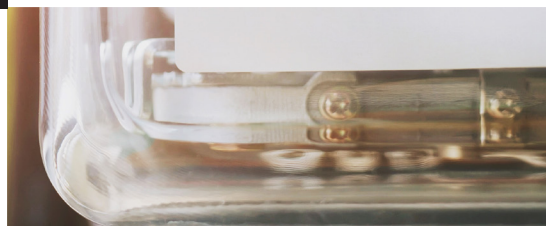


Stałe, zmienne, a może dynamiczne? Opłaty sieciowe wobec transformacji energetycznej

Klaudia Janik, Aleksander Śniegocki

Warszawa 2024



© Fundacja Instytut Reform, 2024

Powielanie dozwolone pod warunkiem podania źródła.

Autorzy

Klaudia Janik, Aleksander Śniegocki

Redakcja

Aneta Wieczerzak-Krusińska

Opracowanie graficzne

Zofia Lasocka, Sylwia Niedaszkowska

Data publikacji

Wrzesień 2024

Rekomendowane cytowanie:

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

Źródło fotografii na okładce: Rattankun Thongbun/iStock

Instytut Reform

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

REFORM

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

Spis treści

Słowniczek	4
1. Wprowadzenie	5
2. Obecny sposób kształtowania opłat sieciowych	6
2.1 Miejsce opłat sieciowych w taryfie dla dystrybucji energii elektrycznej	6
2.2 Sposób kalkulacji opłat sieciowych	7
3. Kierunek zmian kształtowania taryf dla dystrybucji energii elektrycznej	10
3.1 Taryfa w zakresie dystrybucji energii elektrycznej jako narzędzie sprawiedliwej i efektywnej transformacji	10
3.2 Strefowe opłaty sieciowe.....	12
3.3 Usługi elastyczności na poziomie OSD	13
3.4 Dynamiczne opłaty sieciowe	14
4. Podsumowanie	16

Słowniczek

CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
Elastyczność	pojęcie rozumiane jako umiejętność dostosowania profilu zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego do bieżącej sytuacji w systemie elektroenergetycznym
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	odnawialne źródła energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
TPA	ang. Third Party Access, pol. zasada dostępu stron trzecich
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne

1. Wprowadzenie

Sieci przesyłowe i dystrybucyjne stanowią kluczowy element systemu elektroenergetycznego, który odpowiada za transfer energii elektrycznej ze źródeł wytwórczych do odbiorców końcowych. W przeszłości polska energetyka opierała się głównie na jednostkach węglowych, przez co infrastruktura sieciowa przystosowana została do modelu pracy bazującego na kilku dużych ośrodkach produkcji energii. Wraz z transformacją systemu elektroenergetycznego następuje jednak coraz większe rozproszenie źródeł wytwórczych i pojawiają się nowe wyzwania związane z charakterystyką profilu produkcji energii przez instalacje OZE. Co więcej, zmiany obejmują również stronę popytową – postępuje elektryfikacja ciepłownictwa, rozwija się elektromobilność, a liczba prosumentów rośnie.

Ewolucja źródeł wytwarzania oraz zmieniający się charakter zapotrzebowania na energię elektryczną wymagają dostosowania infrastruktury sieciowej. Obejmuje to budowę i modernizację linii oraz stacji elektroenergetycznych, cyfryzację i automatyzację pracy systemu, a także instalację inteligentnych liczników. Rządowe prognozy wskazują, że nakłady inwestycyjne niezbędne do poniesienia na sieci przesyłowe i dystrybucyjne do 2040 roku osiągną wartość rzędu 500 miliardów złotych.

Istotną część kosztów związanych z rozbudową i modernizacją sieci, potrzebnych do przyłączania nowych źródeł wytwórczych oraz zwiększania mocy odbiorów energii elektrycznej, można ograniczyć poprzez zwiększanie ich elastyczności. Jednakże aktywizacja konsumentów w obszarze zarządzania zużyciem energii wymagać będzie wprowadzenia adekwatnych bodźców cenowych – zarówno na poziomie opłat za energię, jak też korzystania z sieci.

Obecna dyskusja na temat zarządzania popytem koncentruje się przede wszystkim na kształcie opłat za energię elektryczną. Należy jednak pamiętać, że odpowiednia konstrukcja opłat sieciowych może stanowić uzupełnienie taryf za energię elektryczną i usług elastyczności, przyczyniając się do obniżenia kosztów transformacji. Niniejsza publikacja omawia obecną strukturę opłat sieciowych oraz wskazuje możliwe do wprowadzenia alternatywne modele taryfowania. Mamy nadzieję, że przyczyni się ona do rozpoczęcia szerszej debaty na temat reformy opłat sieciowych w Polsce.

2. Obecny sposób kształtowania opłat sieciowych

2.1 Miejsce opłat sieciowych w taryfie dla dystrybucji energii elektrycznej

Każdy odbiorca objęty jest dwiema taryfami – taryfą za energię elektryczną oraz taryfą przesyłową lub dystrybucyjną.

Taryfy za energię elektryczną obejmują opłatę za zakup energii elektrycznej i są opracowywane przez sprzedawców energii elektrycznej¹. Odbiorcy mają możliwość wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, zgodnie z zasadą TPA (ang. *Third Party Access*). W praktyce oznacza to, że mogą kształtować wysokość tej części swojego rachunku za prąd, wybierając spośród oferowanych na rynku taryf za energię elektryczną.

Taryfy przesyłowa i dystrybucyjna pokrywają koszty dostarczenia energii elektrycznej do odbiorców oraz utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego. Taryfa przesyłowa, opracowywana przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP)², obejmuje wszystkie podmioty przyłączone do sieci przesyłowej. Analogicznie, taryfa dystrybucyjna danego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD)³, obejmuje odbiorców końcowych przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej. Z tego względu odbiorca nie ma możliwości zmiany taryfy dystrybucyjnej.

