



Forum
Energii

Analizy i dialog

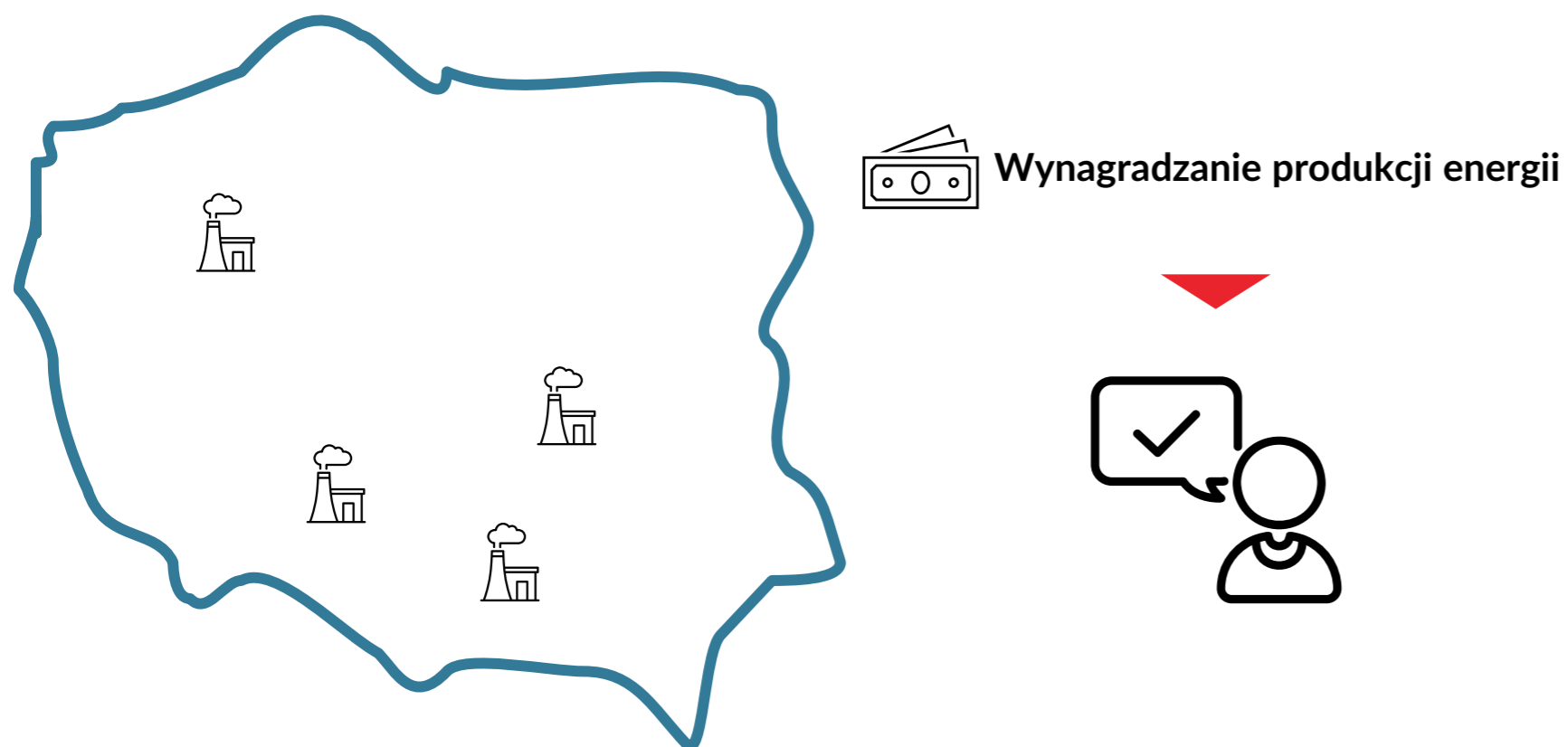
Moce za wszelką cenę?

Co osiągnęła Polska przez 10 lat pracy nad rynkiem mocy.

