

Raport z debaty

Wsparcie systemowe dla inwestycji w energetyce

**pod honorowym patronatem Ministra Gospodarki
oraz Ministra Skarbu Państwa**

Centrum Prasowe PAP, Warszawa

14 lutego 2014

ORGANIZATOR DEBATY

PROCESY
INWESTYCYJNE

PATRONAT MERYTORYCZNY



PATRONAT



Ministerstwo
Skarbu
Państwa

PARTNERZY

ALSTOM



PATRONI MEDIALNI



CZYSTA ENERGIA



nowa
Energia



1. Spis treści

1.	Spis treści.....	3
2.	Uczestnicy debaty.....	4
3.	Potrzebne inwestycje	5
4.	Energetyka odnawialna nie rozwiąże problemu	5
5.	Wysokie ryzyko ogranicza inwestycje	6
5.1.	Różne prognozy cenowe.....	7
5.2.	Niepewność regulacyjna.....	7
5.3.	Koszty emisji CO2	9
6.	Banki chcą finansować energetykę, ale.....	9
7.	Na ile stać energetykę?	10
8.	Wsparcie inwestycji oczami Brytyjczyków i Hiszpanów	11
8.1.	Kontrakty różnicowe w Wielkiej Brytanii	11
8.2.	Rynek mocy w Hiszpanii	12
9.	Jakie wsparcie w Polsce?	13
10.	Czy wsparcie w ogóle jest potrzebne?	14

2. Uczestnicy debaty

- **Krzysztof Żmijewski**, Sekretarz Generalny Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej
- **Henryk Majchrzak**, Prezes Zarządu, Polskie Sieci Elektroenergetyczne
- **Rodrigo Escobar**, Comision Nacional de los Mercados y la Competencia oraz **Krzysztof Żmijewski**, Sekretarz Generalny Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej
- **Tim Warham**, Senior Policy Advisor in the Energy Market Reform, DECC UK
- **Leo Li**, Dyrektor Generalny Industrial and Commercial Bank of China
- **Jakub Koszyczarek**, Manager ds. Marketingu i Sprzedaży, Shanghai Electric Power Generation Group
- **Grzegorz Peszko**, Główny Ekonomista w Departamencie Rozwoju Zrównoważonego Europy i Azji Środkowej Banku Światowego
- **Monika Morawiecka**, Dyrektor Departamentu Strategii, Polska Grupa Energetyczna
- **Marek Różycki**, Zastępca Dyrektora ds. Budowy Bloku, ENEA Wytwarzanie
- **Mirosław Kowalik**, Dyrektor ds. Sprzedaży i Marketingu, Alstom Power
- **Michał Surowski**, Ekspert ds. Finansowania, SRRGN
- **Robert Kasprzak**, Dyrektor Departamentu Finansowania Strukturalnego BGK
- **Paweł Borys**, Dyrektor Pionu Strategia i Rozwój Korporacji, PKO BP
- **Adam Dobrowolski**, Dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła, Urząd Regulacji Energetyki
- **Michał Kempa**, Zastępca Dyrektora, Departament Analiz Strategicznych, KPRM
- **Tomasz Dąbrowski**, Dyrektor Departamentu Energetyki, Ministerstwo Gospodarki

3. Potrzebne inwestycje

Resort gospodarki ocenił, że do 2030 roku niezbędne będzie wyłączenie bloków energetycznych o sumarycznej mocy ponad 12,2 GW, z czego zdecydowaną większość stanowią bloki opalane węglem kamiennym (9,8 GW). W tej chwili w Polsce budowane są 3 bloki systemowe o całkowitej mocy 1,8 GW oraz 6 mniejszych jednostek o mocy ponad 50 MW każda (ich moc całkowita to prawie 0,7 GW, wszystkie zasilane paliwami konwencjonalnymi), co razem daje 2,5 GW. Kolejne trzy – w Opolu (PGE) i Jaworznie (Tauron) o łącznej mocy 2,8 GW według inwestorów są bliskie rozpoczęcia realizacji, a następnych 13,6 GW jest w przygotowaniu. Inwestorzy podkreślają, że inwestycje energetycznych w obecnych warunkach rynkowych nie opłaca się realizować. Potrzebne jest wsparcie systemowe. Jakie wsparcie, na jaki czas i dla jakich inwestycji? – Na ten temat rozmawiali w trakcie debaty "Wsparcie systemowe dla inwestycji w energetyce" przedstawiciele spółek energetycznych, banki finansujące inwestycje, wykonawcy nowych bloków oraz przedstawiciele administracji państwowej z Polski i Wielkiej Brytanii.

