

POLITECHNIKA LUBELSKA
STOWARZYSZENIE ELEKTRYKÓW POLSKICH ODDZIAŁ LUBLIN

XX KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA
RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

REE 2014

Doświadczenia i wyzwania

Kazimierz Dolny, 21-23 maja 2014 r.



Urząd Regulacji
Energetyki

Patronat Honorowy



MINISTERSTWO
GOSPODARKI



EKONOMICZNE ASPEKTY W METODYCE PLANOWANIA ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ

Maksymilian Przygodzki, Wojciech Lubicki

Kazimierz Dolny, 23.05.2014 r

Cel PRSP

Przed liberalizacją

Rozwój podsektora wytwarzania i przesyłu zapewniający spełnienie kryteriów technicznych (statyczne oraz dynamiczne warunki pracy SEE) przy racjonalnym poziomie nakładów inwestycyjnych.

Po liberalizacji

Zapewnienie niezawodności pracy sieci, wystarczalności podaży (zdolności przesyłowych), wsparcia rynku energii dla efektywnego wykorzystania wytwarzania przy zachowaniu kryteriów technicznych funkcjonowania SEE.

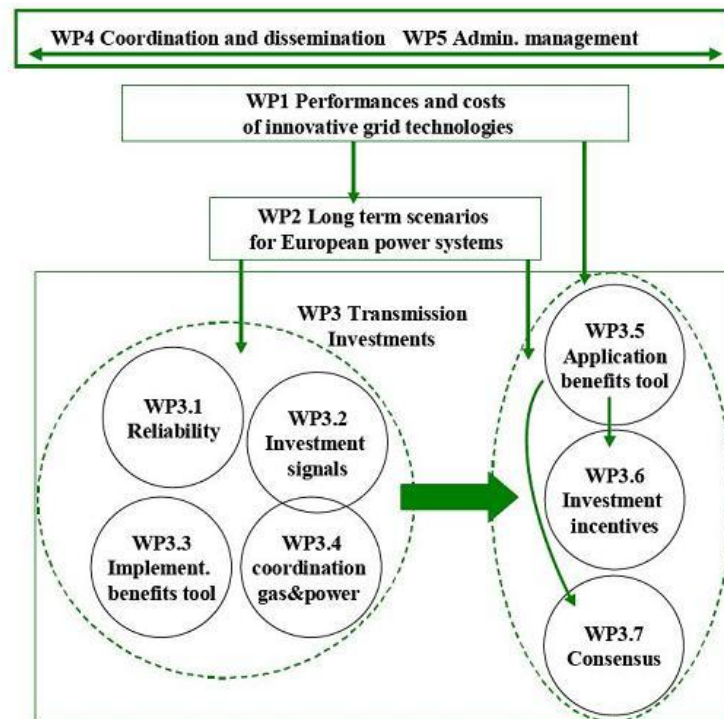
Zagadnienia

1. Czy zmiana celowości PRSP przekłada się na rozwój nowych zasad planowania rozwoju?
2. Czy mechanizmy rynkowe i aspekty ekonomiczne znajdują odzwierciedlenie w zadaniach planistycznych powodując zapotrzebowanie na wprowadzenie analiz techniczno-ekonomicznych?
3. Czy pojawiły się nowe rozwiązania w zakresie prowadzenia procesu planowania?

Podejmowane działania (1)

Europejskie obszary badawcze

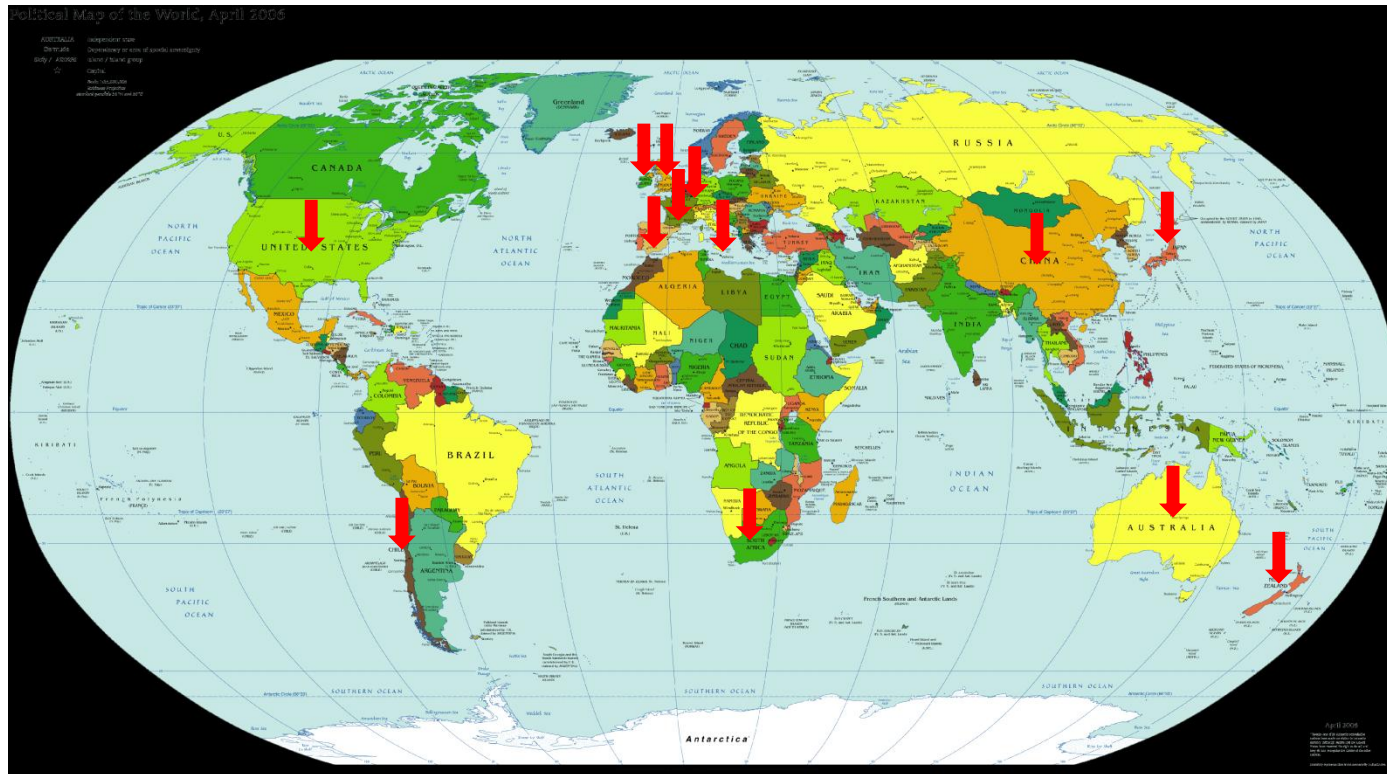
Research, methodologies & technologies for the effective development of pan-European key grid infrastructures to support (...). REALIS€GRID. 2007-2013



Podjmowane działania (2)

CIGRE

Tools for Economically Optimal Transmission Development Plan. C1.24.
Brochure 572. IV 2014

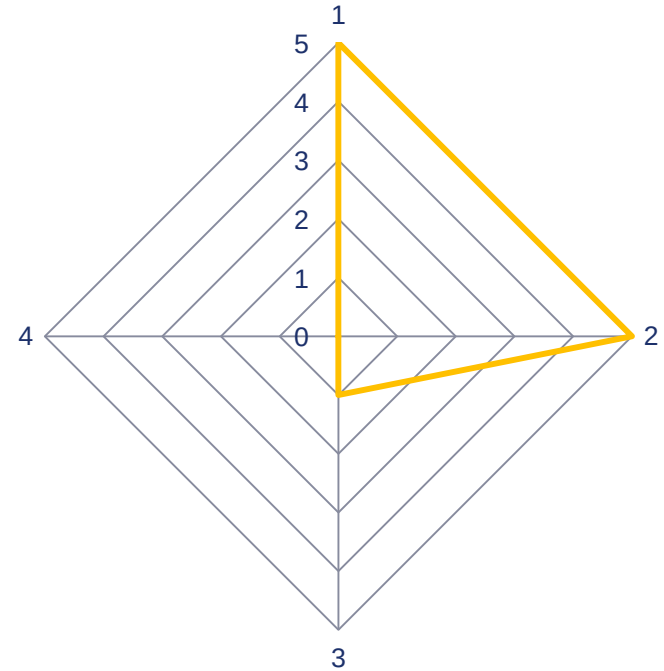


Stosowane praktyki (1)

Elastyczność cenowa

Ankietyzacja (11 odpowiedzi)

1. P i E nie są elastyczne
2. P nie jest elastyczne; E elastyczne
3. P i E elastyczne (w prognozie)
4. Elastyczność cenowa zintegrowana w narzędziu do analiz rynkowych



Kraj

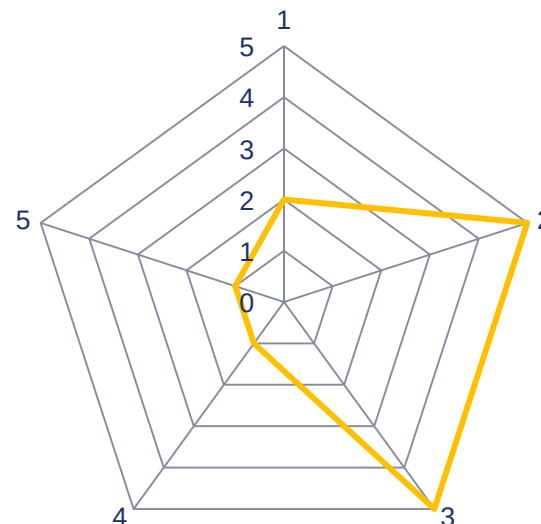
Nie jest uwzględniana

Stosowane praktyki (2)

Generacja – koszt paliwa

Ankietyzacja (14 odpowiedzi)

1. Ostatnie wartości historyczne
2. P.1 + poziom inflacji
3. Analiza czułości
4. Proste modele prognostyczne
5. Modele wieloparametryczne



Kraj

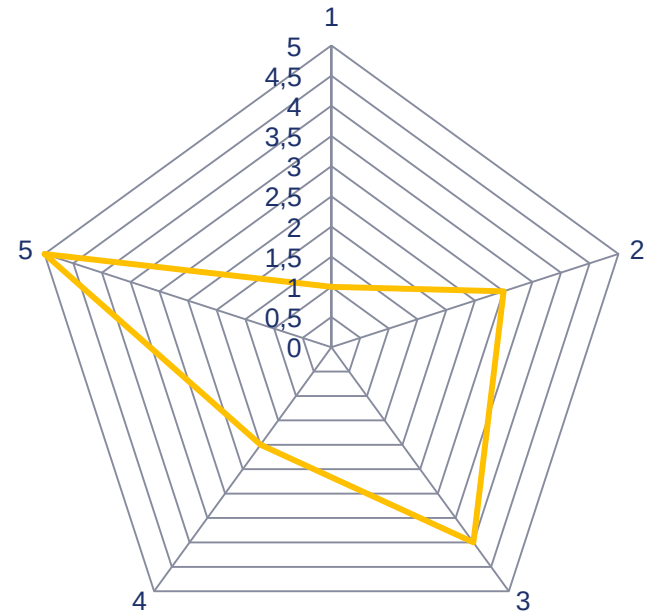
Dotychczas nie uwzględniany

Stosowane praktyki (3)

Model sieci

Ankietyzacja (15 odpowiedzi)

1. Obszarowy – model transportowy
2. Obszarowy – budowany na podstawie ograniczeń przepustowości
3. Węzłowy – rozptyw DC
4. Węzłowy – rozptyw DC OPF SC UC
5. Węzłowy – rozptyw AC OPF SC UC



Kraj

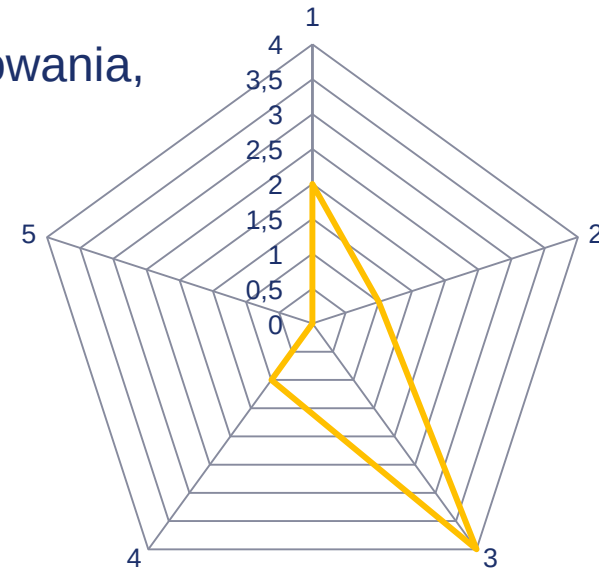
Węzłowy – rozptyw AC

Stosowane praktyki (4)

Straty

Ankietyzacja (8 odpowiedzi)

1. Rozpływ mocy + projekcja cenowa
2. Prekalkulowane i dodawane do zapotrzebowania, wartość = zmiana rozdz. obciążenia
3. Liniowa funkcja zintegrowana w rozdz. obciążenia
4. Aproksymacja kwadratowej funkcji strat zintegrowana w rozdz. obciążenia
5. Pełne odzwierciedlenie funkcji strat w rozdz. obciążenia



Kraj

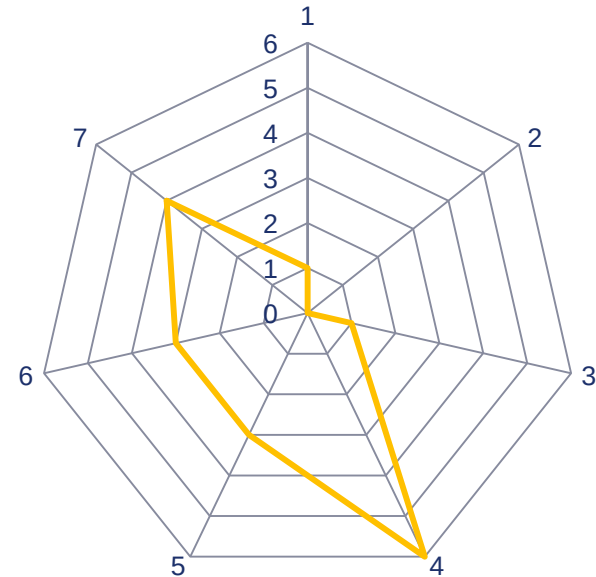
Obecnie nie wyceniane, uwzględniane w zapotrzebowaniu

Stosowane praktyki (5)

Efekty realizacji inwestycji

Ankietyzacja (18 odpowiedzi)

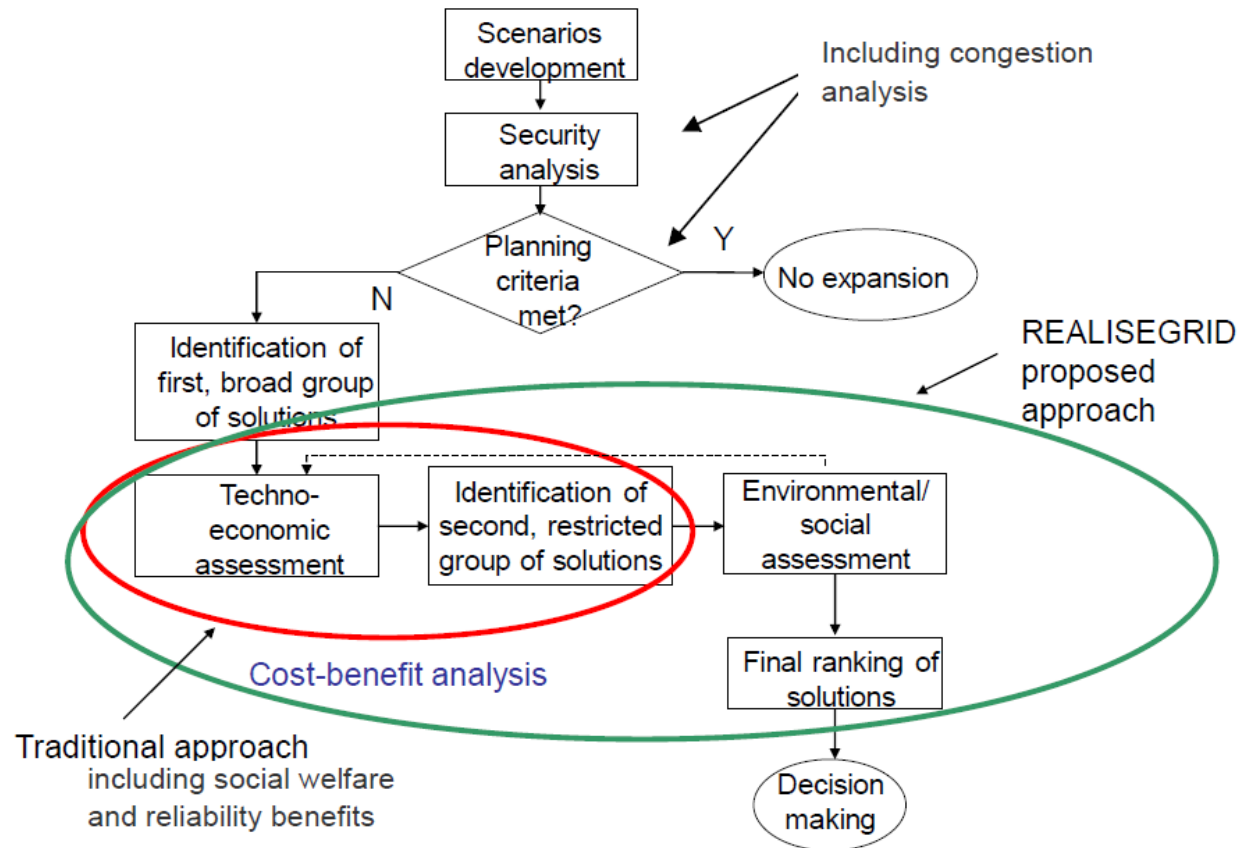
1. Minimum kosztów inwestycyjnych
2. 1+ nadwyżka rynkowa, ewentualnie w podziale na wytwórców i odbiorców
3. 2 + zysk z odroczenia innych inwestycji
4. 3 + redukcja strat
5. 4 + efekty środowiskowe
6. 5 + dodatkowe inne
7. Nie są kalkulowane



Kraj

- zmiany długości linii, mocy transformatorów, zdolności regulacyjne mocy biernej
- pokrycie prognozowanego zapotrzebowania na moc
- przyłączenie OZE do sieci, spełnienie wymagań pakietu klimatycznego
- przyłączenie źródeł konwencjonalnych
- zwiększenie zdolności regulacji napięć

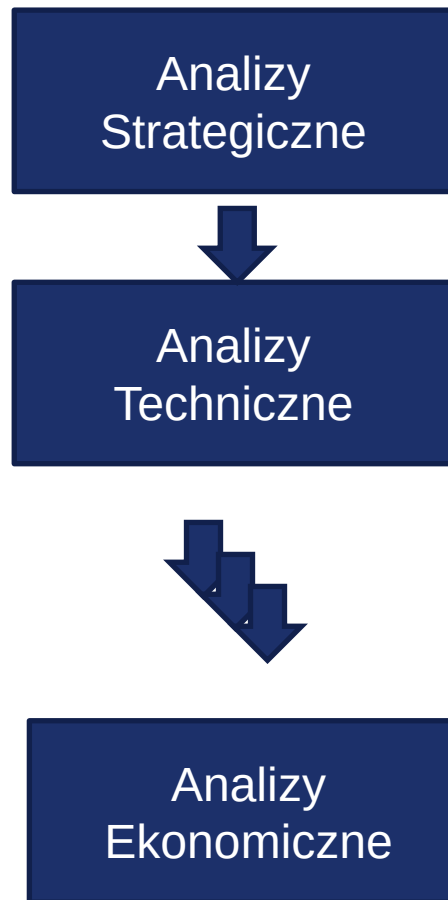
Organizacja procesu (1)



Uwaga ! Podejście tradycyjne w wybranych krajach.

