

Rynek mocy Szansa czy zagrożenie dla kogeneracji?

Capacity Market
An opportunity or a threat for cogeneration?

WOJCIECH DĄBROWSKI

W lipcu br. Ministerstwo Energetyki (ME) przedstawiło do konsultacji społecznych projekt wprowadzenia rynku dwutowarowego energii elektrycznej w Polsce poprzez uruchomienie tzw. rynku mocy (RM). Oznacza to, że oprócz sprzedawania i kupowania energii elektrycznej, jak do tej pory, będą dokonywane także transakcje polegające na zakupie przez Operatora Sieci Przesyłowej (OSP) od producentów ich gotowości do dostarczenia określonej ilości mocy do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Słowa kluczowe: rynek mocy, energia elektryczna

Last July, the Ministry of Energy (ME) presented a proposal for the introduction of a dual-commodity market in Poland by launching the so-called capacity market (CM). This means that in addition to buying and selling of electricity, as has been the case so far, transactions will also be contracted involving the purchase by the Transmission Network Operator (TSO) of producer's readiness to supply a specific quantity of capacity to the Polish Power System (PPS).

Keywords: capacity market, electricity

Wprowadzenie

Dzięki wdrożeniu rynku mocy producent energii miałby gwarancję uzyskiwania stałych wpływów ze sprzedaży mocy dyspozycyjnej. Takie gwarantowane przychody i wynikająca z nich stabilność ekonomiczna mają zachęcać do podejmowania inwestycji: budowania nowych mocy produkcyjnych i modernizowania istniejących, a także do niewycofywania mocy istniejących.

Podstawową korzyścią z wprowadzenia rynku mocy będzie zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu sterowalnych mocy wytwórczych w KSE. Ich rozwój jest obecnie zagrożony w wyniku obniżenia hurtowych cen energii, co jest skutkiem m.in. rozwoju niesterowalnych źródeł OZE, a zwłaszcza farm wiatrowych. Stworzenie zachęty do inwestowania w nowe moce skutkować będzie również pozytywnymi skutkami dla środowiska i ochrony klimatu.

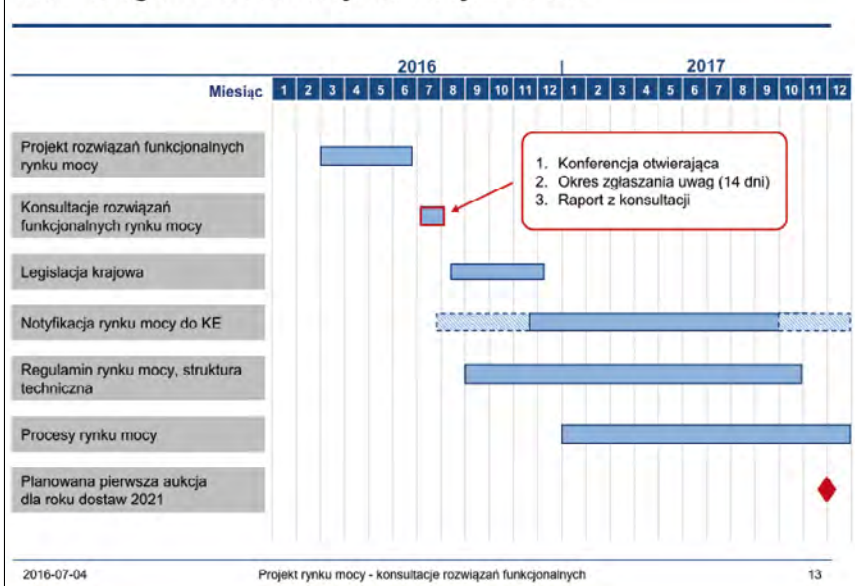
Rynek mocy nie jest rozwiązaniem nowym. Od wielu lat funkcjonuje na części obszaru USA. Ostatnio rozwiązanie rynku mocy zostało wdrożone w Wielkiej Brytanii, gdzie po uzyskaniu aprobaty Komisji Europejskiej (KE) pierwsza aukcja z dostawą na rok 2018 została przeprowadzona w grudniu 2014 r.

