



POLITECHNIKA ŚLĄSKA
WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI
I STEROWANIA UKŁADÓW



Porównanie i krytyczna analiza dwóch
scenariuszy rozwojowych dostaw energii
elektrycznej:
scenariusza kontynuacji
i scenariusza innowacyjności

Henryk Kocot

Gliwice, 28 kwietnia 2009 r.

1. Zdefiniowanie porównywanych scenariuszy
2. Założenia do analizy
3. Porównanie scenariuszy rozwojowych
 - aspekty ekonomiczne
 - bezpieczeństwo systemu – wystarczalność generacji
 - wpływ na pracę sieci

Scenariusz ten stanowi konsekwencję realizowanej przez rząd polityki bezpieczeństwa energetycznego, i w szczególności konsekwencję rządowego programu konsolidacyjnego w elektroenergetyce oraz rządowej strategii utrwalania dominacji PGNiG w gazownictwie
[*prof. J.Popczyk*].

Głównymi cechami scenariusza kontynuacji są:

1. wzmocnienie korporacyjnego charakteru elektroenergetyki (wynikające z centralizacji i sektorowej izolacji),
2. częściowe wyjęcie inwestycji na rzecz bezpieczeństwa energetycznego spod rygorów efektywności ekonomicznej,
- 3. ukierunkowanie na rozwój wielkoskalowych technologii wytwórczych i sieci przesyłowych,**
4. presja inwestycyjna podobna do tej, która była charakterystyczna dla elektroenergetyki w gospodarce socjalistycznej w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych (podkreśla się, że presja ta jest współcześnie znacznie bardziej niebezpieczna niż w tamtym czasie).

Scenariusz ten jest scenariuszem hipotetycznym. Jest on osadzony w Pakiecie Energetycznym Komisji Europejskiej 3x20.

Głównymi cechami scenariusza innowacyjnego są:

- 1. intensyfikacja wykorzystania istniejących zdolności wytwórczych i sieci przesyłowych za pomocą mechanizmów rynkowych (przy minimalnych nakładach inwestycyjnych),**
- 2. budowa 20-procentowego segmentu innowacyjnej energetyki rozproszonej (elektroenergetyki, ciepłownictwa, paliw transportowych) i wykreowanie rolnictwa energetycznego,**
- 3. system zarządzania bezpieczeństwem energetycznym oparty na wykorzystaniu zdolności technologii energetycznych do odpowiedzi na sygnały rynkowe (wzrosty cen),**
- 4. system regulacji ukształtowany na kosztach referencyjnych dostaw energii elektrycznej, uwzględniających pełną internalizację kosztów zewnętrznych (ekologicznych) i wartość usług**

1. Analiza prowadzona do 2020 roku
2. Roczne przyrosty rynków końcowych
 - Energia elektryczna - 2% rocznie
 - Ciepło - 0% (kompensacja wzrostu zapotrzebowania działaniami prooszczędnościowymi)
 - Paliwa - 3% rocznie

Sumaryczny (ważony po wielkościach rynków) przyrost do 2020 roku wynosi 15%.

1. Ograniczenia środowiskowe – Pakiet Energetyczno-Klimatyczny 3x20
 - Stały udział energii odnawialnej w paliwach transportowych 10% i 14%

3. Obniżenie energochłonności produkcji o 20% w stosunku do PKB

Wzrost PKB (scenariusz umiarkowany - 2007)

- **5% do roku 2010 (kryzys - weryfikacja) (1 % ?)**
- **4% w latach 2011-2020 (3 % ?)**

Sumaryczny przyrost PKB w latach 2007-2020 na poziomie 71%.

Wzrost zapotrzebowania

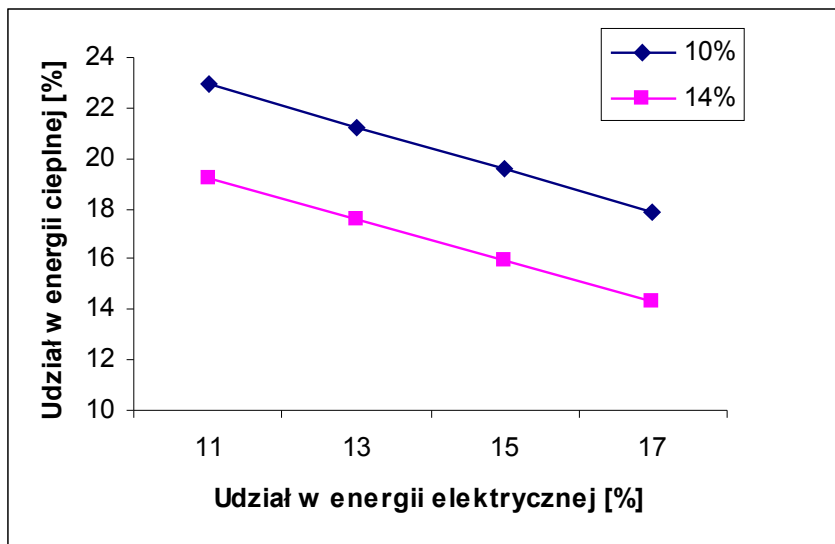
Sumaryczny przyrost energii końcowej do 2020 roku wynosi 15%.