Źródło: CIGRE

Organizacja procesu (2)

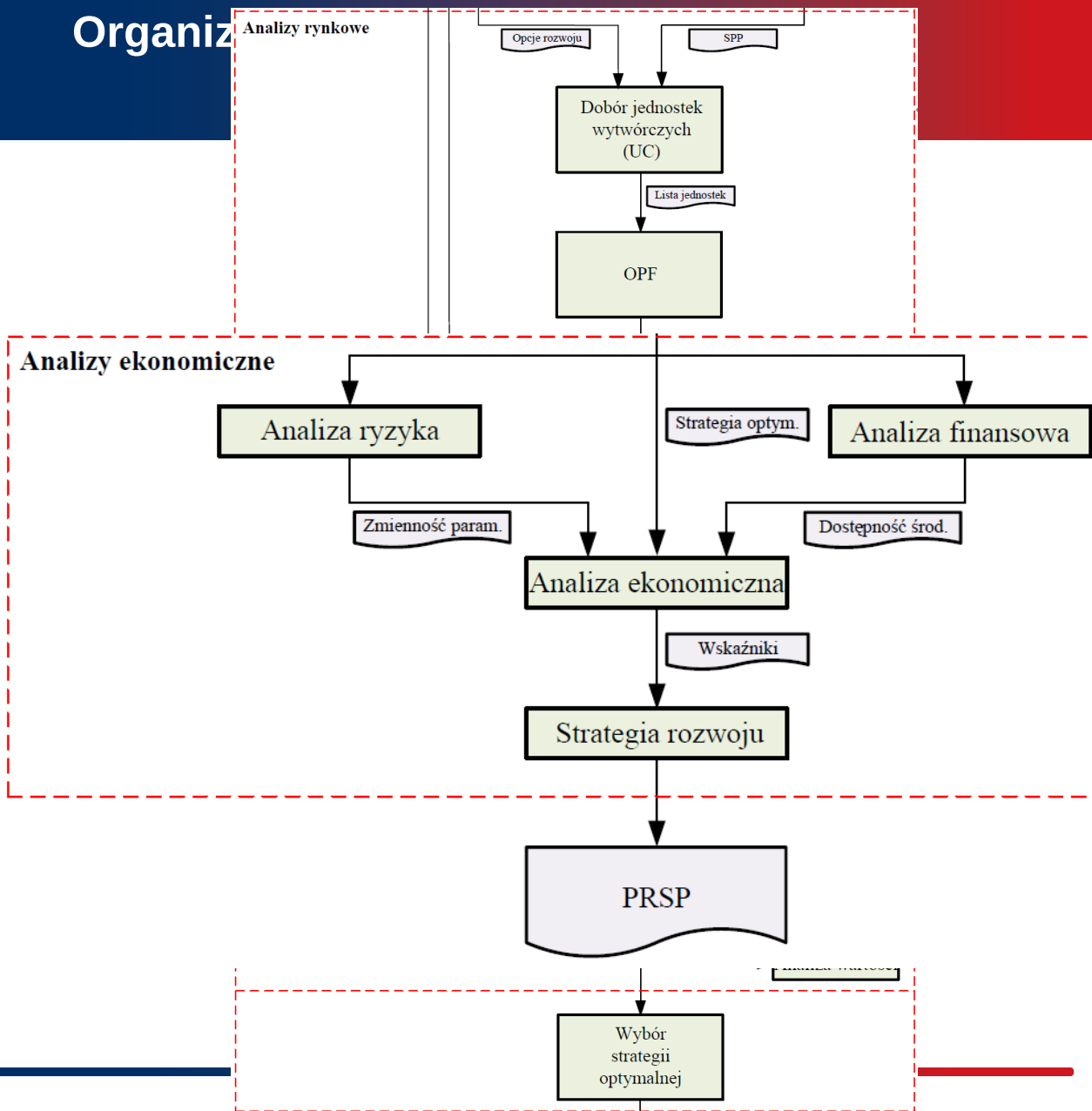
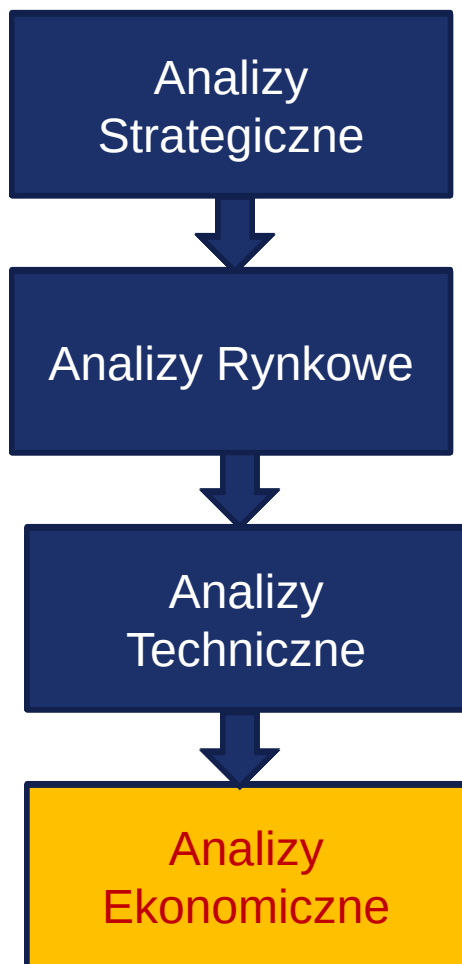


Zapotrzebowanie – prognozy
Wytwarzanie – akwizycja danych

- Stany normalne i n-1
- Narzędzie – PLANS
- Techniczne efekty realizacji planu
jako podstawa decyzji inwestycyjnych
- Analiza warunków skrajnych

Oszacowania kosztowe
Etap Dokumentacji Decyzyjnej

Organizacja



Wnioski

- Biorąc pod uwagę tendencje w rozwoju rynków energii elektrycznej za granicą, w tym definiowanie w ramach tych rynków roli operatorów sieciowych, a także pozyskane informacje na temat postępu metodycznego i narzędziowego w zakresie analiz długoterminowych w obszarze sektora elektroenergetycznego ważnym jest uwzględnienie zmian w podejściu do planowania rozwoju sieci i systemu. Szczególnym kierunkiem jest wprowadzenie do procesu planowania elementów związanych z analizami ekonomicznymi prowadzonymi przy uwarunkowaniach technicznych
- Realizacja planu rozwoju z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych opartych na krótkookresowych kosztach krańcowych oraz na rozwiązaniu zadania optymalizacji rozptyłu mocy pozwala na maksymalizację wykorzystania infrastruktury sieciowej i lokalizację oraz wycenę ograniczeń sieciowych.
- Analiza ekonomiczna i podejmowane działania prowadzące do likwidacji/złagodzenia ograniczeń sieciowych pozwala na zwiększenie możliwości przesyłowych sieci przy jednoczesnym uwzględnieniu rynkowych zachowań uczestników zarówno po stronie podażowej, jak i popytowej. Wykorzystanie wskaźników ekonomicznych pozwoli na racjonalny wybór strategii rozwoju.

Pytania Recenzenta

- *Czy i jak w nowej metodyce planowania rozwoju sieci przesyłowej w kraju zostaną (zostały) uwzględnione probabilistyczne kryteria niezawodności systemu przesyłowego? Recenzent oczekuje, że w miarę pełny opis tej metodyki będzie dostępny dla środowiska naukowego i zawodowego.*
- W ramach kryteriów bezpieczeństwa pracy SEE przewiduje się stosowanie kryteriów deterministycznych. Wdrażane narzędzia mają możliwość wykorzystania kryteriów probabilistycznych, niemniej jednak nie znajdują one dotychczas aprobaty praktyki zastosowań.



Dziękuję za uwagę



POLITECHNIKA ŚLĄSKA
WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY

**INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI
I STEROWANIA UKŁADÓW**



OPŁATY PRZESYŁOWE WĘZŁOWE. CZY NADSZEDŁ JUŻ CZAS WDROŻENIA W POLSCE ?

Henryk KOCOT

**RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ:
Doświadczenia i wyzwania**

Kazimierz Dolny, 21-23 maja 2014 r.

Taryfa przesyłowa winna łączyć w sobie funkcje ***informacyjne, motywacyjne i dochodowe.***

Z punktu widzenia układu przesyłowego, taryfa powinna podpowiadać także jakie działania prowadzą do redukcji kosztów oraz powinna stanowić bodziec do ich podjęcia.

Dwa pytania:

KTO ?: odbiorca – odbiorca-wytwórca – wytwórca ?

JAK ?: jednolicie – obszarowo – węzłowo ?

„istnieje konieczność wprowadzenia odpowiedniego systemu, który będzie generował długookresowe sygnały lokalizacyjne.... system ten może być oparty na zróżnicowanych (w zależności od położenia węzła w sieci elektroenergetycznej) stawkach opłaty przesyłowej dla wytwórców (składnik G) i/lub odbiorców (składnik L)”

Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchange in electricity”

„konieczne jest przede wszystkim zharmonizowanie opłat przesyłowych dla wytwórców w poszczególnych krajach...możliwość stosowania zróżnicowanych stawek opłat dla poszczególnych wytwórców w danym kraju członkowskim UE, np. w celu zapewnienia odpowiednich sygnałów lokalizacyjnych na poziomie krajowym”

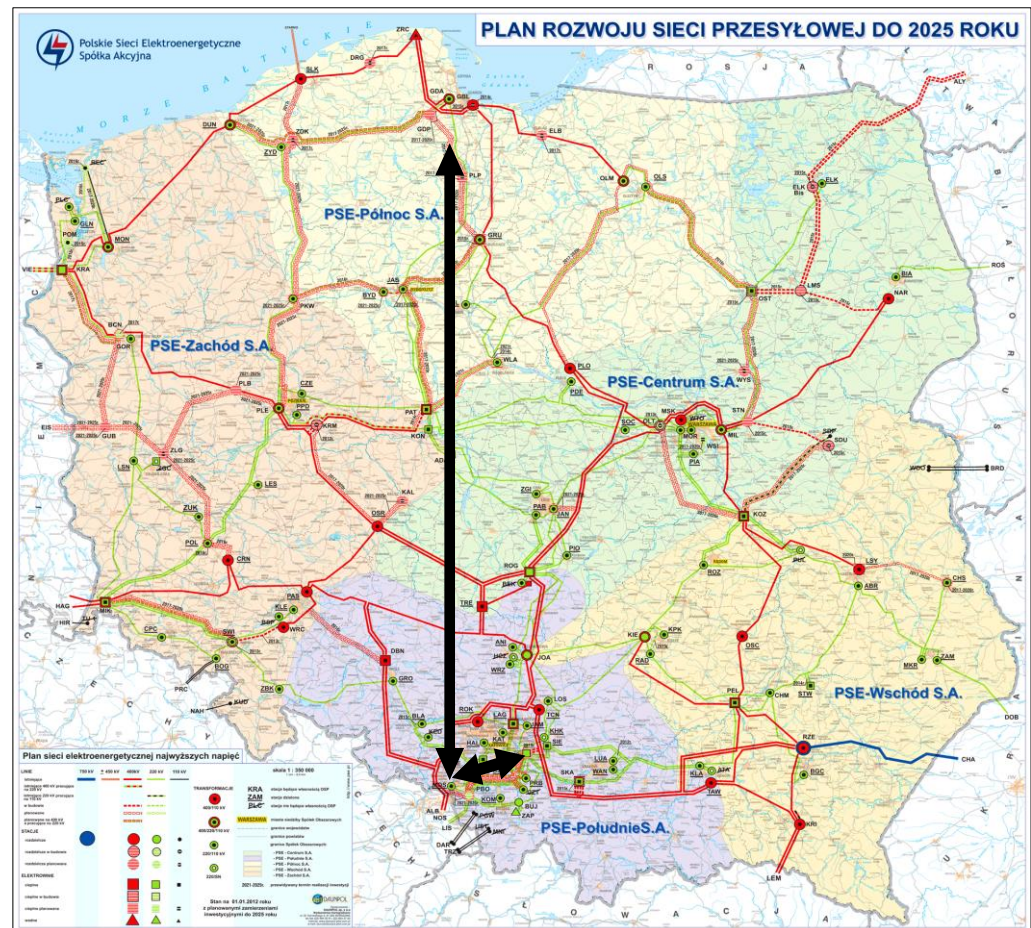
„Harmonization of network access charges” Dyrekcja Generalna ds. Energii i Transportu (DG TREN) Komisji Europejskiej

Przykłady podziału kosztów



Kraj	Wytwórcy	Odbiorcy
Anglia i Walia	50	50
Norwegia	36	64
Szwecja	25	75
Francja	2	98
Włochy	2	98
Niemcy	0	100
Hiszpania	0	100
Polska	0	100

Brak powiązania składników taryfy z technicznymi aspektami przesyłu mocy i energii



Metody powiązane z techniczną realizacją przesyłu mocy i energii



Metoda	Efektywność	Sygnały lokalizacyjne	Pokrycie kosztów
Metody rozptylowe	Średnia	Średnie	Pełne
Metody MW*km	Dobra	Dobre	Pełne

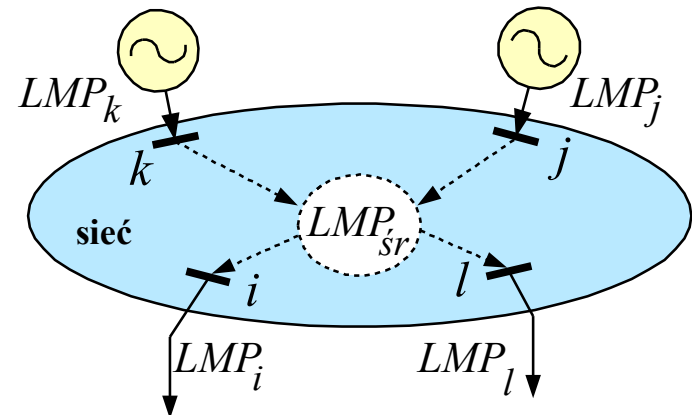
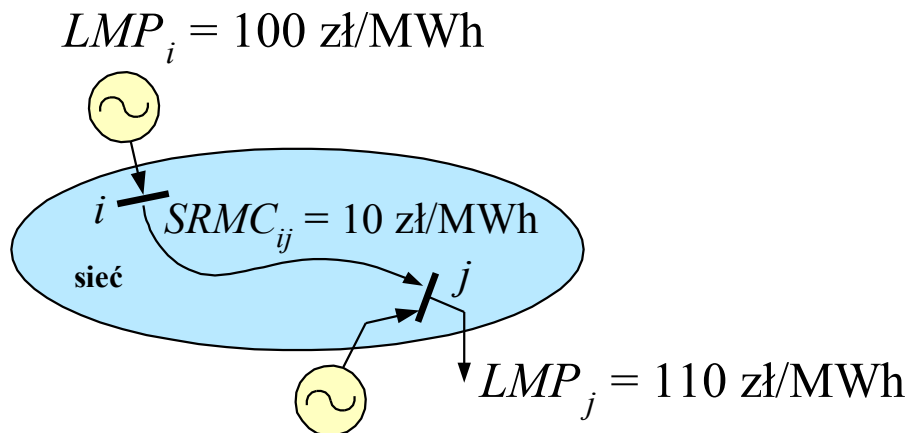
Rozptył mocy:

rzeczywisty (w ustalonym momencie) - taryfy dynamiczne

umowny (np. wg mocy średnich, zmierzonych, umownych w węźle)

umowny wyznaczony bez uwzględniania praw fizycznych – metody transportowe

Krótkookresowych	Bardzo dobra	Bardzo dobre	Pełne
Długookresowych	Średnia	Dobre	Pełne



Sygnały cenowe



Kraj	Sezonowy, godzinowy	Położenie
Anglia i Walia	X,X	TAK
Norwegia	X (poprzez straty)	TAK
Szwecja	X (poprzez straty)	TAK
Francja	-	NIE
Włochy	X,X	NIE
Niemcy	-	NIE
Hiszpania	X,X	NIE
Polska	-	NIE

Aktualnie w naszym kraju obowiązujące taryfy przesyłowe i dystrybucyjne w ogóle nie uwzględniają lokalizacji użytkowników, ale również **coraz bardziej zatracają czasowe zróżnicowanie stawek opłat**, czego przykładem są chociażby stawki zmienne sieciowe w taryfie PSE Operator. Podobna sytuacja występuje również w taryfie dystrybucyjnej np. spółki Tauron, w której zróżnicowanie czasowe (w strefach doby) stawek zmiennych występuje tylko w obszarach zachodnich (np. wrocławskim, legnickim, opolskim), natomiast w pozostałych obszarach (np. gliwickim, bielskim, krakowskim) zróżnicowanie czasowe stawki zmiennej sieciowej nie występuje (występują tu grupy taryfowe np. A23 i B23 ale **stawki zmienne w ciągu całej doby są takie same w poszczególnych strefach**).

Przykłady: Szwecja, Anglia i Walia



Za straty:

Odzwierciedla krańcowe straty:

współczynniki krańcowe mogą różnić się +/- 10%.

Taryfa dynamiczna

Za moc:

Około 60% łącznych kosztów

Liniowo zmieniająca się z szerokością geograficzną

Rozpływ umowny wyznaczany metodą transportową

Cechy:

za moc: obszarowa – obszary tworzone na podstawie wskaźników węzłowych obliczanych metodą przyrostową.

Opłaty bilansowe przenoszą koszty strat sieciowych

- początek lat 90-tych : opłaty obszarowe
- 1993-1997 : rozdział strat energii w sieci przesyłowej między węzły sieciowe metodą przyrostową
- 1999 : taryfa węzłowa dla sieci przesyłowej
- 2003 : próba wprowadzenia stawek rynkowych wg LMP
- 2014 : ??? (**zapis w Polityce Energetycznej**)

Załącznik 3 „Program działań wykonawczych” znajduje się 6 priorytetów tych działań.

W priorytecie V (Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii) już w pierwszym działaniu pojawia się **„Wdrożenie nowego modelu rynku energii elektrycznej, polegającego m.in. na wprowadzeniu rynku dnia bieżącego, rynków: rezerw mocy, praw przesyłowych oraz zdolności wytwórczych, jak również mechanizmu zarządzania usługami systemowymi i generacją wymuszoną systemu”**.

W pierwszym punkcie opisującym sposób realizacji tego działania widnieje zapis:

„Opracowanie przez operatora systemu przesyłowego krajowego systemu opłat węzłowych w miejsce opartego o ceny uśrednione (model miedzianej płyty)”.

1. Autor wspomina o wprowadzeniu rozdziału strat w sieci przesyłowej między poszczególnych użytkowników tej sieci (odbiorców i wytwórców) z wykorzystaniem metody przyrostowej, co rzeczywiście stanowiło pewien postęp w kreowaniu taryfy przesyłowej. Czy Autor mógłby wyjaśnić sposób tego rozdziału?

- [3] Ciura S., Kocot H.: Rozdział kosztów strat przesyłowych między odbiorców energii elektrycznej. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE’95, Lublin/Kazimierz Dolny 1995
- [4] Ciura S., Kocot H.: Zmodyfikowana metoda rozdziału kosztów infrastruktury sieci przesyłowych między wytwórców i odbiorców energii elektrycznej. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE’96, Lublin/Nałęczów 1996

Podział strat energii (miesięcznych bilansowych, rozdzielonych na trzy strefy doby) w sieci przesyłowej na:

1. *Straty w transformatorach NN/110 kV*
2. *Straty wzdłużne (obciążeniowe) w liniach*
3. *Straty poprzeczne (napięciowe) w liniach*
4. *Resztę bilansową (do 10%)*

Ad 1. Przypisane bezpośrednio do węzła

Ad 2. Rozdzielane wg krańcowych współczynników strat – *duża korelacja z metodą LMP*

$$\alpha_i = \frac{\partial P_{strat}}{\partial P_i} \quad A_{strat,i} = 0,5\alpha_i A_i$$

Ad 3. Rozdzielane wg zastępczych odległości przesyłu

$$\lambda_i = \sum_{liniach} l_{linii} \frac{\partial P_{linii}}{\partial P_i} \quad A_{strat,i} = A_{poprzeczne} \frac{\lambda_i A_i}{\sum_{wezlach} \lambda_i A_i}$$

Ad 4. Rozdzielane proporcjonalne do pobranej energii

2. Co Autor sądzi o propozycji tzw. taryfy warstwowej, stanowiącej pewną uproszczoną formę w stosunku do taryfy węzłowej, którą prezentowano w krajowych publikacjach?

- [13] Tymorek A., Wilczyński A., Namysłowska-Wilczyńska B.: Stratified Transmission Tariff. Proceedings of the International Symposium “Modern Electric Power Systems” MEPS’06, Wrocław University of Technology, Wrocław, 6-8 September, 2006, pp. 39-42,
- [14] Tymorek A., Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A.: Koncepcja warstwowej taryfy przesyłowej, Rynek Energii nr 2 (93), 2011.

Dotychczas znane metody alokacji kosztów w taryfach wykorzystywały najczęściej grupową lub węzłową ich reprezentację. W referacie [14] proponuje się zastosowanie pośredniego rozwiązania taryfy przesyłowej, tzw. warstwowej, posiadającej wszystkie dobre cechy modelu węzłowego, a jednocześnie będącej znacznym jego uproszczeniem. Ten rodzaj taryfy przesyłowej uzyskano dzięki nowatorskiemu zastosowaniu metod statystyki stosowanej do analizy przestrzennej jednostkowych kosztów krańcowych. Rekomendowane jest stosowanie warstwowej taryfy przesyłowej w alokacji kosztów stałych i zmiennych funkcjonowania sieci.



POLITECHNIKA ŚLĄSKA
WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY

**INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI
I STEROWANIA UKŁADÓW**



Dziękuję za uwagę

Henryk.Kocot@polsl.pl



XX Konferencja N-T
„Rynek energii elektrycznej”,
Kazimierz Dolny, 21-23 maja 2014 r.