Propozycja Rynku Mocy dla Polski bazuje w znacznym stopniu na rozwiązaniach brytyjskich. Ma to tę zaletę, że zwiększa szanse na uzyskanie zgody na wdrożenie rozwiązania.

Przy przygotowaniu ostatecznej wersji rozwiązania rynku mocy należy jednak także uwzględnić pewne różnice jakie istnieją pomiędzy rynkami energii w Polsce i Wielkiej Brytanii.

Korzyści, jakie może przynieść rynek mocy nie są na ogół kwestionowane, brak jednak definitywnego rozstrzygnięcia o ostatecznym modelu funkcjonowania RM. Przedstawienie pierwszego szkicu koncepcji do konsultacji uznać należy w tej sytuacji za szczególną zaletę, jednak ostateczna ocena będzie możliwa dopiero

Harmonogram wdrożenia rynku mocy w Polsce



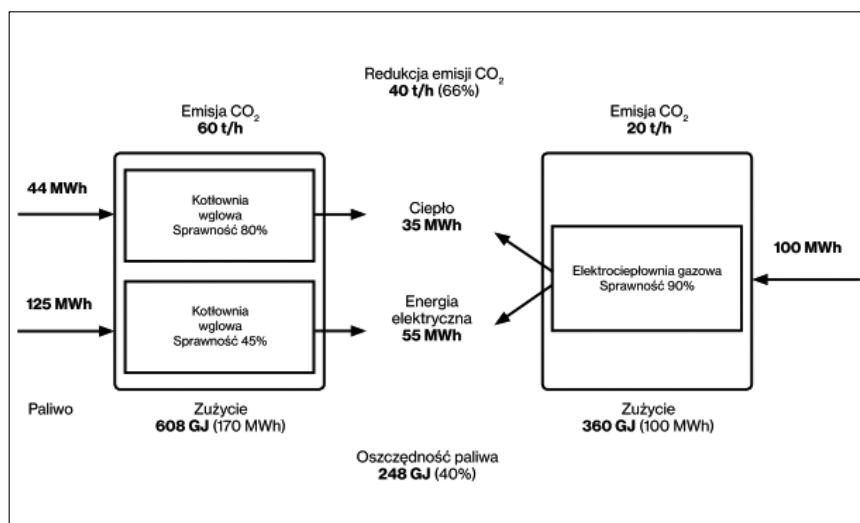
Rys. 1.
Harmonogram prac nad wprowadzeniem rynku mocy w Polsce
Fig. 1 Schedule of work on the implementation of the capacity market in Poland
Źródło: Ministerstwo Energii.

Wojciech Dąbrowski – Prezes Zarządu
PGNiG TERMIKA

po przedstawieniu szczegółów. Tym bardziej, że możliwych wariantów rozwiązań jest wiele.

Propozycja ME zakłada wprowadzenie tzw. „obowiązku mocowego”. określonego w MWe netto/rok, to jest wielkości mocy jaką dana jednostka wytwórcza będzie zobowiązana dostarczyć do KSE w tzw. „okresach zagrożenia”, po cenie wyznaczonej w wyniku aukcji (element modelu cenowego). Przewiduje się uruchomienie dwóch typów aukcji: aukcji głównej i aukcji dodatkowej.

Kwestią nierozstrzygniętą jest wzajemna koegzystencja, systemu wsparcia dla kogeneracji z mechanizmami rynku mocy. Brak jasnej deklaracji, że wdrożenie rynku mocy zostanie wsparte przez nowy system wsparcia dla kogeneracji po roku 2018. Dla branży byłoby niekorzystne, gdyby nowy system wsparcia kogeneracji nie został wdrożony. Gdyby jednak tak się stało, konieczne byłoby zaprojektowanie rozwiązań rynku mocy, które pozwoliłyby na wykorzystanie jednego z bogactw polskiej energetyki – potencjału rozwoju wysokosprawnej kogeneracji.



