



Rynek mocy do przeglądu

Analiza wyników trzech aukcji

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.

AUTORKA:

Dr Aleksandra Gawlikowska-Fyk – Forum Energii

WSPÓŁPRACA:

Dr Jan Rączka – Alternator
Rafał Macuk – Forum Energii

REDAKCJA:

Aleksandra Zieleniec

DATA PUBLIKACJI:

październik 2019

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)	2
1. Cele analizy i najważniejsze wnioski	3
2. Mechanizm działania rynku mocy	4
3. Jakie jednostki wspiera rynek mocy? Wyniki aukcji w 2018 r.	5
3.1. Stare versus nowe	6
3.2. Moc zakontraktowana w podziale na paliwa	8
3.3. DSR – zaangażowanie strony popytowej	9
4. Ile kosztuje rynek mocy?	10
4.1. Należność za moc zakontraktowaną	11
4.2. Beneficjenci rynku mocy	13
4.3. Ile mamy dostępnych mocy?	13
5. Zmiany, zmiany, zmiany	14
5.1. Opis zmian. Limit 550 g CO ₂ /kWh	14
5.2. Europejska ocena wystarczalności zasobów	15
6. Co dalej z rynkiem mocy?	15
7. Wnioski	18

Wprowadzenie

Wdrożenie w 2018 r. rynku mocy było jedną z największych zmian w krajowej elektroenergetyce w ostatnich latach. Od 2021 r. będziemy w Polsce płacić nie tylko za energię elektryczną, ale również za dostępność mocy w systemie elektroenergetycznym. Oznacza to – w uproszczeniu – że elektrownie otrzymają należność zarówno za pracę, jak i za „postojowe”, tzn. pełną dyspozycyjność. Nie każda jednak elektrownia może na to liczyć. Musi bowiem spełnić ściśle określone warunki: wziąć udział w skomplikowanej aukcji i ją wygrać. Model funkcjonowania rynku energii opierający się na opłacie za produkcję energii, jak również ciągła gotowość do pracy kosztuje. W kontekście rosnących cen energii elektrycznej oraz konieczności ograniczania emisji i wymiany jednostek wytwórczych trzeba na bieżąco analizować wyniki aukcji i odważnie postawić pytanie, czy rynek mocy jest optymalnym rozwiązaniem dla Polski. Zwłaszcza że w 2025 r. nastąpi kres wsparcia dla mocy elektrowni węglowych, ponieważ emitują one dużo więcej niż uzgodniony unijny limit 550 g CO₂/kWh.

Elektrownie węglowe będą oczywiście nadal mogły pracować. Polskę czeka więc dyskusja co dalej: czy rezygnujemy z rynku mocy, a jeśli tak, to jak powinien zostać skonstruowany rynek energii? Jeżeli jednak rynek mocy jest wciąż potrzebny, czy widzimy możliwość dofinansowania mocy gazowych?

Niniejsza analiza ma wesprzeć dyskusję na ten temat.

Życzę ciekawej lektury.

Dr Joanna Maćkowiak-Pandera

Prezes Forum Energii

1. Cele analizy i najważniejsze wnioski

Od momentu wejścia w życie Ustawy o rynku mocy¹ w 2018 r. zorganizowano trzy aukcje zdolności wytwórczych na lata 2021–2023. Celem tego opracowania jest przede wszystkim analiza wyników tych aukcji oraz ocena rynku mocy w zakresie zapewnienia dostępności zasobów, zachęcania wytwórców do nowych inwestycji oraz kosztów funkcjonowania mechanizmu mocy. Co więcej, Forum Energii traktuje go jako wkład do dyskusji na temat kształtu tego mechanizmu, szczególnie w związku z wprowadzeniem przez Unię Europejską zakazu wsparcia środkami publicznymi elektrowni emitujących powyżej 550 g CO₂/kWh. Niniejszy raport ma stanowić ewaluację wpływu rynku mocy na dywersyfikację miksu oraz głos w debacie o oddziaływaniu rynku mocy na rynek energii oraz modernizacji energetyki w kierunku jej niskoemisyjności².

Najważniejsze wnioski

- Rynek mocy w Polsce miał przede wszystkim stworzyć zachęty finansowe do pozostania w krajowym systemie energetycznym i tym samym ułatwić zbilansowanie mocy. Wyniki trzech aukcji pokazują, że tak się właśnie stało: umowy jednoroczne oraz umowy na modernizację istniejących bloków stanowią 80% zawartych kontraktów. Wsparcie otrzymają wprawdzie również nowe jednostki (węglowe), ale tylko te, których budowa została niedawno ukończona lub jest bardzo zaawansowana.
- Konsekwencją takiego celu dla rynku mocy w Polsce jest utrwalenie obecnego miksu elektroenergetycznego: utrzymanie w systemie nieefektywnych ekonomicznie starych bloków oraz wsparcie inwestycji węglowych, które bez rynku mocy od początku generowałyby straty.
- Cena na aukcjach ustaliła się na poziomie wyższym, niż oczekiwano, na pierwszej aukcji wyniosła aż 240 zł/kW. Przełoży się to na polepszenie kondycji finansowej wytwórców i umocnienie ich pozycji, ale zapłacą za to odbiorcy energii.
- Koszt zaciągniętych zobowiązań w ramach rynku mocy sięga 35 mld zł, choć jego ostateczna wysokość musi uwzględnić koszt mechanizmów utrzymujących rezerwy mocy, które zostaną rozwiązane.
- Dopisanie do naszych rachunków opłaty mocowej zbiegnie się w czasie z nieuniknionymi w najbliższych latach podwyżkami cen energii elektrycznej, obecnie wstrzymywanymi przez rząd.
- Tymczasem rynek mocy w Polsce czeka pilna reforma. Z uwagi na unijne przepisy ograniczające po 1 lipca 2025 r. wspieranie wysokoemisyjnych źródeł tegoroczna (grudniowa) aukcja będzie ostatnią, która może się odbyć na dotychczasowych zasadach.
- Utrzymanie rynku mocy w Polsce będzie się wiązało z koniecznością ponownej notyfikacji tego mechanizmu w Komisji Europejskiej i uzyskania potwierdzenia, że wsparcie publiczne dla jednostek wytwórczych jest niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.
- Brak możliwości uczestniczenia elektrowni węglowych oznacza jednak, że w przyszłym roku gwałtownie zmniejszy się wolumen mocy jednostek, które mogą startować w aukcji. Oznacza to ryzyko niewystarczającej konkurencji oraz wysokich kosztów. Beneficjentami wsparcia mogą zostać jednostki gazowe, magazyny i strona popytowa (Demand Side Response, DSR) oraz ewentualnie OZE i inne rozwiązania technologiczne.

3

¹ Ustawa o rynku mocy z 8 grudnia 2017 r.

² Analiza wyników aukcji wymaga identyfikacji konkretnych bloków w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, co jest zadaniem skomplikowanym. Poszczególnym jednostkom jest jedynie przyporządkowany tzw. kod jednostki rynku mocy. W informacjach prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ostatecznych wyników aukcji podawana jest także nazwa dostawcy mocy. Identyfikacja bloków w systemie jest dodatkowo utrudniona różnicą między zainstalowaną mocą danych bloków a wielkością obowiązku mocowego.

