



**Towarzystwo Gospodarcze
Polskie Elektrownie**

Możliwości zapewnienia
bezpieczeństwa dostaw energii
elektrycznej w Polsce poprzez
wprowadzenie rynków mocy i
mechanizmów mocowych

1. Spis treści

1. Spis treści.....	2
2. Wprowadzenie.....	3
3. Analizy uzasadniające wprowadzanie rynków mocy i kontraktów różnicowych w Polsce.....	3
4. Analiza i wybór optymalnego zakresu zmian w modelu rynku energii w Polsce.....	10
5. Opis wybranych modeli i ocena skutków ich wprowadzenia	13
6. Projekty wdrożeniowe, założenia do zmian w regulacjach, harmonogram wdrażania.....	18
7. Podsumowanie i rekomendacje.....	21
8. Ograniczenie zakresu prac.....	22

2. Wprowadzenie

W Polsce, podobnie jak w innych krajach UE, przez ponad dwadzieścia lat rozwijany jest jednotowarowy rynek energii, ale przy zachowaniu elementów mechanizmów mocowych. Pozwoliło to na uniknięcie zagrożeń bezpieczeństwa dostaw, które wystąpiły na przełomie wieków w wielu krajach UE i niektórych stanach USA. Jednak w ostatnich latach zagrożenie utraty bezpieczeństwa dostaw rośnie również w Polsce. Jest to powodowane restrykcyjnymi i często zmienianymi regulacjami unijnymi oraz szybkim rozwojem dotowanych, niesterowalnych jednostek wytwórczych (głównie elektrowni wiatrowych). Dodatkowo w latach 2009-2013 zmarginalizowano jeden z mechanizmów mocowych – operacyjną rezerwę mocy. Obecnie, rynek energii elektrycznej nie generuje wystarczających sygnałów dla inwestorów oraz nie zapewnia wystarczających przychodów dla jednostek wytwórczych niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, a zmuszonych do obniżenia produkcji na rzecz elektrowni wiatrowych (tzw. problem brakujących przychodów). W odpowiedzi, z początkiem 2014 roku, znacznie zwiększono wolumen płatności mocowych za operacyjną rezerwę mocy. Złagodziło to ww. problem oraz pozwoliło na spokojne przygotowanie i wdrożenie rozwiązań docelowych.

Doświadczenia innych krajów wskazują, iż na obecnym etapie rozwoju rynku energii, najbardziej efektywnym rozwiązaniem są rynki mocy. Zostały wprowadzone w USA ponad 10 lat temu dla uniknięcia zagrożeń, które wystąpiły na przełomie wieków. Płatności mocowe funkcjonują od wielu lat w Hiszpanii i kilku mniejszych krajach UE, obecnie są nowelizowane poprzez wprowadzanie elementów rynkowych. Rynek mocy wdraża się w Wielkiej Brytanii, jest uzgodnienie z Komisją Europejską, trwa przygotowanie pierwszej aukcji zakupu mocy. Daleko zaawansowane są przygotowania do wprowadzenia rynku mocy we Francji i Włoszech, w Niemczech są opracowane rozwiązania rynku mocy popierane przez sektor energetyczny, ale rząd proponuje rozszerzenie systemu rezerw mocy. Komisja Europejska przeprowadziła badania opinii ze strony interesariuszy z krajów UE, a następnie opracowała wytyczne do wprowadzania mechanizmów mocowych.

Dodatkowym mechanizmem, który wspomaga podejmowanie decyzji inwestycyjnych w niestabilnych warunkach przy wysokim poziomie ryzyka, są kontrakty różnicowe. Na ogół obejmuje się nimi nowe lub przebudowywane jednostki wytwórcze w najbardziej kapitałochłonnych technologiach. Również w tym obszarze liderem jest Wielka Brytania, tam już zawarto kilka kontraktów różnicowych z inwestorami przebudowującymi elektrownie węglowe na biomasowe, budującymi morskie elektrownie wiatrowe i elektrownie jądrowe. Wszystkie kontrakty zostały uzgodnione z Komisją Europejską.

3. Analizy uzasadniające wprowadzanie rynków mocy i kontraktów różnicowych w Polsce

Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii wynika z niedostatecznego zbilansowania mocy wytwórczych z zapotrzebowaniem i/lub niewłaściwej struktury technologicznej mocy. W Polsce występują oba te czynniki. Problemy zrównoważenia bilansu wynikają z niedostatecznych inwestycji i możliwości przedterminowych wyłączeń jednostek wytwórczych, które dotyka problem brakujących przychodów. Elektrownie konwencjonalne o wyższych kosztach zmiennych pracują coraz krócej, a ich przychody nie zapewniają marży pokrywającej niezbędne koszty. Nie funkcjonują też efektywne mechanizmy stymulujące elastyczność popytu, a brak istotnych różnic w cenie energii w szczycie zapotrzebowania i poza nim wręcz sprzyja wzrostowi poboru szczytowego.

Problemy ze strukturą mocy wynikają z niedostatecznej ilości inwestycji w jednostki wytwórcze w technologiach wysokonakładowych, które mogą dostarczać czystą i taną energię. W obecnych warunkach rynkowych, wytwarzanie energii elektrycznej stało się działalnością obciążoną wysokim ryzykiem, a tym samym istotnie wzrósł koszt kapitału. Bez spadku ryzyka, wysoki koszt kapitału

stanowi barierę dla części technologii (energetyka jądrowa, bloki węglowe i gazowe z CCS/CCU¹) lub ogranicza rozwój do poziomu wynikającego z systemów wsparcia (jednostki OZE). Potwierdza to analiza realizacji polityki energetycznej z 2009 roku, zdecydowanie powyżej planów są budowane wysoko dotowane elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne. Moc jednostek ciepłych spada w stosunku do planów z polityki energetycznej. Produkcja w skojarzeniu miała się podwoić do 2020 roku, a w rzeczywistości z trudem utrzymuje stały poziom.

Ocena stanu bezpieczeństwa dostaw bez zmiany obecnego modelu rynku energii

Popyt na energię elektryczną rośnie w Polsce dość wolno, w ostatnich dziesięciu latach przeciętny wzrost roczny wynosił około 1,3%². Potencjał wzrostu jest duży, ponieważ Polska ma jeden z najniższych wskaźników zużycia energii elektrycznej netto per capita w krajach Unii Europejskiej – około 3,2 MWh na mieszkańca przy przeciętnej UE ponad 5,5 MWh. Również wskaźnik mocy zainstalowanej per capita jest jednym z najniższych w UE.

Mimo to niemal wszystkie prognozy dla Polski przewidują problemy ze zrównoważeniem bilansu mocy po 2015 roku, co zostało przedstawione w poniższej tabeli. Poniższe prognozy nie uwzględniają problemu brakujących przychodów, który zwiększa zagrożenie i może przedłużyć okres braków mocy na lata dwudzieste, niezależnie od realizowanych obecnie inwestycji.

Bilans mocy w Polsce w latach 2013-2030 [GW]

Prognoza/źródło	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030
MG ³	1,46	0,61	-0,09	-0,80	-1,10	0,11	2,68	1,38	1,19
Analizy DAS ⁴	0	-1,75	-2,28	-3,75	0	0	0	0	0
ENTSO-E ⁵	-0,06	n/a	-0,93	-2,91	n/a	n/a	-5,02	n/a	n/a

Źródło: Podane w przypisach, n/a – rok nie zawarty w prognozie

W ramach niniejszego Projektu opracowano niezależne bilanse mocy oraz oceniono ich skutki gospodarcze w trzech scenariuszach:

- **Bazowym** – odzwierciedlającym obecną sytuację rynkową, zakładającym stały rozwój gospodarczy Polski na poziomie zbliżonym do ostatniej dekady, w okresie 2013-2030 zużycie energii rośnie średniorocznie o 1,7%.
- **Spowolnienia gospodarczego** – zakładającym przedłużanie się ogólnoeuropejskiej recesji do roku 2016 włącznie, a następnie powolny i stopniowy wzrost gospodarczy. W okresie 2013-2030 zużycie energii rośnie średniorocznie o 1,2%.
- **Wysokiego wzrostu gospodarczego** – zakładającym dynamiczny wzrost gospodarczy, dalsze angażowanie krajów UE w realizację celów klimatycznych i rozwój OZE. W okresie 2013-2030 zużycie energii rośnie średniorocznie o 2%.