Spadek jednostkowego zużycia około 30%

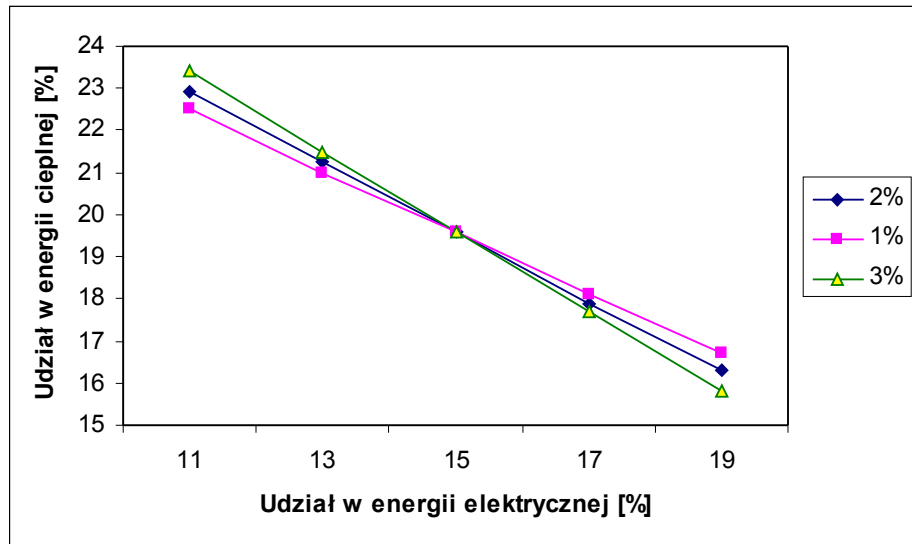
Mechanizm wsparcia - białe certyfikaty

1. Zmniejszenie emisji CO₂ o 20%

2. Zwiększenie udziału energii odnawialnej do 15%

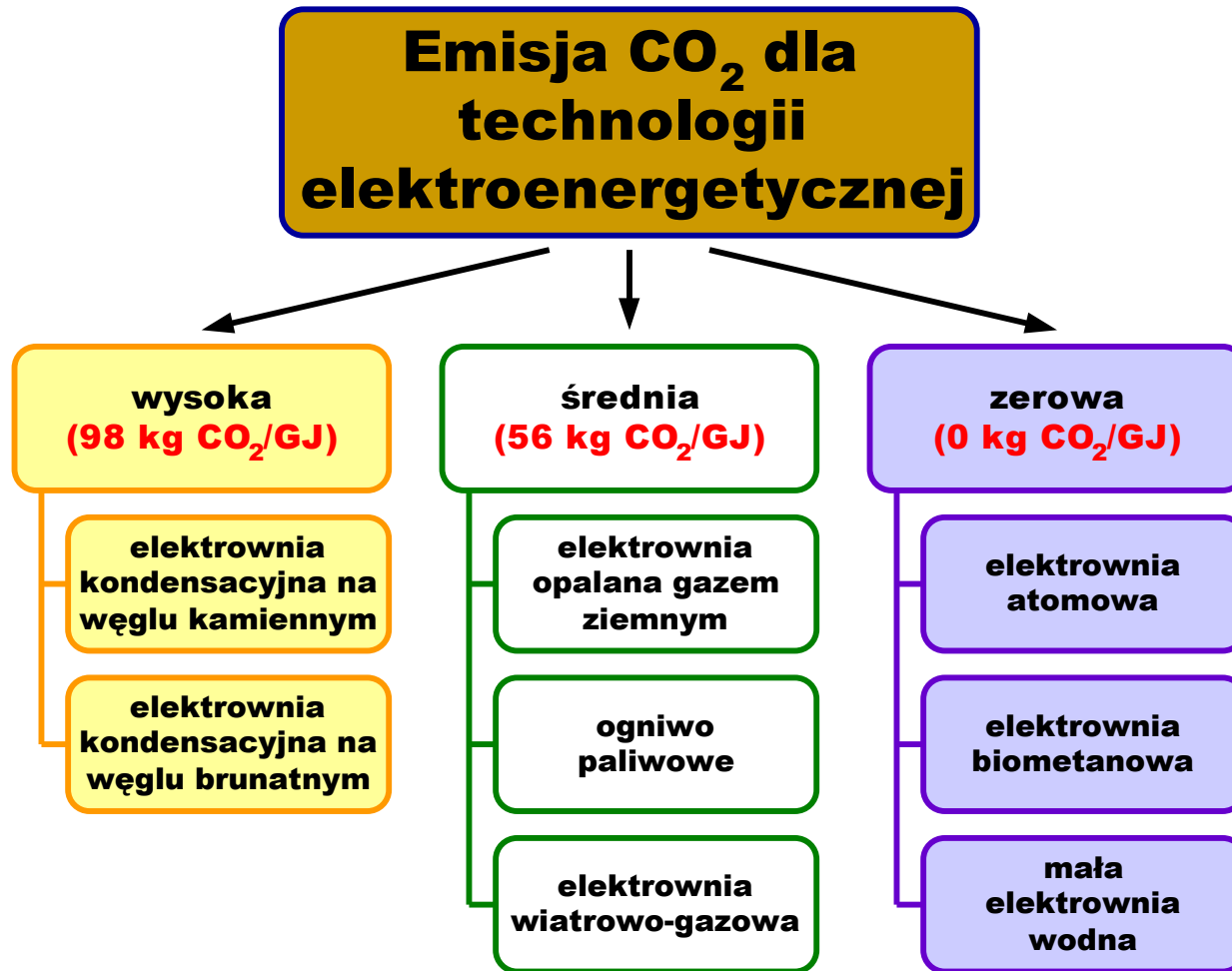


Udział energii odnawialnej w rynku ciepła
w zależności od udziału energii
odnawialnej w rynku energii elektrycznej



Udział energii odnawialnej w rynku ciepła
w zależności od udziału energii
odnawialnej w rynku energii elektrycznej

udział w paliwach transportowych 10%



Podane wartości emisji dotyczą ilości CO₂ powstającej przy produkcji 1 GJ energii cieplnej ze spalania paliwa (bez uwzględnienia sprawności wytwarzania energii elektrycznej).

Koszty oddziaływania na środowisko

Koszty emisji CO₂



Technologia wytwarzania	Sprawność wytwarzania [%]	Emisja [t/MWh]	Koszt emisji CO ₂ [PLN/MWh]		
			10 euro/t	25 euro/t	40 euro/t
Atomowa	-	0,000	0,00	0,00	0,00
Na węgiel brunatny	35	1,008	38,30	95,76	153,22
Na węgiel kamienny	37	0,954	36,23	90,58	144,93
Gazowa 20 ÷ 50 MW	35	0,576	21,89	54,72	87,55
Gazowa 1 ÷ 7,5 MW	40	0,504	19,15	47,88	76,61
Gazowa do 400 kW	40	0,504	19,15	47,88	76,61
Wiatrowo-gazowa	40	0,403	15,32	38,30	61,29
Biometanowa	-	0,000	0,00	0,00	0,00
Mała elektrownia wodna	-	0,000	0,00	0,00	0,00
Ogniwo paliwowe	40	0,504	19,15	47,88	76,61

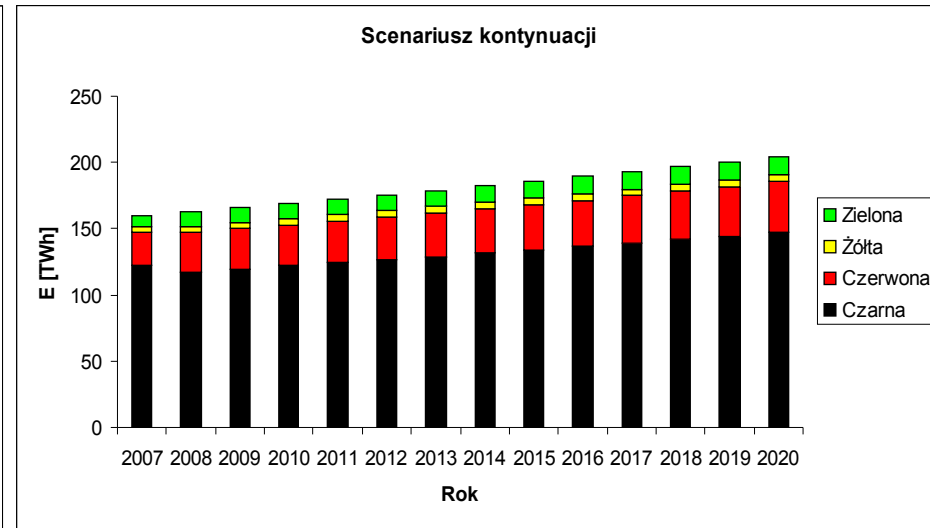
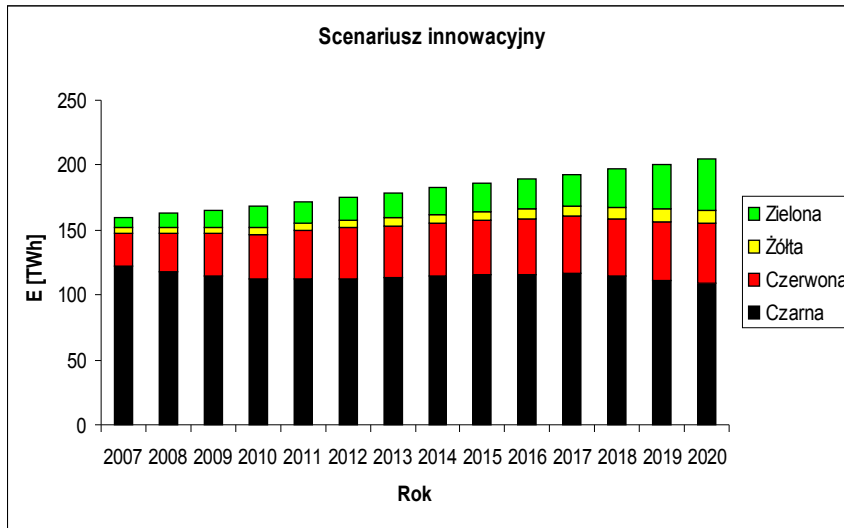
Obowiązki zakupu energii „kolorowych”