– Były prezes Polskiej Grupy Energetycznej Krzysztof Kilian twierdził, że budowa nowych bloków energetycznych w Elektrowni Opolo się nie opłaca, obecny prezes Marek Woszczyk mówi, że może się opłacać o ile ceny energii będą wyższe. Buduje się nowy blok w Elektrowni Kozienice, ale w Elektrowni Rybnik już nie, Dalkia poinformowała właśnie, że zawiesiła swoje inwestycje w kogenerację gazową i biomasową. Nie wiadomo co z inwestycjami Energi i Taurona – wylicza, wprowadzając do dyskusji **Marina Coey, prezes Procesów Inwestycyjnych**, organizatora debaty.

4. Energetyka odnawialna nie rozwiąże problemu

Obok realizowanych inwestycji w nowe moce oparte o węgiel kamienny i gaz ziemny drugą grupą realizowanych inwestycji są odnawialne źródła energii (OZE), a zwłaszcza elektrownie wiatrowe.

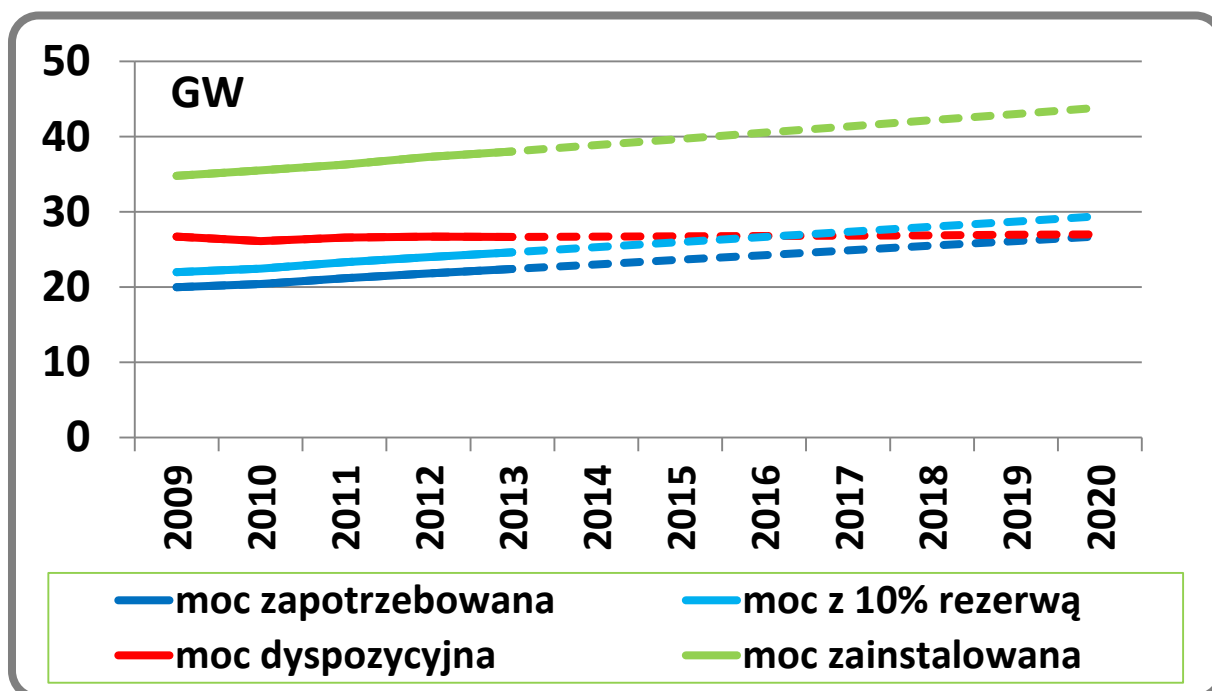
Jak zauważa **prof. Krzysztof Żmijewski, Sekretarz Generalny Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej**, mimo prognozowanego dynamicznego wzrostu mocy zainstalowanej w systemie moc dyspozycyjna, czyli ta, która przez operatora sieci przesyłowych uważana jest za na pewno dostępną, będzie rosnać wolniej.

– To efekt polityki, także polityki klimatycznej. Instalowanie nieprogramowalnych źródeł powoduje, że w systemie mamy dużo mocy zainstalowanych, ale nie mocy dyspozycyjnych. Dopóki nie zdecydujemy się na montowanie farm wiatrowych na morzu, to dyspozycyjność energetyki

wiatrowej nie będzie duża. Z kolei fotowoltaika jest trochę bardziej przewidywalna, ale dostępna tylko w dzień, a więc w trakcie szczytów wieczornych, zwłaszcza zimą, nie da się jej już zaliczyć do bilansu mocy dyspozycyjnej – tłumaczy **prof. Żmijewski**.

Zgodnie z zasadami stosowanymi przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, czyli operatora polskiego systemu przesyłowego, jako moce dyspozycyjne uznawane jest jedynie 15 proc. mocy zainstalowanych w farmach wiatrowych. Przy obecnych 3400 MW elektrowni wiatrowych w systemie PSE za pewne uważa jedynie 510 MW. Stąd rozchodzące się w kolejnych latach linie mocy zainstalowanych i dyspozycyjnych zaprezentowane na rys. 1.