1 ang. *Carbon Capture and Storage/Carbon Capture and Utilisation*, wychwytywanie i składowanie/wychwytywanie i wykorzystanie dwutlenku węgla

2 Wzrost w okresie 2003-2012

3 *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw* opublikowane w lipcu 2013 roku przez Ministerstwo Gospodarki, dane dla szczytowego zapotrzebowania w okresie zimowym

4 *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060* opublikowany w listopadzie 2013 roku przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych – Model DAS

5 ENTSO-E *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030*, 2013, Scenariusz A, dane dotyczące nadwyżki mocy w Styczniu o godz. 19

Zapotrzebowanie na moc rośnie w podobnym tempie. Dla wykonanych projekcji zapotrzebowania na moc opracowano bilanse mocy z uwzględnieniem zdeterminowanych inwestycji. Opracowano dwa warianty bilansów mocy, bez uwzględnienia problemu efektu brakujących przychodów oraz uwzględniające ten problem. Zostały one przedstawione w kolejnych tabelach.

Bilans mocy w szczytach zapotrzebowania bez uwzględniania problemu brakujących przychodów [MW]

Rok	Scenariusz bazowy		Scenariusz spowolnienia gospodarczego		Scenariusz wysokiego wzrostu gospodarczego	
	Zima	Lato	Zima	Lato	Zima	Lato
2015	1 487	2 071	1 536	2 028	1 043	1 705
2016	-369	430	52	793	139	897
2017	84	932	1 073	1 777	461	1 348
2018	-889	89	516	1 261	-686	244
2019	548	1 405	2 131	2 804	497	1 347
2020	491	1 282	2 041	2 730	616	1 424
2025	-2 591	-1 412	-1 836	-484	-2 784	-1 636
2030	-5 237	-3 862	-5 088	-3 510	-5 952	-4 553

Źródło: Opracowanie własne EY

W analizach uwzględniono efekt funkcjonowania operacyjnej rezerwy mocy, mimo to wskazują one, że w latach 2016 i 2018 mogą wystąpić problemy bilansowe. W latach dwudziestych, kiedy z KSE wyłączane są kolejne jednostki wytwórcze, ujemny bilans staje się problemem strukturalnym i występuje we wszystkich scenariuszach.

Znacznie gorsza sytuacja ma miejsce przy uwzględnieniu problemu brakujących przychodów, wtedy ujemny bilans utrzymuje się przez analizowany cały okres.

Bilans mocy w szczytach zapotrzebowania z uwzględnianiem problemu brakujących przychodów [MW]

Rok	Scenariusz bazowy		Scenariusz spowolnienia gospodarczego		Scenariusz wysokiego wzrostu gospodarczego	
	Zima	Lato	Zima	Lato	Zima	Lato
2015	-3 102	-2 292	-4 237	-3 461	-3 302	-2 426
2016	-3 976	-2 999	-4 740	-3 762	-3 224	-2 300
2017	-3 523	-2 498	-3 718	-2 779	-2 902	-1 849
2018	-4 496	-3 340	-4 458	-3 468	-4 251	-3 146
2019	-3 059	-2 024	-2 843	-1 925	-3 256	-2 221
2020	-4 352	-3 322	-4 779	-3 754	-4 003	-2 968
2025	-7 516	-6 094	-8 327	-6 656	-8 272	-6 855
2030	-10 162	-8 545	-11 579	-9 681	-11 440	-9 772

Źródło: Opracowanie własne EY

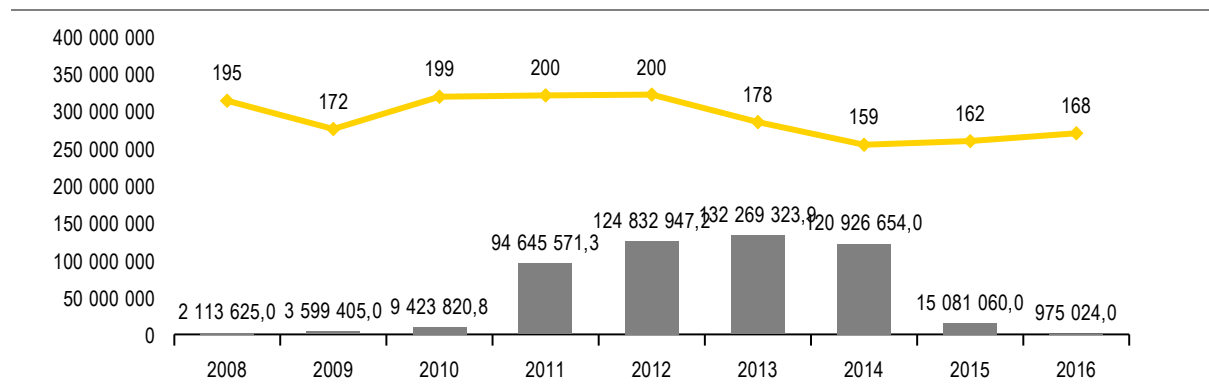
Powyższe analizy były opracowywane z uwzględnieniem budowy około pięciu tysięcy MW w blokach, które są aktualnie budowane lub podjęto decyzję o budowie, pomimo że nie wszystkie decyzje były podjęte w czasie opracowywania analiz. Wszystkie jednostki przyjęto do bilansów w wariantcie wysokiego wzrostu gospodarczego, w bazowym około tysiąc mniej, a przy spowolnieniu o dwa tysiące mniej. Trzeba brać pod uwagę, że te decyzje uwzględniały wysokie prawdopodobieństwo zmian w obecnym modelu rynku, zwłaszcza wprowadzenie rynku mocy.

Problem brakujących przychodów

Ceny hurtowe energii elektrycznej istotnie spadły w ostatnich trzech latach. Wynika to z obniżenia tempa wzrostu gospodarczego i niższego zapotrzebowania oraz szybko rosnącego udziału dotowanej energii z elektrowni wiatrowych. W kontraktach terminowych także utrzymuje się bardzo niski poziom cen, co ilustruje kolejny wykres.

Podobna sytuacja utrzymuje się na rynkach w sąsiednich krajach, poniżej przedstawiono giełdowe ceny na rynku niemieckim. Rynek czeski i słowacki są praktycznie zintegrowane cenowo z rynkiem niemieckim.

Wolumen i średnia cena energii elektrycznej na TGE w latach 2008-2016



Wolumen i średnia cena energii elektrycznej na rynku niemieckim w latach 2008-2016

Źródło: Dla rynku polskiego TGE – stan na dzień 31.12.2013, według daty dostawy, dane za lata 2008-2013 na podstawie notowań z RDN, RTT i RDB, lata 2014-2016 na podstawie notowań z RTT, dla rynku niemieckiego EEX (kontrakty terminowe według daty dostawy) – stan na dzień 31.12.2013.

Prognozy cen opracowane przez specjalistyczne firmy oraz instytucje finansowe są na ogół zgodne, że do 2016 roku nie będzie istotnych zmian cen. Po tym okresie występuje wysoka rozbieżność prognoz, wynika to z niepewności co do regulacji unijnych, a zwłaszcza zmian zasad funkcjonowania systemu handlu emisjami. Przeważają prognozy utrzymujące niskie ceny (poniżej 40 EUR/MWh) co najmniej do 2020 roku. Przy rosnących kosztach zakupu uprawnień do emisji, nie są to warunki sprzyjające podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

Marże mocowe na jednostkę produkcji (cena energii minus koszty zmienne) również spadają, ale wolniej, bo spadek cen węgla kamiennego obniżył koszty zmienne w 2013 roku niemal o 20 PLN/MWh w stosunku do 2012 roku. Dla inwestorów i operatorów najważniejsza jest marża mocowa na jednostkę mocy zainstalowanej. Dla nowych jednostek podstawowych marża mocowa na jednostkę mocy zainstalowanej powinna wynosić ponad 500 tys. PLN/MW/rok. Obecne marże mocowe, w szczególności elektrowni i elektrociepłowni na węgiel kamienny są znacznie niższe. Dla jednostek

szczytowych, o małym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej, marża mocowa powinna wynosić 150 - 250 tys. PLN/MW/rok.

Obecnie w Polsce typowe jednostki szczytowe nie funkcjonują, gdyby funkcjonowały osiągałyby ujemne marże ze względu na bardzo wysoki koszt paliwa (paliwo gazowe lub płynne) przekraczający 450 PLN/MWh. W jednostkach gazowych z cyklem prostym jednostkowe zużycie wynosi około 10 GJ/MWh, a cena gazu dla dostaw szczytowych ponad 45 PLN/GJ. Ich rolę wypełniają głównie najstarsze jednostki wytwórcze na węgiel kamienny.

