

Rynek Mocy a finansowanie budowy elektrowni jądrowej.

Dr inż. Jerzy Majcher

26 marzec 2018r Politechnika Warszawska

Dla: KEJ SEP, PTN , SEREN

Rynek Energii jako „jednotowarowy” - źródło braku środków inwestycyjnych

- Rynek Energii elektrycznej z mechanizmem ofertowym opartym o mechanizm Kosztów Krańcowych (*Marginal Costs*) realizowany na Giełdach Towarowych Energii Elektrycznej i Platformach Obrotu Energią Elektryczną, uwzględniał cenę ofertową charakterystyczną dla danej technologii wytwarzania.
- Cena ofertowa oparta o Koszt Krańcowy zawierała niewielką marżę zysku, którą oferent „grał” w celu zmieszczenia swej oferty poniżej Ceny Równowagi Bilansowej (*Strike Price*), uwzględniającej zapotrzebowanie rynku odbiorcy i jego skłonność do zakupu określonej ilości energii po cenach, które był skłonny zapłacić (*Merit Order Price*).

Wytyczne ws pomocy publicznej na ochronę środowiska związaną z wytwarzaniem energii w latach 2014-2020- EEAG

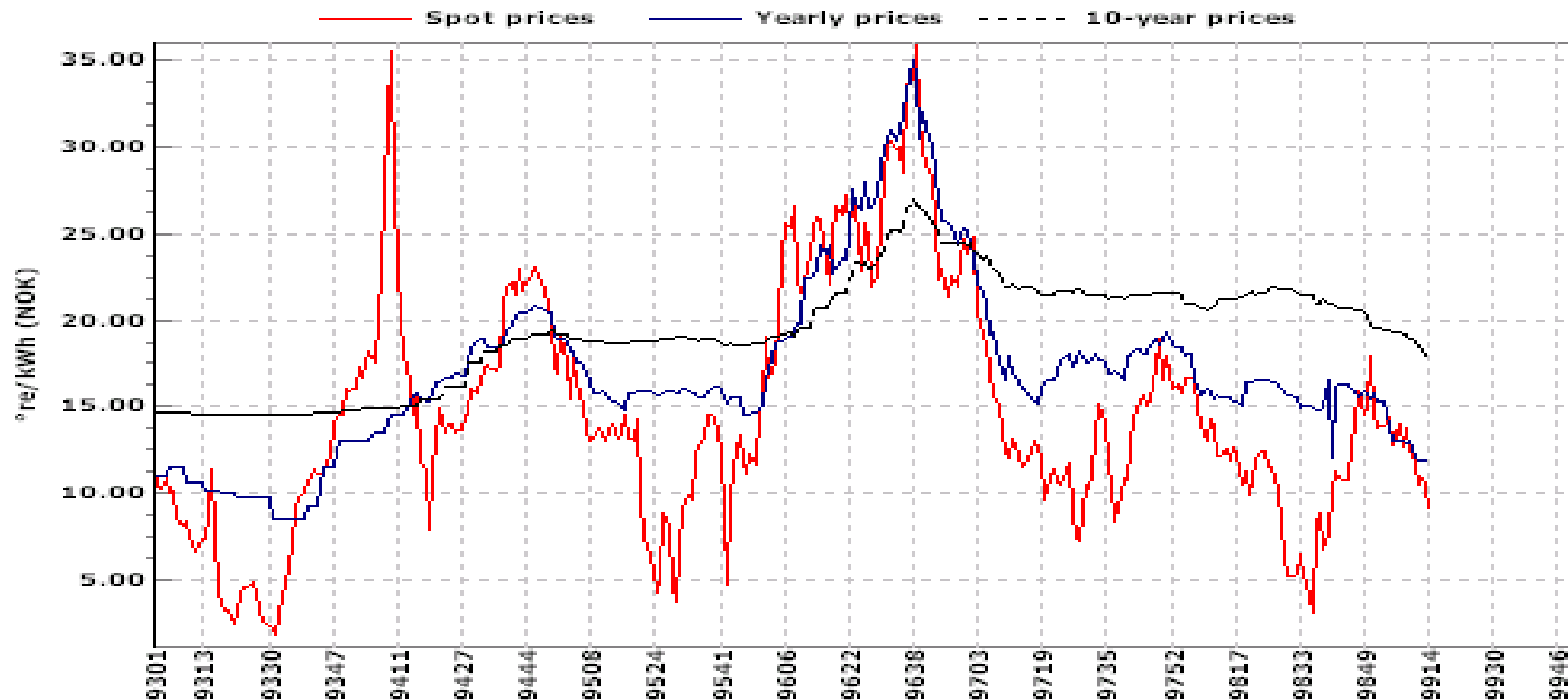
- Pełny tekst opublikowany w 9 kwietnia 2014 na stronie Komisji Europejskiej- http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/legislation_en.html
- Rozwinięcie skrótu EEAG- The Environmental and Energy State Aid Guidelines – czyli wytyczne, korygujące system z roku 2008.
- Dostrzeżono patologie, wynikające z b. wysokich taryf i preferencji rozwojowych dla OZE w niektórych krajach Unii (fixed feed-in tarif)
- Dostrzeżono brak mechanizmów konkurencji i zachwianie równego traktowania różnych technologii wytwarzania
- Dostrzeżono nierównomierny rozwój i patologie liberalnego rynku, szkodliwe dla środowiska i przyszłego rozwoju podstawowej branży dla gospodarek krajów członkowskich
- Nowe wytyczne- zawierają korektę działań zmierzających do przywrócenia zasad konkurencyjnego rynku do 2020r

Koszt krańcowy wytwarzania – *Marginal cost* – *źródło patologii w REE*

- Definicyjne znaczenie terminu- **Koszt krańcowy wytworzenia energii elektrycznej** lub ciepłej, rozumieć należy najmniejszy możliwy koszt niezbędny do wytworzenia jednej jednostki energii w aktualnych warunkach środowiskowych jej powstawania.
- Jest to zatem koszt zmieniający się w czasie zależnie od aktualnych warunków chłodzenia, pogody, pory roku, pory dnia, dostępności wszystkich zasobów niezbędnych do wytworzenia energii w danym źródle z największą możliwą sprawnością.
- Cena krańcowa oferowana na rynku SPOT jest odzwierciedleniem kosztu krańcowego powiększonego (lub nie) o marżę zysku.
- Zwykle koszt krańcowy wytworzenia energii jest równy kosztom zmiennym produkcji energii elektrycznej lub ciepłej.
- W koszcie krańcowym występują koszty zmienne, a nie występują koszty stałe.

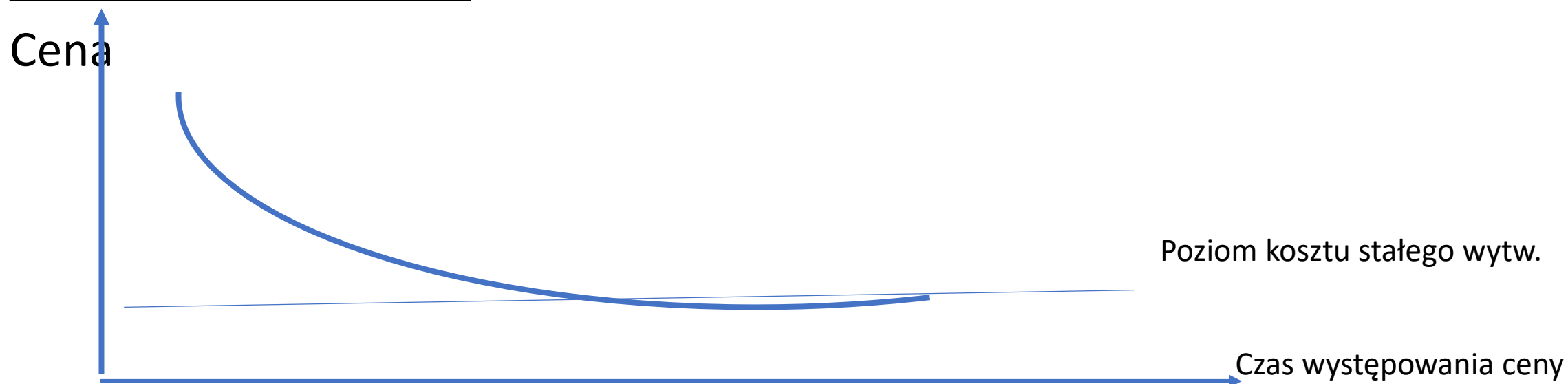
Przykładowy obraz rynku energii- ceny SPOT
wyznaczone wg „*marginal price*”

Contract and Spot prices 93-99 (Weekly)