Odnawialne i rozproszone źródła energii a niezawodność systemu elektroenergetycznego

Piotr Marchel¹, Józef Paska¹, Tomasz Surma²

1. Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki,
Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej
2. CEZ Polska





Wstęp

- **Obecnie, przy analizie niezawodności systemu elektroenergetycznego, należy mieć na uwadze takie aspekty jak:**
 - **podział wytwarzania i dystrybucji pomiędzy pewną liczbę niezależnych przedsiębiorstw;**
 - **coraz większy udział wytwarzania w źródłach, wykorzystujących odnawialne zasoby energii (OZE) lub realizujących wytwarzanie skojarzone (źródła skojarzone);**
 - **zwiększony udział wytwarzania w źródłach o małej skali, tworzących generację rozproszoną (GR).**





Struktura organizacyjna i własnościowa a niezawodność KSE

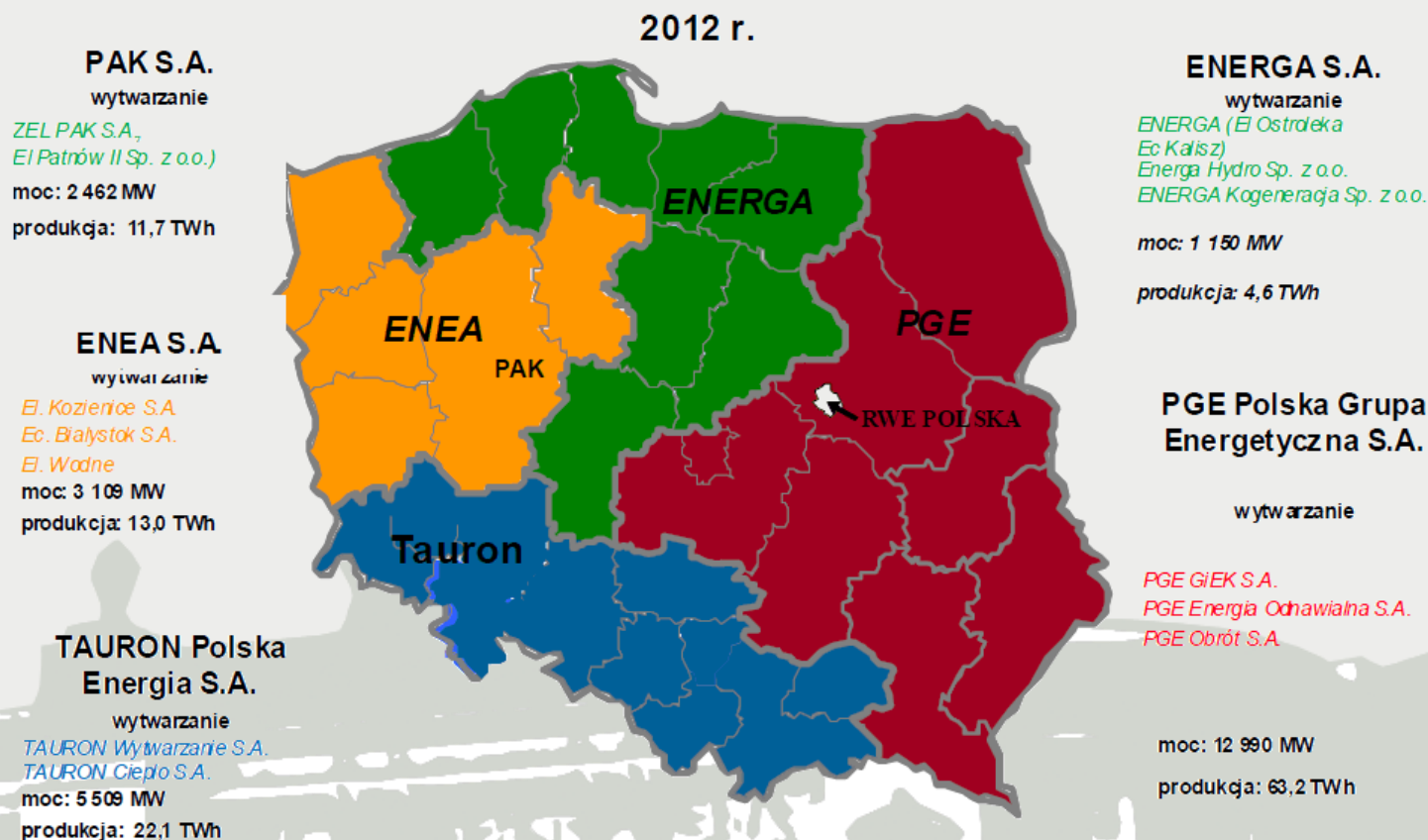
- **Obecna struktura Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest wynikiem wielu lat przekształceń.**
- **lata 90 XX w. decentralizacja, rozdział podsektorów: wytwórczego, przesyłowego i dystrybucyjnego oraz ich podział na mniejsze przedsiębiorstwa**
- **kolejny etap stopniowa konsolidacja polskiej energetyki zarówno w wymiarze poziomym (łączenie się zakładów dystrybucyjnych czy łączenie elektrowni), jak i w wymiarze pionowym - łączenie wytwórców energii z przedsiębiorstwami zajmującymi się obrotem i dystrybucją energii**





Struktura organizacyjna i własnościowa a niezawodność KSE

- Obecnie 4 duże grupy kapitałowe + PSE (operator systemu przesyłowego)





Struktura organizacyjna i własnościowa a niezawodność KSE

- **Wpływ na modelowanie niezawodności systemów elektroenergetycznych.**
 - Każda z grup kapitałowych dąży niezależnie do osiągnięcia maksymalnego efektu ekonomicznego. Wynikają z tego posunięcia, które nie są najkorzystniejsze z punktu widzenia bezpieczeństwa zasilania i stabilności pracy systemu elektroenergetycznego.
 - Gdy w skład tej samej grupy kapitałowej wchodzić elektrownie oraz sieci dystrybucyjne dąży się do przesyłania energii od wytwórcy do odbiorcy własnymi liniami 110 kV z pominięciem sieci przesyłowych.
 - Podział terytorialny sieci może skutkować dociążaniem niektórych linii z przyczyn ekonomicznych, przy niewykorzystaniu zdolności przesyłowych innych.





Struktura organizacyjna i własnościowa a niezawodność KSE

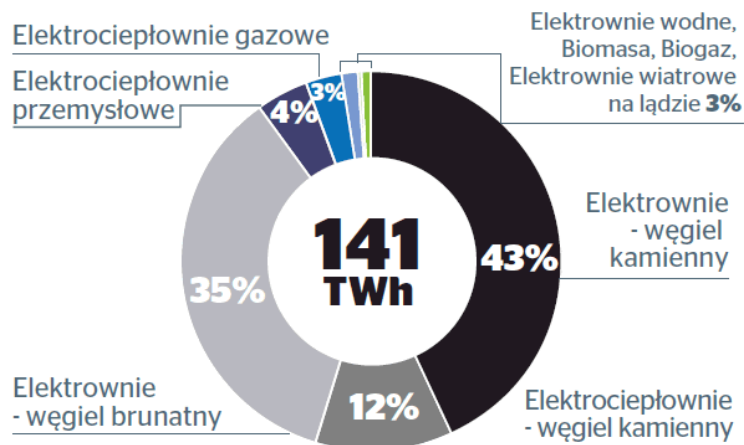
- **Wnioski:**
 - W obliczeniach niezawodnościowych na poziomie sieci dystrybucyjnych i przesyłowych należy korzystać z rzeczywistych lub zbliżonych do rzeczywistych rozplądów mocy w systemie. Trzeba uwzględnić również pewne uwarunkowania ekonomiczne wynikające z połączenia poszczególnych wytwórców i przedsiębiorstw dystrybucyjnych w zakresie jednej grupy kapitałowej;
 - W obliczu konsolidacji pionowej sektora elektroenergetycznego wydaje się, że analizy powinny być wykonywane na poziomie co najmniej sieci dystrybucyjnych wysokich napięć, nawet jeżeli analiza niezawodnościowa dotyczy tylko sieci przesyłowych.



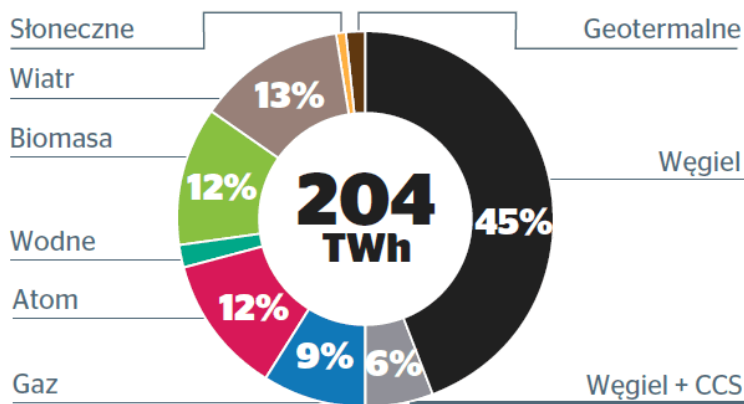
Ograniczenia zewnętrzne w modelowaniu niezawodności OZE i RZE

- Coraz większy udział źródeł odnawialnych i rozproszonych
- moc zainstalowana:
2010 – 966 MW, 2011 – 1943 MW, 2012 – 2617 MW
- energia: 2010 – 1311 GWh (0,84% krajowej produkcji),
2011 – 2833 GWh (1,74%), 2012 – 4026 GWh (2,52%)

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
W PODZIALE NA TECHNOLOGIE 2008



UŚREDNIONY (EKSPERCKI)
MIX ENERGETYCZNY AD 2030



Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce (mix energetyczny) w roku 2008 oraz prognozowana na rok 2030





Ograniczenia zewnętrzne w modelowaniu niezawodności OŹE i RZE

- Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wykorzystujących energię wiatru czy słońca jest ograniczona dostępnością energii pierwotnej.
- Niezawodność elektrowni wiatrowych lub słonecznych należy podzielić na dwie kategorie:
 - **niezawodność strukturalną** wynikającą z konstrukcji, budowy i układu urządzeń składających się na elektrownię (wiatrową lub słoneczną) i jej połączenie z siecią;
 - **niezawodność produkcyjną** wynikającą z losowej zmienności zdolności wytwórczej (wynikającej z prędkości wiatru czy natężenia promieniowania słonecznego).





Ograniczenia zewnętrzne w modelowaniu niezawodności OŹE i RZE

- Dla elektrowni wiatrowych można wyróżnić następujące stany:
 - stanu niezdatności do produkcji energii z powodu awarii samego turbozespołu wiatrowego ;
 - stanu niezdatności do produkcji energii z powodu prędkości wiatru wykraczającej poza wartości użyteczne;
 - stan zmienności mocy generowanej – zdolności wytwórczej turbozespołu wiatrowego; jej obrazem jest proces losowy mocy generowanej w określonym przedziale czasu $P_{gen}(v, t)$;
 - stan planowych wyłączeniach elektrowni w celu dokonania profilaktyki, remontu lub/i innych czynności eksploatacyjnych;
 - pominięty stan postojów w rezerwie.

Pytanie recenzenta 1





Ograniczenia zewnętrzne w modelowaniu niezawodności OŹE i RZE

- Kolejnym rodzajem elektrowni z ograniczeniami zewnętrznymi są elektrownie słoneczne – szerzej omówione w kolejnym referacie.





Ograniczenia zewnętrzne w modelowaniu niezawodności OŹE i RZE

- Kolejnym typem źródeł wytwórczych, które podlegają ograniczeniom zewnętrznym są jednostki wysokosprawnej kogeneracji. Są to źródła sterowane, ale najczęściej pracują one według grafiku obciążeń cieplnych. Produkcja energii elektrycznej jest ściśle powiązana z zapotrzebowaniem na ciepło.
- Zapotrzebowanie na ciepło jest wolnozmiennie gdyż sieć ciepłownicza charakteryzuje się dość dużą bezwładnością. Możliwe jest również magazynowanie ciepła w zasobnikach.
- Wobec elektrociepłowni można stosować model niezawodnościowy dwustanowy lub wielostanowy, przy czym należy wydzielić kilka charakterystycznych okresów pracy w cyklu rocznym. Część elektrociepłowni może świadczyć usługi interwencyjne. Wówczas można przyjąć model jednostki szczytowej.





Ograniczenia zewnętrzne w modelowaniu niezawodności OŹE i RZE

- **Uwaga recenzenta:** 2. Czy Autorzy mogliby wskazać praktyczne dane zasobników energii, czyli jakie są obecnie maksymalne możliwości magazynowania energii w zasobnikach i jakie nakłady inwestycyjne, które decydować będą o ich zastosowaniu?

Paska J.: Zasobniki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym - zastosowania i rozwiązania, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), Nr 9a, 2012.

Paska J., Kłos M., Michalski Ł.: Bateriajny i pneumatyczny zasobnik energii elektrycznej – opis koncepcji, Przegląd Elektrotechniczny nr 9a/2012.

Paska J., Kłos M., Antos P., Błajszczak G.: Koncepcja zasobnika energii elektrycznej o zdolności magazynowania 50 MWh, Acta Energetica 2/11 (2012).

Koszt chemicznego zasobnika 50 MWh: ok. 35-40 mln zł, koszt zasobnika pneumatycznego 50 MWh: ok. 70 mln zł.



Ograniczenia zewnętrzne w modelowaniu niezawodności OZE i RZE

- Uwaga recenzenta: 2. cd.**

Nazwa, lokalizacja	Technologia	Moc, MW	Energia, MWh	Konfiguracja baterii
Southern California Edison, Chino, Kalifornia, USA	baterie kwasowo-ołowiowe	10	40	8256 x 2600 Ah, 8 równoległych łańcuchów po 1032 ogniwa
Golden Valley Electric Association (GVEA), Fairbanks, Alaska, USA	baterie niklowo-kadmowe	40	6,5	13 760 ogniw, 4 łańcuchy po 3440 ogniw
Metlakatla Power and Light (MP&L), Alaska, USA	baterie kwasowo-ołowiowe VRLA	1	1,4	1134 ogniwa, 100 modułów A75 w łańcuchu
Pacificorp Castle Valley, Utah, USA	baterie wanadowe typu redox flow	0,250	2	5 modułów po 50 kW
AEP Sodium Sulfur Distributed Energy Storage System at Chemical Station, Charleston, West Virginia, USA	baterie sodowo-siarkowe	1	7,2	20 modułów po 50 kW
Long Island, New York Bus Terminal Energy Storage System, NY, USA	baterie sodowo-siarkowe	1,2	6,5	20 modułów po 60 kW
Brockway Standard Lithography Plant, Homerville, Georgia, USA	baterie kwasowo-ołowiowe	2	0,055	2000 ogniw, 8 modułów po 250 kW
Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) Battery System, Sabana Llana, Puerto Rico	baterie kwasowo-ołowiowe	20	14	6000 x 1600 Ah, 6 równ. łańcuchów po 1000 ogniw
Futamata, Prefektura Aomori, Japonia	baterie sodowo-siarkowe	34	238	?
Sumitomo Densetsu Office, Osaka, Japonia	baterie wanadowe typu redox flow	3	0,8	60 modułów po 50 kW
Berliner Kraft- und Light (BEWAG), Berlin, Niemcy	baterie kwasowo-ołowiowe	17 (8,5)*	14	7080 x 1000 Ah, 12 łańcuchów po 590 ogniw
* 8,5 MW – w trybie 60 min regulacji częstotliwości, 17 MW – w trybie 20 min rezerwy				



Rosnąca rola źródeł odnawialnych i o małej skali

- Uwaga recenzenta:** 3. Tabela 1 zawiera szereg wielkości, które nie zostały opisane. Czy Autorzy mogą je podać jednocześnie wskazując na powiązania wniosków z wartościami z niej przedstawionymi?

Udział EW w mocy, %	P_{EW} , MW	ZW_{bez} (P_S), MW	ZW_z (P_{SEW}), MW	Capacity Credit (CC)
0,00	0	2559	-	-
1,96	68		2575	0,235
5,02	180		2599	0,222
8,00	296		2623	0,216
11,99	464		2655	0,207
14,98	600		2683	0,207
20,01	852		2731	0,202
24,98	1134		2787	0,201
30,01	1460		2851	0,200

$$CC = \frac{ZW_z - ZW_{bez}}{P_{EW}}$$

CC – wyrażona w jednostkach względnych zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia; ZW_z – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona z uwzględnieniem mocy zainstalowanej w jednostkach wiatrowych [MW]; ZW_{bez} – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona bez uwzględnienia mocy zainstalowanej w jednostkach wiatrowych [MW]; P_{EW} – moc zainstalowana jednostek wiatrowych [MW].





Rosnąca rola źródeł odnawialnych i o małej skali

- **Z punktu widzenia niezawodności systemów elektroenergetycznych pojawienie się dodatkowych jednostek wytwórczych w pobliżu odbiorców jest korzystne. Te dodatkowe źródła mogą stanowić rezerwowe źródło zasilania w przypadku wystąpienia deficytów mocy lub w przypadku awarii lokalnych sieci elektroenergetycznych. Do wad tej dziedziny energetyki, z punktu widzenia niezawodności, jest wykorzystywanie najczęściej niestabilnych źródeł, w których moc generowana charakteryzuje się dużą losowością.**





Rosnąca rola źródeł odnawialnych i o małej skali

- **Modelowanie pojedynczych źródeł generacji rozproszonej ma sens jedynie w przypadku dokładnych analiz niezawodności, na ograniczonym obszarze terytorialnym. W odniesieniu do niezawodności całego systemu elektroenergetycznego nie należy zapominać o wytwarzaniu rozproszonym, ale raczej trzeba zastosować agregację polegającą na łączeniu wielu mniejszych jednostek, o podobnym charakterze pracy i lokalizacji w sieci elektroenergetycznej, w większe zastępcze jednostki wytwórcze. Przy odpowiednim doborze parametrów jednostek zastępczych tego typu zabieg nie wpływa znacząco na wyniki obliczeń, a pozwala skrócić czas ich wykonywania.**





Podsumowanie

- **Modelowanie źródeł odnawialnych i generacji rozproszonej jest bardziej skomplikowane, niż modelowanie klasycznych jednostek wytwórczych. Również liczba analizowanych źródeł wzrasta. Obecnie szczegółowe analizy niezawodnościowe wymagają przetwarzania dużej liczby danych. Koniecznością wydaje się umiejętne upraszczanie modeli, aby dostosować stopień szczegółowości w zależności od potrzeb. To jest pewne wyzwanie, które powinno być poparte wiedzą, doświadczeniem i wyczuciem prowadzących analizy i obliczenia niezawodności systemów elektroenergetycznych XXI wieku.**





XX Konferencja N-T „Rynek energii elektrycznej”, Kazimierz Dolny, 21-23 maja 2014 r.

Modelowanie niezawodności elektrowni fotowoltaicznych

Piotr Marchel, Józef Paska

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki,
Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej

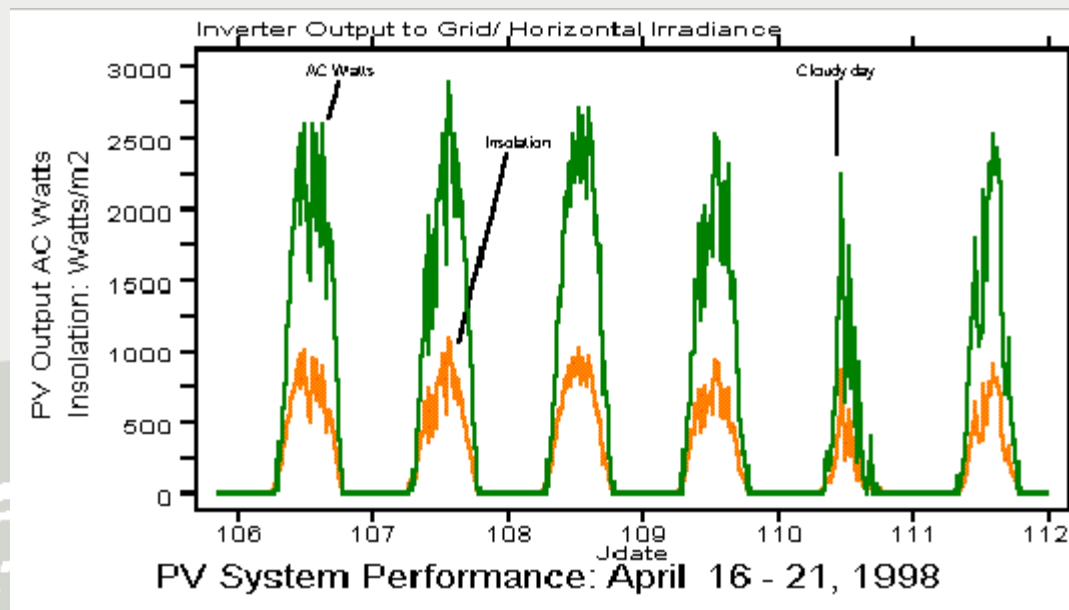




Dostępność energii pierwotnej w elektrowniach słonecznych

- Dostępność energii pierwotnej (promieniowania słonecznego) ma charakter częściowo stochastyczny, lecz istnieje wyraźna powtarzalność dobowa i roczna.

