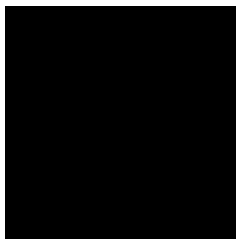
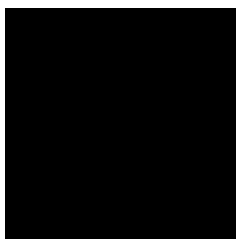


Opłata mocowa wspierająca elastyczność

Proponowane kierunki reform

Ewelina Beyer

Warszawa 2026



© Fundacja Instytut Reform, 2026

Powielanie dozwolone pod warunkiem podania źródła.

Autorka

Ewelina Beyer

Współpraca

Marta Anczewska, Klaudia Janik, Michał Smoleń

Redakcja

Aneta Wieczerzak-Krusińska

Opracowanie graficzne

Sylvia Niedaszkowska

Podziękowania

Dziękujemy za wkład w przygotowaniu publikacji: Jackowi Dziudzie, Ryszardowi Maciejakowi oraz Bogdanowi Ślękowski

Data publikacji

Lipiec 2026

Rekomendowane cytowanie

PL: Beyer, E., (2026), *Opłata mocowa wspierająca elastyczność. Proponowane kierunki reform*, Warszawa, Polska: Instytut Reform.

EN: Beyer, E., (2026), *Capacity fee supporting flexibility. Proposed reform directions*, Warsaw, Poland: Reform Institute.

Źródło fotografii na okładce: sommart/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 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

Streszczenie	4
1. Wprowadzenie	6
2. Obecny kształt i wpływ opłaty mocowej na odbiorców energii	7
2.1 Geneza opłaty mocowej i rola rynku mocy.....	7
2.2 Mechanizm naliczania opłaty mocowej	8
2.3 Opłata mocowa a elastyczność poboru energii elektrycznej.....	9
3. Kierunki zmian opłaty mocowej dla przemysłu.....	14
3.1 Rekomendacje ACER.....	14
3.2 Propozycja legislacyjna IEO oraz PIME.....	15
3.3 Case study – opłata mocowa we Włoszech	17
4. Analiza wpływu zmian w mechanizmie opłaty mocowej na elastyczność.....	19
4.1 Założenia do analizy.....	19
4.2 W0 – obecny mechanizm.....	22
4.3 W1 – „wieczorna konsumpcja”	23
4.4 W2 – „wieczorna konsumpcja, brak nagrody za płaski profil”	24
4.5 W3 – „zagospodarowanie nadwyżek”	24
4.6 W4 – „wariant włoski”	25
4.7 Podsumowanie – wszystkie warianty lepiej wspierają elastyczność	26
5. Rekomendacje	27

Streszczenie

Elektryfikacja przemysłu stanowi kluczowy kierunek dla utrzymania konkurencyjności Unii Europejskiej oraz wzmacniania jej odporności gospodarczej, politycznej i militarnej. Powinna następować przy maksymalnym wykorzystaniu zeroemisyjnych źródeł energii.

W Polsce istotną barierą dla elektryfikacji jest mechanizm opłaty mocowej.

Obecny sposób jej naliczania premiuje stabilny, „płaski” profil zużycia energii. Jednocześnie zniechęca do zwiększania poboru w godzinach naliczania opłaty mocowej (określonych przez URE na 7.00–21.59, w dni robocze). W tych samych okresach występuje rosnąca nadpodaż produkcji energii ze źródeł fotowoltaicznych. Skutkuje to koniecznością ograniczenia produkcji m.in. poprzez nierynkowe redysponowanie. W praktyce więc część najtańszej energii z OZE jest marnowana. W efekcie obecny model ogranicza bodźce ekonomiczne do elektryfikacji oraz aktywnego zarządzania zużyciem energii przez przemysł.

Odpowiednio zaprojektowana opłata mocowa powinna pełnić funkcję czytelnego sygnału cenowego skłaniającego odbiorców do ograniczania poboru energii w okresach deficytu mocy w systemie elektroenergetycznym. Taki mechanizm pozwala ograniczyć wolumen mocy kontraktowanej na rynku mocy oraz obniżyć koszty funkcjonowania całego systemu. Utrzymanie obecnego modelu może prowadzić do skutków odwrotnych, przy jednoczesnym wzroście kosztów redysponowania OZE.

Zmiana konstrukcji opłaty mocowej powinna uwzględniać realia funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W pierwszej kolejności konieczne jest zawężenie zakresu godzin jej naliczania. Powinny one odpowiadać rzeczywistym momentom ryzyka niedoboru mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Takie podejście pozwoli odbiorcom lepiej dostosować profil zużycia energii do warunków systemowych i reagować na sygnały cenowe.

Zasadne jest również rozważenie odejścia od rozwiązań premiujących stabilny, płaski profil zapotrzebowania na energię elektryczną wśród przedsiębiorstw. Mechanizm ten odzwierciedla strukturę systemu elektroenergetycznego opartą głównie na źródłach konwencjonalnych. Tymczasem zgodnie z Krajowym Planem w dziedzinie Energii i Klimatu z czerwca 2026 roku, produkcja energii z OZE będzie dynamicznie rosnąć. W scenariuszu przyspieszonej transformacji (*with additional measures* – WAM) produkcja energii elektrycznej ze słońca i wiatru wyniesie 91,5 TWh w 2030 roku oraz 170,2 TWh w 2040 roku. Będzie to stanowić odpowiednio 47% i 63% całkowitej produkcji energii elektrycznej. Wymusza to potrzebę uelastycz-

nienia systemu i większego powiązania bilansowania z sygnałami cenowymi, dla wszystkich użytkowników.

Należy jednak zauważyć, że proponowana zmiana mechanizmu opłaty mocowej może zwiększyć koszty dla niektórych odbiorców energochłonnych. Dotyczy to szczególnie podmiotów o płaskim profilu zużycia. Ze względu na ich znaczenie dla utrzymania zdolności produkcyjnych w Polsce i Europie, zasadne jest wprowadzenie tymczasowych mechanizmów wsparcia, kompensujących wzrost kosztów energii w okresie transformacji. Rozwiązania te powinny być zaprojektowane w ramach szerszej polityki przemysłowej.

1. Wprowadzenie

Unia Europejska stopniowo odchodzi od gospodarki opartej na paliwach kopalnych i zależności importowej. W warunkach rosnącej niepewności geopolitycznej ograniczone zasoby własnych surowców zwiększają naszą ekspozycję na ryzyka wahań cen i przerw w dostawach. Zakłócenia na rynkach ropy i gazu natychmiast przekładają się na poważne skutki dla gospodarki, w szczególności dla przemysłu. Uniezależnienie się od paliw kopalnych staje się więc strategicznym kierunkiem wzmocnienia stabilności gospodarczej.

Sposobem na budowanie niezależności i konkurencyjności europejskiej gospodarki jest elektryfikacja w oparciu o źródła zeroemisyjne, głównie OZE. Część ich komponentów, takich jak panele fotowoltaiczne czy niektóre elementy turbin wiatrowych, nie jest produkowana w Europie. Jednak ewentualne ograniczenia w ich imporcie nie zakłócą od razu funkcjonowania już istniejących instalacji. System energetyczny oparty na zdecentralizowanych źródłach produkcji energii i ciepła będzie też mniej wrażliwy na ataki zbrojne niż wielkoskalowa infrastruktura energetyczna.

Pogodozależne OZE generują jednak wyzwania dla systemu elektroenergetycznego. Aby bilansować popyt i podaż energii konieczne jest zwiększenie elastyczności odbiorców energii elektrycznej. Dla przemysłu odchodzenie od paliw kopalnych będzie się wiązało z koniecznością bezpośredniej elektryfikacji procesów, szczególnie opartych na ciepłe nisko- i średniotemperaturowym (do 400°C). W tym celu przemysł powinien maksymalnie wykorzystywać dostępną energię z OZE, m.in. stosując kotły elektrodowe lub układy hybrydowe w okresach nadwyżek generacji.

Istotną barierą dla elastycznej elektryfikacji procesów przemysłowych w Polsce jest sposób naliczania opłaty mocowej. Obowiązujący mechanizm premiuje stabilny profil zużycia energii, jednocześnie obciążając wyższymi kosztami jej większe wykorzystanie w godzinach dziennych. Godziny te w dużej mierze pokrywają się z okresem najwyższej produkcji energii z instalacji fotowoltaicznych. W efekcie przedsiębiorstwa przemysłowe mają ograniczone bodźce do inwestowania w elektryfikację i zmianę technologii wytwarzania ciepła procesowego. Powstaje tym samym ryzyko utrzymywania przez część zakładów źródeł gazowych lub biomasowych nawet wtedy, gdy przestaną one być konkurencyjne kosztowo. Zjawisko to określamy mianem „pułapki gazowej i biomasowej”¹.

Kolejnym skutkiem takiego podejścia jest brak możliwości odbioru nadwyżek energii z OZE przez przemysł. Przy rosnącej skali redysponowania generuje to dodatkowe koszty dla Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Ostatecznie koszty te ponoszą wszyscy odbiorcy energii elektrycznej. Dlatego zwiększenie elastyczności po stronie odbiorców stanowi istotny mechanizm redukcji kosztów związanych z zapewnieniem bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

¹ Więcej na ten temat pisaliśmy w naszym raporcie: [Produkcja pod napięciem #2. Aspekty finansowe elektryfikacji przemysłowego w Polsce](#).

2. Obecny kształt i wpływ opłaty mocowej na odbiorców energii

2.1. Geneza opłaty mocowej i rola rynku mocy

W 2021 roku w Polsce wprowadzono nowy element rachunku za energię elektryczną – opłatę mocową. Jej celem jest pokrycie kosztów funkcjonowania rynku mocy przez odbiorców końcowych.

Po co powstał rynek mocy?

Rynek mocy², w odróżnieniu do tradycyjnego rynku energii, wynagradza wytwórców za dostępność mocy wytwórczych, a nie za faktyczną produkcję energii. Zgodnie z prawem unijnym jest to forma pomocy publicznej³. Kontraktację pierwszych jednostek zainicjowano w 2018 roku, natomiast świadczenie przez nie obowiązku mocowego rozpoczęło się w 2021 roku. Rynek ma działać do lat 40-tych – obecnie najdłuższe podpisane kontrakty sięgają 2046 roku.