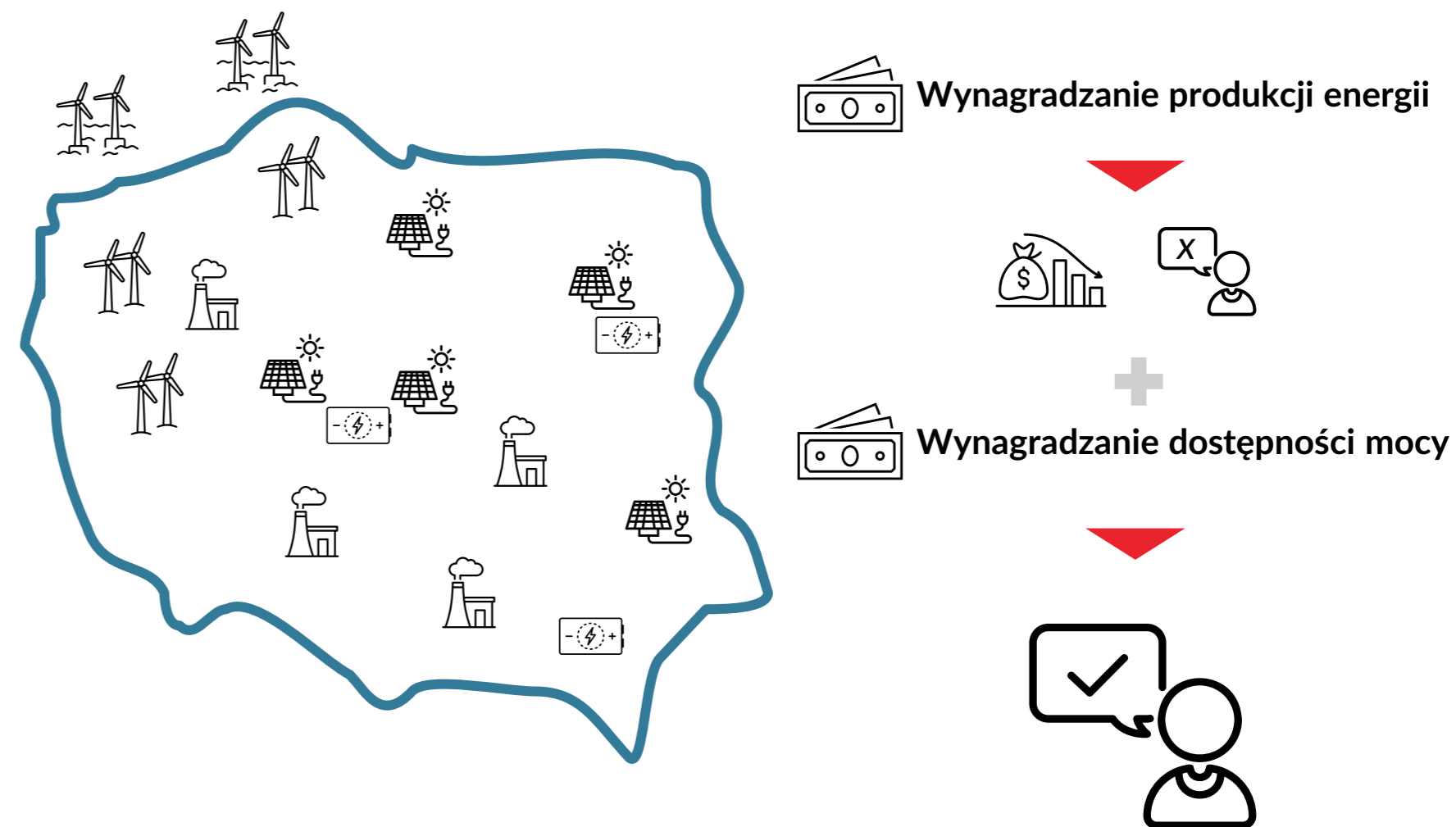



Przed laty wynagradzanie produkcji energii było wystarczającą zachętą do funkcjonowania

System energetyczny sprzed lat



System energetyczny obecnie



 Rynek mocy rozwiązuje problem „missing money”: przy niskich cenach energii (m.in. przez OZE) trzeba osobno płacić za gotowość mocy, aby utrzymać rezerwę i zapewnić bezpieczeństwo dostaw, gdy OZE nie pracują.

energia.rp.pl

KLIMAT.RP.PL
Pogłębiona wiedza o zmianach klimatu

SUBSKRYBUJ
Autentyczne dziennikarstwo na cały rok

Serwisy


Energianews

/ Energetyka / Energetyka Zawodowa / ELEKTROENERGETYKA

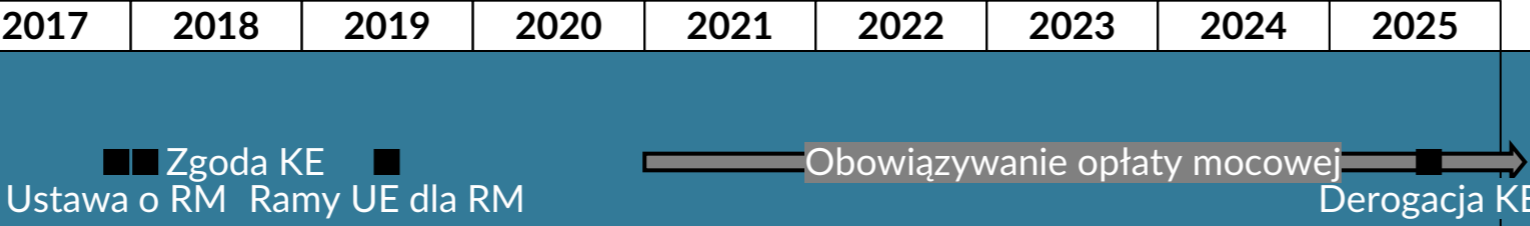
Wołanie wytwórców o rynek mocy

Brak rentowności bloków węglowych wypieranych przez odnawialne źródła staje się faktem.

Publikacja: 13.03.2016 21:00



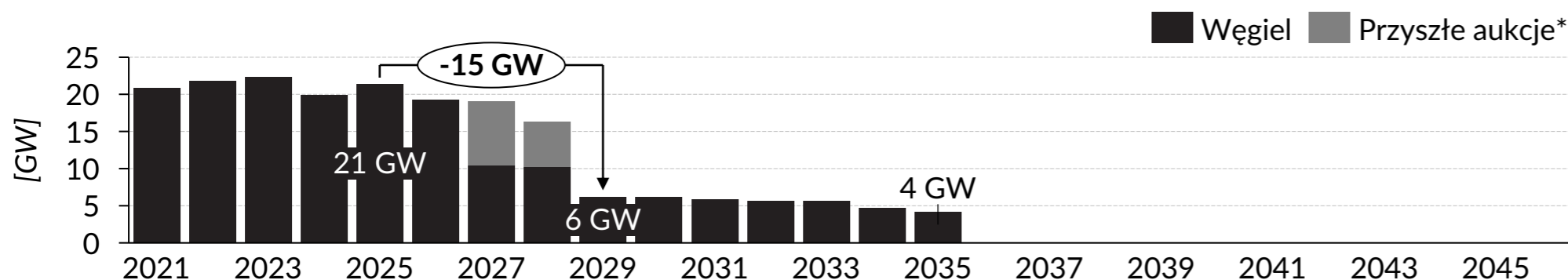
10 lat temu ruszyły prace nad rynkiem mocy, w 2025 odbyła się ostatnia aukcja główna

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
										
Aukcje główne (x10)		◆◆◆ 1. 2. 3.	◆ 4.	◆ 5.	◆ 6.	◆ 7.	◆ 8.	◆ 9.	◆ 10.	<ul style="list-style-type: none"> 📅 Odbywają się na <u>5 lat przed</u> rokiem dostaw. ⌚ Kontrakty obejmują od 1 roku do 17 lat. ▶▶ Ostatnia odbyła się 11 grudnia 2025 r.
Aukcje dodatkowe (x24)				◆	◆	◆	◆	◆	◆	<ul style="list-style-type: none"> 📅 Odbywają się <u>na rok przed</u> rokiem dostaw. ⌚ Kontrakty obejmują kwartały w danym roku dostaw. ▶▶ Odbędą się jeszcze aukcje dodatkowe na lata 2027-2030.
Aukcje uzupełniające* (x2)									◆◆	<ul style="list-style-type: none"> 📅 Odbywają się <u>na rok przed</u> rokiem dostaw. ⌚ Kontrakty obejmują jeden rok. ▶▶ Planowane są jeszcze aukcje na lata 2027-2028.
Aukcja dogrywkowa*									◆ 9.5	<ul style="list-style-type: none"> 📄 Na tych samych zasadach co aukcje główne ▶▶ Na ten moment odbyła się tylko jedna aukcja dogrywkowa.

! *Aukcje uzupełniające i dogrywkowe nie były początkowo planowane.
 Aukcje uzupełniające zostały zorganizowane wskutek przyznanej Polsce derogacji zezwalającej na wspieranie wysokoemisyjnych jednostek do 2028 r.
 Aukcja dogrywkowa (9.5) została zorganizowana jako odpowiedź na niską zakontraktowaną moc w jednostkach gazowych na rok dostawy 2029 r.