Aby modelować zachowanie elektrowni słonecznych trzeba oddzielić składnika deterministyczny od składnika losowego





Stała słoneczna

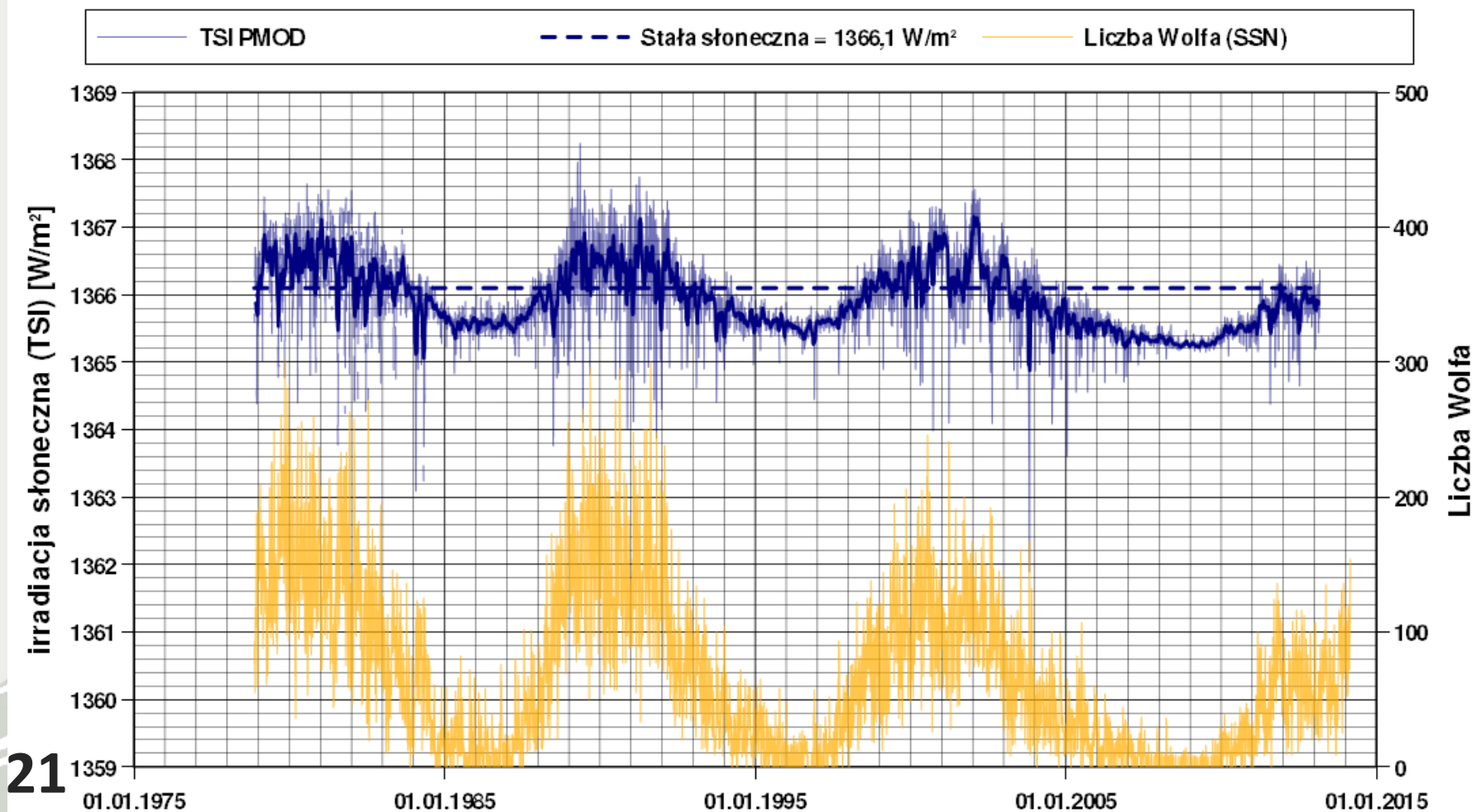
- Stała słoneczna (zwana również całkowitą irradiacją słoneczną)
ilość energii, jaką promieniowanie słoneczne przenosi w jednostce czasu przez jednostkową powierzchnię ustawioną prostopadle do promieniowania w **średniej odległości Ziemi od Słońca przed wejściem promieniowania do atmosfery**

$$G_{sc} = 1366,1 \text{ W/m}^2$$

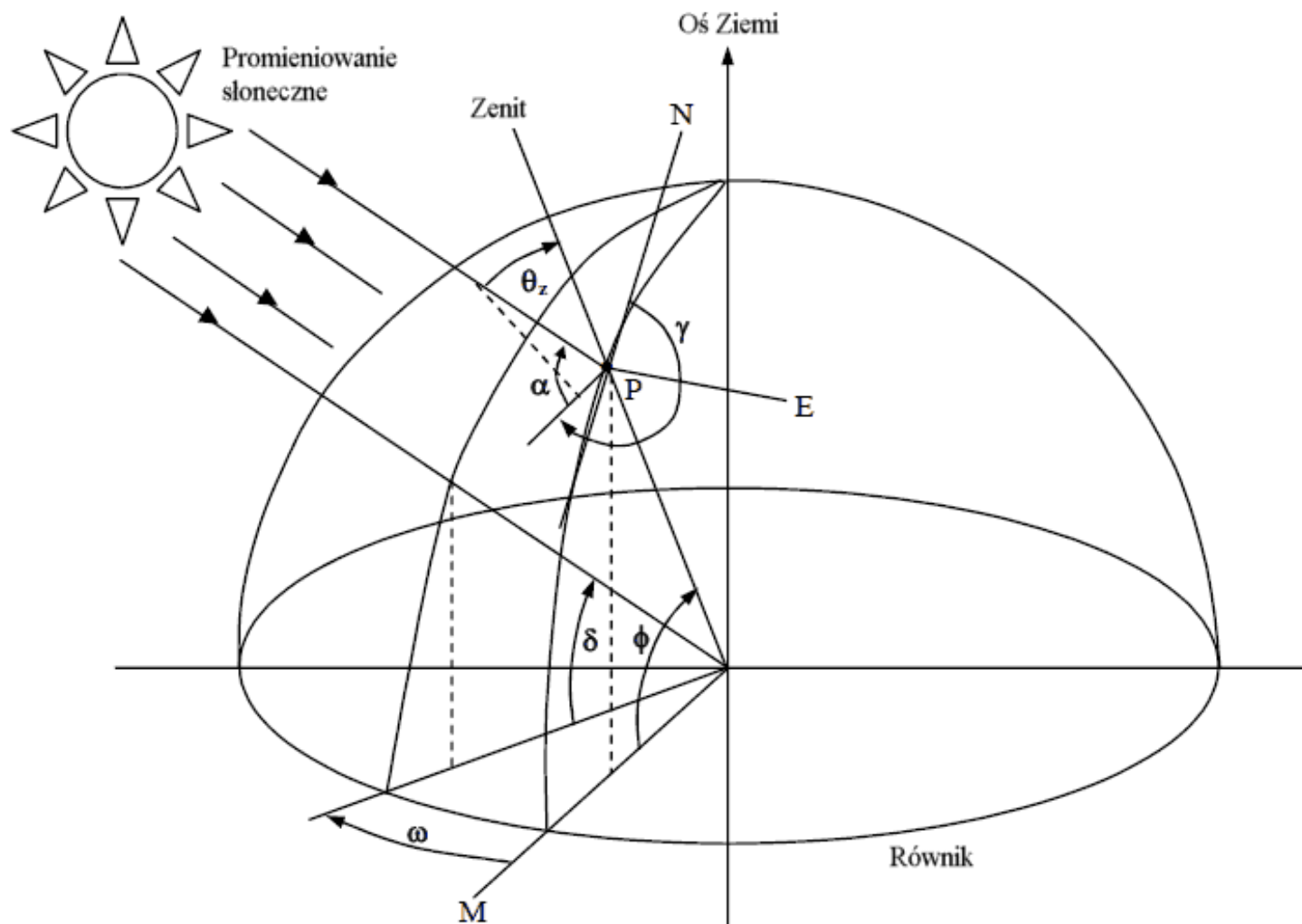




Stała słoneczna



Natężenie promieniowania słonecznego w określonej lokalizacji





Natężenie promieniowania słonecznego w określonej lokalizacji

Dane wejściowe:

- stała słoneczna – G_{sc}
- numer dnia w roku – n
- lokalny czas strefowy – t_{stref}
- długość geograficzna – M
- długość geograficzna, wg której wyznaczany jest czas strefowy – L_{st}
- szerokość geograficzna – φ
- kąt nachylenia płaszczyzny względem powierzchni Ziemi - β





Natężenie promieniowania słonecznego w określonej lokalizacji

Wielkości wyznaczone analitycznie:

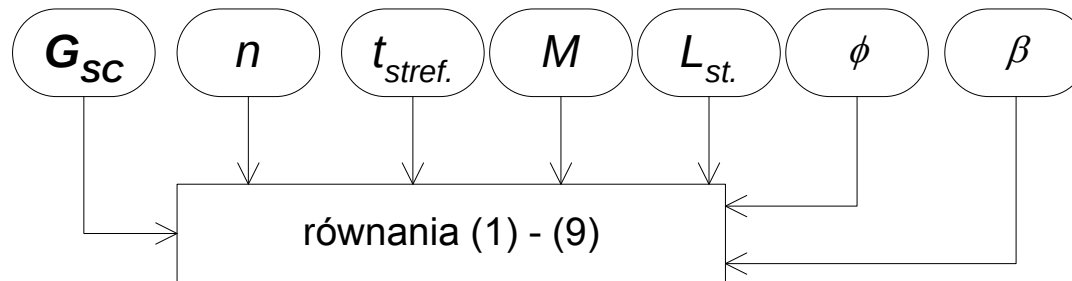
- deklinacja słoneczna – δ
- kąt godzinowy Słońca – ω
- kąt zenitalny – ϑ_z
- gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi - G_p



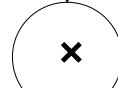
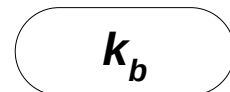


Modelowanie dostępności energii pierwotnej dla elektrowni słonecznych

czynniki deterministyczne



czynniki losowy



natężenie promieniowania słonecznego docierającego do panelu (energia pierwotna)





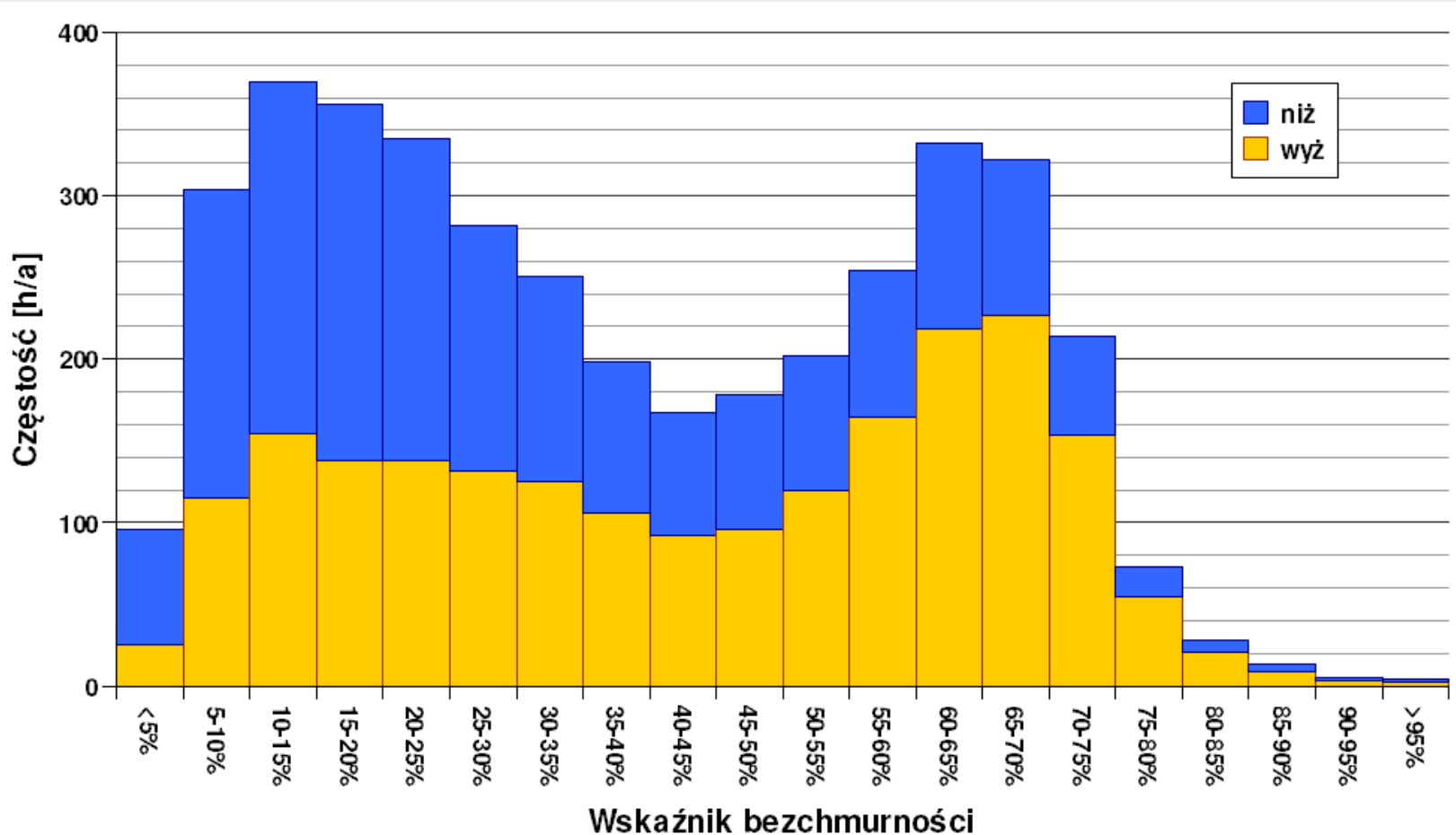
Wskaźnik bezchmurności

$$k_b = \frac{G_p}{G_z}$$

- stosunek gęstości strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi G_p do gęstości strumienia promieniowania, który dociera do powierzchni Ziemi G_z

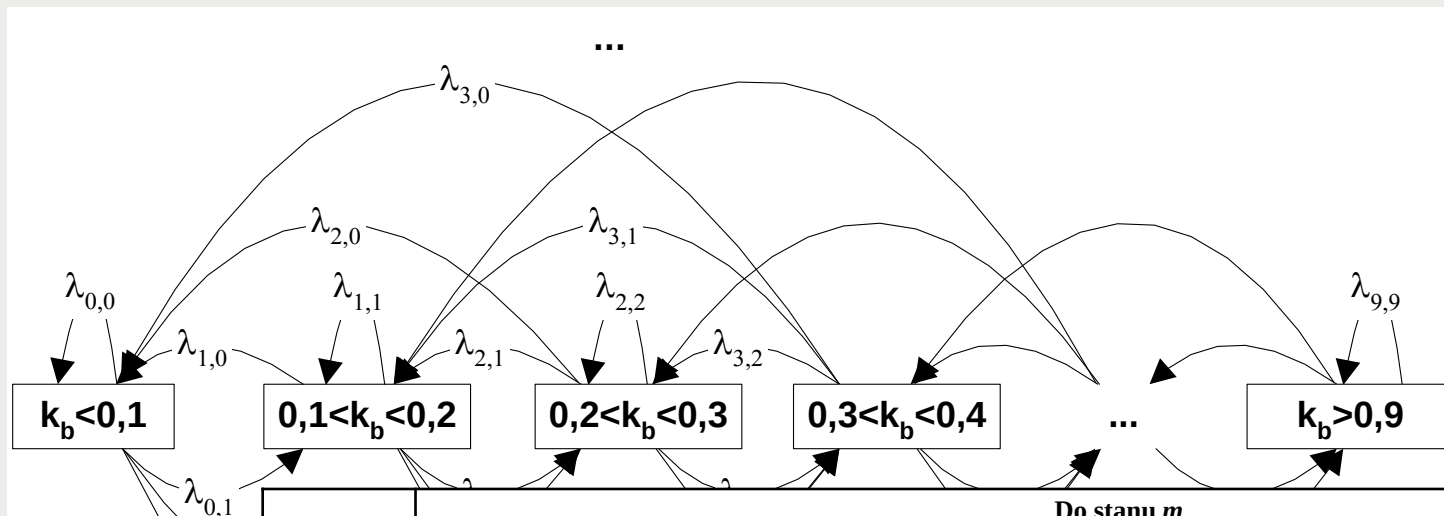


Wskaźnik bezchmurności





Wykorzystanie łańcuchów Markowa do modelowania niezawodności elektrowni słonecznych



Ze stanu n	Do stanu m									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0,809	0,186	0,004	0	0	0	0	0	0	0
1	0,087	0,746	0,147	0,013	0,004	0,002	0	0	0	0
2	0,004	0,159	0,612	0,170	0,030	0,013	0,006	0,004	0	0
3	0,001	0,017	0,208	0,503	0,170	0,064	0,025	0,010	0,001	0
4	0	0,009	0,057	0,187	0,422	0,203	0,085	0,030	0,005	0,001
5	0	0,003	0,021	0,058	0,133	0,551	0,182	0,046	0,006	0
6	0	0,002	0,007	0,017	0,044	0,116	0,725	0,083	0,005	0,001
7	0	0	0,005	0,022	0,037	0,072	0,176	0,649	0,037	0,002
8	0	0	0,009	0,026	0,039	0,039	0,094	0,202	0,515	0,077
9	0	0	0	0	0,025	0,025	0,125	0,075	0,275	0,475
dowoln.	0,901	1,123	1,071	0,997	0,905	1,085	1,419	1,100	0,845	0,555



Wykorzystanie łańcuchów Markowa do modelowania niezawodności elektrowni słonecznych

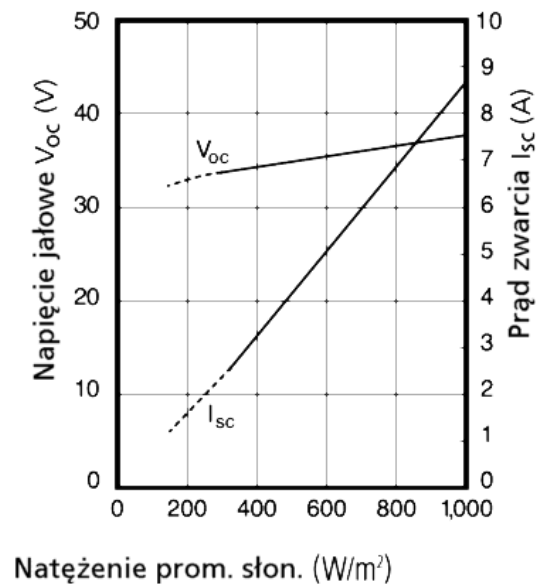
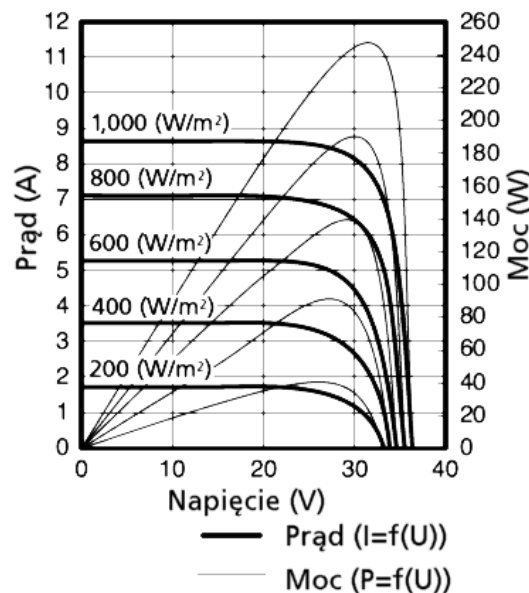
- **Uwaga recenzenta:** Artykuł przedstawia bardzo ciekawe zagadnienie modelowania niezawodności pracy elektrowni fotowoltaicznej. Autorzy wydzielili w natężeniu promieniowania docierającego do panelu elektrowni fotowoltaicznej czynniki deterministyczne oraz czynnik losowy tzw. wskaźnik bezchmurności i zastosowali autorskie rozwiązanie adoptując łańcuch Markowa do przewidywania tego wskaźnika. Podejście takie umożliwia bardziej dokładne przewidywanie mocy wyjściowej produkowanej w elektrowni fotowoltaicznej. Czy autorzy nie zastanawiali się aby zamiast metody procesów Markowa zastosować ... nadążnej sieci neuronowej, która byłaby w stanie uczyć się tych stanów i je zapamiętywać?





Modelowanie mocy wyjściowej i niezawodności elektrowni fotowoltaicznej

- charakterystyki paneli (modułów)
- charakterystyki przetwornic
- układ połączenia elektrowni z SEE itp.





Podsumowanie

- **Modelowanie elektrowni fotowoltaicznych wymaga specyficznego podejścia**
- **Elektrownia taka nie może być przedstawiona w postaci modelu dwustanowego lub wielostanowego**
- **Odpowiednim podejściem wydaje się analizowanie pracy elektrowni oddzielnie dla każdego dnia i godziny. Można np. utworzyć modele trójstanowe, gdzie moc generowana i prawdopodobieństwa będą wynikać z założonych trzech prawdopodobnych poziomów wskaźnika bezchmurności k_b**





Dziękuję za uwagę



PROSUMENCKIE UKŁADY KOGENERACYJNE

XX Konferencja Naukowo-Techniczna

Kazimierz Dolny

21-23.05.2014

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ: DOŚWIADCZENIA I WYZWANIA

mgr inż. **Adam Iwan**
PGNiG TERMIKA S.A.

prof. dr hab. inż. **Józef Paska**
Politechnika Warszawska

MIKROKOGENERACJA – PLAN PREZENTACJI

1. Uwarunkowania rozwoju mikrokogeneracji
2. Technologie mikrokogeneracji
3. Obszary aplikacji
4. Przykłady ofert prosumenckich
5. Mikrokogeneracja w Polsce
6. Podsumowanie

DEFINICJA MIKROKOGENERACJI

✗ **Prawo energetyczne**

Mikrokogeneracja – produkcja w jednym urządzeniu energii elektrycznej na poziomie do 40 kW i ciepła na poziomie do 70 kW

✗ **Dyrektywa 2012/27/WE (tzw. efektywnościowa)**

Mikrokogeneracja – oznacza jednostkę kogeneracyjną o maksymalnej mocy elektrycznej niższej niż 50 kW

✗ **Rezolucja PE 2012/2930(RSP) w sprawie mikrogeneracji (12.09.2013)**

Mikrokogeneracja – wytwarzanie na małą skalę przez pojedynczych obywateli oraz MŚP energii służącej do ogrzewania/chłodzenia oraz energii elektrycznej w celu zaspokojenia ich własnych potrzeb

UWARUNKOWANIA ROZWOJU

LEGISLACYJNE

- × Dyrektywa efektywnościowa (2012/27/WE)
- × Prawo energetyczne
- × Polityka energetyczna Polski

BIZNESOWE

- × Przewyciężenie finansowych barier wejścia
- × Niezbędne konkurencyjne oferty rynkowe
- × Wsparcie systemowe – czy możliwe???