Rok	Zielona	Czerwona	Żółta
2007	5,1	16,5	2,5
2008	7,0	19,0	2,7
2009	8,7	20,6	2,9
2010	10,4	21,3	3,1
2011	10,4	22,2	3,3
2012	10,4	23,2	3,5
2013	10,9		
2014	11,4		
2015	11,9		
2016	12,4		
2017	12,9		
2018			
2019 Opłaty zastępcze	258,89	19,32	128,80
2020			

Porównanie scenariuszy rozwojowych

Wyniki - udziały energii i nowe moce



Energia zielona – 20%

W tym wiatrowa – 8,5 TWh

w ciepłe – **12 %**

Energia czerwona – 25%

Energia żółta – 5%

Moce: suma 44,7 GW

w tym odnawialne - 10 GW (5 GW wiatr)

Energia zielona – 8%

W tym wiatrowa – 3,5 TWh

w ciepłe – **23 %**

Energia czerwona – 19%

Energia żółta – 3,5%

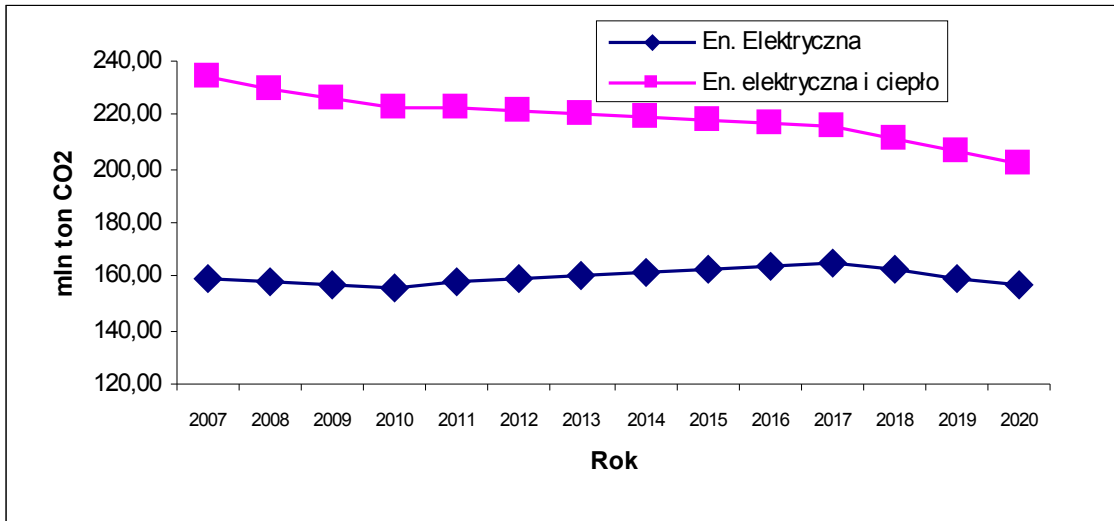
Moce: suma 40,2 GW

w tym odnawialne: 3,5 GW (2 GW wiatr)

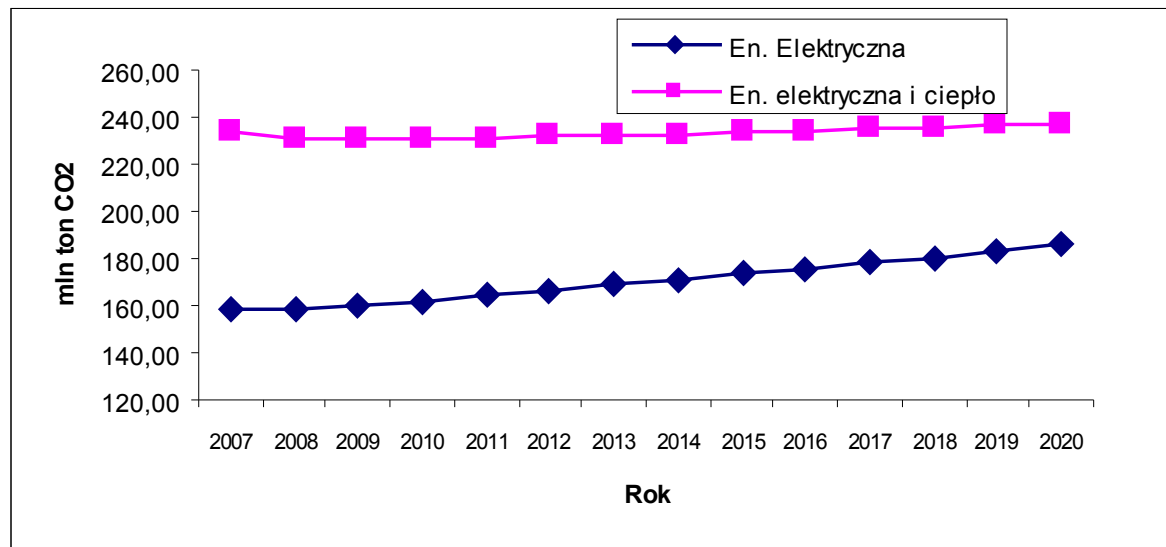
Porównanie scenariuszy rozwojowych Emisja dwutlenku węgla