Taryfa	Rodzaj opłaty	Odzwierciedlenie kosztu
za energię elektryczną	Opłata za energię elektryczną	Zakup energii elektrycznej
	Opłata handlowa	Obsługa klienta
dystrybucyjna	Składnik stały stawki sieciowej	Przesył i dystrybucja energii elektrycznej
	Składnik zmienny stawki sieciowej	
	Opłata abonamentowa	Odczyt liczników i ich kontrola
	Stawka jakościowa	Utrzymanie jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej
	Opłata przejściowa	Przedterminowe rozwiązanie Kontraktów Długoterminowych
	Opłata OZE	Zapewnienie dostępności energii elektrycznej ze źródeł OZE w KSE ⁴
	Opłata kogeneracyjna	Zapewnienie dostępności energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w KSE
	Opłata mocowa	Utrzymanie odpowiednich mocy wytwórczych w KSE

¹ Najwięksi sprzedawcy energii elektrycznej: Enea, Energa-Obrót, PGE Obrót oraz Tauron Sprzedaż.

² Na terenie Polski Operatorem Sieci Przesyłowej jest PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne)

³ Najwięksi OSD: Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja, Tauron Dystrybucja.

⁴ Krajowy System Elektroenergetyczny

W niniejszej publikacji pod rozwagę poddano opłaty sieciowe związane z kosztami przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej do odbiorców końcowych, czyli **składnik stały** oraz **składnik zmienny stawki sieciowej**.

2.2 Sposób kalkulacji opłat sieciowych

Podstawą prawną regulującą sposób kalkulacji opłat w taryfach za energię elektryczną oraz w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych jest tzw. rozporządzenie taryfowe⁵. Wszystkie taryfy przesyłowe i dystrybucyjne muszą zostać zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Składnik stały stawki sieciowej oblicza się na podstawie planowanych kosztów stałych. W kosztach tych dominują przede wszystkim nakłady inwestycyjne na rozbudowę i modernizację sieci. Dla grup taryfowych⁶ A, B i C składnik stały zależy od mocy umownej i wyrażany jest w [zł/kW/m-c] bądź w [zł/MW/m-c], zaś dla gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) stanowi on stałą opłatę miesięczną [zł/m-c].

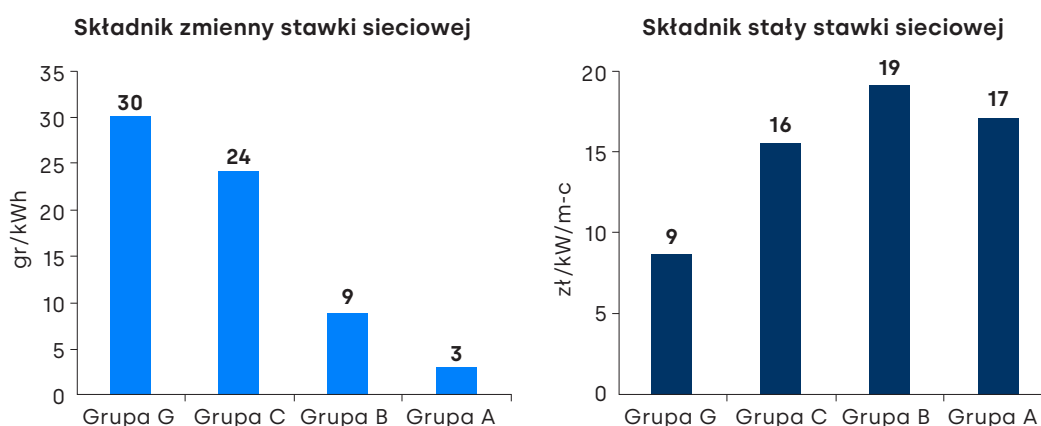
Składnik zmienny stawki sieciowej zależy od wolumenu zużywanej energii elektrycznej [zł/kWh] i wylicza się go na podstawie:

- kosztów zmiennych ponoszonych w wyniku przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej tj. zakupu energii elektrycznej koniecznej do pokrycia strat przesyłowych w sieciach elektroenergetycznych;
- części kosztów stałych za przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej nieuwzględnionych w składniku stałym stawki sieciowej.

Oznacza to, że część kosztów stałych jest przenoszona do składnika zmiennego stawki sieciowej. To „uzmiennienie” kosztów stałych ma na celu ograniczenie wysokości opłaty stałej⁷. Brak tego rozwiązania oznaczałoby większe obciążenie mniej zamożnych gospodarstw domowych o niskim zużyciu energii elektrycznej. Wynika to z faktu, że wpływ danego odbiorcy na stałe koszty sieciowe nie zależy od ilości zużytej przez niego energii elektrycznej, ale od maksymalnego zapotrzebowania na moc i czasu jego wystąpienia. Przykładowo, przyjmując niezmiennie zapotrzebowanie ze strony pozostałych uczestników systemu, uruchamianie pralki codziennie lub co drugi dzień ma taki sam wpływ na niezbędne inwestycje sieciowe, pomimo dwukrotnej różnicy w zużyciu energii.

Poniżej przedstawiono uśrednioną wysokość (w zł netto) składnika zmiennego oraz składnika stałego opłat sieciowych w 2024 roku w podziale na grupy taryfowe A, B, C oraz G.

Wykres 1. Składnik zmienny oraz stały sieciowy dla poszczególnych grup taryfowych w 2024 r.



