



# Rynek mocy do zmiany

Doświadczenia Wielkiej Brytanii oraz wnioski dla Polski

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

OPRACOWANIE:

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, Forum Energii

ANALIZA:

Aurora Energy Research

PROCES WYDAWNICZY:

Klaudia Wojciechowska

OPRACOWANIE GRAFICZNE:

Karol Koszniec

ZDJĘCIE

unsplash.com

DATA PUBLIKACJI:

wrzesień 2021



Wyniki analizy zostały przedstawione i omówione w czasie panelu ekspertów w dniu 25.05.2021 – z kluczowymi uczestnikami rynku energii

<https://www.forum-energii.eu/pl/wydarzenia/rynek-mocy-panel-ekspertow>

## SPIS TREŚCI

<b>Wstęp</b>	<b>05</b>
<b>Wprowadzenie</b>	<b>06</b>
Kluczowe pytania badawcze	07
Dlaczego odnosimy się do rynku mocy w Wielkiej Brytanii?	08
<b>Diagnoza rynku w Polsce</b>	<b>09</b>
Punkt wyjścia – rok 2021	10
Polska energetyka potrzebuje nowych mocy	11
Ceny w aukcjach rynku mocy w Polsce są znacznie wyższe niż w Wielkiej Brytanii	12
<b>Lekcje z brytyjskiego rynku mocy</b>	<b>13</b>
Odchodzenie od węgla w Wielkiej Brytanii przyspieszało	14
Dodatkowe interwencje wspierające dekarbonizację i bezpieczeństwo dostaw	15
<b>Rynek mocy może wspierać bezpieczną transformację systemu energetycznego tylko w połączeniu z dodatkowymi regulacjami</b>	<b>16</b>
Doliczenie kosztu emisji CO <sub>2</sub> to najskuteczniejsze rynkowe narzędzie dekarbonizacji sektora energetycznego	17

<b>Rynek mocy nie zawsze przynosi oczekiwane rezultaty</b>	<b>18</b>
Wielka Brytania: zamiast nowych mocy nowe, elastyczne technologie	19
Ponad 40% kontraktów mocowych przypadło istniejącym jednostkom CCGT	20
Udział magazynów w rynku mocy w Wielkiej Brytanii	21
Rynek mocy musiał być zmodyfikowany, żeby zapewnić równy udział DSR	22
Magazyny i małe elektrownie gazowe wyparły CCGT z rynku mocy i przyczyniły się do obniżenia ceny aukcji	23
<b>Rynek mocy nie wpływa bezpośrednio na budowę nowych mocy OZE</b>	<b>24</b>
Przychody z rynku mocy mogą częściowo zmniejszyć ryzyka projektów OZE, ale nie wystarczą, aby zachęcić do budowy nowych mocy	25
<b>Kary za niedostarczenie mocy</b>	<b>26</b>
Wpływ kar na zachowania operatora systemu i wytwórców oraz koszty rynku mocy	27
Jak kary wpływają na poszczególne zasoby? Przykład Wielkiej Brytanii	28
<b>Co z tego wynika?</b>	<b>29</b>
Podsumowanie doświadczeń rynku mocy w Polsce	30
Wnioski	31
Literatura	34

## Wstęp

Rynek mocy w Polsce czekają poważne zmiany. Od 2025 r. nie będą mogły w nim uczestniczyć elektrownie emitujące powyżej 550 g/kWh. Czy w związku z tym ten mechanizm dofinansowywania jednostek ma jeszcze sens? Dlaczego rynek mocy jest tak drogi? Jak go zmodyfikować, aby zaczął wspierać transformację energetyki w Polsce?

W rozważaniach zawartych w niniejszym opracowaniu odnosimy się do przykładu Wielkiej Brytanii – która kilka lat wcześniej niż Polska zdecydowała się na wprowadzenie podobnego mechanizmu. Przyjmując szerszą perspektywę patrzenia, łatwiej odnieść się do polskich zmagania z rynkiem mocy.

Najważniejszą potrzebą polskiego systemu energetycznego jest budowa nowych mocy. Brak nowych projektów blokuje odchodzenie od węgla, co obciąża gospodarkę i odbiorców kosztami CO<sub>2</sub>. Doświadczenia Wielkiej Brytanii – kraju, który w ciągu 10 lat odniósł duży sukces dekarbonizacji energetyki – mogą być ważne dla Polski. Oczywiście wyspiarski kraj ma inny punkt startowy – już teraz czerpie energię z atomu, elektrowni gazowych, ma znaczny udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym. Ale najważniejszym wnioskiem z analizy doświadczeń sąsiada jest to, że rynek mocy nie jest jedynym narzędziem transformacji. Potrzebna jest strategia dla OZE, EU ETS czy strategia dla gazu.

Dobrej lektury,  
**Dr Joanna Maćkowiak-Pandera**  
Prezeska Forum Energii

## Wprowadzenie

Gdy w grudniu 2017 r. uchwalono ustawę o rynku mocy, opinie na temat wprowadzenia tego rozwiązania w Polsce były podzielone:

- Wytwórcy energii je popierali: uważali, że to działanie niezbędne, ponieważ zaczynało im brakować pieniędzy, a mechanizm mocy miał wyrównać straty finansowe związane z produkcją energii elektrycznej.
- Operator systemu elektroenergetycznego był za, ponieważ rosła obawa o brak zasobów do bilansowania KSE – rynek mocy miał zmobilizować do modernizacji jednostek i poprawić rentowność wytwarzania.
- Organizacje ekologiczne były przeciw, ponieważ nie chciały subsydiowania wysokoemisyjnych elektrowni węglowych, negatywnie wpływających na klimat.
- Przemysł – szczególnie energochłonny – był przeciw, ponieważ bardzo obawiano się kosztów.
- Eksperti rynku energetycznego byli podzieleni: dominował pogląd, że rynek mocy cofnie nas w czasie w związku ze zmniejszeniem elastyczności rynku i zatrzymaniem budowy nowych źródeł energii na rzecz wsparcia starych mocy.
- Odbiorcy końcowi nie uczestniczyli w tej dyskusji – brakuje organizacji reprezentujących ich interes.