Scenariusz innowacyjności



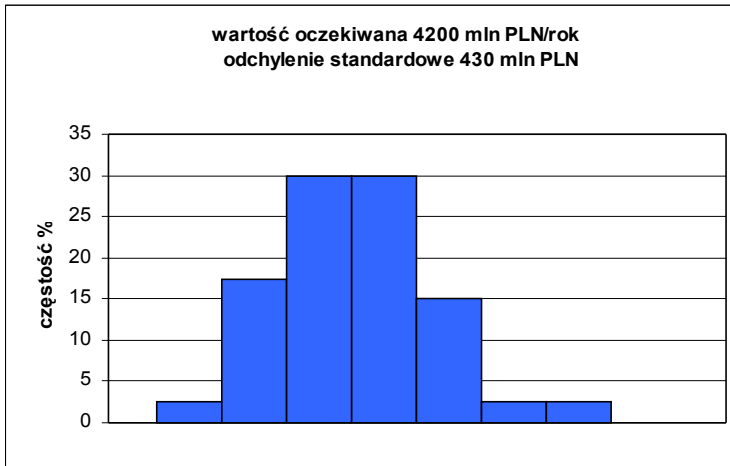
Scenariusz kontynuacji



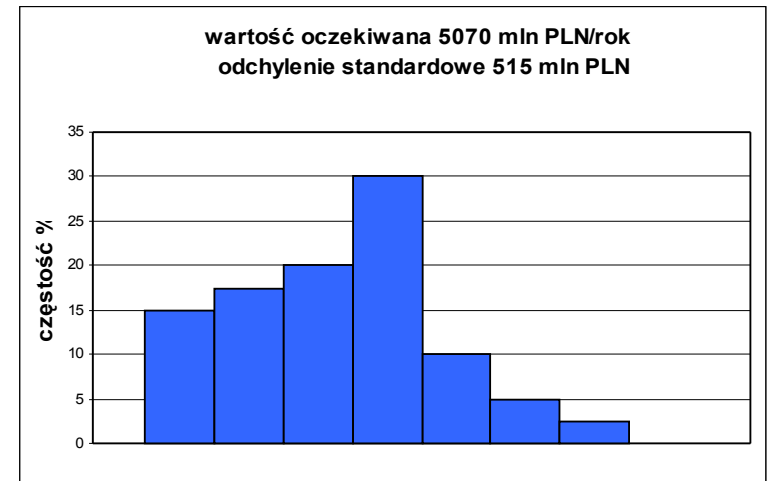
Wyniki - nakłady inwestycyjne



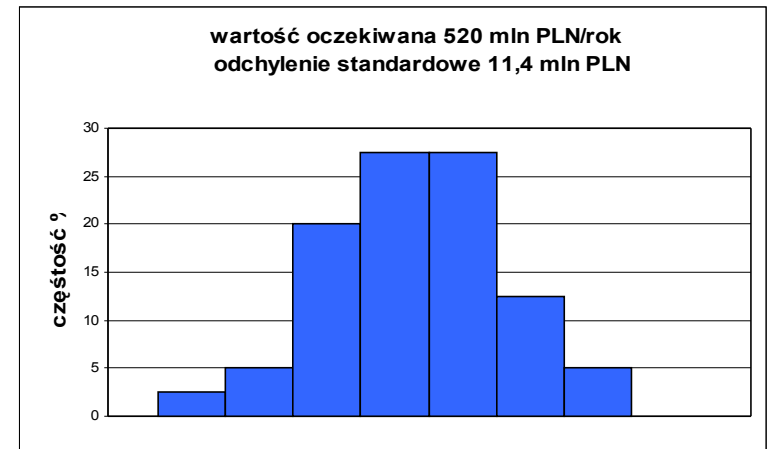
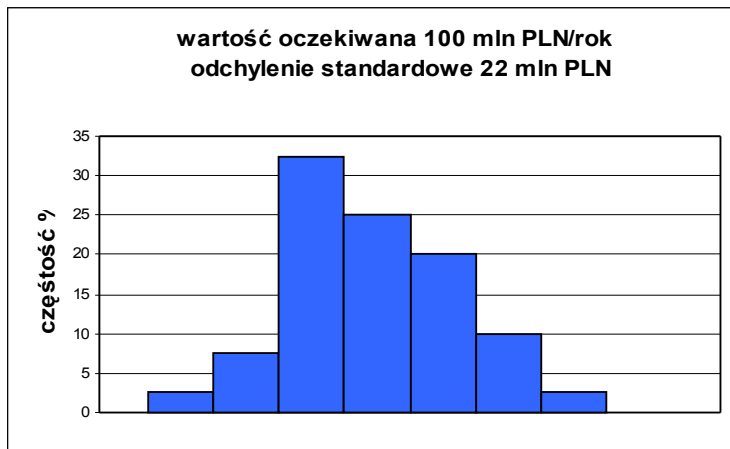
Scenariusz innowacyjny



Scenariusz kontynuacji



Wytwarzanie



Sieć elektroenergetyczna

Porównanie scenariuszy wskaźniki ekonomiczne

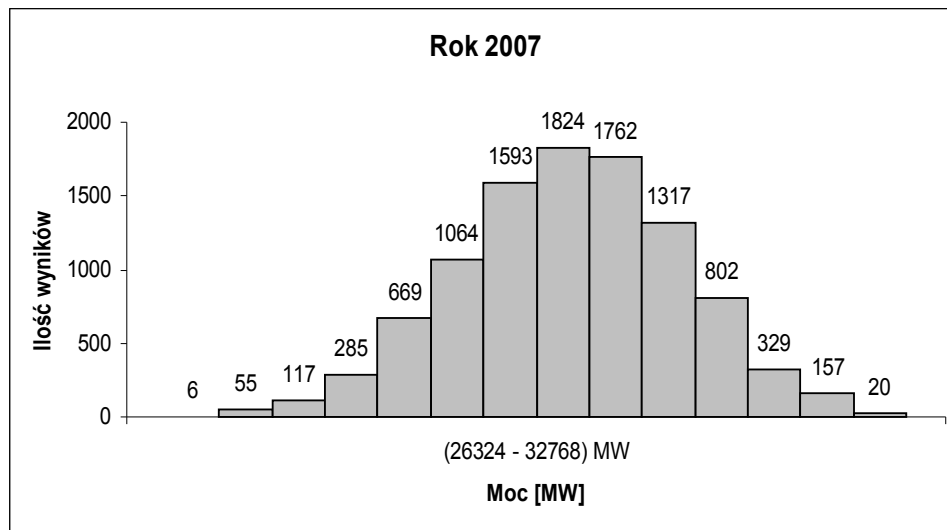


Wielkość	Rok 2007	Rok 2020	
		Innowacyjność i	Kontynuacji
Względna cena energii z obowiązkami zakupu PLN/MWh	-	1/1	1,1/1,06
Nakłady inwestycyjne w wytwarzaniu mld PLN/rok	-	6,8/4,2	7,7/5,1
Nakłady inwestycyjne w przesyłach mld PLN/rok	-	-0,2*/0,1	0,9/0,5
Cena dla odbiorcy z kosztami przesyłu PLN/MWh	304,2	318/310	331/323

*Ujemną wartość nakładów w przesyłach należy interpretować jako oszczędności w rozwoju sieci (pierwsze wartości dotyczą 20% udziału energii odnawialnej w trzech rynkach, drugie 15% udziału)

Metoda – symulacyjna probabilistyczna
(rekomendowana przez UCTE)

