



BRE BANK SA



Centrum Analiz  
Społeczno-Ekonomicznych

# Scenariusze energetyczne dla Polski

Warszawa, 17 maja 2012 r.



# Stan i perspektywy rynku energii w Polsce

**Stanisław Poręba**  
**ekspert Ernst&Young**

# Agenda

---

## **I. RYNEK ELEKTROENERGETYCZNY W POLSCE**

---

## **II. PROGNOZY, OCHRONA KLIMATU, ROZWÓJ OZE**

---

## **III. PROGRAMY INWESTYCYJNE**

---

## **IV. PODSTAWOWE RYZYKA W REALIZACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH PROJEKTÓW INWESTYCYJNYCH**

---

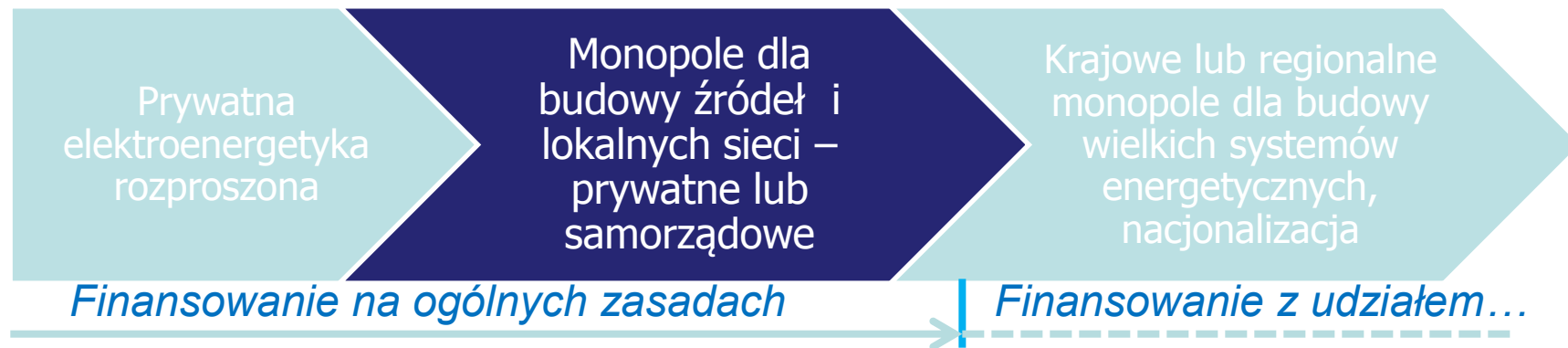
*W prezentacji wykorzystano część materiałów opracowanych przez EY na zlecenie BRE Banku*

# Elektroenergetyka - dwudziesty wiek

Do lat 20-tych

Lata 20 – 40-te

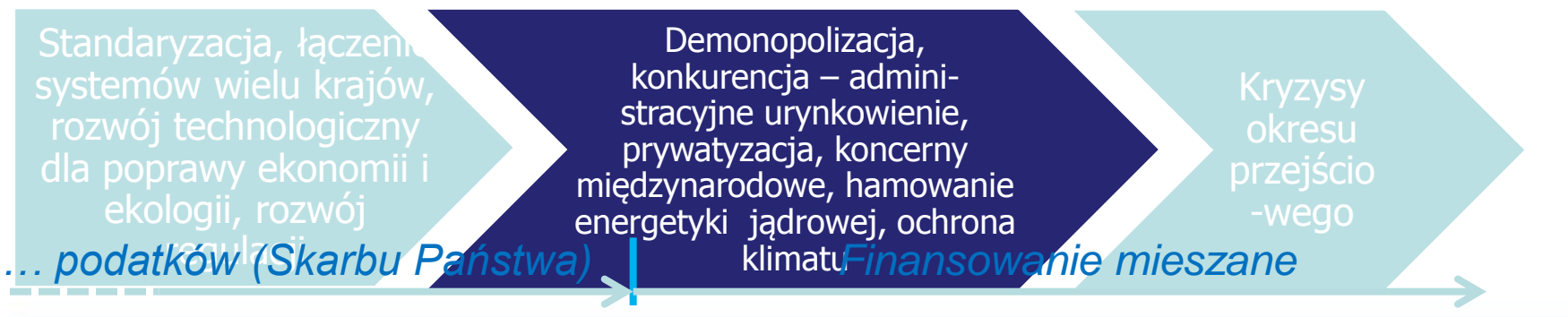
Lata 50 – 60-te



Lata 70 – 80-te

Lata 90-te

Przełom wieków



# Elektroenergetyka - dwudziesty pierwszy wiek

Pierwsze lata

Lata 2006 - 2012

Lata 2013 -2020

Regulacje pokryzysowe,  
aktywność Unii  
Europejskiej w tworzeniu  
ryнку konkurencyjnego i  
ochrony klimatu

klimatu i  
urynkowania  
**Pakiet  
Klimatyczny  
III Pakiet**

Wdrażanie Pakietów,  
rozwój nowych  
technologii, rozwój  
sieci kontynentalnych i  
energetyki  
rozproszonej

*Przejęciowy wzrost udziału podatków i para-podatków w finansowaniu*

Lata 2021 - 2050

Konkurencyjny, unijny rynek energii, zmiany technologiczne, przebudowa systemów elektroenergetycznych i infrastruktury technologicznej w kierunku zeroemisyjności, zwiększanie efektywności, wykorzystania rozproszenia, .....

*Finansowanie na ogólnych zasadach*

# Rozwój elektroenergetyki w Polsce

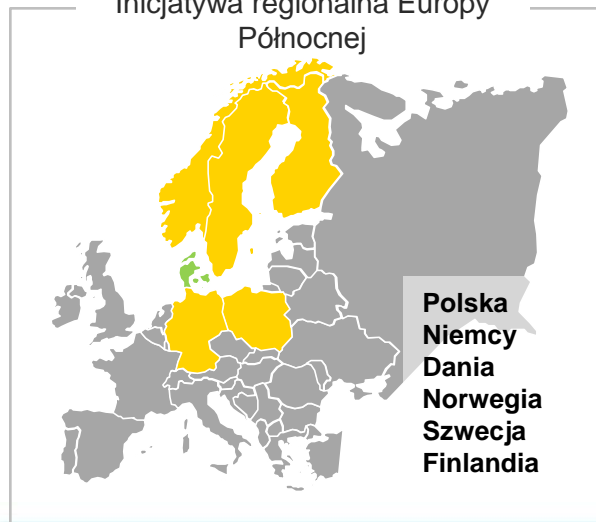
- ❑ Do końca lat 70 – tych - typowe fazy rozwoju elektroenergetyki
- ❑ Lata 80-te - państwowy monopol, hamowanie rozwoju, utrudniony dostęp do nowych technologii, niewystarczające działania proekologiczne, urzędowe ceny nie pokrywają kosztów
- ❑ Lata 90-te - podział na kilkadziesiąt firm, własność państwowa, model rynkowy z wykorzystaniem rozwiązań angielskich i amerykańskich, zakładający segmentację rynku, konsolidację i szybką prywatyzację – wdrożony tylko fragmentarycznie, elementy konkurencji, rynkowe finansowanie modernizacji wytwarzania i sieci dla poprawy ekonomii i ekologii, nowe prawo energetyczne, utworzenie niezależnej regulacji, rozwój handlu międzynarodowego
- ❑ 2000 –2010 – rozwój konkurencji, budowa rynków zorganizowanych, prywatyzacja i konsolidacja, utworzenie nowych segmentów rynku – energii ze źródeł odnawialnych i energii ze źródeł skojarzonych (potem jako rynki kolorowych certyfikatów), niewielkie skutki ETS, przygotowywanie programów inwestycyjnych dla spełnienia wymogów nowych regulacji UE – Pakietu Klimatycznego i Dyrektywy o emisjach przemysłowych, opóźnianie utowarowienia energii elektrycznej, asekuracyjne ograniczanie handlu międzynarodowego, mało aktywny udział w tworzeniu europejskich rynków energii

# Integracja polskiego rynku z rynkiem europejskim

Inicjatywa regionalna Europy  
Środkowo-Wschodniej



Inicjatywa regionalna Europy  
Północnej



## Polska jest uczestnikiem dwu tworzących się rynków regionalnych

- ▶ **2003** – Średnioterminowa Strategia Energetyczna Unii Europejskiej, Rozporządzenie 1228/2003 – prognoza powstania rynków regionalnych do 2009 roku
- ▶ **2006** – Decyzja Komisji Europejskiej 2006/770/WE
- ▶ **2008** – Powołanie CAO – Central Allocation Office
- ▶ **2009** – III Pakiet Energetyczny, Rozporządzenie 714/2009 – zobowiązanie krajów członkowskich do utworzenia rynków regionalnych (zdefiniowanych w rozporządzeniu) do 2015 roku
- ▶ **2009** – Utworzenie wspólnej organizacji operatorów systemów przesyłowych dla zapewnienia jednolitych zasad korzystania z systemów przesyłowych – ENTSO-E (The European Network of Transmission System Operators for Electricity)
- ▶ **2010** – Utworzenie wspólnej organizacji zrzeszającej regulatorów rynków elektroenergetycznych – ACER (Agency for Cooperation of European Regulators)

- ▶ **Obecnie konsekwentnie są realizowane plany integracji rynków europejskich pod stałym nadzorem ACER i KE. Integracja zapewni wyrównywanie cen energii elektrycznej oraz pozwoli na wzajemne rezerwowanie krajowych rynków. Stwarza to szanse, ale i zagrożenia dla polskich konsumentów i wytwórców energii elektrycznej**
- ▶ 2014 – Planowane zakończenie procesu integracji rynków europejskich, są szanse nawet na wyprzedzenie tego terminu.