Rynek mocy powstał w odpowiedzi na pogarszającą się rentowność elektrowni węglowych i związane z tym ryzyko wyłączeń prowadzące do niewystarczalności zasobów wytwórczych w systemie. Wynikało to z ich zaawansowanego wieku i niewystarczających inwestycji odtworzeniowych. Poza węglem, rynek mocy kontraktował też inwestycje w nowe jednostki gazowe, usługi redukcji zapotrzebowania (DSR), oraz magazyny energii.

Jednostki zakontraktowane w ramach rynku mocy wynagradzane są za gotowość do dostarczenia mocy w odpowiedzi na ogłoszenie okresu przywołania ze strony OSP w okresach wysokiego zapotrzebowania na energię i ryzyka deficytu mocy. Jednocześnie sama obecność tych zasobów w systemie zwiększa poziom bezpieczeństwa dostaw. Dzięki temu sytuacje wymagające ogłoszenia okresów przywołania występują rzadko⁴. W większości przypadków zapotrzebowanie jest pokrywane w ramach standardowego funkcjonowania rynku energii.

W grudniu 2025 roku odbyła się ostatnia aukcja główna rynku mocy w obecnym kształcie. Kontraktowała ona jednostki, które zaczną produkcję energii w 2030 roku. Obecnie polski rząd prowadzi negocjacje z Komisją Europejską (KE) dotyczące nowego modelu rynku mocy. Według pierwotnych założeń miałyby on wejść w życie od 2026 roku⁵.

² Rynek mocy został wprowadzony Ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, dostępną [tutaj](#).

³ Decyzja Komisji Europejskiej, zatwierdzająca polski rynek mocy jako zgodny z unijnymi zasadami pomocy publicznej, dostępna [tutaj](#).

⁴ Od momentu uruchomienia rynku w Polsce wydarzyło się to jedynie dwa razy (23.09.2023 oraz 06.11.2024).

⁵ Podsumowanie realizacji priorytetów Rządu za I kwartał 2026 r., raport Komitetu Nadzoru nad Wdrażaniem Polityki Rządu z 19 maja 2026.

2.2. Mechanizm naliczania opłaty mocowej

Gospodarstwa domowe

Dla gospodarstw domowych opłata mocowa ma formę miesięcznego ryczałtu⁶. Jest on określany dla czterech progów rocznego zużycia energii elektrycznej. Obecny ryczałtowy model ma obowiązywać do końca 2027 roku⁷, a od stycznia 2028 roku ma zmienić się w model uzależniony od profilu zużycia. Będzie to umożliwione dzięki szerszej instalacji liczników zdalnego odczytu w Polsce. Do końca 2027 roku mają być one zainstalowane w 65% polskich gospodarstw domowych. Rok później takie urządzenia mają funkcjonować już w 80% domostw. Szersze wdrożenie liczników zdalnego odczytu umożliwi precyzyjne rozliczanie opłaty mocowej w ujęciu godzinowym. Wyzwanie może stanowić jednak zapewnienie spójnego modelu rozliczeń dla gospodarstw objętych i nieobjętych zdalnym opomiarowaniem w 2028 roku.

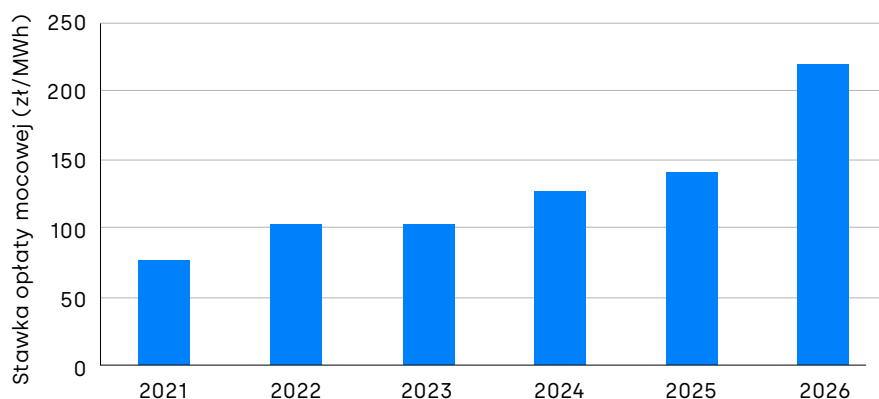
Odbiorcy przemysłowi

Dla pozostałych odbiorców⁸, w tym przemysłowych, opłata mocowa liczona jest według wzoru:

$$\text{Wysokość opłaty mocowej} = \text{Stawka opłaty mocowej} \left[\frac{\text{PLN}}{\text{MWh}} \right] * \text{ilość energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie [MWh]} * \text{współczynnik[\%]}$$

Stawka opłaty mocowej jest co roku aktualizowana przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) i może być ustalona w podziale na poszczególne kwartały roku. Do tej pory jednak URE określało jednolitą stawkę na cały rok dostaw.

Rysunek 1. Wysokość opłaty mocowej dla odbiorców przemysłowych w Polsce w latach 2021–2026 (zł/MWh)⁹.



Źródło: opracowanie własne na podstawie komunikatów prezesa URE.

URE określa również godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie (dalej: godziny naliczania opłaty mocowej). Mogą być one wyznaczone odrębnie dla każdego kwartału i weryfikowane co roku. Jednak dotychczas nie zostały zmienione przez regulatora. Godziny szczytu obejmują 15 godzin w ciągu doby roboczej, od 7:00 do 21:59. Pozostałe siedem godzin (między 22:00 a 6:59) to godziny

⁶ Miesięczny ryczałt jest formą rozliczenia opłaty mocowej również dla innych typów odbiorców, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW.

⁷ Zobacz komunikat Prezesa URE na ten temat [tutaj](#).

⁸ Odbiorcy zasilani z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i o mocy umownej większej niż 16 kW.

⁹ Znaczny wzrost stawki opłaty mocowej w roku 2026 wynikał m.in. ze zwiększenia kosztów wynikających z umów mocowych.

pozaszczytowe, kiedy opłata mocowa nie jest naliczana. Opłata mocowa nie jest także naliczana w soboty, niedziele oraz dni ustawowo wolne od pracy.

Istotnym elementem kalkulacji opłaty mocowej dla odbiorców przemysłowych jest także współczynnik, określany potocznie mianem „upustu”. Premiuje on odbiorców o stabilnym profilu zużycia w ciągu doby, a penalizuje zwiększony pobór energii w godzinach naliczania opłaty mocowej.

W zależności od różnicy w średnim zużyciu energii elektrycznej w godzinach szczytowych i pozaszczytowych odbiorcy kwalifikowani są do czterech grup. Różnica na potrzeby naliczania opłaty mocowej wyznaczana jest zgodnie z poniższym wzorem:

$$\Delta s = \left(\frac{\text{średnie zużycie energii w godzinach szczytowych}}{\text{średnie zużycie energii w godzinach pozaszczytowych}} - 1 \right) * 100\%$$

Tabela 1. Klasyfikacja odbiorców końcowych w zależności od profilu zużycia energii elektrycznej w obecnym mechanizmie opłaty mocowej.

Różnica średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych i pozaszczytowych opłaty mocowej (Δs)	Grupy odbiorców końcowych	Współczynnik – podstawa do obliczenia opłaty mocowej
$\Delta s < 5\%$	K1	17%
$5\% \leq \Delta s < 10\%$	K2	50%
$10\% \leq \Delta s < 15\%$	K3	83%
$15\% \leq \Delta s$	K4	100%

Źródło: opracowanie własne.

Od stycznia 2025 roku upust liczony jest dla każdej doby roboczej. Wcześniej uśredniano dane z całego miesiąca (w latach 2021–2022) oraz z dziesięciu kolejnych dni miesiąca (w latach 2023–2024). Zmiana metody pomiaru zużycia na dobową zwiększyła wrażliwość systemu na krótkotrwałe wahania odchylenia. Odbiorcy muszą optymalizować zużycie energii w każdym dniu oddzielnie. Nie mają możliwości kompensowania wysokiego poboru w jednym dniu niższym w innym okresie miesiąca.

Dla przemysłu opłata mocowa stanowi obecnie od kilku do kilkunastu procent rachunku za energię elektryczną¹⁰.

2.3. Opłata mocowa a elastyczność poboru energii elektrycznej

Obecny model opłaty mocowej penalizuje odbiorców elastycznych. Chodzi o podmioty dostosowujące zużycie energii do warunków panujących w systemie. Tymczasem właśnie ta grupa odbiorców jest szczególnie pożądana dla zapewnienia stabilności i zwiększenia efektywności systemu. Dlatego znaczenie elastyczności będzie rosło wraz z przyrostem udziału OZE.

Aby opłata mocowa skuteczniej wspierała elastyczne zarządzanie zużyciem energii, warto przeanalizować dwa elementy jej konstrukcji:

- zakres godzin naliczania opłaty mocowej;
- mechanizm naliczania upustu.

¹⁰ Wójcik J., Kwidziński K., Pandera J., Trzeciak D. (2026), [Moce za wszelką cenę? Co osiągnęła Polska przez 10 lat pracy nad rynkiem mocy](#), Forum Energii.