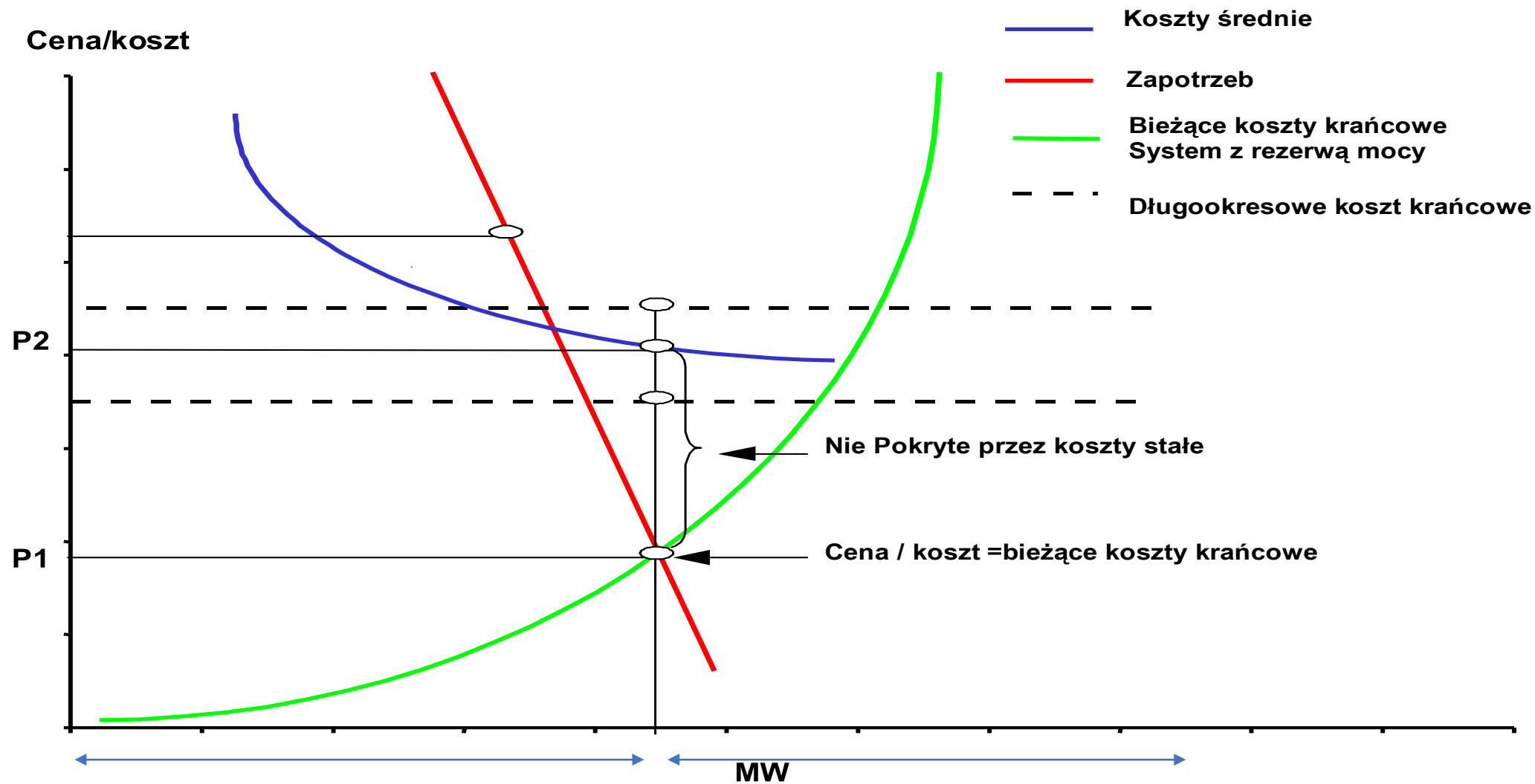


Tworzenie uporządkowanej cenowo krzywej – moc dyspozycyjna wytwarzania/ czas

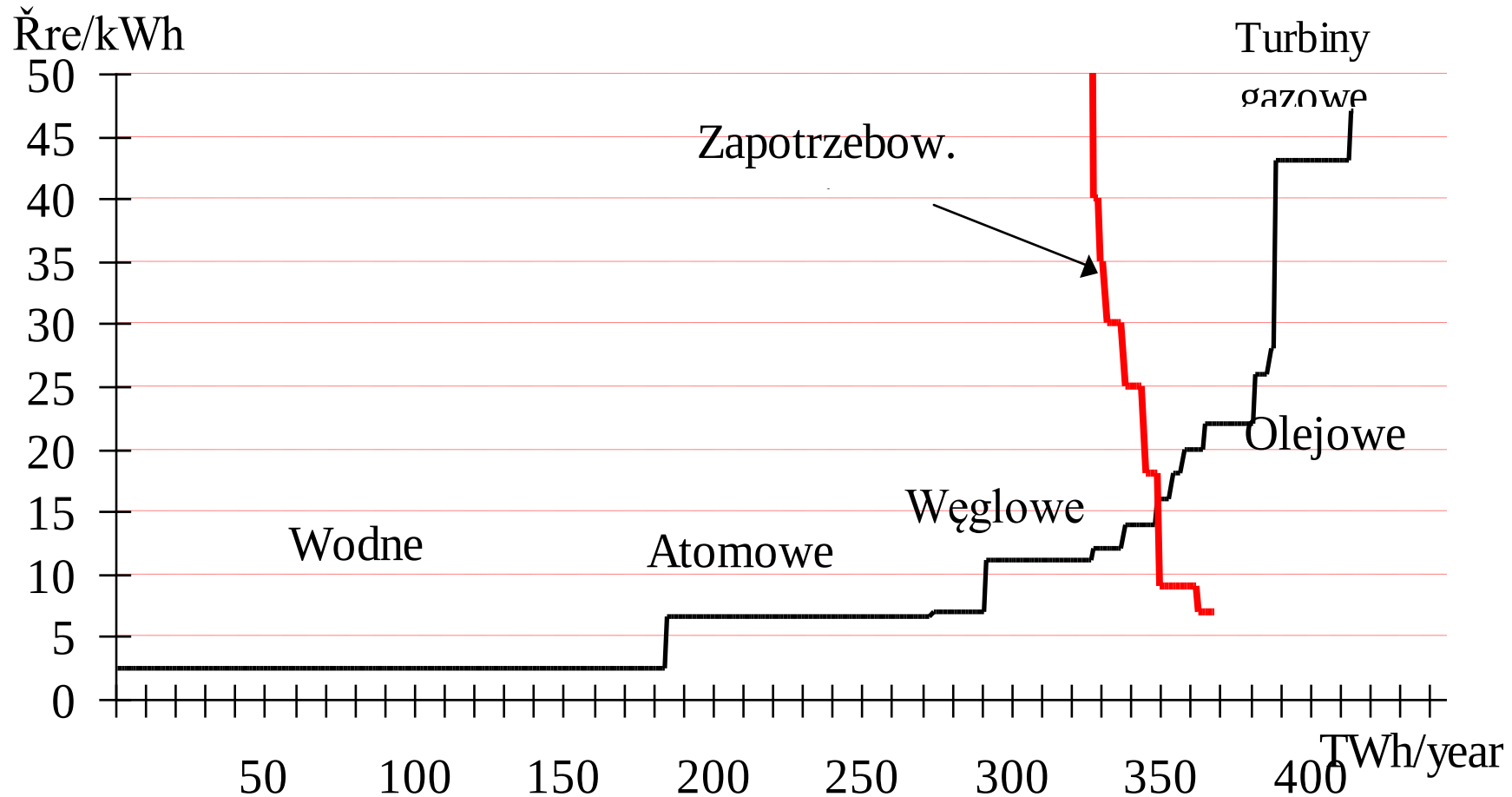
- Uporządkowana cenowo średnia cena wytwarzania, od ceny najwyższej do najniższej w czasie:



Bilansowanie energii na rynku Spot- Paradoks nie pokrytych kosztów stałych. Patologia REE !



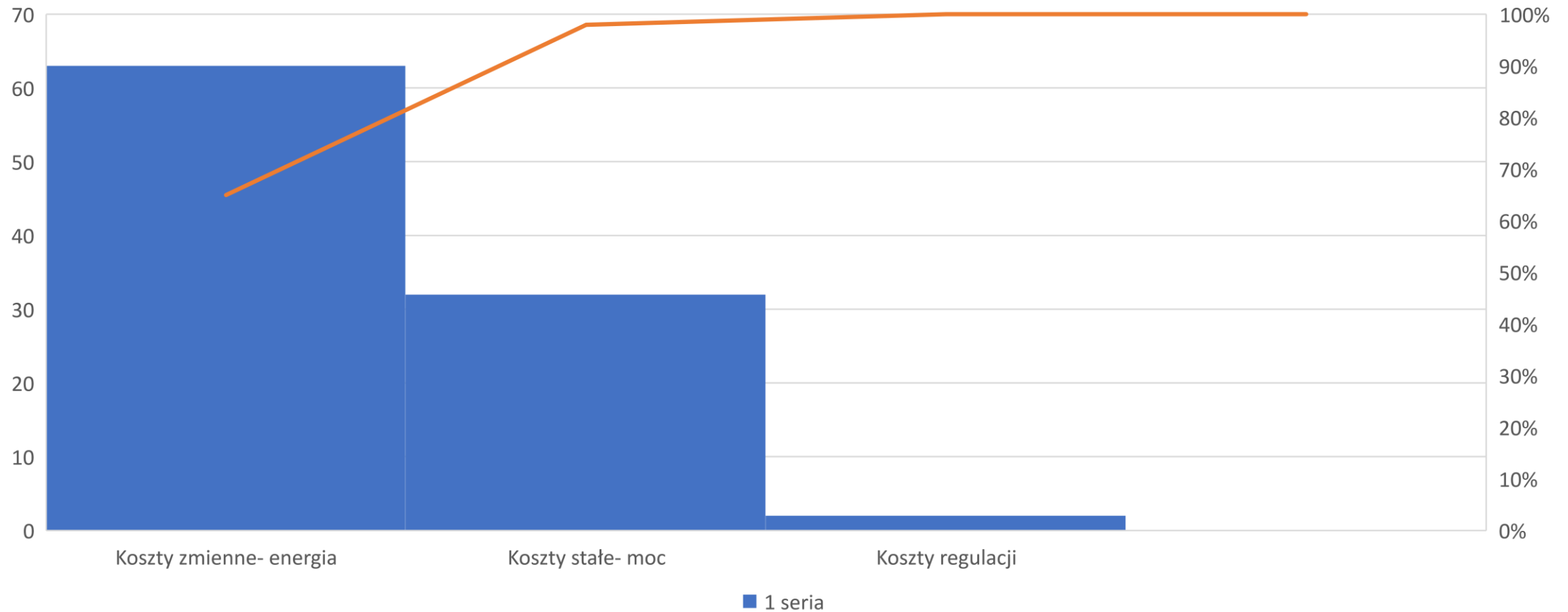
Przykładowy wykres wyznaczania ceny równowagi (merit order price) z rynku Nord Pool- mechanizm aukcyjny, kryterium „kto zaoferuje niższą cenę energii operatorowi systemu”