Rysunek 1: Moce dyspozycyjne, zainstalowane i zapotrzebowane w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 2009-2020



Źródło: PSE

– Między rokiem 2016 a 2020 pojawia się obszar niepewności, w którym spadająca krzywa dostępnej mocy przecina się z rosnącą krzywą zapotrzebowania na energię – zauważa Krzysztof Żmijewski.

5. Wysokie ryzyko ogranicza inwestycje

Uczestnicy debaty są zgodni, że opóźniane i zawieszane projekty inwestycyjne to efekt wielu kumulujących się ryzyk na rynku energetycznym.

5.1. Różne prognozy cenowe

Jednym z kluczowych ryzyk jest przyszła cena energii elektrycznej. Z jednej strony zgodnie z zapowiedziami rządu energia ma być jak najtańsza, a wręcz tania dla odbiorców, z drugiej natomiast powinna pozwalać producentom energii na zwrot z inwestycji z odpowiednią marżą.

– W zaakceptowanym przez rząd Programie Polskiej Energetyki Jądrowej wyliczono opłacalność inwestycji jądrowej przy wzroście cen energii o 61 proc., a inwestycji węglowych przy wzroście o 124 proc do 2025 roku. Czy z takim wzrostem cen powinniśmy liczyć się na rynku i czy regulator uwzględni taki wzrost w taryfach? – Pyta **Marina Coey**.

– Z dzisiejszej perspektywy nie wydaje się, aby było możliwe przeniesienie takiej ceny w taryfach – odpowiada **Adam Dobrowolski, Dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki**. – Zgodnie z tym, co mówił Prezes Bando, ze względu na bardzo dużą niestabilność tego rynku w tej chwili nie przewidujemy zwolnienia z taryfowania grupy G. Czy w roku, kiedy będzie powstawała elektrownia atomowa, będzie to rynek wolny czy nie, to za wcześnie żeby odpowiedzieć.

– To, co widać w krajach o średnich dochodach, zwłaszcza Europy Środkowo-Wschodniej i Azji Środkowej, to że koszty nowych mocy rosną, natomiast konsumenci przyzwyczajeni są do niskich cen, utrzymywanych często z przyczyn politycznych. W efekcie brakuje inwestorów. W takich krajach inwestorzy zazwyczaj potrzebują i wymagają wsparcia od państwa albo od banków multilateralnych. Interwencje państwa przynoszą krótkotrwały efekt, wspierając niektóre inwestycje, ale w zasadzie powiększają tylko ryzyko systemowe jeżeli nie towarzyszą temu reformy rynkowe – przestrzega **Grzegorz Peszko, Główny Ekonomista w Departamencie Rozwoju Zrównoważonego Europy i Azji Środkowej Banku Światowego**. – Najlepszym wsparciem systemowym w energetyce w krajach o podwyższonym ryzyku jest stabilność regulacji i jak najbardziej konkurencyjny i apolitycznie regulowany rynek energii elektrycznej – podsumowuje.

5.2. Niepewność regulacyjna

– W Europie nie mamy ani apolitycznych ani stabilnych regulacji na rynku. Złym przykładem upolitycznienia nie jest jednak Europa Wschodnia, tylko Zachodnia. Tam upolitycznienie energetyki jest bardzo wysokie – odpowiada na argumenty Grzegorza Peszki **Monika Morawiecka, Dyrektor Departamentu Strategii w Polskiej Grupie Energetycznej**.

Także **Tomasz Dąbrowski, Dyrektor Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki** zwraca uwagę, że niepewność regulacyjna to w dużej mierze nie efekt działań polskiego rządu, tylko polityki Unii Europejskiej. – Nie zastanawialibyśmy się dzisiaj nad rynkiem mocy, kontraktami różnicowymi i innymi sposobami na zapewnienie rezerw, gdyby nie problem z OZE, który mamy w całej UE. Na to nakłada się polityka jednolitego rynku energii elektrycznej, na którym te problemy się rozprzestrzeniają. Trzeba pamiętać, że za każdą krajową i unijną polityką stoją pewne interesy mające zabezpieczyć rozwój gospodarczy poszczególnych państw czy koncernów. Rozwijanie OZE w Niemczech czy energetyki niskoemisyjnej w Wielkiej Brytanii razem ze skierowaniem olbrzymich strumieni pieniędzy oznacza zmianę reguł gry na jednolitym rynku. w Polsce musimy się zastanowić, jak w tej europejskiej grze się odnaleźć.

– Na to wszystko nakłada się zmiana reguł gry w zakresie pomocy publicznej. Komisja Europejska przygotowuje nowe wytyczne i nowe rozporządzenie w zakresie wyłączeń sektorowych, gdzie ostrzej traktuje pomoc publiczną zwłaszcza w stosunku do sektora energii elektrycznej – dodaje.