# Przepustowość połączeń międzynarodowych w MW

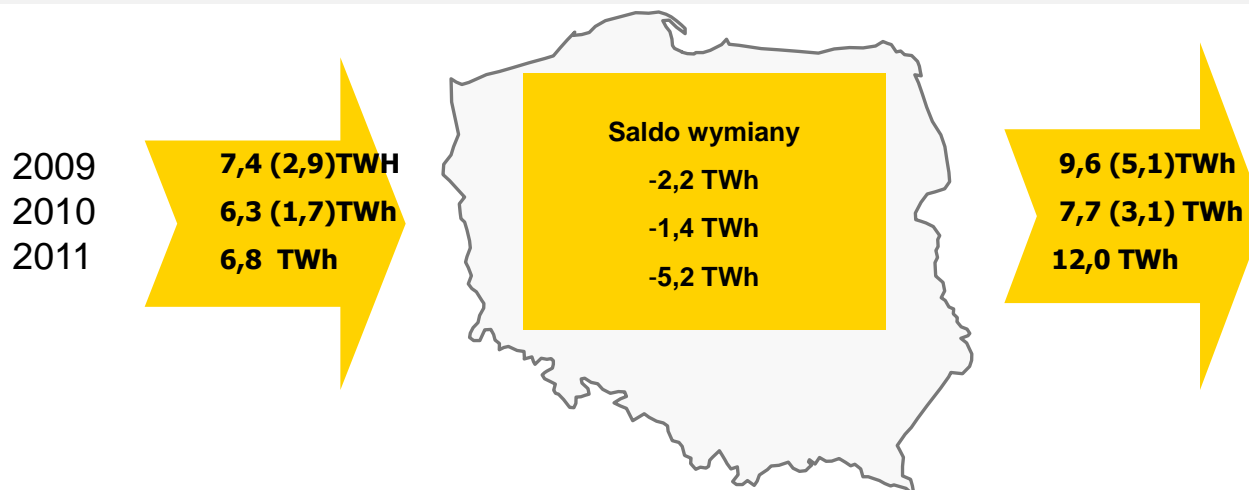
## (bez połączeń 110 kV)

Linia/kraj	Dopuszczalna obciążalność (ze względów termicznych)	Obciążalność wg analiz ENTSO-E
Krajnik - Vierraden1	914	
Mikułowa - Hagenverder1	2 772	
<b>Razem Niemcy</b>	<b>3 686</b>	Ex - 1100 Imp - 1200
Dobrzeń - Albrechtice1	1 206	
Wielopole - Nosovice1	1 206	
Bujaków - Liskovec1	412	
Kopanina - Liskovec1	412	
<b>Razem Czechy</b>	<b>3 236</b>	Ex - 1800 Imp - 800
Krosno Iskrzynia - Lemesany1	1 662	
<b>Razem Słowacja</b>	<b>1 662</b>	Ex - 600 Imp - 500
Zamość - Dobrotwór2	251	
Rzeszów - Chmielnicka2	2 000	nieczynne
<b>Razem Ukraina</b>	<b>2 251</b>	Imp - 250
Białystok - Roś2	231	nieczynne
<b>Razem Białoruś</b>	<b>231</b>	
Słupsk - Starno2	600	
<b>Razem Szwecja</b>	<b>600</b>	Ex - 600 Imp - 600
<b>RAZEM</b>	<b>11 666</b>	Ex – 4100 Imp - 3350



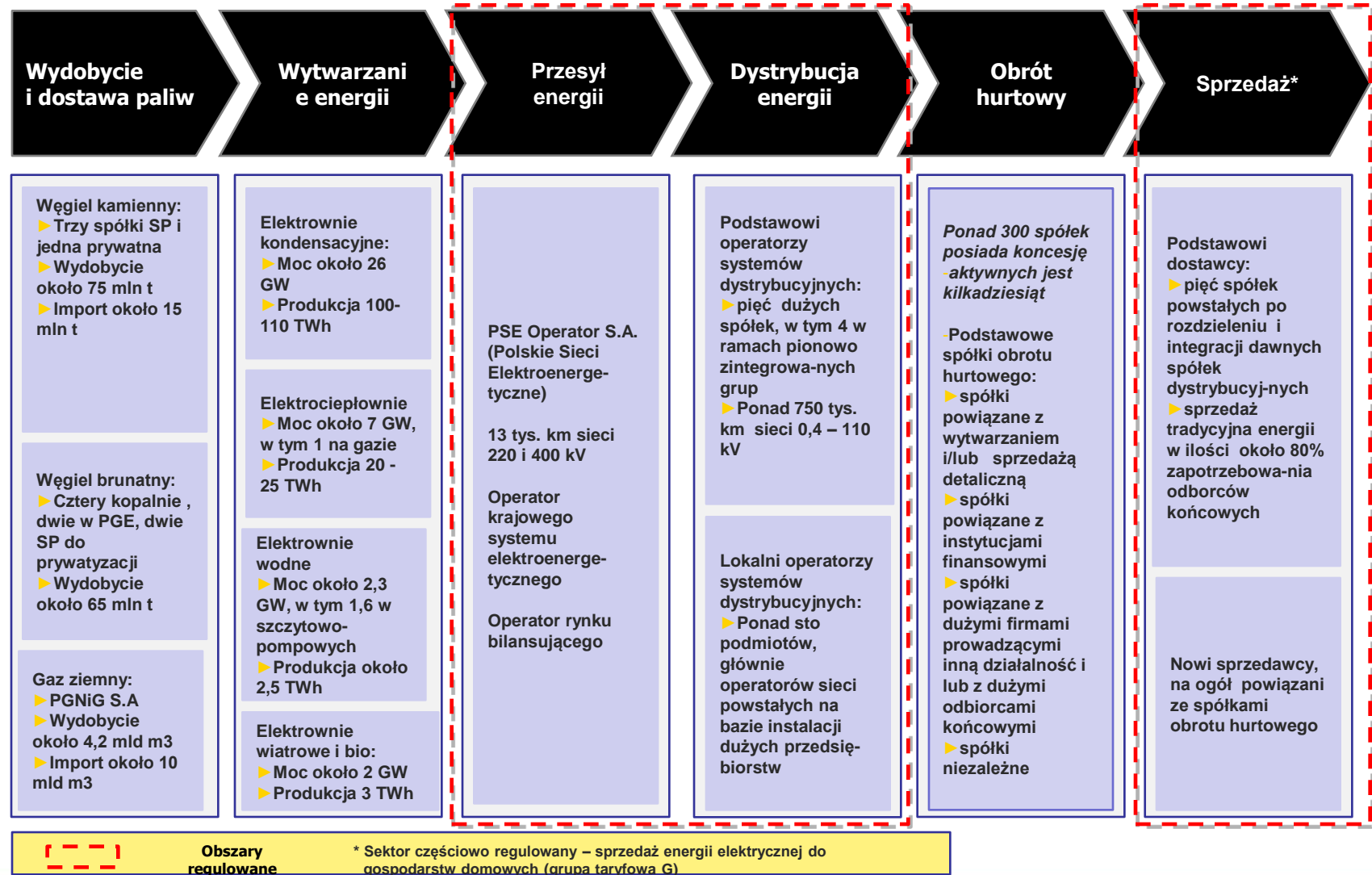
# Stan obecny - krajowy bilans energii elektrycznej

Moc zainstalowana	2010	2011	Prognoza 2012
▶ Ogółem:	<b>35 976 MW</b>	<b>37 367</b>	<b>38 716</b>
▶ Elektrownie zawodowe ciepne:	30 566 MW (85,0%)	30 716 (82,1%)	30 837 (79,6%)
▶ Elektrownie zawodowe wodne:	2 187 MW (6,0%)	2 221 (6,2%)	2 315 (6,0%)
▶ Elektrociepłownie przemysłowe:	2 486 MW (6,9%)	2 486 (6,3%)	2 370 (6,1%)
▶ Elektrownie OZE (wiatr):	1 255 MW (3,5%)	1 943 (5,1%)	3 193 (8,2%)



Produkcja energii elektrycznej (TWh)	2009	2010	2011	Zużycie energii elektrycznej (TWh):	2009	2010	2011
▶ Ogółem:	<b>150,9</b>	<b>157,4</b>	<b>163,2</b>	▶ Ogółem kraj :	148,7	156,0	157,9
▶ Elektrownie zawodowe ciepne:	139,1	144,5	148,8	▶ Odbiorcy końcowi:		78 – 79 %	
▶ Elektrownie zawodowe wodne:	2,8	3,2	2,5	▶ Elektrownie i sieci		21 – 22%	
▶ Elektrociepłownie przemysłowe:	8,2	8,9	9,0				
▶ Elektrownie niezależne OZE:	0,8	2,2	2,8				

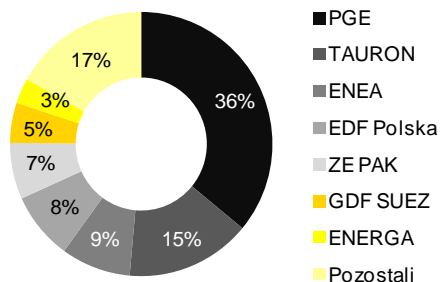
# Łańcuch wartości energii elektrycznej



# Finanse sektora energii elektrycznej

## Wytwarzanie

Udziały w rynku w 2011 roku  
(% mocy zainstalowanej)



Kluczowe dane finansowe (2010)*	mIn PLN
Przychody	33 189
EBITDA	8 844
Zysk brutto	6306
CAPEX**	~8 300

\* Jedynie elektrownie zawodowe ciepłne

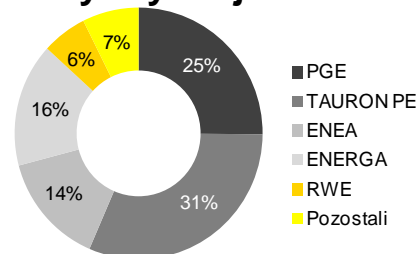
\*\* Dane szacunkowe na podstawie udziałów w rynku trzech największych graczy

## Przesył PSE Operator



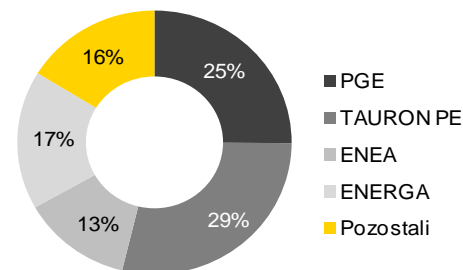
Kluczowe dane finansowe [mIn PLN] (2010)	
Przychody	7 156
EBITDA	881,4
Zysk netto	212
CAPEX	493
Dług netto / EBITDA <i>Dane szacunkowe</i>	-1,3

## Dystrybucja



Kluczowe dane finansowe (2010)*	mIn PLN
Przychody	16 308
EBITDA	3 705
Zysk brutto	1 425
CAPEX*	~4 000

## Sprzedaż detaliczna



Kluczowe dane finansowe (2010)	mIn PLN
Przychody	44 704
EBIT	796
Zysk brutto	1 028

# Agenda

---

## **I. RYNEK ELEKTROENERGETYCZNY W POLSCE**

---

---

## **II. PROGNOZY, OCHRONA KLIMATU, ROZWÓJ OZE**

---

---

## **III. PROGRAMY INWESTYCYJNE**

---

---

## **IV. PODSTAWOWE RYZYKA W REALIZACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH PROJEKTÓW INWESTYCYJNYCH**

---

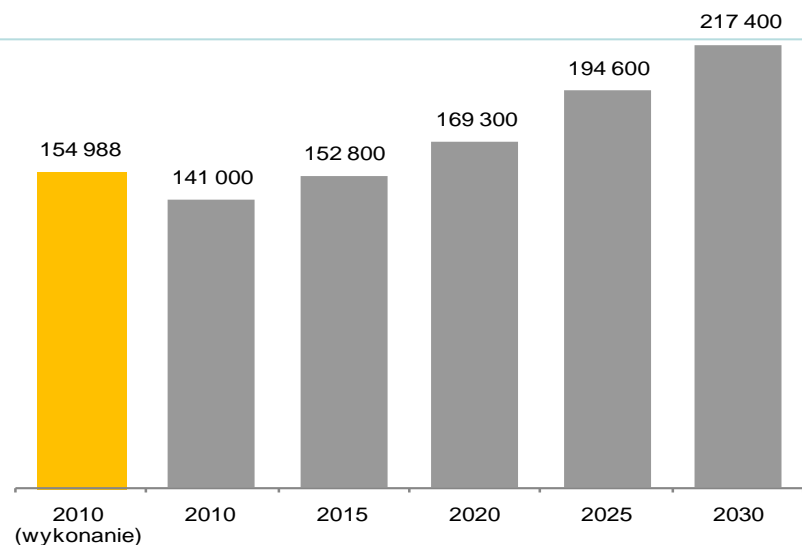
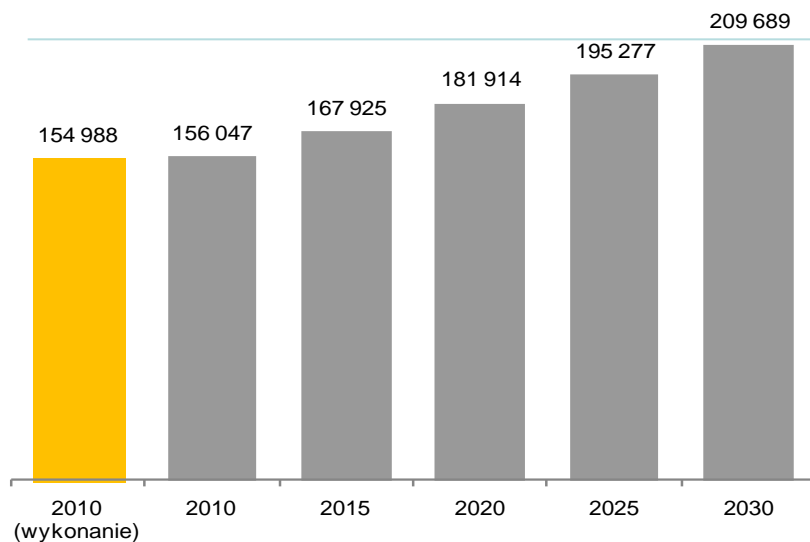
# Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną

Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną [TWh]					
	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Energia finalna</b>	104,6	115,2	130,8	152,7	171,6
<b>Sektor Energii</b>	11,3	11,6	12,1	12,7	13,3
<b>Straty przesyłu i dystrybucji</b>	12,9	13,2	13,2	15	16,8
Zapotrzebowanie netto	<b>128,7</b>	<b>140</b>	<b>156,1</b>	<b>180,4</b>	<b>201,7</b>
<b>Potrzeby własne</b>	12,3	12,8	13,2	14,2	15,7
Zapotrzebowanie brutto	<b>141</b>	<b>152,8</b>	<b>169,3</b>	<b>194,6</b>	<b>217,4</b>
Prognoza dynamiki zmian Produktu Krajowego Brutto					
Lata	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	
<b>Zmiany roczne PKB</b>	105,8	105,2	105,7	104,6	
<b><i>Zużycie na mieszkańca w w 2030 roku będzie poniżej 90% obecnej średnie EU-27</i></b>					

# Prognozy w analizach UE

Scenariusz Bazowy UE-27 do 2030 [GWh]

Polityka Energetyczna Polski do 2030 [GWh]

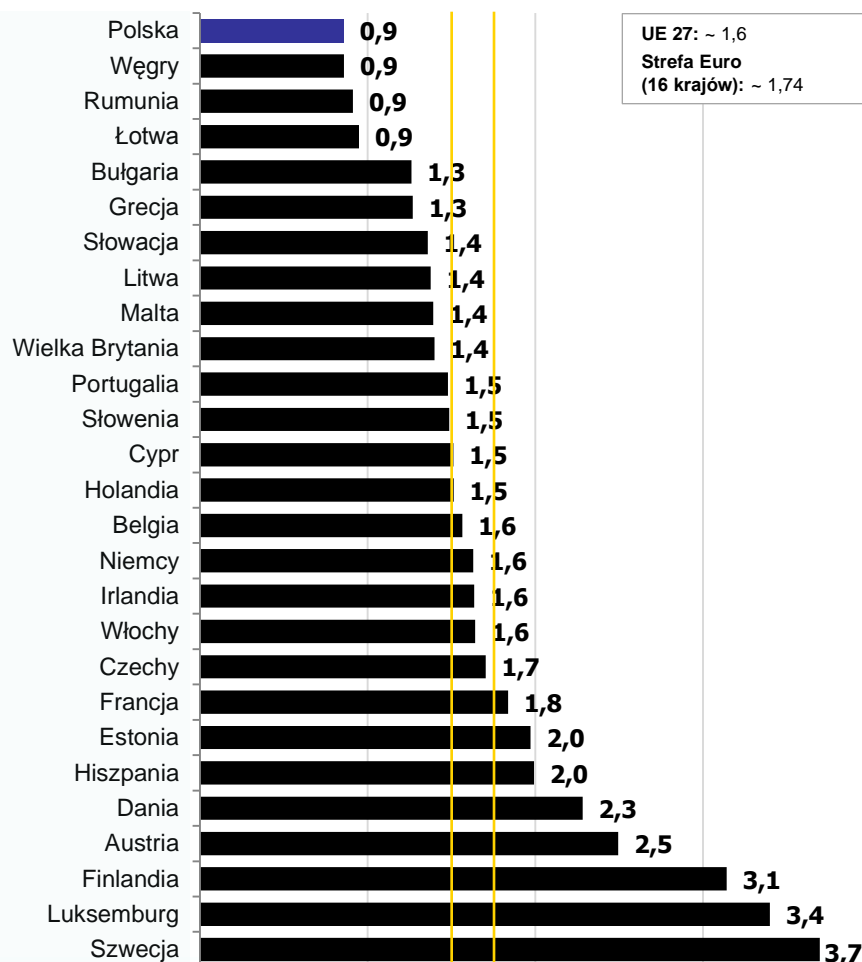


Źródło: EU Energy trends to 2030 – update 2009; Polityka Energetyczna Polski

*Prognozy zużycia energii elektrycznej wykorzystywane w analizach UE są jeszcze niższe niż w Polityce energetycznej*

# Wskaźnik bezpieczeństwa energetycznego

Moc zainstalowana w krajach Unii Europejskiej [kW / per capita]



## Stan obecny

- ▶ Moc zainstalowana: ~38,2 GW
- ▶ Moc zainstalowana per capita w Polsce: ~1,00 kW
- ▶ Średni wskaźnik mocy zainstalowanej per capita dla krajów UE 27: ~1,6 kW
- ▶ Roczne zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w Polsce: ~3,9 MWh
- ▶ Średnie roczne zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w krajach UE 27: ~6,5 MWh
- ▶ Jakość i niezawodność dostaw w zakresie zależnym od sektora wytwarzania nie odbiega od przeciętnej UE, ale są okresy zagrożeń.

## Prognozy

- ▶ Potrzeba budowy około **25 GW** dodatkowych mocy wytwórczych w celu osiągnięcia średniej europejskiej.
- ▶ Wg obecnej Polityki Energetycznej do 2030 roku ma przybyć około **15 GW**

**Powinno być znacznie więcej bo około 10 GW jest w źródłach odnawialnych o czasie wykorzystania mocy około 2000 h w roku**

# Pakiet Klimatyczny – nowelizacja Dyrektywy ETS

UE zamierza być globalnym liderem w ochronie klimatu, stąd główne cele Pakietu Klimatycznego

- ▶ Redukcja emisji gazów cieplarnianych o 20%,
- ▶ Udział odnawialnych źródeł energii w łącznej produkcji energii na poziomie 20%,
- ▶ Zwiększenie efektywności energetycznej o 20%.

## System handlu emisjami

- ▶ Podstawowy narzędzie do wymuszania redukcji emisji gazów cieplarnianych – europejski system handlu emisjami (EU ETS) Pakiet wprowadza konieczność zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla producentów energii elektrycznej od 2013 roku, dla pozostałych instalacji od 2023 roku.
- ▶ Od 2013 roku corocznie malejący limit uprawnień jest ustalany na poziomie całej Wspólnoty
- ▶ **Polscy producenci energii elektrycznej będą otrzymywać część potrzebnych uprawnień w ramach derogacji, ale konieczne jest zrealizowanie równoważnego wartościowo krajowego planu inwestycji (KPI)**

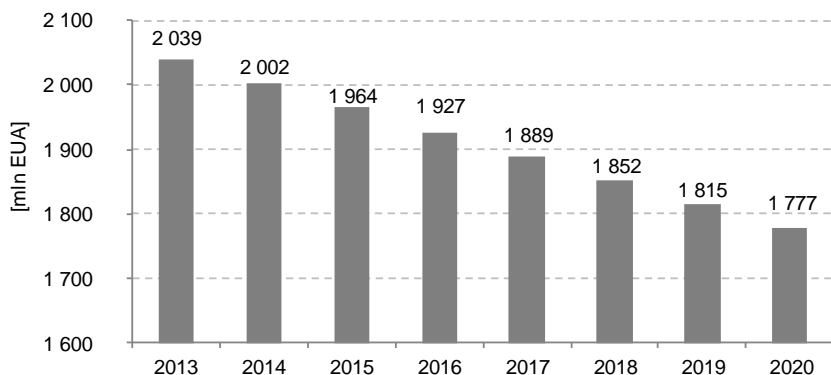
## Oddziaływanie Pakietu Klimatycznego

- ▶ Obecnie koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ma niewielki udział w kosztach całkowitych wytwarzania energii elektrycznej.
- ▶ Od 2013 koszt wytwarzania energii elektrycznej wzrośnie o koszt zakupu około 40% uprawnień potrzebnych do rozliczeń z emisją CO<sub>2</sub>, obecny poziom cen rynkowych uprawnień jest ponad dwukrotnie niższy niż prognozy Komisji Europejskiej



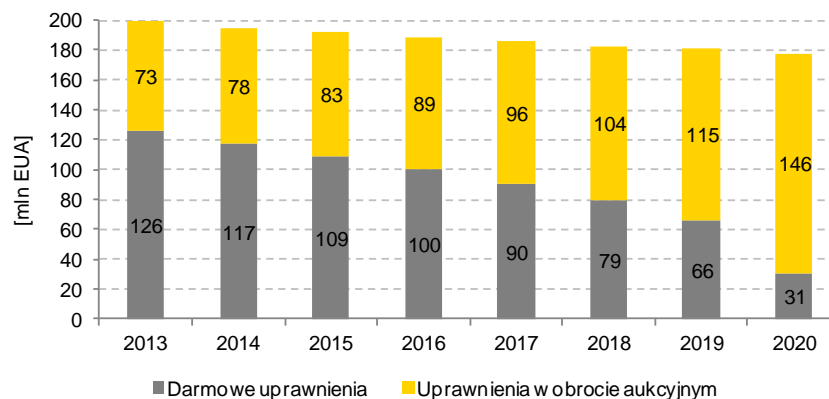
# Prognozy ilości uprawnień

Wydawane uprawnienia do emisji w Unii Europejskiej w latach 2013-2020



Źródło: Decyzja Komisji z dnia 22 października 2010 r. dostosowująca w całej Unii liczbę uprawnień, które mają być wydane w ramach systemu unijnego na rok 2013, oraz uchylająca decyzję 2010/384/UE.

Szacunek alokacji uprawnień do emisji dla Polski na lata 2013-2020



Źródło: KOBiZE: Metodyka wraz z przykładowym obliczeniem „limitu” krajowej emisji gazów cieplarnianych dla Polski na lata 2013-2020, szacunki Ernst & Young.