Poziomy marż mocowych w elektrowniach i elektrociepłowniach na węgiel kamienny w latach 2009-2013 [tys. PLN/MW/rok]

Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych ARE i sprawozdań G10.2

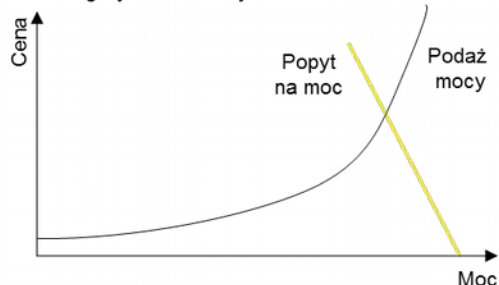
Do 2008 roku jednostki pracujące szczytowo lub podszczytowo uzyskiwały istotną część marży mocowej poprzez przychody z rezerwy operacyjnej. Od 2009 roku te przychody spadły niemal do zera. W połączeniu ze spadkiem cen energii elektrycznej i spadkiem produkcji (przejmowanie produkcji przez elektrownie wiatrowe), w ostatnich latach przeciętne marże mocowe obniżyły się o blisko 25%. Spadek marż najbardziej dotknął jednostki na węglu kamiennym, w 2013 roku większość z nich zanotowała ujemne wyniki. Przychody nie pokrywające kosztów operacyjnych zaczęły wymuszać podejmowanie decyzji o przedterminowym wycofaniu jednostek jeszcze nie w pełni amortyzowanych. Analizy kontynuacji takiego stanu wskazują na dodatkowe wyłączenia ze względów ekonomicznych około 4-6 tysięcy megawatów w ciągu 6-7 lat. Jednocześnie analizy wskazują, że właśnie te jednostki są najtańszym sposobem zastępowania produkcji w elektrowniach wiatrowych przy słabych wiatrach. W Niemczech stoi kilka tysięcy megawatów mocy w jednostkach gazowych, budowanych jako uzupełnienie dla elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych (niesterowalne źródła), ze względu na zbyt wysoki koszt gazu. Funkcję regulacyjną dla niesterowalnych źródeł odnawialnych pełnią elektrownie na węgiel. W Niemczech w większym stopniu wykorzystuje się do regulacji jednostki na węgiel brunatny, bo są na ogół starsze i mają niską sprawność.

W Polsce problem brakujących przychodów został złagodzony poprzez przywrócenie znaczących płatności za operacyjną rezerwę mocy, ale wraz ze wzrostem produkcji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych będzie dalej narastał. Proces spadku cen rynkowych ze względu na przejmowanie produkcji przez elektrownie wiatrowe i spadku wykorzystania mocy jednostek węglowych jest bezpośrednio związany z rozwojem niesterowalnych źródeł OZE. Perspektywy opanowania technologii magazynowania energii w znaczących ilościach są dość odległe. Uaktywnienie odbiorców poprzez zakup interwencyjnej redukcji poboru mocy, może tylko łagodzić problem niedopasowania produkcji do poboru. Konieczne są inne systemy, które mogą uaktywnić do regulacji wszystkie, nawet małe jednostki wytwórcze oraz szeroko wykorzystywać elastyczność poboru mocy przez odbiorców. Takie możliwości daje rynek mocy.

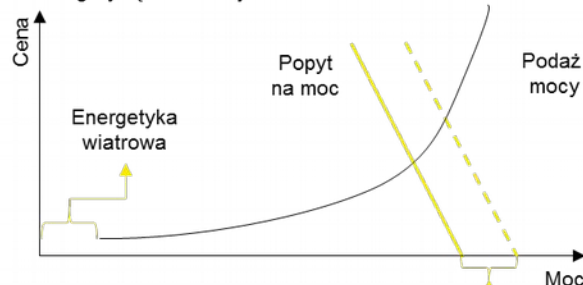
Ilustracja efektu problemu brakujących przychodów

Ranking kosztów krańcowych na rynku tylko energii

Bez energetyki wiatrowej



Z energetyką wiatrową



Kalkulacja efektu brakujących przychodów dla 1 MW mocy zainstalowanej w en. wiatrowej

Produkcja energii elektrycznej 2000 MWh / MW	X	Przeciętna marża mocowa na rynku en. elektrycznej 100 PLN/MWh	=	Sumaryczna marża elektrowni wiatrowych 200 000 PLN / MW
Moc uwzględniana w bilansie mocy 0,1 MW	X	Uzasadniony poziom marży jednostek podstawowych 500 000 PLN / MW	=	Marża uzasadniona dla zapewnienia bezp. dostaw 50 000 PLN / MW
=				
Nadwyżkowa marża przejęta przez el. wiatrowe 150 000 PLN / MW		/ Uzasadniony poziom marży jedn. podstawowych 500 000 PLN / MW		
Ilość mocy w jednostkach ciepłych wyparta przez elektrownie wiatrowe				
Ilość mocy w en. wiatrowej	1 MW	3 000 MW	6 000 MW	
Jednostek ciepłych	0,3 MW	900 MW	1 800 MW	

Źródło: Opracowanie własne EY

Podobne, a nawet wyższe ilości mocy przeznaczonej do wyłączenia ze względów ekonomicznych, uzyskano w szczegółowych analizach uwzględniających projekcję rachunku wyników dla poszczególnych bloków energetycznych funkcjonujących w KSE. Wyniki przedstawiono na poniższym wykresie.

Problem brakujących przychodów w scenariuszu bazowym [GW]

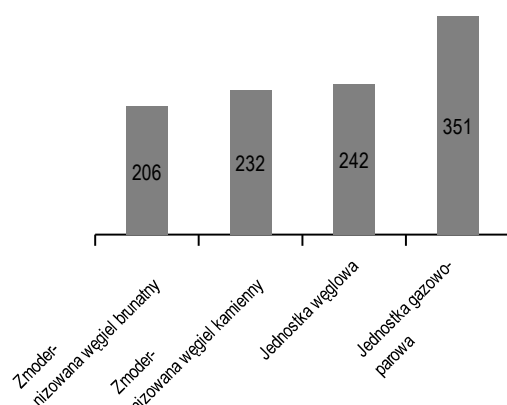
Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie kalkulacji dla poszczególnych jednostek w KSE.

Bez podejmowania działań już obecnie wystąpiłoby zagrożenie dodatkowej likwidacji około 4 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach węglowych. Zastąpienie ich nowymi jednostkami gazowymi zwiększy koszt tej części produkcji niemal dwukrotnie.

Poziom cen z nowych jednostek pozwalający inwestorom na podejmowanie decyzji inwestycyjnych, kalkulowany jako przeciętny koszt w okresie żywotności ekonomicznej⁶, jest znacznie wyższy, niż obecny poziom cen rynkowych. Przy obecnym poziomie ryzyka i związanym z tym koszcie kapitału, przeciętne koszty dla jednostek podstawowych wynoszą – dla technologii węglowych około 250, dla gazowo-parowych około 350, dla jądrowych ponad 300 PLN/MWh przy kosztach operacyjnych rzędu 100 PLN/MWh. Elektrownie jądrowe są szczególnie czułe na poziom kosztu kapitału, co obrazuje wykres poniżej.

Przeciętne koszty produkcji energii na rok 2014 [PLN/MWh]

Przeciętne koszty energii z bloku jądrowego



Źródło: Opracowanie własne EY

Takie poziomy kosztów oznaczają, że bez istotnego obniżenia ryzyka i kosztu kapitału, nie będzie warunków do rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Podobne problemy mają miejsce przy innych technologiach niskoemisyjnych, np. paliwa kopalne z CCS lub CCU. Podobne wyniki uzyskano w analizach dla warunków angielskich. Analizy prowadzono przy założeniu możliwości obniżenia kosztu kapitału nawet o 3%. Dla pierwszych kontraktów różnicowych w Wielkiej Brytanii uzyskano 2% dla elektrowni jądrowej i 1,3% dla morskich farm wiatrowych. W kolejnych kontraktach możliwe są dalsze obniżki. Dla energetyki jądrowej w Polsce może być konieczne szukanie dalszych sposobów na obniżenie kosztu kapitału, ale w pierwszej kolejności powinny być wykorzystane możliwości kontraktów różnicowych. Powtórnie powinny być przeanalizowane możliwości przebudowy bloków węglowych w całości lub przeważającej części na biomasowe, dla kontraktów różnicowych dla takich jednostek też mamy przeciwioną drogę w Anglii.

Analizy bilansów mocy w krajach sąsiednich i rozwoju połączeń międzynarodowych nie pozwalają na wprowadzanie importu jako trwałego źródła mocy w bilansie zapewniającym bezpieczeństwo dostaw. Wykorzystywanie połączeń międzynarodowych powinno być rozpatrywane jako element optymalizacji produkcji energii w danym regionie w perspektywie krótkookresowej (głównie dobowej i godzinowej), a nie jako narzędzie do niwelowania trwałych i długoterminowych deficytów mocy.

Zarówno prognozy zewnętrzne jak i bilanse mocy przygotowane niezależnie w ramach niniejszego projektu wskazują na poważne ryzyko zagrożenia dostaw energii. Istotne niedobory mocy występują szczególnie w okresie 2020-2030 w każdym z analizowanych scenariuszy.