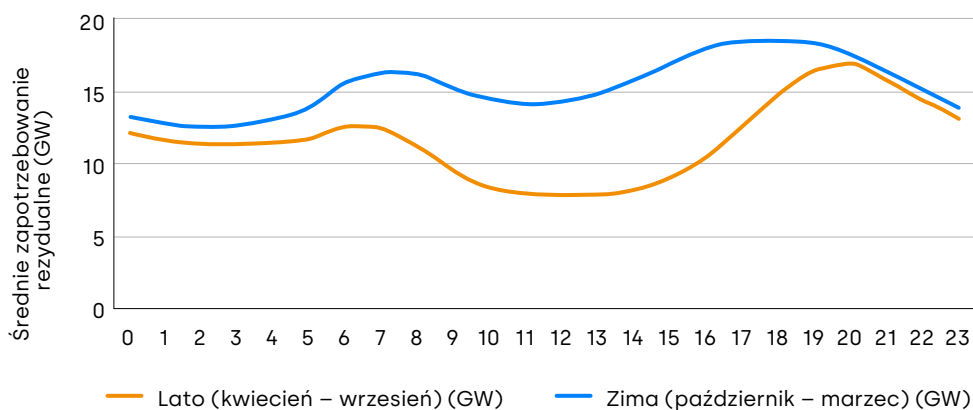
2.3.1. Zakres godzin naliczania opłaty mocowej

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska opłata mocowa może być naliczana wyłącznie w godzinach, w których może dojść do przywołania na rynku mocy¹¹. URE może jednak zawęzić ten przedział do minimum ośmiu godzin, podzielonych na dwa rozłączne okresy w ciągu doby. Przy ich wyznaczaniu regulator powinien uwzględnić historyczne lub prognozowane zapotrzebowanie na moc w systemie, biorąc pod uwagę charakter dobowej krzywej zapotrzebowania. **Mimo tej możliwości od 2021 roku URE niezmiennie stosuje pełny przedział godzin szczytowego zapotrzebowania na moc w każdym kwartale.**

W 2025 roku zapotrzebowanie w godzinach naliczania opłaty mocowej (7:00–21:59) było średnio ok. 25% wyższe niż poza tym okresem (22:00–6:59). Pokazuje to jasno, że wyznaczony przez URE przedział godzin coraz słabiej odzwierciedla rzeczywiste wyzwania związane z pokryciem zapotrzebowania na moc w systemie. Co więcej, zarówno zapotrzebowanie na energię, jak i produkcja z OZE zmieniają się w zależności od pory roku. Obecny model nie uwzględnia tej sezonowości.

Dużo lepszym miernikiem skali wyzwań w systemie jest **zapotrzebowanie rezydualne**, czyli zapotrzebowanie pomniejszone o produkcję energii z OZE (fotowoltaiki oraz wiatru). Pokazuje ono, jaką część zapotrzebowania muszą pokryć pozostałe źródła wytwórcze. Szczególnie krytyczne w obecnym kształcie systemu elektroenergetycznego są momenty, w których zapotrzebowanie rezydualne gwałtownie zmienia się w czasie. Jednak konstrukcja rynku mocy nie odpowiada na ten problem¹². Znaczny wzrost zapotrzebowania na moc ze źródeł dyspozycyjnych w krótkim czasie dotyczy zwłaszcza godzin wieczornych. Spada wtedy produkcja z fotowoltaiki, a rośnie zapotrzebowanie na energię w gospodarstwach domowych.

Rysunek 2. Średnie zapotrzebowanie rezydualne w okresie letnim i zimowym w 2025 (GW).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Sezonowość także odgrywa coraz większą rolę. Zimą zapotrzebowanie rezydualne jest wyraźnie wyższe w godzinach naliczania opłaty mocowej. Natomiast latem między godziną 8:00 a 16:00 zapotrzebowanie rezydualne jest niższe niż w godzinach, w których opłata mocowa nie jest naliczana.

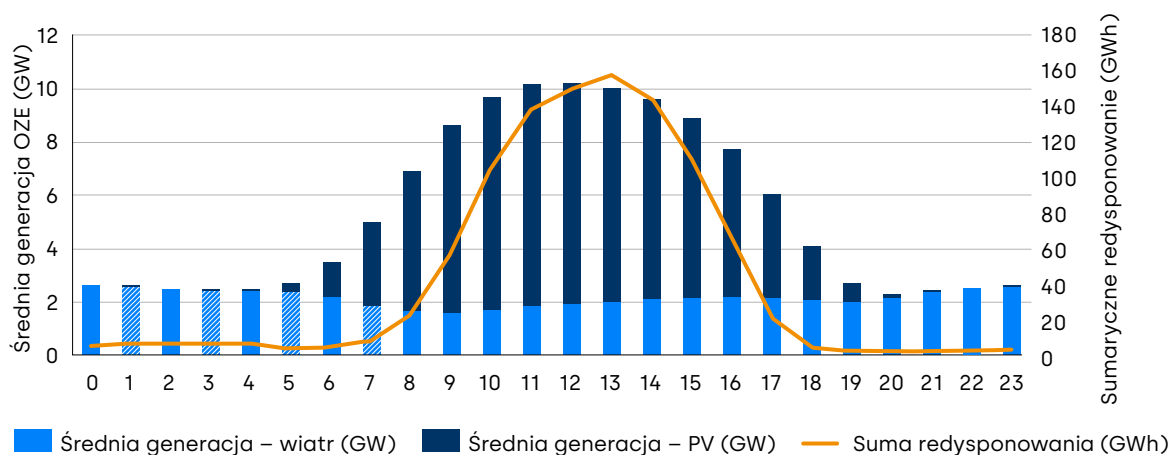
Przy sprzyjających warunkach pogodowych, gdy podaż energii przewyższa zapotrzebowanie w systemie, dochodzi do ograniczania produkcji energii z OZE.

¹¹ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 5 września 2024 w sprawie opłaty mocowej, dostępne [tutaj](#).

¹² Aktualnie rynek mocy adresuje jedynie problem zapotrzebowania na moc, a nie tempo jego zmiany, zarówno po stronie opłat, jak i po stronie zamawianej usługi od producentów energii. Zdolność jednostki wytwórczej do szybkiego podnoszenia generacji nie jest brana pod uwagę przy kontrakcji oraz wynagrodzeniu jednostki na rynku mocy.

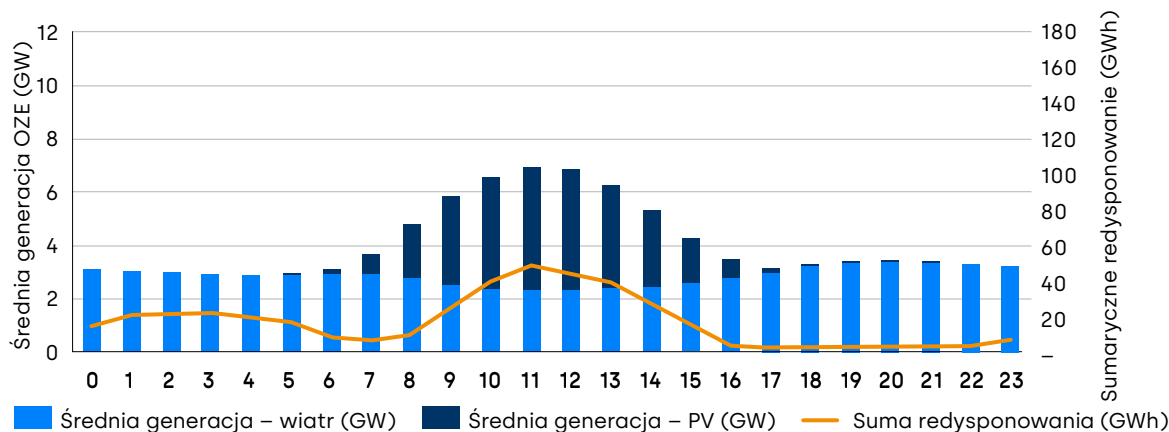
W praktyce oznacza to, że część taniej energii odnawialnej marnuje się. Okresy te częściowo pokrywają się z godzinami naliczania opłaty mocowej. Właśnie w tych godzinach generacja energii z fotowoltaiki jest najwyższa. Skalę tego zjawiska można częściowo ocenić, analizując dane dotyczące nierynkowego redysponowania jednostek wytwórczych. Skala redysponowania wyraźnie różni się w miesiącach letnich a zimowych.

Rysunek 3. Średni godzinowy profil produkcji energii elektrycznej z zależnych od pogody OZE (GW) i łączny wolumen redysponowania energii elektrycznej dla każdej godziny (GWh) w okresie letnim 2025 (kwiecień–wrzesień).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rysunek 4. Średni godzinowy profil produkcji energii elektrycznej z zależnych od pogody OZE (GW) i łączny wolumen redysponowania energii elektrycznej dla każdej godziny (GWh) w okresie zimowym 2025 (październik–marzec).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

W efekcie odbiorca przemysłowy, który chciałby wykorzystać część taniej energii (lub energii z ujemną ceną) – ze względu na nierynkowe ograniczenia produkcji – musi liczyć się z wyższą opłatą mocową za jej pobór. Nie ma więc możliwości optymalizowania rachunków, przy jednoczesnym wspieraniu KSE. Nie ma też bodźców do inwestowania w rozwiązania zwiększające elastyczność oraz wspierające dekarbonizację, takie jak elektryfikacja, hybrydowe źródła ciepła procesowego czy automatyzacja zarządzania zużyciem energii.

Jednocześnie tak szerokie okno godzinowe nie wskazuje kluczowych momentów deficytu mocy w systemie. Tym samym nie zachęca do ograniczania poboru w godzinach najtrudniejszych dla systemu. Traktuje jednakowo wszystkie godziny robocze w przedziale 7:00–21:59.

2.3.2. Upust jako podstawa do obliczenia opłaty mocowej

Każdy odbiorca jest codziennie przypisywany do jednej z czterech grup odbiorców końcowych: K1–K4. Przydział zależy od różnicy między średnim zużyciem energii w godzinach szczytowych i pozaszczytowych. Na tej podstawie wyznaczany jest współczynnik służący do jej obliczenia.

Zwiększenie poboru energii w godzinach wysokiej generacji PV może prowadzić do zmiany grupy odbiorcy końcowego. Przekłada się to na wyższy współczynnik stosowany do naliczania opłaty mocowej. W przypadku przekroczenia zużycia o 15% w godzinach naliczania opłaty mocowej względem pozostałych godzin odbiorca przechodzi z grupy K1 do grupy K4. **W praktyce oznacza to nawet sześciokrotny wzrost opłaty mocowej.**

Dla przedsiębiorstw energochłonnych najkorzystniejszy jest profil grupy K1. Wynika to z wysokiego udziału kosztów energii elektrycznej w bilansie przedsiębiorstwa oraz ograniczonej możliwości zmiany profilu zużycia ze względu na charakter procesów produkcyjnych. Odbiorcy z tej grupy korzystają z upustu w opłacie mocowej, płacąc tylko 17% stawki bazowej.

URE wskazuje na rosnące zużycie energii u odbiorców z grupy K1¹³. Wzrost rzędu 26% był jedną z przyczyn podniesienia stawek opłaty mocowej w 2026 roku¹⁴. Oznacza to, że mimo rosnącego zużycia energii w tej grupie, jej udział w pokrywaniu kosztów rynku mocy nie rośnie proporcjonalnie.