Rys. 2

Oszczędność paliwa jednostki kogeneracyjnej w porównaniu z produkcją w układzie rozdzielonym
Fig. 2 Cogeneration unit fuel savings compared with separate generation

Źródło: Zeszyt Naukowo-Techniczny PGNiG TERMIKA nr 1 / 2014

Rys.3.

Mechanizmy wsparcia w wybranych krajach Europejskich

Fig. 3 Support mechanisms in selected European countries

Źródło: Zeszyt Naukowo-Techniczny PGNiG TERMIKA nr 1 / 2014

Kraj	Taryfy gwarantowane	System wsparcia bazujący na certyfikatach	Wsparcie inwestycyjne	Zwolnienia podatkowe	Wsparcie odbioru ciepła	Inny system wsparcia
Polska		Od 2013 r. brak systemu wsparcia		Warunkowy obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczych		
Dania	Wsparcie dla wykorzystania biopaliw i odpadów komunalnych. Wsparcie na 15-20 lat				Obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczych	
Finlandia	Wsparcie dla biopaliw		Wsparcie dla małych jednostek wytwórczych	Obniżenie podatku o 50%		
Holandia		Jako dodatkowy system wsparcia	Różne dedykowane programy inwestycyjne, 1,8 mld EUR na lata 2011-2026			Aukcje na zakup energii elektrycznej
Węgry		Wsparcie inwestycyjne dla nowych źródeł, ograniczone w okresie kryzysu gospodarczego				
Łotwa	System indywidualnych taryf gwarantowanych				System dopłat do mocy zainstalowanej	
Słowacja	System taryf gwarantowanych na okres 15 lat, uzgadnianych z Regulatorem		20 mln EUR na lata 2010-2015			
Belgia		Certyfikaty na okres 15 lat, cena minimalna 65 EUR/MWh, cena maksymalna 100 EUR/MWh	Wsparcie inwestycyjne w rejonie Brukseli	Zwolnienia podatkowe dla źródeł małej mocy		
Litwa	System taryf gwarantowanych, promujących dodatkowo biomasę		Wsparcie inwestycyjne na transformację sektora energetycznego i rozwój CHP. Plany nowych 350 MW CHP wykorzystujących biomasę			
Rep. Czeska				Warunkowy obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczych	System dopłat do rynkowej ceny energii elektrycznej	
Austria	Ceny gwarantowane dla źródeł wykorzystujących paliwa odnawialne		Na lata 2009-2018 przewidziano dopłaty inwestycyjne z celem budowy 1700 MW nowych mocy wysokosprawnej kogeneracji			
Niemcy				Dodatkowe wsparcie inwestycyjne na rozwój sieci ciepłowniczych	Obecnie system dopłat do rynkowej ceny energii elektrycznej od 21 do 54 EUR/MWh. Wsparcie udzielane na okres 10 lat lub 30 000 godzin pracy	
Szwecja		System zielonych certyfikatów dla jednostek wykorzystujących paliwa odnawialne	Realizowano kilka programów inwestycyjnych			
Włochy		Funkcjonował system wsparcia inwestycyjnego			System białych certyfikatów, który wspiera także CHP w okresie 10 lat. Obecnie system aukcyjny	
Francja	System taryf gwarantowanych dla małych źródeł do 5 MW (w przedziale 40-160 EUR/MWh)		Przewiduje się objęcie pomocą inwestycyjną budowę 2300 MW źródeł wysokosprawnej kogeneracji do 2020 r.			System gwarantujący odbiór energii elektrycznej przez okres 20 lat

Wszystkie kwestie i wątpliwości muszą zostać rozstrzygnięte podczas, przewidywanych na najbliższe miesiące konsultacji.

Specyfika kogeneracji

Kogeneracja to jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła z jednego strumienia wytworzonej pary wodnej. Taka technologia daje oczywiste korzyści, gdyż paliwo użyte do wytworzenia energii elektrycznej jest wykorzystywane także do celów ciepłowniczych. Sprawność układów wysokosprawnej kogeneracji wynosi 80%, podczas gdy w nowoczesnych elektrowniach tylko połowę, a w starszych dużo mniej.