**Polska złożyła terminowo wniosek o derogacje dla wytwórców energii elektrycznej, ale mimo upływu pół roku nie ma jeszcze decyzji co do jego zatwierdzenia**

**KE podejmuje działania dla zmniejszenie ilości uprawnień i podniesienia cen do poziomu stymulującego działania redukcyjne, czyli co najmniej 20 EURO/EUA**

# Dyrektywa IED

**Dyrektywa o emisjach przemysłowych zastępuje kilka dotychczasowych regulacji i jest kolejnym krokiem działań zapewniających „czyste powietrze” dla Europy**

Głównym celem jest zaostrzenie wymogów środowiskowych, dla elektroenergetyki najważniejsze są obniżenia standardów emisji zanieczyszczeń. Dla bloków systemowych wzrost wymagań jest niewielki, największe zmiany dotyczą mniejszych jednostek wytwórczych.

## **Możliwe odstępstwa od nowych wymagań dla sektora energetycznego**

Dyrektywa IED dopuszcza możliwość zastosowania okresów przejściowych lub innego rodzaju odstępstw (derogacji), pozwalających na stopniowe dostosowanie instalacji do nowego prawa. Do odstępstw tych należą:

- ▶ Przejściowy plan krajowy (PPK) – zbiorowe rozliczanie redukcji emisji tlenków siarki, azotu i pyłów do osiągnięcia norm do 30 czerwca 2020 roku,
- ▶ Ograniczony czas eksploatacji – dla starych jednostek, dla których modernizacja instalacji jest nieopłacalna pozwalający na eksploatację starych instalacji w ograniczonym zakresie do 31 grudnia 2023 roku (przy spełnieniu standardów określonych w dniu 31 grudnia 2015 roku),
- ▶ Odstępstwo dla zakładów zasilających sieci ciepłownicze – jednostki eksploatowane przed 27 listopada 2003, których co najmniej 50% produkcji ciepła dostarczane jest do publicznej sieci ciepłowniczej (możliwość eksploatacji do 31 grudnia 2022 roku przy spełnieniu wymogów obowiązujących w dniu 31 grudnia 2015),
- ▶ Odstępstwo dla źródeł szczytowych – dla obiektów szczytowych (praca do 1500 godzin w roku), których eksploatacja rozpoczęła się nie później niż 27 listopada 2003 (derogacja bezterminowa).

***Nawet przy korzystaniu z odstępstw, konieczna jest przebudowa polskiego ciepłownictwa, a zwłaszcza wyeliminowanie węglowych kotłów wodnych z pracy w podstawie do 2023 roku***

# Pakiet Klimatyczny - Dyrektywa OZE

**Dyrektywa o promowaniu wytwarzania energii w źródłach odnawialnych (OZE) ma zapewnić osiągnięcie jednego z głównych celów Pakietu – osiągnięcie przeciętnego, 20% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku**

Dyrektywa ustala cele dla poszczególnych krajów, głównie w proporcji do dotychczasowego udziału, dla Polski jest to 15%.

## **Główne rozwiązania**

- ▶ Standaryzacja pojęć i zasad obliczeń oraz dążenie do ujednoczenia regulacji krajowych
- ▶ Obowiązkowe plany działań w zakresie rozwoju OZE, weryfikowane przez KE
- ▶ Wspólne projekty w różnych państwach i transfery statystyczne
- ▶ Regulacje dotyczące biopaliw i biopłynów.
- ▶ Gwarancje pochodzenia energii elektrycznej oraz energii stosowanej w celu ogrzewania lub chłodzenia wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii
- ▶ Dostęp do sieci, wymogi przy budowie mikroinstalacji
- ▶ Systemy monitoringu, weryfikacji, sprawozdawczości itp

***Dyrektywa OZE wprowadza dużą biurokrację przy systemach wsparcia rozwoju OZE, pozostawiając wybór głównych mechanizmów wsparcia krajom członkowskim***  
***Polska jeszcze nie implementowała tej Dyrektywy***

# Wsparcie OZE w Polsce

Ponad 10 lat temu wprowadzono w Polsce segment rynku energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, potem zmodyfikowany poprzez wprowadzenie systemu zbywalnych „zielonych certyfikatów”. Jest to jeden z najefektywniejszych systemów promujący najtańszy sposób wytwarzania energii zaliczanej do pochodzącej z OZE.

## Główne efekty

- ▶ Po dość długim okresie przygotowawczym, tempo rozwoju OZE doprowadza do przekraczania limitów udziału energii z OZE – nadwyżki „zielonych certyfikatów” nad potrzebami wynikającymi z corocznych rozliczeń
- ▶ Koszty pozyskania energii z OZE są jedne z najniższych w UE

## Główne minusy

- ▶ Brak systemu cyklicznego ustalania udziałów na kolejne okresy
- ▶ Ustalenie poziomu opłaty zastępczej w oderwaniu od rynkowych cen energii elektrycznej
- ▶ Mała przydatność do promowania rozwoju mikroinstalacji
- ▶ Brak możliwości wspierania wybranych technologii (czy to minus?)

***Projekt ustawy o wspieraniu OZE w Polsce implementuje Dyrektywę OZE, zdecydowanie zwiększając biurokrację i rezygnując z części mechanizmów rynkowych.***

***Jest jednak szansa, że w Polsce dalej będą promowane najtańsze technologie***

# Potencjał OZE w Polsce

## ☐ Elektrownie wiatrowe

- ☐ Wg Polityki energetycznej planuje się wybudować około 6 GW do 2020 roku i dalsze 2 GW do 2030 roku
- ☐ Potencjał szacowany z obecnego tempa rozwoju wynosi ponad 13 GW do 2020 roku, w 1,5 - 2 GW w farmach morskich
- ☐ Na podstawie doświadczeń z innych krajów, ogólny potencjał elektrowni wiatrowych, łącznie z mikroinstalacjami, przekracza 25 GW

## ☐ Elektrociepłownie na paliwa pochodzenia biologicznego i współspalanie biomasy

- ☐ Prognozowana, krajowa podaż biomasy leśnej i uprawnej sięga 30 mln t rocznie, wystarczy to na wyprodukowanie około 50 TWh energii elektrycznej
- ☐ Część tej podaży będzie przekierowana na produkcję ciepła i paliw napędowych, jeżeli systemy wsparcia w tych obszarach będą atrakcyjniejsze
- ☐ Przetwarzanie na biogaz i biopaliwa pozwala na efektywniejsze wykorzystanie energii w biomasie

## ☐ Fotowoltaika

- ☐ Obecnie jest to najdroższa technologia, potencjał mocy może być porównywalny z energetyką wiatrową, ale wykorzystanie mocy będzie znacznie mniejsze, w Niemczech 25 GW w fotowoltaice produkuje około 18 TWh, klimat mamy zbliżony.

***Potencjał OZE w Polsce jest jeszcze znaczny, ale jego uruchomienie wymaga poniesienia ogromnych nakładów, poza fotowoltaiką, przy utrzymaniu porównywalnych systemów wsparcia są to inwestycje o najkrótszym zwrocie***

# Agenda

---

## **I. RYNEK ELEKTROENERGETYCZNY W POLSCE**

---

---

## **II. PROGNOZY, OCHRONA KLIMATU, ROZWÓJ OZE**

---

---

## **III. PROGRAMY INWESTYCYJNE**

---

---

## **IV. PODSTAWOWE RYZYKA W REALIZACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH PROJEKTÓW INWESTYCYJNYCH**

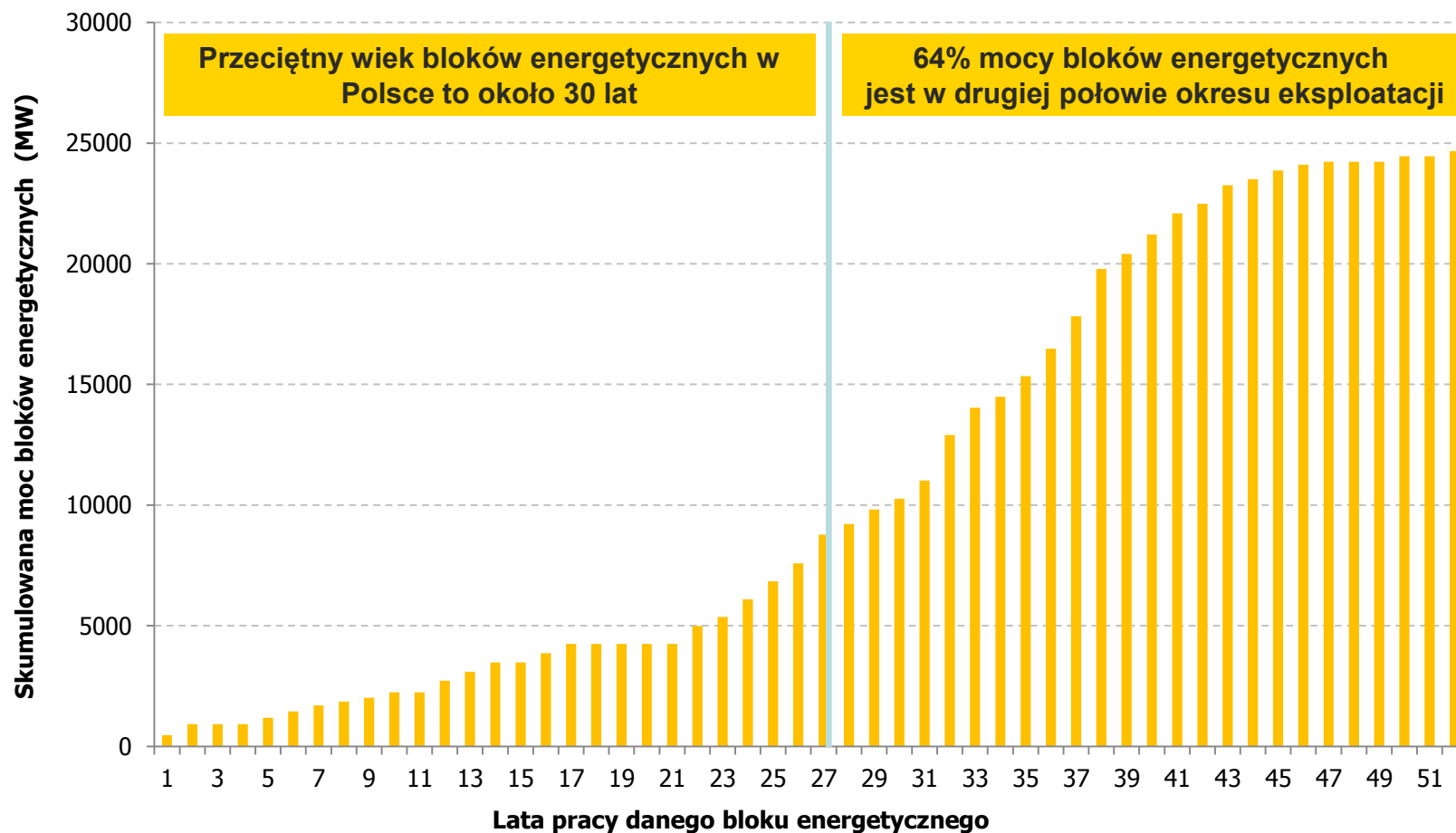
---

# Potrzeby inwestycyjne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

- ▶ Wynikające z poziomu wskaźnika mocy zainstalowanej na mieszkańca
- ▶ Odtwarzanie istniejących mocy
- ▶ Inwestycje powiązane z polityką klimatyczną i ekologiczną UE – przedterminowe odtwarzanie i zmiana struktury
- ▶ Powiązane inwestycje infrastrukturalne