TECHNICZNE (PRZESYŁOWE)

- × Dwukierunkowe trudno prognozowalne przepływy energii elektrycznej po sieci – inicjatywa po stronie OSD

SPOŁECZNE

- × Komunikacyjne i edukacyjne obniżanie barier społecznych

PARAMETRY TECHNICZNO-EKONOMICZNE

Technologia	Poziom dojrzałości	Moc elektryczna (kW)	Sprawność elektryczna (%)	Jednostkowe nakłady inwestycyjne (€/kW)	Czas budowy (lat)
Silniki spalinowe Diesla	Komercyjna	5÷20000	35÷45	340÷2000	<1
Silniki spalinowe iskrowe	Komercyjna	3÷>6000	25÷43	450÷2500	<1
Mikroturbiny gazowe	Komercyjna	15÷300	20÷30	900÷2500	<1
Silniki Stirling'a	Komercyjna	1÷34	10÷20	n.a.	<1
Organiczny obieg Rankine'a	Komercyjna	>680	10÷20	n.a.	<1
Ogniwa paliwowe	Demonstracyjna/ Komercyjna	>100	35÷60	n.a.	<1

OBSZARY APLIKACJI

Potencjalne miejsca zastosowania instalacji kogeneracji rozproszonej

Gospodarstwa
domowe

Funkcja:
elektrociepłownia
całodobowa
całoroczna

domy jedno- lub
wielorodzinne

Obiekty
użyteczności
publicznej

Funkcja:
elektrociepłownia
całodobowa
całoroczna

biblioteki, urzędy,
obiekty sportowe i
medyczne

Mikro i małe
przedsiębiorstwa

Funkcja:
elektrociepłownia
całodobowa
całoroczna

hotelarskie,
gastronomiczne,
przemysłowe,
biura, sklepy,
stacje benzynowe

ZALETY MIKROKOGENERACJI

Konkurencyjność – większa efektywność przetwarzania energii pierwotnej w układzie skojarzonym wobec technologii rozdzielonych

Gwarancja ciągłości dostaw – lokalna i bliska odbiorcy produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu w oparciu o różne rodzaje paliw

Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła w mikro źródłach

Prostota i szybkość budowy/montażu instalacji

Ochrona środowiska – obniżanie szkodliwych emisji przy wykorzystaniu różnych paliw i minimalizacja strat przesyłowych u bliskiego odbiorcy finalnego

MIKROKOGENERACJA A KOSZTY WYTWARZANIA

- ✗ porównanie kosztów godziny pracy układu tradycyjnego (zakup energii elektrycznej z sieci, praca gazowego kotła grzewczego) i kogeneracyjnego (jednostka o mocy elektrycznej 20 kW i cieplnej 40 kW)
- ✗ do obliczeń przyjęto koszt netto energii elektrycznej 0,50 zł/kWh i gazu ziemnego 1,80 zł/m³

Układ tradycyjny			
	Energia kWh	Cena jedn. zł/kWh	Koszt zł/h
Zakup energii elektrycznej	20	0 50 zł	10 00 zł
Wytwarzanie energii cieplnej	40	0 20 zł	8 00 zł
RAZEM:			18 00 zł

Układ kogeneracji MCHP			
	Energia kWh	Cena jedn. zł/kWh	Koszt zł/h
Wytwarzanie energii elektrycznej	20	0 56 zł	11 20 zł
Wytwarzanie energii cieplnej	40	0 00 zł	0 00 zł
RAZEM:			11 20 zł

PRZYKŁADY OFERT PROSUMENCKICH (1)

Przykładowe rozwiązania dla gospodarstw domowych z rynku niemieckiego

Nazwa	Wydajność (kW)		Zapotrzebowanie na ciepło (kW·h/a)	Zastosowania
	elektryczna	ciepłna		
Mikro CHP ecoPower 1.0	1	2,5	od 15000	Budownictwo jednorodzinne
Mikro CHP ecoPower 3.0	1,5÷3	4,7÷8	od 25000	Budownictwo wielorodzinne
Mikro CHP ecoPower 4.7	1,5÷4,7	4,7÷12,5	od 45000	
Mikro CHP ecoPower 20.0	7÷20	12÷42	od 150000	Obiekty użyteczności publicznej/przemysłowe

Źródło: Vaillant

Inwestycja w instalację (silniki gazowe) dofinansowywana przez Federalny Urząd Gospodarki i Kontroli Eksportu (BAFA) kwotą 1425-3325 € (odniesienie do poziomu nakładów).

Użytkownik za wytworzoną energię elektryczną (w ciągu 10 lat) otrzymuje dodatkową premię wynoszącą 5,41 €centa/kW·h.

W przypadku przekazywania wytworzonej energii elektrycznej do sieci użytkownik otrzymuje średnio ok. 5 €centów/kW·h (kwartalna indeksacja na EEX). Energia elektryczna pochodząca z mikroinstalacji jest zwolniona z podatku na czas nieokreślony.

PRZYKŁADY OFERT PROSUMENCKICH (2)

Przykładowe rozwiązania dla gospodarstw domowych z rynku polskiego

Nazwa	Wydajność (kW)		Sprawność całkowita (%)	Zastosowania
	elektryczna	ciepłota		
GECC 60A2	0,3÷6	11,7	85	Budownictwo jednorodzinne
XRGI 6	2,5÷6	8,5÷13,5	92	Budownictwo wielorodzinne
XRGI 9	4÷9	14÷20	94	
XRGI 15	6÷15	17÷30	92	Obiekty użyteczności publicznej/przemysłowe
XRGI 20	10÷20	25÷40	96	Obiekty użyteczności publicznej/przemysłowe

Źródło: GHP Poland (Toyota)

Instalacje (silniki gazowe) wyposażone są w skrzynki przyłączeniowe, co umożliwia wygodne wykonanie połączeń elektrycznych sieć-kogenerator-obiekt. Odprowadzenie spalin z urządzenia może mieć długość do 15 m, przy bardzo cichej pracy urządzeń, możliwe jest zainstalowanie jednostek na zewnątrz budynków w obszarach gęstej zabudowy bez emisji hałasu i wibracji. Urządzenie może być zamontowane zarówno w budynku, obok jak i na dachu.

Mikrokogeneratory charakteryzują się długimi okresami pomiędzy przeglądami – regularny przegląd urządzenia wykonywany jest co 6 - 10 tys. godzin pracy.

Najistotniejszą barierą rozwoju mikrokogeneracji na rynku polskim jest brak systemowych rozwiązań (nie tylko finansowych) wspierających zainteresowanie potencjalnych prosumentów.

MIKROKOGENERACJA W KRAJU (1)

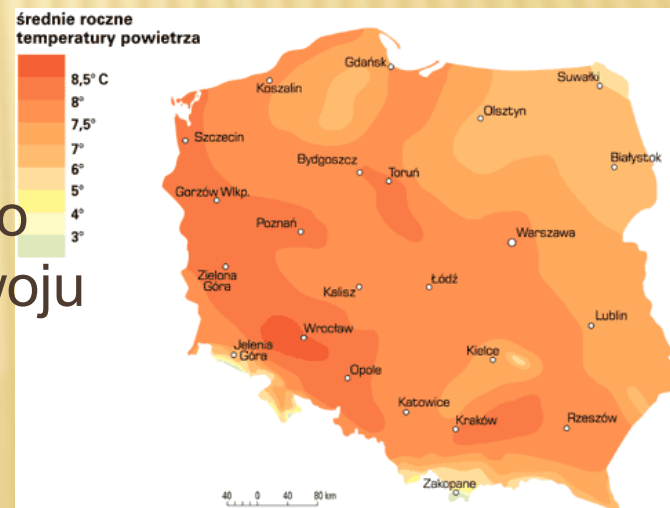
Czynniki definiujące możliwość zastosowania w warunkach krajowych:

- ✗ cena instalacji (skalowanie ofert)
- ✗ dostępność i cena paliwa (gł. gazowego)
- ✗ zapotrzebowanie na ciepło (sezonowość)
- ✗ promocja urządzeń i rozwiązania systemowe (legislacyjne, finansowe, podatkowe, administracyjne)
- ✗ zainteresowanie potencjalnych klientów
- ✗ bliskość przyłącza sieciowego (OSD E i OSD G)

Perspektywa rynku niemieckiego, nieodległego od Polski, może wskazywać na potencjał rozwoju mikrogeneracji gazowej (np. silników gazowych) zarówno po stronie krajowych klientów indywidualnych jak i przemysłowych.



Źródło: GAZ-SYSTEM



Źródło: www.wiking.edu.pl

MIKROKOGENERACJA W KRAJU (2)

- ✗ **Prawo energetyczne** (po nowelizacji) – producenci energii z mikrokogeneracji otrzymają żółte świadectwa jej pochodzenia (energia wytworzona w instalacjach opalanych paliwami gazowymi lub w jednostkach o mocy poniżej 1 MW)
- ✗ **URE** – potencjalne założenie możliwości handlu świadectwami pochodzącymi z mikrokogeneracji na giełdzie energii
- ✗ **NFOŚiGW** – program Prosument (dofinansowanie zakupu i montażu mikroinstalacji OZE) produkcji energii elektrycznej lub ciepła i energii elektrycznej, dla potrzeb budynków mieszkalnych jednorodzinnych lub wielorodzinnych, warunki:
 - ✓ pożyczka/kredyt preferencyjny wraz z dotacją łącznie do 100% kosztów kwalifikowanych instalacji
 - ✓ maksymalna wysokość kosztów kwalifikowanych od 100 tys. zł do 450 tys. zł
 - ✓ max. okres finansowania 15 lat przy oprocentowaniu 1%
 - ✓ część pilotażowa w kwocie 200 mln zł uruchomiona 2014-2015

PODSUMOWANIE

- ✘ Rozwiązania układów mikrokogeneracyjnych dla energetyki prosumenckiej mogą znaleźć zastosowania na szerszą skalę już w nieodległej perspektywie czasowej, również w naszym kraju (budowa oferty krajowej).
- ✘ Prosumenckie układy mikrokogeneracyjne mogą także stanowić istotne uzupełnienie energetyki systemowej i wpłynąć na poprawę efektywności energetycznej w naszym kraju.
- ✘ Wdrożone na rynku niemieckim rozwiązania mikrokogeneracyjne i system dopłat zachęcają inwestorów indywidualnych do spełniania się w roli prosumentów – dlatego może warto byłoby wdrożyć podobne rozwiązania w Polsce uzyskując redukcję zużycia paliw pierwotnych, emisji zanieczyszczeń do atmosfery oraz oszczędności eksploatacyjne.

PYTANIA RECENZENTÓW

Brak jest np. choćby kilku słów wyjaśnienia, które technologie kogeneracyjne są najkorzystniejsze z punktu widzenia możliwości zastosowania w warunkach krajowych i jakie cechy o tym decydują.

Trudno również szukać w referacie bardzo istotnej, choćby przybliżonej wartości jednostkowego kosztu wytwarzania energii w omawianych źródłach, a jest to wartość decydująca o możliwości zastosowania tych źródeł jako źródła podstawowe. Dość istotne choćby dla oszacowania tej wartości dla silników spalinowych i mikroturbin gazowych tabele 2 i 3 podają koszty ruchowe i remontowe oraz tożsame z nimi koszty obsługi i remontów odpowiednio w €/kW i €/kWh. Czy nie jest to pomyłka wobec dość zbliżonych tych wartości do siebie? Nie jest również znane pierwotne źródło wartości zawartych w ww. tabelach – brak odwołania do literatury. Ponadto w rachunkowości zwykle nie używa się pojęcia „koszt inwestycyjny”, tylko „nakład inwestycyjny”.

Recenzent oczekuje ustosunkowania się do zagadnień wyróżnionych wyżej tłustym drukiem.

DZIĘKUJEMY ZA UWAGĘ

Prof. dr hab. inż. **Józef Paska**

Politechnika Warszawska

Wydział Elektryczny

Instytut Elektroenergetyki

Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

mgr. inż. **Adam Iwan**

PGNiG TERMIKA S.A.

Biuro Projektów

e-mail: Adam.Iwan@termika.pgnig.pl



OCENA MOŻLIWOŚCI ZBILANSOWANIA ENERGII PRODUKOWANEJ W ŹRÓDŁACH FOTOWOLTAICZNYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Maksymilian Przygrodzki, Paweł Chmurski

Kazimierz Dolny, 23.05.2014 r

Problematyka badań

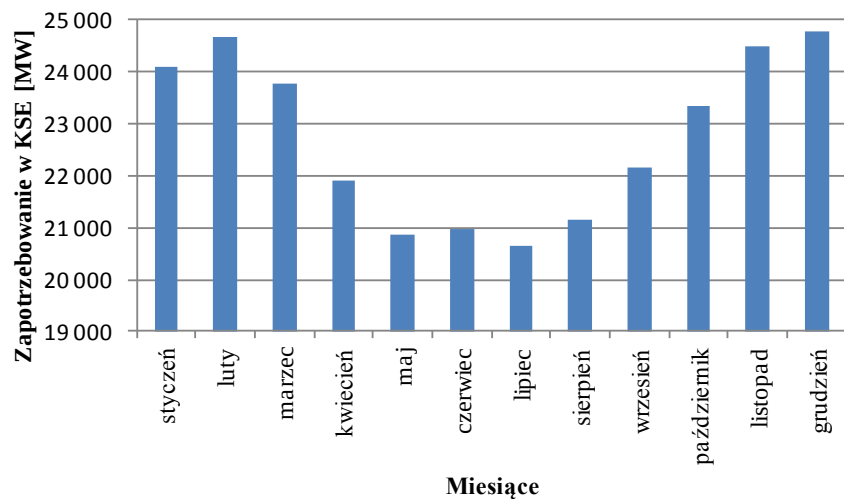
Cel

Ocena możliwości produkcji energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych (PV) oraz wyznaczenie maksymalnych wielkości tej produkcji z uwagi na bilans mocy w KSE.

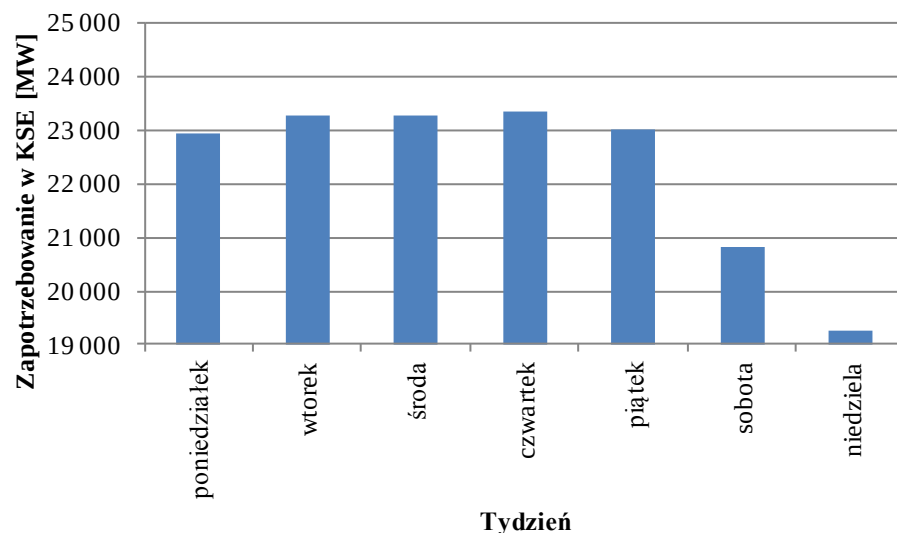
Uwarunkowania systemowe

- dynamika dobowych i sezonowych zmian wielkości generacji źródłach PV,
- wpływ czynników pogodowych na poziom generacji źródeł PV,
- rozproszenie geograficzne/ agregacja źródeł PV,
- dokładność prognoz generacji źródeł PV,
- dynamika dobowych i sezonowych zmian obciążenia KSE,
- dynamika dobowych i sezonowych wartości zapotrzebowania na moc w KSE,
- synergia źródeł fotowoltaicznych ze źródłami wiatrowymi,
- oddziaływanie na pracę innych źródeł w KSE.

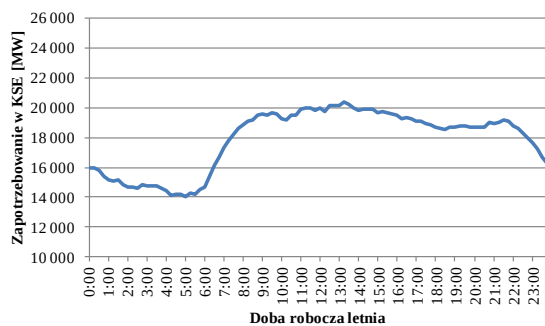
Zapotrzebowanie na moc



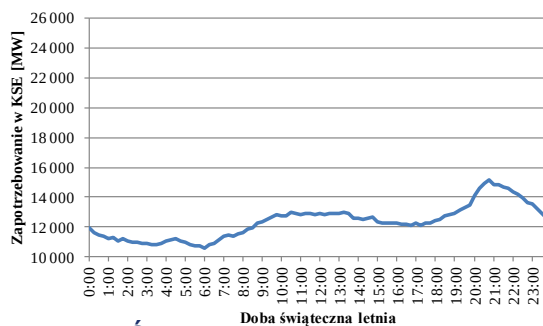
Maksymalne miesięczne zapotrzebowanie na moc



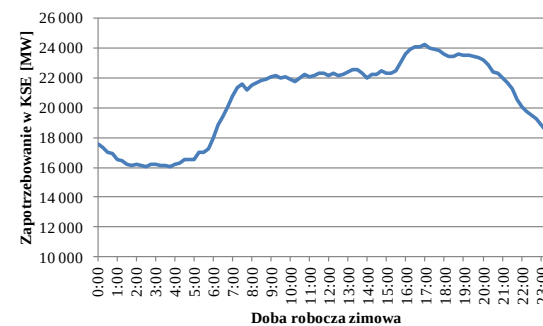
Maksymalne tygodniowe zapotrzebowanie na moc (październik)



Doba Robocza Letnia (czerwiec)



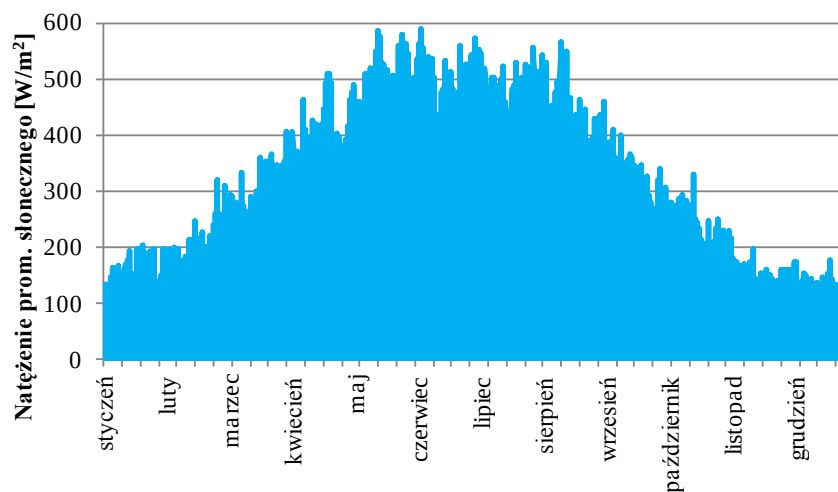
Doba Świąteczna Letnia (czerwiec)



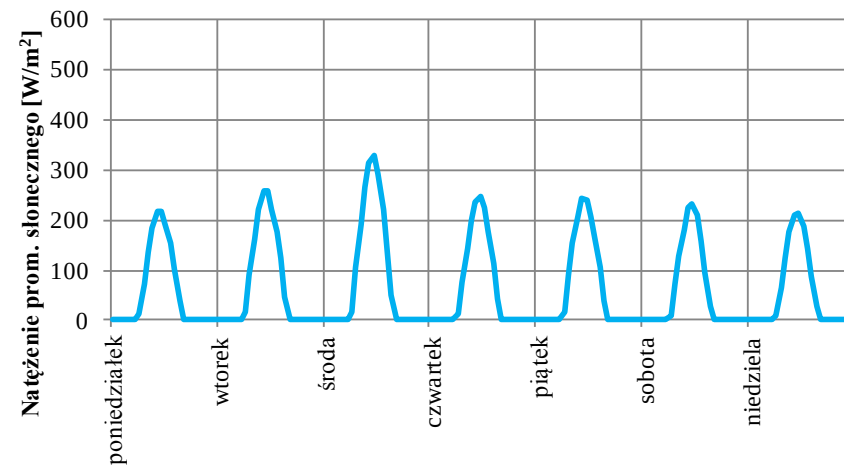
Doba Robocza Zimowa (grudzień)

