długiem lub środkami bezzwrotnymi), taryfa nie musi pokryć całego przyrostu kosztu sieci od razu; rozłożenie go w czasie spłaszcza wzrost stawki jednostkowej i – o ile korzyść z tańszego finansowania jest faktycznie przenoszona na odbiorcę – może przełożyć się na niższe rachunki. Działa to więc w tę samą stronę co wzrost wolumenu.

Problem polega na tym, że obie wielkości nie poruszają się równolegle. Jeśli koszty rozbudowy sieci są co roku rozkładane na bieżący wolumen (finansowanie standardowe), a ten nie rośnie wystarczająco szybko względem oczekiwań (albo wręcz spada wskutek wzrostu efektywności energetycznej i autokonsumpcji z fotowoltaiki), mechanizm działa w drugą stronę: rosnący koszt dzielony przez wolniej rosnący wolumen podbija stawkę jednostkową, co dodatkowo osłabia bodziec do pobierania energii z sieci, co dalej kurczy wolumen – jest to tak zwana pętla samonapędzająca się (znana w literaturze jako *utility death spiral*[14]).

13 PGE, Prezentacja dla inwestorów, 15 kwietnia 2026.

14 Henderson J. S. (1986), *Price discrimination limits in relation to the death spira*l, The Energy Journal, vol. 7, nr 3, s. 33–50.

Schemat 2. Samonapędzające się spirale spadkowe i wzrostowe przy rozbudowie sieci energetycznych.



O tym, który scenariusz się zrealizuje, decyduje więc nie sam poziom CAPEX, lecz relacja dynamiki WRA do dynamiki wolumenu, sposób finansowania nakładów (standardowy vs. preferencyjny) oraz konstrukcja taryfy (udział opłaty stałej względem zmiennej)[15].

3.5. *CAPEX bias:* dlaczego wysoki zwrot może zniekształcać decyzje inwestycyjne

Model, w którym wynagrodzenie operatora zależy od wielkości bazy aktywów (WACC × WRA), niesie ze sobą ryzyko znane w ekonomii regulacji. Opisali je w 1962 r. Harvey Averch i Leland Johnson, analizując regulowane monopole w Stanach Zjednoczonych[16]. Efekt Avercha-Johnsona polega na tym, że jeśli dozwolona stopa zwrotu przewyższa rzeczywisty koszt kapitału przedsiębiorstwa, firma ma bodziec do *przeinwestowania* – do powiększania bazy aktywów ponad poziom ekonomicznie uzasadniony, ponieważ każda dodatkowa złotówka w bazie przynosi zwrot wyższy niż koszt jej sfinansowania. W kontekście sieci oznacza to skłonność do wybierania rozwiązań kapitałochłonnych („więcej kabli i stacji") zamiast tańszych operacyjnie alternatyw.

15 Janik K., Śniegocki A. (2024), *Stałe, zmienne, a może dynamiczne? Opłaty sieciowe wobec transformacji energetycznej*, Instytut Reform, Warszawa.

16 Averch H., Johnson L. L. (1962), *Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint*, The American Economic Review, vol. 52, nr 5, s. 1052–1069.

Kluczowa jest warunkowość tego efektu. Zniekształcenie pojawia się nie wtedy, gdy WACC jest „wysoki" w liczbach bezwzględnych, lecz wtedy, gdy jest *wyższy od rzeczywistego kosztu kapitału* danej spółki. Decyduje relacja, nie sam poziom. Gdy WACC regulacyjny przewyższa rzeczywisty koszt kapitału, powstaje marża zachęcająca do maksymalizacji bazy aktywów – ryzyko przeinwestowania (klasyczny efekt Avercha-Johnsona). Gdy WACC jest niższy od rzeczywistego kosztu kapitału, każda inwestycja przynosi mniej niż kosztuje jej sfinansowanie – pojawia się ryzyko przeciwne, czyli niedoinwestowania sieci oraz presja na wiarygodność kredytową operatora.

To rozróżnienie ma bezpośrednią konsekwencję dla rekomendacji prezentowanych w tym raporcie. Właściwym celem regulacji nie jest „obniżenie WACC" per se, lecz zbliżenie WACC do rzeczywistego kosztu kapitału operatorów. Cięcie stopy poniżej tego poziomu nie jest właściwym wyjściem, ponieważ grozi przechyleniem w stronę niedoinwestowania i wzrostu kosztu długu, który częściowo zniweczyłby zamierzone oszczędności. Empiryczne rozstrzygnięcie, po której stronie tej granicy znajduje się dziś polski WACC, wymaga porównania stopy regulacyjnej z rzeczywistym kosztem finansowania OSD (rentownością emitowanego długu i oczekiwaną stopą zwrotu właścicieli).

4. Jak finansować transformację sieci bez nadmiernej presji na taryfy?

4.1. WACC i zwrot z kapitału – jak zachować bodźce inwestycyjne, nie podnosząc nadmiernie kosztów odbiorców?

Problem w zakresie finansowania rozbudowy sieci, przed którym stoi polska regulacja, ma charakter strukturalny i nie da się go rozwiązać zmianą jednego parametru. Jak wyjaśniono w rozdziale 3, nawet przy całkowicie niezmienionym WACC regulowany zwrot będzie rósł, ponieważ rośnie sama baza (WRA). Program inwestycyjny zawarty w „Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki" (KET) oznacza wysokie nakłady na rozbudowę ponoszone przez kolejne lata, a każda złotówka nowego, uznanego majątku powiększa WRA i tym samym generuje zwrot przez kolejne lata amortyzacji. Jak w takim razie ograniczyć tempo i skalę wzrostu opłat sieciowych, zachowując przy tym zachęty do koniecznych inwestycji?

Konieczne jest przesunięcie uwagi na adekwatność poziomu WACC – czy jego poziom odpowiada rzeczywistemu ryzyku i strukturze finansowania operatorów sieci dystrybucyjnej. Jak wskazujemy w rozdziale 3, skłonność regulowanego monopolu do przeinwestowania ujawnia się dopiero wtedy, gdy dozwolona stopa zwrotu przewyższa rzeczywisty koszt kapitału spółki. Jest to tym istotniejsze, że profil ryzyka OSD jest relatywnie niski ze względu na charakter monopolu naturalnego, regulowany model przychodów oraz mechanizmy korekt taryfowych, które mogą ograniczać wpływ odchyleń wolumenu na wyniki finansowe spółek. Tak niskie ryzyko systematyczne uzasadniałoby raczej niższy niż wyższy koszt kapitału własnego.

Doświadczenia zagraniczne: stabilność kontra częstotliwość aktualizacji

Polski regulator stanął przed realnym dylematem, który sam opisał w metodyce na lata 2023-2028. Wcześniejsze ustalanie WACC co kwartał, powiązane z rentownością obligacji skarbowych, powodowało, że po skoku stóp w latach 2022-2023 kontynuacja tego podejścia oznaczałaby wzrost WACC o blisko 35% w jednym roku, a następnie gwałtowny spadek – czyli „huśtawkę" przenoszącą się wprost na rachunki. Odpowiedzią było zamrożenie wartości bazowej (7,478%) na cały sześcioletni okres. Rozwiązanie to stabilizuje taryfy, ma jednak koszt: wydłuża opóźnienie regulacyjne (*regulatory lag*). Jeśli w tym czasie rzeczywisty koszt kapitału spadnie, korzyść dla odbiorcy zmaterializuje się dopiero przy kolejnym ustaleniu WACC – w polskim przypadku odsuniętym nawet o ponad pół dekady.

Powstaje pytanie, jak zachować stabilność, a jednocześnie przełożyć spadek kosztu kapitału na obniżenie rachunków końcowych. Regulatorzy europejscy mierzą się z tym samym problemem i równoważą tę sytuację w różny sposób[17]. Większość, podobnie jak Polska, zamraża wartość bazową na cały okres regulacyjny, ale wielu wbudowuje mechanizmy pozwalające korygować koszt kapitału bez otwierania całej metodyki, które omawiamy poniżej.

17 Council of European Energy Regulators (CEER, 2026), *Report on Regulatory Frameworks* 2025.

Brytyjski Ofgem stosuje wieloletnie okresy regulacyjne (model RIIO: Revenue = Incentives + Innovation + Outputs), ale wbudowuje w nie mechanizmy indeksacji i korekty, które pozwalają aktualizować koszt kapitału w reakcji na zmiany rynkowe. W ramach modelu RIIO firmy są rozliczane z jakości świadczonych usług na podstawie celów dotyczących produkcji; otrzymują zachęty finansowe oraz operują w dłuższych okresach regulacyjnych, co ma stymulować inwestycje w innowacje.

Maksymalną stabilność kosztem częstotliwości aktualizacji reprezentują Niemcy. Według obecnej metodyki opisanej w raporcie CEER, regulator (BNetzA) nie posługuje się WACC, lecz ustala bezpośrednio regulowaną stopę zwrotu z kapitału własnego, zamrożoną na cały pięcioletni okres regulacyjny (dla OSD elektroenergetycznych 2024–2028). Zapowiadana w procesie NEST reforma[18] zmienia sposób wyznaczania wynagrodzenia kapitału na podejście oparte o WACC i modelową strukturę kapitału. Dzięki temu operatorzy sieci mają zyskać zachęty do optymalizacji własnej struktury kapitałowej, zwiększania stóp zwrotu z kapitału własnego oraz umiarkowanego rozszerzania finansowania dłużnego[19].

18 Bundesnetzagentur (2025), Status procesu NEST na koniec 2024/początek 2025 roku.

19 Agora Energiewende (2025), Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge, Agora Energiewende, Berlin.

Na przeciwnym biegunie jest Dania, która aktualizuje WACC corocznie, co wyznacza maksymalną responsywność kosztem stabilności.