Uwaga: stawki netto, średnie wartości dla czterech największych OSD, składnik stały dla gospodarstw domowych wyrażony w [zł/m-c]

Źródło: Instytut Reform na podstawie taryf OSD

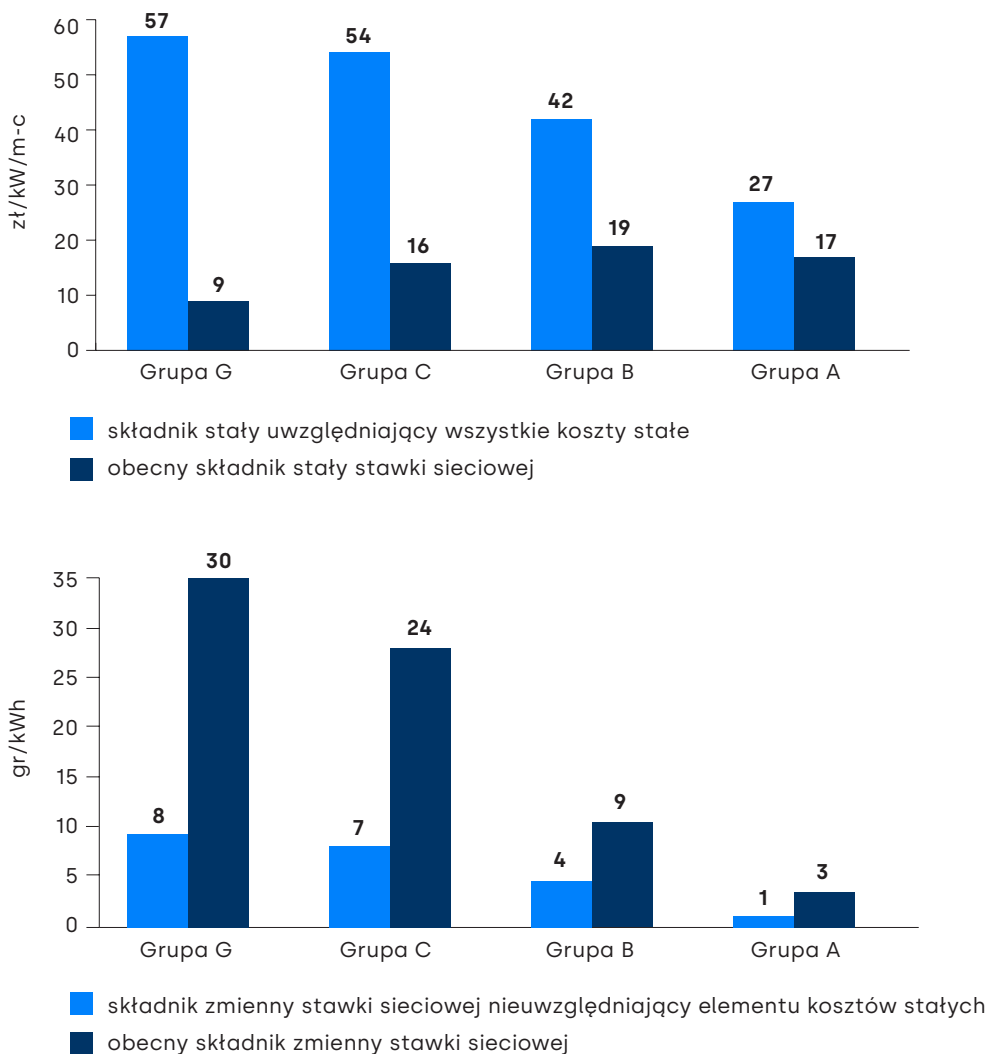
⁵ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

⁶ Grupa taryfowa A to odbiorcy przyłączeni do sieci wysokich napięć, w grupie B znajdują się odbiorcy przyłączeni do sieci średnich napięć, a w grupie C – do sieci najniższych napięć.

⁷ Według art. 45 ust. 5 Prawa Energetycznego przedsiębiorstwa energetyczne kalkulują stawki opłat sieciowych tak, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za przesył i dystrybucję nie był większy niż ustalony przez Prezesa URE.

Porównano również opłaty sieciowe w 2024 roku z potencjalną wysokością składnika zmiennego i stałego opłat sieciowych w sytuacji braku „uzmienniania” części kosztów stałych ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne na potrzeby zapewnienia usług przesyłania i dystrybucji. Największe różnice występują dla odbiorców końcowych przyłączonych do sieci najniższego napięcia, czyli gospodarstw domowych, budynków użyteczności publicznej czy lokali handlowych i usługowych.

Wykres 2. Składnik zmienny oraz stały sieciowy dla poszczególnych grup taryfowych w scenariuszu przypisania wszystkich kosztów stałych do składnika stałego.



Uwaga: stawki netto, średnie wartości dla czterech największych OSD, składnik stały dla gospodarstw domowych wyrażony w [zł/m-c]

Źródło: szacunki własne Instytut Reform

Tabela 1. Założenia oszacowania składników stawek sieciowych bez redystrybucji kosztów stałych

Średnia cena energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego		450 zł/MWh	
Grupa taryfowa	Średnia wielkość strat przesyłowych	Roczne zużycie energii elektrycznej	Moc przyłączeniowa
Grupa G	14%	37 TWh	19 GW
Grupa C	13%	55 TWh	20 GW
Grupa B	7%	55 TWh	10 GW
Grupa A	2%	20 TWh	3 GW

Źródło: Instytut Reform

„Uzmiennienie” kosztów stałych przesyłu i dystrybucji powoduje zaburzenie ich odwzorowania w przypadku odbiorców końcowych o wysokim zapotrzebowaniu szczytowym na moc oraz niskim zużyciu energii elektrycznej. Największe zaburzenie odwzorowania składnika stałego opłaty sieciowej dotyczy gospodarstw domowych, gdzie składnik ten nie zależy od mocy przyłączeniowej. Oznacza to, że w danym obszarze sieci energochłonny budynek jednorodzinny i dom pasywny ogrzewane za pomocą pomp ciepła zapłacą taką samą stałą opłatą sieciową, mimo że ten pierwszy generuje o wiele wyższe zapotrzebowanie szczytowe na moc elektryczną.