Najważniejsze wnioski

- Jak dotychczas, rynek mocy nie zachęcał do nowych inwestycji. Dla podmiotów obecnych na krajowym rynku priorytetem było uzyskanie wsparcia dla posiadanych bądź powstających aktywów, a nie przebudowa bazy wytwórczej.
- Polska potrzebuje dywersyfikacji miksu, w tym nowych, elastycznych źródeł gazowych, ale przede wszystkim potrzebuje dyskusji o wizji rozwoju krajowej energetyki. Utrzymując rynek mocy, musimy sobie odpowiedzieć na kilka ważnych pytań:
 - Czy rynek mocy ma sens, skoro nie mogą w nim brać udziału jednostki węglowe?
 - Ile gazu potrzebujemy w energetyce, także w perspektywie unijnego celu neutralności klimatycznej i w kontekście potrzeb ciepłownictwa?
 - Jak wspierać elastyczność i niezawodność systemu?
 - Jak rynek mocy wpływa na decentralizację energetyki i rozwój źródeł lokalnych?
 - Jak hamować wzrost cen energii elektrycznej?
- Pytanie, w jaki sposób zreformować rynek mocy, jest więc nierozdzielnie związane z przyszłością polskiej energetyki. Ramy zmian wyznacza *de facto* pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Jeśli Polska chce utrzymać rynek mocy, to nowe przepisy powinna wdrożyć niezwłocznie. Potrzebujemy reformy rynku energii dopasowanej do przyszłego modelu energetyki.
- Na ostateczną ocenę rynku mocy i weryfikację przyjdzie czas w 2021 r., kiedy okaże się, czy cały wolumen zakontraktowanych mocy będzie rzeczywiście dostępny dla operatora systemu przesyłowego. To będzie realny test rynku mocy w Polsce.

4

2. Mechanizm działania rynku mocy

W 2016 r. rozpoczęły się w Polsce prace nad wprowadzeniem scentralizowanego mechanizmu rynku mocy jako rozwiązania mającego zaradzić problemowi długotrwałej i strukturalnej niewystarczalności mocy wytwórczych. Ustanowienie rynku dwutowarowego i opłacania wytwórców za samą gotowość do pracy było uzasadnione niedostatecznymi przychodami spółek energetycznych ze sprzedaży energii elektrycznej (*missing money*). Małe przychody, według firm energetycznych, nie pozwalają na utrzymanie odpowiednich rezerw mocy w systemie ani tym bardziej na odtworzenie majątku wytwórczego. Może to wpłynąć w dłuższej perspektywie na stabilność i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Komisja Europejska przyjęła polskie argumenty i w lutym 2018 r. zaakceptowała rynek mocy jako formę pomocy publicznej zgodną z wewnętrznym rynkiem³. Wyraziła zgodę na jego funkcjonowanie przez 10 lat, przy czym w praktyce już zawarte kontrakty będą obowiązywać nawet do końca 2037 roku. Ustawa o rynku mocy weszła w życie 18 stycznia 2018 roku.

Najważniejsze zasady polskiego rynku mocy to:

- System należności za zdolności wytwórcze jest oparty na aukcjach mocy⁴ organizowanych centralnie przez operatora systemu przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).
- Aukcje są otwarte dla istniejących i nowych wytwórców, podmiotów reprezentujących stronę popytową (DSR) i magazynów energii, którzy przejdą certyfikację, zanim przystąpią do aukcji (czyli spełnią kryteria formalne).

³ European Commission, State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, C(2018) 601 final, Brussels, 7.2.2018

⁴ Aukcje typu holenderskiego, w których cena wywoławcza jest stopniowo obniżana.

- Mogą w nich brać udział uczestnicy krajowi oraz zagraniczni zlokalizowani w obszarze kontrolnym sąsiadujących z Polską operatorów z krajów Unii Europejskiej.
- Podmioty, które wygrywają aukcje – dostawcy mocy – otrzymują stałą zapłatę (w zł/kW za rok) w zamian za obowiązek mocowy, tj. gotowość do dostarczenia mocy przez cały okres dostaw oraz faktyczne jej dostarczenie do systemu w okresie ryzyka niezbilansowania dostaw.
- Moc jest kontraktowana przede wszystkim na tzw. aukcjach głównych obejmujących kolejne lata kalendarzowe, poczynając od 2021 roku. Trzy takie aukcje dotyczące lat 2021–2023 odbyły się w roku 2018. Kolejne będą organizowane z pięcioletnim wyprzedzeniem, na przykład w grudniu 2019 r. zostanie zakontraktowana moc na rok 2024.
- Dla każdego roku odbywa się jedna aukcja główna obejmująca wszystkie jednostki rynku mocy, które mogą się ubiegać o:
 - kontrakty jednoroczne (jednostki istniejące),
 - kontrakty 5-letnie (jednostki modernizowane),
 - kontrakty 15-letnie (nowe jednostki). Dodatkowo jednostki, których emisyjność będzie wynosić poniżej 450 g CO₂/kWh, dostają bonus w postaci przedłużenia umowy o dwa lata (czyli łącznie 17 lat).
- Reprezentujący stronę popytową (DSR) mogą się ubiegać o kontrakty roczne bądź 5-letnie, ale tylko wówczas, gdy poniosą nakłady inwestycyjne.
- Aukcje dodatkowe, na których oferuje się obowiązek mocowy na poszczególne kwartały roku, odbywają się w roku poprzedzającym okresy dostaw. Pozwalają one dokupić brakującą moc w stosunku do zakontraktowanej w aukcji głównej. Umożliwiają oferowanie mocy przez jednostki o zmiennej sezonowo charakterystyce produkcji energii elektrycznej.
- Rynek mocy jest finansowany przez odbiorców końcowych energii elektrycznej, jego koszt będzie w rachunku doliczony do opłaty dystrybucyjnej w 2021 roku.

3. Jakie jednostki wspiera rynek mocy? Wyniki aukcji w 2018 roku

W listopadzie i grudniu 2018 r. odbyły się trzy aukcje w ramach rynku mocy z terminami dostaw na lata 2021–2023.

Tabela 1. Wyniki trzech aukcji mocy

Aukcje	Rok dostawy	Moc zgłoszona	Moc zakontraktowana w danej aukcji	Moc zakontraktowana na dany rok dostaw (narastająco)	Cena aukcyjna
Pierwsza aukcja (15.11.2018)	2021	26 000 MW	22 427,066 MW	22 427,066 MW	240,32 zł/kW/rok
Druga aukcja (5.12.2018)	2022	13 000 MW	10 580,056 MW	23 038,875 MW	198,00 zł/kW/rok
Trzecia aukcja (21.12.2018)	2023	13 000 MW	10 631,191 MW	23 215,010 MW	202,99 zł/kW/rok

Źródło: komunikaty prezesa URE, www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy.

3.1. Stare versus nowe

Teoretycznie rynek mocy jest mechanizmem neutralnym technologicznie. Na aukcjach w równy sposób traktowani są i wytwórcy, i podmioty reprezentujące stronę popytową. Głównym elementem różnicującym prawa poszczególnych jednostek rynku mocy jest długość kontraktu mocowego. Umowa może być zawarta na dłużej niż rok w przypadku konieczności poniesienia nakładów modernizacyjnych (na 5 lat) lub inwestycyjnych (na 15 lat). Dłuższe umowy miały z założenia stymulować inwestycje w elektroenergetyce.