Najbliższy kompromisowi jest model włoski, który stosuje warunkowy mechanizm korygujący. Regulator ARERA ustala WACC na sześcioletni okres, zamrażając parametry strukturalne (m.in. struktura kapitału, premia za ryzyko), ale co roku weryfikuje parametry rynkowe (stopa wolna od ryzyka, koszt długu, inflacja). Aktualizacja uruchamia się jednak warunkowo – tylko gdy WACC przeliczony tą samą formułą z nowymi danymi rynkowymi odchyla się od obowiązującego co najmniej o wartość przyjętego progu. Aby uczynić ten mechanizm bardziej czułym na zmiany rynku, regulator postanowił zacieśnić ten próg z 50 do 30 punktów bazowych[20]. Drobne wahania rynkowe nie wpływają więc na taryfę, ale trwała zmiana kosztu kapitału zostaje przeniesiona na odbiorcę jeszcze w ramach tego samego okresu regulacyjnego.

20 Autorita di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA, 2025), VERIFICA DELL'ATTIVAZIONE DEL MECCANISMO DI TRIGGER DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE, PER L'ANNO 2026.

Przełożenie spadku kosztu kapitału i taniego długu na rachunki

Zamrożenie wartości bazowej stabilizuje taryfy, ale tworzy ryzyko rozjazdu: jeśli w trakcie danego okresu rzeczywisty koszt kapitału spadnie – czy to wskutek spadku stóp rynkowych, czy dzięki pozyskaniu taniego długu publicznego – regulowany zwrot przez lata pozostaje wyższy niż faktyczny koszt finansowania. Powstaje marża między wynagrodzeniem regulacyjnym a rzeczywistym kosztem, która przy obecnej metodyce zostaje przy spółce, a na odbiorcę przechodzi dopiero przy kolejnym ustaleniu WACC – w polskim przypadku odsuniętym do 2028 lub 2030 r.

Szczególnie wyraźnie widać to przy pożyczkach preferencyjnych. Znaczna część środków publicznych na rozwój sieci – w tym KPO – ma charakter nie dotacji, lecz pożyczki o oprocentowaniu znacznie niższym od rynkowego (dla instrumentu KPO

na sieci elektroenergetyczne jest to 0,5% w skali roku). Pożyczka, w odróżnieniu od dotacji, jest zwrotna, więc finansuje kapitał, który spółka realnie angażuje – aktywa wchodzą do WRA i generują zwrot według WACC. Skoro jednak spółka pozyskała ten kapitał znacznie taniej niż rynkowo, różnica między rynkowym a preferencyjnym kosztem finansowania jest realną korzyścią ekonomiczną. Przy obecnej metodyce nie istnieje mechanizm jej podziału, więc trafia ona w całości do spółki, a nie do odbiorcy.

Istnieją dwa sposoby rozwiązania tego problemu. Pierwszy sposób działa ex ante – przez odzwierciedlenie niższego kosztu długu preferencyjnego wprost w kalkulacji WACC. W obecnie funkcjonującej „Metodzie określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023–2028", koszt kapitału obcego liczy się jako suma stopy wolnej od ryzyka (wspomnianej w rozdziale 3.2) oraz premii za ryzyko na poziomie 1 p.p. Na moment ustalenia poziomu WACC na 7,48%, implikowany koszt kapitału obcego wynosił 5,25%. Zastąpienie tej modelowej wartości kosztem mieszanym – uwzględniającym udział finansowania preferencyjnego – obniżyłoby WACC, a tym samym zwrot ujęty w taryfie; jest to rozwiązanie proste metodycznie i łatwe do zweryfikowania. Regulator sam odnotowuje w cytowanym dokumencie, że w części krajów europejskich koszt kapitału obcego przyjmuje się w wartości rzeczywistej, wynikającej z oprocentowania długu danego operatora – polska metodyka tej możliwości nie dopuszcza. Niższy koszt kapitału automatycznie obniżyłby zwrot ujęty w taryfie, a korzyść z zaangażowania środków publicznych przekładałaby się wprost na rachunek odbiorców.

Reguła ta musi jednak zachować bodziec do pozyskiwania tanich środków po stronie operatorów. Gdyby cała korzyść z preferencyjnego oprocentowania była przenoszona na odbiorcę, spółka byłaby obojętna wobec tego, czy sięga po tani dług ze wsparciem publicznym, czy po droższy dług komercyjny – znikłaby motywacja do aktywnego ubiegania się o środki np. z KPO. Właściwa konstrukcja powinna więc **dzielić korzyść: przekazywać odbiorcy większość oszczędności wynikającej z taniego finansowania, pozostawiając spółce resztę jako zachętę do jego pozyskiwania.**

Drugi sposób działa ex post – przez rozliczenie zrealizowanego zwrotu. Wzorcem takiego podejścia jest portugalski mechanizm podziału zysków i strat stosowany przez regulatora ERSE wobec operatorów dystrybucji w latach 2026–2029. Odchylenie rzeczywistej rentowności operacyjnej od regulowanego WACC dzielone jest progresywnie:

- odchylenie do ±1,00 p.p. – w całości pozostaje przy spółce,
- od ±1,00 do ±1,75 p.p. – dzielone jest po połowie,
- powyżej ±1,75 p.p. – w całości przypada odbiorcom.

Mechanizm jest symetryczny – tak samo dzielone są straty wynikające z niższej rentowności – a rozliczenie opiera się na danych audytowanych z całego okresu regulacyjnego i jest stopniowo wprowadzane do taryf. Konstrukcja ta realizuje dokładnie postulowaną zasadę: zachowuje bodziec dla spółki (do ±1 p.p. korzyść zostaje przy operatorze), a nadwyżki ponad ten poziom w rosnącym stopniu przekazuje odbiorcom.

Zastosowanie jednego ze wspomnianych podejść odzwierciedlających niższy koszt długu preferencyjnego jest w Polsce tym pilniejsze, że skala i głębokość

preferencji KPO (0,5% rocznie, wprost na dystrybucję – patrz ramka poniżej) nie mają odpowiednika w UE. Brak takiej praktyki w Polsce nie przemawia przeciw jej wprowadzeniu. Daje raczej szansę, by Polska była w tej dziedzinie prekursorem, a nie naśladowcą.

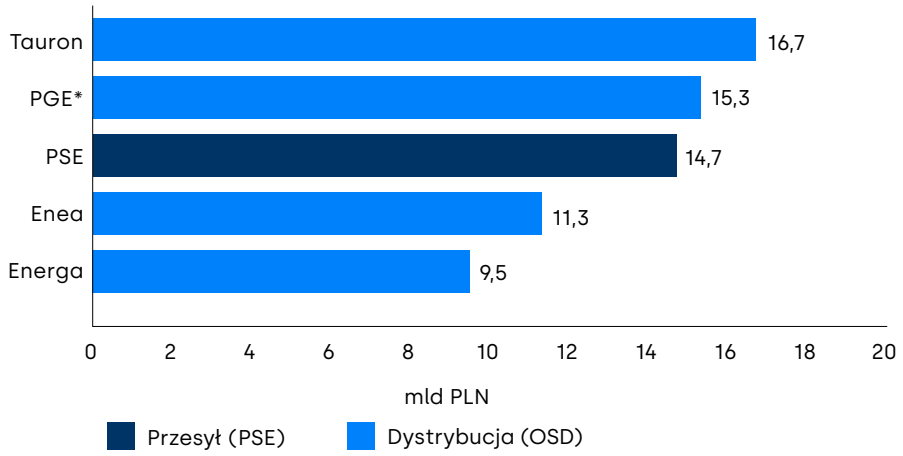
Wykorzystanie KPO przez polskie spółki energetyczne

Polska jest drugim największym pożyczkobiorcą w ramach unijnego Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) – ok. 29,4 mld EUR pożyczek (po redukcji w rewizji planu ze stycznia 2026 r. z 34,5 mld), ustępując jedynie Włochom (122,6 mld EUR). Co kluczowe dla sektora sieci: **polskie grupy energetyczne znajdują się w czołówce największych beneficjentów pożyczek KPO w całej UE.**

Środki rozdziela Fundusz Wsparcia Energetyki (operatorem jest BGK) – zakontraktowano ok. 52,8 mld zł dla czterech grup energetycznych (porównaj wykres 6). Pożyczki na sieci są głęboko preferencyjne: 0,5% oprocentowania na 25 lat, 9 lat karencji, finansowanie do 95% kosztu (minimalna pożyczka 200 mln zł, wkład własny ok. 5%).

Polskie pożyczki sieciowe należą zarazem do najtańszych i najdłuższych w całej UE – dla porównania hiszpański Regional Resilience Fund oferuje ok. 3,6%, a grecki Loan Facility średnio 1,72%. Są również korzystniejsze niż typowe warunki instytucji rozwojowych (takich jak EBI).

Wykres 6. Pożyczki z KPO – najwięksi beneficjenci w Polsce.



Uwagi: To zobowiązania (podpisane umowy), nie środki wypłacone. Kwota PGE* obejmuje także sieć trakcyjną, więc zawyża część przypadającą na samą dystrybucję energii elektrycznej. Przeliczenia przy założeniu 1 EUR = 4,33 zł.

Źródło: zestawienie oparte na komunikatach BGK i spółek energetycznych oraz Recovery and Resilience Scoreboard[21].