# Konieczność odtworzenia mocy w związku z zaawansowanym wiekiem jednostek wytwórczych

Skumulowana moc elektrowni w Polsce oraz ich wiek wg. stanu na 2009 rok

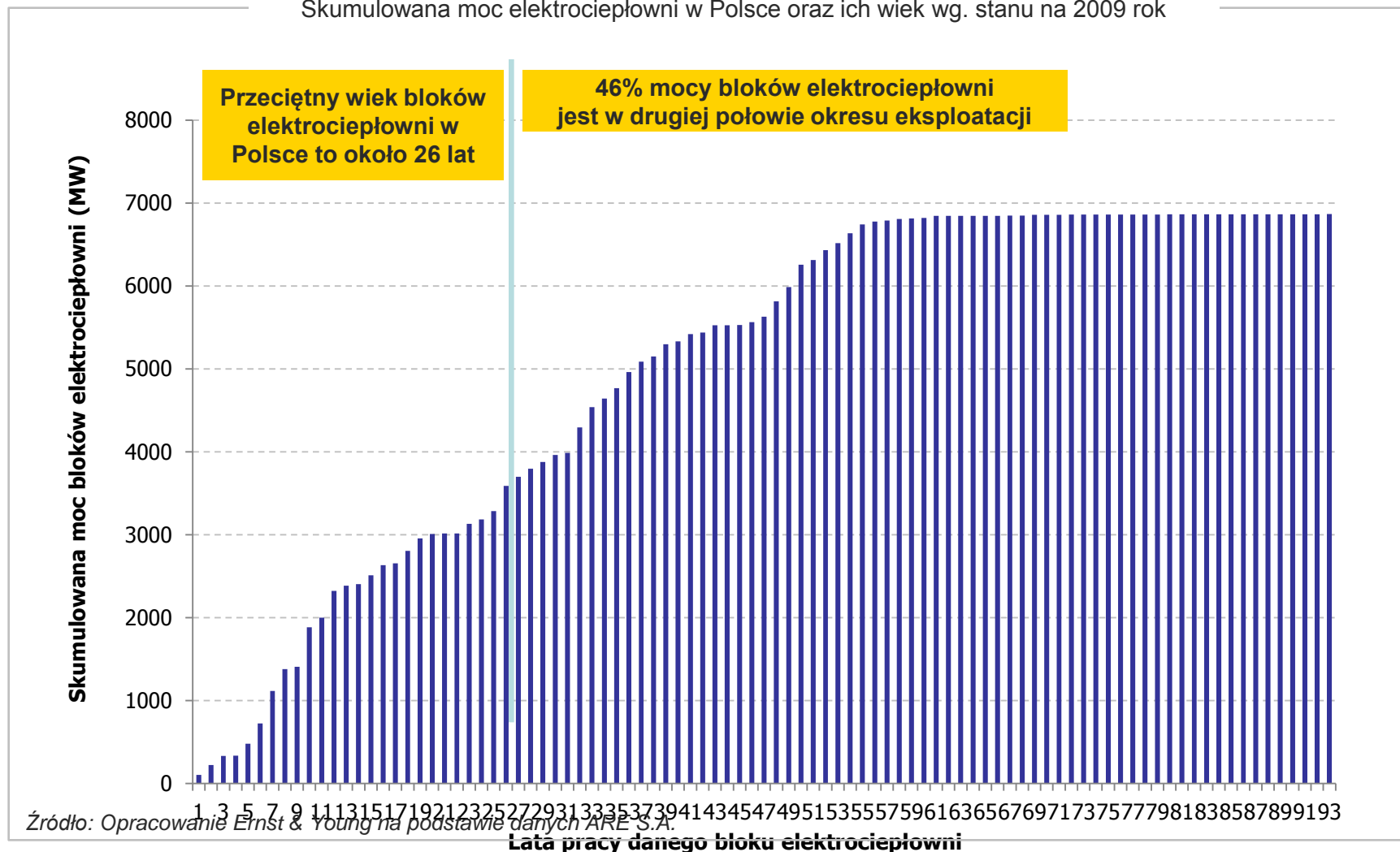


Źródło: Opracowanie Ernst & Young na podstawie danych ARE S.A.



# Konieczność odtworzenia mocy w związku z zaawansowanym wiekiem jednostek wytwórczych c.d.

Skumulowana moc elektrociepłowni w Polsce oraz ich wiek wg. stanu na 2009 rok

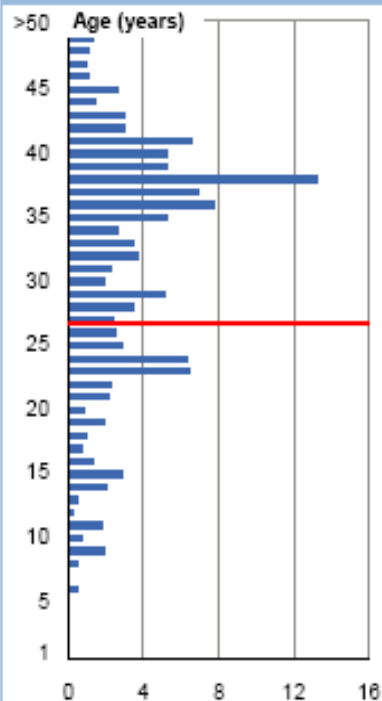


# Wiek europejskich bloków energetycznych

## Age structure of power plants in Europe in 2007 in GW

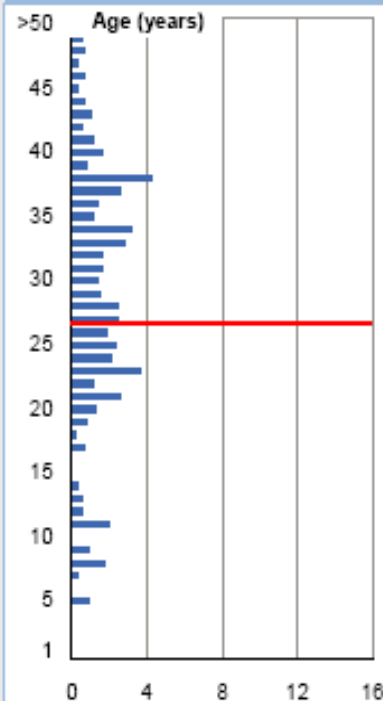
— Half lifetime (typically)

### Hard coal (131 GW)



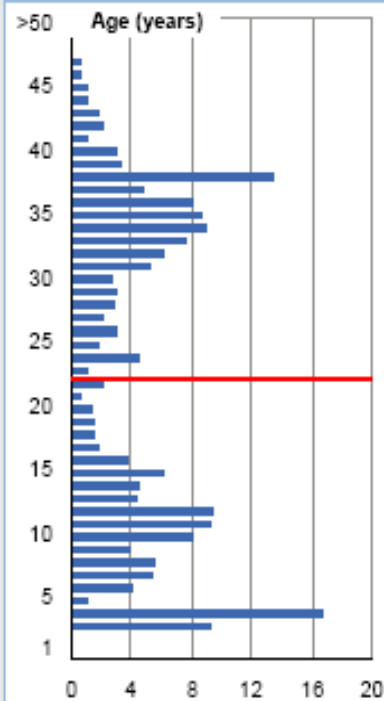
~70% in 2<sup>nd</sup> half of their lifecycle

### Lignite (60 GW)



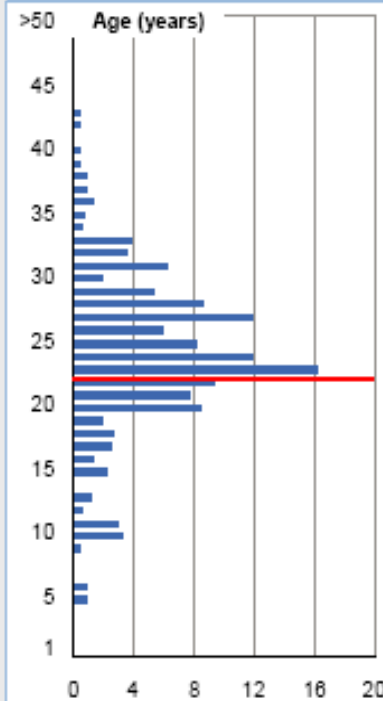
~60% in 2<sup>nd</sup> half of their lifecycle

### Gas/Oil (201 GW)



~50% in 2<sup>nd</sup> half of their lifecycle

### Nuclear (136 GW)



~70% in 2<sup>nd</sup> half of their lifecycle

Sources: BCG, RWE

## *Wymuszenia klimatyczne*

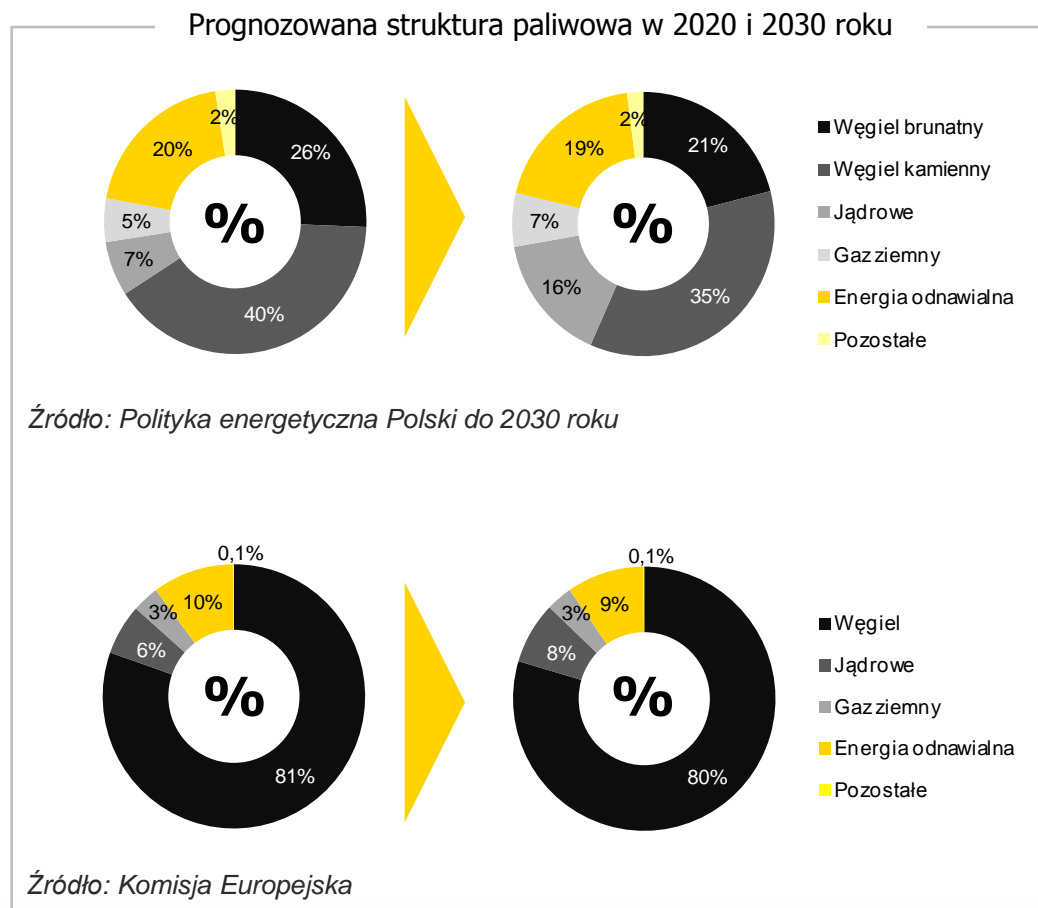
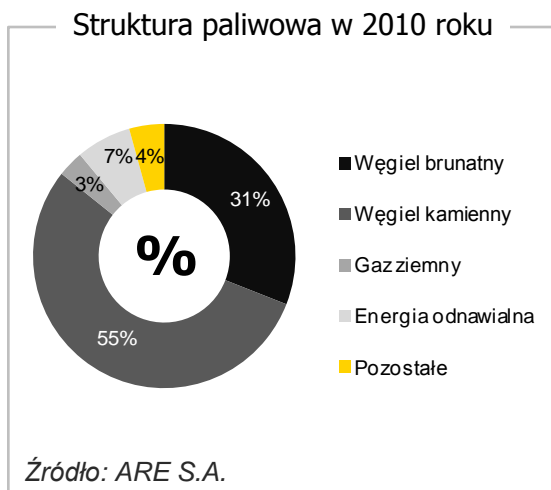
- ▶ **Wdrażanie Pakietu Klimatycznego oznacza zakup uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przez wytwórców energii elektrycznej od 2013 roku, w Polsce i w kilku innych krajach prawdopodobnie tylko częściowo**
- ▶ **Prognozowany przez KE wzrost kosztów w energetyce węglowej wynosi 15 – 40 euro/MWh, wtedy eksploatacja mniej sprawnych jednostek staje się nieopłacalna, obecny poziom cen EUA to około 7 EURO**
- ▶ **W analizach wykonywanych na potrzeby wniosku o derogacje założono że będzie konieczne przyśpieszenie odtworzeń pełnych i modernizacji obecnych jednostek o około 10 lat**
- ▶ **Ponadto konieczne będzie wdrożenie energetyki jądrowej i opanowywanie czystych technologii węglowych, w tym CCS**