Wykorzystanie współczynników dyspozycyjności bloków
AF

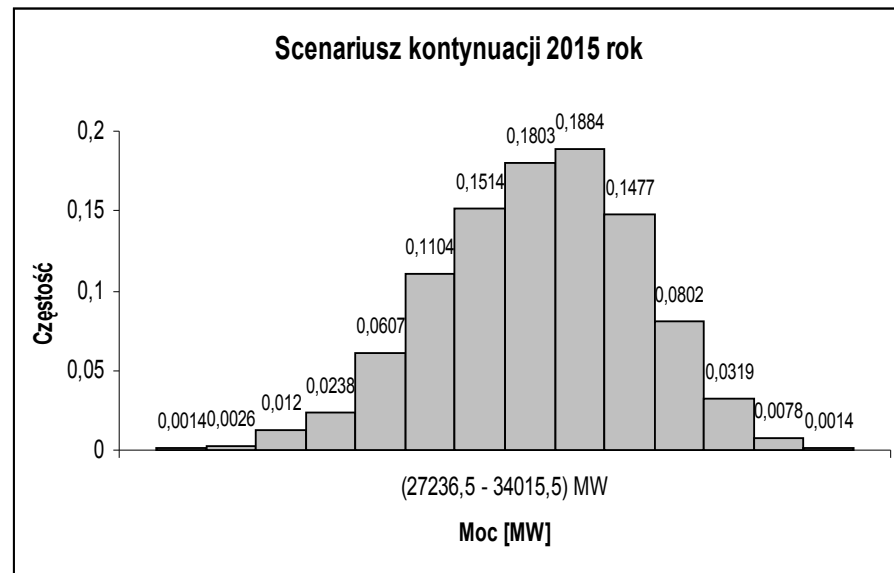
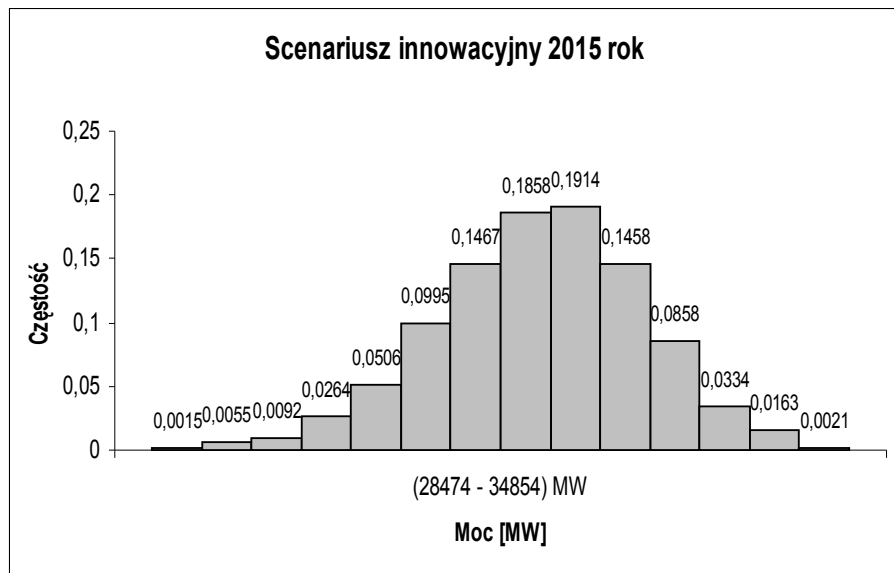


$$E(P_G) = 29830 \text{ MW}$$

$$v(P_G) = 3,3\%$$

Histogram dostępnej generacji w roku wyjściowym 2007

Wystarczalność generacji - wyniki (1)

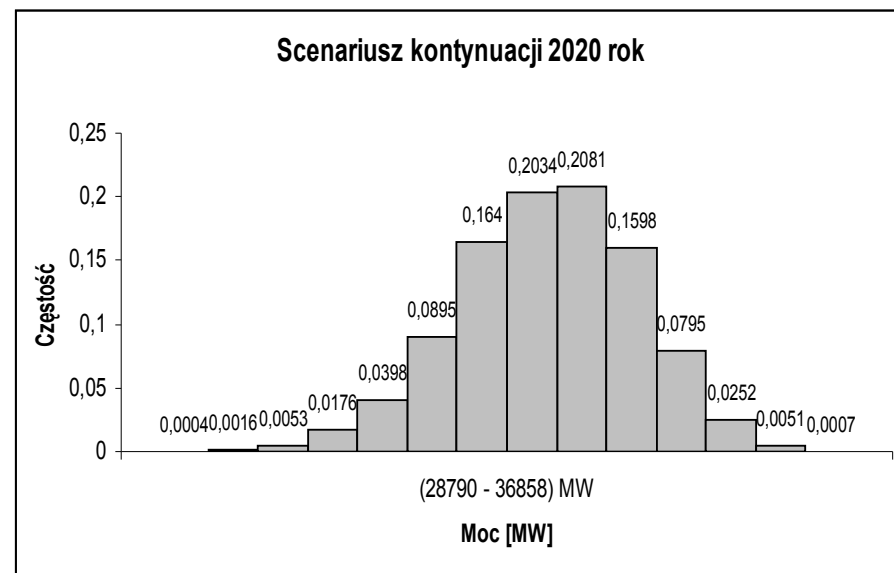
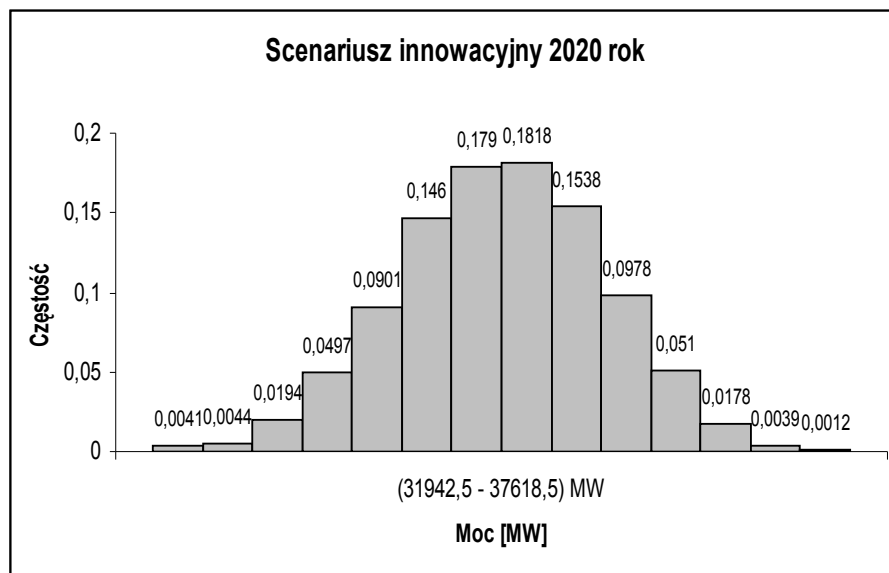


Histogram dostępnej generacji w SI w roku 2015

Histogram dostępnej generacji w SK w roku 2015

Rok 2015	Scenariusz innowacyjny	Scenariusz kontynuacji
Średnia arytmetyczna [MW]	32014	30947
Odchylenie standardowe [MW]	946	984
Współczynnik zmienności	0,0296	0,0318