21 Komisja Europejska, Disbursements.

Premia za reinwestowanie (KET): kalibracja i przejrzystość

Przy obliczaniu taryfy, do wartości bazowej WACC regulator dolicza premię za reinwestowanie, która ma pomóc finansować inwestycje priorytetowe. Metodyka określa jej poziom minimalny (1 punkt procentowy), ale nie maksymalny – wysokość premii jest ustalana indywidualnie w każdym postępowaniu taryfowym. Rodzi to dwa pytania. Po pierwsze o kalibrację: czy dodatkowe wynagrodzenie odpowiada rzeczywistemu wyższemu ryzyku inwestycji priorytetowych, czy jest raczej bodźcem

o charakterze uznaniowym? Prawdziwa „premia za ryzyko" powinna odzwierciedlać faktyczny profil ryzyka finansowanych projektów; jeśli tak nie jest, staje się *de facto* subsydium wbudowanym w koszt kapitału (lub dodatkową quasi-opłatą odzwierciedloną w rachunkach za energię).

Drugie pytanie dotyczy przejrzystości metodyki. Analiza z rozdziału 3 pokazała, że różnica między bazowym WACC (7,48%) a faktycznym zwrotem operatorów (dla PGE Dystrybucja 12,96% w 2025 r.) jest zbyt duża, by wyjaśnić ją samą premią KET. Znaczna część różnicy pochodzi najpewniej z mechanizmów mniej widocznych (korekt regulacyjnych, rozliczeń z lat poprzednich, wskaźników jakościowych), uwzględnionych w wyliczaniu zwrotu z zaangażowanego kapitału. Faktyczne wynagrodzenie kapitału jest zatem kształtowane przez warstwę mniej przejrzystą i trudniejszą do zweryfikowania przez konsumenta energii niż sama publikowana stopa bazowa WACC. Co więcej, różnica ta będzie rosła wraz ze zwiększaniem się udziału aktywów priorytetowych we WRA.

Pytania te uzasadniają **dwa kierunki reformy premii:**

- **Degresja w czasie.** Premia jest wysoka na starcie (aby realnie przyspieszyć inwestycje), lecz maleje w miarę, jak dana kategoria nakładów przestaje być priorytetowa, bo większość sieci już ją zrealizowała – analogicznie do degresywnych systemów wsparcia OZE, które malały wraz ze spadkiem kosztów technologii.
- **Transparentne wyodrębnienie.** Polega na publikowaniu przez regulatora poziomu zwrotu z kapitału w rozbiciu na komponent bazowy, premię oraz pozostałe składniki powiększające efektywny zwrot (podobnie jak na rachunku wyodrębnia się opłatę mocową czy OZE). Nie zmienia to kwoty, ale zmienia rozliczalność – opłata za sterowanie kierunkiem transformacji przestaje być ukryta i staje się przedmiotem debaty publicznej.

Rekomendacje

Celem regulacji powinno być zbliżenie WACC do rzeczywistego profilu ryzyka i struktury finansowania OSD. Obniżenie stopy poniżej rzeczywistego kosztu kapitału grozi przechyleniem systemu w stronę niedoinwestowania sieci oraz wzrostu kosztu długu, który częściowo zniweczyłby zamierzone oszczędności. Należy rozważyć następujące mechanizmy:

- **Kalibracja do rzeczywistego ryzyka.** Porównać stopę regulacyjną z faktycznym oprocentowaniem długu OSD oraz zweryfikować kluczowe założenia modelu – przede wszystkim betę, czyli wskaźnik ryzyka inwestycji. Operator sieciowy jest monopolistą o w dużej mierze gwarantowanym przychodzie: różnice między prognozą a wykonaniem (np. niższy wolumen czy wyższe koszty) są rozliczane przez tzw. konto regulacyjne – przenoszone na kolejne lata i korygowane w taryfie. Dzięki temu operator nie ponosi pełnego ryzyka odchyleń, co czyni jego działalność wyjątkowo mało ryzykowną – a to powinno przekładać się na niższą betę, a więc i niższy WACC.
- **Odzwierciedlenie niższego kosztu długu preferencyjnego w WACC z zachowaniem premii zachęcającej:** modyfikacja metodyki przez URE w sposób uwzględniający pożyczki preferencyjne, w tym wprowadzenie jasnej reguły traktowania korzyści z preferencyjnego oprocentowania. Metoda powinna zapewniać, że korzyść ze środków publicznych obniża koszt dla odbiorcy i nie zwiększa nieuzasadnionego zwrotu dla spółki.

- **Przejrzystość premii.** Wprowadzenie degresji premii KET w czasie oraz jej transparentne wyodrębnienie w decyzji taryfowej, wraz z czytelnym podziałem faktycznego zwrotu z kapitału na komponent bazowy, premię i pozostałe korekty.

Tak sformułowany zestaw działań pozwala pogodzić dwa cele, które w debacie publicznej bywają przedstawiane jako sprzeczne: zachowanie stabilnych, wiarygodnych bodźców do koniecznych inwestycji w sieć oraz ochronę odbiorców końcowych przed nieuzasadnionym, czyli nieodpowiadającym rzeczywistemu ryzyku, obciążeniem.

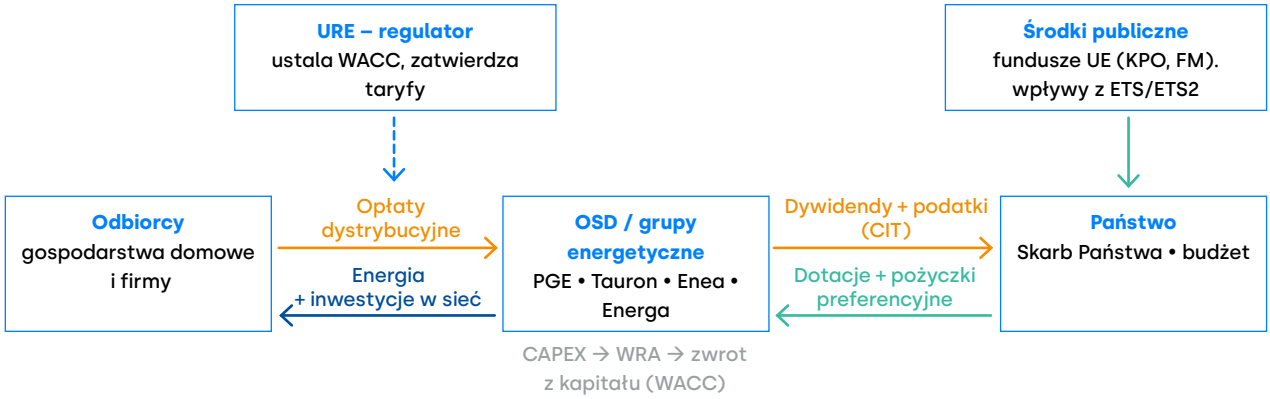
Kierunek ten jest w pełni zbieżny z ewolucją regulacji unijnych w obszarze rynku energii. Propozycja Komisji Europejskiej nowelizująca rozporządzenie o rynku energii elektrycznej (COM(2026) 600 z lipca 2026 r.), która rozwija wcześniejsze wytyczne w sprawie „przyszłościowych opłat sieciowych" z lipca 2025 r., wprost kładzie nacisk na wzmocnienie wymogów przejrzystości metodyk taryfowych oraz szerszy benchmarking regulacyjny. Podkreśla także zasadę, że opłaty sieciowe mają odzwierciedlać rzeczywiste, uzasadnione koszty. Zwiększenie transparentności rozliczania środków publicznych w WRA nie jest więc jedynie postulatem krajowym – wpisuje się w kierunek, który prawo unijne czyni wiążącym dla wszystkich państw członkowskich. Polska powinna wyjść naprzeciw temu obowiązkowi, przekształcając wymóg zgodności w realne narzędzie ochrony odbiorców.

Warto jednak pamiętać, że sam zwrot z kapitału stanowi tylko część opłaty dystrybucyjnej; pełne złagodzenie presji na taryfy wymaga sięgnięcia także po czynniki omawiane w kolejnych podrozdziałach – strukturę finansowania, odpowiednie wykorzystywanie dotacji oraz elastyczność po stronie popytu.

4.2. Nie tylko taryfa – jak zwiększyć dostępność kapitału na inwestycje sieciowe?

Analiza dostępności kapitału na inwestycje sieciowe wymaga najpierw uchwycenia obecnych przepływów finansowych związanych z rozbudową sieci – między odbiorcami, operatorami i grupami energetycznymi oraz sektorem publicznym (schemat 3). „W górę" płyną opłaty taryfowe odbiorców oraz podatki i dywidendy wypłacane przez grupy energetyczne, „w dół" – dotacje i preferencyjne finansowanie ze środków publicznych. Z tego układu wynikają dwie obserwacje. Po pierwsze, odbiorca płaci za rozwój sieci dwukrotnie: bezpośrednio w taryfie i pośrednio jako podatnik. Po drugie, państwo jednocześnie zasila operatorów środkami publicznymi i pobiera dywidendy od ich grup kapitałowych (pętla fiskalna).

Schemat 3. Główne przepływy finansowe między odbiorcami, OSD i grupami energetycznymi oraz sektorem publicznym.



Przepływy pieniężne (odbiorca → OSD → budżet)
Środki publiczne (dotacje, pożyczki preferencyjne)
Usługa / majątek sieciowy

Pętla fiskalna: Skarb Państwa jest jednocześnie regulatorem (ustala WACC) i właścicielem (pobiera dywidendy oraz CIT). Część podwyższonego zwrotu z kapitału wraca więc do budżetu – co osłabia bodziec do jego ograniczenia.

Problem: koncentracja finansowania

Inwestycje sieciowe w Polsce są głównie finansowane na dwa sposoby: z przychodów OSD i z długu zaciąganego na poziomie grup energetycznych. Skala potrzeb transformacyjnych (przyłączanie OZE i magazynów, elektryfikacja ciepła i transportu, kablowanie, cyfryzacja sieci) wymaga zdywersyfikowanych źródeł, aby pokryć zapotrzebowanie i zmniejszyć koszt.