Niestety, wadą kogeneracji w naszym klimacie jest to, że zapotrzebowanie na ciepło nie jest równomierne przez cały rok. O ile zatem w tzw. sezonie grzewczym wykorzystuje się wszystkie zalety produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, o tyle w miesiącach letnich, przy spadku zapotrzebowania na ciepło, potencjał produkcyjny kogeneracji spada.

Mniejsza produkcja energii elektrycznej to mniejsze przychody z jej sprzedaży i gorsza sytuacja finansowa utrudniająca prowadzenie niezbędnych modernizacji i realizację nowych, niezbędnych, inwestycji. Ograniczone w ten sposób przychody ze sprzedaży energii elektrycznej nie są niestety wystarczająco rekompensowane przychodami z rynku ciepła. Jego cena nie wynika tylko z decyzji biznesowych producenta i konkurencji rynkowej, ale przeciwnie – w dużym stopniu kreowana jest przez decyzje administracyjne, które często ją zaniżają. W wielu przypadkach cena ciepła z kogeneracji jest niższa niż cena z odpowiednich ciepłowni co nie znajduje żadnego ekonomicznego uzasadnienia.

Rozwiązaniem, które ma rekompensować nieefektywności rynku jest system wsparcia. Jest on niezbędny zarówno dla utrzymania produkcji w jednostkach istniejących (kogeneracja gazowa) jak też w celu zapewnienia środków na modernizację i inwestycje. Różne metody wspierania kogeneracji funkcjonują w Polsce od wielu lat. Ostatnie rozwiązanie, oparte o system świadectwa pochodzenia zostało wdrożone w roku 2007. System wsparcia kogeneracji w Polsce nie jest rozwiązaniem wyjątkowym. Analogiczne rozwiązania funkcjonują w wielu państwach Unii Europejskiej.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej ujemuje w swoich przepisach kwestie dotyczące rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Wskazuje m.in., że państwa członkowskie powinny oszacować możliwości rozwoju kogeneracji oraz stworzyć warunki do osiągnięcia związanych z nią korzyści ekonomicznych. W państwach UE zasadniczo dominuje, podobnie jak w przypadku energetyki odnawialnej, system tzw. feed-in, oparty na gwarantowanych prawem taryfach dla energii, bądź system feed-in premium, gdzie dopłata uzupełnia wpływy ze sprzedaży po cenach rynkowych. Niektóre kraje wdrożyły także systemy oparte na formule sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia (tzw. certyfikatów), tak, jak to ma miejsce w Polsce, stosując także system kontraktów i dopłat do inwestycji.

W wielu krajach istnieją systemy mieszane. Wsparcie operacyjne często uzupełnione jest wsparciem inwestycyjnym w postaci kontraktów i dopłat do inwestycji oraz ustalaniem stabilnych, niezmiennych przez 15-20 lat warunków inwestowania. Najlepszym przykładem efektywności takiego podejścia jest Dania, gdzie obecnie ok. 50% produkowanej energii elektrycznej pochodzi z kogeneracji.

W innych krajach korzysta się ze wsparcia pośredniego producentów, na przykład gwarantując przyłączanie do systemów dystrybucyjnych nowo oddawanych mocy wytwórczych, co również obniża ryzyko inwestycyjne.

System wsparcia dla kogeneracji w Polsce, w swojej obecnej formie, będzie funkcjonował do roku 2018. Nie prowadzi się w tej chwili prac nad modelem wsparcia dla kogeneracji, jaki miałby obowiązywać po tym czasie. Same rozwiązania rynku mocy mogą jednak nie zapewnić bodźców rozwojowych tej branży, której potencjał wedle założeń Polityki Energetycznej Polski, zarówno tej poprzedniej o horyzoncie czasowym do roku 2030, jak i opracowywanej obecnie, sięgającej roku 2050, powinien wzrosnąć dwa razy.