O powadze problemu świadczą już podjęte działania.

⁶ Ang. LCOE, Levelised Cost of Electricity

Zostały przywrócone płatności za operacyjną rezerwę mocy na poziomie istotnie wpływającym na przychody wytwórców, zwłaszcza dla jednostek wytwórczych o niskim wykorzystaniu mocy osiągalnej. Zakupiono blisko tysiąc megawatów w jednostkach wytwórczych kończących normalną eksploatację tworząc interwencyjną rezerwę zimną. Trwają zakupu usługi interwencyjnej redukcji poboru mocy u odbiorców. Ostatnie decyzje inwestycyjne zostały podjęte przez spółki o dominującej własności Skarbu Państwa, który jako właściciel zgodził się na podwyższone ryzyko inwestycyjne.

Łagodzą one i przesuwają w czasie problem z bilansami mocy, ale ich nie rozwiązują. Niezbędne są działania nakierowane na zapewnienie sygnałów inwestycyjnych dla budowy nowych mocy, utrzymania w eksploatacji istniejących źródeł, uaktywnienia do regulacji mocy małych jednostek i grup odbiorów.

Problem brakujących przychodów został złagodzony poprzez przywrócenie płatności za operacyjną rezerwę mocy. Jednak rosnący udział elektrowni wiatrowych prawdopodobnie spowoduje jego dalszą eskalację. Konieczne jest wprowadzenie rozwiązań które pozwolą na trwale zniwelowanie problemu brakujących przychodów.

Dla wyboru optymalnego wyboru zmian w modelu rynku energii analizowano pakiety różnych rozwiązań, już stosowanych w Polsce i w innych krajach.

4. Analiza i wybór optymalnego zakresu zmian w modelu rynku energii w Polsce

Mechanizmy mocowe

Pojęcie rynek mocy jest używane dla określenia różnych form mechanizmów mocowych stosowanych na rynku energii, mogą to być formy rynkowe i pomocowe. Pod pojęciem „rynek mocy” występuje kilka instrumentów:

- płatności mocowe,
- rynek mocy, który pokrywa pełne koszty mocy, a rynek energii ma ograniczenia cen powiązane z kosztami zmiennymi,
- rynek mocy, który pokrywa tylko część kosztów mocy (jest nakładką na rynek energii), rynek energii nie ma ograniczeń cen powiązanych z kosztami zmiennymi,
- kontrakty wieloletnie, np. różnicowe.
- Rynek rezerw mocy lub rynek usług systemowych

Najbardziej dojrzałe rynki mocy, przedstawiane również jako wzorcowe, funkcjonują w USA – PJM i ISO NE. Rynki mocy funkcjonują również w ISO NY, Kalifornii, Teksasie, Ameryce Południowej i Rosji. W różnej formie stosuje się tu także rynki rezerw mocy. Ponadto opłaty za moc stosuje się w innych krajach Ameryki Południowej (np. Argentynie) i Azji (np. Korei Południowej).

W Europie pierwsze instrumenty mocowe wprowadzano już na początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku – w latach 1990-2001 w Wielkiej Brytanii funkcjonowała opłata za moc. Instrument ten funkcjonuje także obecnie w Irlandii (od 2005 roku) i we Włoszech (od 2004 roku). W Hiszpanii i Portugalii wprowadzono w 2007 roku opłatę za moc dla jednostek opalanych paliwami kopalnymi oraz dla hydroenergetyki. Obecnie wprowadza się rynki mocy w wielu krajach, a w Wielkiej Brytanii również kontrakty różnicowe.

Wymogi regulacji europejskich w zakresie pomocy publicznej i zgodności z założeniami wspólnego rynku

Sprawy pomocy przyznawanej przez państwa UE reguluje Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Zgodnie z Art. 107 Traktatu, pomoc państwa może mieć formę:

- interwencji niebędącej pomocą publiczną
- dopuszczalnej pomocy publicznej
- niedopuszczalnej pomocy publicznej.

Należy założyć, że ewentualne mechanizmy mocowe i wprowadzane w Polsce będą badane w zakresie występowania pomocy publicznej. W celu minimalizacji ryzyka uznania przez Komisję Europejską, że polskie rozwiązania stanowią niedozwoloną pomocą publiczną, wykonane zostały analizy obecnych regulacji i orzecznictwa w dotychczasowych działaniach. Pozytywne decyzje dla rozwiązań brytyjskiej reformy rynku energii, preferują wykorzystywanie ich podczas projektowania rozwiązań polskich. Nie mniej regulacje unijne podlegają dość częstym zmianom, a zwłaszcza dotyczące bezpieczeństwa dostaw w kontekście rozwoju wspólnego rynku energii elektrycznej. Rozwój założeń wspólnego rynku w kontekście bezpieczeństwa dostaw

Okres	Elementy polityki UE oraz indywidualnych krajów
<p>Początkowa faza budowy wspólnego rynku</p> <p>Dyrektywa dotycząca bezpieczeństwa dostaw</p>	<ul style="list-style-type: none"> Początkowo w krajach UE rozwijany był rynek jednotowarowy, co miało swoje odzwierciedlenie w pierwszych regulacjach UE dotyczących modeli rynków krajowych i ich integracji. Po 2000 roku, w wyniku narastania zagrożeń utraty bezpieczeństwa dostaw energii, regulacje unijne zostały złagodzone. Dyrektywa 2005/89/WE z 18 stycznia 2006 roku, dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, zobowiązała Państwa Członkowskie do podjęcia właściwych środków w celu utrzymania równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię elektryczną a dostępnością mocy wytwórczych. Wśród właściwych środków zostały wymienione zarówno mechanizmy mocowe (w tym rynki mocy ale jako nakładki na rynek energii nie przenoszące pełnych kosztów stałych). Na tej podstawie kilka krajów (Hiszpania, Portugalia, Irlandia) wprowadziły już w 2006 roku płatności mocowe, do których potem wprowadzano elementy konkurencyjne.
Efekty polityki klimatycznej UE	<ul style="list-style-type: none"> Po wprowadzeniu w 2007 roku ambitnej polityki klimatycznej, w krajach UE powstał problem brakujących przychodów powodujący zagrożenie bezpieczeństwa dostaw. Spowodowało to uruchomienie w wielu krajach UE procesów przygotowawczych do wprowadzenia rynków mocy, mechanizmów mocowych oraz innych instrumentów dopuszczonych przez dyrektywę o bezpieczeństwie dostaw, takie jak przetargi na budowę nowych mocy wytwórczych.
<p>III pakiet rynkowy</p> <p>Indywidualnie wprowadzane mechanizmy mocowe</p>	<ul style="list-style-type: none"> Dyrektywa 2003/54/WE (rynkowa) została zastąpiona Dyrektywą 2009/72/WE, ale regulacje dotyczące bezpieczeństwa dostaw nie zmieniły się. Dyrektywa ta zobowiązuje państwa członkowskie do zapewnienia, w interesie bezpieczeństwa dostaw, możliwości tworzenia nowych mocy lub tworzenia środków efektywności energetycznej/zarządzania popytem, poprzez procedurę przetargową lub dowolną procedurę równoważną. Procedury te mogą być jednak uruchamiane jedynie w przypadku, gdy obecne i planowane zasoby wytwórcze są niewystarczające, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw. Na tej podstawie w kilku krajach wprowadzono wyższe płatności mocowe dla nowych jednostek wytwórczych, gwarantowane przez wiele lat. W Anglii wprowadza się reformę rynku, która poza rynkiem mocy zawiera system kontraktów różnicowych, bazujący na powyższych regulacjach. We wszystkich dużych krajach UE trwają procesy

Okres	Elementy polityki UE oraz indywidualnych krajów
	przygotowawcze do wprowadzenia rynków mocy lub mechanizmów mocowych.
Reakcja KE	<ul style="list-style-type: none"> Komisja Europejska podjęła działania dla standaryzacji wprowadzanych rozwiązań i ich oceny pod względem występowania niedozwolonej pomocy publicznej. Na przełomie 2012 i 2013 roku KE przeprowadziła konsultacje publiczne w sprawie konieczności wprowadzania rynków mocy lub mechanizmów mocowych oraz ich form. Na podstawie wyników konsultacji zostały wydane wytyczne zawarte w Komunikacie KE dotyczącym funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej przy jak najlepszym wykorzystaniu interwencji publicznej [C(2013) 7243]. Ponadto KE opublikowała materiał roboczy związany z tym Komunikatem, w którym szczegółowo opisuje wymagania dla instrumentów mocowych. Materiał zawiera listę kryteriów, które powinny być spełnione dla podjęcia decyzji o wprowadzeniu instrumentów mocowych oraz listę kryteriów, które powinny spełniać te instrumenty. Podczas projektowania mechanizmu mocowego należy wziąć pod uwagę: neutralność technologiczną i prowadzenie do eliminacji emisji CO₂, ograniczony czas funkcjonowania, zasięg transgraniczny oraz unikanie zakłóceń konkurencji i handlu. Zapisy Komunikatu i załączonego materiału roboczego są częściowo niespójne wewnętrznie lub mogą być różnie interpretowane.. W kwietniu 2014 przyjęła nowe wytyczne w sprawie pomocy publicznej na ochronę środowiska i energetykę na lata 2014-2020. W zakresie zagadnień związanych z mechanizmami mocowymi w dużej mierze pokrywają się one z powyższym komunikatem i załączonym materiałem roboczym.