Polscy OSD mają ograniczony dostęp do zewnętrznego kapitału własnego. Nie są notowani samodzielnie, nie mają udziałowców mniejszościowych, a ich rozwój opiera się głównie na amortyzacji, zysku zatrzymanym i finansowaniu wewnątrzgrupowym. W efekcie tempo inwestycji jest w praktyce ograniczone tym, ile środków dostarcza im mechanizm taryfowy i ile z nich zostaje w spółce po decyzjach dywidendowych.

Kluczowe pytanie rozdziału brzmi więc: w jakim stopniu inwestycje sieciowe mogą być finansowane poza klasycznym mechanizmem taryfowym, czyli bez automatycznego podnoszenia opłat dystrybucyjnych? Warto przy tym zaznaczyć ograniczenie tego pytania: każdy kapitał, także zewnętrzny, jest ostatecznie spłacany z przychodów regulowanych. Nowe źródła finansowania zmieniają głównie koszt pozyskania kapitału i rozkład obciążeń w czasie, a nie to, kto finalnie płaci.

Rola grup energetycznych i polityki kapitałowej

OSD działają w ramach dużych grup kapitałowych (PGE, Tauron, Enea, Energa/Orlen), co ma dwie strony. Z jednej strony daje dostęp do finansowania grupowego: programów obligacji czy kredytów konsorcjalnych; OSD korzystają również z ratingu całej grupy, co zwykle jest korzystniejsze, niż gdyby występowali jako samodzielne spółki. Z drugiej strony dystrybucja konkuruje o kapitał z innymi segmentami, w tym z nowymi mocami OZE, gazem i ciepłownictwem oraz z aktywami węglowymi.

Można wyróżnić kilka decyzji, które wpływają na dostępność kapitału dla segmentu dystrybucji, a które są podejmowane na poziomie grupy:

- **Polityka dywidendowa OSD wobec spółki matki.** Stabilny, regulowany przepływ z dystrybucji jest dla grup naturalnym źródłem gotówki na inne cele.

- **Alokacja środków w grupie.** O tym, czy środki wracają do dystrybucji, decyduje strategia grupy.
- **Aktywa konwencjonalne w bilansie grupy.** Obniżają one rating[22] i podnoszą koszt długu także dla części sieciowej; po odejściu od koncepcji NABE[23] problem ten pozostaje nierozwiązany na poziomie systemowym.
- **Pozyskiwanie nowego kapitału własnego na rynku.** Emisja akcji zmniejszyłaby udział Skarbu Państwa i osłabiła jego kontrolę nad grupą, dlatego grupy – a de facto Skarb Państwa – rezygnują z tego źródła finansowania.

Różnice w polityce wypłat poszczególnych grup energetycznych pokazują, że możliwe są odmienne podejścia – wskaźniki tzw. *payout ratio* znacznie się różnią pomiędzy operatorami. Sam wskaźnik wypłaty nie przesądza jeszcze o niedofinansowaniu: wysoka dywidenda może wracać do OSD jako pożyczka wewnątrzgrupowa lub podwyższenie kapitału. Rzetelna ocena wymaga więc analizy przepływów netto między OSD a spółką matką (dywidendy minus zasilenia i finansowanie wewnątrzgrupowe) w kilkuletnim horyzoncie.

22 Brak wydzielenia aktywów węglowych będzie negatywny dla ratingów energetyki, Bankier.pl, 12 marca 2024.

23 Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) to niewdrożony ostatecznie projekt w polskiej energetyce, który zakładał wydzielenie konwencjonalnych aktywów węglowych (elektrowni i kopalń węgla brunatnego) ze spółek energetycznych Skarbu Państwa (takich jak PGE, Tauron, Enea) i skupienie ich w jednym podmiocie kontrolowanym przez państwo.

Doświadczenia zagraniczne – różne modele wykorzystania kapitału

Zagraniczne doświadczenia obrazują szerokie spektrum modeli – od finansowania wewnątrzgrupowego z udziałem państwa po całkowitą prywatyzację z udziałem funduszy infrastrukturalnych. Choć rozwiązań tych nie powinno się bezkrytycznie przekładać na polski porządek regulacyjny, ilustrują one przykładowe mechanizmy decydujące o dostępności kapitału (por. tabela 3).

Tabela 3. Zagraniczne praktyki wykorzystania kapitału w OSD

Kraj / podmiot	Model własności i pozyskania kapitału	Nadzór nad wypłatami (dywidendy)	Wnioski dla Polski
Francja – Enedis (grupa EDF)	100% własność państwa; grupa zintegrowana pionowo; inwestycje z przepływów własnych i grupy	W ramach grupy państwowej	Model najbliższy polskiemu – punkt odniesienia
Hiszpania – i-DE (grupa Iberdrola)	Prywatna, notowana; podwyższenie kapitału do ~5 mld EUR (2025) na sieci, rotacja aktywów, partnerstwa, dług; rating BBB+	Rynkowy (spółka giełdowa)	Kapitał trafił do USA/UK, nie do Hiszpanii, bo zwrot regulacyjny był za niski (6,46%) – bez adekwatnego zwrotu kapitał ucieka
Portugalia – E-Redes (grupa EDP)	Asset rotation: sprzedaż ~49% pakietów w portfelach OZE; uwolniony kapitał zasila sieć, bez sprzedaży udziałów w OSD	Rynkowy	Monetyzacja aktywów wytwórczych jako źródło kapitału dla sieci bez oddawania kontroli nad OSD
Wielka Brytania – UK Power Networks	UK Power Networks należy do konsorcjum kierowanego przez fundusz infrastrukturalny CK Infrastructure (CKI), który finansuje rozwój sieci z kapitału prywatnego. W 2025 r. konsorcjum uzgodniło sprzedaż spółki francuskiej grupie Engie za ok. 10,5 mld GBP	Regulator (Ofgem) stosuje mechanizm odporności finansowej (financial resilience): blokuje wypłaty do właścicieli, gdy zadłużenie regulacyjne (stosunek długu do wartości regulowanej bazy aktywów) przekracza 75%, oraz wymaga utrzymania co najmniej jednego ratingu na poziomie inwestycyjnym	Model finansowania sieci kapitałem prywatnym sprawdza się – fundusz realnie sfinansował jej rozbudowę – ale jego właściciele wypłacili z UKPN ok. 4,4 mld GBP dywidend i osiągnęli ponad sześciokrotny zwrot z zainwestowanego kapitału. Pokazuje to, że prywatne finansowanie wymaga silnego ring-fencingu wypłat – formalnych ograniczeń wypłaty dywidend (powiązanych z poziomem zadłużenia i ratingiem), tak by środki pozostawały w spółce i zasilały inwestycje, zamiast być wyprowadzane do akcjonariuszy
Niemcy – np. Westnetz (grupa E.ON)	Zryczałtowany WACC z modelową strukturą kapitału (podobnie jak PL); kapitał spółek, często gmin i inwestorów mniejszościowych	Autonomia spółki; dyscyplina przez rynek i właścicieli	Autonomia dywidendowa działa, gdy równoważy ją presja rynku/współwłaścicieli – czego w polskim modelu brakuje

Unia Europejska również zaczyna kłaść nacisk na dywersyfikację źródeł finansowania sieci, w tym na przyciągnięcie inwestorów instytucjonalnych, takich jak fundusze emerytalne i ubezpieczyciele, zgodnie ze „Strategią na rzecz inwestycji w czystą energię" przyjętą 10 marca 2026 r. (COM/2026/116)[24]. Komisja Europejska szacuje w niej potrzeby inwestycyjne w sektorze energetycznym na ok. 660 mld EUR rocznie w latach 2026-2030. Celem strategii jest lepsze powiązanie dostępnego kapitału prywatnego z europejskim portfelem projektów energetycznych. Komisja zwraca uwagę, że inwestorzy instytucjonalni, np. ubezpieczyciele i fundusze emerytalne, kontrolują w Europie ponad 12 bln EUR aktywów i szukają długoterminowych, stabilnych stóp zwrotu, które projekty energetyczne mogą zapewnić przy odpowiednich ramach. Dla finansowania OSD najważniejsze są trzy elementy:

- fundusz Europejskiego Banku Inwestycyjnego (Strategic Infrastructure Investment Fund) dostarczający operatorom kapitału własnego, ze wstępnym zaangażowaniem EBI 500 mln EUR, przy czym cała grupa EBI zamierza udzielić ponad 75 mld EUR finansowania w ciągu 3 lat;
- rozważany wspólnie przez Komisję i EBI mechanizm sekurytyzacji przyszłych przychodów operatorów w zamian za natychmiastową płynność (Operator Securitisation Facility);
- wsparcie zdolności kredytowej banków wobec operatorów, zwłaszcza mniejszych.

24 Komisja Europejska, Clean energy investment – Energy – European Commission.

Źródła kapitału poza opłatami sieciowymi

Opłaty sieciowe pozostają podstawowym źródłem finansowania inwestycji OSD, ale przy skali planowanych nakładów nie wystarczą: część kapitału trzeba pozyskać z zewnątrz. Dostępne źródła różnią się pod trzema względami. Pierwszy to koszt, czyli oprocentowanie długu lub oczekiwany zwrot z kapitału własnego. Drugi to skala, bo część instrumentów ma z góry ograniczoną pulę, a inne zależą od zdolności kredytowej grupy. Trzeci to wpływ na kontrolę: dług na nią nie wpływa, natomiast kapitał udziałowy wymaga oddania części praw właścicielskich do operatora lub jego aktywów.