Po trzech latach istnienia rynku mocy w Polsce i pięciu przeprowadzonych aukcjach, czas na ocenę funkcjonowania tego mechanizmu.

Forum Energii regularnie publikowało podsumowania wyników aukcji i analizowało na bieżąco działanie rynku mocy. Teraz chcemy spojrzeć na niego szerzej, w kontekście kluczowych potrzeb. Zgodnie z Rozporządzeniem w sprawie funkcjonowania wspólnego rynku energii elektrycznej (UE) 2019/943, od lipca 2025 r. elektrownie węglowe nie będą mogły już uczestniczyć w aukcjach rynku mocy. To poważna zmiana paradygmatu.

## Kluczowe pytania badawcze

1. Czy rynek mocy może wspierać dekarbonizację elektroenergetyki?
2. Dlaczego koszty rynku mocy są wysokie i jak je ograniczyć?
3. W jaki sposób stymulować konkurencję i wchodzenie nowych podmiotów na rynek?

## Dlaczego odnosimy się do rynku mocy w Wielkiej Brytanii?

1. Rynek mocy w Wielkiej Brytanii był elementem szerokiej reformy rynku energii elektrycznej. Został wprowadzony w celu przeciwdziałania spadającym poziomom rezerw.
2. Inną ważną składową dużej reformy rynku energii było wprowadzenie kontraktów różnicowych dla inwestycji w moce wytwórcze charakteryzujących się niską emisją CO<sub>2</sub> (np. energetyka jądrowa), co jest zgodne z brytyjską strategią zmiany miksu energetycznego oraz zobowiązaniami unijnymi.
3. Rynek mocy w Wielkiej Brytanii jest istotnym punktem odniesienia dla Polski, ponieważ był to pierwszy tego typu mechanizm zatwierdzony przez Komisję Europejską zgodnie z unijnymi wytycznymi o pomocy publicznej w energetyce.
4. Ważne jest również to, że to właśnie Wielka Brytania najszybciej i najsukuteczniej w Europie odeszła od węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej, zachowując przy tym zasady konkurencyjnego rynku energii.



# Diagnoza rynku w Polsce

## Punkt wyjścia – rok 2021

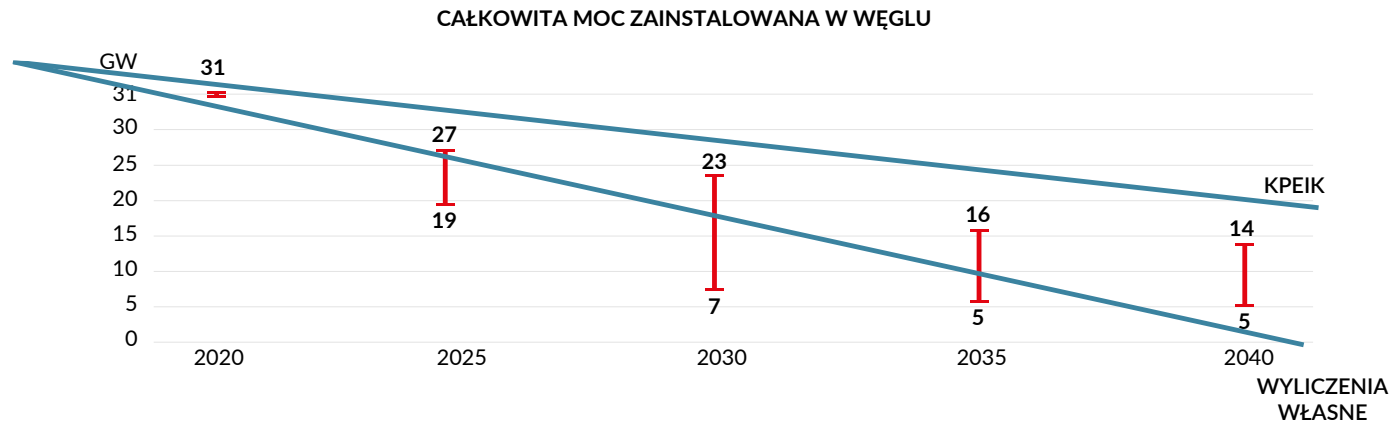
Polski system energetyczny zmagają się z szeregiem wyzwań. Są to m.in.:

- Określenie ścieżki odstawiania elektrowni węglowych – strategia dezinwestycji, za którą podąża strategia uzupełniania systemu energetycznego nowymi mocami oraz zmianami na rynku energii i inwestycjami sieciowymi.
- Emisje CO<sub>2</sub> i koszty energii elektrycznej.
- Spadająca wartość aktywów konwencjonalnych.
- Ograniczenie roli nie tylko węgla, ale za kilka lat również gazu w produkcji energii.
- Rosnący import węgla, gazu i energii elektrycznej.
- Zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego.

W wielu innych opracowaniach Forum Energii odnosimy się do większości wymienionych kwestii. W tym opracowaniu skupiamy się na określeniu roli rynku mocy w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii i strategii uzupełniania luki po węglu.

## Polska energetyka potrzebuje nowych mocy

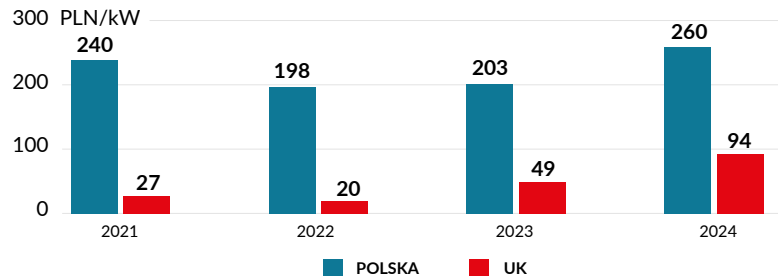
- Energetyka węglowa się starzeje, 73% elektrowni ma ponad 30 lat.
- Opłacalność i sprawność techniczna pracy elektrowni węglowych zmniejsza się.
- Do 25,5 GW mocy węglowej powinno zostać zastąpionych innymi, niskoemisyjnymi technologiami do roku 2030.
- Od 2025 r. zacznie obowiązywać limit emisji 550 g/kWh w rynku mocy. Tym samym nie będzie już możliwości wsparcia z pieniędzy publicznych wytwarzania energii z węgla.



ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

## Ceny w aukcjach rynku mocy w Polsce są znacznie wyższe niż w Wielkiej Brytanii

CENA ROZLICZENIOWA RYNKU MOCY

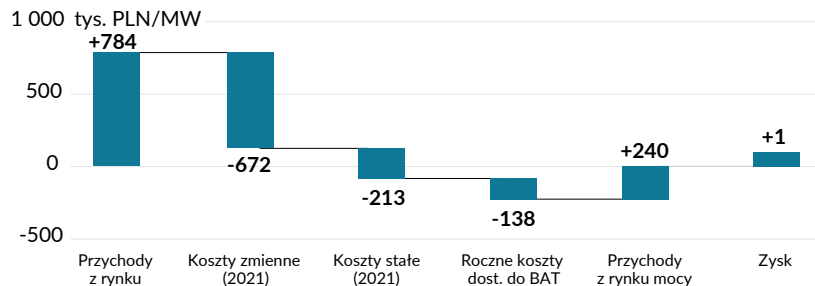


Średnia cena mocy w aukcji w PL  
– 225 PLN/kW. W UK – 40 PLN/kW.

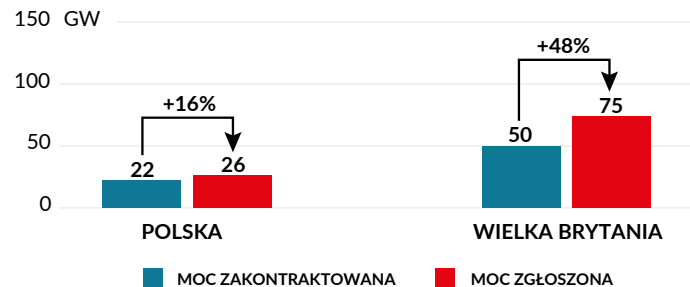
### Dlaczego w Polsce jest tak drogo?

- Wysokie koszty modernizacji starych elektrowni węglowych.
- Niski poziom konkurencji na rynku.
- Niski poziom transparentności.
- Niewielkie zastosowanie usług systemowych, które obniżają koszty rynku mocy.

PRZYCHODY I KOSZTY PRZYKŁADOWEJ STAREJ ELEKTROWNI WĘGLOWEJ W POLSCE



WOLUMEN MOCY ZAKONTRAKTOWANY I ZGŁOSZONY NA 2021 ROK



ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

# Lekcje z brytyjskiego rynku mocy

## Odchodzenie od węgla w Wielkiej Brytanii przyspieszało

Przykład Wielkiej Brytanii jest dowodem, że rzeczywistość wyprzedza plany. Odchodzenie od węgla w Wielkiej Brytanii znacząco przyspieszało w ostatnich 10 latach.

### Dlaczego szybciej niż zakładano wycofano się z węgla?

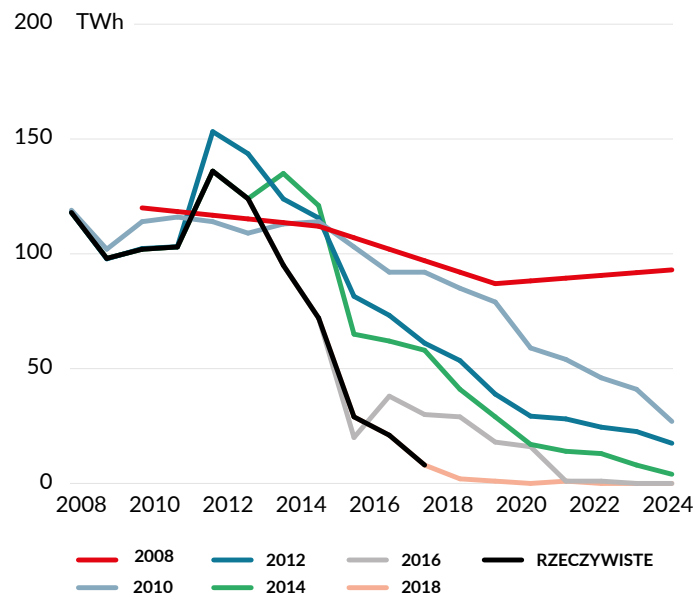
- Spadała opłacalność produkcji.
- Rosły opłaty CO<sub>2</sub> i malały marże wytwórców.
- Szybko rozwijały się OZE.

Prognoza produkcji energii z węgla na 2025 r. została obniżona aż o 70% pomiędzy 2008 a 2010 rokiem.

### Wnioski dla Polski

- Do 2030 r. może zostać wycofanych 25,5 GW mocy konwencjonalnych – choć wiele zależy od decyzji ekonomicznych i politycznych.
- Odchodzenie od węgla będzie szybsze niż zakładają dokumenty strategiczne rządu.