Dąbrowski wylicza, że Wielka Brytania już dwa lata przed przedłożeniem Komisji Europejskiej wniosku o notyfikację pomocy publicznej w ramach reformy rynku energetycznego rozpoczęła z Brukselą dyskusję w tej sprawie, ale nadal nie otrzymała jeszcze odpowiedzi. W podobnej sytuacji są Hiszpanie, którzy także chcą taką pomoc notyfikować.

– W marcu na Radzie Europejskiej odbędzie się bardzo poważna debata nad celami polityki klimatycznej, gdzie będzie wiele państw Unii, które chcą jak najbardziej rygorystycznych celów. Postrzegają to jako szansę dla własnego rozwoju gospodarczego. Jednak ocena tych celów z naszej perspektywy jest zupełnie inna, bo oznaczałaby zmniejszenie tempa rozwoju gospodarczego Polski – mówi **Tomasz Dąbrowski**.

Polityka Energetyczna Polski do 2050 roku, która pozwoliłaby rozwiązać część wątpliwości inwestorów – zgodnie z deklaracjami dyrektora **Dąbrowskiego** – jest aktualnie opracowywana i wymaga co najmniej kilku decyzji na poziomie politycznym, co – jak mówi – zawsze jest najtrudniejsze.

Nowa polityka pozwoliłaby zresztą na odpowiednie przygotowanie się nie tylko inwestorów, ale także wykonawców. – Państwo potrzebuje stabilnych dostaw energii i niskich cen, inwestorzy chcą mieć nowe, sprawniejsze źródła, a my jako wykonawcy musimy mieć jasną perspektywę, abyśmy mogli przygotować odpowiednie rozwiązania techniczne. Możemy inwestować w badania i

rozwój (R&D), ale musimy wiedzieć w jakie technologie, dlatego potrzebujemy jasnego prawa – zwraca uwagę **Mirosław Kowalik, Dyrektor ds. Sprzedaży i Marketingu Alstom Power**.

5.3. Koszty emisji CO2

Jedną z pochodnych niepewnej polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, a także niepewności co do globalnego porozumienia o ograniczaniu emisji dwutlenku węgla są ceny uprawnień do jego emisji. Chociaż rzadko mówi się o tym w Polsce, to wyższe ceny praw do emisji CO2 mogą stymulować inwestycje w elektrownie węglowe.

– W polityce energetyczno-klimatycznej mamy pewien paradoks. W pewnym zakresie cen uprawnień do emisji CO2, w przedziale 20-30 euro za tonę a nawet mniej, sprzyjają one inwestycjom w nowe wysokosprawne bloki energetyczne. W sytuacji wzrostu cen uprawnień do poziomu, jakiego oczekuje Komisja Europejska, inwestycja w Opolu będzie miała niższe koszty zmienne niż stare, niskosprawne jednostki i będzie miała odpowiednio wysoką marżę na kosztach zmiennych, dzięki czemu można będzie ją ocenić jako rentowną – wyjaśnia **Monika Morawiecka z PGE**. – Nie jest jednak tak, że chcemy lobbować za wyższymi cenami CO2. Z punktu widzenia całej gospodarki lepiej byłoby mieć niskie ceny CO2, a wesprzeć inwestycje w nowe moce innymi sposobami – zastrzega.

6. Banki chcą finansować energetykę, ale...

– każdy kto analizuje sektor energetyczny musi sobie odpowiedzieć na pytanie dlaczego wartość akcji największych europejskich firm energetycznych w ciągu ostatnich pięciu lat spadła o 70 proc. Dlaczego także akcje polskich liderów branży notowanych na GPW zachowują się słabiej niż cały parkiet? W najlepszym wypadku w perspektywie 3-4 lat ich wyniki będą na dzisiejszym poziomie, a wielu z nich spodziewa się spadków. Domy maklerskie zwykle wystawiają rekomendacje "trzymaj", ewentualnie "sprzedaj" – zauważa **Paweł Borys, Dyrektor Pionu Strategii i Rozwoju Korporacji banku PKO BP**. Dodaje jednak, że zdolność koncernów energetycznych do finansowania inwestycji nadal jest duża.

A jak te ryzyka na polskim rynku energetycznym oceniają banki?

– Bank zawsze bierze pod uwagę zarówno wykonalność ekonomiczną projektu, jak i politykę państwa i stabilność gospodarki oraz cenę energii. Te elementy mają kluczowy wpływ na zaangażowanie się w dany projekt – zwraca uwagę **Leo Li, Dyrektor Generalny Industrial and Commercial Bank of China**.