Tabela 4. Przegląd źródeł kapitału poza opłatami sieciowymi

Źródło	Mechanizm	Stosowalność w Polsce
Dług na poziomie grupy energetycznej	Obligacje i kredyty zaciągane przez spółkę matkę; środki trafiają do OSD w formie pożyczek wewnątrzgrupowych	Dominujące dziś; ograniczone zdolnością kredytową grupy (rating), o którą inwestycje sieciowe konkurują z pozostałymi segmentami
Finansowanie preferencyjne (EBI, BGK, KPO, Fundusz Modernizacyjny[25])	Forma zwrotna (pożyczka; dłuższy termin, niższa marża) lub bezzwrotna (dotacja)	Już wykorzystywane; wysoka stosowalność, ale ograniczona pula
Zielone obligacje	Obligacje, z których wpływy są przypisane do inwestycji spełniających kryteria środowiskowe	Dostępne na poziomie grupy; inwestycje sieciowe spełniają kryteria. Poszerzają bazę inwestorów, ale koszt długu obniżają nieznacznie i nie zwiększają zdolności kredytowej grupy
Fundusze infrastrukturalne, emerytalne, ubezpieczeniowe	Kapitał własny (udział mniejszościowy) lub dług długoterminowy	Wymagają stabilnej regulacji i przewidywalnego zwrotu w długim okresie; wejście kapitałowe ograniczone przez preferencję kontroli Skarbu Państwa, wariant dłużny dostępny bez zmian właścicielskich. Za granicą stosowane w dystrybucji (np. UKPN w Wielkiej Brytanii).

25 Dotychczas Fundusz Modernizacyjny oferował wsparcie finansowe dla OSD tylko w formie dotacji. Źródło: Programy finansowane ze środków Funduszu Modernizacyjnego – Fundusz Modernizacyjny – Portal Gov.pl

Spółka celowa (SPV) lub joint venture	Wydzielenie konkretnej inwestycji (np. linii lub stacji) do spółki z udziałem partnera finansowego, która udostępnia majątek operatorowi	Możliwe punktowo; wymaga określenia, jak majątek należący do spółki celowej jest wynagradzany w taryfie i kto odpowiada za jego eksploatację
Platforma inwestycyjna z udziałem publicznym	Wspólny fundusz, w którym instytucja publiczna (np. PFR lub EBI) wnosi część kapitału i przyciąga inwestorów prywatnych	Dotąd niestosowane w polskiej dystrybucji; realne przy zaangażowaniu instytucji publicznych, podlega tym samym ograniczeniom właścicielskim co wejście kapitałowe funduszy
Emisja akcji grupy	Pozyskanie kapitału własnego z rynku; Skarb Państwa może objąć część emisji, by utrzymać swój udział	Możliwa bez utraty kontroli tylko przy współudziale Skarbu Państwa, co oznacza koszt fiskalny proporcjonalny do udziału Skarbu Państwa - pozostałą część emisji obejmują inwestorzy mniejszościowi; środki trafiają do grupy, więc ich przeznaczenie na sieci wymaga odrębnego zobowiązania

Warto zaznaczyć ograniczenie tego zestawienia: większość wymienionych źródeł to wciąż dług spłacany lub kapitał wynagradzany z przychodów regulowanych. Nie zmniejszają one łącznego obciążenia odbiorców, lecz mogą obniżyć koszt kapitału (dług preferencyjny) albo rozłożyć obciążenie w czasie. Rzeczywiście „poza taryfą" pozostają jedynie granty (KPO, Fundusz Modernizacyjny) oraz kapitał uwolniony z upłynnienia innych aktywów grupy.

Alternatywy strukturalne

Źródła kapitału opisane w tabeli 4 można pozyskać w obecnej strukturze sektora. Część barier wynika jednak z samej struktury: operatorzy są częścią pionowo zintegrowanych grup, które decydują o podziale środków między segmenty i wspólnie odpowiadają za zadłużenie. Trzy poniższe modele zmieniają tę strukturę w różnym stopniu. Najdalej idzie wydzielenie własnościowe OSD i sprzedaż pakietów inwestorom infrastrukturalnym, które daje dostęp do nowego kapitału kosztem kontroli Skarbu Państwa. Rozwiązaniem pośrednim jest częściowa monetyzacja aktywów, czyli sprzedaż udziałów mniejszościowych przy zachowaniu kontroli. Najmniej ingeruje *ring-fencing* finansowy, który nie zmienia właściciela, a jedynie zasady przepływu środków między operatorem a grupą – nie przynosi więc nowego kapitału, lecz chroni ten, który sieć już wypracowuje (tabela 5).

Tabela 5. Przegląd alternatyw strukturalnych dla finansowania OSD

Model	Plusy	Minusy
Pełny *unbundling* własnościowy[26] i sprzedaż pakietów inwestorom infrastrukturalnym	Nowy kapitał w dużej skali; kapitał przeznaczony wyłącznie dla sieci; niezależność od sytuacji grupy	Utrata kontroli Skarbu Państwa nad infrastrukturą krytyczną; ryzyko wysokiej dźwigni i wypłat; osłabienie grup przez utratę stabilnego przepływu
Częściowa monetyzacja wybranych aktywów (np. udziały mniejszościowe w OSD lub w spółkach celowych)	Kapitał przy zachowaniu kontroli; rynkowa wycena aktywów	Wymaga przewidywalnej regulacji i zwrotu; efekt jednorazowy, jeśli wpływy trafią poza sieci
Financial ring-fencing[27] bez zmiany struktury własnościowej	Chroni środki OSD przed odpływem do innych segmentów; niskie koszty wdrożenia; zgodne z kontrolą Skarbu Państwa	Nie przynosi nowego kapitału; może podnieść koszt finansowania, jeśli OSD straci dostęp do taniego długu grupy – przy założeniu, że grupa jest wyceniana lepiej niż sam OSD

26 *Unbundling* własnościowy – najpełniejsza forma rozdzielenia działalności sieciowej (dystrybucja/przesył) od wytwarzania i obrotu energią: operator sieci nie może być własnościowo kontrolowany przez podmiot zajmujący się produkcją lub sprzedażą energii. W odniesieniu do OSD oznaczałoby to wydzielenie spółki dystrybucyjnej z grupy energetycznej jako niezależnego właścicielsko podmiotu.

27 *Financial ring-fencing* – zestaw narzuconych przez regulatora ograniczeń, które „odgradzają" spółkę sieciową od jej właścicieli, tak by środki pozostawały w spółce i zasilały inwestycje, zamiast być wyprowadzane do grupy. Nie zmienia struktury własnościowej – właściciel zachowuje kontrolę – lecz ogranicza przepływy finansowe. Typowe mechanizmy: blokada dywidend przy zbyt wysokim zadłużeniu lub utracie ratingu inwestycyjnego, limity pożyczek i gwarancji wewnątrzgrupowych, wymóg minimalnego kapitału własnego.

Przedstawione modele odpowiadają na różne diagnozy tego, co stanowi główną barierę w pozyskaniu kapitału na rozbudowę sieci dystrybucyjnej. *Unbundling* własnościowy jest rozwiązaniem, jeśli barierą jest brak dostępu do kapitału prywatnego. *Ring-fencing* zakłada, że problemem jest nie brak kapitału, lecz jego alokacja wewnątrz grupy. Trzecia diagnoza wskazuje na samą konstrukcję regulacji ekonomicznej – przede wszystkim poziom dozwolonego zwrotu i jego przewidywalność, bez których żaden z modeli nie przyciągnie kapitału. Wybór modelu powinien więc wynikać z tego, która z tych barier w polskich warunkach rzeczywiście ogranicza inwestycje.

Ograniczenia i uwarunkowania polskie

Stosowalność poszczególnych modeli w Polsce wyznaczają cztery czynniki: kontrola Skarbu Państwa, jego rola jako decydenta dywidendowego, struktura grup i ramy regulacyjne.

- **Kontrola właścicielska.** OSD są uznawane za infrastrukturę krytyczną, nad którą Skarb Państwa preferuje pełną kontrolę. Pełny *unbundling* i sprzedaż większościowych pakietów mogą się okazać w obecnych warunkach politycznych mało realne. Łatwiejsze do wdrożenia są rozwiązania z udziałem mniejszościowym, najlepiej inwestorów o profilu publicznym lub długoterminowym (PFR, fundusze EBI, OFE/PPK, ubezpieczyciele, np. PZU).
- **Właściciel jako decydent dywidendowy.** Skarb Państwa jest jednocześnie beneficjentem dywidend grup energetycznych (dochód budżetu) i podmiotem odpowiedzialnym za transformację – krótkoterminowy interes fiskalny może zachodzić w konflikt z długoterminową potrzebą modernizacji gospodarki (patrz Schemat 3).
- **Struktura grup.** Przepływy między OSD a spółką matką są nieprzejrzyste z zewnątrz, a aktywa konwencjonalne (węglowe) obciążają rating całej grupy. Każdy model wprowadzenia do OSD zewnętrznego kapitału wymaga więc najpierw ujawnienia zasad alokacji środków w grupie – inaczej nowy kapitał może zostać zrównoważony odpływem dywidend.
- **Korzystna regulacja.** Inwestor mniejszościowy przed zainwestowaniem w majątek publiczny wyceni związane z tym ryzyko regulacyjne: poziom WACC, zasady ustalania taryf na kolejne lata, możliwość ingerencji politycznej w taryfy.

Rekomendacje

Rekomendowana jest hierarchizacja źródeł finansowania: najpierw tani dług i finansowanie preferencyjne, następnie kapitał własny. Należy ją uzupełnić o rozwój wybranych modeli finansowania aktywów i projektów poza klasycznym rozwiązaniem taryfowym. Celem jest zwiększenie dostępności kapitału na inwestycje bez automatycznego przenoszenia całego ciężaru ich finansowania na odbiorców.