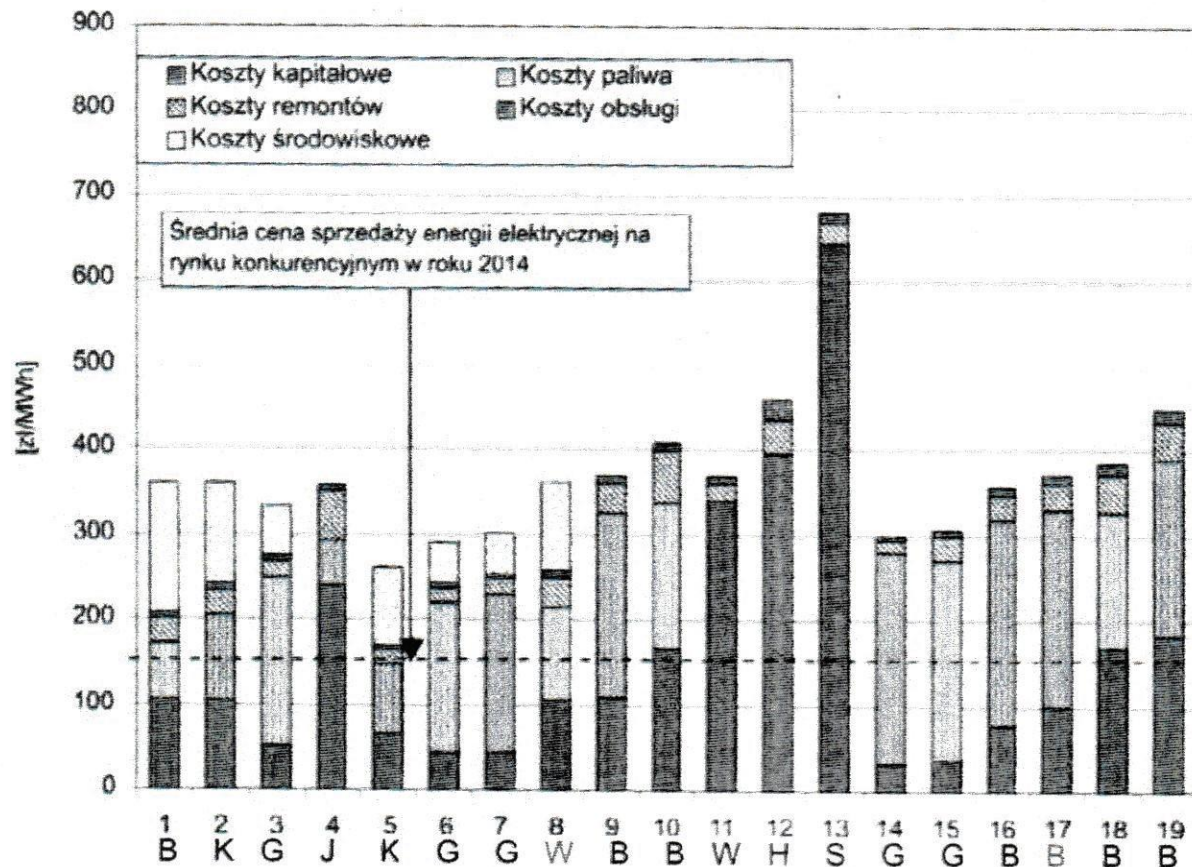
Istotą mechanizmu „*merit order*” jest wskaźnik czułości cenowej odbiorców

- W analizach rynkowych wskaźnik ten jest definiowany jako reakcja odbiorcy na zmianę ceny energii. Zwykle jest mierzony ten wskaźnik jako pobudzenie lub chłodzenie zapotrzebowania odbiorcy na zmianę ceny energii o 1%.
- W krajach byłej 15 UE średnio kształtował się na poziomie 8- 10.
- Badania statystyczne wśród 10 krajów, które przystąpiły do UE w 2004r, wskazują średnią reakcję cenową odbiorców na poziomie 18-22.

Rynek Mocy- jako antidotum braku pokrywania kosztów stałych wytwarzania i kosztów rezerwy mocy- elektrownia konwencjonalna. Likwidacja luki inwestycyjnej



Jednostkowe koszty wytwarzania w energetyce polskiej wg technologii- potwierdzenie zjawiska



- bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym,
- bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym,
- bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym,
- bloku jądrowego z reaktorem PWR,
- ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym,
- ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym
- ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym
- ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego węglem kamiennym,
- ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą,
- ciepłowniczego bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy,
- elektrowni wiatrowej,
- elektrowni wodnej małej mocy,
- elektrowni fotowoltaicznej
- ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym,
- ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym,
- ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą,
- ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą,
- ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy,
- ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, bez uwzględnienia opłaty za uprawnienia do emisję CO₂

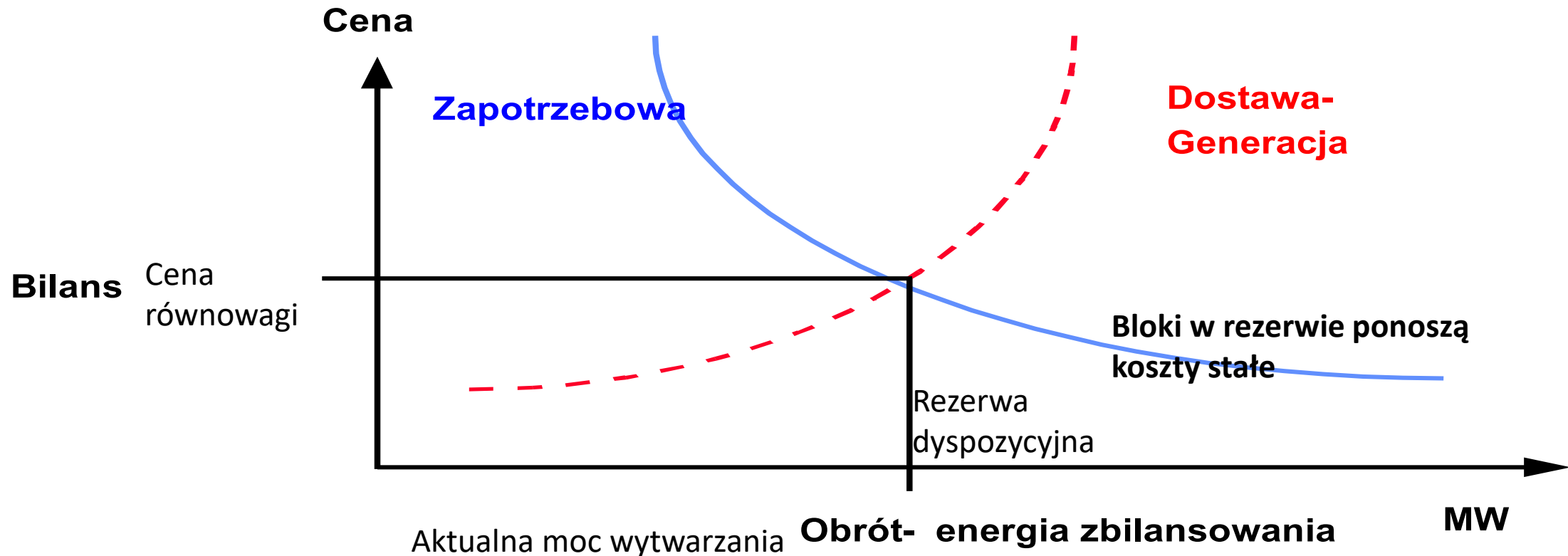
Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2015, koszty wytwarzania energii elektrycznej

Ryzyko implementacji „Pakietu zimowego” - eliminacja źródeł węglowych

1. Maksymalny poziom emisji CO₂- **550 kg na każdą wytworzoną 1 MWh** energii elektrycznej, w praktyce dopuszcza do rynku tylko źródła ciepne konwencjonalne oparte na gazie ziemnym, biogazie ewentualnie ze zgazowaniem węgla (IGCC)-ale w ograniczonym czasie pracy.
2. Niedopuszczone do rynku mocy będą źródła wytwarzania oparte na węglu, które z racji swej natury emitują:
 - a. na węglu kamiennym 780- 950 kg/ MWh w zależności od sprawności wytwarzania
 - b. na węglu brunatnym lub torfie- 920- 1050 kg/MWh w zależności od sprawności kotła i kaloryczności paliwa.
3. **Zakaz uczestnictwa w rynku mocy** (płatnościach za rezerwę dyspozycyjną = kosztom stałym wytwarzania) źródeł wytwarzania konwencjonalnego opartego na węglach, które nie dotrzymują poziomu emisji CO₂ o wartości mniejszej niż 550 kg/MWh
4. Rosną szanse elektrowni jądrowych oraz wszystkich bio paliw- biomasy i biogazu oraz **gazu ziemnego**

Paradoks obrotu energią na rynkach giełdowych- Rynek Spot-
ceny bieżące wyznaczone wg kosztów krańcowych wytwarzania

Zasada wyznaczania ceny bieżącej



Pilna potrzeba rewitalizacji bloków węglowych z generacją mocy znamionowej rzędu 200 MW oraz najstarszych 360 MW i niskiej emisji w miastach z systemami kogeneracyjnymi.