Zdanie Pawła Borysa na temat dużych możliwości inwestycyjnych polskiej energetyki potwierdza także **Robert Kasprzak, Dyrektor Departamentu Finansowania Strukturalnego Banku Gospodarstwa Krajowego**. Jak przekonuje, aktualna sytuacja firm energetycznych jest bardzo dobra i można powiedzieć, że mają one duży komfort w finansowaniu inwestycji. Rezultatem jest ogromny apetyt banków na ryzyko dużych polskich grup energetycznych. Zaznacza przy tym, że szacowane nakłady inwestycyjne w perspektywie tej i przyszłej dekady są na tyle duże, że polski rynek finansowy będzie musiał się otworzyć na finansowanie zagraniczne.

– Pewnym problemem może być natomiast okres kredytowania – zastrzega **Robert Kasprzak**.
– Banki powoli przestawiają się na myślenie związane z nowymi regulacjami w postaci Bazylei III. Realizując wytyczne ograniczają swój horyzont inwestycji i niechętnie pożyczają na dłużej niż 10 lat.
– BGK jest w o tyle komfortowej sytuacji, że jako jedyny państwowy bank ma gwarancje Skarbu Państwa i dzięki temu utrzymuje swój rating na tym samym poziomie, co Polska. Dzięki pozyskiwaniu kapitału na rynku dłużnym możemy finansować inwestycje o długim horyzoncie czasowym. Na przestrzeni kilku miesięcy udało się sporo zrobić w obszarze energetyki także w ramach Programu Polskich Inwestycji Rozwojowych. Podpisaliśmy umowy o finansowaniu projektów grupy Tauron, PGE i Orlenu. Obecnie rozmawiamy ze wszystkimi większymi grupami energetycznymi w Polsce i spodziewamy się, że niedługo będziemy im udzielali nowego finansowania – zapowiada.

Kasprzak dodaje jednak, że zaangażowaniu banków przeszkadza zwłaszcza ryzyko regulacyjne. – Możemy finansować inwestycje w formule projektowej albo bilansowej. Ze względu na ryzyko regulacyjne, które są nieprzewidywalne, inwestycje finansowanych w formule projektowej jednak nie ma. Trudno jest je oszacować i banki nie chcą takiego ryzyka na siebie brać – tłumaczy.

– Banki inwestujące w energetykę muszą być bardzo ostrożne. Nie mogą kierować się potrzebą zapewnienia energii gospodarce, tylko ryzykiem dla depozytariuszy i akcjonariuszy. Z ryzykiem rynkowym instytucje finansowe sobie poradzą, ale z regulacyjnym już nie. To rodzi bardzo duży problem strukturalny na rynku – **dodaje Michał Surowski, Ekspert ds. Finansowania Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej, Dyrektor ds. Rynków Kapitałowych Długu w Societe Generale Corporate & Investment Banking**.

7. Na ile stać energetykę?

– W związku z koniecznością uzupełniania wyłączanych mocy i prognozowanym wzrostem zużycia tylko te inwestycje, które są potrzebne do 2030 roku, będą wymagały finansowania między

120 a 200 mld zł w zależności od tego, czy powstanie elektrownia atomowa – wylicza **Robert Kasprzak z BGK**.

Czy koncerny energetyczne będą w stanie sfinansować te nakłady?

Zdaniem **Pawła Borysa z PKO BP** łączne roczne zyski czterech największych państwowych grup energetycznych będą kształtowały się w granicach 13-15 mld zł. – Jeżeli odejmiemy od tego podatki, koszty finansowe oraz dywidendy, to zakładamy, że będą one łącznie dysponowały 11 mld zł na inwestycje rocznie. To oznacza, że do 2020 roku te cztery firmy mogą zainwestować razem ok. 85 mld zł. To kwota, która mogą sfinansować z własnych środków. – Zakładając, że nie będą się nadmiernie zadłużać, jak to zrobiło część firm zachodnioeuropejskich, zadłużając się do poziomu trzy- czterokrotności EBITDA, czyli zysku operacyjnego przed kosztami amortyzacji. – Jeżeli więc będzie to do ok. dwukrotności EBITDA, to będą mogły finansować dodatkowo ok. 25 mld zł z długu. Łącznie w perspektywie siedmiu lat według naszych analiz tylko te cztery firmy mają potężną zdolność sfinansowania inwestycji na poziomie ok. 110 mld zł – wylicza.

Przeciwnego zdania jest **prof. Krzysztof Żmijewski**. Jak przekonuje, założenie, że z 13-15 mld zł zysków spółki energetyczne będą mogły przeznaczyć na inwestycje aż 11 mld zł jest mało realne, uwzględniając przy tym chociażby potrzeby dywidendowe państwa.

8. Wsparcie inwestycji oczami Brytyjczyków i Hiszpanów

8.1. Kontrakty różnicowe w Wielkiej Brytanii

Reformę rynku energetycznego (ang. EMR) uwzględniającą także wsparcie inwestycji w elektrownie konwencjonalne właśnie przeprowadzają Brytyjczycy.