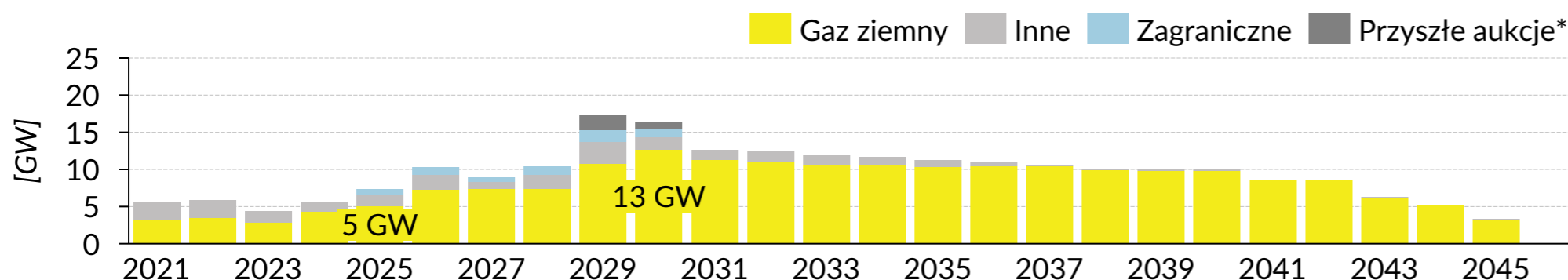
Zmiana warty: Gaz i magazyny zastępują węgiel

Moce osiągalne jednostek w rynku mocy

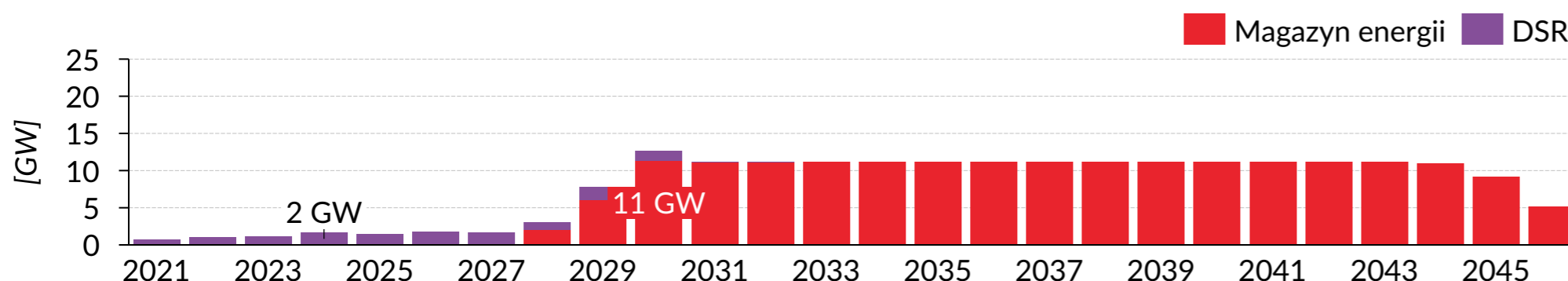


6,2 GW węgla w 2029

0 GW po 2035
Koniec wsparcia węgla z rynku mocy.



12,7 GW gazu w 2030



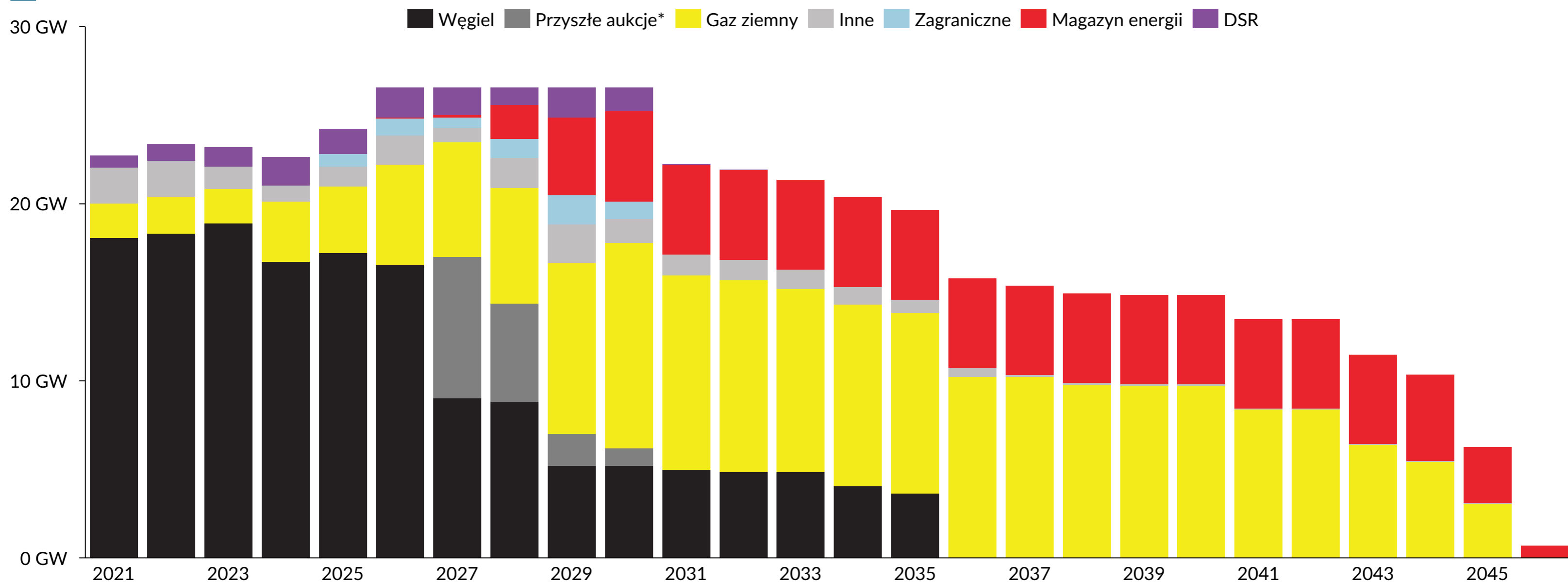
11,3 GW magazynów w 2030

! Wartości pokazane na slajdzie to moce osiągalne jednostek, które otrzymują wsparcie w ramach rynku mocy, nie moce zakontraktowane.

*Szacunki dotyczą aukcji uzupełniających (2027-2028) i dodatkowych (2027-2030); przyjęto zapotrzebowanie na moc jak w ostatnim w pełni zakontraktowanym roku - 2026.

Rynek mocy był odpowiedzią na ryzyko pojawienia się luki mocowej, ale...