Z drugiej strony, „uzmiennienie” kosztów stałych motywuje do zwiększania efektywności energetycznej. Na przykład wysoki składnik zmienny stawki sieciowej może skłonić właściciela domu rozważającego zakup pompy ciepła do wcześniejszej termomodernizacji budynku. Termomodernizacja zmniejsza zarówno zużycie energii elektrycznej, jak i szczytowe zapotrzebowanie na moc elektryczną związane z pracą pompy ciepła. W tym przypadku zmniejszenie mocy szczytowej wynikałoby z chęci obniżenia kosztów związanych ze składnikiem zmiennym opłaty sieciowej. Jednakże w sytuacji, w której wysokość składnika stałego opłaty sieciowej dla gospodarstw domowych byłaby uzależniona od mocy szczytowej, składnik stały stanowiłaby bezpośredni bodziec do redukcji maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną.

Schemat 1. Bodźce cenowe generowane przez opłaty sieciowe

Źródło: Instytut Reform

3. Kierunek zmian kształtowania taryf dla dystrybucji energii elektrycznej

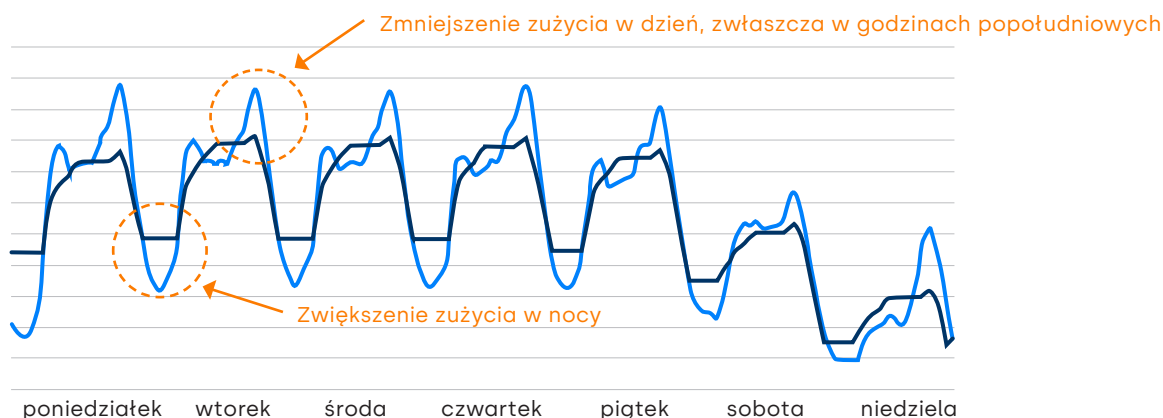
3.1 Taryfa w zakresie dystrybucji energii elektrycznej jako narzędzie sprawiedliwej i efektywnej transformacji

Transformacja energetyczna wiąże się z koniecznością rozbudowy i modernizacji infrastruktury sieciowej. Sieci przesyłowe oraz dystrybucyjne trzeba dostosować nie tylko do nowej struktury mocy wytwórczych, ale także do dynamicznie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną konsumentów.

Największym wyzwaniem trwającej transformacji energetycznej jest zapewnienie odpowiednio dużego zasobu mocy przyłączeniowej do sieci elektroenergetycznych. Obecnie problem ten dotyczy głównie podmiotów ubiegających się o warunki przyłączenia do sieci dla nowych źródeł wytwórczych OZE, takich jak farmy fotowoltaiczne oraz farmy wiatrowe. Jednak w niedalekiej przyszłości problem ten dotknie także odbiorców energii elektrycznej, kiedy to nastąpi przyspieszenie wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną spowodowane elektryfikacją ciepłownictwa, popularyzacją pomp ciepła w budynkach oraz rozwojem elektromobilności. Wzrost zarówno rozproszonych zdolności produkcyjnych, jak i mocy elektrycznej odbiorców oznacza, że konieczna będzie budowa nowych linii i stacji elektroenergetycznych, aby zagwarantować odpowiednią przepustowość sieci. Szacuje się, że wartość nakładów inwestycyjnych na sieci przesyłowe i dystrybucyjne do 2040 roku sięgnie 500 miliardów złotych⁸. Wysokość tych kosztów inwestycyjnych wpłynie na opłaty sieciowe, a co za tym idzie – rachunki konsumentów.

⁸ Szacunek ten pochodzi z projektu aktualizacji PEP2040 z marca 2023 roku

Schemat 2. Wygładzenie profilu zapotrzebowania odbiorców końcowych



Źródło: Instytut Reform

Części kosztów związanych z inwestycjami sieciowymi można byłoby uniknąć, optymalizując sposób korzystania z energii. Poziom inwestycji zapewniających niezbędną (lokalną oraz globalną) przepustowość sieci zależy od szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną. Dlatego też wygładzenie profilu zużycia energii elektrycznej odbiorców końcowych, szczególnie w gospodarstwach domowych, pozwoliłoby na zmniejszenie mocy szczytowej, a tym samym na częściowe ograniczenie nakładów finansowych na rozbudowę sieci elektroenergetycznych. Oznaczałoby to również przyspieszenie transformacji: przy danym tempie rozwoju infrastruktury sieciowej możliwe byłoby podłączenie większej liczby nowych odbiorów (np. pomp ciepła, ładowarek do samochodów elektrycznych) oraz źródeł rozproszonych.