Łączna ilość bloków konwencjonalnych dużej mocy zainstalowanej klasy 200 MW wynosi 58, pracują one ze sprawnością nie przekraczającą 30-33% w zależności od wieku i zakresu modernizacji.

Większość z nich zbudowano i uruchomiono w latach 70-tych ub.w.

Pozostają one w zasobach grupy PGE SA, Tauron SA, ENEA SA

Łączna liczba bloków konwencjonalnych dużej mocy klasy 360 MW wynosi w KSE 16 sztuk (na węglu brunatnym i kamiennym) i powstały w latach 1975-1980. Pracują one z porównywalną sprawnością jak bloki 200 MW tj, średnio na poziomie ok. 30-33%.

Każdy z powyżej wymienionych bloków przepracował ok 250- 320 tysięcy godzin i ich dyspozycyjność zaczyna być problematyczna, ze względu na awaryjność spowodowaną głównie rosnącą ilością odstawień i uruchomień z polecenia KDM, a wywołanych brakiem przewidywalności generacji z OZE – głównie farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej przekraczającej 6 GW.

Główne korzyści z programu rewitalizacji bloków energetycznych 200/360

- Dostępne i przewidywalne zasoby paliwa podstawowego.
- Istniejąca infrastruktura techniczna i środowiskowa – do ewentualnej niewielkiej modernizacji lub „*up gradingu*”
- Akceptacja społeczna lokalnej społeczności dla inwestycji energetycznych
- Istniejąca infrastruktura sieciowa- do ewentualnej niewielkiej modernizacji
- Istniejąca infrastruktura kolejowa i drogowa

Kroki zaradcze dla pokonania bariery emisyjnej- Program dla obniżenia emisji GC

- Pilnie inwestować w realizację Narodowego Planu Rozwoju Energetyki Jądrowej
- Przekonstruowanie bloków konwencjonalnych energetyki zawodowej, w celu **zwiększenia udziału gazu ziemnego i biomasy w strukturze spalania**, pozwalającej uznać paliwo za niskoemisyjne z punktu widzenia dopuszczalnego limitu 550 kg/1 MWh.
- Zorganizowanie rynku stałych dostaw biomasy typu agro, z odpowiednimi addytywami chroniącymi kotły od korozji oraz destrukcji termicznej z powodu szlakowania- topnienia popiołu biomasowego.
- **Podjęcie inicjatyw politycznych w celu uznania zasadności przychodu z tytułu pozostawiania bloków w rezerwie dyspozycyjnej i płatnością za moc dyspozycyjną-** jako remedium na konieczną rezerwę dyspozycyjną uruchamianą sporadycznie na szczyt zapotrzebowania z wykorzystaniem 500-1000 godzin w roku z perspektywą do 2025r.
- Pilne podjęcie współpracy z firmami dysponującymi układami IGCC w skali mocy znamionowej przekraczającej 500 MW- w celu pozyskania wiedzy o problemach technicznych i warunkach technologicznych dla materiałów w części cieplnej i wysokociśnieniowej

Konkluzje z doświadczeń japońskich

- Osiągnięty duży wzrost sprawności wytwarzania w układach IGCC rzędu 46-48%, bez konieczności stosowania stali specjalnych w konstrukcjach kotłów i reaktorów gazowych.
- Relatywnie wysoka cena budowy układu IGCC z mocą zainstalowaną powyżej 500 MWe- zawierająca zwrot kosztów rozwoju technologii.
- Obiecująca wysoka dyspozycyjność pierwszych bloków w technologii IGCC wraz z pakietem obsługowym minimalizującym czas wyłączeń remontowych lub awaryjnych.
- Nadal niewystarczająca emisyjność CO₂ (**700 g/kWh**) w rozumieniu wymagań „Pakietu Zimowego” w przypadku użycia tylko węgla bez biomasy, lub **550 kg./kWh** z dodatkiem 18-20% biomasy.

Wzrost udziału stabilnych źródeł w strukturze wytwarzania w KSE

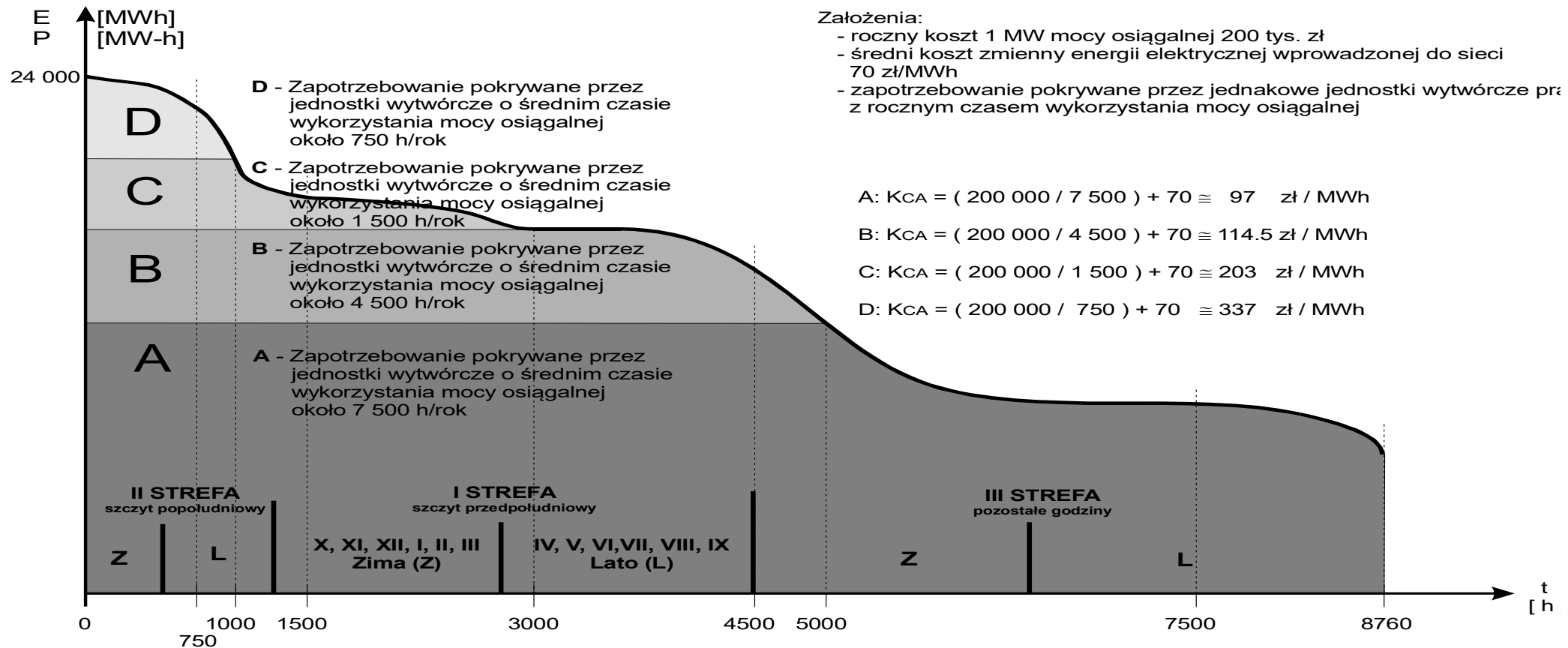
- Weryfikacja założeń Programu Energetyki Jądrowej do roku 2025 +/- 3 kolejne lata dla budowy co najmniej 3 bloków o mocy 1000-1700 MW każdy.
- Przyjęcie przez GK PGE SA roli lidera zapewniającego zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (średni wzrost zapotrzebowania 2,8- 3,5% w każdym roku).
- Opracowanie i wdrożenie programu informacyjnego dla uzyskania akceptacji społecznej do budowy dużej elektrowni jądrowej w Północnej części Polski z chłodzeniem wodą morską.

Zasady finansowania i sekurytyzacji inwestycji w energetyce metodą „*project finance*”.

- Szeroko stosowany sposób we wszystkich inwestycjach energetycznych w krajach UE i USA, dla firm i konsorcjów nie mających historii finansowej, księgowej oraz ugruntowanej pozycji na rynku.
- Podstawą udzielania kredytów dla takich inwestycji była **przejrzysta i wiarygodna projekcja finansowa, poparta studium wykonalności inwestycji** – tj strumieni kosztów i przyszłych przychodów zdolnych obsłużyć zobowiązania zwrotu poniesionych nakładów i finansowania dłużnego.