Wybór optymalnego zestawu mechanizmów mocowych dla Polski

Przyjmując analogiczne perspektywy czasowe jak w przypadku oceny bezpieczeństwa dostaw zidentyfikowano mechanizmy mocowe możliwe do implementacji w Polsce. Zostały one przedstawione w tabeli poniżej.

Propozycje rozwiązań mocowych

Perspektywa długoterminowa	
Kontrakty różnicowe	<ul style="list-style-type: none"> Alokowane na drodze aukcji Alokowane według kolejności zgłoszeń
Płatność za nowe moce	<ul style="list-style-type: none"> Ustalane taryfowo Ustalane aukcyjnie
Perspektywa średnioterminowa	
Rynek mocy zdecentralizowany	<ul style="list-style-type: none"> Rozliczenia prowadzone według rzeczywistego zapotrzebowania na moc Rynek terminowy sekwencyjny z rozliczeniem na podstawie mocy umownej Rynek terminowy
Rynek mocy scentralizowany	<ul style="list-style-type: none"> Rynek scentralizowany Mieszany rynek scentralizowany Opcje na niezawodność

Płatności mocowe	<ul style="list-style-type: none"> • Płatności mocowe typu premia • Płatność mocowa
Płatności za rezerwę mocy	<ul style="list-style-type: none"> • Płatności za rezerwy operacyjne • Płatności za rezerwę trwałą (strategiczną) • Płatności za rezerwę interwencyjną
Perspektywa krótkoterminowa	
	<ul style="list-style-type: none"> • Rynek rezerw mocy

Mechanizmy zostały ocenione z wykorzystaniem szeregu kryteriów. Podstawowymi kryteriami były:

- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw w danych perspektywach czasowych
- oraz zgodność z wymaganiami Komisji Europejskiej.

Dodatkowo analizowano wpływ na procesy rynkowe, uczestników rynku oraz szereg innych mniej istotnych elementów.

Z powodu możliwości stworzenia wielu konfiguracji mechanizmów oceny przeprowadzono dla zestawów instrumentów, których celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw we wszystkich perspektywach czasowych. Przy pracach zwrócono uwagę, aby poszczególne instrumenty nie były ze sobą sprzeczne lub nie pełniły tych samych funkcji. Celem był dobór takich mechanizmów, które byłyby dla siebie komplementarne. Mimo że zakres Projektu obejmuje tylko rynki mocy i kontrakty różnicowe, inne mechanizmy są analizowane dla sprawdzenia czy eliminują zagrożenie bezpieczeństwa dostaw w stopniu wystarczającym. Jest to konieczne dla wypełnienia wymogów regulacji unijnych.

Na podstawie wyników analiz, Komitet Sterujący podjął decyzję o przyjęciu do dalszych prac dwu zestawów składających się z:

- scentralizowanego rynku mocy i systemu kontraktów różnicowych,
- zdecentralizowanego rynku mocy i systemu kontraktów różnicowych.

5. Opis wybranych modeli i ocena skutków ich wprowadzenia

Wybrane do dalszych prac dwa modele rynku mocy i kontrakty różnicowe, mogą być projektowane w różnych wariantach rozwiązań szczegółowych. W ramach Projektu zostały opracowane wariantowe, szczegółowe rozwiązania rynku scentralizowanego, zdecentralizowanego i kontraktów różnicowych. Dla nich zostały opracowane analizy wpływu na gospodarkę, odbiorców energii, uczestników rynku. Analizowano ewentualne problemy przy uzgodnieniach z Komisją Europejską. Na podstawie tych analiz Komitet Sterujący dokonywał wyboru poszczególnych rozwiązań. Analizy i wybór rozwiązań prowadzono w kilku etapach, pierwszy na bazie rozwiązań opisowych w pierwszej fazie projektu. Następne etapy były w drugiej fazie projektu podczas projektowania rozwiązań wdrożeniowych i opracowania założeń do zmian w regulacjach wdrażających rynek mocy i kontrakty różnicowe. Poniżej opisano najważniejsze elementy modeli rynku mocy i systemu kontraktów różnicowych.

Rynek mocy scentralizowany

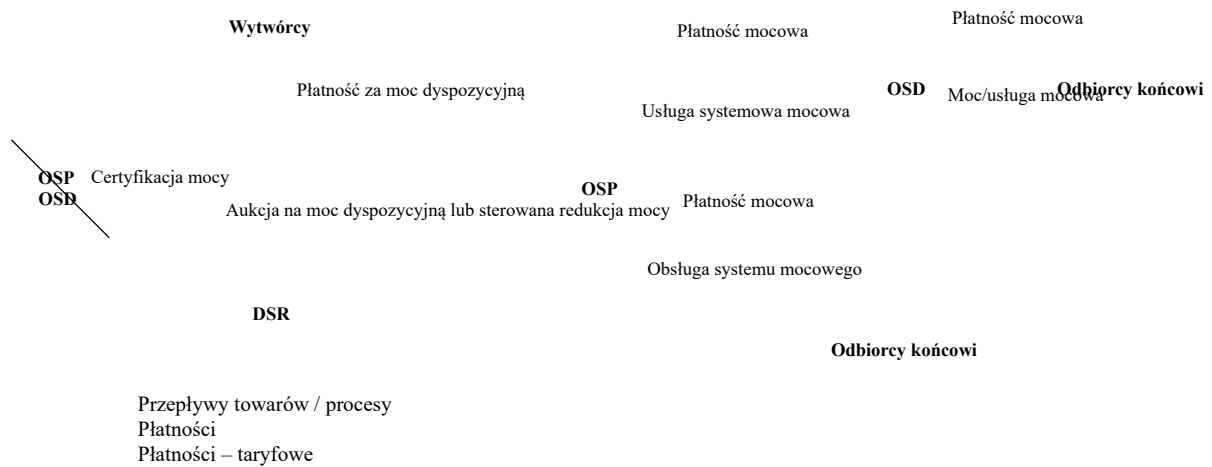
Głównym celem jest kontraktowe zapewnienie odpowiedniej ilości mocy dyspozycyjnej na cztery lata przed rokiem dostaw. Kolejny cel to zapewnienie, jednostkom wytwórczym niezbędnym do zachowania bezpieczeństwa dostaw, przychodów na poziomie pozwalającym na ich utrzymanie (eliminowanie problemu brakujących przychodów). Ponadto rynek mocy ma wzmacniać sygnały inwestycyjne oraz obniżać ryzyko inwestorów i operatorów jednostek wytwórczych.

Towarem na rynku jest moc dyspozycyjna certyfikowanych jednostek wytwórczych i jednostek sterowanego odbioru. Sprzedającymi są operatorzy tych jednostek. Popyt na moc dyspozycyjną jest ustalany na podstawie prognoz zapotrzebowania, zatwierdzanych przez Ministra Gospodarki. Jedynym kupującym jest Operator Systemu Przesyłowego (OSP), który może działać wspólnie z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych (OSD). Zakup dokonywany jest w formie aukcji. Przewiduje się, że dla jednostek zmodernizowanych i nowych, kontrakty mogą być przedłużone, odpowiednio do 5 i 10 lat na warunkach ustalonych w aukcji na pierwszy, pełny rok ich eksploatacji. Odbiorcy ze sterowanym poborem mocy (DSR) mogą występować po stronie podaźowej, w pierwszej fazie będzie jedna aukcja dla jednostek wytwórczych i jednostek sterowanego odbioru. Przewiduje się możliwość udziału jednostek wytwórczych z innych systemów spełniające kryteria pełnej dostępności mocy dla polskiego systemu. Wszystkie jednostki biorące udział w rynku mocy będą corocznie certyfikowane, czyli będą miały sprawdzane warunki ich udziału w rynku mocy, m.in. czy są:

- możliwości dostaw mocy w ustalonych okresach na polecenie OSP,
- odpowiednie systemy komunikacyjne operatora jednostki z OSP i/lub OSD,
- systemy sterowania mocą jednostki wytwórczej lub redukcją poboru mocy,
- system pomiarowo-rozliczeniowy umożliwiający godzinowe rozliczanie mocy i energii,
- ustalone z OSP okresy postojów planowych i okresy planowych zaniżeń mocy.