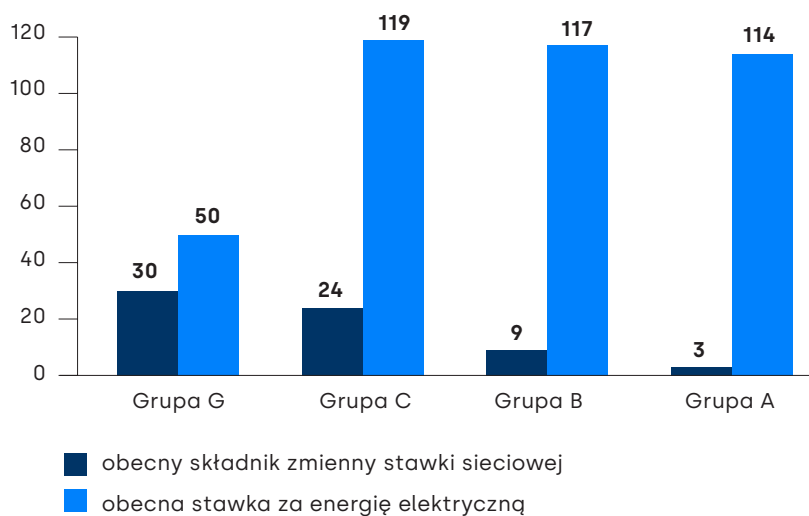
Elektryfikacja ogrzewania i transportu także przyniesie pozytywny rezultat. Więcej pomp ciepła w budynkach i stacji do ładowania samochodów elektrycznych pomoże w zagospodarowaniu generacji z OZE. Przeniesienie części zużycia energii elektrycznej z godzin popołudniowych na czas szczytowej generacji ze źródeł fotowoltaicznych przyczyni się do obniżenia wolumenu energii OZE podlegającej redukcji z powodu nadpodaży mocy w KSE. Obecnie coraz częściej występują sytuacje, w których ze względu na konieczność zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego, nadpodaż mocy z instalacji słonecznych i wiatrowych wymaga zastosowania przez PSE środków interwencyjnych w postaci polecenia zaniżenia generacji przez konkretne instalacje OZE. Takie nierynkowe redukcje wiążą się z rekompensatami wypłacanymi właścicielom instalacji OZE, co jest uwzględniane w rachunkach odbiorców końcowych, w stawce jakościowej taryf dystrybucyjnych. Nadpodaż mocy ze źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym, zarówno na poziomie lokalnym, jak i globalnym, będzie występować coraz częściej w miarę rozwoju źródeł OZE, których produkcja jest uzależniona od pogody.

Oznacza to, że coraz bardziej pożądanym staje się model konsumenta optymalizującego swoje zużycie energii elektrycznej z uwzględnieniem zarówno bieżącej sytuacji na hurtowym rynku energii, jak i na poziomie lokalnej sieci. Obecnie najprostszym przykładem takiej optymalizacji w gospodarstwach domowych jest ustawienie pralki i zmywarki na konkretną godzinę. Wraz z postępowaniem zielonej elektryfikacji i powiązanej z niej digitalizacji potencjał odbiorców końcowych do zarządzania swoim profilem zapotrzebowania na energię będzie rósł. Pojawią się nowe możliwości i więcej narzędzi do zarządzania profilem pracy pomp ciepła, systemu klimatyzacji czy też profilem ładowania samochodu elektrycznego. Ważną rolę w zapewnieniu elastyczności konsumentów odegrają także przydomowe magazyny energii, których atrakcyjność ekonomiczna wzrasta po uwzględnieniu roli w bilansowaniu popytu i podaży w KSE.

Aktywizacja odbiorców energii wymaga jednak wprowadzenia odpowiednich bodźców do zmiany dotychczasowych przyzwyczajeń.

Jednym ze sposobów na zachęcenie odbiorców końcowych do właściwego zarządzania swoim zużyciem, jest odpowiednio skonstruowana taryfa dystrybucyjna. Udział opłat sieciowych w całkowitych kosztach energii elektrycznej jest największy w grupie taryfowej G⁹, dlatego ewentualne zmiany w kształcie taryfy dystrybucyjnej będą miały największy wpływ na gospodarstwa domowe.

⁹ Dla gospodarstw domowych na wykresie jako obecną stawkę za energię czynną pokazano 0,50 zł/kWh, co stanowi zamrożoną cenę energii elektrycznej netto (0,62 zł/kWh brutto), która obowiązuje do określonego limitu zużycia. Powyżej tego limitu obowiązuje cena maksymalna 0,69 zł/kWh netto (0,86 zł/kWh brutto).

Wykres 3. Porównanie składnika zmiennego stawki sieciowej oraz stawki za energię czynną dla poszczególnych grup taryfowych

Uwaga: stawki netto, średnie wartości dla czterech największych OSD, dla grupy taryfowej G prezentowane są „zamrożone” ceny energii,

Źródło: Instytut Reform

Równoległym bodźcem do optymalizacji profili zużycia odbiorców końcowych są obowiązujące już taryfy strefowe oraz wprowadzane taryfy dynamiczne na zakup energii elektrycznej. Jednak te ostatnie mają także swoje ograniczenia. Chociaż taryfa dynamiczna będzie dobrze odwzorowywała sytuację bilansu popytu i podaży energii w skali całego systemu elektroenergetycznego, to nie będzie w stanie zasygnalizować pojawiających się lokalnie wąskich gardeł sieci (np. związanych ze skupiskiem punktów poboru mocy na obszarach o niskiej koncentracji OZE). Lokalne problemy z przeciążeniem sieci o charakterze cyklicznym (np. wynikające ze szczytowego zapotrzebowania na moc w godzinach popołudniowych) mogłyby znaleźć odzwierciedlenie w strefowej lub dynamicznej taryfie dystrybucyjnej ustalonej dla odbiorców danego fragmentu sieci elektroenergetycznej. Z kolei w przypadku spontanicznie występujących przeciążeń sieci rozwiązania szukać należałoby w usługach elastyczności.