- Analiza wyników przeprowadzonych aukcji wskazuje, że największy udział w rynku mocy mają **kontrakty roczne**. Stanowią one 40% w każdym roku dostaw, średnio ok. 10 GW⁵. Poza umowami zawartymi z dostawcami usługi DSR (wykres 5) jest to część wsparcia w celu utrzymania mocy elektrowni konwencjonalnych. Warto pamiętać, że to dość zróżnicowana grupa wytwórców, dla której pierwotnie planowano różne „koszyki” aukcyjne. Są wśród nich bloki węglowe i bloki gazowe czy też elektrownie wodne. Są także nieefektywne i stare bloki, które bez wsparcia nie utrzymałyby się na rynku.
- Ponad 30% mocy (8,3 GW) zakontraktowano w **umowach 5- i 7-letnich**, które wiążą się z obowiązkiem modernizacji bloków. Umowy te zostały zawarte po pierwszej aukcji⁶ z najwyższą ceną 240 zł/kW. To głównie stare bloki 200 MW, dla których wsparcie oznacza dalsze istnienie. Pomoc będzie wykorzystana na dostosowanie do wymogów konkluzji BAT⁷, które będą obowiązywać od początku sierpnia 2021 roku. Umowy 7-letnie podpisali też inwestorzy dwóch jeszcze nieistniejących jednostek:
 - niewielkiego bloku (8 MW) – Tameh Polska Spółka z o.o.,
 - gazowej elektrociepłowni w Stalowej Woli (386 MW) – wspólna inwestycja PGNiG i Tauronu SA.
- Ostatnie, obejmujące 5 GW mocy, **umowy długoterminowe (15- lub 17-letnie)** są dedykowane nowym jednostkom. Większość z nich zawarto na pierwszej aukcji, a więc, podobnie jak w przypadku jednostek modernizowanych, po najwyższej cenie rozliczeniowej. Zapewniają one finansowanie projektom, które już zostały ukończone lub zostaną sfinalizowane w najbliższej przyszłości. Dotyczy to przede wszystkim bloku węglowego w Kozienicach, oddanego do użytku jeszcze w grudniu 2017 roku. Niedawno uruchomiono elektrociepłownię Fortum w Zabrze. Inne nowe bloki są właśnie budowane: Jaworzno, Opole⁸, Turów oraz gazowa elektrociepłownia PGNiG Termika w Warszawie na Żeraniu. W każdym roku dostaw ich udział to ok. 20%.
- Jedyną inwestycją, która jest dopiero projektowana, i która otrzymała wsparcie rynku mocy, jest elektrownia Ostrołęka (852,6 MW). Ze względu na przewidywany termin jej realizacji mogła wziąć udział dopiero w trzeciej aukcji, uzyskała więc cenę niższą (202,99 zł/kW) niż już budowane jednostki. Jeśli powstanie (co nie jest jeszcze przesądzone), i tak nie będzie świadczyć obowiązku mocowego od samego początku, czyli od 1 stycznia 2023 roku. Kontrakt na budowę przewiduje bowiem, że elektrownia będzie gotowa kilka miesięcy później – w sierpniu⁹. Ten nadal ambitny termin może nie zostać dotrzymany ze względu na problemy wokół finansowania inwestycji.
- Najdłuższe, 17-letnie kontrakty (realizowane do końca 2037 r.) dotyczą budowy bloku gazowo-parowego dla Elektrociepłowni Żerań PGNiG (433 MW) oraz małej elektrociepłowni Tauronu (4,66 MW).

5 Na podstawie wyników aukcji; dane te nie są równe zainstalowanej mocy danych jednostek. Dotyczy to wszystkich danych prezentowanych na podstawie wyników aukcji.

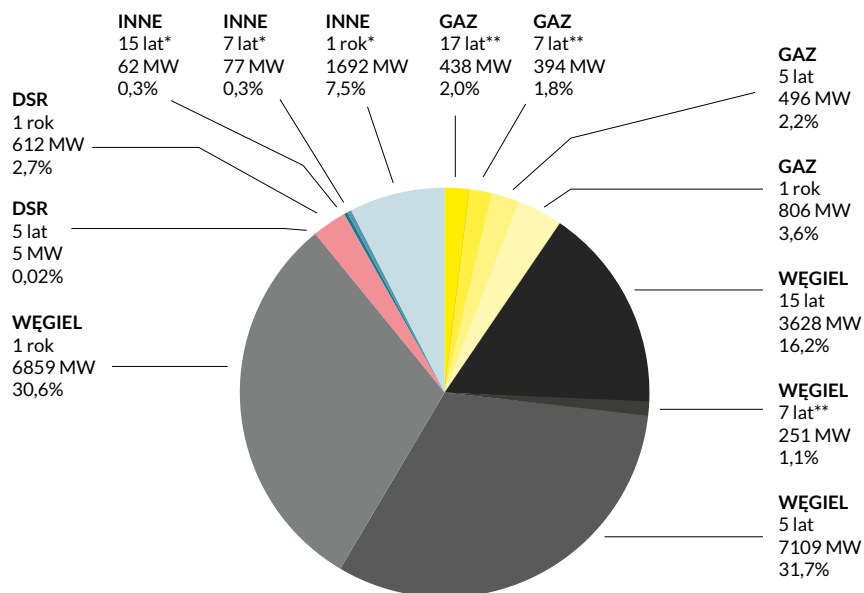
6 Z wyjątkiem dwóch kontraktów zawartych na drugiej aukcji: 5 MW dla DSR i 120 MW dla węgla.

7 Konkluzje BAT wprowadzają restrykcyjne limity emisji NO_x, SO_x, pyłów, rtęci itp. Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, Dz.Urz.UE. L 212/1 z 17 sierpnia 2017 r. Instalacje muszą się dostosować do konkluzji BAT w terminie czterech lat od publikacji tej decyzji.

8 Blok nr 5 w Opolu rozpoczął pracę w KSE 31 maja 2019 r., a blok nr 6 miał zostać przekazany do eksploatacji 30 września 2019 r.

9 Załącznik nr 1 do Raportu Bieżącego nr 22/2019: Odpowiedzi na pytania Akcjonariuszy złożone podczas obrad Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENERGA S.A. dnia 25 czerwca 2019 roku.

Wykres 1. Wyniki aukcji mocy na 2021 rok

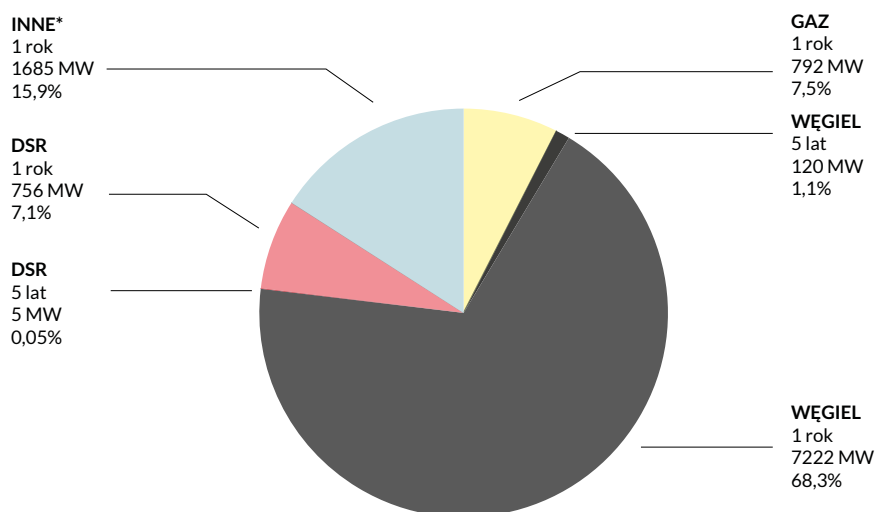


* kategoria inne uwzględnia m.in. elektrownie wodne, wielopaliwowe oraz biomasowe.

** kontrakt uwzględnia tzw. zielony bonus - 2-letnie przedłużenie kontraktu przyznawane jednostkom o emisyjności CO₂ niższej niż 450 g/kWh oraz elektrociepłowniom oddającym ponad 50% produkowanego ciepła do miejskich sieci ciepłowniczych.

Źródło: opracowanie własne.