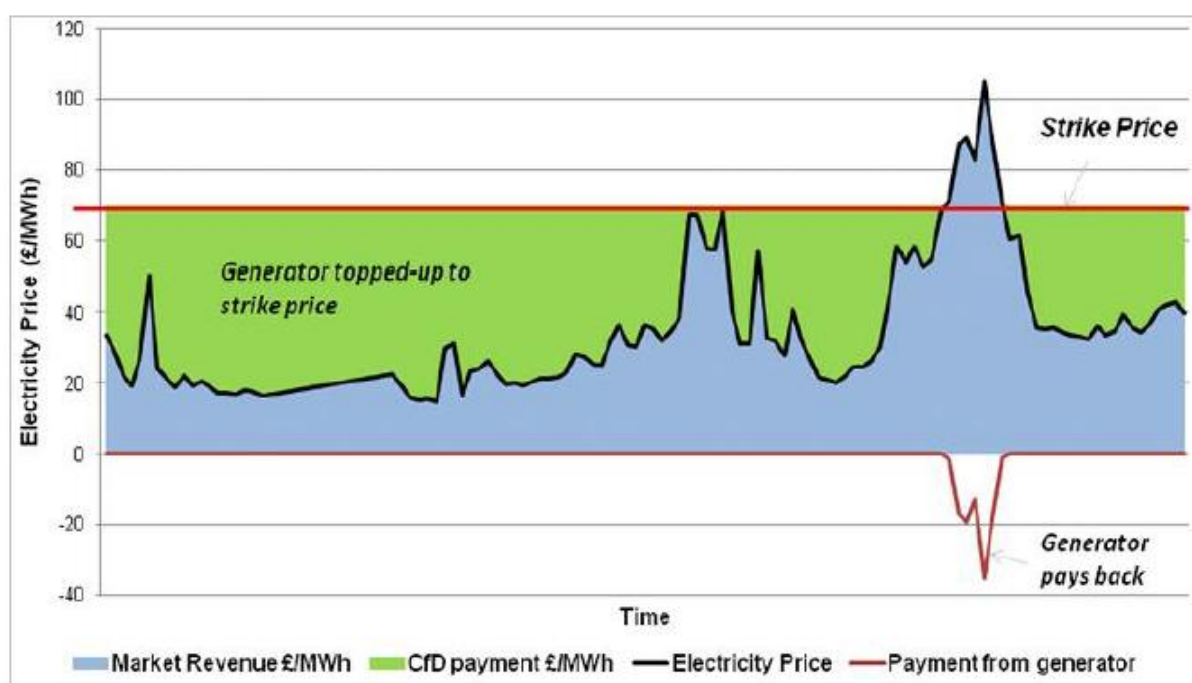
– Nasz program działa od kilku lat. Staramy się w nim zbalansować z jednej strony bezpieczeństwo dostaw i cele klimatyczne z drugiej, a to wszystko przy uwzględnieniu wpływu na rachunki konsumentów i podatników – mówi **Tim Warham, starszy doradca w Departamencie Reformy Rynku Energetycznego Ministerstwa Energetyki i Zmian Klimatu Wielkiej Brytanii**.

Brytyjczycy przygotowują reformę rynku uwzględniając, że do 2050 roku zapotrzebowanie na energię może się podwoić oraz zakładając, że do 2020 roku wypełnią swoje zobowiązanie 15 proc. udziału energetyki odnawialnej, a do 2050 roku zrealizują swój własny cel 80 proc. redukcji emisji CO₂ w stosunku do 1990 roku. W stosunku do odbiorców energii celem jest realizacja tych założeń przy możliwie najniższym koszcie.

Długookresowym celem EMR jest doprowadzenie do rynkowej konkurencyjności technologii niskoemisyjnych. Aby do tego celu dotrzeć Wielka Brytania chce jednak najpierw mocno wesprzeć takie inwestycje – m.in. energetykę atomową, OZE, a także wychwytywanie i składowanie CO₂ (technologię CCS), szczytowe źródła gazowe, inteligentne sieci oraz magazynowanie energii.

Kluczowym mechanizmem wsparcia niskoemisyjnych technologii jest kontrakt różnicowy, gwarantujący inwestorowi uzyskiwanie określonej ceny bez względu na ceny rynkowe. W sytuacji, gdy na rynku energia będzie tańsza od kosztów produkcji, wówczas uzyska on dopłatę, a gdy droższa – będzie musiał zwrócić nadwyżkę (por. rys. 2).

Rysunek 2: Mechanizm kontraktu różnicowego przyjęty w Wielkiej Brytanii



Źródło: DECC

– celem wprowadzenia kontraktów różnicowych jest zdjęcie części ryzyka z inwestora, dzięki czemu on na ten rynek wchodzi – wyjaśnia ideę brytyjskich zmian **prof. Żmijewski**.