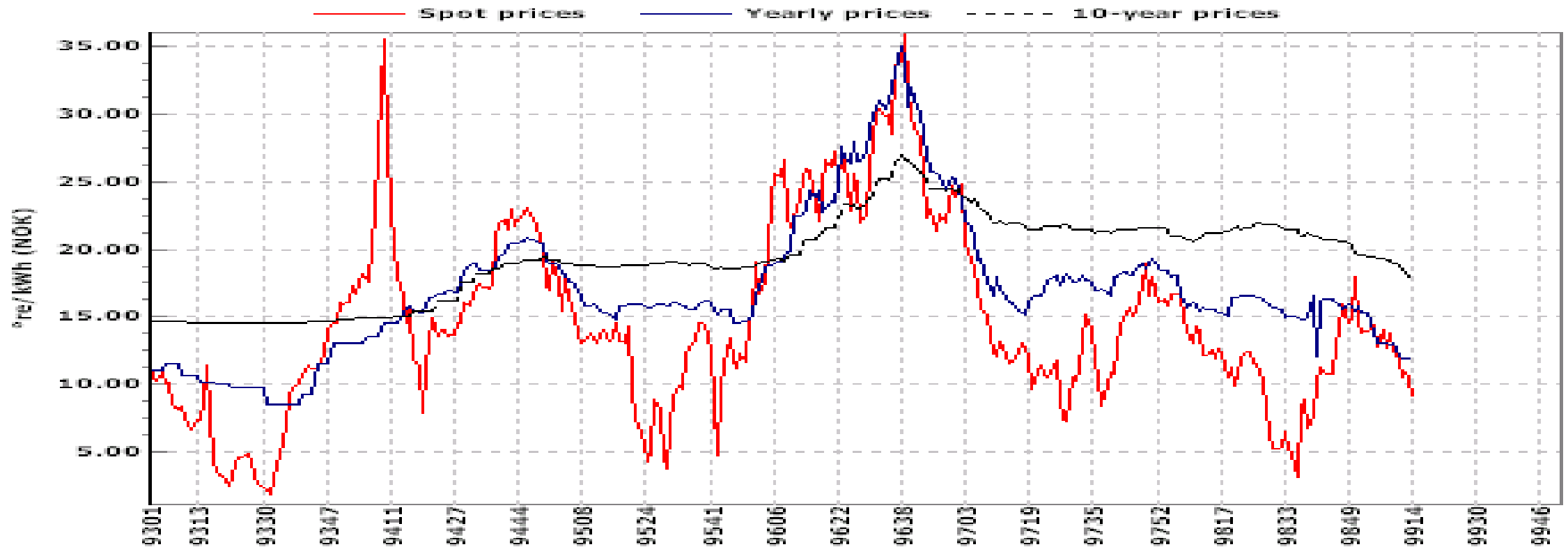
Struktura cen i kosztów wytwarzania zaspakajających zapotrzebowanie w KSE

- Podział na strefy wytwarzania w KSE

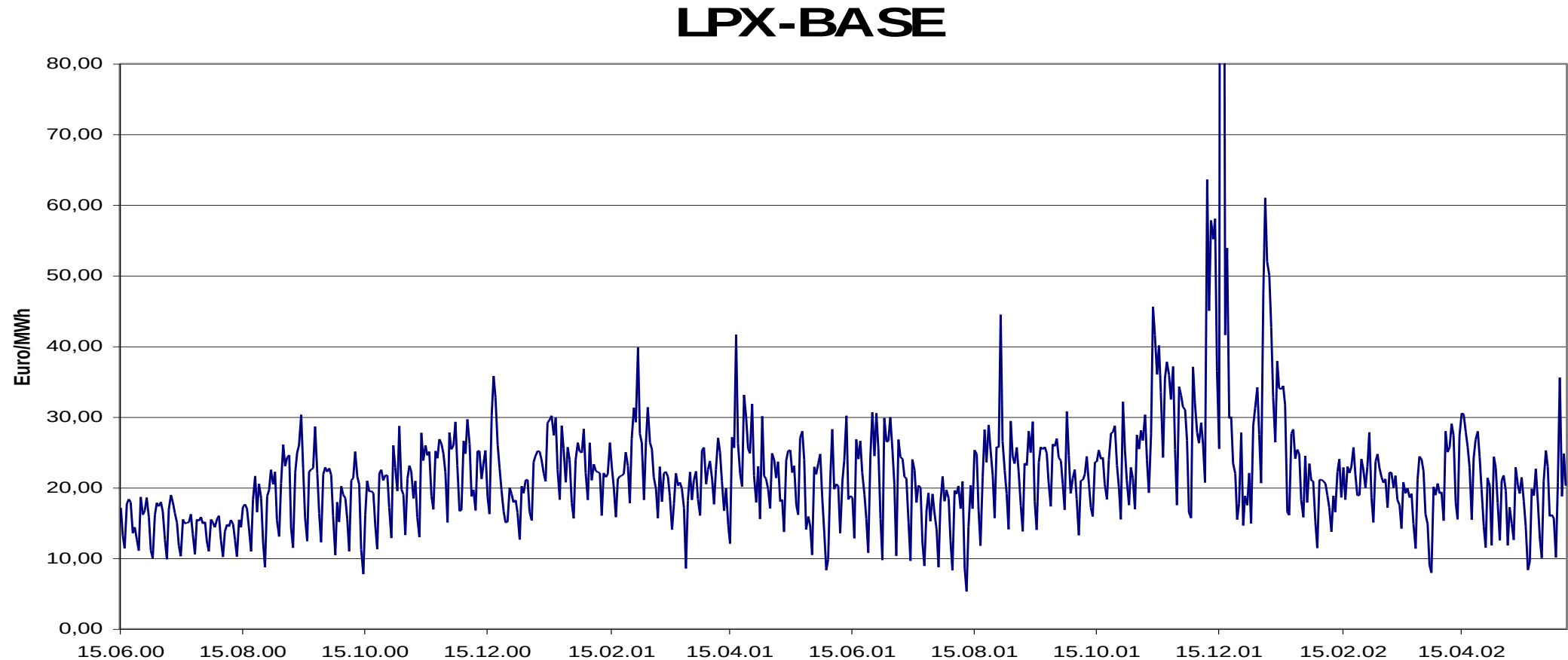


Przykład fluktuacji cen na rynku skandynawskim-
relatywnie „spokojnym cenowo” ze względu na
strukturę mocy zainstalowanej

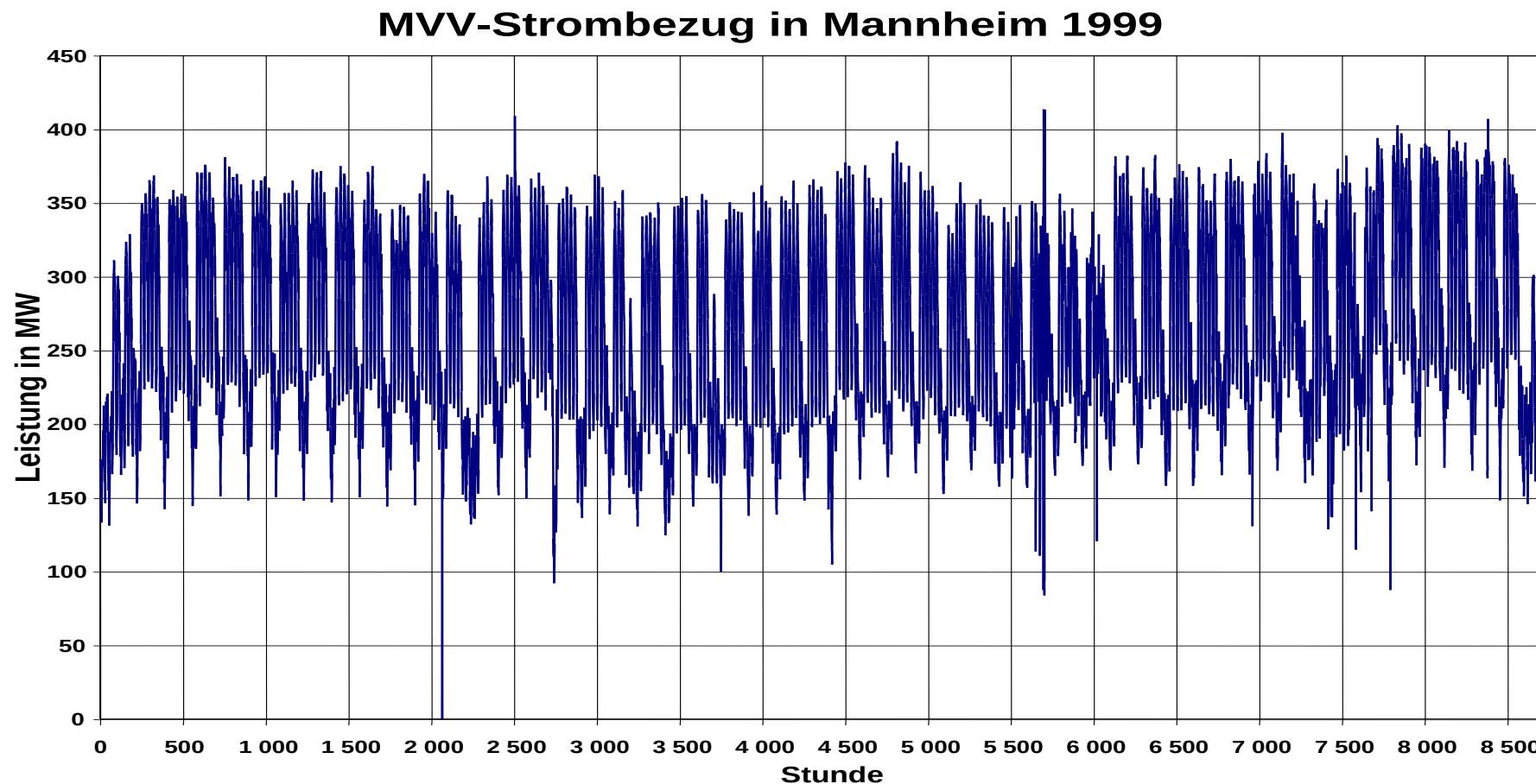
Contract and Spot prices 93-99 (Weekly)