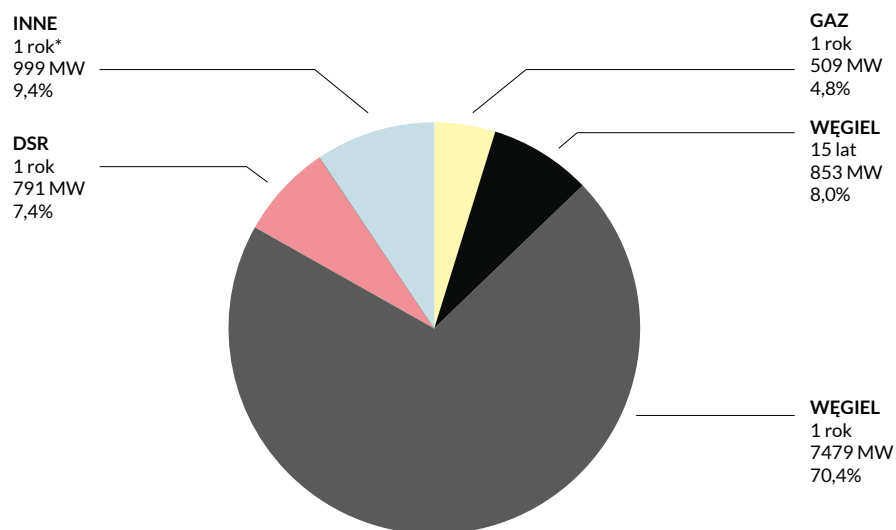
Wykres 2. Wyniki aukcji mocy na 2022 rok



* kategoria inne uwzględnia m.in. elektrownie wodne, wielopaliwowe oraz biomasowe.

Źródło: opracowanie własne.

Wykres 3. Wyniki aukcji mocy na 2023 rok



* kategoria inne uwzględnia m.in. elektrownie wodne, wielopaliwowe oraz biomasowe.

Źródło: opracowanie własne.

3.2. Moc zakontraktowana w podziale na paliwa

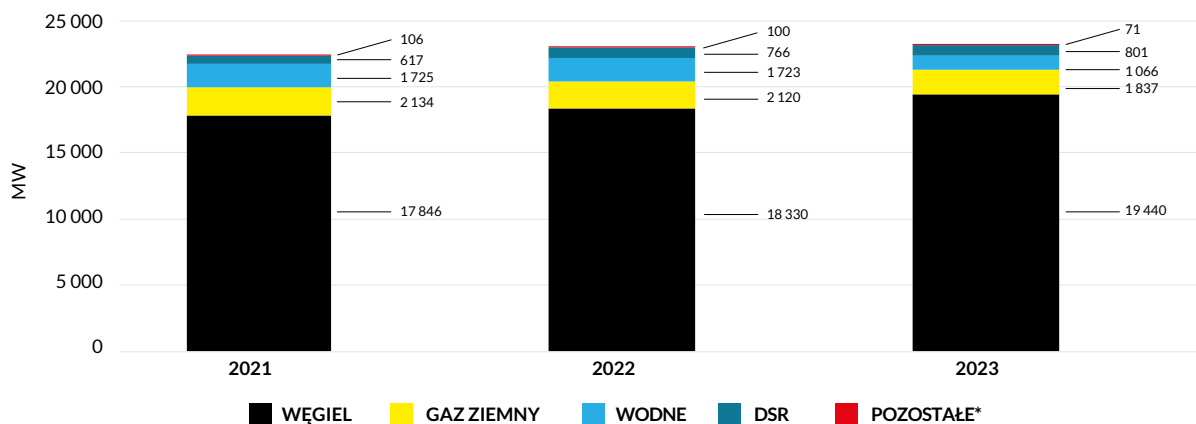
Polska elektroenergetyka, choć powoli zaczęła się zmieniać, jest nadal monokulturą węglową. W 2018 r. bloki węgla kamiennego i węgla brunatnego stanowiły 70,3% mocy zainstalowanych¹⁰. W konsekwencji dominują również w kontraktach mocowych. Udział bloków węglowych w mocach zakontraktowanych na rok 2023 wynosi blisko 84%. Resztę stanowią źródła gazowe (8,1%), wodne (4,7%), DSR (3,6%) oraz inne paliwa (0,3%).

- Polski rynek mocy, jak na razie, nie służy dywersyfikacji mocy wytwórczych. To może się zmienić dla dostaw po 1 lipca 2025 r., kiedy zacznie obowiązywać limit emisyjności 550 g CO₂/kWh, co w zasadzie wykluczy z mechanizmu mocy jednostki węglowe¹¹.
- W pierwszych aukcjach nie pojawiły się nowe projekty gazowe. Wygrały projekty już realizowane (EC Żerań, EC Stalowa Wola) lub istniejące. Choć elektrownie gazowe buduje się relatywnie szybko, a inwestorzy mogą skorzystać z zielonych bonusów, to nie zdecydowali się (przynajmniej na razie) na udział w aukcjach. To może się zmienić w roku 2019 (dostawy na 2024 r.), ponieważ bloki gazowe są w planach kilku spółek (PGE w Dolnej Odrze oraz w Rybniku, Energa w Grudziądzu).

¹⁰ R. Macuk, Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2019, Forum Energii, Warszawa 2019.

¹¹ Spełnienie kryterium emisyjności byłoby możliwe w przypadku kogeneracji lub bloków, w których poza węglem będzie wykorzystywane też inne, mniej emisyjne paliwo.

Wykres 4. Moc zakontraktowana w podziale na paliwa



*kategoria pozostałe uwzględnia elektrownie wielopaliwowe oraz biomasowe.

Źródło: opracowanie własne.

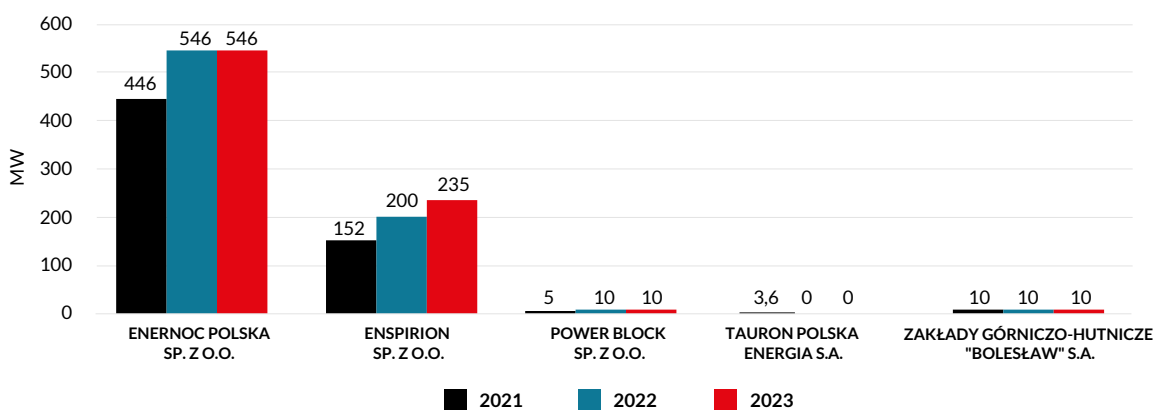
3.3. DSR – zaangażowanie strony popytowej

W polskim rynku mocy aktywni odbiorcy mogą uczestniczyć w aukcjach na takich samych warunkach jak wytwórcy. Strona popytowa (DSR) może zawierać kontrakty roczne lub 5-letnie wówczas, gdy projekt wymaga poniesienia nakładów inwestycyjnych.

- Udział podmiotów popytowych (DSR) w mocach zakontraktowanych wyniósł odpowiednio:
 - 2,7% (616,6 MW) na rok 2021,
 - 7,2% (766 MW) na rok 2022,
 - 8,1% (801 MW) na rok 2023.
- Stronę popytową reprezentuje pięć podmiotów, ale dużymi, liczącymi się graczami (z wolumenem przekraczającym 100 MW) są ENERNOC (obecnie Enel X) i Enspirion.
- Obecność podmiotów popytowych (DSR) na rynku mocy jest widoczna, ale poniżej ich potencjału szacowanego dla Polski¹². Mimo możliwości uzyskania przez nie dłuższych kontraktów w praktyce ich udział w takich kontraktach pozostał marginalny – po 5 MW w 2021 i 2022 roku.