W praktyce brakującą część przychodów system musi odzyskać od pozostałych odbiorców. W konsekwencji rosnące zużycie energii w uprzywilejowanej grupie K1 powoduje zwiększenie obciążenia opłatą mocową pozostałych grup odbiorców. Dotyczy to zarówno grup K2 i K3, które nie są objęte tak wysokim upustem, jak również grupy K4, która w ogóle nie korzysta z upustu. W efekcie zwiększenie zużycia energii w godzinach naliczania opłaty mocowej jest dodatkowo penalizowane.

Dodatkowo taka konstrukcja opłaty mocowej nie zachęca odbiorców objętych upustem do ograniczania zużycia energii w momentach największego obciążenia systemu i największego zapotrzebowania rezydualnego m.in. w zimowe wieczory (godziny 17:00–19:00). **Stanowi to więc mechanizm wsparcia, który z perspektywy systemu elektroenergetycznego nie odpowiada jego potrzebom, a często jest z nimi sprzeczny.**

¹³ URE (2025), [Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki](#)

¹⁴ Rosnące koszty rynku mocy wynikają ze zwiększającej się puli mocy zakontraktowanych w kolejnych aukcjach głównych (a także z poziomu cen ich zamknięcia) oraz z waloryzacji wieloletnich umów mocowych zawartych w poprzednich aukcjach głównych.

Historia metody naliczania współczynnika (upustu)

W momencie wejścia w życie ustawy o rynku mocy upust dla odbiorców przemysłowych nie był powiązany z profilem zużycia energii elektrycznej. W modelu wprowadzonym ustawą w roku 2018 zależał on od współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej. Definiowano go jako udział kosztów energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne w wartości dodanej brutto.

Tabela 1. Współczynniki opłaty mocowej w zależności od intensywności zużycia energii elektrycznej w pierwotnym mechanizmie opłaty mocowej.

Współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej (x)	Podstawa do obliczenia opłaty mocowej
$x < 3\%$	100%
$3\% \leq x \leq 20\%$	80%
$20\% < x \leq 40\%$	60%
$x > 40\%$	15%

Źródło: opracowanie własne.

Taka konstrukcja opłaty mocowej chroniła odbiorców energochłonnych niezależnie od ich profilu zużycia¹⁵. Udział przedsiębiorstw w pokrywaniu kosztów rynku mocy nie był proporcjonalny do zużycia w godzinach naliczania opłaty mocowej, lecz był na stałe powiązany z intensywnością zużycia energii elektrycznej. Poprzez mechanizm upustu większy ciężar finansowania rynku mocy przenoszono na odbiorców mniej energochłonnych.

W tej formie, upust stanowiłby bezpośrednie subsydium dla odbiorców energochłonnych. Jego wdrożenie wymagało więc decyzji notyfikacyjnej Komisji Europejskiej, ponieważ mógł zaburzać konkurencję na rynku wewnętrznym i stanowić selektywną korzyść ekonomiczną. Mechanizm został poddany pogłębionej kontroli KE w ramach procedury pomocy publicznej. W konsekwencji nie został utrzymany, a jego konstrukcja została zrewidowana w kierunku bardziej systemowych zasad alokacji kosztów rynku mocy¹⁶. Zastąpiono go aktualnie stosowanym współczynnikiem opartym na charakterystyce profilu zużycia. Zgodnie z założeniami ma on różnicować koszty rynku mocy w oparciu o profil zużycia energii elektrycznej.

¹⁵ Patryk Matuszak, [Od 2022 nowe zasady naliczania opłaty mocowej dla odbiorców energii z grupy taryfowej B](#), Radar Prawny, 2021.

¹⁶ [Ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw.](#)

3. Kierunki zmian opłaty mocowej dla przemysłu

Wraz ze wzrostem znaczenia elastyczności popytu na energię w debacie publicznej coraz częściej pojawiają się propozycje modyfikacji konstrukcji opłaty mocowej. Propozycje reform koncentrują się na wzmocnieniu sygnałów cenowych oraz lepszym powiązaniu opłat z rzeczywistą sytuacją w systemie elektroenergetycznym.

Poniżej przedstawiono wybrane podejścia i rekomendacje w tym zakresie.

3.1. Rekomendacje ACER

Nadrzędna rekomendacja unijna¹⁷ dotycząca opłaty mocowej opiera się na zasadzie, zgodnie z którą koszty funkcjonowania rynku mocy powinny być odpowiednio podzielone między uczestników rynku. Koszty te powinny ponosić głównie te podmioty, które przyczyniają się do powstawania problemów z adekwatnością mocy i tym samym uzasadniają potrzebę wprowadzenia mechanizmu.

Kluczowym punktem odniesienia są rekomendacje ACER¹⁸ w zakresie projektowania opłat sieciowych i mocowych. ACER podkreśla potrzebę zwiększenia efektywności ekonomicznej i przejrzystości mechanizmów rynku mocy.

W związku z tym zaleca, by opłatę mocową pobierać od zapotrzebowania, które jest powodem występowania okresów dużego obciążenia w systemie elektroenergetycznym (ang. *stress periods*). Mechanizm jej naliczania powinien pokrywać koszty rynku mocy i jednocześnie zapewniać sygnały cenowe do ograniczania zużycia w okresach szczytowych. Odpowiednia konstrukcja opłaty mocowej powinna zmniejszać potrzebną moc kontraktowaną w ramach rynku mocy. Efektem ma być zmniejszenie kosztu jego funkcjonowania.

ACER wyróżnia kilka wymiarów konstrukcji opłaty mocowej. Poniżej przedstawiono najważniejsze:

1. Okres rozliczeniowy

Okres rozliczeniowy to czas, w którym zużycie energii elektrycznej podlega opłacie mocowej. Może być różnicowany ze względu na m.in.:

- porę roku;
- typ dnia (roboczy / nieroboczy);
- godziny w ciągu dnia.

¹⁷ Komisja Europejska, [Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy](#).

¹⁸ ACER (2024), [Security of EU electricity supply 2024 Monitoring Report](#).

Okres rozliczeniowy powinien możliwie precyzyjnie odzwierciedlać okresy dużego obciążenia systemu. Zapewnia to wyraźny sygnał cenowy w momentach szczytowych i zachęca do zmian zachowania.

Rekomendowane jest różnicowanie stawek w ciągu doby. Zbyt szerokie okresy rozliczeniowe (np. całonocne) osłabiają motywację odbiorców do dostosowywania zużycia energii, jeżeli nie są oni w stanie przenieść swojego zużycia na godziny nocne.

2. Komunikacja

Opłata mocowa powinna być naliczana w sposób przejrzysty. Jednocześnie należy ją wyodrębnić jako osobną pozycję na rachunku za energię elektryczną. Rachunek ten powinien zawierać również informację o sposobach ograniczenia wysokości tej opłaty. Takie podejście zwiększa świadomość kosztów i umożliwia podejmowanie decyzji ograniczających zużycie energii w okresach szczytowych. Oczekiwany efektem jest więc obniżenie zarówno indywidualnych rachunków, jak i łącznych kosztów funkcjonowania rynku mocy.

3. Segmentacja odbiorców

Segmentacja odbiorców polega na przypisaniu różnych grup do odmiennych stawek lub metod kalkulacji opłaty mocowej.

Zróżnicowanie może uwzględniać m.in.:

- **typ odbiorcy** (gospodarstwo domowe / odbiorca przemysłowy) – takie rozwiązanie jest już stosowane w Polsce;
- **energochłonność** (wysoka / średnia / niska);
- **profil zapotrzebowania** (płaski / szczytowy) – takie rozwiązanie jest już stosowane w Polsce.

W uzasadnionych przypadkach możliwe jest dalsze różnicowanie opłaty mocowej m.in. wobec odbiorców wrażliwych. Takie podejście wymaga jednak wyważenia. Zbyt szeroka ochrona części konsumentów przed wysokimi stawkami szczytowymi osłabia bodźce do redukcji zużycia w okresach przeciążenia systemu. Jeśli grupa odbiorców objętych ochroną jest zbyt liczna, rośnie ryzyko przewymiarowania mechanizmu mocowego. W rezultacie może to prowadzić do podwyższenia opłaty mocowej dla wszystkich odbiorców. Podobny efekt występuje w sytuacji, gdy koszty mechanizmu pomocy publicznej są finansowane z budżetu państwa. W takim przypadku sygnał cenowy jest rozproszony, gdyż odbiorcy nie widzą bezpośredniego związku między swoim zachowaniem a poziomem kosztów wsparcia.

Co do zasady ulga na opłatę mocową dla przemysłu nie jest zakazana w prawie UE, ale stanowi formę potencjalnej pomocy publicznej, która wymaga indywidualnej oceny zgodności z art. 107 TFUE oraz wytycznymi Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines (CEEAG)¹⁹. Komisja Europejska nie traktuje takich ulg jako rozwiązania preferowanego systemowo, lecz jako wyjątek dopuszczalny wyłącznie w uzasadnionych przypadkach, np. ryzyka utraty konkurencyjności lub carbon leakage.

¹⁹ Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią, zobacz [tutaj](#).

3.2. Propozycja legislacyjna IEO oraz PIME

Przykładem dostosowania mechanizmu opłaty mocowej do rosnącego udziału OZE jest propozycja przedstawiona w 2025 roku przez Instytut Energii Odnawialnej

(IEO) oraz Polską Izbę Magazynowania Energii i Elektromobilności (PIME) w raporcie „Zielona elektryfikacja ciepłownictwa”²⁰.

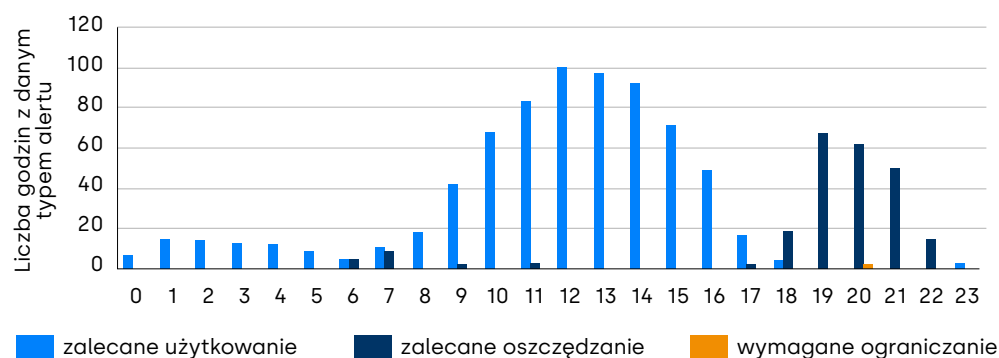
²⁰ IEO i PIME (2025), [Zielona elektryfikacja ciepłownictwa](#)

Rozwiązanie zakłada wprowadzenie częściowych zwolnień z opłat dystrybucyjnych i sieciowych w okresach nadwyżek energii z OZE. Jego celem byłoby zwiększenie zużycia w okresach nadpodaży energii i ograniczenie skali niewykorzystania energii z OZE, w tym nierynkowego redysponowania. W tym modelu odbiorcy energii mogliby korzystać z preferencyjnych warunków taryfowych, obejmujących m.in. zwolnienie z wybranych elementów opłat sieciowych, w tym opłaty mocowej.