Źródło: PSE SA

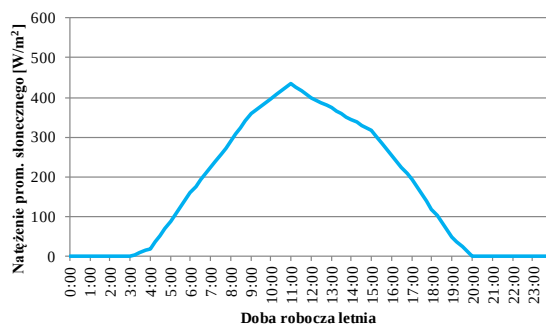
Warunki nasłonecznienia



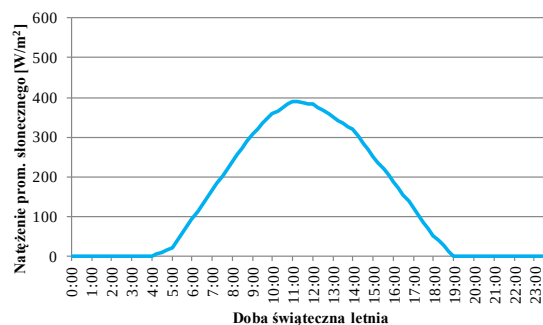
Miesiące
Miesięczne wielkości nasłonecznienia



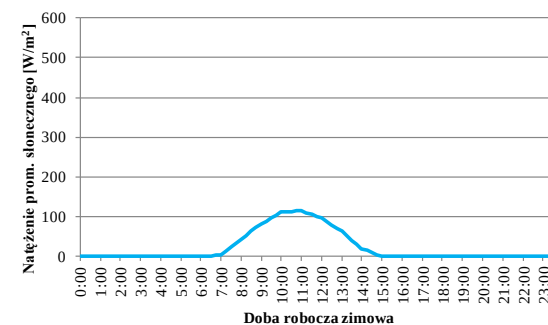
Tydzień
Tygodniowe wielkości nasłonecznienia (październik)



Doba Robocza Letnia (czerwiec)



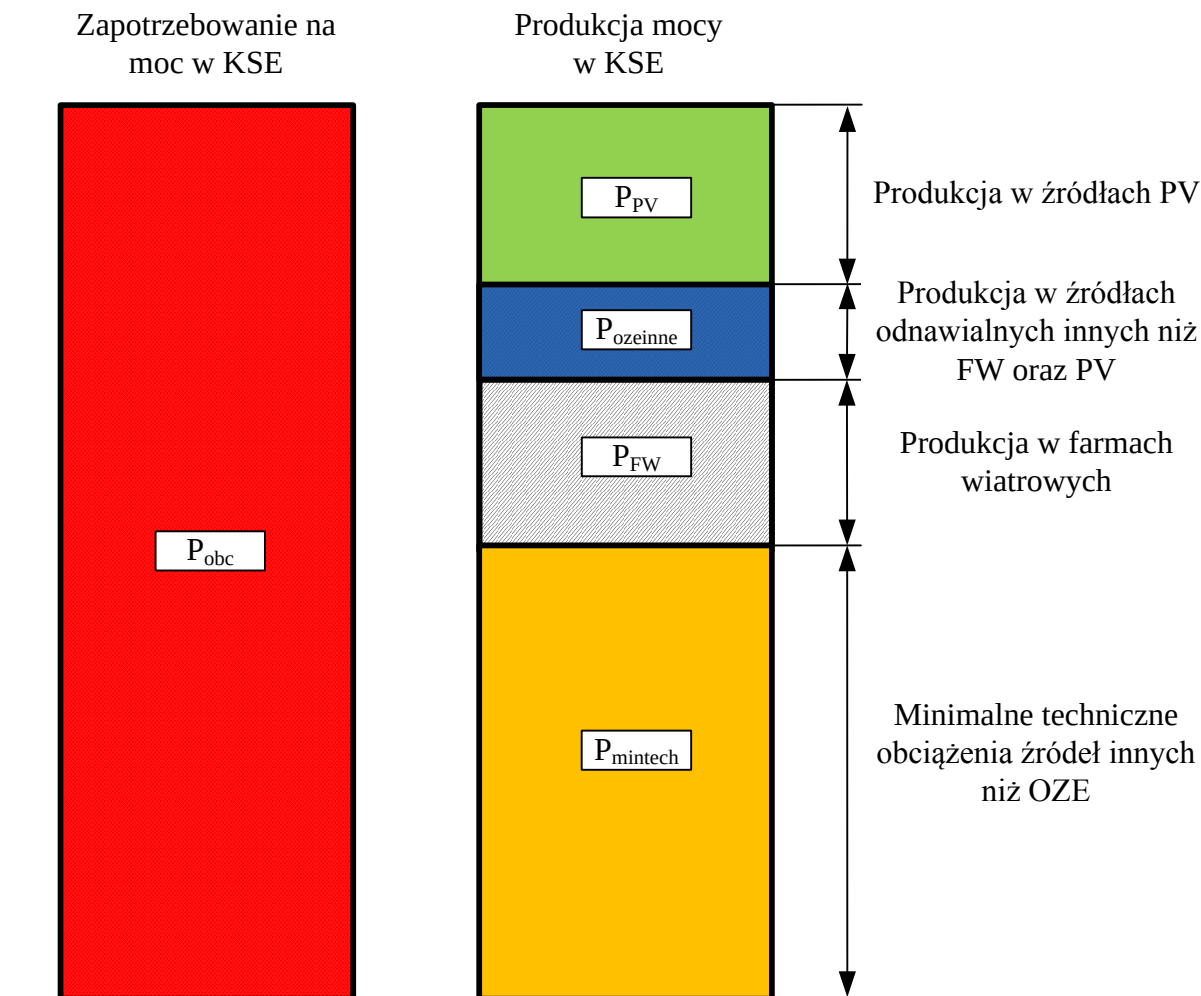
Doba Świąteczna Letnia (czerwiec)



Doba Robocza Zimowa (grudzień)

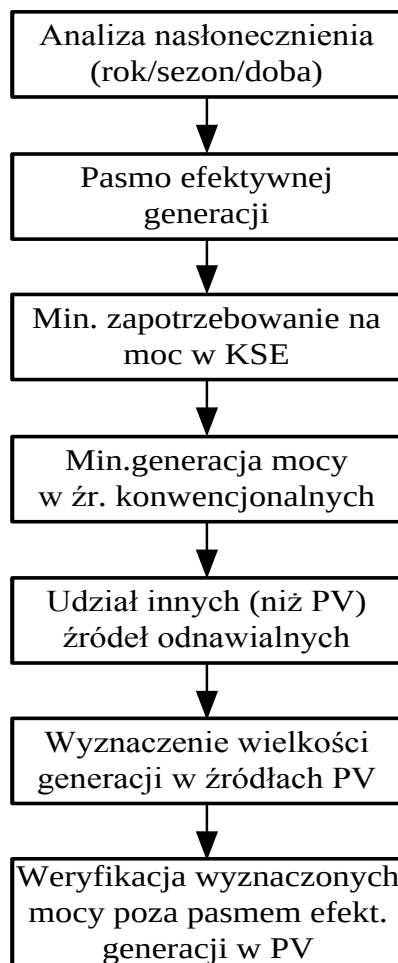
Źródło: www.mir.gov.pl

Bilans mocy w KSE

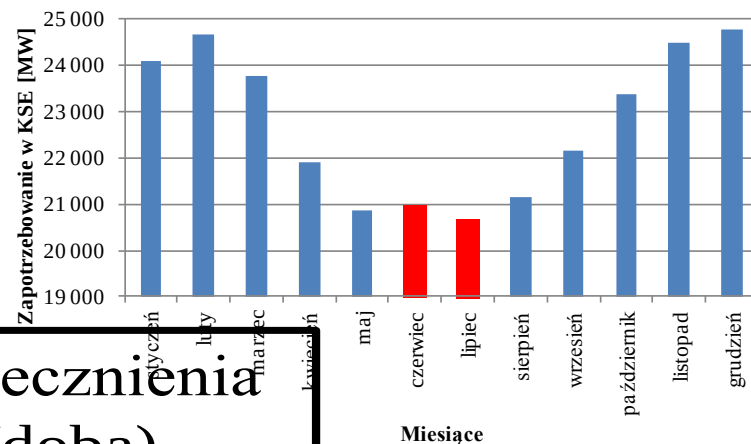


Algorytm postępowania

Wyznaczenie dopuszczalnej
mocy generowanej w źródłach
fotowoltaicznych w KSE

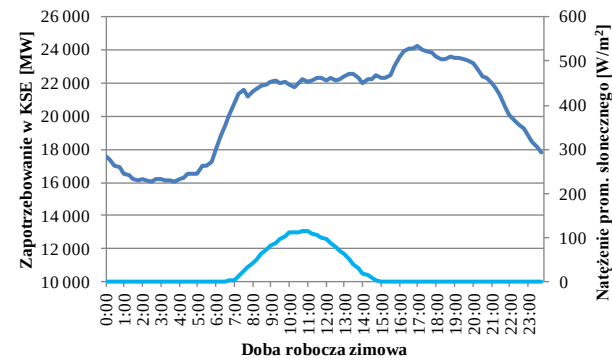
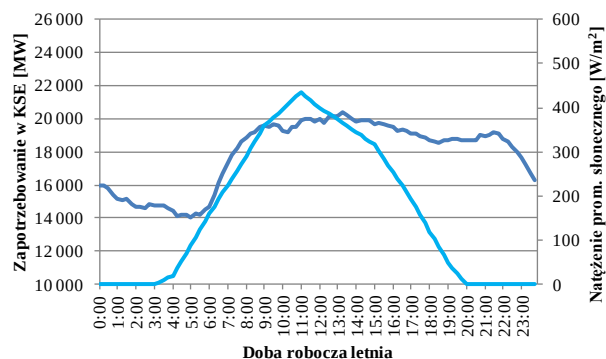


Analiza warunków nasłonecznienia (1)



Analiza nasłonecznienia (rok/sezon/doba)

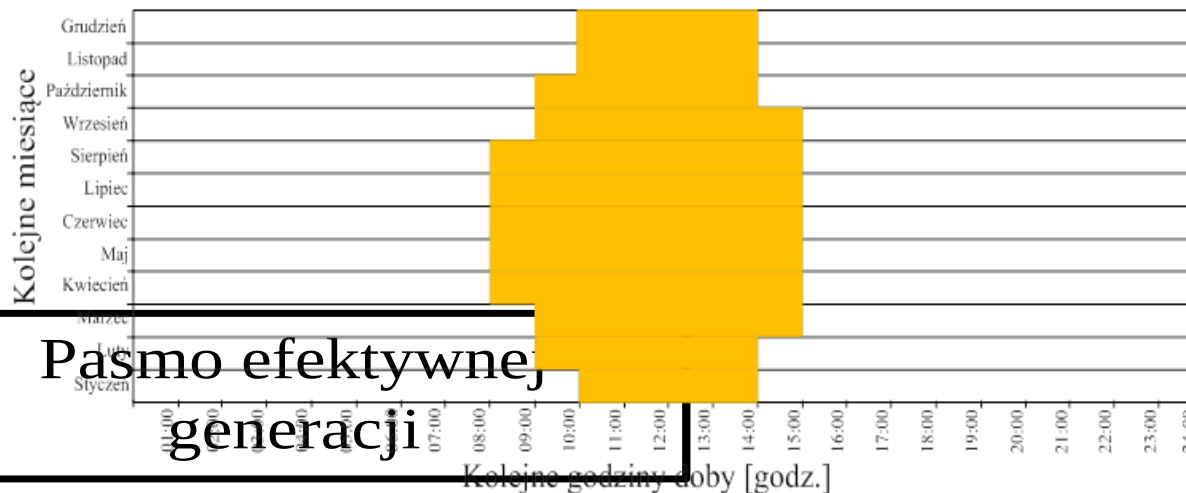
Zapotrzebowanie maksymalne na moc w KSE a średnie nasłonecznienie



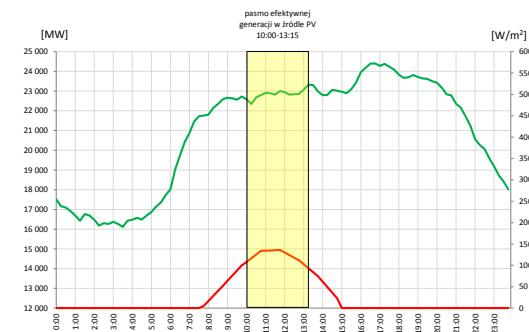
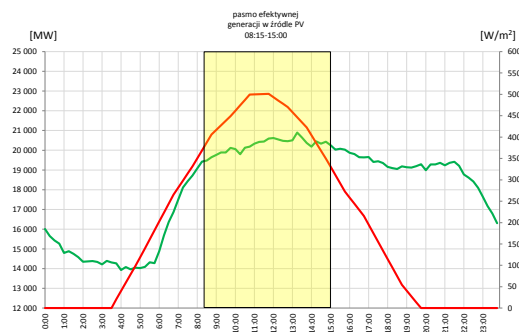
Zapotrzebowanie dobowe na moc w KSE a średnie nasłonecznienie

Analiza warunków nasłonecznienia (2)

Analiza nasłonecznienia
(rok/sezon/doba)

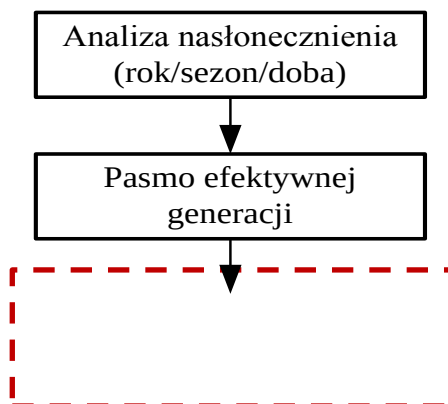


Pasma efektywnej generacji ($>70\% F_{\text{maxi}}$)



Zapotrzebowanie dobowe na moc w KSE a średnie nasłonecznienie (lato / zima)

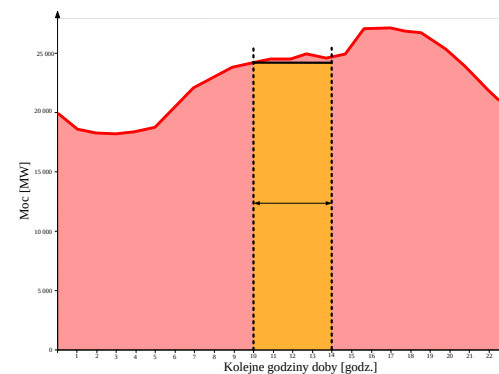
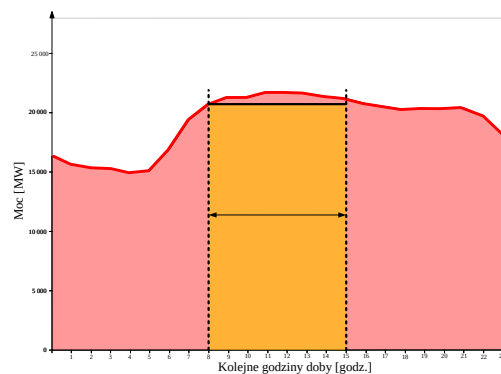
Analiza zapotrzebowania



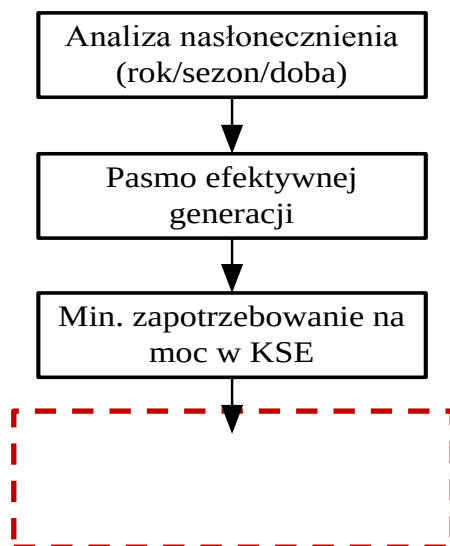
Analizowany stan	Dzień roboczy	Dzień świąteczny
Szczyt letni przedpołudniowy	x ○	○
Szczyt letni wieczorny		
Dolina letnia	□	x □
Szczyt zimowy przedpołudniowy	○	○
Szczyt zimowy wieczorny	x	
Dolina zimowa	□	□

Min. zapotrzebowanie na moc w KSE

x - obciążenie charakterystyczne ze względu na stan zapotrzebowania w KSE
 □ - obciążenie charakterystyczne ze względu na stan pracy FW
 ○ - obciążenie charakterystyczne ze względu na stan pracy źródeł PV



Analiza pracy źródeł konwencjonalnych



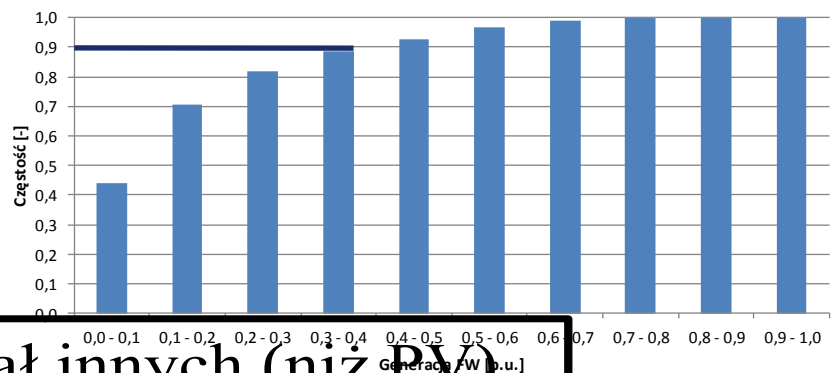
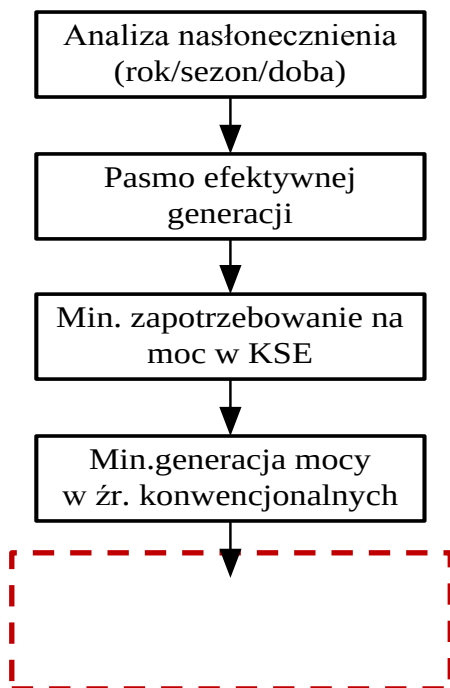
Minimalny poziom generacji w źródłach konwencjonalnych uwzględnia:

- jednostki wytwórcze pracujące w układzie kogeneracji (elektrociepłownie),
- jednostki wytwórcze ESP,
- jednostki wytwórcze w elektrowniach kondensacyjnych, których praca jest wymuszona przyczynami leżącymi po stronie wytwórców ,
- jednostki wytwórcze w elektrowniach kondensacyjnych, których praca jest wymuszona ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci,
- jednostki wytwórcze, których praca jest niezbędna dla utrzymania procesów technologicznych dużych odbiorców (elektrownie przemysłowe).