1. **Maksymalne wykorzystanie długu preferencyjnego i taniego długu rynkowego.** Pierwszym źródłem finansowania powinny być środki o najniższym koszcie: kredyty EBI i innych instytucji rozwojowych, fundusze unijne (dotacje i preferencyjne pożyczki) oraz obligacje, w tym zielone. Warunkiem skutecznego pozyskiwania długu jest przejrzystość finansowa OSD. Może jej sprzyjać finansowy *ring-fencing* bez zmiany struktury właścicielskiej, czyli limity dywidend, ograniczenie transakcji wewnątrzgrupowych przy pogorszeniu

ratingu. *Ring-fencing* nie wnosi nowego kapitału, ale zatrzymuje przepływy z działalności regulowanej w OSD i może obniżyć koszt jego długu.

2. **Kapitał własny, zwłaszcza z zysków zatrzymanych.** Zanim OSD sięgnie po kapitał zewnętrzny, należy ograniczyć odpływ zysków do grupy kapitałowej. Dopiero potem warto rozważyć wejście inwestorów mniejszościowych lub współinwestycje z funduszami infrastrukturalnymi. Nowym potencjalnym źródłem jest fundusz kapitałowy EBI dla operatorów sieci (opisany w punkcie 4).
3. **Rozwój modeli finansowania poza klasycznym finansowaniem taryfowym.** Chodzi o finansowanie na poziomie aktywów i projektów (*project finance*, spółki celowe, *leasing* aktywów sieciowych), współfinansowanie przyłączeń przez podmioty bezpośrednio z nich korzystające oraz sekurytyzację przyszłych przychodów regulowanych (czyli sprzedaż prawa do części przyszłych wpływów z taryfy w zamian za przychody otrzymane od razu). Modele te nie zmniejszają nakładów inwestycyjnych, ale mogą obniżyć koszt ich finansowania oraz rozłożyć go w czasie i przypisać bardziej precyzyjnie tym odbiorcom końcowym, którzy z danej inwestycji korzystają.
4. **Otwarcie na kapitał instytucjonalny, zgodnie z kierunkiem polityki UE** („Strategia na rzecz inwestycji w czystą energię"). Przewidziane w strategii instrumenty (w tym mechanizm sekurytyzacyjny) mają na razie niewielką skalę wobec potrzeb i charakter eksploracyjny. Strategia wyznacza jednak kierunek – wyjście poza tradycyjny dług i dotacje – który polscy OSD mogliby traktować jako uzupełnienie pozyskiwanego kapitału.

4.3. Kto powinien płacić za rozwój sieci? Dywersyfikacja źródeł przychodu

Rosnąca skala inwestycji sieciowych stawia nie tylko pytanie o to, ile trzeba zainwestować w sieci, ale również o to, kto powinien ponosić koszt ich rozwoju. W obecnym modelu istotna część kosztów funkcjonowania i rozbudowy sieci jest odzyskiwana poprzez taryfy płacone przez użytkowników pobierających energię z sieci. Przy rosnących potrzebach inwestycyjnych oznacza to potencjalnie większą presję na odbiorców. Nie oznacza to jednak, że rozwiązaniem powinno być po prostu przeniesienie części kosztów z odbiorców na wytwórców. Taki mechanizm sam w sobie nie zmniejsza kosztu całego systemu. Wytwórca może bowiem uwzględnić dodatkowy koszt w cenie energii, a część obciążenia może w konsekwencji ponownie trafić do odbiorcy. Dlatego sens wprowadzenia opłat po stronie wytwórców należy rozpatrywać szerzej – nie tylko jako sposób na uzyskanie dodatkowego przychodu, ale przede wszystkim jako możliwość lepszego odzwierciedlenia kosztów powodowanych przez różnych użytkowników sieci.

Taką funkcję może pełnić tzw. *injection fee*, czyli opłata za wprowadzanie energii do sieci ponoszona przez wytwórców. Jeżeli wysokość opłaty byłaby powiązana z rzeczywistymi kosztami, jakie dane źródło powoduje dla systemu, mogłaby jednocześnie pełnić funkcję sygnału ekonomicznego. To istotne w warunkach szybkiego rozwoju odnawialnych źródeł energii. Realny koszt przyłączenia nowego źródła nie jest bowiem taki sam w każdym miejscu. Farma fotowoltaiczna czy wiatrowa zlokalizowana w obszarze, w którym występuje nadwyżka generacji i ograniczone możliwości przesyłu energii, będzie wymagać większych nakładów sieciowych niż źródło o podobnej mocy zlokalizowane bliżej odbiorców i dostępnej infrastruktury.

Od prostego podziału kosztów do sygnałów lokalizacyjnych

Podobny kierunek zmian wskazuje Komisja Europejska w szykowanej nowelizacji rozporządzenia w sprawie rynku energii elektrycznej, przedstawionej w lipcu 2026 r. W art. 18 zaproponowano, aby konstrukcja opłat sieciowych w większym stopniu wspierała efektywne wykorzystanie infrastruktury oraz odzwierciedlała koszty powodowane przez użytkowników sieci. Wśród wskazanych rozwiązań znalazły się:

- Zachęty do poboru i wprowadzania energii do sieci – tak, aby opłaty uwzględniały sposób korzystania z sieci zarówno przez odbiorców, jak i wytwórców.
- Sygnały lokalizacyjne dla inwestycji – pozwalające uwzględniać warunki sieciowe w danym miejscu przy podejmowaniu decyzji o lokalizacji nowych źródeł i innych instalacji.
- Zachęty do ograniczania poboru w godzinach szczytowego zapotrzebowania – między innymi poprzez uwzględnienie w taryfach składnika zależnego od dostępnej mocy.
- Składniki taryfowe zależne od czasu korzystania z sieci (time-of-use) – różnicujące opłaty w zależności od pory korzystania z infrastruktury.

Injection fee wpisuje się przede wszystkim w pierwszy z tych obszarów – jako opłata za wprowadzanie energii do sieci, która może zwiększać udział wytwórców w pokrywaniu kosztów sieciowych. Jeżeli jej konstrukcja uwzględniałaby również lokalizację źródła i warunki pracy sieci, mogłaby dodatkowo pełnić funkcję sygnału lokalizacyjnego.

Stały *injection fee*, naliczany w taki sam sposób niezależnie od lokalizacji i sposobu pracy źródła, może zwiększyć udział wytwórców w finansowaniu sieci, ale niekoniecznie będzie wpływał na ich decyzje inwestycyjne. Co więcej, koszt takiej opłaty może zostać częściowo uwzględniony w cenie energii, a w konsekwencji ponownie obciążyć odbiorców. Sama zmiana podmiotu ponoszącego opłatę nie oznacza więc jeszcze obniżenia kosztów całego systemu.

Inaczej działałby mechanizm dynamiczny, w którym wysokość opłaty zależałaby od lokalizacji, sytuacji w sieci i – w określonych rozwiązaniach – momentu wprowadzania energii. Źródło znajdujące się w obszarze z dużą nadwyżką generacji mogłoby zostać obciążone inną opłatą niż źródło lokalizowane w miejscu o wysokim zapotrzebowaniu i wolnych zdolnościach sieciowych.

ACER (Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki) wskazuje, że odpowiednio skonstruowane sygnały cenowe mogą służyć optymalizacji wykorzystania sieci i ograniczaniu kosztów systemu. Wymienia również dodatkowe rozwiązania[28].

Istniejące przykłady europejskie pokazują różne sposoby włączania wytwórców w finansowanie sieci: od prostych opłat za wprowadzanie energii po rozwiązania uwzględniające lokalne warunki sieciowe.

28 Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER, 2025), Getting the price signals right: ACER's principles for fair and cost-reflective electricity network tariffs.

Tabela 6. Europejskie przykłady zastosowania opłat dla wytwórców.

Rumunia	Od 2025 r. Rumunia stosuje injection fee dla producentów przyłączonych do sieci dystrybucyjnych w obszarach, w których lokalna produkcja energii przewyższa zapotrzebowanie, a nadwyżka musi być przesyłana do innych części systemu. Opłata ma pokrywać koszty strat związanych z takim przepływem. Mechanizm jest więc powiązany nie tylko z samym faktem wprowadzania energii do sieci, ale z warunkami, w jakich ta energia jest wprowadzana.
Dania	W Danii opłaty dla wytwórców są zróżnicowane geograficznie, a model jest bardziej dynamiczny niż w Rumunii. Obszary sieci dzieli się na **produkcyjne, konsumpcyjne i mieszane** – w zależności od tego, czy większym obciążeniem dla sieci jest lokalna produkcja, czy pobór energii. W obszarach z nadwyżką produkcji nowe źródła ponoszą wyższe opłaty, natomiast niższe opłaty obowiązują tam, gdzie sieć obsługuje większe zapotrzebowanie na energię. Celem jest ograniczanie lokalnych wąskich gardeł i kierowanie nowych inwestycji tam, gdzie sieć ma większe możliwości ich przyjęcia. **Nie jest to podział na stałe strefy.** Klasyfikacja opiera się na danych o rzeczywistych przepływach w sieci i może być aktualizowana. Dla nowych dużych źródeł uwzględnia się również ich przewidywany profil produkcji. Dzięki temu wysokość opłaty ma być powiązana nie tylko z mocą instalacji, ale z tym, **czy jej obecność zwiększa, czy zmniejsza lokalną potrzebę rozbudowy sieci.**

Sygnały cenowe mają znaczenie zwłaszcza w sytuacji, gdy rozwój nowych źródeł w niektórych częściach kraju wyprzedza rozwój sieci. Zamiast automatycznie reagować na każdą nową inwestycję rozbudową infrastruktury, część decyzji może być kształtowana wcześniej, poprzez ceny, opłaty, warunki przyłączenia oraz dostępne usługi elastyczności.