Choć propozycja była projektowana z myślą o sektorze ciepłowniczym, można ją rozważyć także w odniesieniu do szerszej grupy, obejmującej odbiorców przemysłowych.

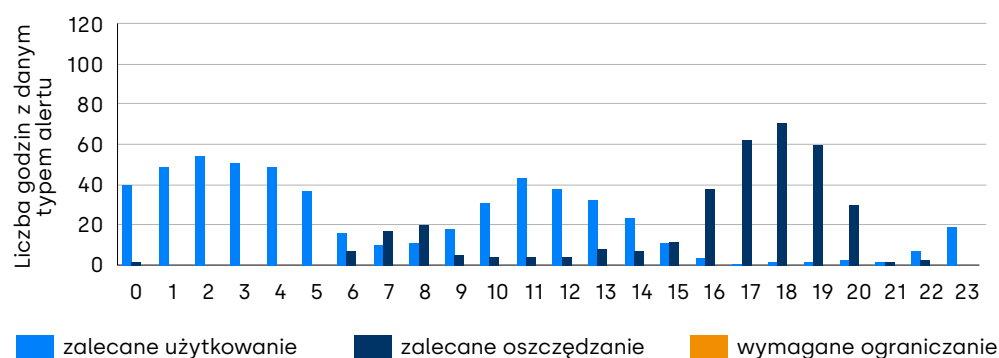
W proponowanym modelu operator systemu przesyłowego odpowiadałby za identyfikację godzin występowania nadwyżek energii oraz informowanie rynku o możliwości ich wykorzystania, np. poprzez aplikację Energetyczny Kompas.

Rysunek 5. Liczba alertów użytkowania prądu w Energetycznym Kompasie w ujęciu godzinowym w okresie letnim (kwiecień-wrzesień) 2025 (liczba godzin).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rysunek 6. Liczba alertów użytkowania prądu w Energetycznym Kompasie w ujęciu godzinowym w sezonie zimowym 2025 (liczba godzin).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Stosowanie zaproponowanego przez IEO i PIME mechanizmu w 2025 roku zmniejszyłoby liczbę godzin objętych opłatą mocową odpowiednio o 359 godzin w okresie letnim oraz o 97 godzin w okresie zimowym.

Zgodnie z projektem obrót nadwyżkową energią miałby odbywać się przez umowy typu PPA między wytwórcami energii z OZE a odbiorcami. Udział w tym mechanizmie oznaczałby obowiązek odbioru zakontraktowanej energii pod rygorem kar. Sankcje obejmowałyby obie strony umowy. Rejestr takich umów prowadziłby Zarządca Rozliczeń.

Takie rozwiązanie pozwoliłoby lepiej realizować pierwotny cel opłaty mocowej jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i ograniczanie ryzyka niedoborów mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Rozwiązanie to dotyczy jednak wyłącznie do energii nadwyżkowej. Wymaga również zawierania odrębnych umów PPA. Może to stanowić barierę dla części odbiorców przemysłowych, zwłaszcza, że wymaga znalezienia wytwórców gotowych do zawarcia takich kontraktach. Zwiększa to złożoność już złożonej konstrukcji opłaty mocowej. Rozwiązanie nie odnosi się też w żaden sposób do systemowych wyzwań związanych z elastycznością odbioru, na które zwraca uwagę ACER.

3.3. Case study – opłata mocowa we Włoszech

Przykładem opłaty mocowej opartej na silnych sygnałach cenowych jest model stosowany we Włoszech²¹. Komisja Europejska zatwierdziła mechanizm wsparcia włoskiego rynku mocy w 2018 roku, a pierwsze aukcje miały miejsce w 2019 roku.

Rynek mocy we Włoszech opiera się na aukcjach organizowanych przez OSP. Uzupełnia go rynek wtórny, który umożliwia korektę wcześniej zawartych kontraktów w cyklu miesięcznym. W aukcjach uczestniczą nowe i istniejące jednostki wytwórcze oraz DSR. Kontrakty dla nowych jednostek mogą trwać do 15 lat, a dla istniejących – 1 rok.

Zakontraktowana moc jest wynagradzana stałą premią roczną. W zamian jednostki muszą oferować zakontraktowaną moc na rynku energii w każdej godzinie obowiązywania rynku mocy. Jeżeli w danej godzinie ceny na rynku energii przekroczą ustalony poziom (ang. *strike price*), wytwórca zwraca nadmiarowe przychody operatorowi systemu. Mechanizm ogranicza możliwość uzyskiwania ponadprzeciętnych zysków z rynku dnia następnego.

Koszty włoskiego rynku mocy są finansowane przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej. Opłata mocowa zależy od zużycia energii elektrycznej. System obejmuje dwie stawki:

- **Opłata pobierana za zużycie energii w godzinach pozaszczytowych** – pokrywa około 30% kosztów rynku mocy. Jej wartość aktualizowana może być co miesiąc.
- **Opłata pobierana za zużycie energii w godzinach szczytowych** – pokrywa około 70% kosztów rynku mocy.

Stawka pobierana w godzinach szczytowych jest wyższa niż stawka w godzinach pozaszczytowych. W 2025 roku stawka w godzinach szczytowych wyniosła 59,049 euro/MWh, a w pozaszczytowych 3,631 euro/MWh²². Godziny szczytowe obejmują 500 godzin w ciągu roku. Są to okresy, kiedy prognozowana jest najmniejsza nadwyżka podaży energii elektrycznej nad popytem. Stanowią one niespełna 6% godzin w skali roku. Dla porównania w przypadku polskiego mechanizmu mocy

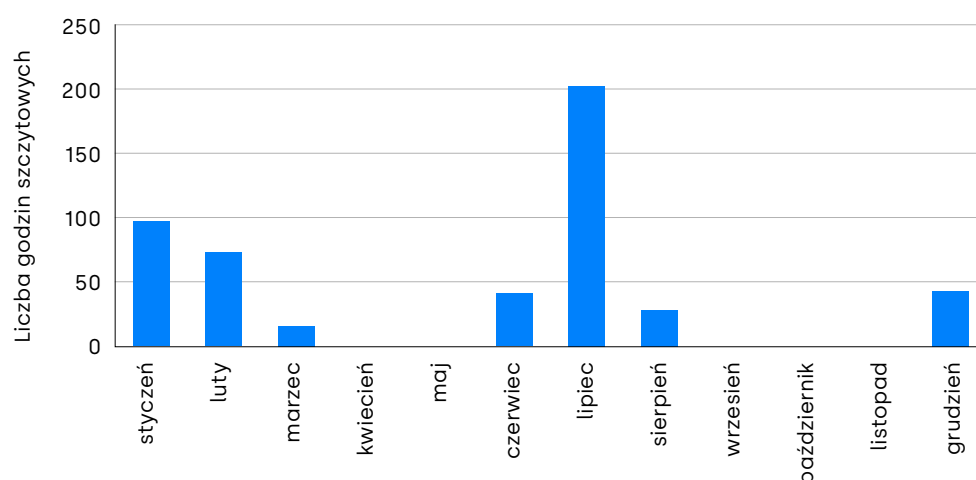
²¹ Ricerca di Sistema Energetico (2023), *The Italian Capacity Market*.

²² *Capacity Market: cos'è e come impatta sui costi energetici*, Consorzio Esperienza Energia .

wego jest to ok. 43% godzin. Informacja o godzinach szczytowych jest publikowana z wyprzedzeniem – do 30 listopada roku poprzedniego. Odbiorcy znają więc z góry okresy potencjalnych deficytów mocy i wiążących się z nimi wysokich kosztów.

Ograniczona liczba godzin szczytowych w ramach włoskiego systemu daje odbiorcom większe możliwości przesuwania zużycia energii na okresy pozaszczytowe. Jednocześnie godziny szczytu są skoncentrowane w okresach największego ryzyka deficytów w systemie. W 2025 roku przypadają one zimą na okres grudzień-luty, a latem na miesiące od czerwca do sierpnia, kiedy we Włoszech rośnie zapotrzebowanie na energię związane z wykorzystywaniem klimatyzacji.

Rysunek 7. Godziny szczytowe w rozumieniu opłaty mocowej we Włoszech, ogłoszone na 2025 rok, ujęcie miesięczne²³.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Terna.

²³ Terna, *Ore di picco annuali e settimanali 2025*.

Takie rozwiązanie jest spójne z częścią rekomendacji ACER. Silne różnicowanie sygnałów cenowych w zależności od obciążenia systemu, precyzyjne określenie okresów szczytowego zapotrzebowania oraz brak segmentacji odbiorców stanowią silny bodziec dla odbiorców energii do zmniejszania ich wpływu na system elektroenergetyczny. Pozwala to na ograniczenie wolumenu koniecznego do zakontraktowania w ramach rynku mocy, co przekłada się na niższe koszty jego funkcjonowania.

4. Analiza wpływu zmian w mechanizmie opłaty mocowej na elastyczność

4.1. Założenia do analizy

Analizę przeprowadzono w oparciu o opisane wcześniej możliwe kierunki zmian mechanizmu opłaty mocowej (patrz Rozdział 3). Przyjęto pięć wariantów konstrukcji opłaty mocowej:

Tabela 3. Analizowane warianty opłaty mocowej.