Obowiązki mocowe w rynku mocy




WYSTARCZALNOŚĆ MOCY ≠ BEZPIECZEŃSTWO SYSTEMU

NA RÓWNANIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO SKŁADA SIĘ WIĘCEJ PARAMETRÓW



Na równanie bezpieczeństwa energetycznego składa się więcej parametrów



 W przeciwieństwie do zależności importowych, integracja rynków i systemów energetycznych zwiększa bezpieczeństwo dzięki elastyczności i współdzieleniu zasobów.

Przewymiarowanie systemu mocowego może wpłynąć na konkurencyjność

Opinia ACER - rozbieżności metodologiczne między krajową a europejską oceną wystarczalności zasobów.

Warunki przyznania Polsce derogacji (*decyzja Komisji Europejskiej C(2025) 5575*):

1. Zdolności eksportowe

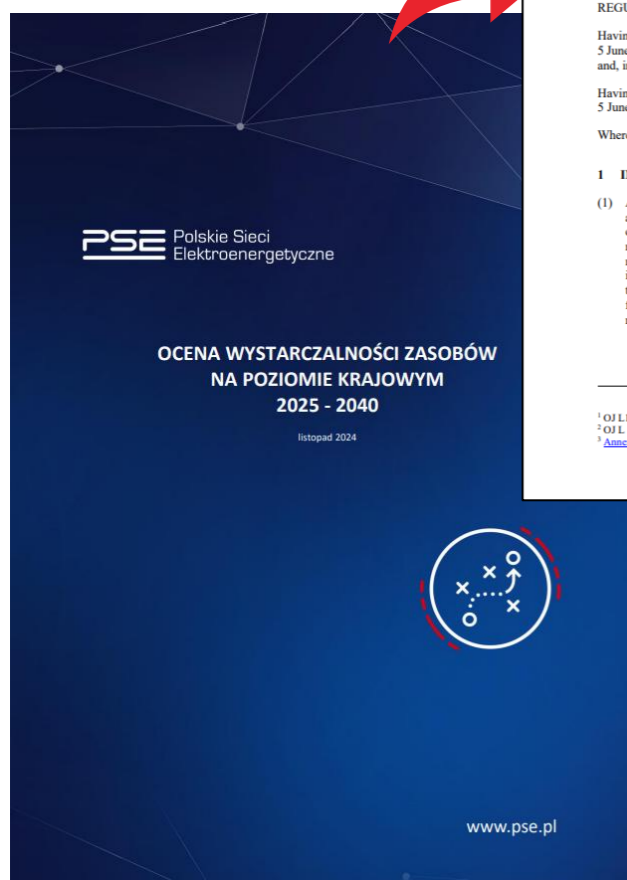
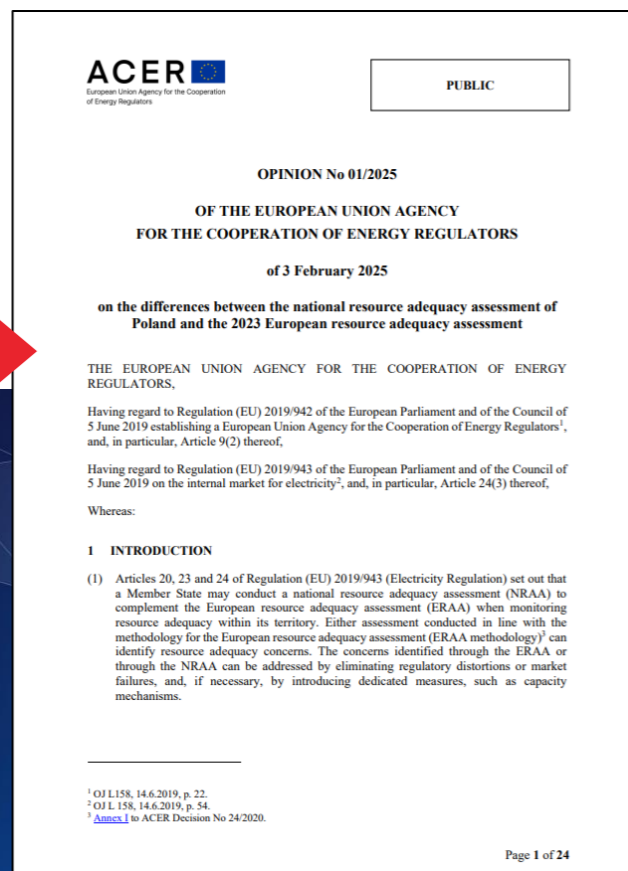
NRAA powinna brać pod uwagę zdolności eksportowe polskich jednostek wytwórczych, aby nie zaniżyć ich potencjalnych przychodów.

2. Przedwczesne wyłączanie jednostek

Założono, że jednostka, która po jednym roku przynosi straty jest wyłączana. Należy wziąć pod uwagę dłuższy okres, np. 10 lat.

3. Harmonogramy remontowe

PSE powinno uzasadnić swoje założenia w zakresie remontów jednostek wytwórczych i wykazać, że wynikają one z krajowej specyfiki. Częstsze remonty zaniżają przychody jednostek w modelu.