## *Wymuszenia przyrostu moc w elektrociepłowniach*

- ▶ **Wprowadzenie dyrektywą ETS odpłatnych uprawnień dla wytwórców energii z utrzymaniem przydziałów bezpłatnych uprawnień dla producentów ciepła, zdecydowanie poprawia opłacalność elektrociepłowni, zwłaszcza wykorzystujące paliwa pochodzenia biologicznego**
- ▶ **Dyrektywa IED ogranicza w praktyce możliwość pracy węglowych kotłów wodnych do początku lat dwudziestych, powinny być zastąpione technologiami skojarzonymi**
- ▶ **Dyrektywa CHP zobowiązuje państwa członkowskie do wspierania rozwoju skojarzenia, opracowania potencjału rozwoju wysokosprawnej kogeneracji i planów jego wykorzystywania**
- ▶ **Polityka energetyczna Polski, w dużej mierze, już uwzględnia powyższe wymuszenia**

# Konieczność zmiany fuel mix

Polityka Klimatyczna oraz Dyrektywa IED będą miały kluczowy wpływ na konieczność zmiany struktury paliwowej w Polskiej elektroenergetyce. Poniżej zostały zaprezentowane wykresy kołowe przedstawiające strukturę paliwową na dzień 31.12.2010 oraz prognozowane struktury paliwowe w latach 2020 oraz 2030 (struktura według produkcji energii elektrycznej netto).



## *Bilans do 2020 roku*

- ▶ **Nakłady na odtworzenia standardowe**
  - pełne i modernizacje: **5 – 10 mld euro**
- ▶ **Nakłady wymuszone:** **25 – 30 mld euro**
  - ▶ **pełne odtworzenie i modernizacje:** **15 – 20 mld euro**
  - ▶ **CHP:** **5,0 mld euro**
  - ▶ **Nowe technologie (EJ, CCS):** **5,0 mld euro**
- ▶ **Nakłady sieciowe** **20- 25 mld euro**
- ▶ **Razem** **50 – 65 mld euro**

***Takie nakłady zbyt mocno obciążałyby gospodarkę, konieczne będzie ich ograniczanie i wykorzystywanie środków pomocowych, między innymi powiązane z bezpłatnymi uprawnieniami przy korzystaniu z derogacji przez Polskę***

## *Poziom nakładów w KPI*

- ▶ **Poziom nakładów w KPI znacznie przekracza wartość rynkową uprawnień przekazywanych bezpłatnie producentom energii**
- ▶ **Prognozy cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2013 – 2020 są obarczone bardzo dużym ryzykiem i różnią się nawet kilkakrotnie, ryzyko jest zwiększane dodatkowo poprzez działania Komisji Europejskiej na rzecz podniesienia celu redukcyjnego na 2020 rok z 20 na 25 lub 30 %**
- ▶ **Konieczne jest założenie najbardziej prawdopodobnego poziomu cen uprawnień w granicach 20 – 30 euro, ale trzeba być przygotowanym, na skok cen na poziom wynikający z kosztów CCS, czyli ponad 40 euro.**

# Krajowy plan inwestycyjny - wymagane nakłady

- Zgodnie z wytycznymi w komunikacie KE prognozy cen uprawnień są następujące:

Prognozowana wartość uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (średnia roczna w EUR/EUA)	2010-2014	2015-2019
EUR <sub>2005</sub>	13,6	18,7
EUR <sub>2008</sub>	14,5	20
EUR <sub>2010</sub>	<b>14,78</b>	<b>20,38</b>

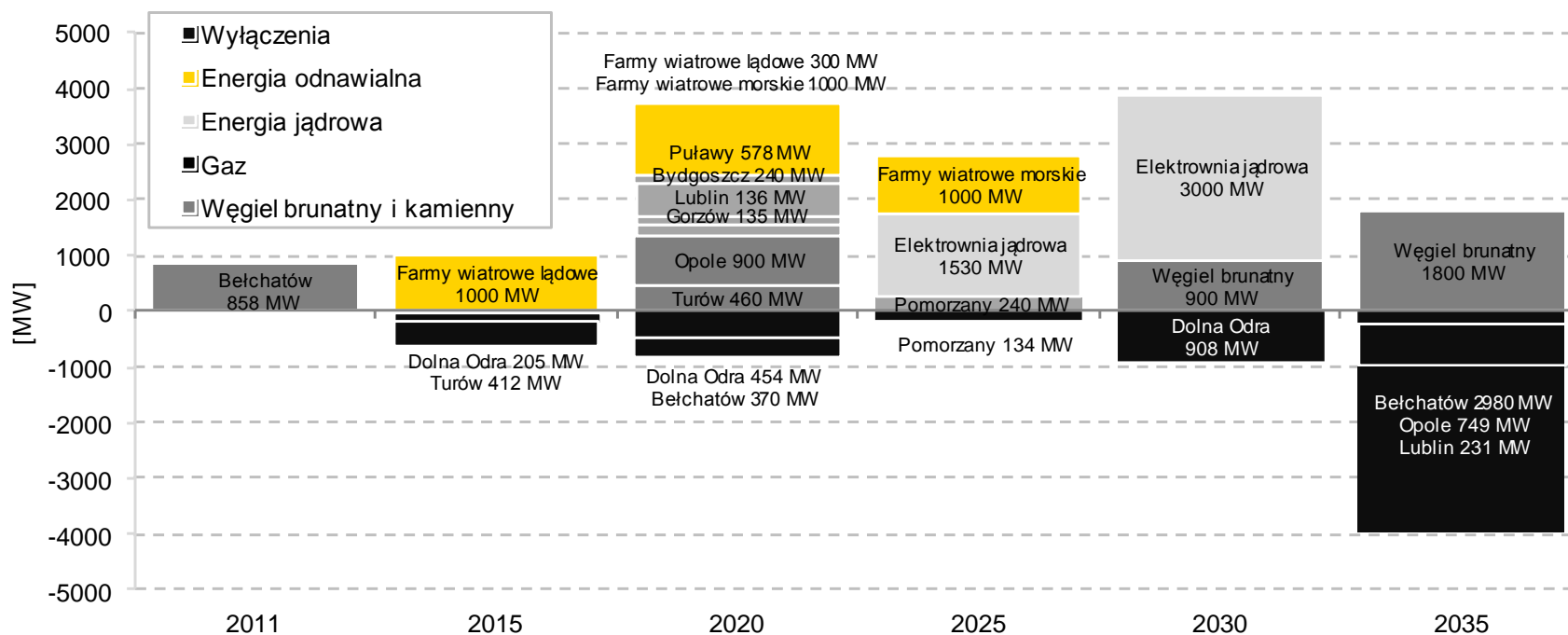
- Oszacowana wartość przydzielonych bezpłatnie uprawnień na podstawie EUR<sub>2010</sub>:

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ilość uprawnień [EUA]	78,01	72,44	66,87	60,18	52,38	43,46	32,32	0
Cena [EUR/EUA]	14,78	14,78	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38
Wartość bezpłatnych uprawnień [mln EUR]	<b>1152,99</b>	<b>1070,63</b>	<b>1362,72</b>	<b>1226,45</b>	<b>1067,46</b>	<b>885,77</b>	<b>658,65</b>	<b>0</b>