Koszt zakupu mocy jest pokrywany w roku dostaw przez odbiorców końcowych jako element taryf operatorów sieciowych (OSP i OSD). Nośnikiem opłaty jest moc umowna. Rozliczenie operatorów jednostek wytwórczych z dostaw mocy w ilościach zakontraktowanych jest dokonywane powykonawczo w tzw. okresach dostaw, którymi będą godziny 7.00 – 22.00 w dni robocze. Ponadto, w niektórych godzinach zaliczanych do okresu dostaw, OSP może ogłaszać okresy podwyższonego ryzyka, w których mobilizuje się wszystkie dostępne moce dyspozycyjne. W takich okresach obowiązują podwyższone płatności za moc i za brak dostaw kontraktowych ilości mocy.

Scentralizowany rynek mocy – uczestnicy, relacje i przepływy finansowe



Źródło: Analizy EY

Wstępny program wdrożenia przewiduje zakończenie procesu legislacyjnego w 2015 roku, pierwsze aukcje mogą mieć miejsce w 2016 roku z dostawą mocy na 2020 rok.

Analizy wpływu na gospodarkę oraz potencjalnych skutków zaniechań potwierdzają skuteczność rynku mocy w eliminowaniu zagrożeń w ciągłości dostaw energii, a tym samym eliminują możliwość wystąpienia wielomiliardowych kosztów niedostarczonej energii i bariery dla wzrostu gospodarczego. Zagrożenia ciągłości dostaw są eliminowane poprzez zapewnianie zrównoważonego bilansu mocy na cztery lata przed dostawą. Przyczynia się do tego eliminowanie przedterminowych wyłączeń jednostek wytwórczych ze względów ekonomicznych (eliminowanie problemu brakujących przychodów) oraz zmniejszenie ryzyka dla inwestorów poprzez wprowadzenie strumienia przychodów zależnego od mocy, a nie produkcji. Ponadto kontrakty wieloletnie stanowią kolejny element obniżający ryzyko. Kontrakty na 4 lata przed dostawą wzmacniają sygnały inwestycyjne, a w niektórych przypadkach pozwalają na budowę nowej jednostki wytwórczej.

Aktywacja niemal wszystkich jednostek wytwórczych w KSE i jednostek sterowanego odbioru zdecydowanie zwiększa możliwość kompensowania/tolerancji wahań produkcji w niesterowalnych OZE. Rynek mocy pośrednio przyczynia się zatem do usuwania poważnej bariery w rozwoju energetyki wiatrowej i fotowoltaiki.

Poziom cen na rynku mocy o proponowanych rozwiązaniach waha się do 30-50% przeciętnej marży mocowej, w polskich warunkach są to ceny na poziomie 150 – 250 tys. PLN/MW/rok. Ceny mocy i ceny energii są skorelowane, a przeciętna cena całkowita dla odbiorców stabilizuje się. W okresach kilkuletnich jest niemal taka sama, a w jeszcze dłuższym okresie może nawet spaść, bo uzyskiwana redukcja ryzyka obniża koszt kapitału.

Rynek mocy o proponowanych rozwiązaniach nie wpływa znacząco na konkurencję, wymianę międzynarodową i unijny rynek energii. Główna integracja rynków dotyczy rynku dobowo-godzinowego (spot), na którym ceny są kształtowane na bazie kosztów zmiennych, czyli w niewielkim stopniu zmieniają sytuację po wprowadzeniu rynku mocy w jednym z graniczących krajów. Ewentualne opłaty graniczne doprowadzają dość łatwo do stanu równoważnego rynkom tylko energii w obu krajach. Scentralizowany rynek mocy w Wielkiej Brytanii jest już uzgodniony z Komisją Europejską.

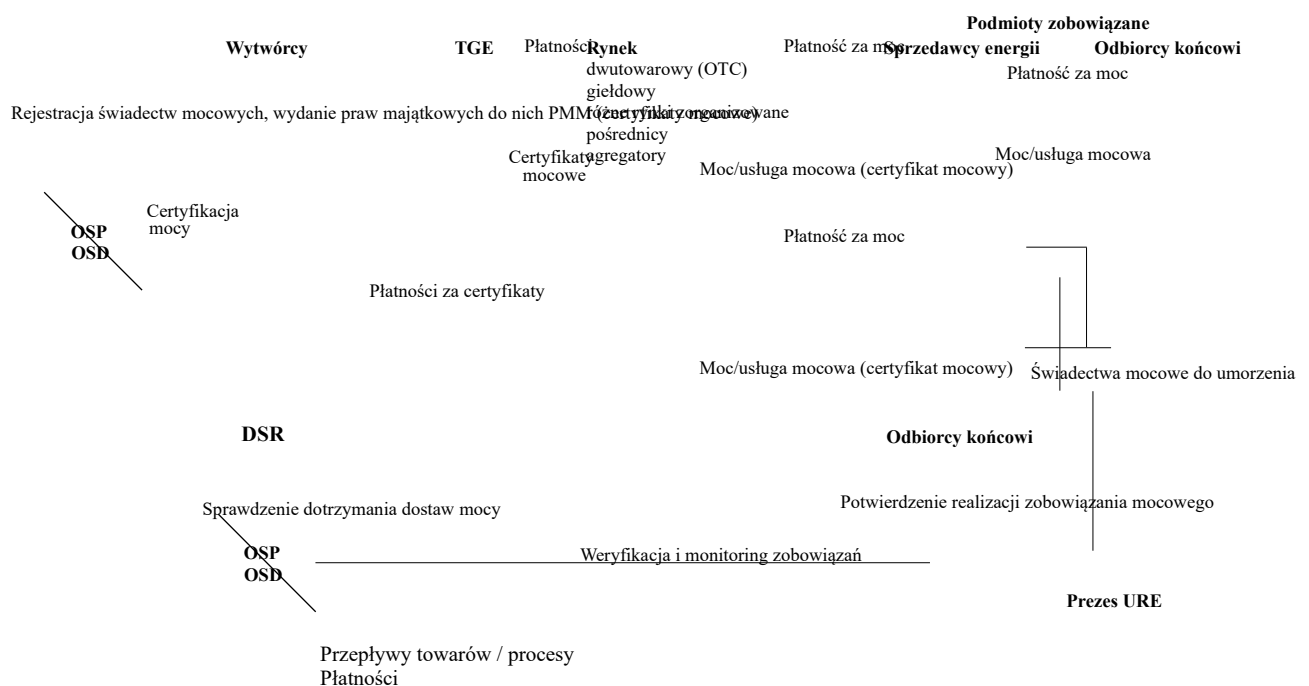
Zmniejsza się strumień środków pieniężnych przepływający przez firmy obrotu energią i sprzedawców energii.

Koszty wdrożenia nie są duże, podstawowy koszt może sięgać około kilkanaście mln PLN, zwrot następuje w okresie kilku lat funkcjonowania rynku mocy.

Rynek mocy zdecentralizowany

Główny cel i pozostałe cele są takie same jak dla scentralizowanego rynku mocy. Towarem na rynku jest moc dyspozycyjna certyfikowana jednostek wytwórczych i jednostek sterowanego poboru mocy, spełniająca ustalone kryteria. Sprzedawcami są operatorzy tych jednostek. Popyt na moc dyspozycyjną jest ustalany na podstawie prognoz zapotrzebowania, zatwierdzanych przez Ministra Gospodarki. Kupującymi są podmioty zobowiązane, którymi są odbiorcy końcowi lub sprzedający im energię. Zobowiązanie mocowe jest ustalane w proporcji do mocy umownej odbiorcy końcowego. Rynek pierwotny i wtórny może funkcjonować w różnych formach, w tym obrót giełdowy. W procesie certyfikacji są wydawane świadectwa mocowe, rejestrowane na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), gdzie wydawane są prawa majątkowe do nich, zwane prawami majątkowymi mocowe (PMM) lub certyfikatami mocowymi. W obrocie są PMM, a każda transakcja musi być rejestrowana na TGE poprzez zmiany PMM na kontach uczestników rynku. W rynku mogą występować pośrednicy, agregatorzy, operatorzy rynków zorganizowanych, itp. OSP występuje na rynku mocy jako podmiot zamykający bilans, kupuje moc dla potrzeb nowych odbiorców i zastępczo dla tych podmiotów zobowiązanych, którzy nie dokonali zakupu. Zakup OSP będzie dokonywany w formie aukcji zamykającej bilans (podobnie dzisiaj działa Rynek Bilansujący).