9

Wykres 5. Wolumen DSR w podziale na aukcje i przedsiębiorstwa



Źródło: opracowanie własne.

4. Ile kosztuje rynek mocy?

Mechanizm aukcji mocy polega na składaniu ofert z malejącą ceną. W kolejnych rundach jest ona obniżana. Cenotwórcy, czyli jednostki nowe lub modernizowane, DSR oraz podmioty zagraniczne, mogą składać oferty z ceną nie wyższą niż cena maksymalna danej aukcji. Ten parametr określa Ministerstwo Energii (tabela 2).

Dla cenobiorców, którymi są istniejący wytwórcy, cena maksymalna jest inna i wyznacza limit dla ich ofert. Im więcej nowych podmiotów w danej aukcji, czyli cenotwórców, tym wyższy poziom finalnej ceny aukcyjnej. Potwierdzają to wyniki trzech aukcji (por. tabela 1).

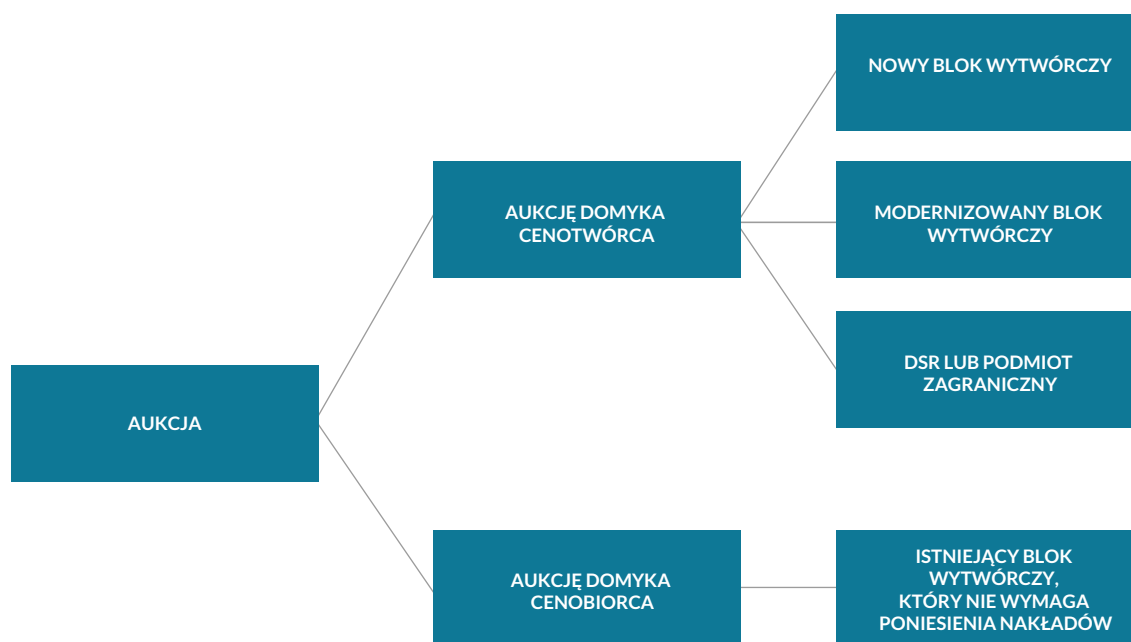
Tabela 2. Cenowe parametry aukcji głównych na lata 2021–2023

Rok	Cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej	Cena maksymalna określona dla cenobiorcy
2021	298 zł/kW	193 zł/kW
2022	305 zł/kW	198 zł/kW
2023	313 zł/kW	203 zł/kW

Źródło: Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023, Dz.U. 2018, poz. 1632.

Rysunek 1. Mechanizm kształtowania ceny na polskim rynku mocy

10



Źródło: opracowanie własne.

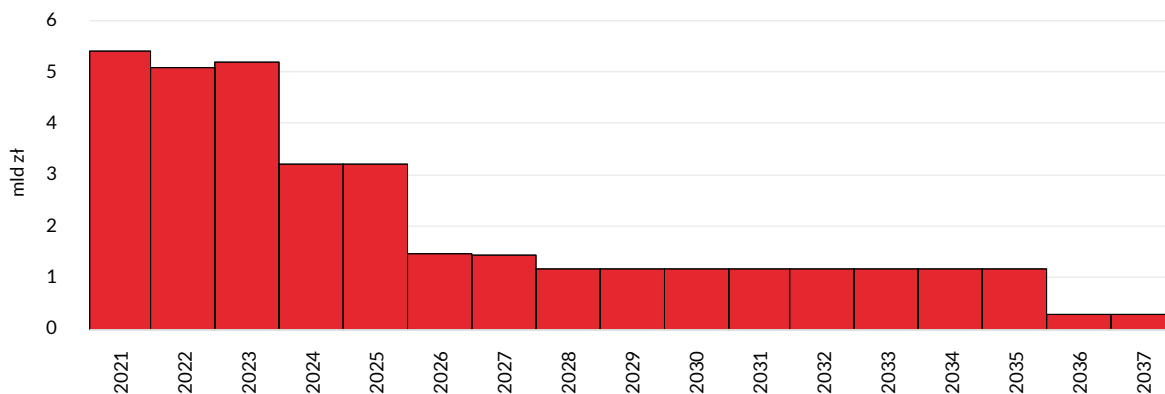
- Cena na rynku mocy ukształtowała się na poziomie wyższym, niż oczekiwano. Ministerstwo Energii szacowało, że powinna oscylować w okolicach 180 zł/kW/rok¹³. Ostatecznie na pierwszej aukcji wyniosła aż o 30% więcej – 240,22 zł/kW/rok. To zresztą jedyna aukcja, w której startowało wielu cenotwórców. Aukcje druga i trzecia były zdominowane przez cenobiorców. Ostateczne ceny rozliczeniowe – odpowiednio 198 zł/kW oraz 202,99 zł/kW – odzwierciedlają poziom ustalonej dla cenobiorców ceny maksymalnej.

- Wysoka cena na polskim rynku mocy jest pochodną przyjęcia formuły jednej aukcji dla wszystkich kategorii jednostek, tj. istniejących, modernizowanych i nowych, oraz rezygnacji (w toku procedowania ustawy) z tzw. koszyków aukcyjnych. Oznacza to, że cena rozliczeniowa jest taka sama zarówno dla bloków, których potrzeby inwestycyjne są wyższe, jak i dla bloków starych, całkowicie zamortyzowanych.
- Poziom cen jest wyższy niż na rynku brytyjskim, na którym krajowy mechanizm wsparcia był wzorowany. Na aukcji T4 w Wielkiej Brytanii (na lata dostaw 2021–2022) uzyskano 8,4 £/kW, równowartość zaledwie 42 zł/kW, a rok wcześniejszej – 22,5 £/kW. Powodów może być kilka: wysoki udział interkonektorów¹⁴, mniejsze potrzeby modernizacyjne brytyjskich elektrowni, większa konkurencja na tamtejszym rynku.

4.1. Należność za moc zakontraktowaną

Należność za dostawy mocy, która została zakontraktowana na lata 2021–2023, wynosi ponad 5 mld zł rocznie. To sporo, biorąc pod uwagę fakt, że wartość rynku w jednym roku sięga ok. 65 mld zł¹⁵. Z kolei łączny koszt rynku mocy, wynikający ze wszystkich już zawartych kontraktów (najdłuższe obowiązują do końca 2037 r.) to, jak dotychczas, blisko 35 mld zł (wykres 6)¹⁶. Wartości te nie uwzględniają aukcji dodatkowych (prawdopodobnie powiększą one koszty o ok. 350 mln zł rocznie¹⁷).

Wykres 6. Suma należności za moc zakontraktowaną na lata 2021–2037



11

Źródło: opracowanie własne.