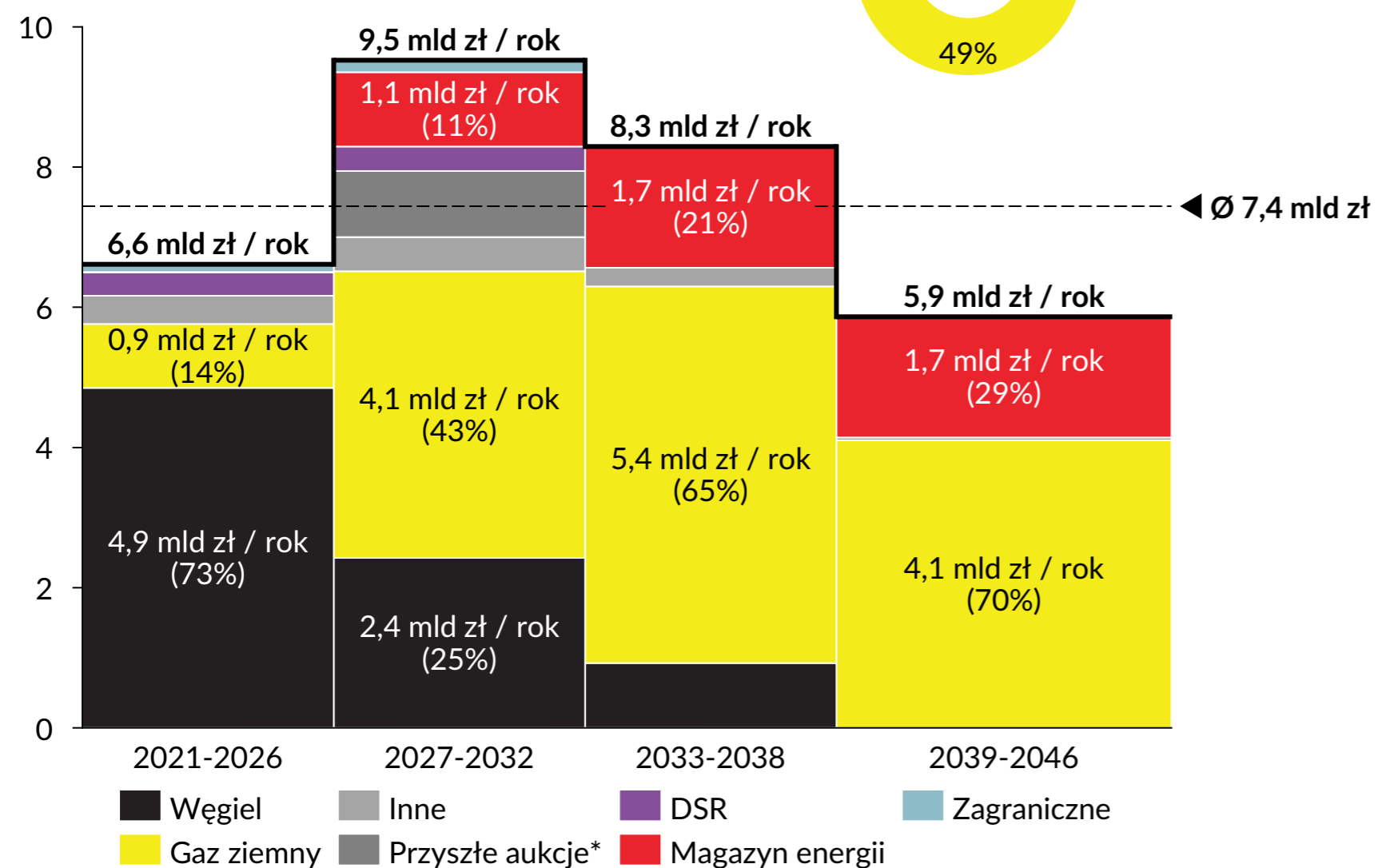


Projekt nowej oceny wystarczalności jest częścią projektu nowego PRSP (z lutego 2025), w którym uwzględniono uwagi ACER.

Strumień środków zmienia kierunek: od węgla do gazu

Średnie koszty rynku mocy

[mld zł] (wartości bieżące)



Do 2026 bez dużych zmian

Przez pierwsze lata ¼ środków przeznaczonych było na jednostki węglowe, utrwalając status quo.

~50 mld na węgiel

Z czego 35 mld zł trafi do starych nieelastycznych bloków, pozostała część do nowszych jednostek pozostających do 2035 r.

~100 mld zł na gaz

To 11,6 GW obowiązków mocowych w 2030 roku (lub 12,7 GW mocy osiągalnych).

~30 mld zł na magazyny energii

To 5,1 GW obowiązków mocowych w 2030 roku (lub 11,3 GW mocy osiągalnych).