ME postuluje zakaz łączenia uczestnictwa w Rynku Mocy z innymi systemami wsparcia. Niektórzy eksperci uważają, że w Polsce nie powinno się prowadzić oddzielnie prac nad wdrożeniem rynku mocy oraz prac nad nowym systemem wsparcia kogeneracji, mającym obowiązywać po roku 2018. Występuje bowiem duża współzależność pomiędzy nimi. Producenci mogą wszak teoretycznie korzystać z każdego z tych mechanizmów oddzielnie, albo z obu naraz zależnie od opłacalności, ale wówczas należy zadbać, by nie wystąpiło zjawisko nadwsparcia, to znaczy przekazywania większej ilości środków finansowych, aniżeli jest to uzasadnione. Może też wystąpić sytuacja, że dla korzyści biznesowych wytwórca będzie ograniczał produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu i wytwarzał ją wyłącznie w kondensacji, jeśli mechanizmy rynku mocy będą korzystniejsze dla tego drugiego rodzaju produkcji.

Zarówno zasadność łączenia różnych systemów wsparcia, jak też inne szczegółowe rozwiązania rynku mocy podlegające obecnie konsultacji powinny być oceniane z punktu widzenia kosztów i korzyści społecznych. Taka ocena, wymaga przede wszystkim jak najszybszego podjęcia prac analitycznych zmierzających do wyliczenia skutków ekonomicznych poszczególnych wariantów rozwiązań rynku mocy oraz jego oddziaływania na poszczególne sektory dostaw „obowiązku mocowego” oraz odbiorców. Na razie takich wyliczeń brak. Kiedy odpowiednie symulacje powstaną, powinny być jak najszybciej udostępnione wszystkim uczestnikom prac nad rynkiem mocy. Będzie to sprzyjało obiektywizacji wyboru ostatecznego rozwiązania i ograniczy możliwość forsowania rozwiązań korzystnych tylko dla niektórych, najsilniejszych graczy rynkowych.

Uruchomienie rynku mocy może być szansą dla kogeneracji, pod warunkiem uwzględnienia w mechanizmach alokacji środków dla producentów specyfiki branży produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła. Przy niewłaściwym ustawieniu konkretnych rozwiązań może wystąpić skutek wręcz odwrotny.

Wnioski

1. Rynek mocy jest elementem planowanego w Polsce dwutowarowego rynku energii elektrycznej, tzn. handlowania zarówno wytworzoną energią elektryczną, jak i gwarancjami jej wytworzenia i przekazania do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, mierzonymi w jednostkach mocy. Ministerstwo Energii opracowało i przedstawiło w lipcu do konsultacji koncepcję funkcjonowania tego rynku.
2. RM może stymulować rozwój i modernizację nowych mocy wytwórczych w Polsce, a przez to sprzyjać zwiększaniu bezpieczeństwa energetycznego oraz ochronie środowiska i klimatu.
3. Zapewniając wyższy poziom bezpieczeństwa rynek mocy musi w pewnym stopniu podnieść koszty dla odbiorców. Konieczne jest

przedstawienie wariantowych rozwiązań uwzględniających odmienne propozycje i podjęcie decyzji o ostatecznym kształcie rynku dopiero po ocenie prognoz ekonomicznych dla każdego wariantu.

4. Kogeneracja w Polsce już dziś zapewnia znaczny poziom mocy wytwórczych niezbędnych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego. Analizy pokazują, że zgłaszany już wcześniej postulat podwojenia produkcji energii w kogeneracji jest zasadny i możliwy do efektywnej ekonomicznie realizacji. Biorąc pod uwagę niskie ceny ciepła z kogeneracji jej rozwój wymaga odpowiednich dodatkowych mechanizmów finansowania. Przedstawiony do konsultacji model rynku mocy będzie mógł być poddany ocenie w tym względzie dopiero po przedstawieniu szczegółowych analiz finansowych.
5. Warto się zastanowić czy razem z pracami nad rozwiązaniami rynku mocy nie uruchomić działań na rzecz spójnego z nim systemu wsparcia dla kogeneracji, której rozwój pozwoliłby na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego przy najniższych kosztach społecznych. Bazą dla odpowiednich rozwiązań mogą stać się propozycje rozwiązań przygotowane przez sektor kogeneracyjny, które były już prezentowane Ministerstwu Energetyki.