Wariant	Opis wariantu	Wyniki analizy
W0: obecny mechanizm	Obecna konstrukcja opłaty mocowej.	Tabela 5
W1 – „wieczorna konsumpcja”	Obecny mechanizm ze zmianą godzin naliczania opłaty mocowej.	Tabela 6
W2 – „wieczorna konsumpcja, brak nagrody za płaski profil”	Obecny mechanizm ze zmianą godzin naliczania opłaty mocowej oraz likwidacją upustu.	Tabela 7
W3 – „zagospodarowanie nadwyżek”	Obecny mechanizm ze zniesieniem opłaty mocowej w godzinach nadwyżek produkcji z OZE oraz bez uwzględniania tych godzin przy wyznaczaniu współczynnika (propozycja IEO i PIME, zaadaptowana do rynku mocy).	Tabela 8
W4- „wariant włoski”	Dwustrefowa opłata mocowa polegająca na zróżnicowaniu wysokości opłaty mocowej pomiędzy godzinami szczytowymi i pozaszczytowymi, zakładające ok. 16-krotnie niższą wartość dla pozaszczytowych. Precyzyjnie wskazane określonej liczby kluczowych godzin szczytowych z największym deficytem mocy rocznie (np. 500-1000). Braku upustu.	Tabela 9

Źródło: opracowanie własne.

Analiza ma na celu pokazanie wpływu zmian zachowań odbiorców na poziom opłaty mocowej przedsiębiorstwa. Sprawdzone, czy poszczególne warianty konstrukcji opłaty mocowej wspierają elastyczność, a także czy podejmowane działania prowadzą do wzrostu lub spadku opłaty mocowej. Zakres nie obejmuje dokładnego wyliczenia kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa, są to modele hipotetyczne.

Analiza opiera się na danych tylko dla okresu letniego. W kompleksowej ocenie wpływu nowego mechanizmu na wysokość opłaty mocowej należy uwzględnić także warunki zimowe. Wtedy kluczowym wyzwaniem dla systemu nie jest zagospodarowanie nadwyżek energii, ale ograniczenie niedoborów mocy w najbardziej wymagających godzinach.

Godziny naliczania opłaty mocowej w wariantach 1–3 ograniczono do godzin możliwego przywołania na rynku mocy, tj. 7:00–21:59. Wyznaczono je na podstawie danych z 2025 roku. W wariantach 1 i 2 przyjęto, że są to godziny o wyższym średnim zapotrzebowaniu rezydualnym niż w godzinach 22:00–6:59. W wariantach 3 godziny nadwyżek określono na podstawie ponad 50 wskazań „zalecane użytkowanie” w Kompasie Energetycznym. W wariantach 4 przyjęto trzy godziny o najczęstszym wskazaniu „zalecane oszczędzanie” w Kompasie Energetycznym.

Tabela 4. Godziny szczytowe i pozaszczytowe w analizowanych wariantach opłaty mocowej.

Wariant/Godzina	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
W0: obecny mechanizm																								
W1 – „wieczorna konsumpcja”																								
W2 – „wieczorna konsumpcja, brak nagrody za płaski profil”																								
W3 – „zagospodarowanie nadwyżek”																								
W4- „wariant włoski”																								

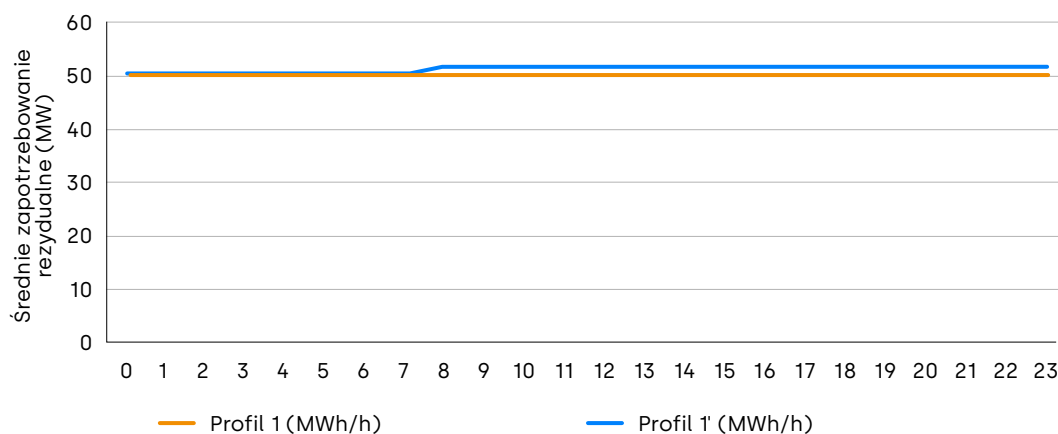
Źródło: opracowanie własne.

Legenda: ciemnoniebieski – godziny naliczania opłaty mocowej; jasnoniebieski – godziny bez opłaty mocowej; X – godziny nadwyżek OZE.

Analizie poddano trzy profile zapotrzebowania na energię elektryczną. Dla każdego z nich opracowano profil bazowy (Profil 1, 2, 3). Następnie przygotowano profile zmodyfikowane względem poziomu bazowego. Zakładają one możliwość zwiększenia zużycia w godzinach wysokiej produkcji energii z OZE (Profil 1', 2', 3'). Dodatkowo uwzględniono możliwość redukcji zużycia w wybranych godzinach naliczania opłaty mocowej o wysokim zapotrzebowaniu rezydualnym (Profil 2'', 3'').

Profil 1 w wariantach bazowych to profil płaski 50 MW.

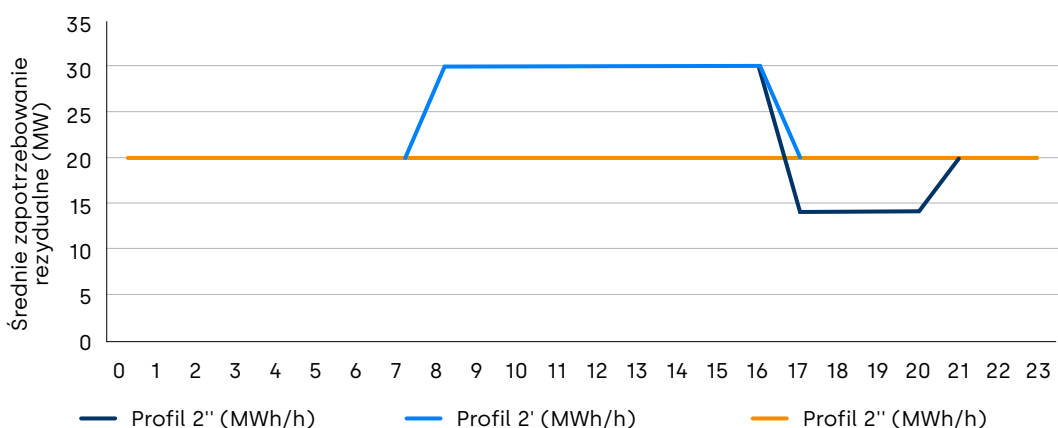
Profil 1' zakłada możliwość zwiększenia zużycia o 3%. W przypadku przemysłu, odpowiada to zmianie miksu energetycznego na kotle hybrydowym, np. z gazu na energię elektryczną. Nie przewidziano redukcji zużycia bądź powrotu do wartości bazowych w godzinach naliczania opłaty mocowej. Wynika to z wymogów zachowania parametrów jakości produkcji. Zwiększone zużycie ma więc miejsce w godzinach 8:00–23:00.

Rysunek 8. Przebieg godzinowy profilu 1 i profilu 1' (MW).

Źródło: opracowanie własne na podstawie rozmów z przedstawicielami przemysłu, bazy ELMAS²⁴.

Profil 2 w wariancie bazowym to profil płaski 20 MW. Profil 2' zakłada możliwość zwiększenia zużycia o ok. 50% przy wykorzystaniu kotła hybrydowego oraz szybki powrót do poziomu bazowego. Zwiększone zużycie występuje w godzinach 8:00-16:00.

Profil 2'' uwzględnia także redukcję zużycia o 30% dzięki wykorzystaniu magazynu energii o mocy 6 MW i czasie pracy 4 godziny. Ładowanie magazynu odbywa się w godzinach wysokiej produkcji OZE. Redukcja występuje w godzinach 17:00-20:00.

Rysunek 9. Przebieg godzinowy 2, profilu 2' i profilu 2'' (MW).

Źródło: opracowanie własne na podstawie rozmów z przedstawicielami przemysłu, bazy ELMAS.

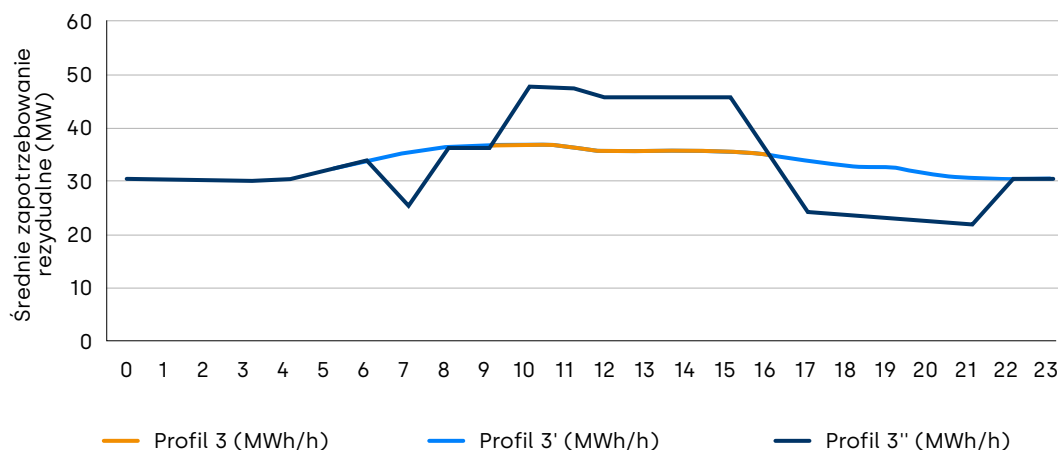
Profil 3 w wariancie bazowym charakteryzuje się zwiększonym zapotrzebowaniem w godzinach naliczania opłaty mocowej, oscylującym w granicach 32 MW.

Profil 3' zakłada możliwość zwiększenia zużycia o ok. 30% przy użyciu kotła elektrodowego. Zwiększone zużycie występuje w godzinach 10:00-15:00.

Profil 3'' dodatkowo uwzględnia możliwość redukcję zużycia o 28,5% w godzinach naliczania opłaty mocowej dzięki wykorzystaniu magazynu ciepła o sprawności 95% ładowanego w całości z zapotrzebowania z kotła elektrodowego. Redukcja występuje w godzinach 17:00-21:00 i 7:00.