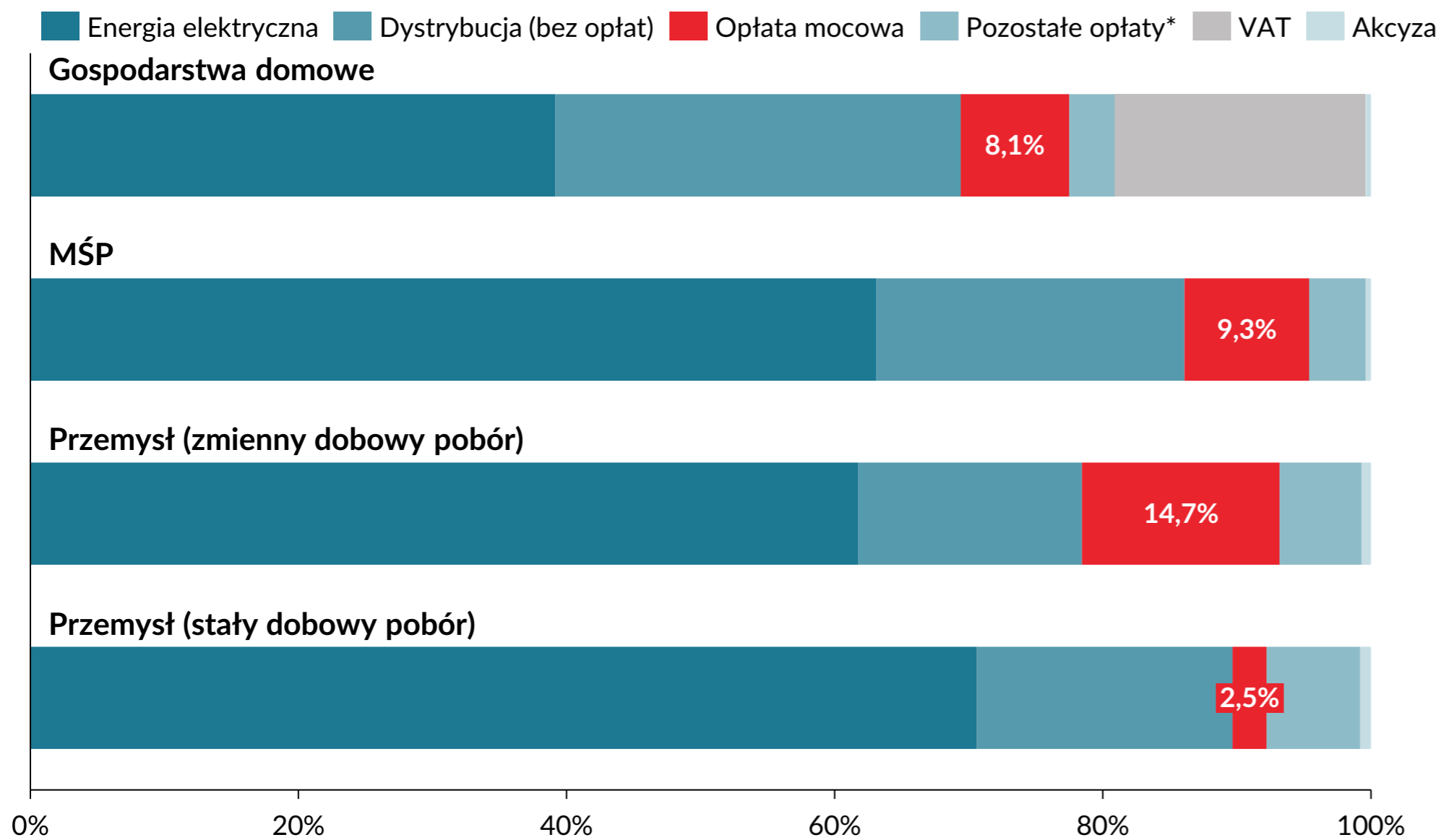
~2000 mld zł

KOSZTY RYNKU MOCY W LATACH 2021-2046 W WARTOŚCIACH BIEŻĄCYCH

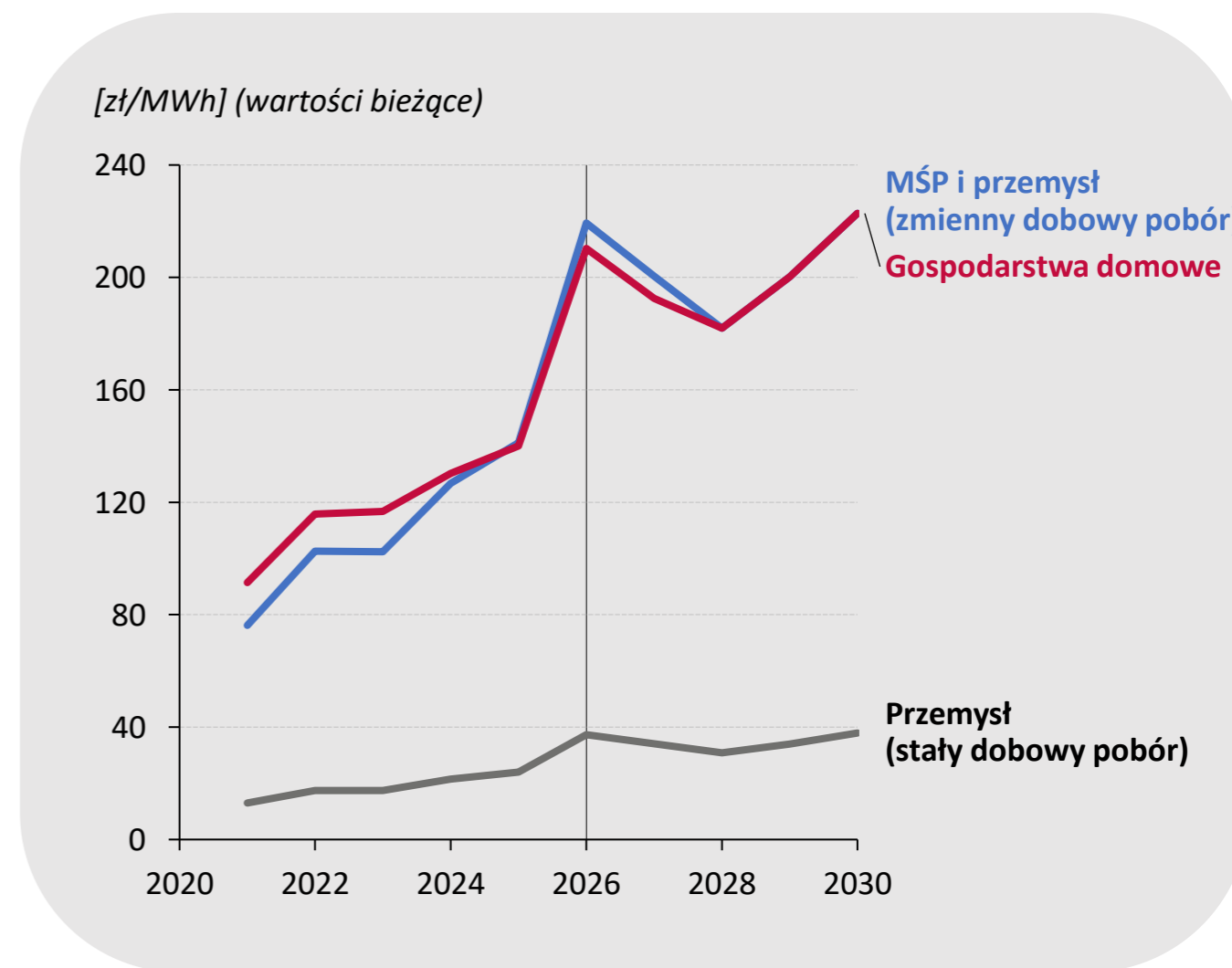


Opłata mocowa stanowi znaczącą część rachunku; w 2026 zapłacimy 10,4 mld zł

Struktura rachunku za energię elektryczną w 2026 r.



Wysokość opłaty mocowej

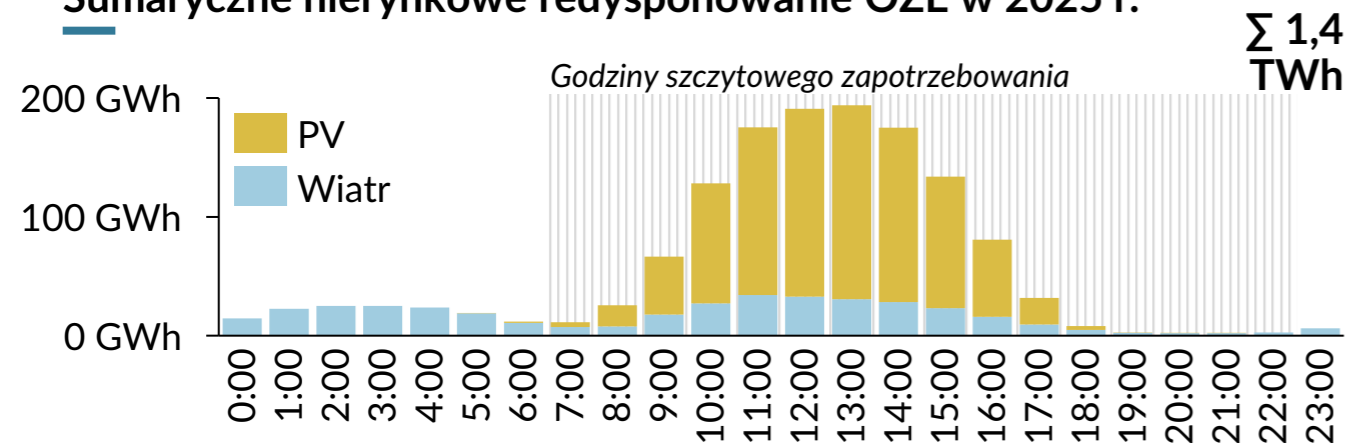


Wysoka stawka opłaty mocowej w 2026 r. wynika z doliczenia do niej kosztów aukcji uzupełniającej na 2. połowę 2025 r. ponieważ ta odbyła się już po ogłoszeniu stawki na 2025 r.