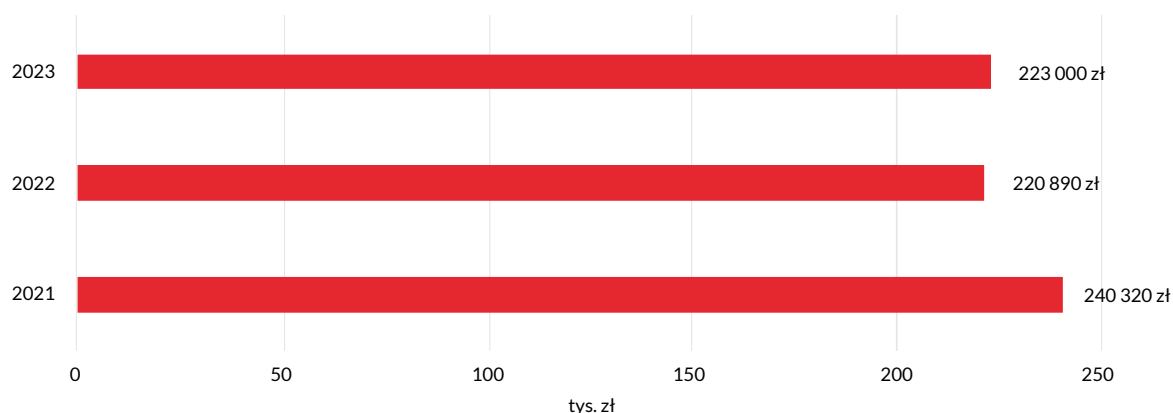
¹⁴ W aukcji T-4 na lata 2021–2022 umowy otrzymały trzy istniejące i trzy nowo budowane interkonektory. Zob. https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf.

¹⁵ *Jak sprawić, aby konsument poprawiał bezpieczeństwo systemu energetycznego i jednocześnie na tym skorzystał? Transparentność i efektywność ekonomiczna detalicznego rynku*, Forum Energii, Warszawa 2016.

¹⁶ W cenach bieżących.

¹⁷ Obliczenia własne.

Wykres 7. Koszt utrzymania w gotowości 1 MW mocy



Źródło: opracowanie własne.

- Utrzymanie mocy w gotowości w 2021 r. wyniesie ponad 240 tys. zł/MW, 221 tys. w 2022 r. i 223 tys. w 2023 roku.
- Koszty rynku mocy poniosą odbiorcy poprzez opłatę mocową, która zostanie doliczona do rachunków za energię już w 2021 r.
- Rynek mocy kosztuje dużo więcej, niż szacowało Ministerstwo Energii. Tylko w 2021 r. wydatki będą wyższe o ponad 1,3 mld zł od zakładanych.
- Mechanizm rynku mocy zastępuje jednak kilka innych mechanizmów, których zadaniem jest poprawa bilansu mocy w Polsce, i za które płacą dzisiaj odbiorcy. Są to:
 - interwencyjna rezerwa mocy,
 - praca interwencyjna,
 - gwarantowany interwencyjny program DSR,
 - operacyjna rezerwa mocy.

W 2018 r. koszty ich funkcjonowania wyniosły według naszych szacunków łącznie ok. 800 mln zł¹⁸. Mechanizmy te zostaną zlikwidowane z dniem 1 stycznia 2021 r., a więc ich koszty trzeba będzie odjąć od całkowitego kosztu rynku mocy.

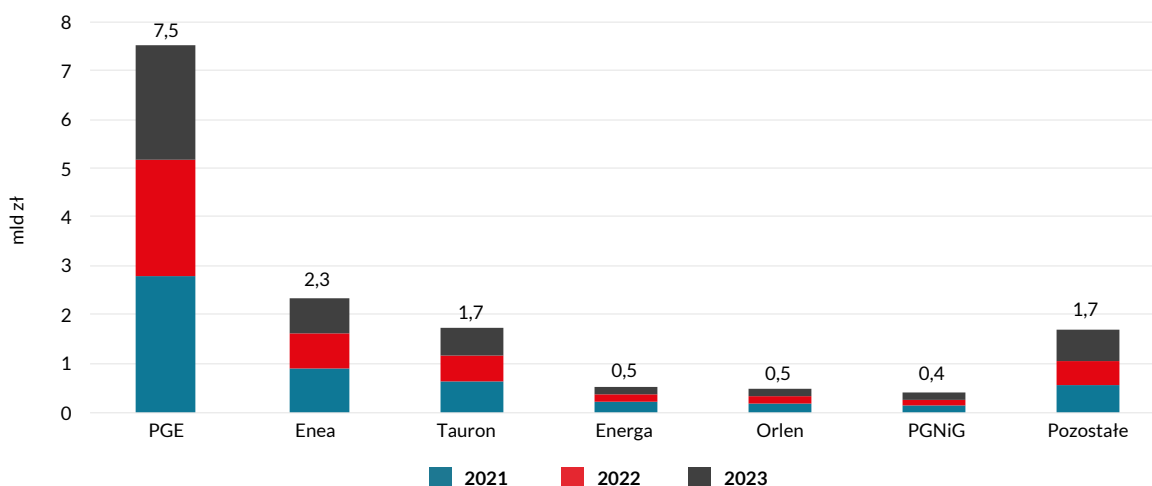
- Zgodnie z decyzją Komisji Europejskiej i zasadami pomocy publicznej UE płatności dla beneficjentów rynku mocy są pomniejszane o wielkość uzyskanej pomocy o charakterze inwestycyjnym przeznaczonej na budowę lub modernizację danej jednostki. Z kolei wysokość należności jednostek otrzymujących świadectwa pochodzenia OZE lub wsparcie dla kogeneracji będzie również korygowana w dół. Należy też pamiętać, że cena rozliczeniowa w kontraktach dłuższych niż rok będzie indeksowana wskaźnikiem inflacji. Dlatego dokładny koszt funkcjonowania rynku mocy będzie znany jedynie *ex post*.

4.2. Beneficjenci rynku mocy

Analiza zakontraktowanej mocy w rozbiciu na przedsiębiorstwa wskazuje na znaczną dominację PGE, która wygrała połowę (wg mocy) kontraktów w każdym roku dostaw i która w konsekwencji będzie otrzymywać największe wsparcie rynku mocy w każdym roku dostaw. Druga w kolejności ENEA zdobyła 16% kontraktów, a trzeci Tauron – 11%.

- Beneficjentami rynku mocy są przedsiębiorstwa kontrolowane przez państwo. Duże koncerny energetyczne umocniły swoją pozycję na rynku, zyskując nowe źródło przychodów.
- Pewną część dochodów z rynku mocy dostaną firmy zajmujące się inną działalnością niż energetyczna. Rozwijają one własne źródła energii elektrycznej.

Wykres 8. Wynagrodzenie za moc zakontraktowaną z podziałem na przedsiębiorstwa



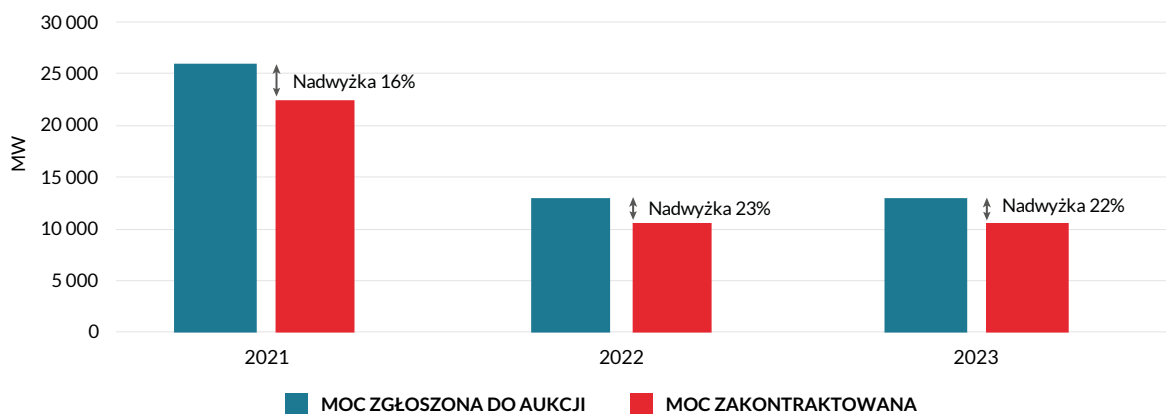
13

Źródło: opracowanie własne.