²⁴ Bellinguer, K., Girard, R., Bocquet, A. et al. ELMAS (Electrical Load Measurements Aggregated by business Sectors in France): a one-year dataset of hourly electrical load profiles from 424 French industrial and tertiary sectors. *Sci Data* 10, 686 (2023).

Rysunek 10. Przebieg godzinowy 3, profilu 3' i profilu 3'' (MW).



Źródło: opracowanie własne na podstawie rozmów z przedstawicielami przemysłu, bazy ELMAS.

4.2. W0 – obecny mechanizm

Tabela 5 Wyniki analizy wariantu 0 na zmianę opłaty mocowej w różnych profilach zapotrzebowania.

	Profil 1	Profil 1'	Profil 2	Profil 2'	Profil 2''	Profil 3	Profil 3'	Profil 3''
Różnica średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych i pozaszczytowych opłaty mocowej (Δs)	0%	2%	0%	30%	22%	12%	26%	14%
Grupa odbiorcy	K1	K1	K1	K4	K4	K3	K4	K3
Współczynnik (podstawa do naliczania opłaty mocowej)	17%	17%	17%	100%	100%	83%	100%	83%
Zmiana poboru energii w porównaniu do Profilu bazowego	0%	+2%	0%	+19%	+14%	0%	+8%	+1%
Zmiana opłaty mocowej w porównaniu do Profilu bazowego	0%	+3%	0%	+665%	+618%	0%	+35%	+2%

Źródło: opracowanie własne.

Obecny mechanizm opłaty mocowej zniechęca do większych niż kilka procent odchyleń w zużyciu energii elektrycznej w godzinach naliczania opłaty mocowej względem godzin pozaszczytowych.

Na przykładzie Profilu 2' widać, że przy płaskim profilu bazowym zwiększenie zużycia w okresach wysokiej generacji OZE może prowadzić do ponad sześciokrotnego wzrostu opłaty mocowej. Nawet zastosowanie 4-godzinnego magazynu energii w Profilu 2'', który ogranicza pobór w godzinach szczytu wieczornego, nie prowadzi do istotnego obniżenia opłaty.

Mniejsze zmiany obserwuje się w przypadku Profilu 3. W wariantcie bazowym kwalifikuje się on do grupy K3. Zwiększenie poboru energii w godzinach nadwyżek skutkuje zmianą grupy na K4 i wzrostem opłaty mocowej o ok. 35%. Z kolei zastosowanie magazynu ciepła, odbierającego nadwyżki energii z sieci, pozwala powrócić do

grupy K3. Jednak straty magazynowania nadal powodują nieznaczny wzrost opłaty mocowej.

4.3. W1 – „wieczorna konsumpcja”

Przy zestawieniu powyższych profili z opisanym wyżej wariantem modyfikacji opłaty mocowej uzyskujemy następujący rezultat.

Tabela 6. Wyniki analizy wariantu 1 na zmianę opłaty mocowej w różnych profilach zapotrzebowania.

	Profil 1	Profil 1'	Profil 2	Profil 2'	Profil 2''	Profil 3	Profil 3'	Profil 3''
Różnica średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych i pozaszczytowych opłaty mocowej (Δs)	0%	1%	0%	-20%	-36%	-2%	-11%	-37%
Grupa odbiorcy	K1	K1	K1	K1	K1	K1	K1	K1
Współczynnik (podstawa do naliczania opłaty mocowej)	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Zmiana poboru energii w porównaniu do profilu bazowego	0%	+2%	0%	+19%	+14%	0%	+8%	+1%
Zmiana opłaty mocowej w porównaniu do profilu bazowego	0%	+2%	0%	+0%	-20%	0%	+0%	-29%

Źródło: opracowanie własne.

Ograniczenie godzin naliczania opłaty mocowej do sześciu godzin o najwyższym letnim zapotrzebowaniu na energię rezydualną (7:00–7:59 oraz 17:00–21:59), prowadzi do **zaklasyfikowania wszystkich przedsiębiorstw do grupy K1**. Wynika to z konstrukcji współczynnika. Opiera się on na różnicy średniego zużycia energii w godzinach z naliczoną opłatą mocową i bez niej. Wysokie zużycie w godzinach 8:00–16:59, zaliczanych do godzin, w których nie jest pobierana opłata mocowa, wpływa w tym przypadku na ujemną różnicę. W efekcie firmy, które dostosowują pobór do nadwyżek energii z OZE w systemie, mogą korzystać z niższej stawki opłaty mocowej. Taki wariant opłaty mocowej nie penalizuje poboru energii w okresach wysokiej produkcji OZE.

Wprowadzenie w przyszłości rozwiązań związanych z magazynowaniem energii oraz ograniczaniem poboru z sieci w godzinach naliczania opłaty mocowej dodatkowo obniża jej poziom. **W efekcie mechanizm ten daje jaśniejszy sygnał cenowy, zachęcając odbiorców do ograniczania zużycia energii w zawężonym przedziale godzin naliczania opłaty mocowej.**

4.4. W2 – „wieczorna konsumpcja, brak nagrody za płaski profil”

Tabela 7. Wyniki analizy Wariantu 2 na zmianę opłaty mocowej w różnych profilach zapotrzebowania.

	Profil 1	Profil 1'	Profil 2	Profil 2'	Profil 2''	Profil 3	Profil 3'	Profil 3''
Zmiana poboru energii w porównaniu do profilu bazowego	0%	+2%	0%	+19%	+14%	0%	+8%	+1%
Zmiana opłaty mocowej w porównaniu do profilu bazowego	0%	+2%	0%	0%	-20%	0%	0%	-29%

Źródło: opracowanie własne.

W wariantcie 1, zmieniono godziny naliczania opłaty mocowej, dlatego wszystkie podmioty zostały zakwalifikowane do grupy K1. Całkowite zniesienie współczynnika w wariantcie 2 prowadzi do takich samych wyników w zakresie opłaty mocowej dla wszystkich profili – wszystkie również kwalifikują się jak K1. Taki efekt uzyskamy prawdopodobnie także w sytuacji, gdy liczba godzin naliczania opłaty mocowej będzie istotnie mniejsza niż obecne 15 godzin.

Wariant ten jest bardziej przewidywalny i mniej skomplikowany dla odbiorców. Nie wymaga on analizy całodobowego profilu zużycia pod kątem najbardziej korzystnej grupy. Wystarczy obserwacja zużycia w ograniczonej liczbie godzin naliczania opłaty mocowej. Wariant ten wspiera elastyczność, a jednocześnie jest w sposób mniej wymagający dla przedsiębiorców.

Jednakże, aby pokryć w całości koszty funkcjonowania rynku mocy przy zmniejszeniu liczby godzin objętych opłatą mocową, należy zwiększyć jej wysokość..

4.5. W3 – „zagospodarowanie nadwyżek”

Wariant 3 został skonstruowany w założeniu o propozycję legislacyjną IEO i PIME opisaną w Rozdziale 3.2. W tym wariantcie energia zużywana w godzinach nadwyżek nie jest uwzględniana w opłacie mocowej ani w wyznaczaniu grupy odbiorcy.

Tabela 8. Wyniki analizy wariantu 3 na zmianę opłaty mocowej w różnych profilach zapotrzebowania.

	Profil 1	Profil 1'	Profil 2	Profil 2'	Profil 2''	Profil 3	Profil 3'	Profil 3''
Różnica średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych i pozaszczytowych opłaty mocowej (Δs)	0%	1%	0%	13%	5%	12%	12%	0%
Grupa odbiorcy	K1	K1	K1	K3	K2	K3	K3	K1
Współczynnik (podstawa do naliczania opłaty mocowej)	17%	17%	17%	83%	50%	83%	83%	17%
Zmiana poboru energii w porównaniu do profilu bazowego	0%	+2%	0%	+19%	+14%	0%	+8%	+1%
Zmiana opłaty mocowej w porównaniu do profilu bazowego	0%	+2%	0%	+453%	+210%	0%	+0%	-82%

Źródło: opracowanie własne.

Największe korzyści zastosowania tego wariantu widoczne są w Profilu 3". Założono w nim zwiększony pobór energii wyłącznie w godzinach nadwyżek, a następnie jej wykorzystanie w godzinach nocnych dzięki magazynowi ciepła. W Profilu 2 zwiększone zużycie energii nie pokrywa się w pełni z godzinami nadwyżek OZE. Skutkuje to ponad czterokrotnym wzrostem opłaty mocowej. Jej ograniczenie wymaga zastosowania magazynu energii o większej pojemności lub lepszego dopasowania zużycia do godzin nadwyżek produkcji z OZE.

Wariant ten wspiera jedynie firmy zdolne do bieżącego dostosowywania profilu zużycia do rzeczywistych sygnałów z systemu.

4.6. W4 – „wariant włoski”

Wariant 4 został skonstruowany w oparciu o model opłaty mocowej we Włoszech, opisany w [rozdziale 3.3](#).

Analogicznie jak w modelu włoskim przyjęto 500–1000 godzin szczytowych rocznie. W analizie odpowiadają im godziny 19:00– 21:59, choć mogą się one różnić w poszczególnych dniach. W godzinach pozaszczytowych obowiązuje stawka ok. 16 razy niższa niż w godzinach szczytowych.

Tabela 9. Wyniki analizy wariantu 4 na zmianę opłaty mocowej w różnych profilach zapotrzebowania.