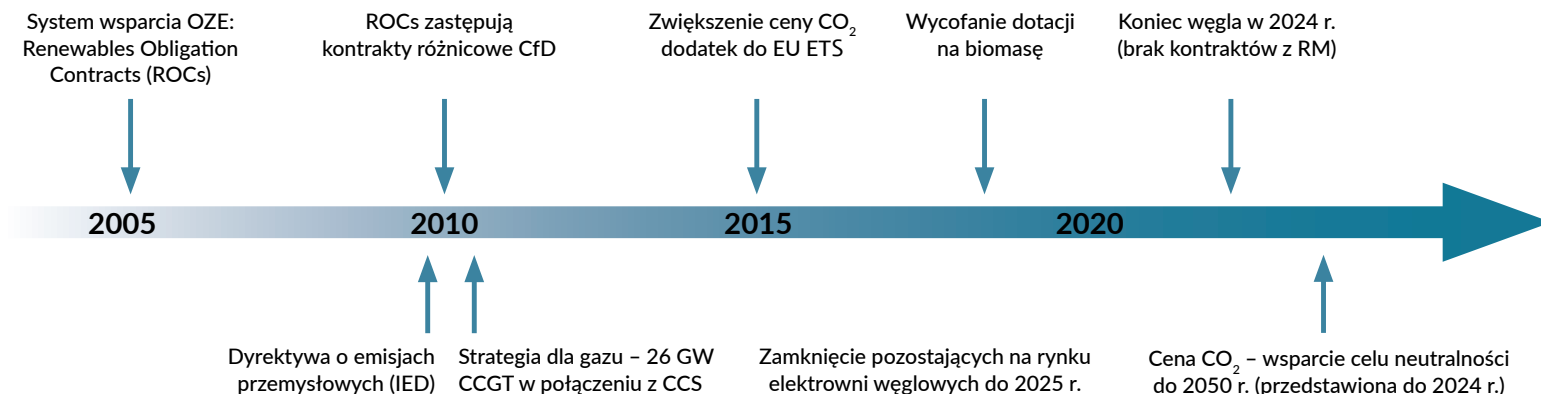
HISTORYCZNE PROGNOZY BRITYJSKIEGO RZĄDU  
DOT. PRODUKCJI Z ELEKTROWNI WĘGLOWYCH



ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

## Dodatkowe interwencje wspierające dekarbonizację i bezpieczeństwo dostaw

Rynek energii w Wielkiej Brytanii - uznawany za jeden z najbardziej konkurencyjnych w Unii Europejskiej - poddawany był wielu interwencjom, które miały na celu dostosowanie go do bieżących potrzeb.



### Wnioski dla Polski

Dla bezpieczeństwa dostaw i konkurencyjności rynku energii potrzebny jest nie tylko rynek mocy, ale również inne mechanizmy wspierające zmianę miksu wytwórczego, poprawę elastyczności, rozwój sieci. Na obecnym etapie kluczowa jest strategia dla gazu, aby mądrze zaplanować jego użycie w elektroenergetyce i ciepłownictwie oraz uniknąć kosztów osieroconych.

Rynek mocy może wspierać bezpieczną transformację systemu energetycznego tylko w połączeniu z dodatkowymi regulacjami



# Doliczenie kosztu emisji CO<sub>2</sub> to najskuteczniejsze rynkowe narzędzie dekarbonizacji sektora energetycznego

System EU ETS pozwala na dobór najtańszej technologii do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>.

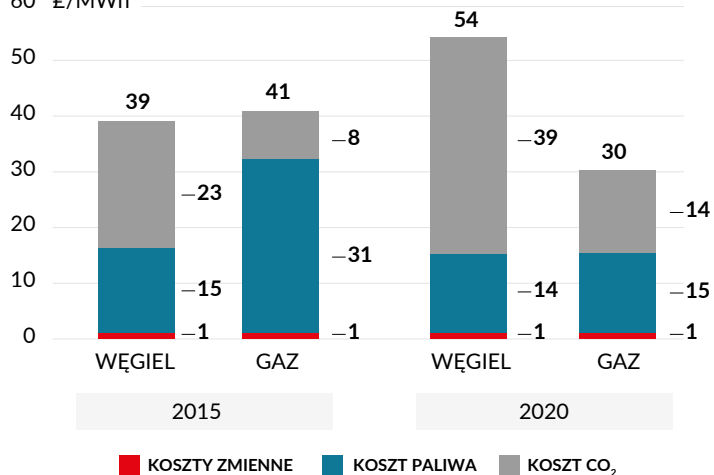
CENA CO<sub>2</sub> (Z UWZGLĘDNIENIEM DODATKOWEGO KOSZTU), €/tCO<sub>2</sub>

23

40

SKŁADNIKI KRÓTKOTERMINOWEGO KOSZTU KRAŃCOWEGO W UK

60 €/MWh



Wprowadzenie w 2015 r. dodatkowego kosztu CO<sub>2</sub> do ceny EU ETS przyspieszyło odchodzenie od węgla i przejście na gaz.

## Wnioski dla Polski

Rosnące ceny CO<sub>2</sub> nie przyczynią się w Polsce do przejścia na gaz na taką skalę jak w Wielkiej Brytanii. Z kilku powodów:

- bezpieczeństwo energetyczno-surowcowe, ryzyka i ograniczenia polityczne podaży,
- ryzyka cenowe dla spółek,
- ograniczenia środowiskowe dla gazu.

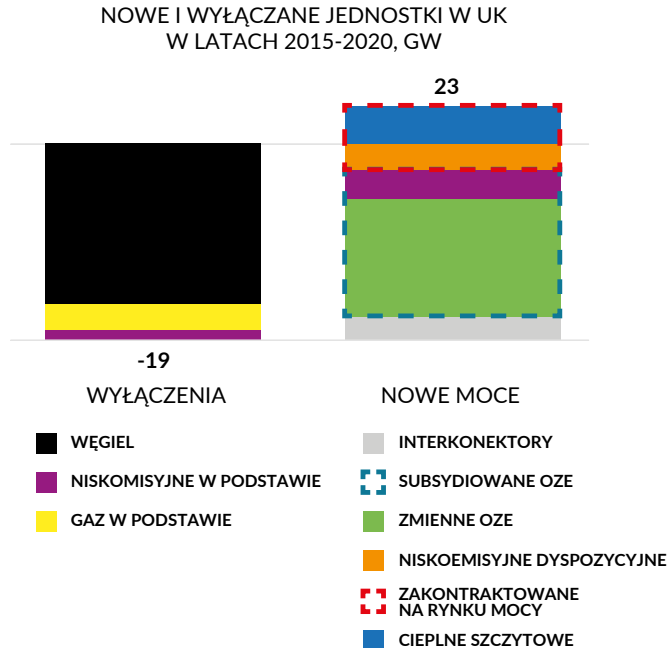
Rynek mocy musi wspierać różne źródła energii i redukcji zapotrzebowania.

W Polsce to nie gaz, ale źródła odnawialne odegrają kluczową rolę w transformacji sektora energetycznego.

ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

Rynek mocy nie zawsze przynosi  
oczekiwane rezultaty

# Wielka Brytania: zamiast nowych mocy nowe, elastyczne technologie



- Wycofano 19 GW mocy węglowych i gazowych.
- W zamian powstało 14 GW jednostek dyspozycyjnych o niższym współczynniku wykorzystania mocy, np. silniki gazowe i Diesla oraz magazyny. Rynek mocy nie przyczynił się jednak do budowy nowych CCGT\*.
- Interkonektory sprawdziły się w rynku mocy w ograniczonym stopniu.
- 12 GW OZE – poza rynkiem mocy.

19

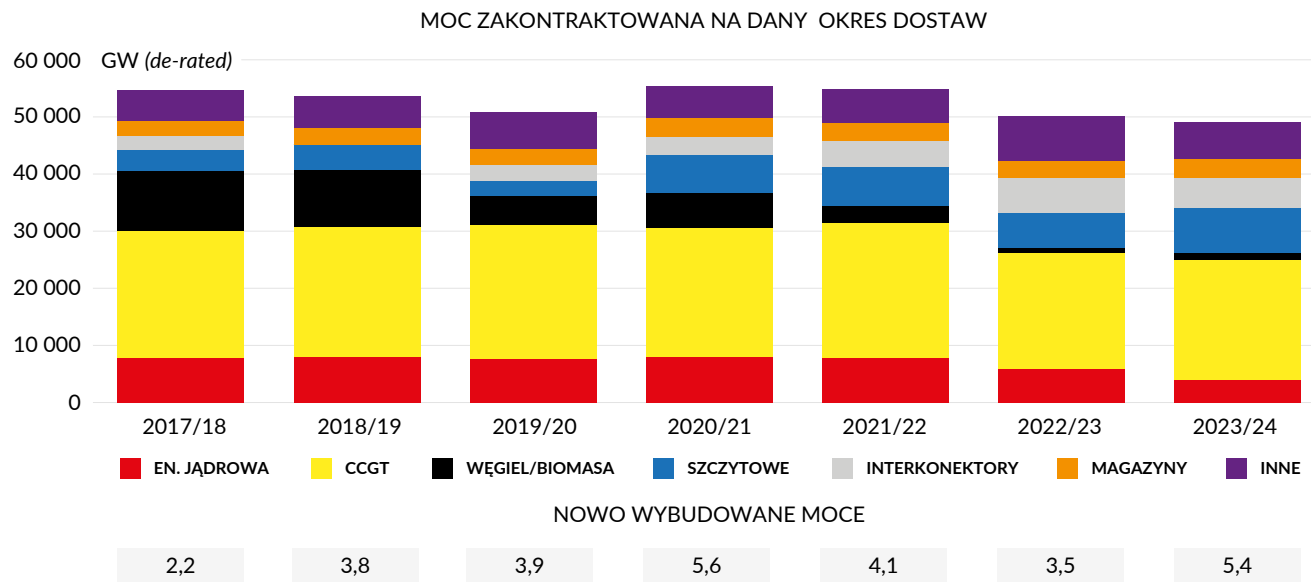
ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

Uwaga: Poszczególne kategorie dotyczą następujących technologii: „niskoemisyjne w podstawie” to elektrownie jądrowe i biomasowe; „gaz w podstawie” to CCGT i jednostki kogeneracyjne; „cieplne szczytowe” to gazowe peakery, „niskoemisyjne dyspozycyjne” to: magazyny bateryjne, DSR, elektrownie wodne, a „zmiennne OZE” to źródła fotowoltaiczne oraz wiatrowe morskie i lądowe.

\*Jednostka CCGT (1,7 GW), która miała dostarczać moc w okresie 2018/2019 nie została ostatecznie zbudowana. Z kolei projekt CCGT (0,8 GW), który ma powstać do 2023/2024 został ogłoszony zanim wygrał kontakt mocowy.

## Ponad 40% kontraktów mocowych w Wielkiej Brytanii przypadło istniejącym jednostkom CCGT

Większość kontraktów dla nowej mocy przyznano elektrowniom podszczytowym na gaz oraz elastycznym elektrowniom, w tym magazynom i DSR.

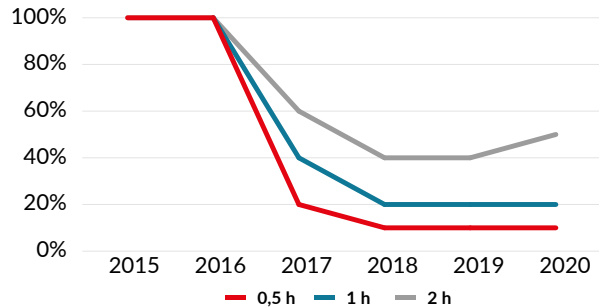


ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

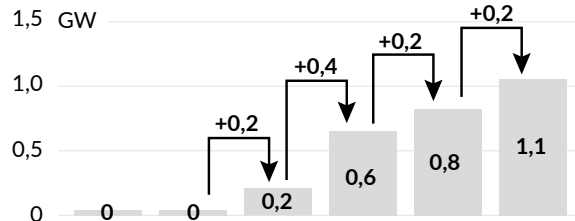
Uwaga: elektrownie szczytowe uwzględniają: OCGT, silniki tłokowe i DSR. Magazyny uwzględniają elektrownie szczytowo-pompowe oraz baterie. Kategoria inne oznacza jednostki przyłączone do sieci dystrybucyjnej: kogeneracyjne, wodne, odpadowe, wiatrowe i silniki Diesla. Moc na dany rok dostaw uwzględnia kontrakty dłuższe, zawarte na poprzednich aukcjach. Nowe jednostki z uwzględnieniem nowych jednostek wytwórczych, nowych interkonektorów i niepotwierzonego DSR. Są to wyniki aukcji T-3.