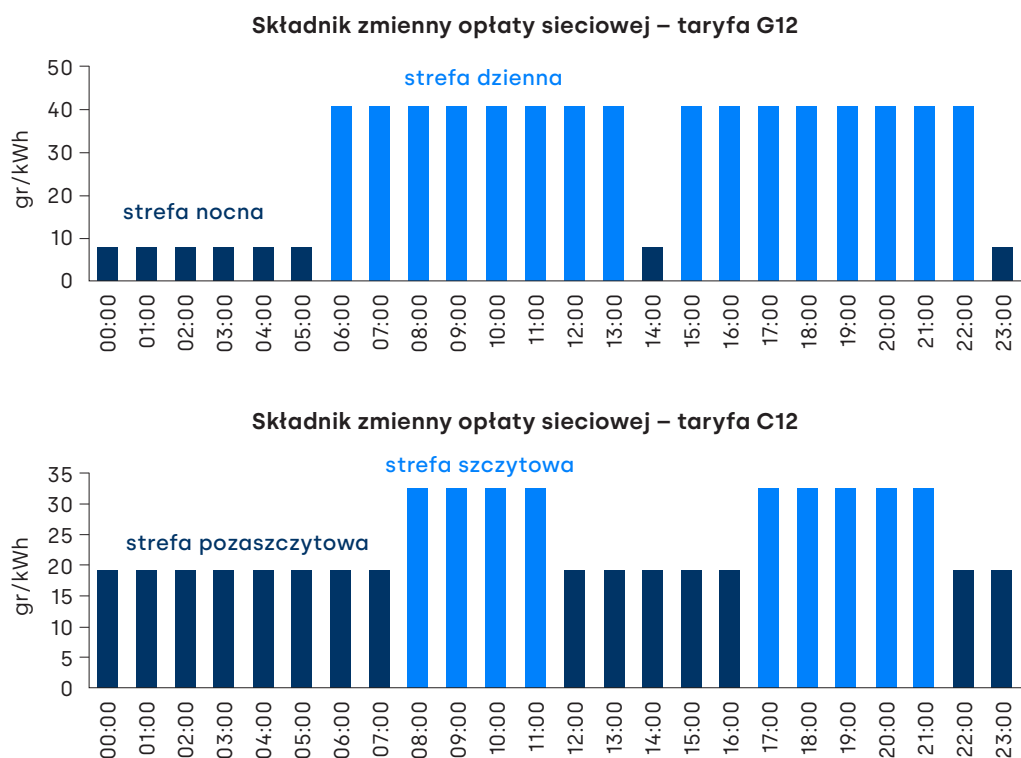
3.2 Strefowe opłaty sieciowe

Strefowe taryfy dla dystrybucji energii elektrycznej są już funkcjonującym mechanizmem zachęcającym odbiorców końcowych do zarządzania zużyciem energii. Taryfy te charakteryzują się wyodrębnieniem co najmniej dwóch stref czasowych, w których wysokość składnika zmiennego stawki sieciowej jest różna. Strefa z niższą stawką zmienną zazwyczaj nazywana jest strefą pozaszczytową lub nocną, podczas gdy strefa z wyższą stawką zmienną określana jest jako szczytowa bądź dzienna. Różnica w wysokości składnika zmiennego opłaty sieciowej ma motywować konsumentów do zużywania energii elektrycznej w konkretnych godzinach i ograniczania swojego zapotrzebowania w pozostałych. Wybór taryfy strefowej jest dobrowolny, ale może przynieść wymierne oszczędności w porównaniu do taryfy jednostrefowej, jeśli zużycie energii jest optymalizowane czasowo.

Godziny, w których składnik zmienny opłaty sieciowej jest niższy, zależą między innymi od grupy taryfowej, taryfy dystrybucyjnej (OSD) oraz od okresu roku. W miesiącach zimowych czas trwania strefy szczytowej/dziennej może być wydłużany i/lub przesuwany w porównaniu do miesięcy letnich.

Poniżej przedstawiono przykładowe rozkłady składnika zmiennego opłaty sieciowej w poszczególnych godzinach doby dla grup taryfowych G12 (gospodarstwa domowe) oraz C12 (przedsiębiorstwa – mali odbiorcy energii).

Wykres 4. Przykładowa wysokość składnika zmiennego opłaty sieciowej w taryfach G12 i C12



Źródło: Instytut Reform

Chociaż taryfy strefowe stanowią już pewne narzędzie aktywizacji odbiorców końcowych, to nie są one dostosowane do reagowania na bieżącą sytuację w systemie elektroenergetycznym, taką jak na przykład występująca nadpodaż mocy ze źródeł OZE. Dotychczas taryfy strefowe miały na celu wygładzenie krzywej zapotrzebowania, co było optymalne w systemie elektroenergetycznym opartym głównie na źródłach sterowalnych. Jednak wraz z rozwojem elektryfikacji oraz wzrostem liczby rozproszonych instalacji OZE, bilansowanie mocy staje się konieczne zarówno na poziomie lokalnym, jak i regionalnym. Z uwagi na dużą zmienność czasową generacji z OZE oraz nierównomierny rozkład geograficzny źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych, potrzebne są instrumenty zachęcające odbiorców do bieżącego dostosowywania swojego poboru energii elektrycznej do sytuacji w lokalnym obszarze KSE. Konieczne jest zatem wypracowanie struktury taryfowej, która umożliwi jeszcze większą aktywizację konsumentów energii elektrycznej. Jedną z możliwości jest pełna dynamizacja opłat sieciowych. Kolejnym rozwiązaniem jest wprowadzenie usług elastyczności na poziomie OSD.