4.3 Ile mamy dostępnych mocy?

Dla roku dostaw w ramach rynku mocy zakontraktowano 22,4 GW, na rok 2022 – 23 GW oraz 23,2 GW na rok 2023. Wartości te nie uwzględniają wyników aukcji dodatkowych, które mogą być zorganizowane na rok przed okresem dostaw.

Wykres 9. Wolumen mocy zgłoszony i zakontraktowany na lata 2021–2023



Źródło: opracowanie własne.

- Aukcje mocy były realną weryfikacją potencjału mocy dyspozycyjnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Zgłoszona nadwyżka wyniosła nie więcej niż 23%. To mniej w porównaniu do Wielkiej Brytanii, w której na aukcji z dostawami na lata 2021–2022 nadwyżka wyniosła 32,1%.
- Ta nadwyżka zgłoszonych mocy pokazuje, że w KSE jest relatywnie mało dyspozycyjnych zasobów energetycznych. Rynek mocy to bowiem nie tylko naleźność za gotowość, ale również szereg obowiązków, jak też wysokie kary w razie niedyspozycyjności.
- Biorąc pod uwagę wolumen mocy zgłoszony do pierwszej aukcji po stronie zarówno podaży, jak i popytu (26 GW), a także dostępną obecnie przepustowość połączeń transgranicznych (1,5 GW), możemy szacować, że PSE ma realnie do dyspozycji nie więcej niż 28 GW. To niewiele, jeżeli porównamy to do maksymalnego zapotrzebowania na moc, które w 2018 r. wyniosło 26,5 GW.

5. Zmiany, zmiany, zmiany

Po zakończeniu unijnych negocjacji w sprawie pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” rynek mocy powinien zostać zmodyfikowany. Zmiany są konsekwencją dwóch najważniejszych zapisów dotyczących ograniczenia emisji w mechanizmach wsparcia oraz dogłębnej analizy, czy rynek mocy jest niezbędny z perspektywy bezpieczeństwa. Regulacje mają na celu ochronę konsumentów przed zbędnymi kosztami oraz ograniczenie wsparcia środkami publicznymi inwestycji szkodliwych dla środowiska.

5.1. Opis zmian. Limit 550 g CO₂/kWh

14

W lipcu 2019 r. weszło w życie rozporządzenie w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej¹⁹, które ustaliło nowe wymogi dla mechanizmów zdolności wytwórczych, w tym limity emisji CO₂ na poziomie 550 g CO₂/kWh²⁰. Jeśli rynek mocy już funkcjonuje, tak jak w Polsce, pułapy emisji będą obowiązywać nowe jednostki od 1 stycznia 2020 r., a istniejące – od 1 lipca 2025 roku. Zobowiązania wynikające z dotychczasowych aukcji oraz tych, które zostaną zorganizowane do końca 2019 r., będą ważne przez cały okres, na jaki zostaną podpisane umowy.

Tabela 3. Funkcjonowanie unijnych limitów emisji CO₂ w ramach polskiego rynku mocy

Wyszczególnienie		JEDNOSTKI WYTWÓRCZE (rozpoczęły produkcję komercyjną przed 4.07.2019)	NOWE JEDNOSTKI WYTWÓRCZE (rozpoczęły produkcję komercyjną po 4.07.2019)
RYNEK MOCY W POLSCE (jako mechanizm funkcjonujący w dniu wejścia rozporządzenia w życie, tj. 4.07.2019)	Zobowiązania i umowy zawarte przed 31.12.2019	Bez EPS na cały okres ważności umów	Bez EPS na cały okres ważności umów
	Zobowiązania i umowy zawarte od 1.01.2020 do 1.07.2025	Bez EPS na okres ważności umów i zobowiązań do 1.07.2025	EPS 550 od 1.01.2020
	Zobowiązania i umowy zawarte od 1.07.2025	EPS 550 oraz EPS 350	EPS 550

Źródło: P. Wróbel, *Małymi krokami do wielkich zmian. Wpływ pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” na energetykę*, Forum Energii, Warszawa 2019.

19 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, Dz.U.E L 158/54 z 14.6.2019. Rozporządzenie, w zakresie limitów emisji CO₂, stosuje się od dnia jego wejścia w życie.

20 Więcej w analizie: P. Wróbel, *op. cit.*

5.2. Europejska ocena wystarczalności zasobów

Od 1 stycznia 2020 r. Polska (oraz wszystkie pozostałe państwa stosujące mechanizmy mocy) będzie musiała przeprowadzić ocenę wystarczalności mocy na poziomie europejskim. Na podstawie danych PSE Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E) oceni, czy występuje problem wystarczalności mocy. Jeśli nie, to nowe umowy nie będą mogły być zawierane. Z kolei akceptacja rynku mocy oznacza konieczność ustanowienia harmonogramu wdrożenia środków zaradczych, które usuną zakłócenia regulacyjne w funkcjonowaniu rynku²¹. Rynek mocy jest traktowany przez Komisję Europejską jako mechanizm wsparcia ze środków publicznych, dlatego ma charakter tymczasowy. Komisja Europejska chce zmusić kraje europejskie do większej współpracy w rozwiązywaniu problemów energetycznych. Chodzi o to, żeby zapobiec budowie nowych mocy szczytowych (i obciążaniu kosztami konsumentów) w sytuacji, w której w Europie nadal występują duże nadwyżki mocy i to ograniczenia sieciowe są barierą w ich wykorzystaniu.

Warto również pamiętać, że przepisy pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” wprowadzają konieczność uwolnienia cen dla klientów indywidualnych, co jest także warunkiem funkcjonowania rynków mocy.

6. Co dalej z rynkiem mocy?

Z dniem 1 lipca 2025 r. wszystkie jednostki, których kontrakty zakończą się po tym dniu, i które nie spełniają limitów emisji, będą wykluczone z rynku mocy. Konsekwencje tych zapisów dotkną w pierwszej kolejności jednostki, które otrzymują kontrakty roczne, a od 1 stycznia 2026 r. jednostki modernizowane – niemalże wszystkie z nich podpisują kontrakty na pierwszej aukcji, a więc ich 5-letnie wsparcie wtedy się skończy. Wybrane bloki wysokoemisyjne będą otrzymywać wsparcie wynikające z kontraktów nawet 15-letnich. Będzie to dotyczyć umów o łącznej mocy dyspozycyjnej 3690 MW (4542 MW pod warunkiem budowy Ostrołki C). Oznacza to, że w Polsce z uwagi na limit emisyjności CO₂ będą pracowały jednostki węglowe korzystające ze wsparcia w ramach rynku mocy oraz pozbawione takiej możliwości.

15

Tegoroczna (2019) grudniowa aukcja będzie ostatnią przeprowadzoną na starych zasadach. Większość dostawców mocy będzie się ubiegać o kontrakty jednoroczne, a przewaga istniejących jednostek spowoduje, że cenę będą kształtować głównie cenobiorcy²². Zapowiadają to wyniki certyfikacji ogólnej – 8 września PSE zakończyły ten proces, lecz brakuje jeszcze podsumowania²³. Ostateczne wyniki aukcji w 2019 r. będą zależne od tego, czy wystartują w niej nowe moce. To z kolei będzie wypadkową wielu czynników – politycznych, poziomu cen paliw, energii elektrycznej czy uprawnień do emisji CO₂. A w przypadku jednostek kogeneracyjnych także oceny, który system wsparcia wybrać – aukcje mocy czy aukcje kogeneracyjne.