Z tego punktu widzenia warto rozważyć taką opłatę za wprowadzanie energii, która byłaby zróżnicowana według lokalizacji i warunków sieciowych, aby odzwierciedlać wpływ dodatkowej generacji na potrzeby inwestycyjne i wykorzystanie infrastruktury. Zbyt prosty mechanizm może stworzyć niewłaściwe bodźce i zaburzyć rozwój OZE. Instalacja wytwórcza może zwiększać lokalne obciążenie w jednych godzinach, a w innych mieć niewielki wpływ na sieć albo wręcz pomagać w jej lepszym wykorzystaniu. Dotyczy to szczególnie źródeł pogodozależnych: instalacja fotowoltaiczna może generować dużo energii w godzinach południowych, gdy lokalnie występuje nadwyżka produkcji, podczas gdy źródło wiatrowe może mieć zupełnie inny profil pracy. Dwie instalacje o takiej samej mocy przyłączeniowej mogą więc w praktyce w bardzo różny sposób wpływać na potrzeby sieciowe. Jeszcze inaczej działa magazyn, który może przesuwać moment wprowadzania energii do sieci poza okres największego obciążenia. Stała opłata, która nie uwzględnia tych różnic, może więc obciążać w podobny sposób źródła o zupełnie innym wpływie na sieć, a jednocześnie nie tworzyć wystarczającej zachęty do lokalizowania inwestycji tam, gdzie mogą one lepiej wykorzystać istniejącą infrastrukturę.

Jeżeli opłata skłoni inwestora do wyboru lokalizacji z większą dostępnością sieci, dołączenia magazynu albo ograniczenia generacji w godzinach lokalnego przeciążenia, może zmniejszyć potrzebę części inwestycji sieciowych. Wówczas koszt ponoszony przez wytwórcę może być jednocześnie ceną za korzystanie z ograniczonego zasobu oraz bodźcem do jego bardziej efektywnego wykorzystania.

ACER wskazuje, że opłaty za wprowadzanie energii są w części państw wykorzystywane właśnie do poprawy kosztowej efektywności lokalizacji źródeł, podczas gdy zróżnicowanie czasowe jest nadal znacznie mniej powszechne. Połączenie

tych dwóch elementów mogłoby znacznie lepiej powiązać koszt korzystania z sieci z rzeczywistym wpływem źródła na system.

Rekomendacje

Rekomendowane jest wprowadzenie takich zmian w konstrukcji taryf, które nie tylko różnicowałyby udział użytkowników w finansowaniu sieci, lecz także zachęcały do jej efektywniejszego wykorzystania. Priorytetem powinno być sprawdzenie, czy i w jakich warunkach poniższe rozwiązania mogłyby ograniczać przyszłe koszty sieciowe bez tworzenia nadmiernych barier dla rozwoju OZE.

- Opłata za wprowadzanie energii do sieci: ocena możliwości różnicowania opłaty według lokalizacji i warunków sieciowych, a tam, gdzie uzasadniają to dane, również czasu wprowadzania energii.
- Taryfy zróżnicowane w zależności od pory zużycia: stworzenie silniejszych zachęt do przesuwania poboru na okresy mniejszego obciążenia sieci oraz do lepszego dopasowania zużycia do lokalnych warunków systemowych.
- Ocena skutków: porównanie wpływu tych rozwiązań na potrzeby inwestycyjne OSD, decyzje lokalizacyjne inwestorów, opłacalność magazynowania i rachunki odbiorców końcowych.

4.4. Nowoczesna sieć za mniej – efektywność CAPEX i OPEX

Skala planowanych inwestycji sieciowych sprawia, że coraz ważniejsze staje się pytanie, czy każda potrzeba sieciowa musi być rozwiązywana poprzez rozbudowę. Wraz ze wzrostem znaczenia alternatywnych sposobów zarządzania siecią pojawiają się rozwiązania, które mogą ograniczać potrzebę inwestycji infrastrukturalnych. Model regulacyjny powinien więc dawać OSD podobną motywację do wyboru rozwiązania efektywnego kosztowo, niezależnie od tego, czy wiąże się ono z budową nowego majątku, czy z poniesieniem kosztu operacyjnego.

W obecnym modelu regulacyjnym zarówno nakłady inwestycyjne (CAPEX), jak i koszty operacyjne (OPEX) są pokrywane w taryfie – oba wchodzą do przychodu regulowanego. Różni je jednak sposób wynagrodzenia w czasie. OPEX jest zwracany w roku jego poniesienia, bez naliczania zwrotu. Nakłady na majątek powiększają natomiast regulacyjną bazę aktywów (WRA): operator odzyskuje je stopniowo przez amortyzację, a dodatkowo przez cały okres życia aktywa pobiera od ich nieumorzonej wartości zwrot z kapitału (WACC × WRA). Tworzy to bodziec do wyboru rozwiązań kapitałochłonnych nawet wtedy, gdy rozwiązanie operacyjne byłoby tańsze w ujęciu łącznym (TOTEX). Zjawisko to określa się jako CAPEX bias.

TOTEX: jedna pula wydatków zamiast wyboru między CAPEX i OPEX

Jednym ze sposobów ograniczenia tego problemu jest przejście w kierunku regulacji TOTEX, czyli traktowania nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych jako jednej kategorii całkowitych wydatków. W takim modelu operator powinien być wynagradzany przede wszystkim za efekt rozwiązania problemu sieciowego, a nie za to, czy osiągnął go poprzez budowę nowego majątku, czy wykorzystanie rozwiązania operacyjnego, np. usługi elastyczności.

Przykład takiego rozwiązania daje Wielka Brytania, gdzie stosowany jest tzw. *Totex Incentive Mechanism*. Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego realizuje swoje

zadania przy kosztach niższych od wyznaczonego poziomu, uzyskana oszczędność jest dzielona pomiędzy operatora i odbiorców. Daje to operatorowi finansową zachętę do szukania tańszych sposobów realizacji potrzeb sieciowych, niezależnie od tego, czy oznaczają one inwestycję w majątek, czy poniesienie kosztu operacyjnego. Brytyjski regulator energetyki Ofgem wskazuje, że wcześniejsze modele mogły skłaniać do preferowania rozwiązań kapitałowych, ponieważ zwiększały regulowaną wartość aktywów, co zostało skutecznie skorygowane wprowadzeniem modelu TOTEX.

Podobny kierunek widać również w innych państwach. ACER wskazuje, że we Włoszech od 2024 r. trwa przejście z modelu hybrydowego do podejścia opartego na stałej proporcji CAPEX/OPEX[29], na zasadzie podobnej jak w Wielkiej Brytanii. Przykłady tych krajów pokazują, że model regulacyjny może stopniowo odchodzić od preferowania inwestycji kapitałowych na rzecz podejścia, w którym OSD są zachęcane do wyboru najbardziej efektywnego kosztowo sposobu rozwiązania problemu sieciowego – niezależnie od tego, czy oznacza on CAPEX, czy OPEX.

Dla Polski oznaczałoby to zmianę punktu ciężkości: z pytania „ile majątku zbudował operator?" na pytanie „jakim kosztem osiągnął wymagany efekt dla sieci?". Oczywiście nie oznacza to ograniczenia inwestycji tam, gdzie są one potrzebne, lecz raczej stworzenie warunków, w których budowa nowej infrastruktury, modernizacja istniejącej sieci, magazyn, usługa elastyczności czy rozwiązanie po stronie odbiorcy końcowego konkurują ze sobą na równiejszych zasadach.

Wynagradzanie uniknięcia CAPEX-u

Samo zrównanie sposobu traktowania CAPEX i OPEX może nie wystarczyć, by stworzyć silną zachętę do wykorzystywania rozwiązań alternatywnych wobec inwestycji sieciowych. Jeżeli zastosowanie usługi elastyczności pozwala uniknąć budowy nowego majątku, a uniknięty wydatek inwestycyjny nie znajduje odzwierciedlenia w wynagrodzeniu regulacyjnym OSD, operator nie uzyskuje dodatkowej korzyści z wyboru takiego rozwiązania.

Drugim elementem reformy mogłoby być zatem powiązanie wynagrodzenia OSD z uzyskanym efektem, w tym z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, których udało się uniknąć dzięki zastosowaniu rozwiązania alternatywnego. Jeżeli usługa elastyczności lub inne rozwiązanie pozasieciowe pozwala osiągnąć wymagany efekt przy niższym koszcie niż tradycyjna inwestycja, część wygenerowanych oszczędności mogłaby zostać uwzględniona w mechanizmie wynagradzania operatora, przy jednoczesnym zapewnieniu odbiorcom udziału w uzyskanej efektywności. ACER wskazuje takie zachęty oparte na osiąganych korzyściach (*benefit-based incentives*) właśnie jako jedno z narzędzi mogących ograniczać CAPEX, choć zaznacza, że ich zastosowanie na poziomie dystrybucji wymaga odpowiedniego dostosowania mechanizmów[30].

Jednym ze sposobów osiągania pożądanych z punktu widzenia sieci efektów mogą być usługi elastyczności. OSD może wykorzystać zdolność magazynów, odbiorców lub innych uczestników rynku do zmiany poboru lub wprowadzania energii, zamiast od razu zwiększać przepustowość sieci. Nie oznacza to zastąpienia inwestycji, ale stworzenie alternatywy tam, gdzie ograniczenie sieciowe ma charakter lokalny lub występuje tylko w określonych godzinach. Rozwój elastyczności powinien być

29 Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER, 2026), Managing the ramp-up of electricity distribution investments to better serve grid users – Annex.

30 Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER, 2026), Managing the ramp-up of electricity distribution investments to better serve grid users.

rozpatrywany nie tylko jako kwestia stworzenia nowego rynku usług, ale również jako kwestia odpowiedniego wpisania go w model regulacyjny OSD.