# Udział magazynów w rynku mocy w Wielkiej Brytanii

WSPÓŁCZYNNIK OBNIŻAJĄCY WYKORZYSTANIE MOCY BATERII



MOC ZAINSTALOWANA



ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

- Znaczenie magazynów dla rynku mocy w latach 2014-2016 zostało przeszacowane, ponieważ założone zostały zbyt wysokie wskaźniki wykorzystania mocy.
- Na możliwości i koszt wykorzystania magazynów w krytycznych momentach pracy systemu mają wpływ: czas i stan naładowania oraz ich lokalizacja. Kluczowe jest dobre prognozowanie.
- Obniżenie wskaźników wykorzystania mocy zwiększyło udział magazynów w rynku mocy.

## Wnioski dla Polski

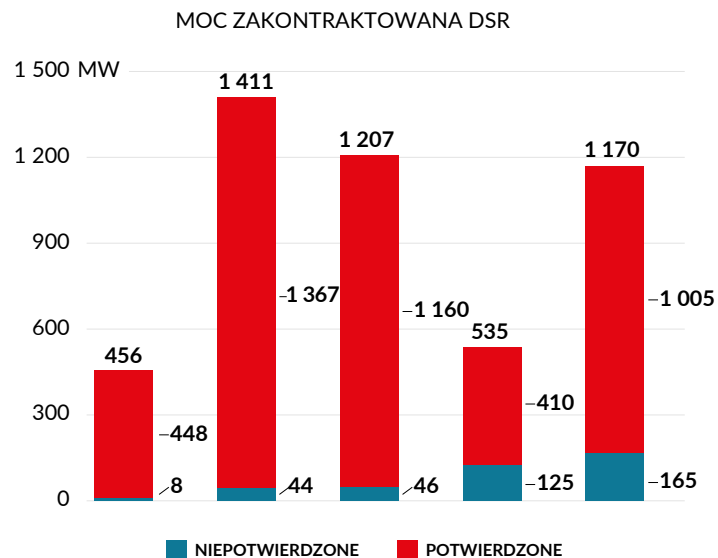
Przy ustalaniu kryteriów uczestnictwa magazynów w rynku mocy, trzeba wziąć pod uwagę specyfikę ich pracy, np. magazyny o krótkim czasie pracy mogą nie zapewnić pełnego wykorzystania w sytuacji, kiedy będą potrzebne.

## Rynek mocy musiał być zmodyfikowany, żeby zapewnić równy udział DSR

- Nowe moce DSR początkowo kwalifikowały się tylko do umów na 1 rok. Inne nowe technologie na 15 lat.
- Powstał spór prawny z Komisją Europejską – wskutek czego zawieszono rynek mocy.
- Zmiana zasad – minimalna moc kontraktu do 1 MW.
- Ponadto konieczne było doprecyzowanie definicji DSR, bo w rynku mocy zaczęły uczestniczyć podmioty nieuprawnione (pozalicznikowe magazyny).
- Wyzwaniem było to, że 90% mocy DSR było niepotwierdzone – nie wykazywało zdolności do zapewnienia deklarowanych mocy.

### Wnioski dla Polski

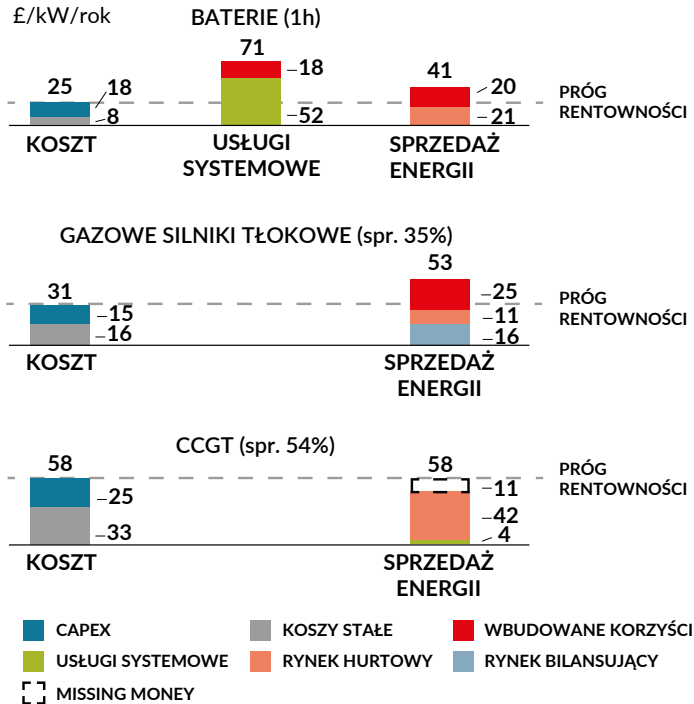
DSR jest ważnym zasobem, ale dalej trzeba rozwijać ten mechanizm. Należy stworzyć warunki dla agregatorów oraz precyzyjnie określić definicję.



ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

# Magazyny i małe elektrownie gazowe wyparły CCGT z rynku mocy i przyczyniły się do obniżenia ceny aukcji

## ALTERNATYWNE ŹRÓDŁA PRZYCHODÓW DLA RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII £/kW/rok



ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

Na początku rynku mocy magazyny i małe elektrownie gazowe miały dostęp do dodatkowych mechanizmów wynagradzania w ramach tzw. usług regulacyjnych, co powodowało, że mogły one uczestniczyć w rynku energii po niższych kosztach.

- Duże, nowo budowane elektrownie ciepłowne CCGT nie miały możliwości uczestniczenia w rynkach alternatywnych, więc musiały składać oferty na udział w rynku po wyższych cenach.
- Możliwość uzyskiwania alternatywnych przychodów przez magazyny i małe elektrownie zostały obecnie ograniczone, co wyrównało szanse CCGT.
- Wraz z rozwojem OZE i zwiększonym zapotrzebowaniem na elastyczność systemu oczekuje się, że magazyny i peakery nadal będą miały przewagę rynkową w rynku energii, ponieważ będą bardzo potrzebne.