3.3 Usługi elastyczności na poziomie OSD

Konieczność wprowadzenia usług elastyczności świadczonych dla operatorów sieci dystrybucyjnych została zasygnalizowana w nowelizacji Prawa Energetycznego z lipca 2023 roku. Szczegóły dotyczące funkcjonowania tych usług mają zostać określone w przyszłości w odpowiednim rozporządzeniu.

Usługi elastyczności polegają na dobrowolnym zaniżaniu lub zwiększaniu zużycia lub produkcji energii elektrycznej przez użytkowników systemu w celu zarządzania ograniczeniami sieciowymi. W przypadku nadpodaży mocy z OZE, usługi te mogą obejmować zmniejszenie wolumenu energii wprowadzanej do sieci przez źródła wytwórcze (np. poprzez magazynowanie) oraz zwiększenie poboru energii przez odbiorców.

Wprowadzanie usług elastyczności na poziomie OSD będzie zadaniem wymagającym koordynacji z OSP z uwagi na usługi elastyczności oferowane już obecnie przez podmioty przyłączone do sieci przesyłowej. Oznacza to konieczność zapewnienia odpowiednich standardów komunikacji (narzędzi informatycznych) zarówno pomiędzy dostawcami usług elastyczności i OSD, jak również pomiędzy OSD a OSP.

Z perspektywy zapewnienia odpowiedniego reagowania popytu na zmiany generacji w systemie elektroenergetycznym usługi elastyczności będą instrumentem wtórnym wobec taryf za energię elektryczną i taryf dystrybucyjnych. Będzie to też narzędzie o większym poziomie złożoności.

Przy dynamizacji opłat sieciowych odbiorcy końcowi byłiby wynagradzani za swoją elastyczność bezpośrednio w ramach taryfy sieciowej, a zatem elastyczni konsumenci ponosiliby niższe koszty niż przy taryfie standardowej. Ta różnica w kosztach sieciowych dla elastycznych odbiorców energii elektrycznej teoretycznie mogłaby być zrekompensovana w ramach oferowanych usług elastyczności. Jednak operatorzy mogą preferować usługi elastyczności oferowane przez większych odbiorców, takich jak zakłady przemysłowe. Dlatego, aby zaktywizować elastyczność gospodarstw domowych i mniejszych odbiorców, należy stworzyć odpowiednią strukturę taryfową.

3.4 Dynamiczne opłaty sieciowe

Ideą dynamicznego kształtowania opłat dla odbiorców energii jest odzwierciedlenie w czasie rzeczywistym sytuacji w systemie energetycznym wpływającej na rzeczywiste koszty pokrycia popytu. Obecnie w Polsce wdrażane są taryfy dynamiczne, które pozwalają na powiązanie opłat za odebraną energię elektryczną z wahaniami cen energii na rynkach energii elektrycznej, przede wszystkim Rynku Dnia Następnego. Odzwierciedlają one koszty wytworzenia energii, ale już nie jej dostarczenia. Uzupełnieniem taryf dynamicznych na zakup energii elektrycznej mogą być więc dynamiczne opłaty dystrybucyjne. Co istotne, inwestycje (np. liczniki zdalnego odczytu) oraz modele biznesowe niezbędne do skutecznego wdrożenia taryf dynamicznych na zakup energii są jednocześnie warunkiem efektywnego wprowadzenia dynamicznych opłat sieciowych. Reforma kształtowania opłat sieciowych w Polsce będzie mogła też korzystać z obecnych doświadczeń z taryfowaniem dynamicznym (por. Ramka 1).

Dynamiczne opłaty sieciowe mogą być korzystniejsze dla odbiorców zelektryfikowanych, takich jak ci ogrzewający budynki energią elektryczną (przy użyciu np. pompy ciepła czy kotła elektrycznego), posiadający samochód elektryczny czy magazyn energii elektrycznej. Dla odbiorców pasywnych, którzy nie zarządzają swoim zużyciem energii, dynamizacja opłat sieciowych – podobnie jak taryfy dynamiczne na zakup energii – wiązałyby się z ryzykiem znacznego wzrostu ponoszonych kosztów.

Z perspektywy OSP i OSD, wprowadzenie dynamicznych opłat sieciowych mogłoby nie tylko ograniczyć skalę inwestycji infrastrukturalnych, ale także obniżyć koszty zakupu energii elektrycznej koniecznych do pokrywania strat przesyłowych w sieciach elektroenergetycznych (zakup ten dokonywany jest zazwyczaj na rynkach hurtowych energii elektrycznej). Można zatem przewidywać, że dynamizacja opłat sieciowych korzystnie

wpłynie na całkowite koszty dystrybucji energii elektrycznej ponoszone przez odbiorców końcowych.

Barierą dla popularyzacji opłat dynamicznych może być obawa odbiorców końcowych przed wyjątkowo wysokimi szczytami cenowymi w okresach lokalnego przeciążenia sieci, które mogłyby negatywnie wpłynąć na całkowity koszt energii. Rozwiązaniem mogłaby być oferta dynamiczna, w której zakres zmienności opłaty byłby ograniczony z dołu i z góry. Odbiorca byłby wtedy chroniony przed ryzykiem dużych wahań cen, a jednocześnie miałby motywację ekonomiczną do zarządzania zużyciem energii. Brakujące bodźce w okresach szczytów cenowych mogłaby dostarczać możliwość dodatkowego zarobku przez sprzedaż usług elastyczności. Tym samym struktura opłat sieciowych mogłaby opierać się na logice zbliżonej do rynku energii elektrycznej – dynamiczne kształtujące się ceny reagujące na bieżącą sytuację w systemie (rynek hurtowy energii, dynamiczne opłaty sieciowe) połączone z dodatkowymi usługami (rynek mocy, rynek elastyczności) pozwalającymi na zwiększenie przewidywalności dla odbiorców i dostawców energii.