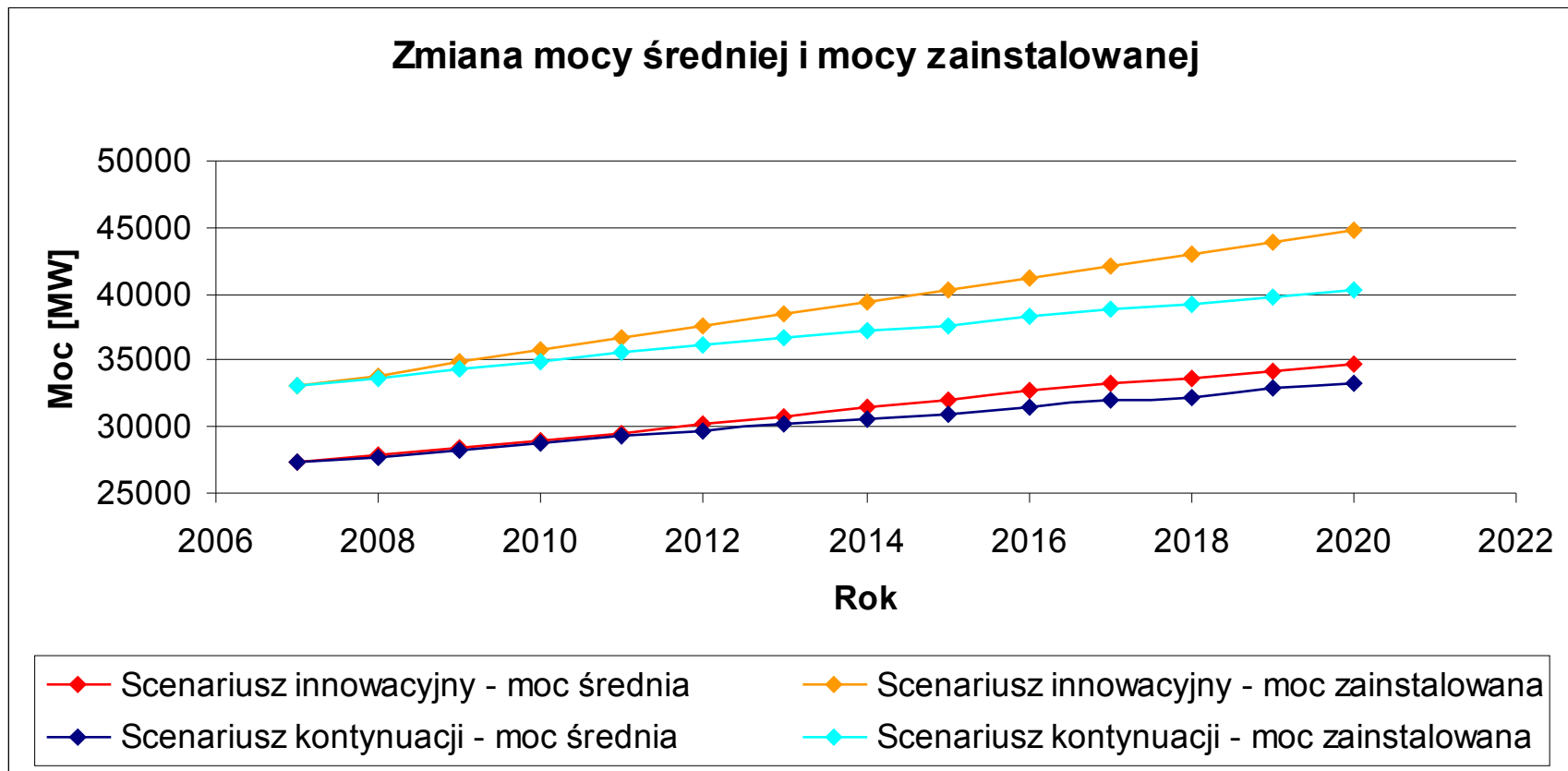
Wystarczalność generacji - wyniki (2)



Histogram dostępnej generacji w SI w roku 2020

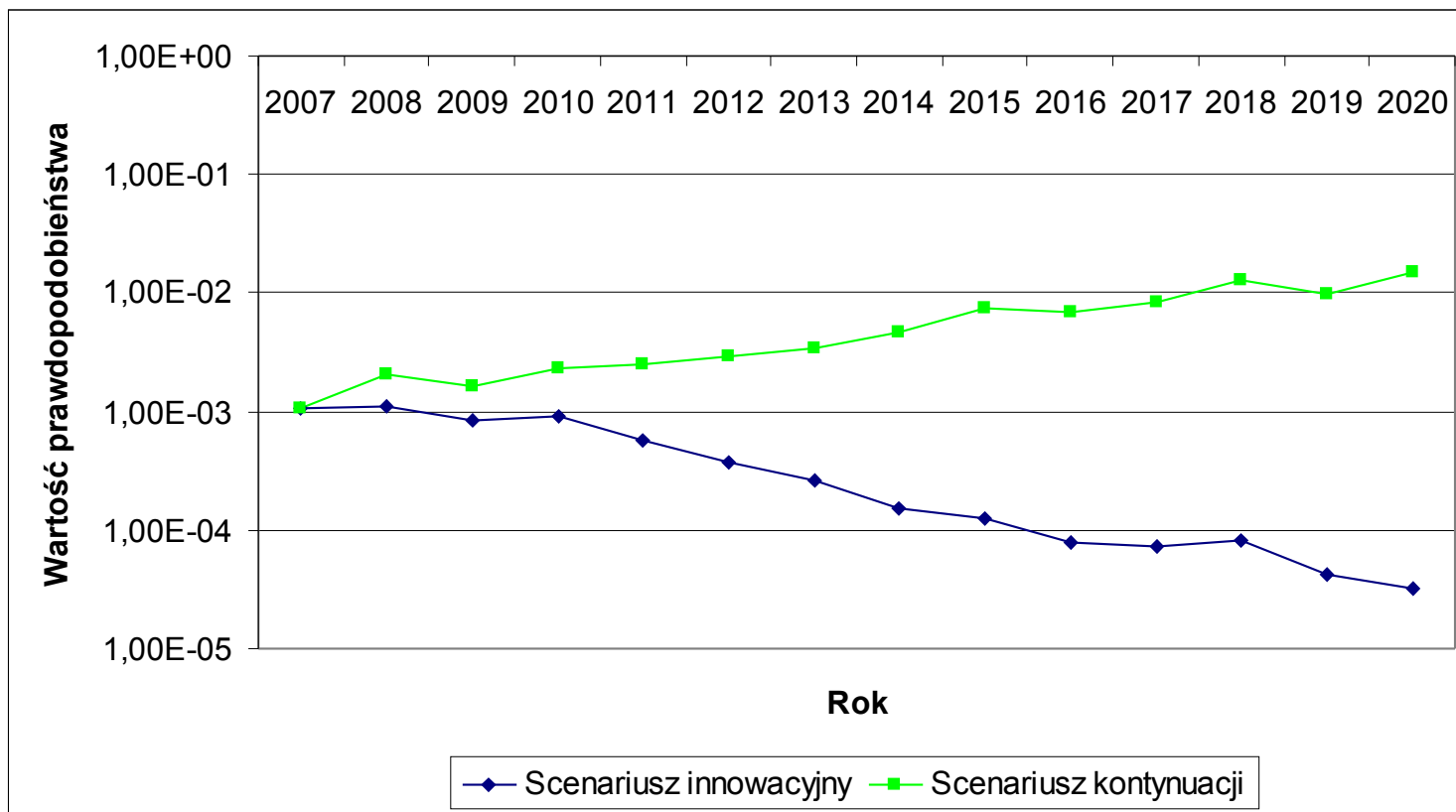
Histogram dostępnej generacji w SK w roku 2020

Rok 2020	Scenariusz innowacyjny	Scenariusz kontynuacji
Średnia arytmetyczna [MW]	34784	33296
Odchylenie standardowe [MW]	944	1051
Współczynnik zmienności	0,0271	0,0316



Ze względu na większe nasycenie systemu źródłami wiatrowymi o mniejszym współczynniku dyspozycyjności stosunek mocy zainstalowanej do mocy średniej dyspozycyjnej z biegiem lat wzrasta w przypadku SI (od 1,21 do 1,28), natomiast dla SK jest praktycznie na stałym poziomie (około 1,22).