Mimo utraty przychodów z rynku mocy bloki węglowe nie znikną z dnia na dzień z systemu energetycznego. Formalnie będą mogły nadal być eksploatowane, otrzymując płatność tylko z rynku energii. Wiele jednak będzie zależeć od poziomu cen hurtowych, a także kosztów CO₂ i paliwa. Warto zwrócić uwagę, że rynek mocy był wprowadzany w okresie, gdy hurtowe ceny energii były niskie – na poziomie 160 zł/MWh. Obecnie sięgają 250 zł/MWh, ale jednocześnie zwiększyły się też koszty operacyjne - zakupu CO₂ i węgla.

Dla jednostek wytwórczych punktem zwrotnym będzie jednak dopiero końcówka lat 30., kiedy planowana jest kolejna rewizja konkluzji BAT, czyli zaostrzenie norm środowiskowych. Po tej dacie zostanie wycofana większość mocy węglowych nieotrzymujących przychodów z rynku mocy, ponieważ nie będzie się opłacało dostosowywać ich do zaostrzonych wymagań technicznych. W większym stopniu będzie to dotyczyło bloków na węgiel kamienny, ponieważ charakteryzują się one niewielką marżą z produkcji energii elektrycznej. Decyzja w sprawie bloków na węgiel brunatny będzie dodatkowo zależna od podaży surowca. A istniejące złoża węgla brunatnego niedługo się wyczerpią.

²¹ Por. P. Wróbel, *op. cit.*, Warszawa 2019.

²² Cena maksymalna określona dla cenobiorcy wyniesie 183 zł/kWh.

²³ Zob. <https://www.pse.pl/aktualnosci-ryнку-mocy>.

- Sytuacja na rynku energii elektrycznej bardzo się zmieniała w porównaniu do okresu projektowania rynku mocy. Średnia cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w 2016 r. wyniosła 163,70 zł/MWh²⁴, a w 2018 r. 194,30 zł/MWh²⁵. Obecnie kontrakty terminowe na rok 2020 kształtują się na poziomie powyżej 270 zł/MWh. Dlatego przychody z rynku energii elektrycznej będą wyższe niż w okresie, gdy wprowadzano rynek mocy. Dodatkowe wsparcie nie będzie już wszystkim potrzebne.
- Utrzymanie rynku mocy oznacza, że w przypadku wytwórców będziemy wspierać głównie moce gazowe. Ich udział jest jak na razie w Polsce niski – 2,6 GW, czyli 6% mocy zainstalowanych²⁶. Elastyczne jednostki gazowe są potrzebne w systemie energetycznym, ale należy pamiętać, że gaz pochodzi w dwóch trzecich z importu i ta wielkość ma znaczenie. Jednocześnie gaz, choć mniej emisyjny niż węgiel, jest co najwyżej paliwem przejściowym, a jego perspektywy należy oceniać w kontekście unijnych celów neutralności klimatycznej. Dlatego kontynuacja rynku mocy oznacza także konieczność przedyskutowania przyszłej, a zarazem optymalnej roli gazu w polskim miksie energetycznym. Umiarkowany rozwój jest pożądanym, ale na wzrost udziału tego paliwa trzeba patrzeć kompleksowo, nie tylko w wytwarzaniu energii elektrycznej, ale również w ciepłownictwie. Jeśli będziemy chcieli utrzymać gaz i tym samym dać impuls do rozwoju nowej infrastruktury gazowej, to musimy się zastanowić, jak wspierać rozwój tzw. gazu odnawialnego.
- Wyzwaniem jest też sama pilność reformy, którą trzeba przeprowadzić przed certyfikacją ogólną, a więc przed końcem pierwszego kwartału 2020 r. Jak do tej pory, nie są jednak znane szczegółowe wytyczne unijne (dotyczące np. sposobu liczenia standardu emisyjności), co powoduje, że polski rząd, który musi uwzględnić także proces notyfikacji, będzie działał pod presją czasu. Niepewność potęguje także skarga Tempus Energy na decyzję Komisji Europejskiej zatwierdzającą polski mechanizm mocowy.

24 Zob. <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/7480,Srednie-ceny-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-za-IV-kwarta.html>.

25 Zob. <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/8161,Srednie-ceny-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-kwartalna-i-.html>.

26 Por. R. Macuk, *op. cit.*

7. Wnioski

Wprowadzenie rynku mocy jest potężną interwencją w sektorze energii, która zmieniła architekturę rynku. Przeszliśmy z rynku jednotowarowego do rynku dwutowarowego. Ocena tej reformy nie jest jednoznaczna, szczególnie na podstawie wyników trzech dotychczasowych aukcji.

PLUSY I MINUSY RYNKU MOCY



- Zabezpieczenie mocy w systemie do roku 2025, choć weryfikacja ich rzeczywistej dostępności na potrzeby operatora systemu przesyłowego nastąpi dopiero w 2021 roku.
- Rozwinięcie usług DSR, a potencjalnie także magazynów.
- Większa transparentność i urynkowanie pozyskiwania usługi rezerw mocy.



- Nałożenie dużego, dodatkowego kosztu na odbiorców.
- Odłożenie w czasie dywersyfikacji miksu.
- Brak działań w kierunku poprawy elastyczności systemu energetycznego.
- Brak przedsięwzięć redukujących emisję CO₂.

18

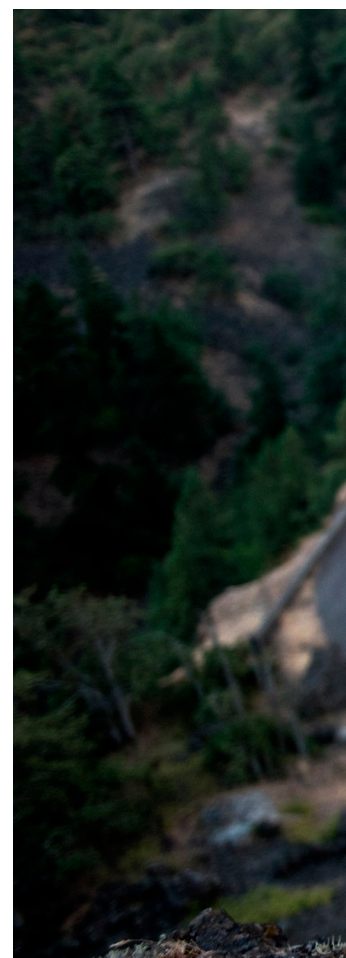
Dyskusja o utrzymaniu rynku mocy lub ewentualnie innych mechanizmach wsparcia (np. kontrakty różnicowe, feed-in premium itp.) jest de facto dyskusją o przyszłej strategii dla polskiej elektroenergetyki. A polski system elektroenergetyczny stoi obecnie przed dużymi wyzwaniami. Są to:

- przebudowa i dekarbonizacja miksu energetycznego wynikająca ze starzenia się jednostek wytwórczych oraz nieuchronnego końca wydobycia węgla brunatnego w Polsce i zmniejszającej się produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego;
- rosnąca generacja źródeł rozproszonych;
- zwiększone rozproszenie i zmienność popytu.

I tym wyzwaniom trzeba stawić czoło.

Dlatego rynek energii elektrycznej w Polsce potrzebuje pilnej i dogłębnej reformy, której elementem jest zmiana w rynku mocy. Jeżeli rynek mocy ma w Polsce pozostać, to musi być instrumentem, który pozwoli rozwiązać także inne niż tylko niezawodność problemy – poprawić elastyczność i promować dywersyfikację miksu.

Rynek mocy do przeglądu.
Analiza wyników trzech aukcji.



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

www.forum-energii.eu