Zdecentralizowany rynek mocy – uczestnicy, relacje i przepływy finansowe



Źródło: Analizy EY

Rozliczenie podmiotów zobowiązanych z zakupu odpowiedniej ilości mocy jest dokonywane wstępnie na koniec roku n-4 oraz powykonawczo po roku dostaw. Podmioty zobowiązane, które nie wykupiły odpowiedniej ilości mocy są obłożone sankcjami.

Rozliczenie operatorów jednostek wytwórczych z dostaw mocy w ilościach zakontraktowanych jest dokonywane tak samo jak w rynku scentralizowanym.

Wpływ i efekty zdecentralizowanego rynku mocy są bardzo zbliżone do omówionych dla modelu scentralizowanego. Jedyna istotna różnica to utrzymanie zbliżonych przepływów finansowych przez przedsiębiorstwa obrotu energią i nieco więcej elementów konkurencyjnych, minusem jest brak możliwości przedłużania kontraktów rocznych na kilka lat dla jednostek nowych i zmodernizowanych. Ponadto będą nieco wyższe koszty wdrożenia.

Podobny model przygotowywany jest we Francji, ale jeszcze nie jest uzgodniony z Komisją Europejską.

Kontrakty różnicowe

W niniejszym Raporcie został zaprezentowany wstępny projekt systemu kontraktów różnicowych, który może ulegać istotnym zmianom, szczególnie dla jednostek jądrowych. Zmiany mogą dotyczyć m. in. wyłączenia jednostek objętych kontraktami różnicowymi z udziału w rynku mocy.

Kontrakt różnicowy to instrument pochodny, który na rynku energii służy jako instrument długoterminowy umożliwiający przeniesienie ryzyka cen energii (w całości lub w części) z wybranego inwestora na wszystkich konsumentów energii elektrycznej. Inwestor nadal ponosi pełne ryzyko wolumenowe, zależne od czynników, na które ma największy wpływ (głównie prawidłowa realizacja procesów inwestycyjnych, eksploatacyjnych i handlowych).

Zmniejszone ryzyko inwestora pozwala na obniżenie kosztów kapitałowych i pośrednio cen rynkowych energii, na czym korzystają sami konsumenci. Stąd też instrument ten jest na ogół stosowany do stymulowania inwestycji w technologie kapitałochłonne, ale wytwarzające energię elektryczną po niskich kosztach operacyjnych. Kontrakty różnicowe mogą być też stosowane dla wspierania technologii rozwojowych, które w początkowym okresie mają wysokie koszty operacyjne. W rezultacie stanowią skuteczne narzędzie do wdrażania polityki energetycznej poprzez bezpośrednie sterowanie poziomem i strukturą budowanych jednostek wytwórczych, a w przypadku niektórych technologii, także poziomem produkcji.

Kontrakty różnicowe będą instrumentem zapewniającym realizację polityki energetycznej. Decyzję o uruchomieniu systemu kontraktów różnicowych będzie podejmował Minister Gospodarki na podstawie oceny stopnia wdrażania polityki energetycznej pod względem poziomu i struktury mocy, bezpośrednio wpływających na stan bezpieczeństwa energetycznego. Na podstawie tej decyzji, Prezes URE wybiera procedurę wyboru ofert (przetarg, konkurs ofert, negocjacje), opracowuje zapytanie ofertowe i przeprowadza wybór oferentów. Wyniki wyboru zatwierdza Minister Gospodarki. Na tej podstawie zawierane będą kontrakty różnicowe według standardowych wzorów. Kontrakt definiuje jednostkę wytwórczą, wolumeny energii i ceny energii (zwane bazowymi lub kontraktowymi). Kontrakty zawierany jest pomiędzy inwestorem a dedykowanym podmiotem będącym własnością Skarbu Państwa (Zarządca Rozliczeń Różnicowych). Podmiot ten będzie prowadził rozliczenia różnicowe. Środki na ten cel będzie pozyskiwał z należności z tytułu opłaty rozwojowej, do której będzie miał ustawowe prawo. Opłata rozwojowa będzie elementem taryf operatorów sieciowych. Stawki opłaty rozwojowej będą kalkulowane na podstawie prognoz potrzeb dla rozliczeń różnicowych, salda rozliczeń za poprzedni okres i kosztów operacyjnych.

Prawdopodobnie Zarządca Rozliczeń Różnicowych będzie oddzielnym podmiotem, ale z tą samą kadrą co istniejący Zarządca Rozliczeń, prowadzący rozliczenia kosztów osieroconych związanych z kontraktami długoterminowymi. Płatności różnicowe będą dotyczyć różnicy między ceną ustaloną w kontrakcie, a ceną rynkową (giełdową) dla sprzedanych ilości energii. Jeżeli cena rynkowa jest niższa, wytwórca otrzymuje płatność różnicową, jeżeli wyższa - płaci (zwraca część przychodów rynkowych).

Płatności różnicowe jako cena bazowa (kontraktowa) minus ceną rynkowa (referencyjna)

Płatności różnicowe w poszczególnych godzinach

Źródło: Opracowanie własne EY.

Przewiduje się, że podstawowy okres kontraktu różnicowego będzie wynosił 20 lat, ale dla elektrowni jądrowych nawet do 40 lat. W obecnym, niestabilnym otoczeniu rynkowym i regulacyjnym, kontrakty różnicowe mogą być jedynym sposobem umożliwiającym podejmowanie decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy jednostek wytwórczych w technologiach jądrowych czy węglowych z CCS lub CCU. Budowa takich jednostek może być konieczna dla obniżania emisji dwutlenku węgla przy racjonalnym poziomie cen energii. Zmniejszenie ryzyka poprzez kontrakt długoterminowy może obniżyć koszt kapitału o 2-5%, co np. w przypadku elektrowni jądrowej powoduje obniżenie cen nawet o poziom 100 PLN/MWh.

Decyzja o zawarciu kontraktu różnicowego musi być każdorazowo poprzedzona analizami wpływu na rynek dla uniknięcia budowy nadmiernej ilości jednostek pracujących w podstawie obciążenia. Kontrakty różnicowe dla elektrowni jądrowych mogą mieć szereg innych lub dodatkowych elementów, które będą wypracowane w pracach przygotowawczych dla pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce i w trakcie negocjacji z Komisją Europejską. Sukces negocjacji angielskich zwiększa nasze szanse.

6. Projekty wdrożeniowe, założenia do zmian w regulacjach, harmonogram wdrażania.

Projekty wdrożeniowe

Dla każdego modelu rynku mocy i dla systemu kontraktów różnicowych zostały opracowane projekty wdrożeniowe obejmujące:

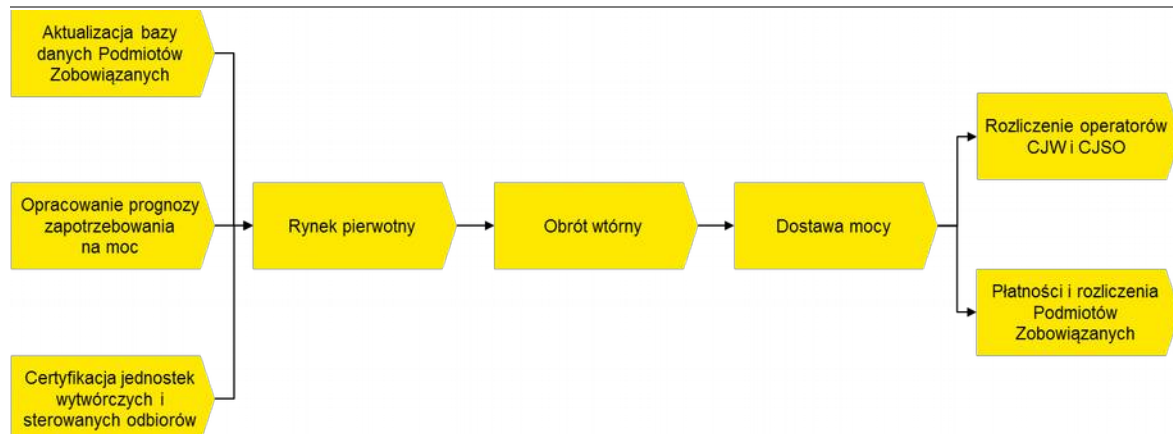
- krótki opis, zawierający główne elementy rynku mocy lub systemu kontraktów różnicowych,

Warszawa, lipiec 2015

- rozszerzone zdefiniowanie produktów,
- opisy podstawowych procesów wg poniższych schematów, z tym że dla scentralizowanego rynku mocy i dla kontraktów różnicowych zostały rozwinięte procesy płatności i rozliczenia po stronie odbiorców, związane z pozyskiwaniem środków poprzez opłatę odpowiednio mocową i rozwojową,
- podstawowe elementy wybranych procedur, w tym budowa krzywej popytowo-kosztowej na bazie prognoz zapotrzebowania na moc dla potrzeb przeprowadzenia aukcji zakupu mocy oraz zasady certyfikacji jednostek wytwórczych i jednostek sterowanego odbioru.
- zdefiniowanie głównych uczestników procesów i ich roli, w tym rola Ministra Gospodarki jako głównego decydenta i Prezesa URE jako nadzorującego procesy i realizatora wyboru inwestorów jednostek wytwórczych objętych kontraktami różnicowymi.
- założenia do systemów wspomagających