Nieprzewidywalne i niewytłumaczalne fluktuacje cen Energii na rynku SPOT



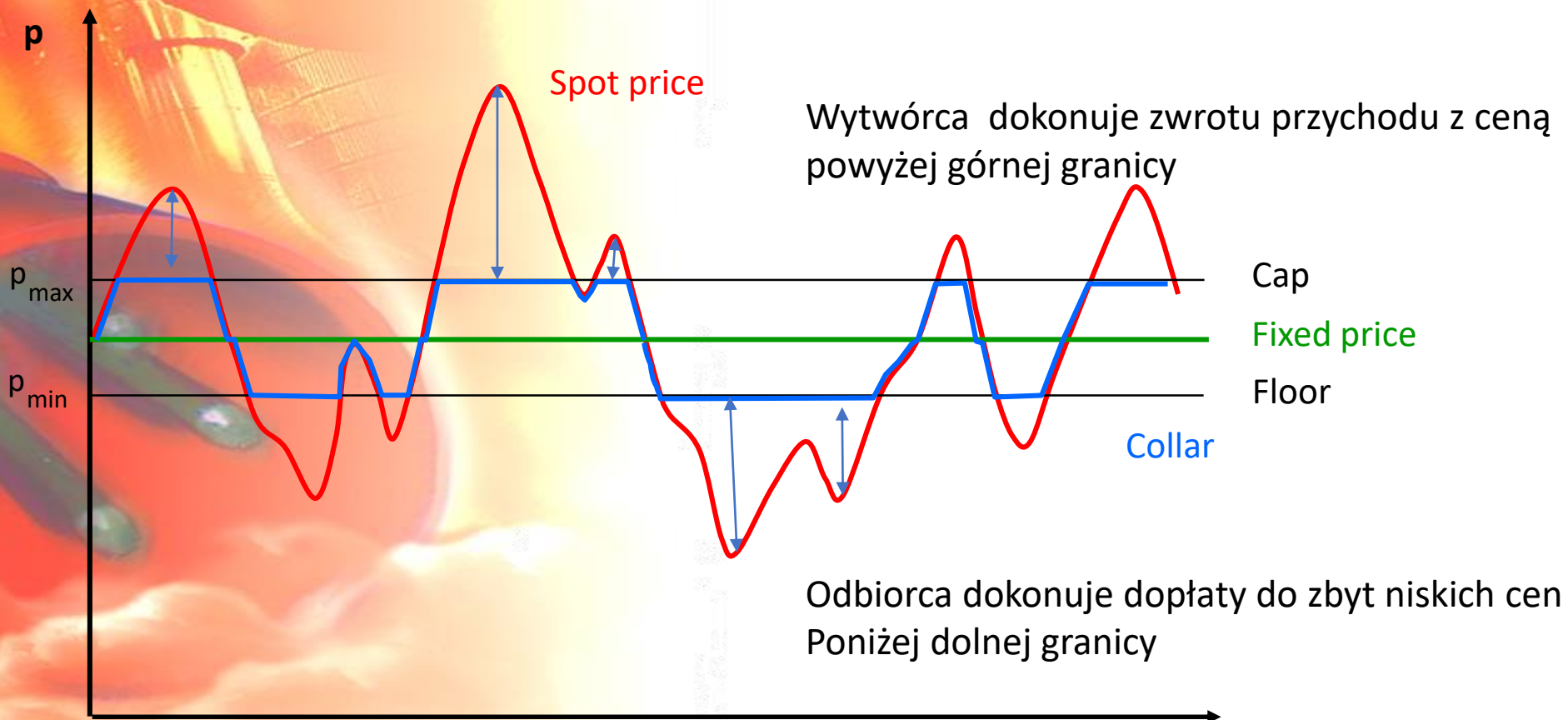
Wzrost ryzyka dla stabilizacji przychodów



Pilna potrzeba „ustabilizowania” strumienia przyszłych przychodów zdolnych do obsługi zobowiązań zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych.

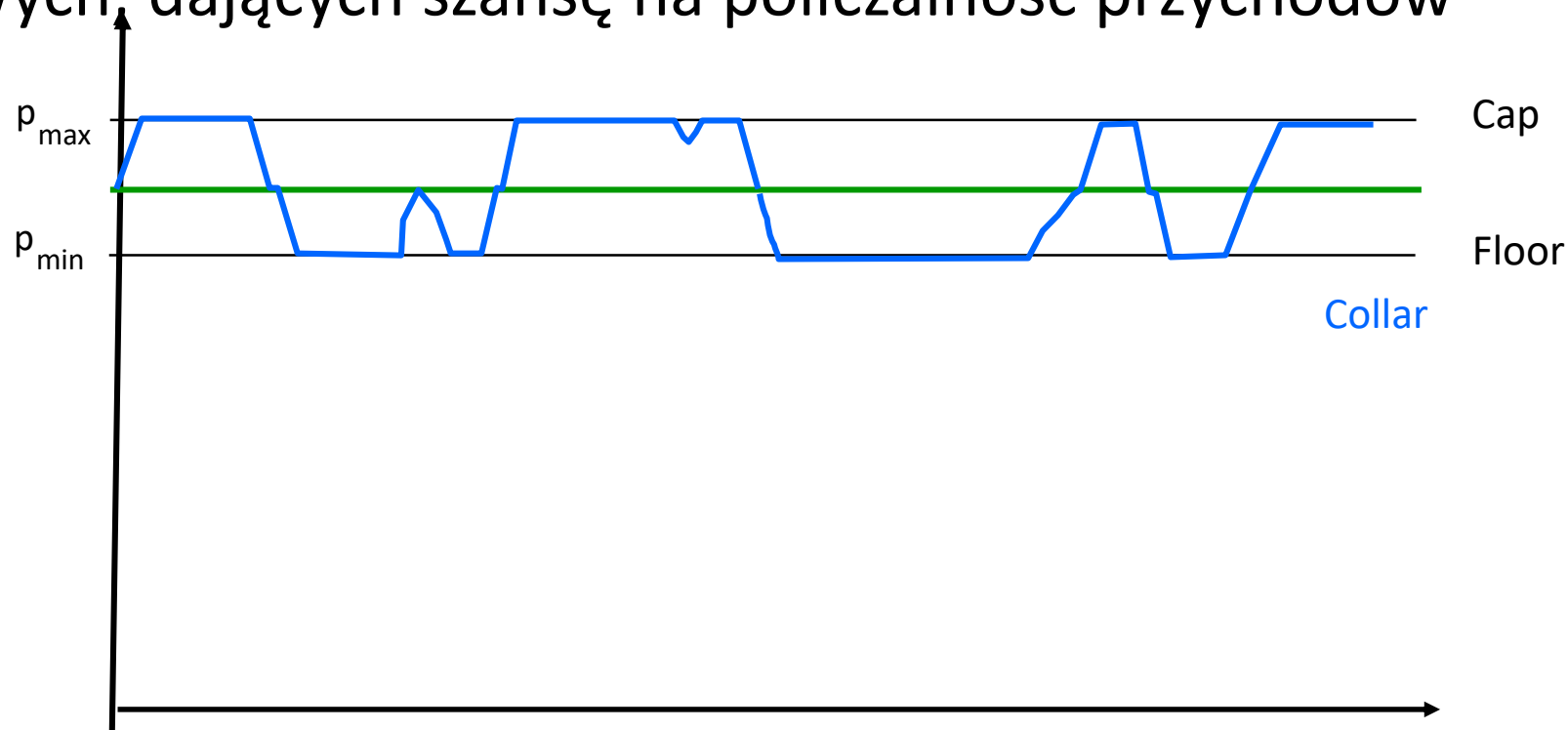
- Banki i fundusze inwestycyjne oraz administracje rządowe odpowiedzialne za rozwój branży energetycznej o wysokiej kapitałochłonności, podjęły wysiłek stworzenia innego mechanizmu stabilizującego przewidywalność przyszłych przychodów, w miarę niezależnych od bieżącej fluktuacji cen na rynku typu SPOT.
- Potrzeba opracowania i wdrożenia „antidotum” w sytuacji zamarcia inwestycji w branży energetycznej i małej skłonności banków do ponoszenia długoletniego ryzyka
- Pozostawienie jednak tego publicznie przejrzystego rynku SPOT jako wzorca odniesienia dla cen bieżących w innych kontraktach

Kontrakt kołnierzowy – „Collar Kontrakt” – jako bezpieczna struktura eliminująca nieprzewidywalność cen Na rynku SPOT