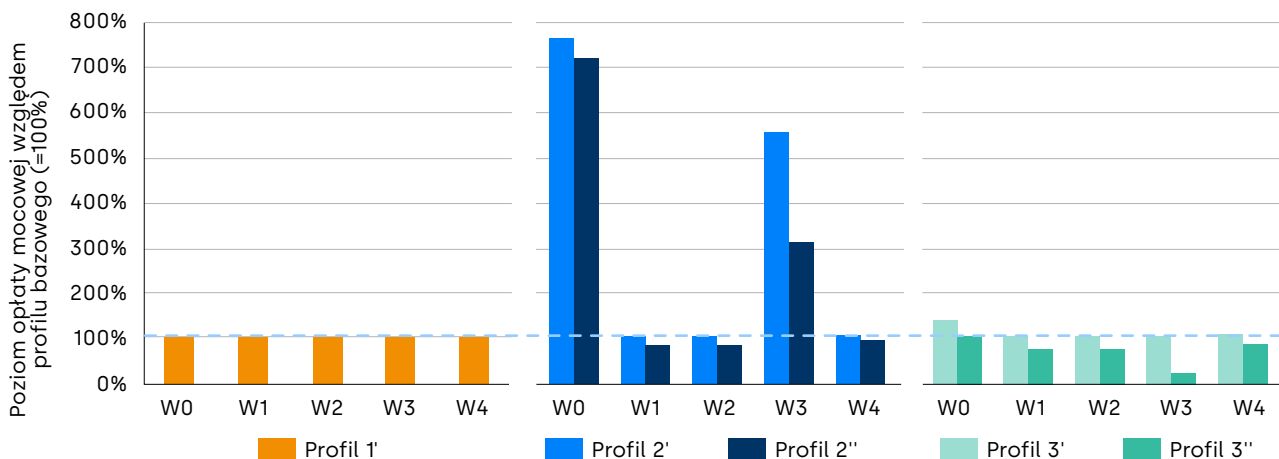
	Profil 1	Profil 1'	Profil 2	Profil 2'	Profil 2''	Profil 3	Profil 3'	Profil 3''
Zmiana poboru energii w porównaniu do profilu bazowego	0%	2%	0%	19%	14%	0%	8%	1%
Zmiana opłaty mocowej w porównaniu do profilu bazowego	0%	+3%	0%	+7%	-8%	0%	+3%	-18%

Źródło: opracowanie własne.

Analiza wskazuje, że zwiększenie poboru energii w okresach wysokiej produkcji OZE lub nadwyżek ma niewielki wpływ na opłatę mocową. Wynika to głównie ze wzrostu całkowitego zużycia energii, a nie z wyższych stawek w tych godzinach. Z kolei ograniczenie zużycia w godzinach pozaszczytowych, np. dzięki zastosowaniu magazynów energii, pozwala osiągnąć oszczędności. **Mechanizm ten jest prosty i przewidywalny dla odbiorcy energii. Daje więc im czytelny sygnał cenowy do zmiany zachowań.**

4.7. Podsumowanie – wszystkie warianty lepiej wspierają elastyczność

Rysunek 10. Poziom opłaty mocowej względem profilu bazowego (=100%).



Źródło: opracowanie własne.

Obecna konstrukcja opłaty mocowej wyraźnie penalizuje pobór energii elektrycznej w godzinach nadwyżek produkcji z OZE. W ograniczonym stopniu zachęca również do magazynowania energii, a następnie jej wykorzystania w momentach największego zapotrzebowania rezydualnego. Opłata nie znika całkowicie z rachunku nawet, gdy cała energia pobierana w godzinach wysokiej generacji OZE trafia do magazynu. Jest to związane z ze stratami magazynowymi. Magazynowanie jest więc opłacalne głównie przy wykorzystaniu energii z własnych instalacji fotowoltaicznych.

Wszystkie analizowane warianty zmiany sposobu naliczania opłaty mocowej zwiększają możliwości elastycznego zarządzania zużyciem energii. Dotyczy to zarówno zwiększania poboru w okresach wysokiej produkcji z OZE, jak i jego ograniczania w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE m.in. dzięki wykorzystaniu magazynów energii.

Jednocześnie ograniczenie liczby godzin naliczania opłaty mocowej zaproponowane w Wariantach 2 i 3 zaburza działanie upustu. Prowadzi bowiem do „spłaszczenia” profilu zapotrzebowania odbiorców i zwiększenia liczby podmiotów kwalifikujących się do grupy K1. Rodzi to pytanie o zasadność takiego rozwiązania. Jak pokazuje analiza, zniesienie upustu wykazuje istotny wpływ na poziom stawki opłaty mocowej – obciążenia rosną dla wszystkich odbiorców przemysłowych, szczególnie w przypadku modyfikacji zakresu godzin szczytowych.

W niniejszym opracowaniu wykazano przede wszystkim, że obecna konstrukcja opłaty mocowej nie sprzyja elastyczności po stronie odbiorców przemysłowych. Należy jednak podkreślić, że celem opłaty mocowej powinno być wspieranie zarówno elastyczności „w górę” (zwiększania zużycia energii w okresach nadwyżek, np. generacji OZE), jak i „w dół” (ograniczania zużycia w godzinach najwyższego obciążenia systemu), które w polskich warunkach występują szczególnie w okresie zimowym. Pokazanie dokładnie tego efektu wymagałoby sporządzenia oddzielnej analizy.

5. Rekomendacje

Opłatę mocową wprowadzono, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw i ograniczyć ryzyko deficytu mocy w KSE. Obecnie jest jednak pobierana również w okresach wysokiej podaży energii, a nawet jej nadwyżek. Pozostaje to w sprzeczności z jej podstawowym celem.

Jak wskazuje ACER, opłata mocowa powinna nie tylko finansować rynek mocy, ale także dawać bodźce do ograniczania zużycia w okresach największego obciążenia systemu. Zmniejsza to wolumen kontraktowany na rynku mocy, a w konsekwencji obniża koszty funkcjonowania całego systemu.

Mechanizm powinien również wspierać zwiększanie elastyczności zużycia energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych, m.in. poprzez zastosowanie układów hybrydowych (w okresie przejściowym przed pełną elektryfikacją), kotłów elektrodowych z magazynami ciepła oraz magazynów energii elektrycznej. Po 2028 roku opłata mocowa dla gospodarstw domowych powinna również w większym stopniu zachęcać do elastycznego korzystania z energii elektrycznej.

Osiągnięcie tych celów wymaga zmian w konstrukcji opłaty mocowej. W polskich warunkach reforma powinna uwzględniać cztery czynniki:

1. Godziny naliczania opłaty mocowej powinny lepiej odzwierciedlać ryzyko deficytu mocy.

Aby opłata mocowa skutecznie stymulowała zachowania odbiorców zgodnie z potrzebami KSE, nie powinna obejmować zbyt szerokiego zakresu godzin. Im szerszy jest okres naliczania opłaty, tym słabszy staje się sygnał cenowy kierowany do odbiorców.

Warto rozważyć zróżnicowanie godzin naliczania opłaty mocowej w zależności od pory roku lub wyznaczenie ich w oparciu o algorytm analogiczny do Kompas Energetycznego. Alternatywnie można określać pulę godzin szczytowych w skali roku, w których obowiązywałaby znacznie wyższa opłata mocowa niż w pozostałych. Takie godziny powinny być ogłaszane uczestnikom rynku z wyprzedzeniem. Zwiększałoby to przewidywalność i ułatwiałoby planowanie zużycia energii. Wymagałoby to jednak określenia liczby godzin największego potencjalnego deficytu mocy w skali roku oraz bardzo dokładnych prognoz ze strony operatora.

Zawężenie okresu naliczania opłaty mocowej do ośmiu godzin dziennie, w zróżnicowaniu na poszczególne kwartały, mogłoby zostać wdrożone decyzją URE. Zmian legislacyjnych wymagałoby dopiero dalsze zawężanie zakresu.

2. Należy zlikwidować upust dla odbiorców o płaskim profilu zużycia.

Rekomendujemy odejście od obecnego podziału odbiorców końcowych na grupy oraz powiązaniego z nim współczynnika (upustu).

Sposób przydziału podmiotów do określonych grup odbiorców dla odbiorców przemysłowych jest przestarzały i nie odzwierciedla obecnych potrzeb struktury systemu elektroenergetycznego. Obecny mechanizm penalizuje pobór energii w okresach nadwyżek produkcji z OZE i niewystarczająco wspiera zmniejszanie poboru energii w godzinach największego zapotrzebowania rezydualnego w systemie.

Rosnący udział grupy K1 sprawia, że rozróżnienie między grupami staje się coraz mniej efektywne, a koszty rosną dla przedsiębiorstw z grup K2, K3 i K4.

Wdrożenie rekomendacji 1 (zawężenie godzin naliczania opłaty mocowej) zmniejszyłoby także różnice między zużyciem w godzinach naliczania opłaty mocowej względem pozostałych okresów. Podważa to zasadność dalszego stosowania współczynnika. Dodatkowo reforma opłaty mocowej dla gospodarstw domowych – planowana na 2028 rok – przy jednoczesnym utrzymaniu upustu, mogłaby zwiększyć ryzyko przenoszenia kosztów rynku mocy na odbiorców indywidualnych.

3. Potrzebny jest mechanizm ochronny dla firm energochłonnych po likwidacji upustu.

Likwidacja obecnych preferencji oznaczałaby wzrost kosztów dla odbiorców energochłonnych o płaskim profilu zużycia. Podmioty te są kluczowe dla utrzymania zdolności produkcyjnych w Polsce i Europie. Część z nich ma ograniczone możliwości dostosowania profilu zużycia, m.in. ze względu na wymogi jakościowe produkcji. Dlatego należy zaproponować mechanizmy wsparcia, które kompensowałyby wzrost kosztów energii tym przedsiębiorstwom w okresie przejściowym.

Rozwiązania kompensacyjne powinny stanowić element szerszej polityki przemysłowej. Mogą nawiązywać do rozwiązań rynku mocy, ale powinny pozostać niezależną inicjatywą w stosunku do opłat ponoszonych przez konkretne przedsiębiorstwo w ramach opłaty mocowej. Kompensacje można oprzeć np. na średnich wartościach dla danego sektora. Takie podejście pozwoli utrzymać bodźce do poprawy efektywności energetycznej i zwiększenia elastyczności zużycia. Wdrożenie takiego rozwiązania wymagałoby prawdopodobnie oddzielnej notyfikacji jako pomoc publiczna.

4. Reforma naliczania opłaty mocowej wymaga transparentnego procesu.

Prace związane ze zmianą sposobu naliczania opłaty mocowej powinny być prowadzone w duchu dialogu społecznego oraz podlegać konsultacjom publicznym z udziałem środowisk eksperckich. Proces ten należy skoordynować z potencjalnymi nowelizacjami ustawy o rynku mocy. Dotyczy to w szczególności wszelkich propozycji gruntownej zmiany sposobu finansowania tego mechanizmu, np. ze środków budżetu państwa zamiast z rachunków odbiorców końcowych²⁵. ■

²⁵ Nawiązując do propozycji Prezydenta RP przedstawionej w programie „Tani Prąd – 33%”.