Jak ustalić wskaźniki efektywności?

Osobnym elementem obecnego modelu regulacji jest ocena efektywności kosztowej OSD. URE wykorzystuje w tym celu m.in. współczynniki efektywności, które określają, w jakim stopniu operatorzy powinni ograniczać wzrost kosztów w kolejnych latach.

Ocena efektywności OSD powinna uwzględniać nie tylko poziom ponoszonych kosztów, lecz także jakość usług dystrybucyjnych świadczonych odbiorcom. W tym celu można wykorzystywać m.in. wskaźniki SAIDI i SAIFI, mierzące odpowiednio przeciętny czas trwania i częstotliwość długich oraz bardzo długich przerw w dostawach energii, a także MAIFI, odnoszący się do przerw krótkich. Wskaźniki te są już stosowane w ramach regulacji jakościowej URE, warto jednak zadbać o ich odpowiednie powiązanie z oceną efektywności kosztowej operatorów. Pozwoliłoby to ograniczyć ryzyko, że presja na obniżanie kosztów będzie negatywnie wpływać na niezawodność sieci i jakość usług świadczonych odbiorcom. Zasadne byłoby zatem dalsze rozwijanie modelu regulacyjnego, który łączy indywidualną ocenę efektywności kosztowej z zachętami do utrzymywania i poprawy jakości dostaw.

Rekomendacje

Rekomendowane jest stopniowe rozwijanie regulacji opartej na podejściu TOTEX, zwiększającej neutralność wobec CAPEX i OPEX oraz premiującej efektywne rozwiązywanie problemów sieciowych. W szczególności warto:

- Wprowadzić zachęty do wyboru rozwiązań alternatywnych – np. usług elastyczności, gdy pozwalają osiągnąć porównywalny efekt przy niższym koszcie niż tradycyjna inwestycja.
- Uwzględniać część unikniętych nakładów inwestycyjnych w mechanizmie wynagradzania OSD, aby operatorzy mieli motywację do stosowania rozwiązań innych niż rozbudowa majątku.
- Zmodernizować ocenę efektywności OPEX, by lepiej uwzględniała zmieniające się zadania operatorów i nowe sposoby zarządzania siecią.

Celem powinno być zwiększenie efektywności wydatkowania środków bez ograniczania niezbędnych inwestycji, tak aby kapitał trafiał tam, gdzie przynosi największe korzyści dla funkcjonowania sieci.

5. Podsumowanie

Jak pokazuje analiza przedstawiona w raporcie, konieczne jest znalezienie równowagi między zapewnieniem operatorom systemów dystrybucyjnych warunków do realizacji niezbędnych inwestycji, utrzymaniem atrakcyjności finansowania sektora a ograniczaniem presji na taryfy i koszty dla odbiorców.

Wymaga to podejścia, które łączy stabilność i przewidywalność regulacyjną z większą elastycznością oraz silniejszymi zachętami do efektywnego wykorzystania infrastruktury. Zarówno zbyt niski poziom wynagrodzenia kapitału, jak i niedostatecznie atrakcyjne bodźce kosztowe mogą utrudniać realizację celów transformacji energetycznej. Jednocześnie samo zwiększanie nakładów lub przesuwanie kosztów między grupami użytkowników nie gwarantuje poprawy efektywności całego systemu. Dlatego rekomendowane kierunki zmian powinny obejmować opisane poniżej obszary.

1. **WACC – adekwatność i przejrzystość**
   - Zweryfikować **parametry metodyki WACC** pod kątem **faktycznego ryzyka i kosztu finansowania OSD,** w tym rzeczywistej rentowności zadłużenia, oraz zmian warunków makroekonomicznych, zwłaszcza poziomu inflacji i kosztu kapitału. Celem powinno być zapewnienie, aby regulacyjna stopa zwrotu adekwatnie odzwierciedlała rzeczywiste warunki finansowania działalności operatorów, a nie jej automatyczne obniżanie.
   - Rozważyć model łączący stabilną, wieloletnią bazę WACC z **mechanizmem śródokresowej weryfikacji wybranych parametrów,** tak aby zmiany kosztu kapitału i warunków makroekonomicznych mogły być uwzględniane bez konieczności każdorazowego wyznaczania stopy zwrotu od nowa. Pozwoliłoby to zachować przewidywalność warunków inwestowania, a jednocześnie szybciej przekładać spadek kosztu kapitału na korzyść odbiorców.
   - Uwzględniać **niższy koszt długu preferencyjnego** w metodyce WACC zgodnie z przejrzystymi zasadami, przy jednoczesnym zachowaniu odpowiednich zachęt do realizacji niezbędnych inwestycji.
   - Zwiększyć **przejrzystość premii KET** oraz jawnie przedstawiać wpływ bazowego WACC, premii i pozostałych korekt na ostateczny poziom regulacyjnej stopy zwrotu.
2. **Dywersyfikacja źródeł kapitału**
   - W pierwszej kolejności **wykorzystywać dotacje i finansowanie preferencyjne** (KPO, EBI, BGK, Fundusz Modernizacyjny) oraz zyski zatrzymane.

Dług rynkowy na poziomie grupy, w tym **zielone obligacje,** traktować jako uzupełnienie ograniczone zdolnością kredytową grupy.

- Rozważyć ***ring-fencing* finansowy** w grupach kapitałowych: limity dywidend, ograniczenia transakcji wewnątrzgrupowych i mechanizmy ochrony płynności operatora. Rozwiązanie nie wymaga zmian właścicielskich i chroni środki wypracowane przez sieć.
- Przy dokapitalizowaniu grup przez emisję akcji z udziałem Skarbu Państwa **wiązać pozyskane środki z inwestycjami sieciowymi, np. przez zadeklarowany cel emisji lub bezpośrednie dokapitalizowanie OSD.**
- Otworzyć sektor na **kapitał instytucjonalny** w formach, które nie naruszają kontroli Skarbu Państwa: dług długoterminowy obejmowany przez **fundusze emerytalne i ubezpieczeniowe,** a punktowo także udziały mniejszościowe, spółki celowe i **platformy inwestycyjne z udziałem PFR lub EBI.**
- Określić **zasady regulacyjne dla majątku sieciowego należącego do spółek celowych:** sposób jego wynagradzania w taryfie i odpowiedzialność za eksploatację. Bez tego ten kanał finansowania pozostanie jedynie w teorii.

3. Dywersyfikacja udziału użytkowników w finansowaniu sieci

- Przeanalizować możliwość wprowadzenia *injection fee*, czyli **opłaty za wprowadzanie energii do sieci,** zróżnicowanej przede wszystkim według lokalnych warunków sieciowych, a w uzasadnionych przypadkach również według momentu wprowadzania energii.
- Rozważyć rozwój **taryf zależnych od czasu korzystania z sieci** (*time-of-use*), które mogłyby zachęcać do przesuwania poboru na okresy mniejszego obciążenia infrastruktury.
- Ocenić wpływ obu rozwiązań na łączne koszty systemowe, decyzje lokalizacyjne inwestorów, rozwój magazynowania oraz końcowe rachunki odbiorców, uwzględniając ryzyko przenoszenia kosztów opłat na ceny energii.

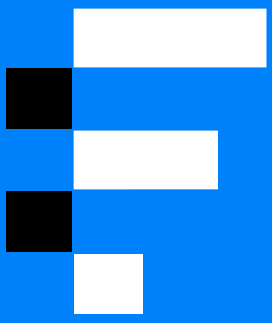
4. Regulacja ukierunkowana na efektywność – rozwój podejścia TOTEX

- W dłuższej perspektywie zwiększyć **neutralność regulacji wobec CAPEX i OPEX,** tak aby OSD był wynagradzany za efektywne rozwiązanie problemu sieciowego, a nie za sam wzrost wartości majątku.
- Stworzyć mechanizm umożliwiający operatorom **uzyskiwanie korzyści z części uniknięty nakładów inwestycyjnych,** jeżeli rozwiązania alternatywne, np. usługi elastyczności, pozwalają osiągnąć porównywalny efekt przy niższym koszcie.
- Rozwijać bardziej **zindywidualizowaną ocenę efektywności OSD,** uwzględniającą różnice w warunkach ich działania i potencjale poprawy efektywności kosztowej.
- Uzupełniać ocenę kosztową o odrębne mechanizmy oceny jakości dostaw, m.in. z wykorzystaniem wskaźników SAIDI i SAIFI, tak aby poprawa efektywności nie odbywała się kosztem niezawodności sieci.

Powyższe rekomendacje należy traktować jako wzajemnie uzupełniające się elementy jednego modelu regulacyjnego, a nie niezależne rozwiązania. Adekwatny WACC i zróżnicowane źródła kapitału powinny zapewniać warunki do finansowania niezbędnych inwestycji, natomiast lepiej zaprojektowane taryfy i podejście TOTEX

powinny wzmacniać zachęty do ograniczania kosztów, których można uniknąć, oraz do efektywniejszego wykorzystania istniejącej infrastruktury. Środki publiczne i preferencyjne mogą dodatkowo wspierać ten proces, pod warunkiem, że uzyskiwane dzięki nim korzyści są przejrzyście rozliczane.

Ostatecznym celem zmian powinno być zapewnienie środków na niezbędny rozwój sieci przy możliwie najniższym uzasadnionym koszcie dla całego systemu. Wymaga to zachowania równowagi między interesem finansowym operatorów, potrzebami transformacji energetycznej i ochroną odbiorców, a także przemyślanego wdrażania zmian, poprzedzonego oceną ich wpływu na inwestycje, stabilność regulacyjną i wysokość taryf. ■



www.ireform.eu