Opłata mocowa powinna wspierać elastyczność systemu

Obecnie dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe opłata mocowa naliczana jest wyłącznie w godzinach szczytowego zapotrzebowania (7.00-21.59 w dni robocze) w wartości zależnej od profilu zapotrzebowania.

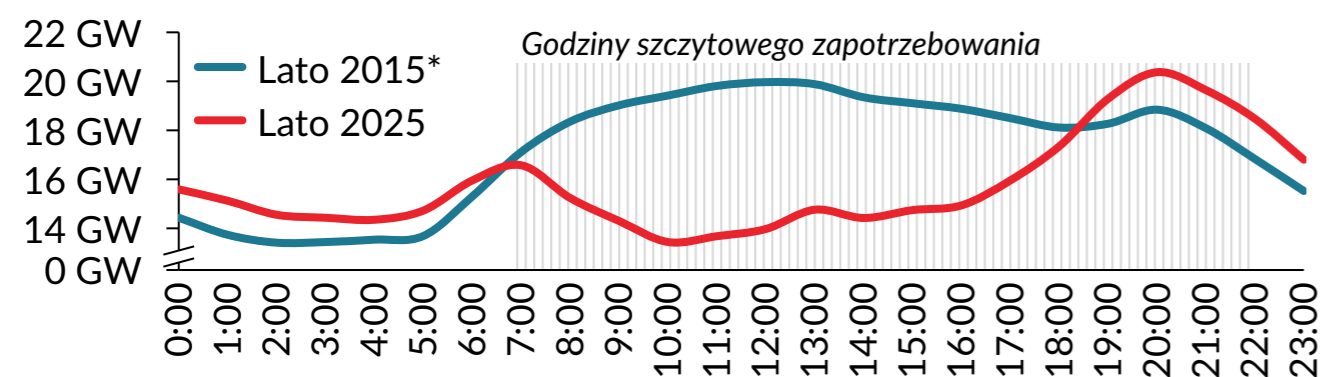
Sumaryczne nierynkowe redysponowanie OZE w 2025 r.



Zniesienie opłaty mocowej w okresach nadpodaży energii

Przemysł i ciepłownictwo stanowią coraz większy zasób elastyczności. Konieczne jest zmniejszenie opłaty sieciowej dla odbiorców elastycznych zdolnych do zwiększania poboru energii w okresach nadpodaży.

Maksymalne zapotrzebowanie rezydualne netto dla każdej godz.



Uzmiennienie naliczania opłat

Konieczne jest wprowadzenie różniącej się od sezonu opłaty mocowej, która wzmacniałaby sygnały wysyłane przez rynek energii.

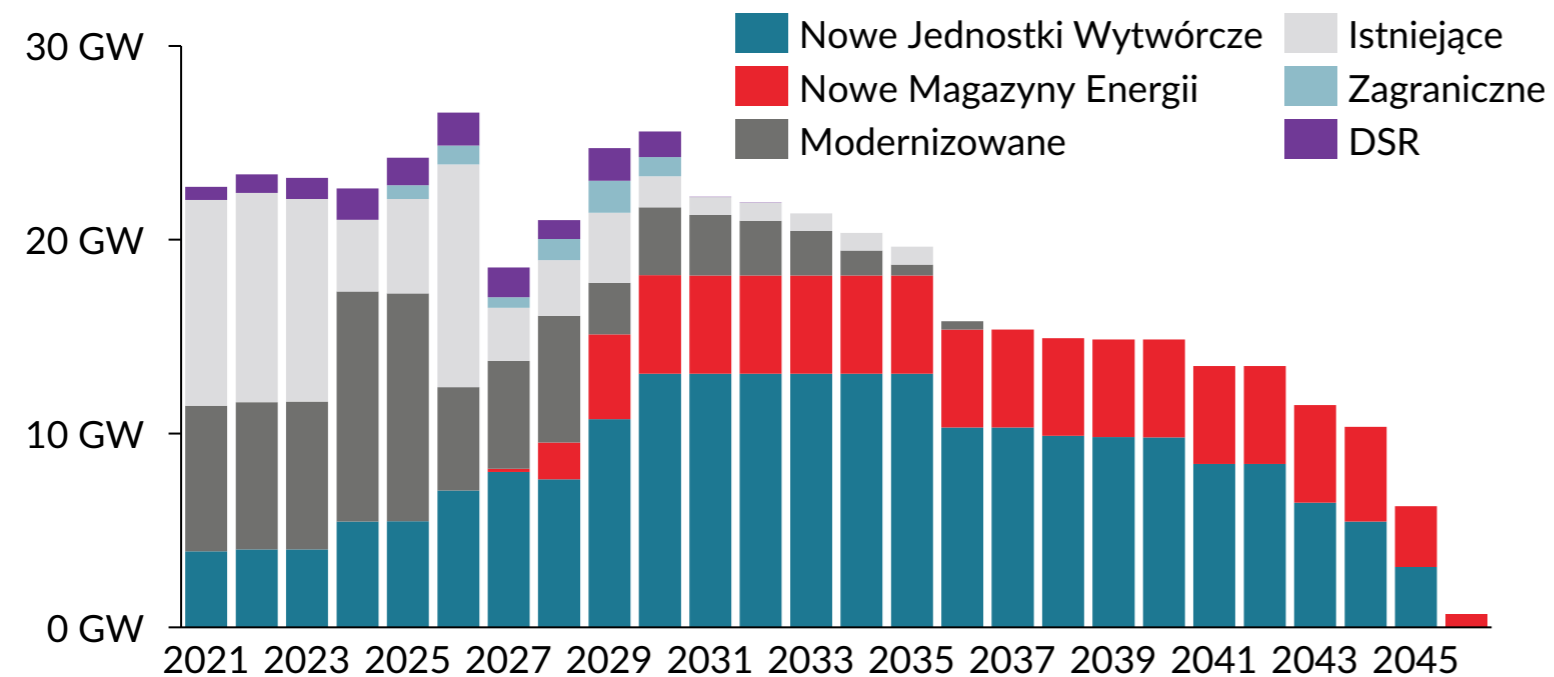
Wyniki aukcji dostarczają zaledwie szcątkowych informacji

Lp.	Kod jednostki rynku mocy	Typ jednostki rynku mocy	Wielkość obowiązku mocowego w MW	Okres trwania obowiązku mocowego w latach	Nazwa dostawcy mocy	NIP
-----	--------------------------	--------------------------	----------------------------------	---	---------------------	-----

Co wiemy?

Czego **nie** wiemy?

Obowiązki mocowe w rynku mocy



Jaka moc osiągalna?