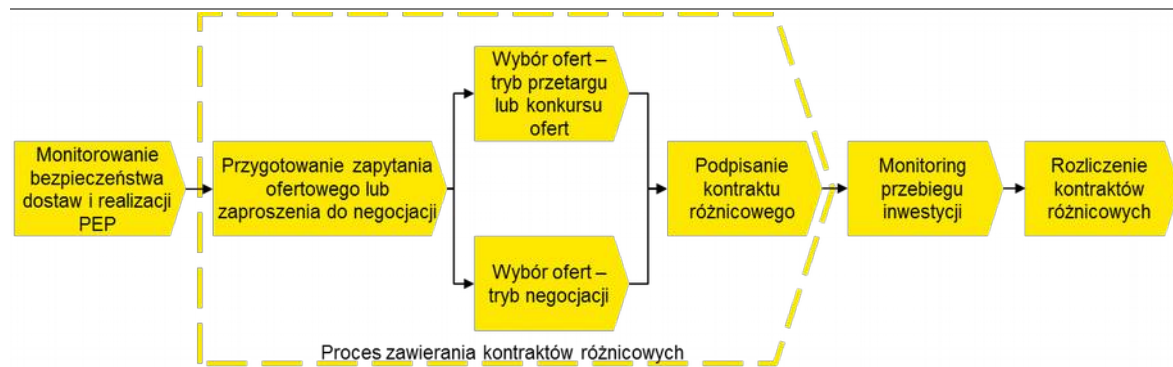
Zmiany w regulacjach w odniesieniu do kontraktów różnicowych są dostosowane do wstępnego projektu systemu, który może ulegać istotnym zmianom, szczególnie dla jednostek jądrowych. Zmiany mogą dotyczyć m. in. wyłączenia jednostek objętych kontraktami różnicowymi z udziału w rynku mocy.

Mapa podstawowych procesów w rynku mocy



Źródło: Opracowanie własne EY

Mapa podstawowych procesów systemu kontraktów różnicowych



Źródło: Opracowanie własne EY

Na tym etapie prac dokonywano wyboru wariantów szczegółowych rozwiązań, dla tych potrzeb zostały opracowane:

- analizy wariantów rozwiązań szczegółowych techniczno-organizacyjnych,
- analizy kształtowania cen mocy i stawek opłaty mocowej,
- analizy efektów i kosztów wprowadzanych rozwiązań,
- analizy regulacji UE w kontekście proponowanych rozwiązań rynku mocy oraz przeprowadzono weryfikację rozwiązań pod względem minimalizacji ryzyka braku uzgodnień z Komisją Europejską.

Powyższe analizy pozwoliły na wybranie optymalnych rozwiązań szczegółowych. Projekt wdrożeniowy został przyjęty przez Komitet Sterujący Projektem.

Założenia do zmian w regulacjach

Dla potrzeb wdrażania projektów rynku mocy i systemu kontraktów różnicowych zostały opracowane założenia do zmian w ustawie prawo energetyczne, przepisach wykonawczych i regulacjach OSP, OSD i TGE. Do zmian w prawie energetycznym i przepisach wykonawczych (rozporządzenie systemowe, rozporządzenie taryfowe i rozporządzenie przetargowe) zostały opracowane projekty uzasadnień i oceny skutków regulacji. Zmiany w regulacji techniczno-organizacyjnych OSP wymagały opracowania projektu nowej części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Rynek mocy. W nowej części znalazły się regulacje zawierające zasady:

- prowadzenia Rejestru Rynku Mocy;
- opracowania prognoz zapotrzebowania na moc oraz wielkości kosztowych niezbędnych dla aukcyjnego zakupu mocy i tryb ich zatwierdzania;
- kryteria i sposób certyfikacji jednostek wytwórczych i jednostek sterowanego odbioru ubiegających się o udział w Rynku Mocy;
- prowadzenia aukcji zakupu mocy;
- zgłaszania dyspozycyjności jednostek wytwórczych i jednostek sterowanego odbioru, weryfikacji zgłoszeń, sprawdzanie dostaw mocy i redukcji poboru mocy;
- prowadzenia rozliczeń na Rynku Mocy.

Dla zdecentralizowanego rynku mocy zostały opracowane założenia do regulacji TGE dotyczących prowadzenia rejestru świadectw dostaw mocy i zasad obrotu prawami majątkowymi do nich.

Założenia do zmian w regulacjach na poziomie ustawy i rozporządzeń mają formę zbliżoną do projektów zapisów poszczególnych artykułów, paragrafów lub punktów obowiązujących dokumentów. Założenia do zmian w regulacjach OSP i OSD (IRiESP/D, taryfy) zawierają taki zakres zmian, który jest niezbędny do wdrożenia, ale są w różnej formie, część jest projektami zmian, część zawiera tylko zmiany wdrożeniowe. Założenia do zmian w regulacjach TGE mają formę opisów zmian.

Na podstawie projektów wdrożeniowych i projektów założeń do zmian w regulacjach zostały opracowane zestawienia zmian w funkcjonowaniu uczestników rynku po wprowadzeniu rynku mocy i systemu kontraktów różnicowych. Pozwala to na szybką identyfikację niezbędnych działań przygotowawczych.

Harmonogram wdrażania

Harmonogram wdrażania opracowano przy założeniu, że pierwsze zakupy mocy będą dotyczyć dostaw w 2020 roku. Wymaga to przeprowadzenia zakupów najpóźniej w 2016 roku, zakłada się, że pierwszy zakup będzie opóźniony o pół roku w stosunku do standardowych terminów planowanych w projekcie – zamiast w styczniu będzie lipcu. Dla systemu kontraktów różnicowych nie opracowywano oddzielnego harmonogramu, prace legislacyjne mogą być dokonywane w tych samych terminach co dla rynku mocy.

7. Podsumowanie i rekomendacje

Bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce wymaga zmian w modelu funkcjonowania rynku energii. Analizy stanu istniejącego i prognozy zakładające brak podjęcia działań zaradczych wskazują na istotne zagrożenia utraty bezpieczeństwa dostaw energii oraz duże ryzyko ponoszenia bardzo wysokich kosztów niedostarczonej energii hamujące rozwój gospodarczy. Na podstawie analiz i doświadczeń innych krajów należy podjąć działania dla szybkiego wprowadzenia rynku mocy i systemu kontraktów różnicowych.

Głównym celem rynku mocy jest stabilizacja średnioterminowa wytwórców, zwłaszcza tych którzy tracą produkcję na rzecz niesterowalnych OZE(elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne). Drugim celem jest zwiększenie ilości jednostek wytwórczych i jednostek sterowanego odbioru wykorzystywanych w bieżącym bilansowaniu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz zwiększenie regulacyjności dla kompensowania wahań produkcji w niesterowalnych OZE. Trzecim celem jest wzmocnienie sygnałów dla inwestorów i operatorów, zwłaszcza w modelu scentralizowanym, gdzie jest możliwość zawieranie kontraktów wieloletnich.

Głównym celem wprowadzenia kontraktów różnicowych w Polsce jest stworzenie możliwości do skutecznego stymulowania inwestycji w wybrane technologie, takie jak energetyka jądrowa i inne jednostki kapitałochłonne przewidziane w polityce energetycznej.

Osiąganie tych celów jest szczególnie ważne w warunkach wymuszonych zmian polityka klimatyczna UE w strukturze technologicznej wytwarzania. Stabilizacja sytuacji finansowej i wykorzystywanie wszystkich zasobów do bilansowania mocy w KSE pozwoli na obniżenie kosztów dostosowywania się do wymogów ochrony klimatu i ochrony środowiska. W powiązaniu z derogacjami i ze środkami wsparcia uzyskanymi na Radzie Europejskiej w dniach 23-24 października 2014 roku stworzy się szansa na sprostanie wyzwaniom klimatycznym bez zagrożeń dla rozwoju gospodarczego Polski.

Obecna sytuacja, w szczególności uzgodnienie rozwiązań brytyjskich przez Komisję Europejską, preferuje szybki wybór rynku scentralizowanego. Materiały opracowane w ramach projektu pozwalają na szybkie tempo prac wdrożeniowych. W przypadku pojawienia się innych uwarunkowań można prowadzić modyfikację w kierunku decentralizacji, rozwiązania są zaprojektowane również dla takiego modelu.