Mechanizm kontraktu różnicowego „CfD” jako narzędzie finansowania długoletnich inwestycji, zaakceptowany przez KE UE

- Przychód „uporządkowany” w zakresie uzgodnionych kontraktem cen rynkowych, dających szansę na policzalność przychodów



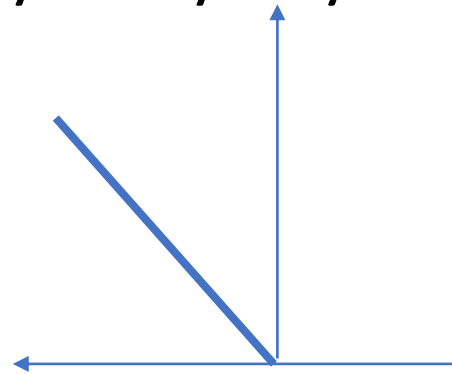
Dwustronne kontrakty z mechanizmem różnicowym względem ceny odniesienia

- **Kategorie Kontraktów bilateralnych różnicowych:**
 - a. Z symetryczną kompensacją odchyleń cenowych
 - b. Z niesymetryczną kompensacją odchyleń cenowych
 - c. Z niesymetryczną kompensacją z opłatą stałą dla wytwórcy (za moc dyspozycyjną)- RYNEK MOCY.
 - d. Z kołnierzowym max-min zakresem kompensacji.

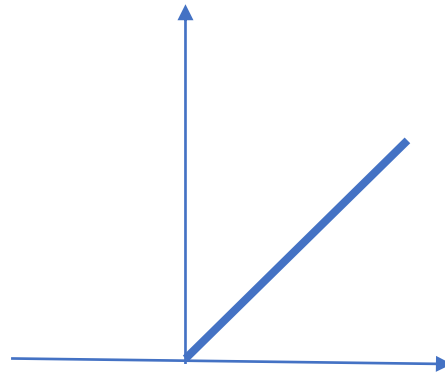
Aby „uciec” od ryzyka poniesienia straty, obie strony zawierają transakcję wzajemnego kompensowania sobie odstępstw od ceny transakcyjnej (stałej-bazowej). Dodanie dwóch Profili Ryzyka prowadzi do profilu wynikowego. Takie kontrakty nazywane są **Kontraktami Różnicowymi Dwukierunkowymi**

Płaszczyzny ryzyka i ich kompensacja

- Ryzyko w funkcji zmiany ceny w kontrakcie dwustronnym symetrycznym



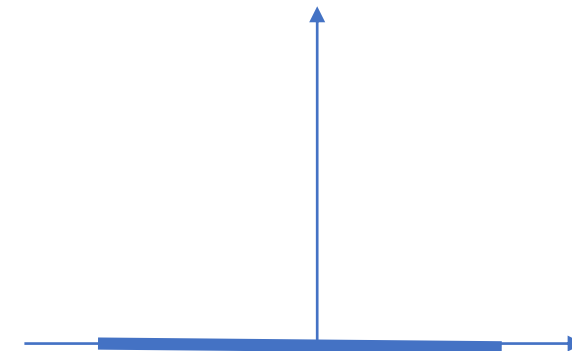
+



Zmiana ceny dostawcy
(strata dostawcy bez kontr)

+ Zmiana ceny odbiorcy
(strata odb. Bez kontraktu)

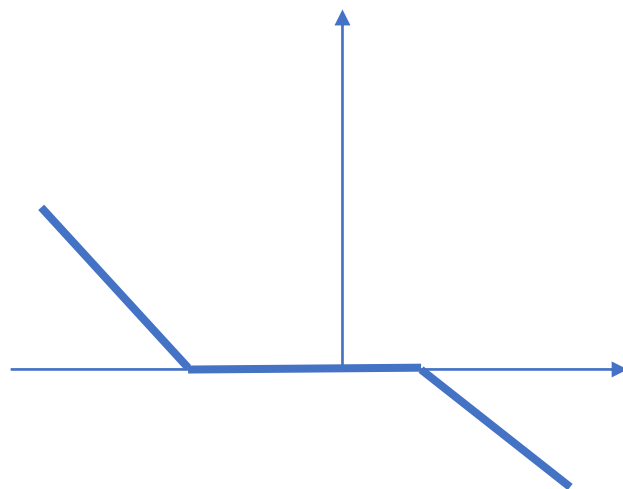
=



Wynik kompensacji
(wzajemne ryzyka
skompensowane)

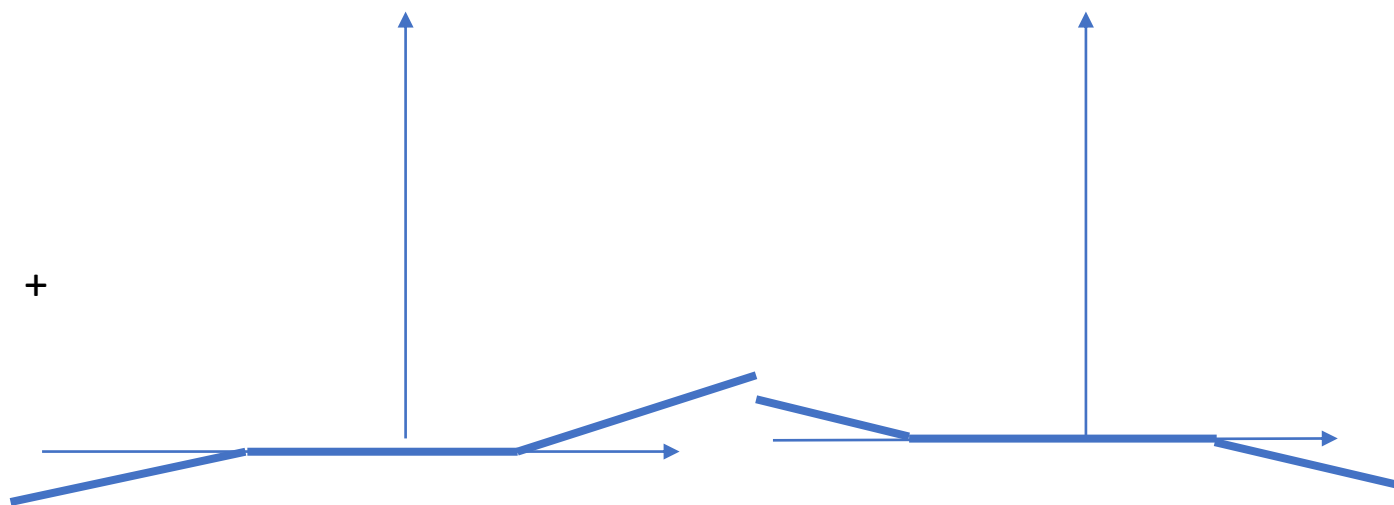
Płaszczyzna ryzyka dla „CfD” kołnierzowego

- Kontrakt dwustronny **kołnierzowy z niesymetryczną** kompensacją zmiany cen



Zmiana ceny dostawcy
z wysokim ryzykiem

+

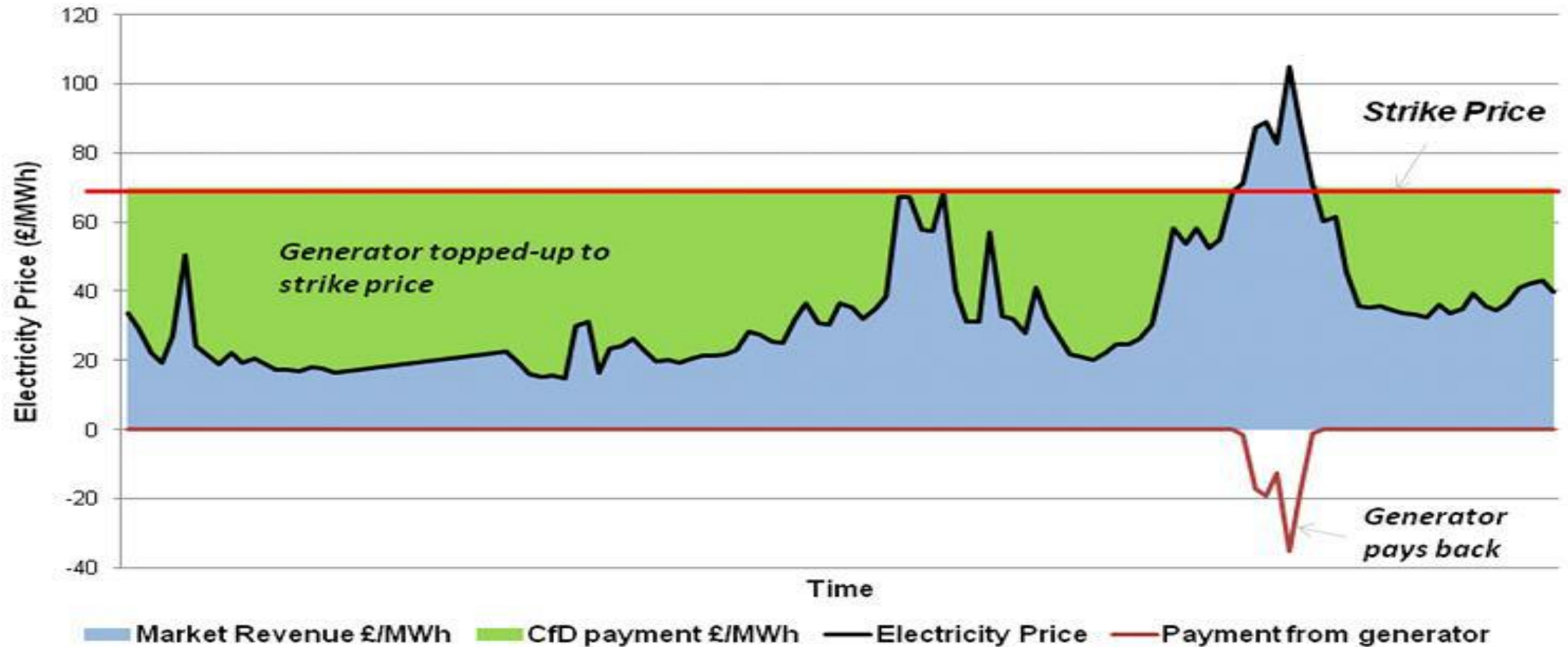


Zmiana ceny odbiorcy
z niskim ryzykiem

=

Profil wynikowy
ryzyko istotnie zredukowane

Przykład „CfD” jako źródła finansowania budowy EJ w Hinkley Point „C” - UK



Negocjowanie „CfD” Rządu UK z KE UE

- Stanowisko Komisarza UE:

Unijny komisarz ds. Konkurencji publicznie oświadczył, że projekt ten wraz z towarzyszącą mu umową (CfD) zawartą pomiędzy inwestorem, a rządem "jest niezwykle złożony i o niespotykanej do tej pory naturze i skali" (?). Z tej wypowiedzi wynika raczej niewielka wiedza komisarza w zakresie metod kontraktowania wieloletniego, ponieważ tego rodzaju kontrakty zawierane są zwykle w **wyniku długotrwałych negocjacji, strony kontraktu symetryzując wzajemnie obowiązki i prawa, tworzyły zapisy w umowie, która w naturalny sposób stawiała się „księgą opisującą mechanizm CfD”**.

Dziennikarze oraz prasa fachowa, niemal na bieżąco informowały o przełomowych momentach trudnych negocjacji między stronami. Z pewnością zawarcie umowy typu **CfD** w Wielkiej Brytanii, nie było zaskoczeniem dla środowiska zajmującego się obrotem energią elektryczną, jak i środowiska inwestorów w tym sektorze.

Źródło niezrozumienia mechanizmu finansowania metodą „CfD” - nonsensowne konkluzje

KE przeprowadziła procedury wyjaśniające, które obejmowały głównie prawidłowość wykonania konsultacji społecznych i badania możliwości wykorzystania pozycji dominującej przez EdF. W komunikacie KE zaznaczyła, że istnieją domniemane obawy, że brytyjscy podatnicy mogą ponieść łączne koszty budowy EJ Hinkley Point C rzędu 17 mld funtów w ramach kontraktu typu **CfD** uznanego za rodzaj subsydiów zaproponowanych inwestorowi, francuskiemu koncernowi EdF.

Oznaczać by to mogło, że domniemane subsydia byłyby wyższe od szacowanej wartości inwestycji !!!.

Stanowisko Rządu UK ws przejrzystości i stabilności cen „rynkowych” dla nowych EJ

- Ten rodzaj kontraktu został najprawdopodobniej zagwarantowany w Wielkiej Brytanii dla budowy nowej elektrowni jądrowej Hinkley Point C zawarty z EdF, pierwszej od ponad 20 lat inwestycji w tym sektorze w Wielkiej Brytanii. Koszt inwestycji szacowany był wstępnie na poziomie **16 mld funtów**, przy cenie **92,5 GBP/MWh** dostarczonej energii. Kontrakt ten ma również gwarancje dla dostawcy technologii na poziomie 10 mld GBP. Co więcej dla podkreślenia determinacji Rządu UK dla budowy stabilnych i bezemisyjnych źródeł energii jakimi są bloki jądrowe, Minister ds Energii i Zmiany Klimatu, zastosował zdrową zasadę gospodarki wielkotowarowej i ogłosił, że w przypadku budowy kolejnych bloków jądrowych zastępujących wysłużone reaktory typu Magnox w elektrowni Sizewell C, nowymi blokami o łącznej mocy 3,6 GW (prawdopodobnie w technologii dostarczonej przez GE Hitachi), gwarantowana cena energii powinna wynosić 89,2 GBP/MWh przez co najmniej 20 lat.

Gwarancje Rządu UK dla inwestycji długoterminowych

Mechanizm ten ma obowiązywać przez 35 lat od momentu uruchomienia elektrowni, a ewentualne subsydia finansowane będą pochodziły z opłaty doliczanej do rachunków za energię dla wszystkich jej konsumentów w Wielkiej Brytanii. Jest to znany mechanizm ***Feed in Tariff (FiT)***. W praktyce oznacza ten mechanizm, że koszty inwestycji pokryje końcowy odbiorca, i tak się dzieje we wszystkich państwach świata. W przypadku UK ta procedura jest jawna i przejrzysta, a Rząd UK realizujący strategię rozwoju kraju, zapewnia jej realizowalność, kontrolując zobowiązania w publicznie znany sposób.

Jak na całym Świecie, kosztami wielkich inwestycji będzie obciążony końcowy odbiorca energii- ale musi o tym wiedzieć i mieć uczciwą informację.

Scenariusze rozwoju inwestycji

- Według przyjętego harmonogramu w UK w porozumieniu **CfD**, elektrownia powinna zostać oddana do użytkowania w 2023 roku. Przewiduje ono również, że koszty ewentualnych opóźnień projektu poniesie inwestor jeśli zwłoka będzie spowodowana z jego winy.

Korzyści z zastosowania mechanizmu CfD

- Według deklaracji Rządu UK ten rodzaj umowy nie zakłóca gry konkurencyjnej na rynku cen bieżących, gdyż nowa elektrownia jest z niego wyłączona w okresie gwarancji zakupu energii. Wynika z tego, że w strukturze bilansu mocy, będzie zajmowała pozycję źródła wymuszonego tzw **Must Run**.
- Niewątpliwie z powodu generacji pozbawionej emisji CO2 nie będzie również wpływać na ceny rynkowe pozwoleń na emisję w rynku ETS.
- Bezspornie obniży poziom emisji przemysłowych w bilansie emisji całej Wielkiej Brytanii, a zatem założone cele związane z efektem cieplarnianym zostaną zrealizowane zgodnie z przyjętą polityką klimatyczną.
- Wytwórca energii ze źródła jądrowego zawsze zwraca różnicę ceny między ceną uzgodnioną w kontrakcie **CfD**, a w rezultacie powoduje obniżenie ceny odbiorców taryfowych.

Korzyści z zastosowania mechanizmu CfD

- Wytwórca zwracając różnicę ceny powoduje również stabilizację przychodu z nowego źródła.
- Symetryczny mechanizm zwrotu różnicy cen odniesionych do cen obowiązujących na wolnym rynku, występuje w długim okresie czasu i jest znany wszystkim uczestnikom rynku, zapewniając jego przejrzystość.
- Niższy koszt kapitału inwestycyjnego, powoduje obniżenie ceny gwarantowanej dla energii, co przyciąga wystarczającą ilość potencjalnych inwestorów z konkurującymi technologiami i kosztami inwestycyjnymi.
- **CfD** tworzy otwarty mechanizm taki sam w zakresie warunków obowiązujących wszystkich uczestników rynku, zapobiegając tym samym preferencji lub restrykcji wybranych podmiotów.
- Elastyczność czasowa i znane okresy obowiązywania zasad ustanawiają kierunki gospodarki zmierzające do osiągnięcia celów jakimi są pełne wdrożenie parametrów zapisanych w polityce energetycznej i klimatycznej

Ustawa o ustanowieniu Rynku Mocy

- Uchwalona przez Sejm RP 8 grudnia 2017r, podpisana przez Prezydenta RP 4 stycznia 2018r- akt obowiązuje.
- Mechanizm „zakupu mocy” poprzez aukcje na dostawę ogłaszane, aż do 2025r a nakładające obowiązek mocy na okres 5 lat
- Mechanizm redukcyjny mocy dla podmiotów zdolnych do istotnego zredukowania mocy przyłączonej do wspólnej sieci
- Mechanizm dopuszczający do uczestnictwa w „Rynku...” podmiotów zagranicznych mogących świadczyć usługę poprzez sieć transgraniczną KSE.
- Uczestnictwo w „RM” wymaga uzyskania certyfikatu obarczonego wieloma warunkami określonymi w aukcjach.
- Rozliczeń za usługę w „RM” dokonuje powołany podmiot uprawniony do rozliczeń

Źródła wykorzystane do prezentacji

- **Materiały źródłowe:**
- Liberalizacja rynku energii elektrycznej, przegląd sytuacji prawnej i organizacyjnej. Mechanizmy wdrażania konkurencyjnego rynku na świecie i w UE- implikacje dla branży energetycznej i sektora elektroenergetyki- Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii- Warszawa styczeń 2006r- dr inż. Jerzy Majcher
- Strategie na rynkach energii elektrycznej- Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii- Warszawa 2003r- Marek Zerka
- Materiały Konferencyjne – 8th Annual European Nuclear Power Conference-2013, June 26-27 -Warsaw- PLATTS.

Jaka może być konkluzja ????