Min. generacja mocy w źr. konwencjonalnych

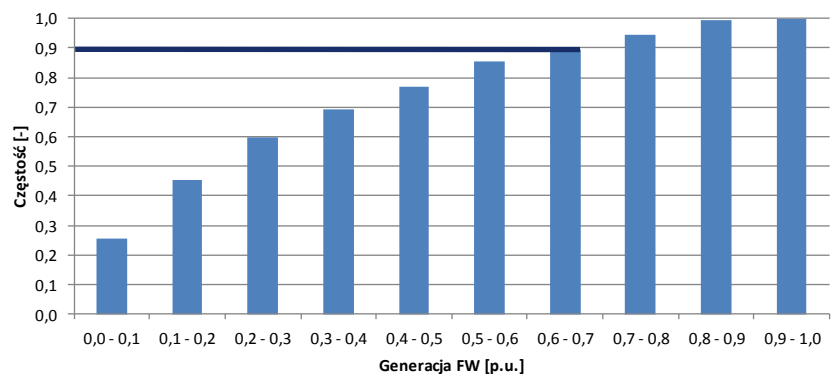
Analizowany stan	P _{mintech} [MW]		
	2015	2020	2025
Dni robocze w okresie wiosenno-letnim (szczyt poranny)	9 099,1	10 691,0	10 839,9
Dni wolne od pracy (weekend) w okresie wiosenno-letnim (szczyt poranny)	8 468,8	9 928,1	10 080,6
Dni robocze w okresie jesienno-zimowym (szczyt poranny)	12 266,7	15 168,1	14 798,4
Dni wolne od pracy (weekend) w okresie jesienno-zimowym (szczyt poranny)	11 744,2	14 519,0	14 152,3
W okresie Świąt Wielkiej Nocy (dolina poranna)	9 495,7	11 592,8	11 740,6

Analiza pracy źródeł odnawialnych



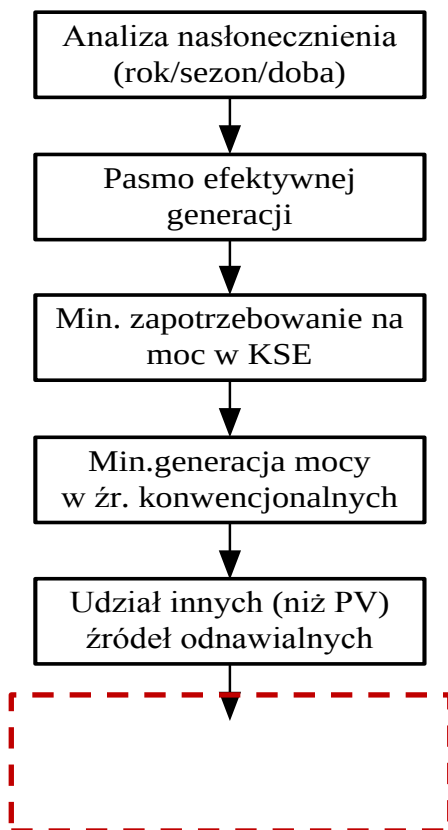
Udział innych (niż PV)
źródeł odnawialnych

Częstość występowania stopnia wyzyskania mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych dla okresu jesienno-zimowego ($k_{FW} = 0,4$)



Częstość występowania stopnia wyzyskania mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych dla okresu jesienno-zimowego ($k_{FW} = 0,7$)

Ocena generacji w źródłach PV

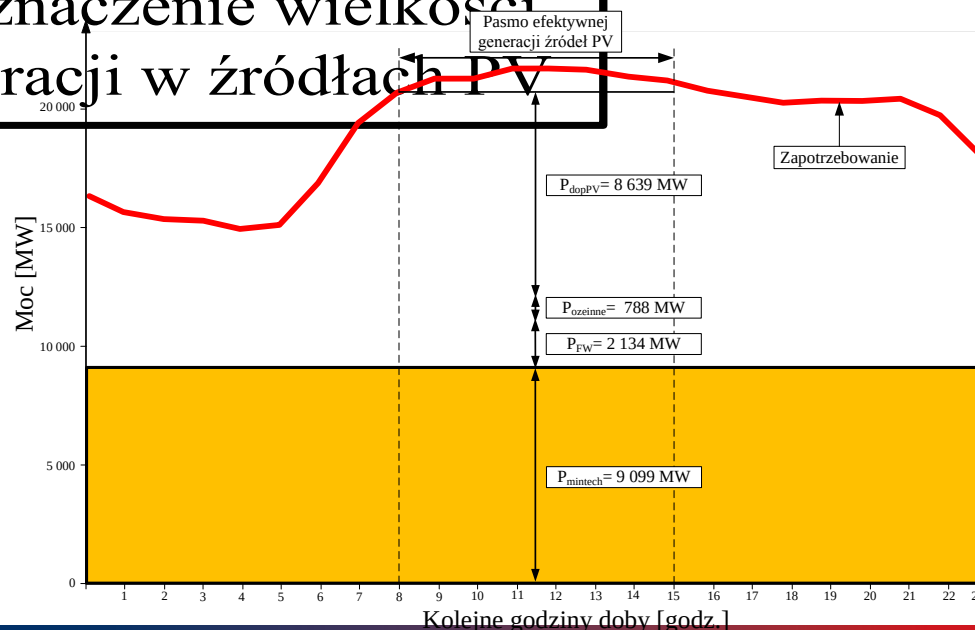


$$P_{dopOZE} = P_{obcmin} - P_{min\ tech}$$

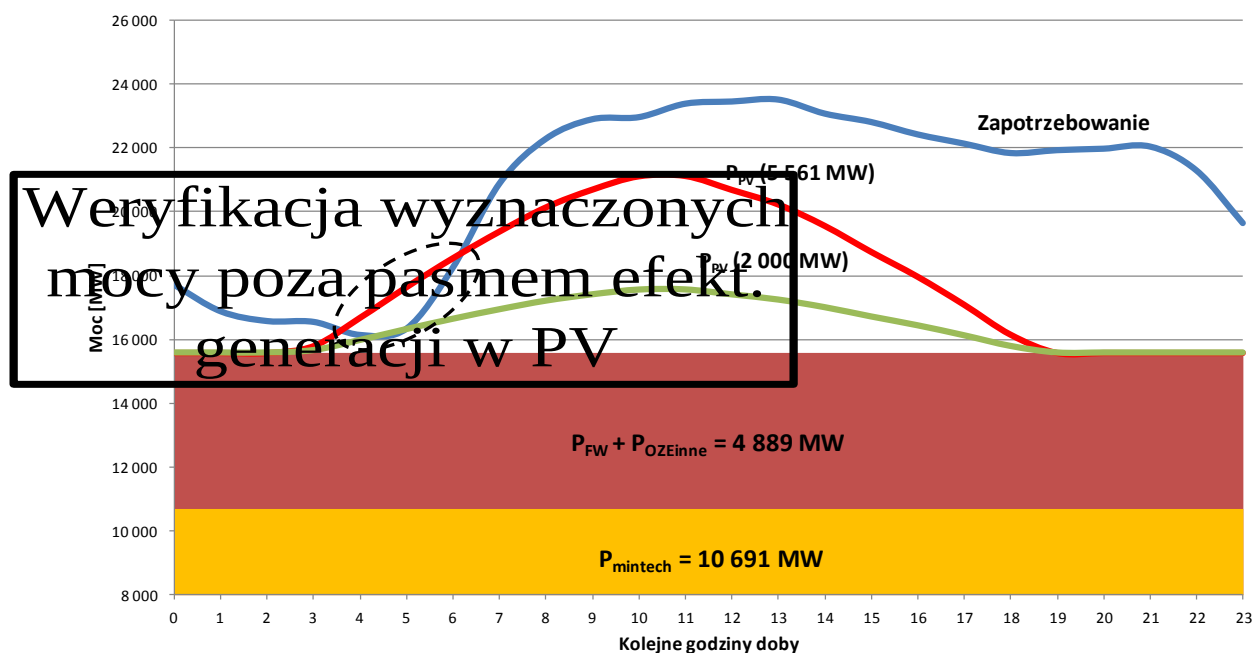
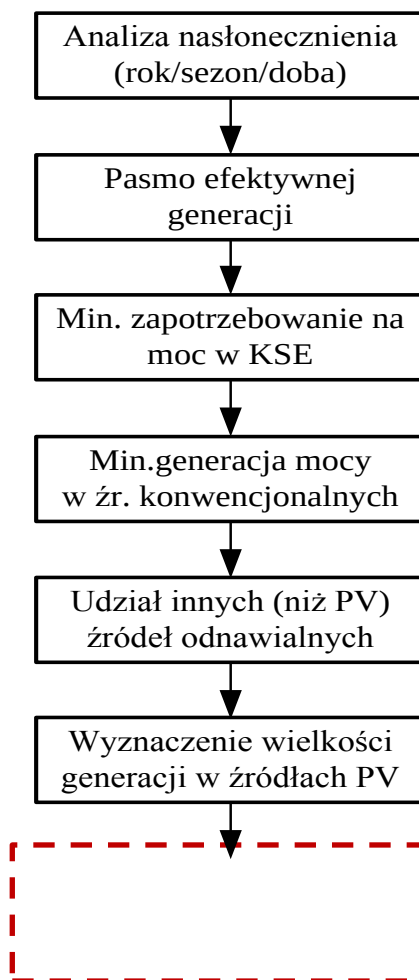
$$P_{PV} = P_{dopOZE} - P_{FW} - P_{OZEinne}$$

$$P_{FW} = k_{FW} \cdot P_{zFW}$$

**Wyznaczenie wielkości
generacji w źródłach PV**

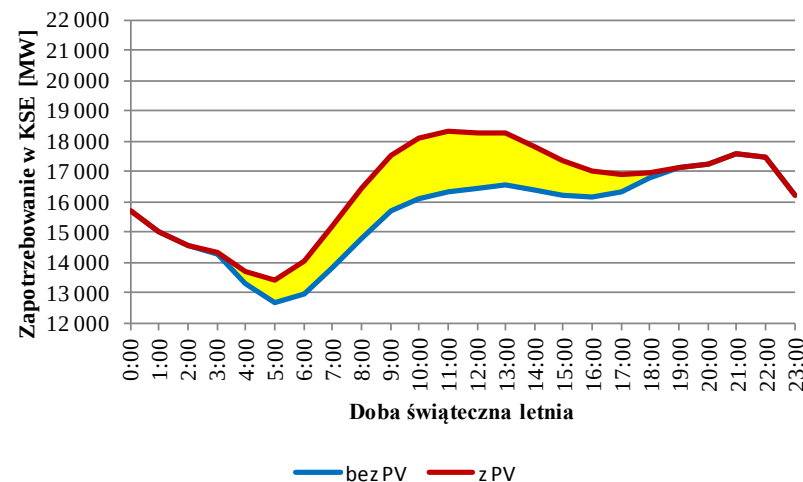
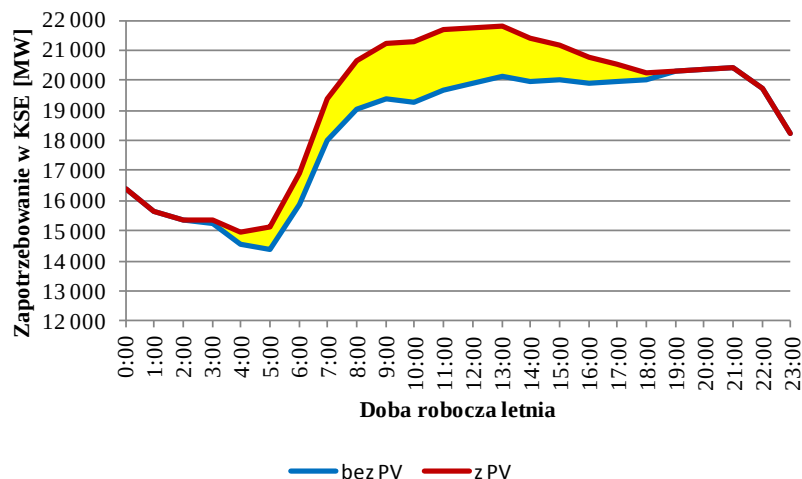


Weryfikacja wyznaczonego bilansu



Wnioski

- Ocena dopuszczalnych wielkości produkcji OZE powinna być wielostronna, obejmując zarówno stronę popytową jak i podażową. Warto zauważyć, że mogą również występować takie dni, dla których w godzinach południowych będą zachodziły jednocześnie dobre warunki wietrzności oraz dogodne warunki nasłonecznienia, szczególnie w okresie wiosenno-letnim. Godziny południowe będą w tym kontekście wносиły znaczącą niepewność (ryzyko) co do poziomu mocy generowanej w źródłach fotowoltaicznych i tym samym do sumy mocy generowanych w KSE.
- Znaczący udział źródeł PV będzie powodował zjawisko „wypierania” produkcji mocy w źródłach konwencjonalnych, zwiększając tym samym nawet dwukrotnie zmienność obciążeń tych elektrowni w ciągu doby, zmuszając do korygowania zakresu utrzymania rezerwy wtórnej i trójnej.



Pytania Recenzenta

- *Czy w prezentowanym problemie uwzględnia się możliwości magazynowania energii (np. elektrownie szczytowo-pompowe) i rozwoju technologii magazynowania (np. samochód elektryczny itp.)?*
- *Czy w przeprowadzonych analizach uwzględniono kryterium kosztowe? Zgodnie z równaniami (2) do (4) dopuszcza się maksymalne wykorzystanie generacji z OZE kosztem ograniczenia do minimum technicznego produkcji z konwencjonalnych źródeł wytwórczych, nie wspominając o kosztach wytwarzania energii elektrycznej i kosztach rezerwy mocy.*



Dziękuję za uwagę

Wpływ pracy *delta mode* generatorów wiatrowych na koszty wytwarzania energii elektrycznej

- Mgr inż. Michał Połecki, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej
- Mgr inż. Bartosz Kozłowiec, Instytut Techniki Lotniczej i Mechaniki Stosowanej PW
- Mgr inż. Bartosz Gazda, Instytut Lotnictwa EDC

prezentuje Michał Połecki

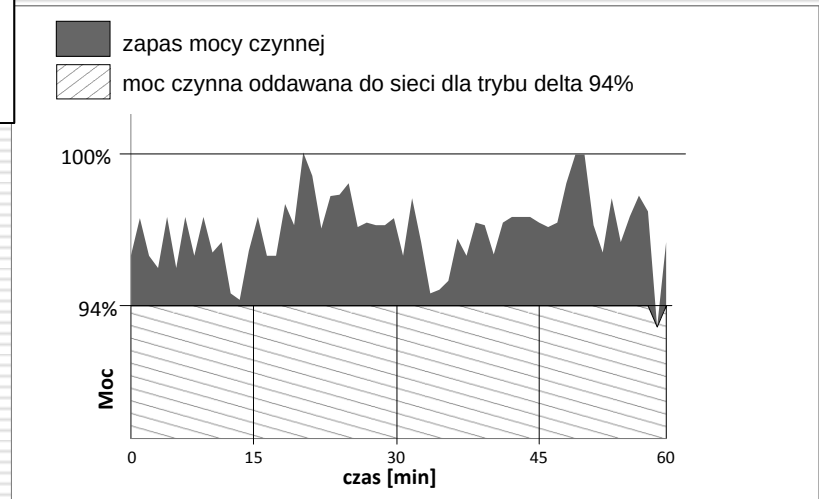
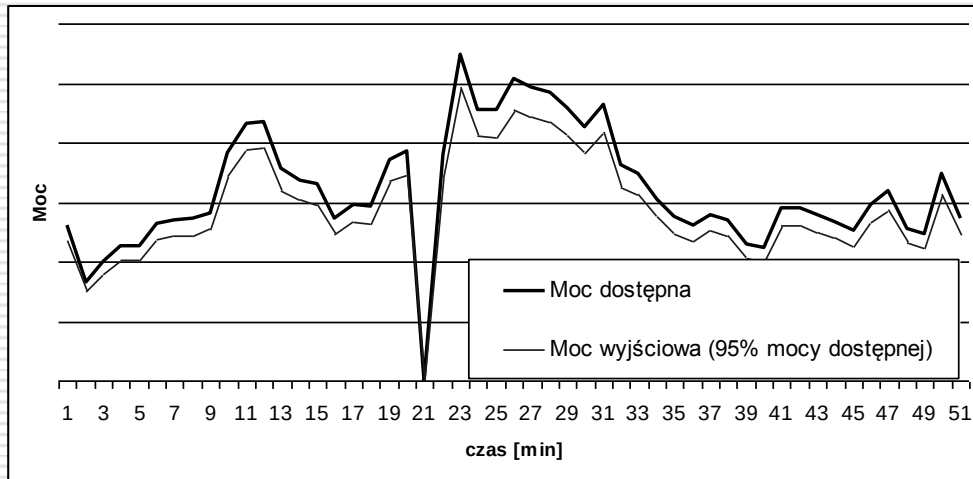


Odnawialne Źródła Energii

- ❑ obowiązek zakupu energii wytwarzanej w OZE,
- ❑ obowiązek zakupu świadectw pochodzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne,
- ❑ zapewnienie priorytetowej pozycji w procesie przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej
- ❑ częściowe pokrycie kosztów opłaty przyłączeniowej.



Tryb Pracy *Delta Mode*



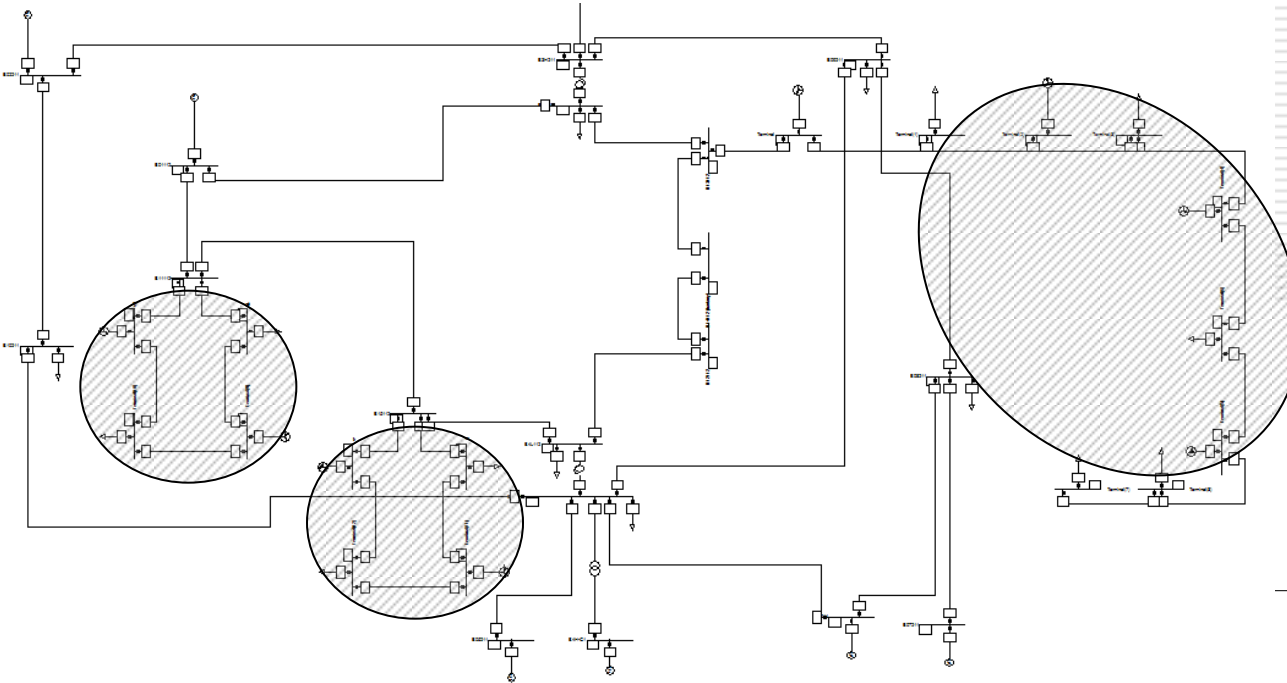
Kryteria funkcjonowania *delta mode*

- ☐ poziom rezerwy wirującej
 - ☐ regulacja mocy wymiany międzysystemowej
 - ☐ optymalizacja poziomów napięć
 - ☐ obniżenie strat sieciowych
 - ☐ alokacja generacji mocy czynnej
 - ☐ obniżenie kosztów wytworzenia energii w FW
-

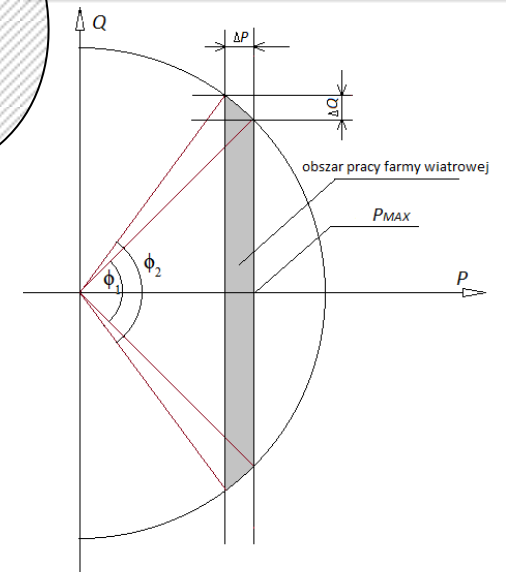
Kryteria funkcjonowania *delta mode*

- ☐ poziom rezerwy wirującej
 - ☐ regulacja mocy wymiany międzysystemowej
 - ☐ optymalizacja poziomów napięć
 - ☐ obniżenie strat sieciowych
 - ☐ alokacja generacji mocy czynnej
 - ☐ obniżenie kosztów wytworzenia energii w FW
-

Alokacja generacji mocy czynnej



Badany system testowy



Wykres kołowy MFW w trybie *delta mode*

Alokacja generacji mocy czynnej

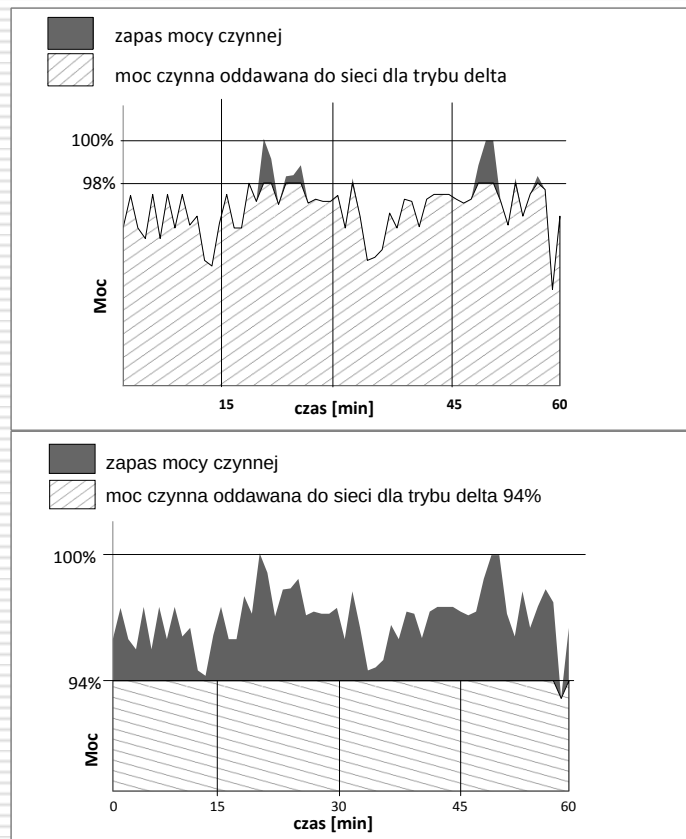
Nazwa węzła	λ , zł/Mvarh		Wzrost cen, %
	Stan wyjściowy	Zwiększenie obciążenia	
L1	5,324	7,084	33,1
L2	3,688	4,336	17,6
L3	1,206	1,366	13,3
L4	2,027	2,580	27,3
L5	6,308	6,686	6,0
L6	5,750	7,834	36,2
L7	5,402	7,566	40,1
L8	13,197	15,262	15,6
L9	6,686	10,829	62,0