- Łącznie nakłady muszą wynieść ok. 7,4 mld EUR (ok. 30 mld PLN).**

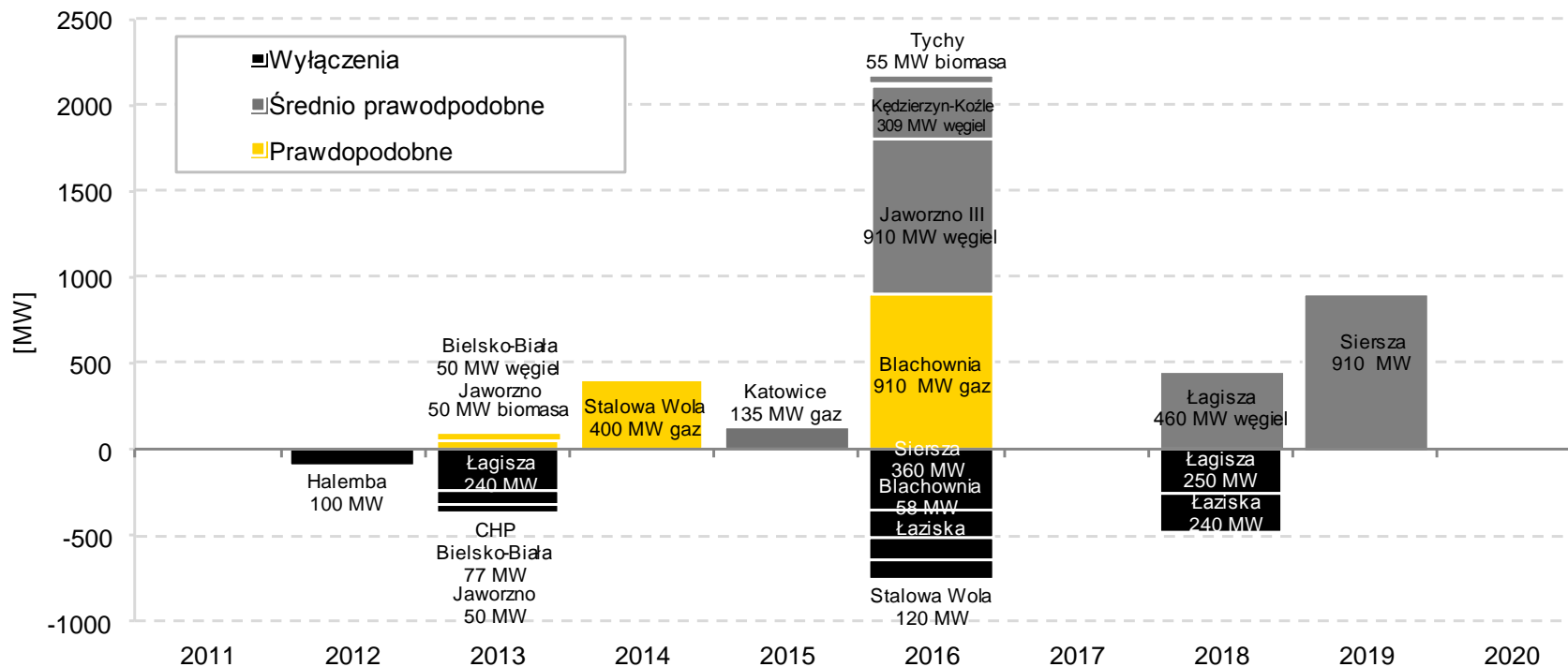


# Kluczowi gracze na polskim rynku elektroenergetycznym – PGE S.A. planowane inwestycje i wyłączenia



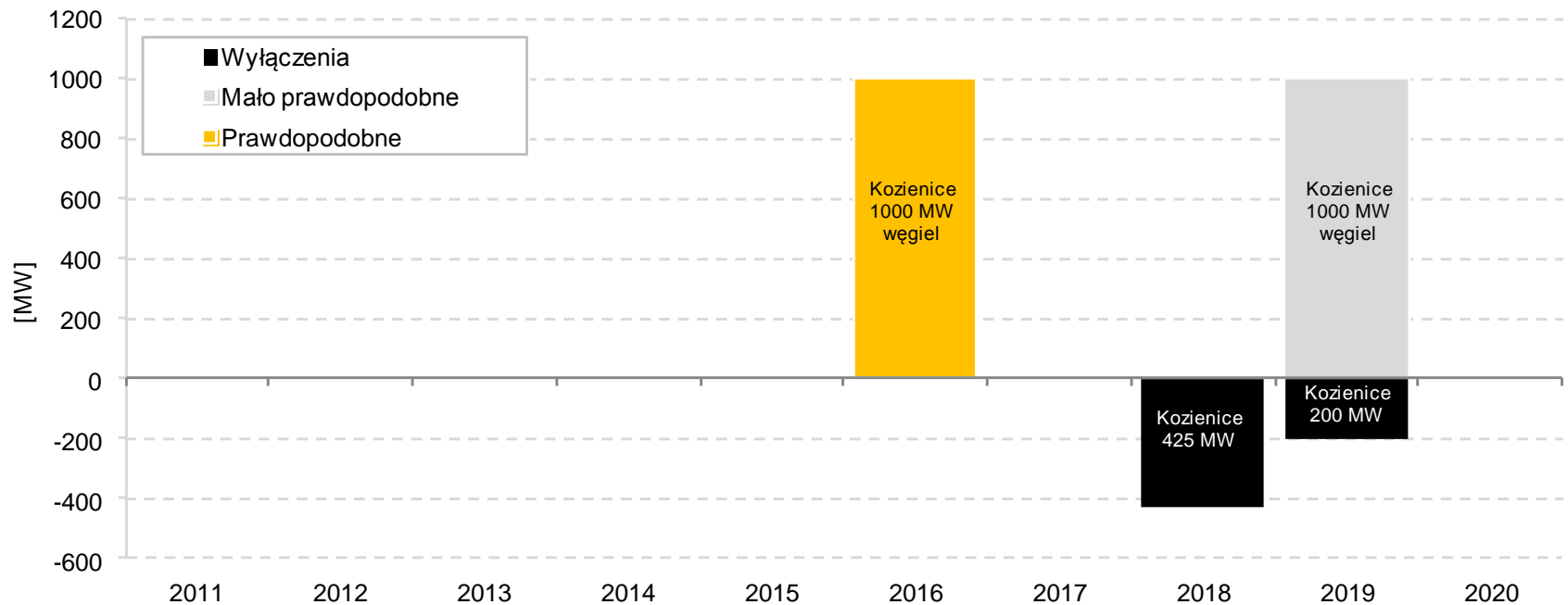
Źródło: Spółka

# Kluczowi gracze na polskim rynku elektroenergetycznym – TAURON PE S.A. planowane inwestycje i wyłączenia



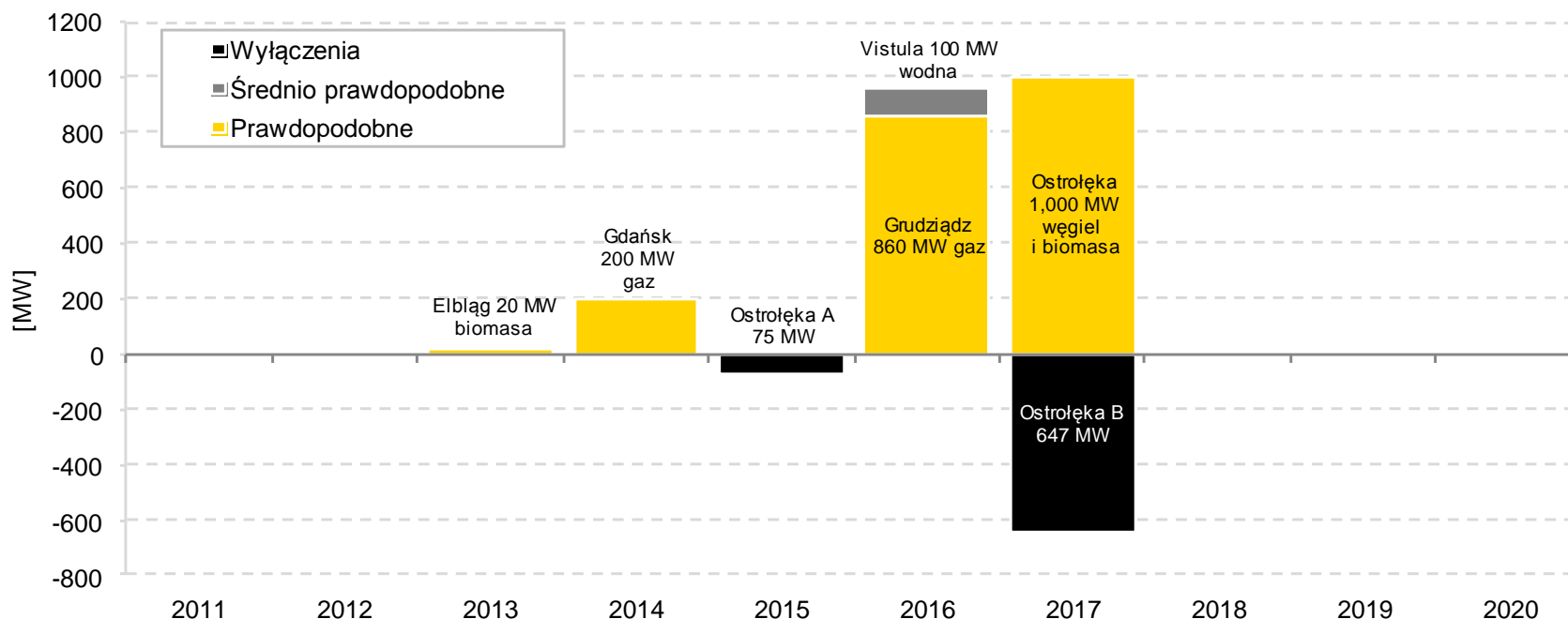
Źródło: Spółka

# Kluczowi gracze na polskim rynku elektroenergetycznym – ENEA S.A. planowane inwestycje i wyłączenia



Źródło: Spółka

# Kluczowi gracze na polskim rynku elektroenergetycznym – ENERGA S.A. planowane inwestycje i wyłączenia



Źródło: Spółka

# Potencjał inwestycyjny kluczowych graczy na polskim rynku elektroenergetycznym – założenia

## Założenia wspólne dla wszystkich sektorów polskiego rynku elektroenergetycznego

- Stopa WIBOR: 4,50%
- Marża na długu: 1,50%
- Roczna zmiana EBITDA generowana z istniejącego na dzień 31.12.2010 majątku: -2,5%
- Maksymalny wskaźnik dług netto / EBITDA: 3,0
- Zysk przeznaczony na dywidendę: 33,3%
- Udział finansowania dłużnego w wartości inwestycji: 70,0%
- Okres kredytowania: 10 lat
- Karencja w spłacie kredytu: 2 lata

## Założenia specyficzne dla sektorów wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej

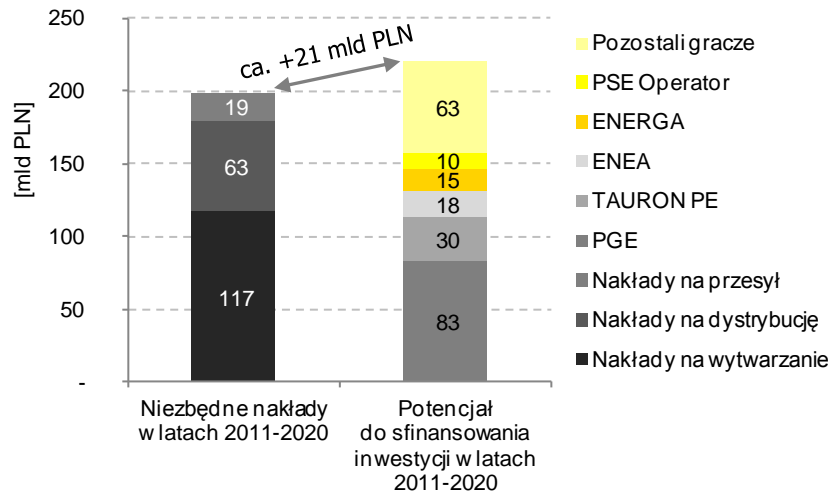
- Stopa zwrotu na CAPEX [EBIT / CAPEX]: 5,00%
- Średnia stopa amortyzacji nowego majątku: 5,00%

## Założenia specyficzne dla sektora przesyłu energii elektrycznej

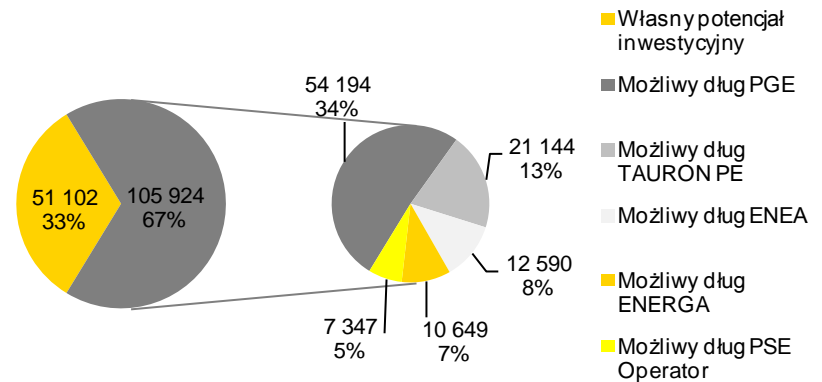
- Stopa zwrotu na CAPEX [EBIT / CAPEX]: 9,30%
- Średnia stopa amortyzacji nowego majątku: 3,60%