8.2. Rynek mocy w Hiszpanii

Inny model wsparcia inwestycji energetycznych przygotowują Hiszpanie. – W 2006 roku w Hiszpanii zatrzymał się wzrost zapotrzebowania na energię, a jednocześnie cały czas rozwija się energetyka słoneczna i wiatrowa. To oznacza, że te źródła nieprogramowalne wypychają jednostki konwencjonalne. Podobnie dzieje się w Polsce – przedstawia prezentację **Rodrigo Escobara z Krajowej Komisja Rynków Finansowych i Konkurencji Królestwa Hiszpanii prof. Żmijewski**.

– Natomiast stopień wykorzystania jednostek gazowych (CCGT) spadł z 4000 do 2000 godzin rocznie. To energetyka, która stabilizuje rynek, ale ktoś musi zapłacić za jej działanie. Potrzeba stworzenia mechanizmu rynku mocy podobnie jak w Polsce wynika z niedużej zdolności wymiany transgranicznej i przewidywań, że za kilka lat dostępna moc będzie mniejsza, niż szczytowe zapotrzebowanie – kontynuuje profesor.

W Hiszpanii wsparcie otrzymują obecnie elektrownie gazowe i kilka dużych elektrowni wodnych (pow. 50 MW). Wyłączone ze wsparcia są te instalacje, które otrzymują już pomoc w ramach innych systemów (m.in. dla kogeneracji i OZE).

Nowe instalacje od 2013 roku mogą liczyć na wsparcie inwestycyjne w wysokości 10 000 euro/MW/rok przez okres 20 lat bez konieczności udowodnienia zdolności generowania mocy w szczytach zapotrzebowania. Natomiast moce szczytowe mogą liczyć na dopłaty w wysokości 5 150 euro/MW/rok skorygowane indeksem dostępności od najwyższego 0,913 dla instalacji gazowych, do 0,237 dla hydroelektrowni.

9. Jakie wsparcie w Polsce?

– Rynek mocy jest zaprzeczeniem kierunku, w którym do tej pory zmierzał rząd, liberalizując sektor energetyczny – zaznacza na wstępie dyskusji o polskim modelu **dyrektor Tomasz Dąbrowski z Ministerstwa Gospodarki**. – Odpowiedzi na to, jak to zrobić nie ma. Trwają prace analityczne nad rozwiązaniami mocowymi i kontraktami różnicowymi, ale na razie rodzą one więcej pytań niż odpowiedzi.

Ostrożnie do mechanizmów wsparcia inwestycji podchodzi **także Michał Kempa, Zastępca Dyrektora Departamentu Analiz Strategicznych Kancelarii Prezesa Rady Ministrów**, który uczestniczył także w pracach nad nowym modelem wsparcia energetyki odnawialnej. – Trzeba pamiętać, że za system wsparcia bez względu na jego formę i tak na końcu płać konsumenci. Im wsparcie będzie wyższe, tym więcej zapłacą. Przy ustawie o OZE zwróciliśmy właśnie na to uwagę i dlatego zdecydowaliśmy się na system aukcyjny. Jeżeli cena energii będzie rosła np. o złotówkę, to dopłata spadnie o dokładnie taką samą kwotę. Dzięki temu odbiorcy nie zapłacą więcej niż jest to konieczne, aby nowe źródło powstało. Ustalając te stałe taryfy na 15 lat braliśmy pod uwagę te niepewności – zarówno rynkowe, jak i regulacyjne, dlatego wsparcie udzielane jest na 15 lat bez względu na to, kiedy się do niego wejdzie

– Odpowiedź na pytanie o to jak sprawić, aby ceny energii w Polsce były niskie jest taka – należy inwestować w najtańsze źródła energii. Kropka. System wsparcia powinien być tak budowany, aby to zapewniać. Możemy myśleć o OZE w kontekście dywersyfikacji i tego, że w pewnym horyzoncie obniżą cenę, ale takie były przesłanki naszego rozwiązania – wyjaśnia.

10. Czy wsparcie w ogóle jest potrzebne?

– Uważam, że problem z bilansowaniem mocy nas nie dopadnie. Musimy być jednak konsekwentni w tym co robimy – mówi **Henryk Majchrzak, prezes Polskich Sieci Elektroenergetycznych**. – Przez ostatnich kilka lat podkreślałem, że zagrożenia dla bilansu mocy są realne, bo było widać, ile jednostek wytwórczych skończy pracę w związku z niespełnianiem norm środowiskowych. W ciągu ostatnich dwóch lat zniknęło nam z rynku zdolności wytwórczych ok. 1000 MW – jeden blok w Elektrowni Dolna Odra, dwa bloki w Turowie i dwa bloki w Łagiszy. Tych 1000 MW to jest średniej wielkości elektrownia, a w kolejce do wyłączenia czekają kolejne, równie stare lub jeszcze starsze bloki.