Wystarczalność generacji - wyniki (4)



Prawdopodobieństwo nie pokrycia zapotrzebowania przy 2% rocznym wzroście mocy szczytowej

- 1. Analiza prowadzona na rzeczywistych układach sieciowych (zimowych i letnich) do roku 2015.**

- 2. Wielkość generacji rozproszonej zgodna z aktualnym stanem prawnym – obowiązki udziału energii kolorowych**

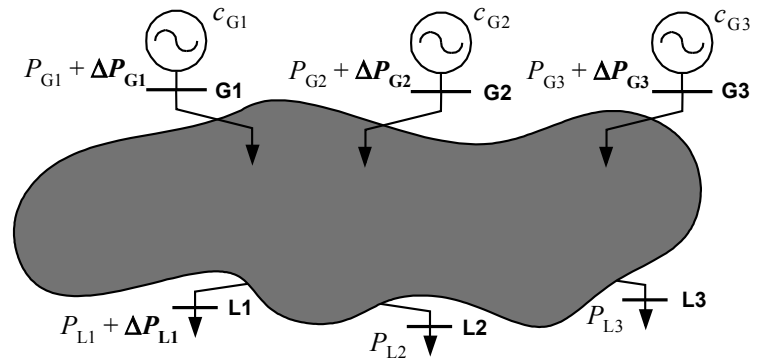
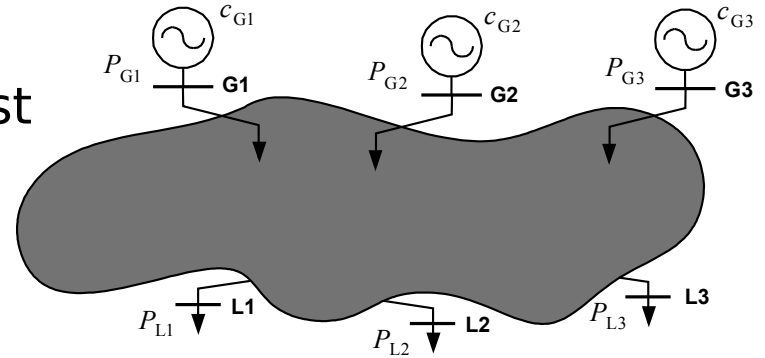
- 3A. Generacja wiatrowa rozkładana w strefach o sprzyjających warunkach wiatrowych.**

- 3B. Pozostała generacja rozproszona (wykorzystująca biogaz) rozłożona równomiernie na terenie całego kraju (z wyłączeniem stacji typowo miejskich)**

Krótkookresowa cena węzłowa (Locational Marginal Price - LMP) jest równa minimalnej zmianie całkowitego kosztu wytwarzania i przesyłu energii w systemie elektroenergetycznym spowodowanej zmianą zapotrzebowania w danym węźle, przy czym zakłada się stałość mocy wytwórczych źródeł i przesyłowych sieci.

$$LMP_i = \frac{\partial K(\mathbf{P}_G)}{\partial P_{Li}}$$

Krótkookresowa cena węzłowa LMP jest najniższą możliwą ceną energii w danym węźle sieci, wyznaczoną z uwzględnieniem fizycznych ograniczeń związanych z jej dostawą (strat i ograniczeń przesyłowych).



$$LMP_{L1} = K_2 - K_1$$

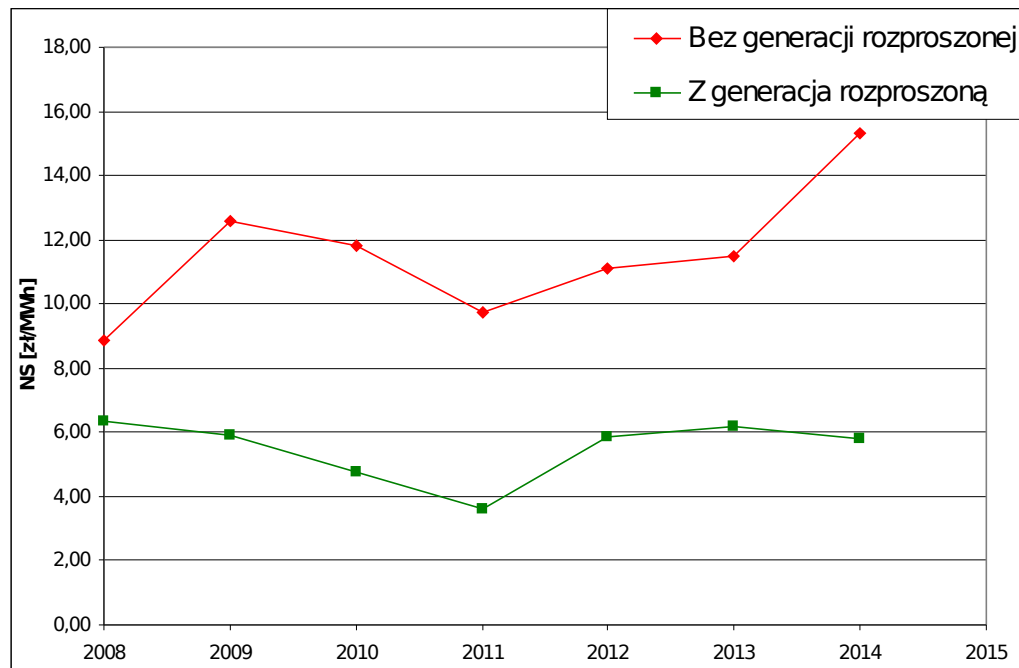
Ocena stanu pracy sieci:

1. Nadwyżka sieciowa – różnica pomiędzy wpłatami od odbiorców i wypłatami dla wytwórców liczonymi po kosztach krańcowych (cenach LMP) w węzłach sieci

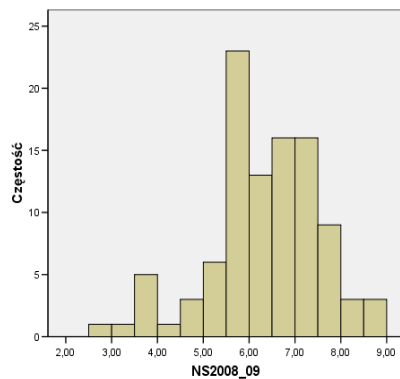
$$NS = \sum_i P_{Li} LMP_i - \sum_i P_{Gi} LMP_i$$

2. Mnożniki Lagrange'a z zadania *OPF* – jako miary oceny kosztu ograniczeń na danym elemencie

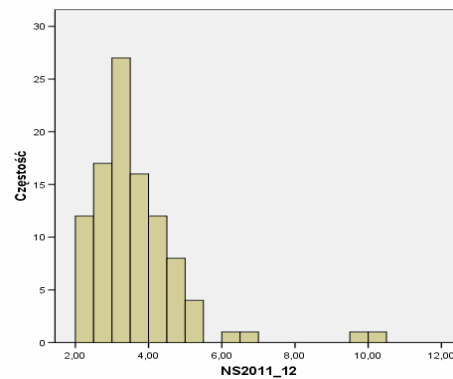
Wpływ na sieć - wyniki (1)