# Potencjał inwestycyjny kluczowych graczy na polskim rynku elektroenergetycznym

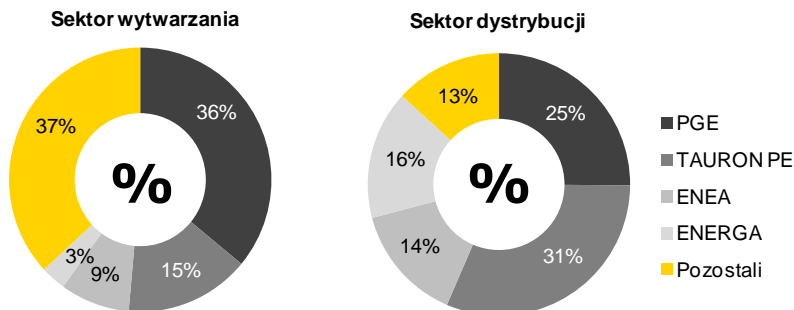
Potencjał inwestycyjny kluczowych graczy vs. niezbędne nakłady inwestycyjne w latach 2011-2020



Potencjalny udział źródeł finansowania kluczowych graczy w latach 2011-2020 [mld PLN]



Udziały kluczowych graczy w sektorach wytwarzania (2011 rok - % mocy zainstalowanej) i dystrybucji (2010 rok)



Źródło: Publicznie dostępne dane

- ✓ W latach 2011-2020 najwięksi gracze na polskim rynku elektroenergetycznym będą w stanie pokryć około 79% niezbędnych nakładów w elektroenergetyce. Ponad 53% (około 106 mld PLN) łącznych nakładów może być pokryte finansowaniem dłużnym.
- ✓ Biorąc pod uwagę udziały głównych graczy w rynkach wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej, łączny potencjał inwestycyjny graczy na polskim rynku elektroenergetycznym można szacować na około 63 mld PLN.
- ✓ Łączny szacowany potencjał wynosi prawie 220 mld PLN.

# Agenda

---

## **I. RYNEK ELEKTROENERGETYCZNY W POLSCE**

---

## **II. PROGNOZY, OCHRONA KLIMATU, ROZWÓJ OZE**

---

## **III. PROGRAMY INWESTYCYJNE**

---

## **IV. PODSTAWOWE RYZYKA W REALIZACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH PROJEKTÓW INWESTYCYJNYCH**

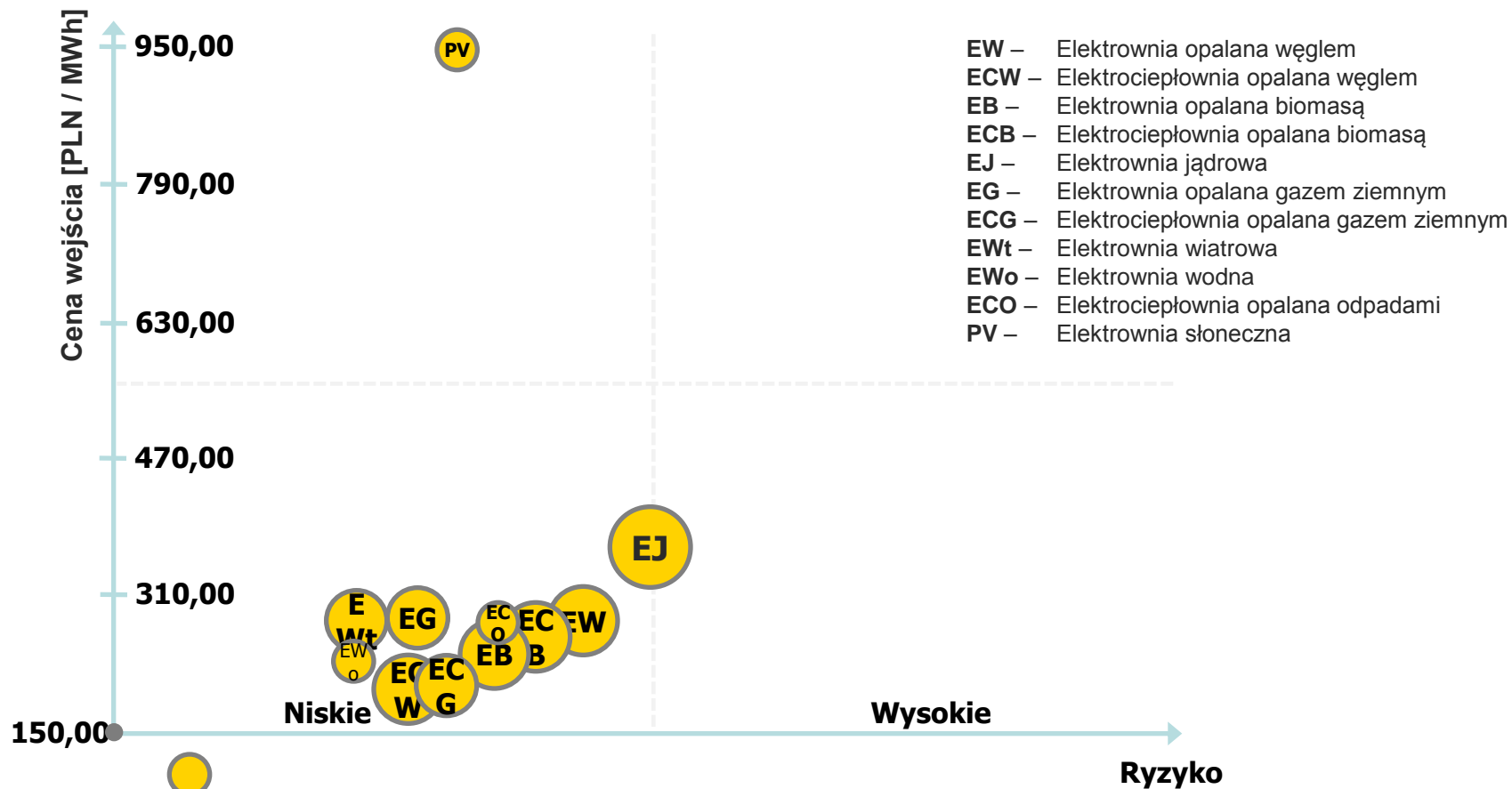
---

## *Podstawowe ryzyka inwestycyjne*

- ▶ **Ryzyko wyboru technologii**
- ▶ **Ryzyko uzyskania pozwoleń prawno-środowiskowych**
- ▶ **Ryzyko zapewnienia finansowania**
- ▶ **Ryzyko wykonawstwa**
- ▶ **Ryzyko uzyskania wymaganych przychodów**



# Projekty inwestycyjne w sektorze wytwarzania - podsumowanie



**Wielkość nakładów w skali całego sektora wytwarzania\***

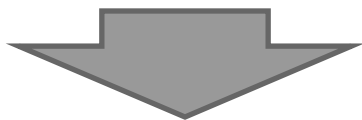
\* Wielkość rynku rozumiana jako % łącznych niezbędnych nakładów w sektorze wytwarzania w latach 2011-2020

# Aspekty środowiskowe w przygotowaniu budowy jednostek energetycznych

- Istotnym elementem programu inwestycyjnego jest krajowy plan inwestycyjny (KPI). Terminowa realizacja zadań objętych KPI jest warunkiem wydawania nieodpłatnych uprawnień na emisję CO<sub>2</sub>.
- Na terminowość realizacji programów inwestycyjnych największy wpływ ma faza przygotowawcza, a w szczególności działania związane z uzyskiwaniem **pozwolenia na budowę**.
- Dla większość inwestycji energetyki zawodowej, dla otrzymania pozwolenia na budowę wymagane jest uzyskanie administracyjnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (**DŚW**).
- Ubieganie się o DŚW może wymagać opracowania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko (**Raport OOŚ**) lub karty informacyjnej przedsięwzięcia.
- Postępowania prowadzące do wydania DŚW mogą być otwarte dla społeczeństwa i dla organizacji ekologicznych.

## Przedłużanie fazy przygotowawczej inwestycji

- Większość dużych projektów inwestycyjnych ma istotne problemy w tej części fazy przygotowawczej, związane z dużą ilością skarg organizacji ekologicznych i społecznych, również z innych krajów.
- Wydłużenia fazy przygotowawczej niektórych projektów z powodu skarg i protestów już można liczyć w latach.



**Taki stan zagraża terminowości realizacji programów inwestycyjnych, co w konsekwencji może doprowadzić do powstania energetycznej bariery wzrostu gospodarczego w Polsce.**

# Finansowanie

- Uproszczone analizy potencjału finansowego polskiej elektroenergetyki wskazują na możliwość realizacji wymaganych inwestycji
- Obecnie w fazę realizacji wchodzi mniejsze zadania w wytwarzaniu konwencjonalnym i zadania w OZE, finansowanie w tych obszarach nie jest barierą
- Sprawdzenie pełnych zdolności do sfinansowania wymaganych zadań będzie dopiero przy zamykaniu finansowania jednostek 800 – 1000 MW
- W Polsce istnieją warunki do zapewnienia ryzyka na poziomie akceptowalnym dla inwestorów i kredytodawców

# Wykonawstwo

- Zmiany w technologiach zwiększają ryzyko techniczne, zwłaszcza w energetyce jądrowej (przedłużane budowy bloków we Francji i Finlandii) czy wielkich bloków węglowych (opóźnienia w Neurath i Bełchatowie)
- Spiętrzenie realizacji wielu jednostek w Polsce, planowanych do uruchomienia w latach 2016 – 2018 może utrudniać uzyskiwanie optymalnych cen i dotrzymanie właściwego poziomu technologicznego
- Nie jest opanowana technologia CCS, ale na razie regulacje nie wymagają jej wprowadzania
- Polskie prawo zamówień publicznych utrudnia optymalizację wyboru dostawcy urządzeń i wykonawcy

# Przychody

- W zasadzie ceny energii elektrycznej są kształtowane w wyniku gry konkurencyjnej, ryzyko uzyskania wymaganych przychodów powinno być porównywalne z ryzykiem uzyskania przychodów z innych działalności
- W Polsce jeszcze nie w pełni traktujemy energię elektryczną jako towar, stale mamy próby wpływania na ceny poprzez porównanie możliwości nabywczej gospodarstwa domowego w różnych krajach; jest to problem dla makroekonomistów, a nie dla sektora
- Pomimo asekuracyjnego ograniczania zdolności transgranicznych dla wymiany handlowej, integracja z innymi rynkami stale rośnie, połączenie rynków krajowych planowane w regulacjach unijnych na 2014 rok powinno zapewnić integrację polskiego rynku na poziomie zapewniającym w pełni rynkowe kształtowanie cen
- Problem staje się też rosnący, znaczący udział energii ze źródeł dotowanych

***Przed elektroenergetyką, nie tylko polską, stoją poważne wyzwania.***

***Konieczne są rewolucyjne zmiany w stosowanych technologiach.***

***Najbliższe zmiany są wymuszone przez regulacje, co nie zawsze uwzględnia realność tempa i terminów.***

***W Polsce mamy szansę sprostać obecnym wyzwaniom.***

# Dziękuję za uwagę