Ramka 1 – Wyzwania związane z wdrażaniem taryf dynamicznych w Polsce – wnioski dla reformowania opłat sieciowych

Opłaty dynamiczne kojarzą się głównie z taryfami dynamicznymi na zakup energii elektrycznej i w tym obszarze zaczynają już funkcjonować. Zgodnie z nowelizacją Prawa Energetycznego, sprzedawcy energii elektrycznej obsługujący ponad 200 tys. odbiorców musieli do 24 sierpnia 2024 roku przedstawić ofertę taryf dynamicznych.

Przepisy tej ustawy wskazują, że w taryfie dynamicznej cena energii elektrycznej w danej godzinie doby wyliczana jest jako suma ceny hurtowej energii na Rynku Dnia Następnego oraz składnika stałego uwzględniającego koszty ponoszone przez sprzedawcę i jego marżę. W praktyce jednak, w przypadku występowania cen ujemnych większość sprzedawców przyjmuje obecnie do wyliczeń cenę równą zero lub stawkę minimalną, co jest niekorzystne dla potencjalnego odbiorcy. Taki odbiorca ponosi ryzyko występowania bardzo wysokich cen, a przy tym nie ma możliwości w pełni skorzystać z nadpodaży energii w systemie. Brakuje więc stosownej nagrody równoważącej ponoszone ryzyko. Takie rozwiązanie jest również niekorzystne dla systemu elektroenergetycznego, gdyż zysk z ceny ujemnej pozostaje u sprzedawcy, a odbiorca nie ma motywacji do dodatkowego zwiększania zużycia energii w godzinach z ceną ujemną, co mogłoby pomóc w bilansowaniu systemu. Aby uwolnić pełen potencjał elastyczności odbiorców, należałoby wprowadzić taryfy dynamiczne, w których przy ujemnej cenie na rynku hurtowym odbiorca końcowy byłby wynagradzany za pobór energii elektrycznej zgodnie z wysokością tej ceny.

Kolejnym problemem związanym z pierwszymi taryfami dynamicznymi są zaporowe stawki opłat handlowych (wynoszące nawet kilkadziesiąt złotych miesięcznie u niektórych sprzedawców), których wysokość obejmuje nie tylko koszty obsługi klienta, ale także zabezpieczenie sprzedawcy na wypadek ewentualnych strat na sprzedaży oraz prawdopodobnie marżę. Zbyt wysokie opłaty handlowe powodują, że taryfy dynamiczne stają się nieopłacalne nawet dla elastycznych konsumentów. Dlatego konieczne jest ustalenie opłat handlowych o wysokości rzeczywiście odwzorowującej tylko koszt obsługi klienta przez przedsiębiorstwa energetyczne – a zatem na podobnym poziomie co w taryfach standardowych.

Dodatkowym wyzwaniem jest też brak systemu informatycznego, który umożliwiłby przekazywanie danych z należących do dystrybutorów liczników energii do sprzedawców energii, którzy potrzebują bieżących informacji dotyczących zużycia energii do rozliczenia odbiorcy w taryfie dynamicznej. Służący do tego system CSIRE jest obecnie budowany przez PSE, ale jego wdrożenie planowane jest dopiero w 2025 roku.

Na podstawie obserwacji sytuacji w krajach Europy Zachodniej, gdzie taryfy dynamiczne funkcjonują już od dłuższego czasu, w przyszłości można oczekiwać poprawy atrakcyjności ofert także w Polsce. Działający w Polsce sprzedawcy energii – wraz z rozwojem tego rynku i wzrostem presji konkurencyjnej – będą musieli zrezygnować z nadmiernie zachowawczego podejścia i z czasem zaczną oferować korzystniejsze warunki. Najbliższe miesiące należy więc traktować jako okres wdrożenia nowego formatu taryf.

Podsumowując, na ten moment pierwsze w Polsce taryfy dynamiczne nie są konkurencyjne w porównaniu do taryf standardowych. Obecne wyzwania związane z wprowadzeniem tego rodzaju taryfowania dla energii elektrycznej powinny zostać uwzględnione przy planowaniu ewentualnej reformy wdrażającej dynamiczne opłaty sieciowe. Szczególnie istotne będzie zapewnienie odpowiedniej infrastruktury informatycznej oraz ochrony praw konsumentów.

4. Podsumowanie

Zwiększenie elastyczności zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych pomogłoby przyspieszyć zieloną elektryfikację a jednocześnie zmniejszyć jej koszty związane z inwestycjami w sieci elektroenergetyczne. Dzięki większej elastyczności popytu moglibyśmy szybciej podłączać nowe instalacje OZE i nowych odbiorców, nawet przy ograniczonych zasobach finansowych na rozwój sieci elektroenergetycznych.

Polska potrzebuje większej przejrzystości procesu taryfowania kosztów sieciowych. W szczególności ważne jest wyjaśnienie, jaka część kosztów stałych za przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej jest uwzględniana w składniku zmiennym stawki sieciowej.

Rekomendujemy rozpoczęcie dyskusji na temat taryf sieciowych w perspektywie średnio- i długoterminowej. Debata o przyszłym kształcie taryf powinna być powiązana z pracami nad strukturą usług elastyczności i kwestią „odmrożenia” cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Warto zastanowić się nad optymalnym podziałem składnika zmiennego i składnika stałego opłaty sieciowej, a także zasadnością uzależnienia opłat sieciowych dla gospodarstw domowych od mocy przyłączeniowej.

Możliwym rozwiązaniem aktywizującym odbiorców końcowych w zakresie struktury taryf sieciowych jest dynamizacja opłat sieciowych połączona z wprowadzeniem usług elastyczności na poziomie OSD. Zalecamy również współpracę na poziomie europejskim, aby stworzyć wspólne ramy rynkowe dla OSD w całej Unii Europejskiej i wspierać rozwój technologii zarządzania sieciami z wykorzystaniem usług elastyczności dla OSD.