Prezes Majchrzak zauważa jednak, że sytuacja się trochę zmieniła, bo niektórzy gracze zrewidowali plany wycofania jednostek wytwórczych. Tak stało się np. w Elektrowni Rybnik, także Elektrownia Kozienice podjęła decyzję o przedłużeniu eksploatacji swoich jednostek wytwórczych. – Z jednej strony to cieszy, bo te jednostki będą do dyspozycji operatora, ale z drugiej strony to tylko przesuwanie daty ich likwidacji, więc problem budowy nowych mocy nadal istnieje.

Jak podkreśla, zapewnienie odpowiedniej ilości energii i mocy ma dla polskiej gospodarki szersze znaczenie. – W ubiegłym roku wyeksportowaliśmy ponad 3 mln MWh. Gdyby to pomnożyć przez 160-170 zł/MWh to jest to już kwota odgrywająca rolę w bilansie handlowym Polski. Jeżeli więc spojrzymy na koszty niedostarczonej w 2008 roku energii w okolicach Szczecina, to wychodzi nam, że była ona warta ok. 13-14 tys. zł/MWh – wylicza.

Zdaniem PSE wśród inwestycji, które mają realną szansę oddania do użytkowania są bloki w Stalowej Woli, we Włocławku (Orlenu), Gorzowie Wielkopolskim, Kozienicach (Enei) oraz w Opolu (PGE). Ich realizacja oznacza uruchomienie 4000 MW nowych mocy. Kolejna inwestycja, która ma spore szanse na realizację, to nowy 1000 MW blok w Elektrowni Jaworzno. Do tego mogą dojść jeszcze bloki w Turowie oraz kolejna inwestycja Orlenu

– Gdyby je uwzględnić, a ja mam przekonanie, że one powstaną, to będziemy mieli 6000 MW. Wówczas będziemy mieli zapewniony bilans mocy – uspokaja **Henryk Majchrzak**. – Jest jeszcze

oczywiście problem tego, kiedy te bloki uda się oddać do użytkowania. Dlatego my jako operator robimy wszystko, aby zabezpieczyć rezerwę w okresie najbardziej napiętego bilansu. Płacimy za rezerwę operacyjną w wysokości ok. 1000 MW i to relatywnie niewiele. Dobrze się stało, że ta rezerwa interwencyjna, która będzie działać od roku 2016 do 2017 na pewno, a kolejne dwa lata jeżeli będziemy mieli takie potrzeby, została uruchomiona. W styczniu wypłaciliśmy już środki pozwalające tym blokom przetrwać.

Marek Różycki, Zastępca Dyrektora ds. Budowy Bloku w Enei Wytwarzanie zapewnia z kolei, że najnowsza inwestycja poznańskiego koncernu jest opłacalna.

Przeciwnikiem państwowej interwencji jest **Grzegorz Peszko z Banku Światowego**. – Wzmocnienie rynku w Polsce jest najlepszym wsparciem. Teraz wytwarzanie i częściowo obrót są zbyt wysoko skoncentrowane z uwagi na istnienie pionowo skonsolidowanych grup.

– Także inwestorzy oczekują takiego właśnie wzmocnienia. To zresztą będzie potrzebne w procesie notyfikacji pomocy publicznej jakiegokolwiek instrumentu wsparcia w postaci np. rynku mocy. To jasno wynika z opublikowanego ostatnio projektu wytycznych Komisji Europejskiej. Bruksela będzie oczekiwała, że kraje uzasadnią potrzebę opłat za moc sprawdzoną niezdolnością osiągnięcia podobnych celów na wolnym rynku. Takie uzasadnienie będzie łatwiejsze w Hiszpanii i Wielkiej Brytanii, które mają znacznie bardziej konkurencyjny rynek. Trudniej będzie taką interwencję uzasadnić we Francji i w Polsce.

– Najlepszym wsparciem systemowym w energetyce w krajach o podwyższonym ryzyku jest stabilność regulacji i jak najbardziej konkurencyjny i apolitycznie regulowany rynek energii elektrycznej. A Polska ma niewykorzystany potencjał rynkowego wsparcia energetyki. Dodatkowym źródłem ryzyka jest to, że idziemy pod prąd unijnym regulacjom – dodaje **Peszko**.

Jednak **prof. Krzysztof Źmijewski** zauważa, że bardzo liberalny rynek energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii nie ustrzegł Brytyjczyków od potrzeby stworzenia mechanizmów wspierających inwestycje. Z podobnego powodu co Brytyjczycy polskie Ministerstwo Gospodarki rozpoczęło analizy zastosowania takich rozwiązań. W podobnym kierunku zmierzają także inne kraje europejskie – w tym Francja i Niemcy.