## Wnioski dla Polski

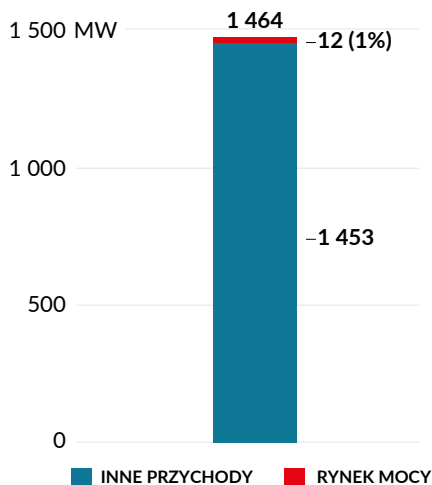
Usługi systemowe nie odgrywają na razie większej roli na polskim rynku energii. Jednak to się powinno zmienić w przyszłości w związku ze wzrostem udziału źródeł odnawialnych i potrzebą elastyczności KSE. Pozwoliłoby to ograniczyć koszty udziału CCGT w rynku mocy.

Rynek mocy nie wpływa bezpośrednio  
na budowę nowych mocy OZE



## Przychody z rynku mocy mogą częściowo zmniejszyć ryzyka projektów OZE, ale nie wystarczą, aby zachęcić do budowy nowych mocy

PRZYCHODY ELEKTROWNI WIATROWEJ  
WYBUDOWANEJ W 2024 r. (tys. £/MW)



- Przychody z rynku mocy mogą poprawić bankowalność projektów OZE, ale są marginalne w porównaniu z pozostałymi przychodami (np. z aukcji).
- Konieczne jest wprowadzenie agregatorów mocy OZE, co zwiększy szanse na konkurencyjne uczestnictwo tych źródeł w rynku mocy.

### Wnioski dla Polski

Rynek mocy nie jest podstawowym mechanizmem wspierania OZE i nie zastąpi aukcji. Jednak zwiększenie szans OZE na uczestnictwo w rynku mocy będzie wspierać ich rozwój.

ŹRÓDŁO: AURORA ENERGY RESEARCH.

1. Wartość bieżąca netto (NPV) została obliczona na okres 30 lat (2025-54), przy stopie dyskontowej 11% dla przychodów z rynku hurtowego i 6% dla rynku mocy, stałych kosztów O&M i kosztów TNUoS. 11% dla wszystkich pozostałych strumieni przychodów i kategorii kosztów. Turbina ma współczynnik obciążenia netto 37,6%. 2. Zakłada cenę wykonania 16,25 GBP/kW i współczynnik redukcji mocy (de-rating) 7,4% jak w aukcji T-4 2023/24. 3. Obejmuje przychody z rynków hurtowych i bilansujących.

# Kary za niedostarczenie mocy

## Wpływ kar na zachowania operatora systemu i wytwórców oraz koszty rynku mocy

Jednym z kluczowych elementów rynku mocy są kary za niedostarczenie mocy. Z jednej strony kary są potrzebne, bo skoro wytwórca otrzymuje dodatkowe wynagrodzenie za moc – operator systemu musi mieć 100% pewność, że mechanizm jest niezawodny. Z drugiej strony trzeba mieć świadomość, że kary zwiększają koszt uczestnictwa w rynku mocy.

	Niskie kary	Wysokie kary
<b>Kto ponosi główne ryzyko?</b>	Odpowiedzialność i koszty niewykonania spoczywają głównie na operatorze systemu. Musi on precyzyjnie stosować współczynniki wykorzystania mocy poszczególnych zasobów – z ryzykiem popełnienia błędu.	Odpowiedzialność ponosi głównie wytwórca. Jeżeli posiada zasoby o wysokiej zawodności – podnosi koszty, aby zminimalizować opłaty za niewykonanie obowiązku mocowego.
<b>Wpływ na inwestycje</b>	Uczestnicy chętniej wchodzi na rynek.	Ograniczają udział szczególnie małych podmiotów. Zniechęcają do podejmowania nowych inwestycji.

## Jak kary wpływają na poszczególne zasoby? Przykład Wielkiej Brytanii

Gaz pracujący w podstawie CCGT	Wysokie kary za niedostarczenie mocy będą miały mniejszy wpływ na aktywa gazowe pracujące w podstawie, ponieważ i tak będą one zarabiać na wysokich cenach w okresach obciążenia systemu energetycznego. Duże wolumeny mocy ułatwiają „absorbację” kar.
Elektrownie szczytowe (silniki tłokowe, OCGT)	Podobnie jak w przypadku elektrowni gazowych pracujących w podstawie, elektrownie szczytowe będą głównie wytwarzać energię w okresach obciążenia szczytowego, aby uzyskać wysokie ceny na rynku hurtowym, a zatem jest mało prawdopodobne, że będą podlegać karom za niedostarczenie energii. Niewielka skala i profil własnościowy zwiększają ryzyko kar za niedostarczenie mocy.
DSR	Wysokie kary hamują udział w rynku mocy DSR. Udział w rynku raczej nie jest głównym źródłem przychodów. Straty wynikające z obniżenia zapotrzebowania na energię elektryczną mogą przewyższać płatności za brak dostaw. Nawet jeśli kary będą niskie, DSR nadal będzie realizowany ze względu na ryzyko usunięcia z rynku mocy.
Niskoemisyjne, elastyczne zasoby	Wysokie kary będą zniechęcać zasoby elastyczne do wchodzenia w rynek mocy. Np. projekty dotyczące magazynowania (zwłaszcza krótkoterminowego) są bardziej narażone na ryzyko niedostarczenia energii ze względu na wyzwania związane z planowaniem.
Zmienne OZE	Zmienne OZE nie powinny być traktowane tak samo jak źródła konwencjonalne, ponieważ co do zasady pracują w trybie nieciągłym. W przypadku projektów OZE prawdopodobne jest zawarcie i zabezpieczenie umowy CM w celu zmniejszenia kosztów finansowych funkcjonowania instalacji. Oszczędności te prawdopodobnie przewyższą kary CM za niedostarczenie mocy, chyba że będą one bardzo wysokie.