Jakie paliwo?

Jaka technologia?

Jaki to projekt?

Gdzie?

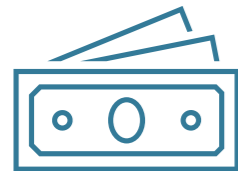
Za ile?

Rynek mocy: koszty, elastyczność i przejrzystość – kluczowe wyzwania



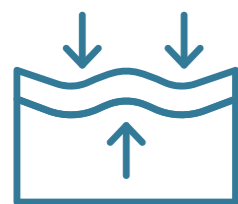
Polski rynek mocy ma niejasny cel strategiczny

mechanizm zapewnia wystarczalności, ale w praktyce utrwała status quo (stare, mało elastyczne bloki) i wspiera nowe moce gazowe, a magazyny mają ograniczoną rolę.



Mechanizm generuje duże koszty

~200 mld zł (2021–2046, ceny bieżące) + ryzyko dalszego wzrostu przy utrzymaniu mechanizmu; znaczący udział w rachunkach odbiorców.



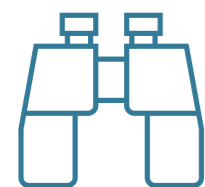
Rynek mocy niedostatecznie wspiera elastyczność

aukcje premiowały głównie węgiel i CCGT; relatywnie mało OCGT/silników gazowych, magazynów i DSR. Dodatkowo opłata mocowa premiuje płaski profil zużycia, co jest sprzeczne z przesuwaniem poboru na godziny wysokiej generacji OZE.



Ryzyko przewymiarowania mocy

konserwatywne założenia i priorytet dla mocy sterowalnych (kwestionowane m.in. przez ACER) → nadmiarowe koszty zamiast optymalizacji (interkonektory, OZE, popyt/przemysł/ciepłownictwo).



Rynek mocy nie jest transparentny

publikacja wyników aukcji utrudnia identyfikację beneficjentów wsparcia publicznego.

Moce za wszelką cenę?

Co osiągnęła Polska przez 10 lat pracy nad rynkiem mocy.



Moce za wszelką cenę
Co osiągnęła Polska przez 10 lat pracy nad rynkiem mocy?

Autorzy:
Forum Energii: Jędrzej Wójcik, Kacper Kwizdański, dr Joanna Pandra, Dawid Trzeciak

ANALIZA

Niemal 10 lat temu rozpoczęły się pierwsze prace nad koncepcją rynku mocy w Polsce. Dla Komisji Europejskiej był to mechanizm wsparcia wytwórców energii elektrycznej. Dla operatora systemu przesyłowego – istotną część rynku energii, która dostarcza narzędzia do utrzymania wymaganych rezerw i ogranicza ryzyko niedoborów mocy. Dla odbiorców podsumowanie efekty oraz skutki kosztów funkcjonowania rynku mocy w Polsce – liczone za lata 2021-2046 będzie to ok. 200 mld zł. Oznacza to, że dyskusje o bezpieczeństwie energetycznym nie może ograniczać się do samych mocy. Bezpieczeństwo należy rozumieć także jako zdolność do dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom w każdej chwili oraz pewność, że ta energia będzie przystępna cenowo. Wobec zapowiedzi kontynuacji wsparcia, jakim jest rynek mocy, kluczowe staje się pytanie, czy Polska realizuje cel adekwatności i bezpieczeństwa dostaw energii w sposób efektywny, czy raczej utrwalił podjęcie „mocy za wszelką cenę”?

Główne wnioski:

- Polski rynek mocy ma niejasny cel strategiczny. Mechanizm jest dla operatora systemu przesyłowego ważnym narzędziem zapewniania adekwatności mocy. Po niemal dekadzie jego funkcjonowania, nadal nie jest jednak jasne, jaka jest jego długoterminowa strategia. Choć deklaracyjnie mechanizm ten ma wspierać transformację, to praktyce w dużej mierze utrwał status quo polskiej elektroenergetyki, podtrzymując pracę starych i mało elastycznych bloków konwencjonalnych. Równoległe sprzyja on też budowie nowych mocy gazowych, podczas gdy magazyny energii mają ograniczone znaczenie. Konstrukcja rynku mocy wymaga uporządkowania i jednoczesnego zdefiniowania celu, aby w perspektywie następnego dekadzie zapewnić bezpieczną pracę KSE w warunkach bezpiecznego rynku.
- Mechanizm generuje duże koszty. Rynek mocy uszczepił spadające przychody konwencjonalnych jednostek wytwórczych i dał impuls do budowy nowych mocy. Jest to jednak bardzo kosztowne rozwiązanie i wieloletnie zobowiązanie. Szacujemy, że w latach 2021-2046 mechanizm ten pochłonie łącznie ok. 200 mld zł (w cenach bieżących) i będzie stanowił znaczącą pozycję na rachunku wszystkich odbiorców. Operator systemu oraz Ministerstwo Energii zapowiadają utrzymanie rynku mocy, można więc zakładać, że koszty będą rosły w kolejnych latach.
- Rynek mocy niedostatecznie wspiera elastyczność. Poprawa elastyczności systemu elektroenergetycznego jest niezbędnym elementem transformacji energetycznej. Kształt aukcji rynku mocy promował do tej pory istniejące jednostki węglowe oraz duże jednostki gazowo-parowe (głównie CCGT), które w ograniczonym stopniu reagują na zmienną podaż energii elektrycznej. Relatywnie mało pojawiło się bloków gazowych w cyklu prostym (OCGT) lub silników gazowych. Strategia wobec magazynów energii była natomiast zmienna. O ile są one bardzo potrzebne – nie są to jednostki wytwórcze. Pełnią one inną funkcję w systemie, która w obecnym modelu rynku mocy nie była zważana. Również po stronie odbiorców konstrukcja opłaty mocowej jest niekompatybilna z potrzebami elastyczności. Sposób obciążania opłatą wiąże premię odbiorców o niezmiernym dobowym poborze energii elektrycznej. Premiomowanie płaskiego profilu zużycia jest sprzeczne z koniecznością uelastycznienia popytu i przesunięcia poboru energii na godziny największej generacji z OZE (często w szczytne dni).
- Ryzyko przewymiarowania mocy. Operator systemu preferuje dostęp do sterowalnych krajowych jednostek konwencjonalnych. Są one potrzebne w systemie energetycznym, ale istnieją też inne formy zapewnienia odpowiednich poziomów mocy. Podejście operatora, oparte na konserwatywnych założeniach (co zostało




**Forum
Energii**
Analizy i dialog

Moc i elastyczność
Jakiego rynku mocy potrzebuje nowoczesny system energetyczny?

www.forum-energii.eu