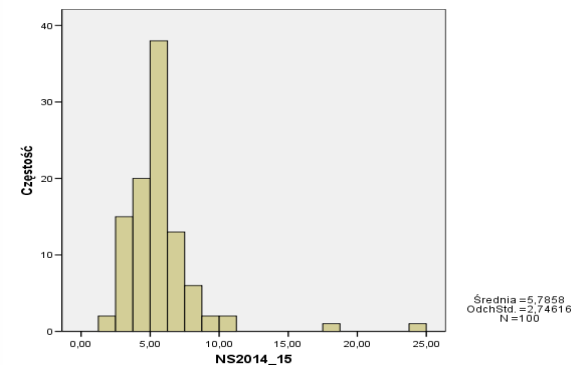
Jednostkowe wartości nadwyżki sieciowej



2008/09

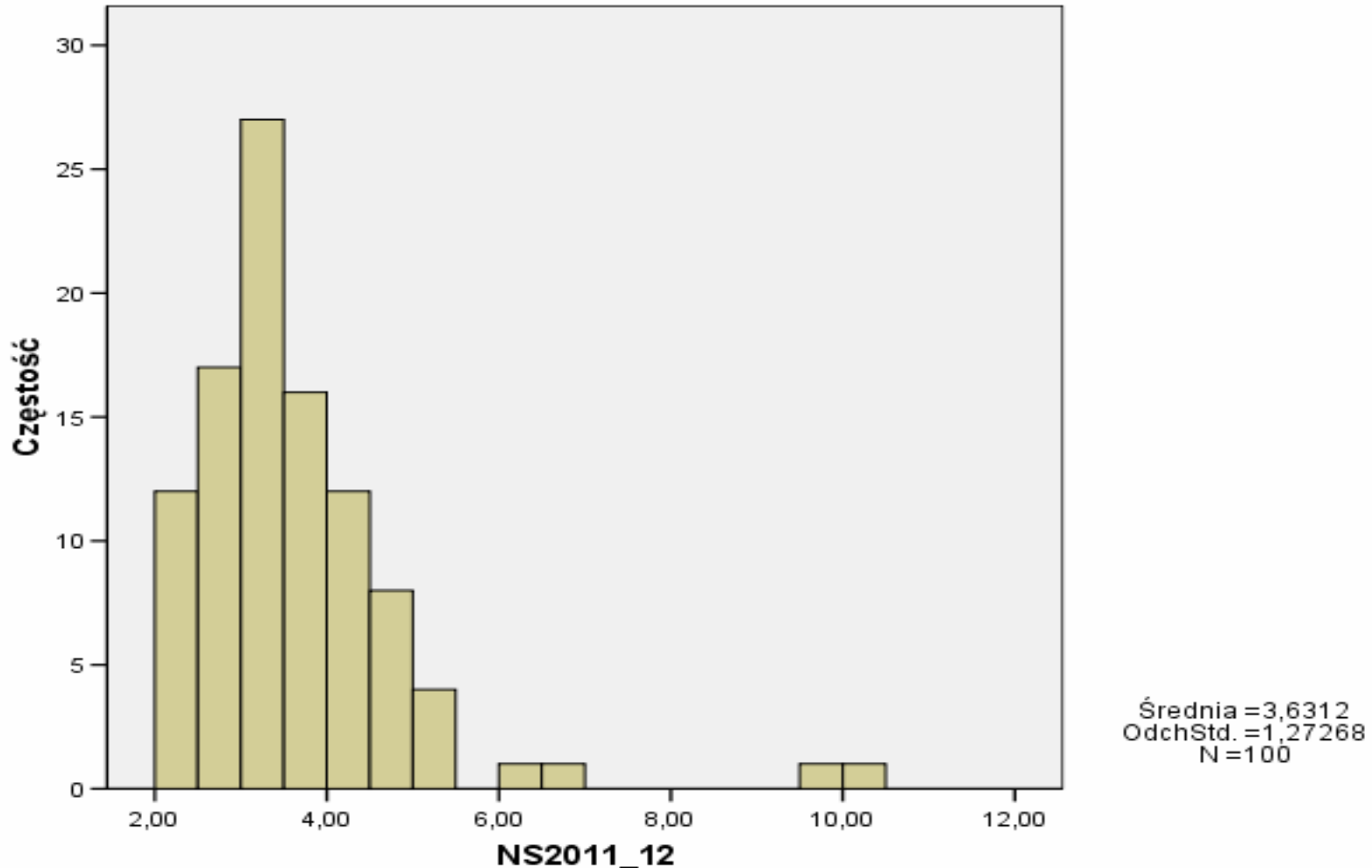


2011/12



2014/15

Wpływ na sieć - wyniki (2)



Losowo wprowadzana generacja rozproszona może prowadzić również do powstania stanu o większej nadwyżce sieciowej niż w przypadku, gdy brak generacji rozproszonej, jednak prawdopodobieństwo takiego przypadku jest małe.

Istotne jest więc planowanie i wskazywanie korzystnych lokalizacji dla nowych źródeł rozproszonych, szczególnie większej mocy.

Wpływ na sieć - wyniki (3)



Wycena ograniczeń przesyłowych dla układu zimy 2008_09

Mnożniki Lagrange'a [zł/MWh] w liniach z ograniczeniami

Linia	Bez GR	Z GR	
	μ	$E(\mu)$	$\sigma(\mu)$
Linia 1	574,2	497,2	170,2
Linia 2	60,7	28,7	7,4
Linia 3	207,1	39,8	81,7
Linia 4	371,2	266,7	109,3
Linia 5	499,7	273,8	215,2

Mnożniki Lagrange'a [zł/MWh] bez uwzględnienia pełnej likwidacji ograniczeń

Linia	Udział całkowitej likwidacji ogranicz.	Z GR	
		$E(\mu)$	$\sigma(\mu)$
Linia 1	10%	552,46	6,50
Linia 2	5%	30,18	3,18
Linia 3	60%	199,17	3,17
Linia 4	5%	280,70	91,89
Linia 5	15%	322,14	196,05

Wpływ na sieć - wyniki (4)



Mnożniki Lagrange'a [zł/MWh] dla wybranej linii w poszczególnych latach analizy

Linia 1	Bez GR	Z GR	
	μ	$E(\mu)$	$\sigma(\mu)$
2008_09	574,2	497,2	170,2
2009_10	657,7	276,7	257,6
2010_11	614,6	361,9	215,0
2011_12	582,1	345,2	210,7
2012_13	555,2	323,0	223,9
2013_14	576,0	293,0	201,7
2014_15	764,8	293,9	192,1

Analiza scenariuszy kontynuacji oraz innowacyjności, prowadzona dla tych samych założeń (przyrosty rynków) oraz celów (pakiet 3x20) prowadzi do następujących wniosków:

1. Wskaźniki kosztowe (nakłady inwestycyjne wytwarzaniu oraz przesył, ceny energii wraz z przesyłem, z uwzględnieniem kosztów CO₂) wskazują na **większą opłacalność scenariusza innowacyjnego**.
2. Rozwój technologii odnawialnych (w szczególności biometanowych) cechuje się **większą dynamiką postępu** (wydajność upraw energetycznych, postęp w biotechnologii) niż w technologiach wykorzystujących paliwa tradycyjne (szczególnie węgiel).
3. Rozwój agroenergetyki pozwala na większe uniezależnienie energetyczne kraju i **zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego**.
4. Realizacja SI powoduje **zwiększenie bezpieczeństwa** rozumianego poprzez pojęcie wystarczalności generacji.
5. Wpływ generacji rozproszonej na pracę sieci - możliwość **zastępowania rozwoju sieci** (rozdzielczej i przesyłowej) poprzez rozwój generacji rozproszonej ulokowanej bliżej odbiorcy energii - przyczynia się do zmniejszenia kosztów przesyłu
6. W aktualnie obowiązującym stanie prawnym **konieczna** byłaby **odpowiednia kalibracja certyfikatów** „zielonych” dla energii odnawialnych produkowanych z różnych źródeł oraz dla certyfikatów

Porównanie i krytyczna analiza dwóch scenariuszy rozwojowych dostaw energii elektrycznej:

scenariusza kontynuacji i scenariusza innowacyjności.

DZIĘKUJĘ ZA UWAGĘ

Zaprezentowane wyniki zostały uzyskane w ramach Projektu Badawczego Zamawianego „Bezpieczeństwo Elektroenergetyczne Kraju” (PBZ-MEiN-1/2/2006) realizowanego przez Konsorcjum Politechnik: Gdańskiej, Śląskiej, Warszawskiej i Wrocławskiej