### Wnioski dla Polski

Cechą rynku mocy powinna być niezawodność, dlatego funkcjonowanie kar za niedostarczenie mocy jest zasadne. Jednak trzeba je różnicować w zależności od zasobu. Niższe kary za niedostarczenie energii mogą zachęcić mniejsze podmioty do składania ofert na rynku, a tym samym do większego udziału podmiotów o niższej mocy dyspozycyjnej np. akumulatorów i DSR. Wysokie kary grożą zwiększeniem bariery wejścia na rynek dla nowych mocy wytwórczych.

Co z tego wynika?

## Podsumowanie doświadczeń rynku mocy w Polsce

- Dotychczasowe doświadczenia Polski w zakresie rynku mocy pokazują, że jest to mechanizm bardzo drogi, który nie doprowadził do nowych inwestycji – jedynie wydłużył funkcjonowanie starych jednostek.
- Na razie decyzje w sprawie przebudowy sektora są odsuwane w czasie, co może mieć dramatyczne skutki, biorąc pod uwagę rosnące koszty CO<sub>2</sub> oraz kres wsparcia publicznego dla starych jednostek węglowych w 2025 r.
- Rynek mocy w obecnym kształcie nie nadaje się do wspierania nowych dużych projektów gazowych, tym bardziej elektrowni jądrowej.
- Polska potrzebuje pilnie nowych mocy, aby ograniczyć emisje CO<sub>2</sub> i zapewnić stabilne dostawy energii elektrycznej.

## Wnioski (1)

- Doświadczenia Wielkiej Brytanii oraz Polski pokazują, że rynek mocy nie motywuje do wejścia na rynek dużych inwestycji – nie jest to jego głównym zadaniem.
- Zadaniem rynku mocy – zgodnie konstrukcją mechanizmu aukcji – jest zbilansowanie dostaw energii jak najniższym kosztem. W Polsce odbywa się to przez uzupełnienie brakujących przychodów wytwórców. Takie działanie powinno być jednak krótkoterminowe. Długofalowo wspieranie nierentownego wytwarzania oraz blokowanie transformacji będzie miało duże negatywne skutki dla gospodarki i społeczeństwa.
- Wpływ na szybką dekarbonizację brytyjskiej energetyki i wysoką konkurencyjność rynku miała kompleksowa reforma rynku energii, która składała się z wielu elementów:
  - systemu wsparcia OZE,
  - mechanizmu różnicowego,
  - reformy rynku bilansującego,
  - dodatkowego mechanizmu wyceny kosztu emisji CO<sub>2</sub> (carbon pricing) do EU ETS,
  - strategii dla gazu,
  - rynku mocy.

## Wnioski (2)

Koszty rynku mocy w Polsce są dużo wyższe niż w Wielkiej Brytanii ze względu m.in. na:

- Wysokie koszty modernizacji starych elektrowni węglowych.
- Relatywnie wysokie kary za niewywiązanie się z obowiązku mocowego, które:
  - zwiększają koszty uczestnictwa w rynku mocy,
  - zniechęcają do wchodzenia na rynek mocy nowe inwestycje.
- Brak alternatywnych przychodów np. z rynku usług regulacyjnych.
- Nieprecyzyjne określenie współczynników wykorzystywanych mocy, co niepotrzebnie prowadzi do nadmiarowego określania wolumenu mocy.
- Wysoką koncentrację polskiego rynku energii i małą konkurencję pomiędzy podmiotami.

Do uruchomienia inwestycji w polskim sektorze energetycznym rynek mocy nie wystarczy – potrzebne są:

- Strategia dla gazu.
- Jasne i realistyczne cele budowy nowych mocy oraz mechanizmy ich dodatkowego wsparcia – zawarte w Polityce Energetycznej Państwa i konsekwentnie wdrażane.
- Strategia wyłączenia starych mocy węglowych i ułożenia strategii sektora wobec EU ETS – trudno będzie zmotywować wytwórców do budowy nowych inwestycji.
- Rozwój usług regulacyjnych i wdrożenie reformy rynku bilansującego, które wesprą poprawę elastyczności systemu energetycznego.
- Modyfikacja rynku mocy.
- Mechanizm różnicowy dla wprowadzenia ok 2 GW w elastycznych jednostkach gazowych.



## Wnioski (3)

Reforma rynku mocy powinna być ukierunkowana na zwiększanie elastyczności i ograniczenie kosztów rynku mocy. Powinna składać się z kilku elementów:

- Jasnej deklaracji rządu co do przyszłości rynku mocy oraz oczekiwań wobec tego mechanizmu w związku z wejściem w życie standardów emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 550 g/kWh.
- Modyfikacji zasad działania rynku mocy:
  - Weryfikacji współczynników wykorzystywanych mocy, które mogą uczestniczyć w mechanizmie – tak aby zwiększyć szanse na wejście na rynek elastycznych zasobów: magazynów, DSR i OZE, gazu.
  - Zmniejszenie barier wejścia na rynek poprzez obniżenie kar za niedostarczenie mocy, zwiększenie przejrzystości aukcji oraz uproszczenie przepisów prawnych. Kary za niewywiązanie się z obowiązku mocowego są potrzebne, ale jeżeli są zbyt restrykcyjne i wysokie, a do tego nie uwzględniają współczynników wykorzystania mocy oraz specyfiki źródeł – podnoszą koszty lub zniechęcają do działania.
  - Zwiększenie transparentności oraz pewności regulacyjnej poprzez poprawę komunikacji, m.in. publikacje szczegółowych wyników aukcji, jasną metodykę oceny zasobów oraz weryfikację PEP2040.
  - Rozwijanie usług regulacyjnych (np. tych, które służą regulacji częstotliwości). Są one szansą na poprawę elastyczności poza rynkiem mocy i mogą uzupełniająco ograniczać koszty rynku mocy, poprawiać integrację źródeł OZE i wspierać transformację.

## Literatura

- (1) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>
- (2) Ministerstwo Klimatu 2021, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2020 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/dwa-lata-stabilnej-pracy-krajowego-systemu-elektroenergetycznego>



Rynek mocy do zmiany.  
Doświadczenia Wielkiej  
Brytanii oraz wnioski  
dla Polski.



FORUM ENERGII

ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)