Nazwa węzła	λ , zł/MWh		Wzrost cen, %
	Stan wyjściowy	Zwiększenie obciążenia	
L1	236,037	239,908	1,6
L2	233,538	241,944	3,6
L3	234,264	243,329	3,9
L4	234,683	243,695	3,8
L5	231,931	235,560	1,6
L6	236,238	239,942	1,6
L7	235,941	239,630	1,6
L8	240,513	244,277	1,6
L9	237,013	240,623	1,5

Ceny węzłowe energii dla dwóch stanów pracy SEE

Obniżenie kosztów jednostkowych wytworzenia energii w elektrowniach wiatrowych

Tryb pracy elektrowni	Zwiększenie długości użytkowania elektrowni dla poszczególnych trybów
Moc znamionowa	100,00%
<i>Delta 98%</i>	106,36%
<i>Delta 96%</i>	109,66%
<i>Delta 94%</i>	120,76%
<i>Delta 92%</i>	124,06%

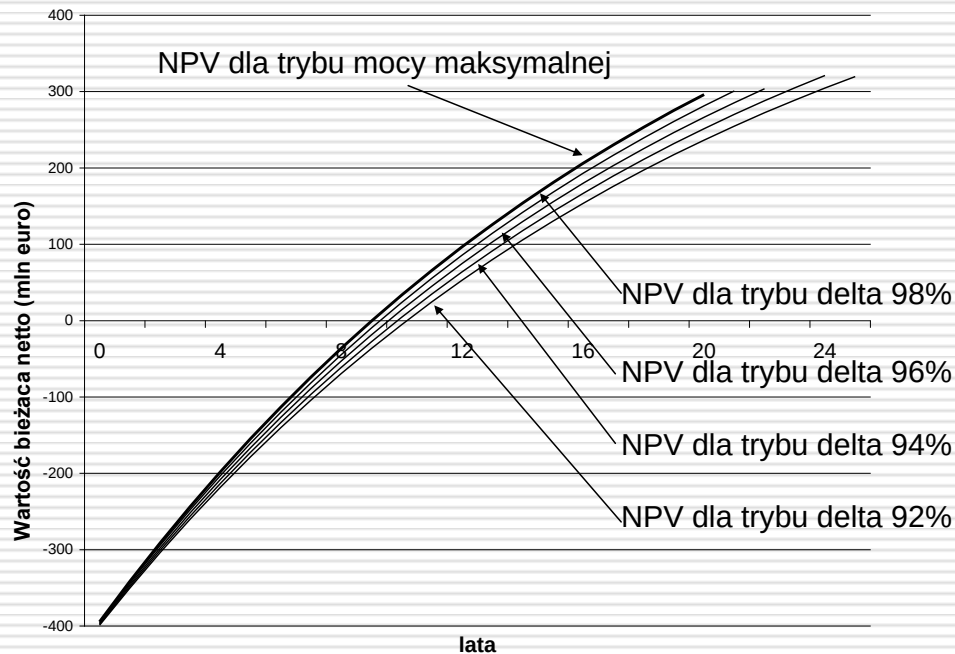


Zmiana długości czasu użytkowania elektrowni dla poszczególnych trybów

Koszty wytworzenia energii w generacji wiatrowej

- ☐ Koszty zatrudnionego personelu
 - ☐ Koszty remontów
 - ☐ Pokrycie kosztów inwestycyjnych
-

Wartość bieżąca netto dla farm wiatrowych z różnym wystereowaniem



Wartości bieżące netto dla różnych trybów przy stopie dyskonta 5%

Podsumowanie

- ❑ *Delta mode* zastosowany w wybranych elektrowniach stanowić może obniżyć koszty produkcji i przesyłu energii
 - ❑ *Delta mode* wydłuża czas użytkowania elementów turbiny wiatrowej, więc może zwiększyć opłacalność inwestycji
-

Uwaga recenzenta

*„Dowiedzione w artykule twierdzenie, że udział wytwórców zielonej energii w rezerwie wirującej systemu może wpłynąć na zmniejszenie kosztów jednostkowych wytwarzania energii ma też i drugą stronę, bowiem oznaczać to może zmniejszenie udziału jednostek, pracujących w podstawie obciążenia, zatem prowadzi do **zwiększenia** kosztów. Jest to wdzięczne pole dla optymalizacji! ”*

Dziękuję za uwagę

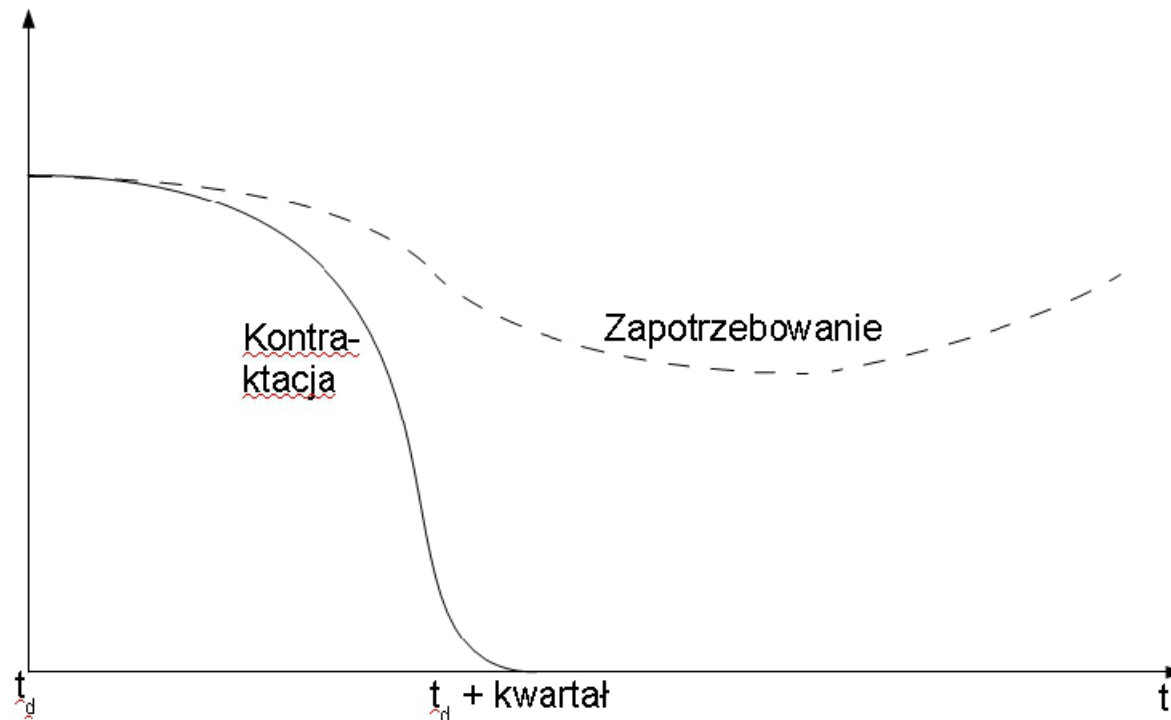


**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

**ZASTOSOWANIE PROTOKOŁÓW
GŁOSOWANIA WIĘKSZOŚCIOWEGO DO
WSPIERANIA DECYZJI HANDLOWYCH
Artur Opaliński / WEiA PG**



Kontrakcja długoterminowa w celu pokrycia realizacji grafiku zapotrzebowania

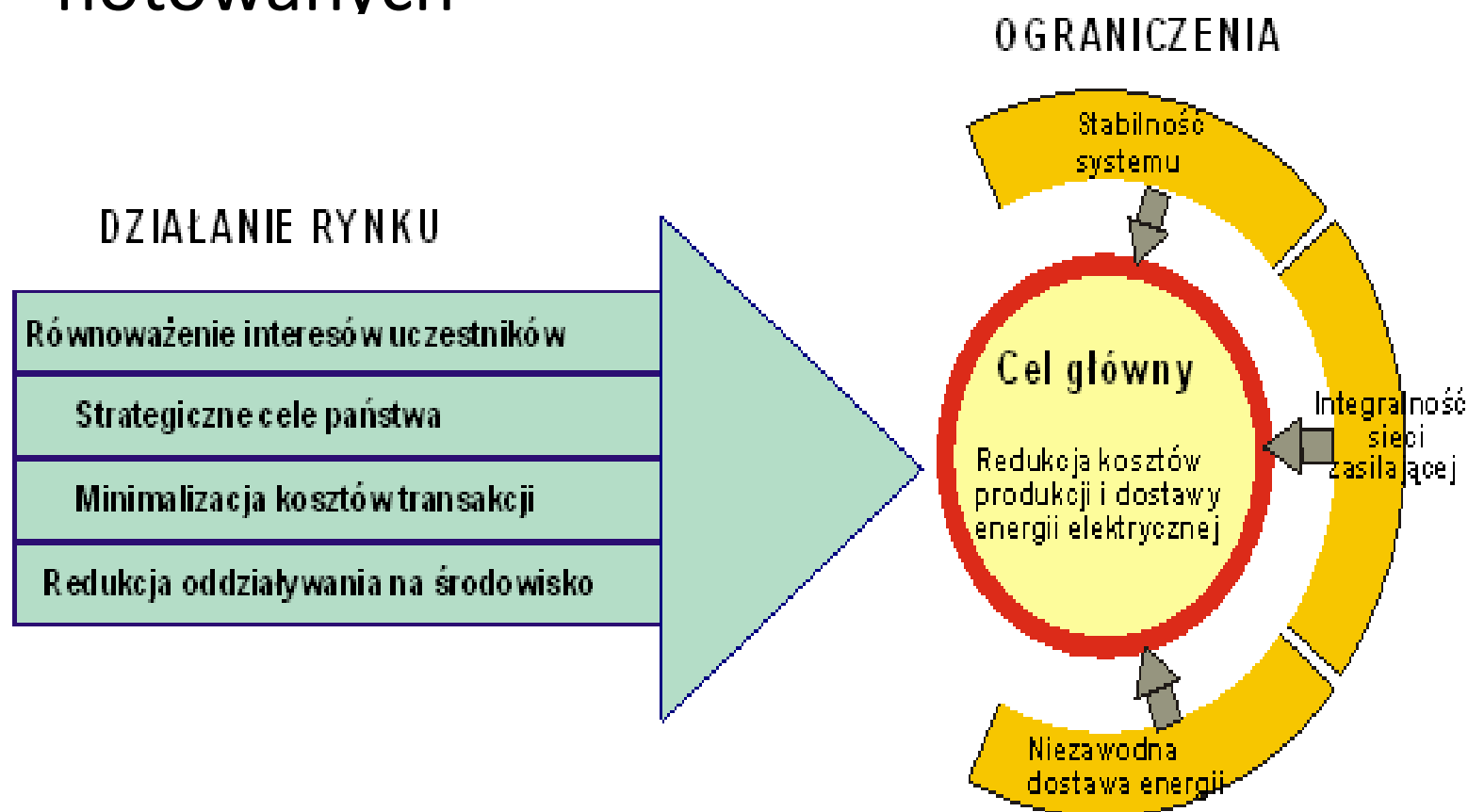


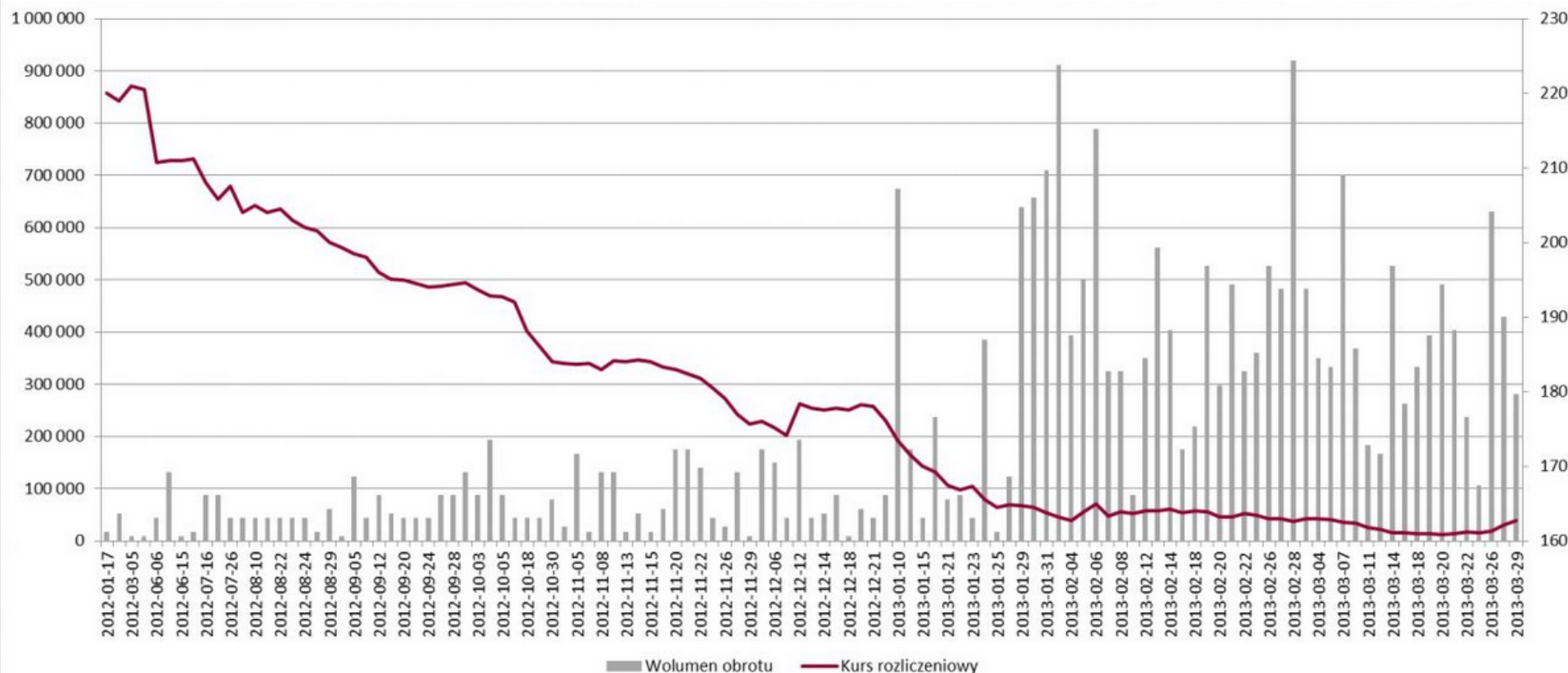


Minimalizacja **średniej** ceny C ważonej wolumenem:

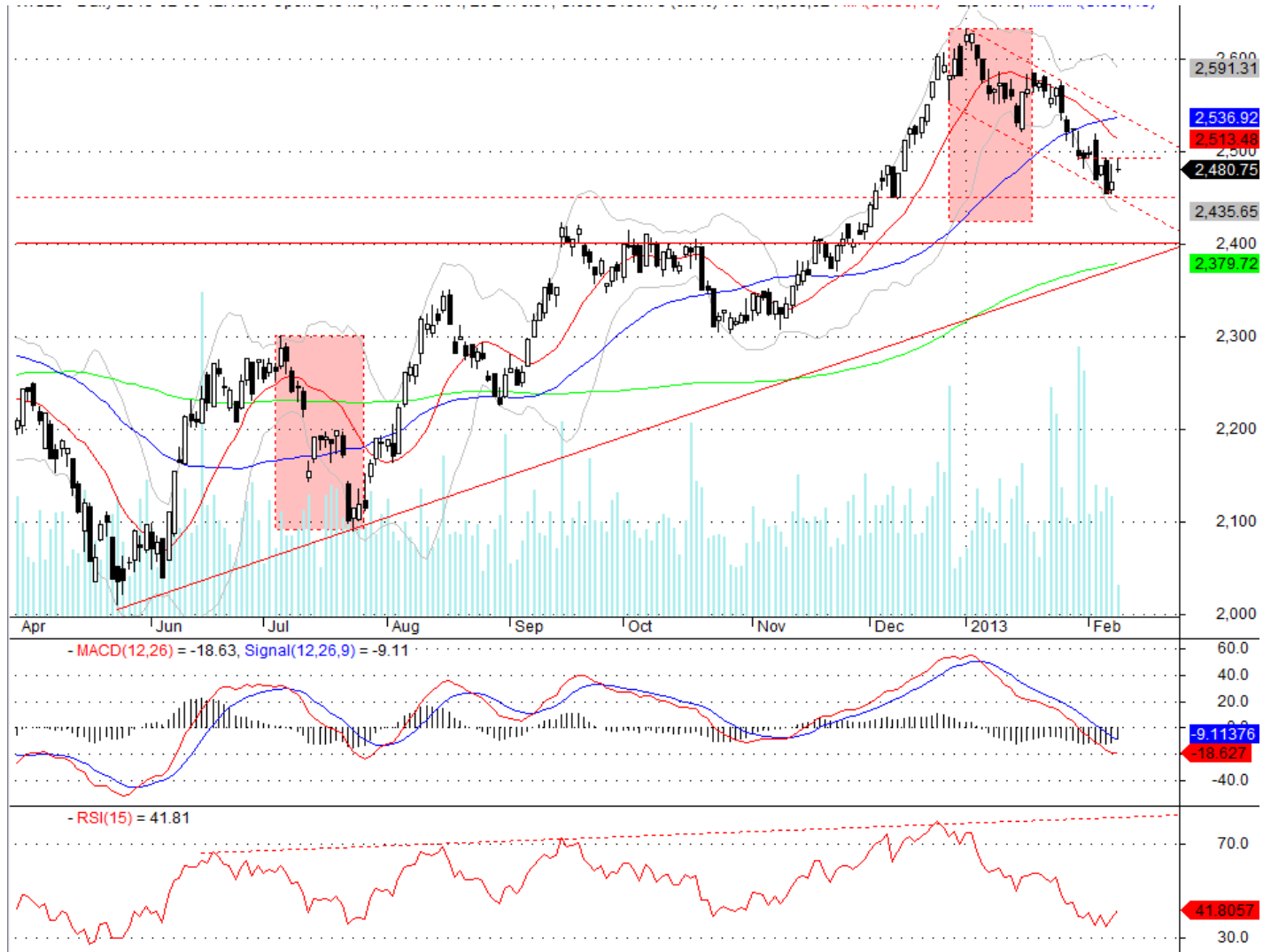
$$C = \frac{\sum_i c^i \cdot \sum_{t=0}^{8159} z^i \cdot w^i f^i(t) - \sum_{t=0}^{8159} c_b(t) \cdot \left| g(t) - \sum_i z^i \cdot w^i \cdot f^i(t) \right|}{\sum_i \sum_{t=0}^{8759} z^i \cdot w^i \cdot f^i(t)}$$

Możliwość gry rynkowej na kontraktach notowanych





Cena (PLN) i wolumen kontraktu rocznego BASE_Y-14 od początku jego notowania do końca marca 2013 roku z dostawą na 2014 (MWh)





Liczne informacje z analizy szeregów

Wskaźniki trendu, zmienności, impetu, siły rynku, wsparcia i oporu,...

Metody (filtracja, predykcja, średnie kroczące, ARIMA, sieci neuronowe,...)

Formacje diamentu, spodka, czworokąta, V, głowy i ramion, flagi i chorągiewki, podwójnego powrotu,...

Interpretacja **sprzeczna, niejasna**



System automatycznie dobierający wskaźniki

Na podstawie ostatnich wyników

Predykcja wyników na podstawie głosowania

Systemy agentowe

Wiele autonomicznych komponentów

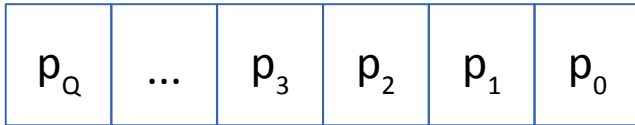
Komunikacja

Łączne efekty podejmowanych decyzji

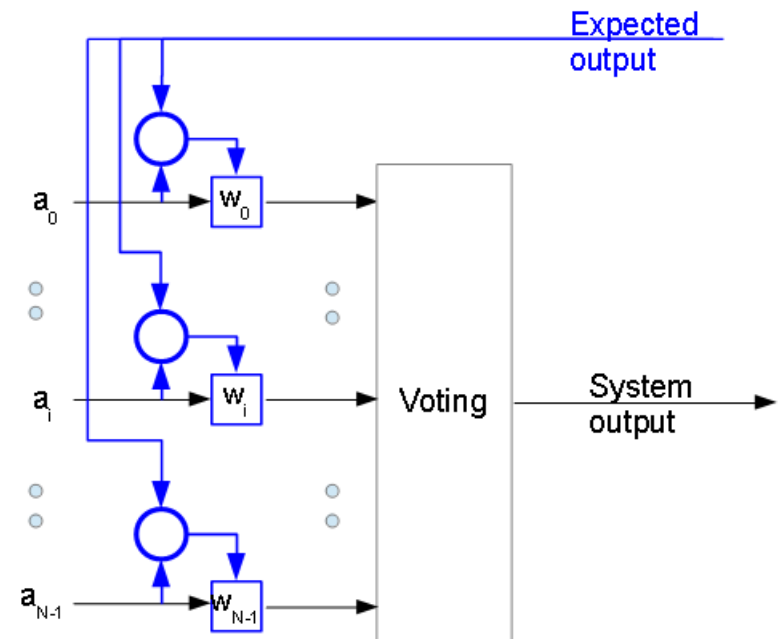


$$U = \frac{1}{A} \cdot \sum_{i=0}^{A-1} v_i > T \quad v_i \in \{0, 1\}$$

$$U = \frac{1}{\sum_{i=0}^{A-1} w_i} \cdot \sum_{i=0}^{A-1} w_i \cdot v_i > T$$

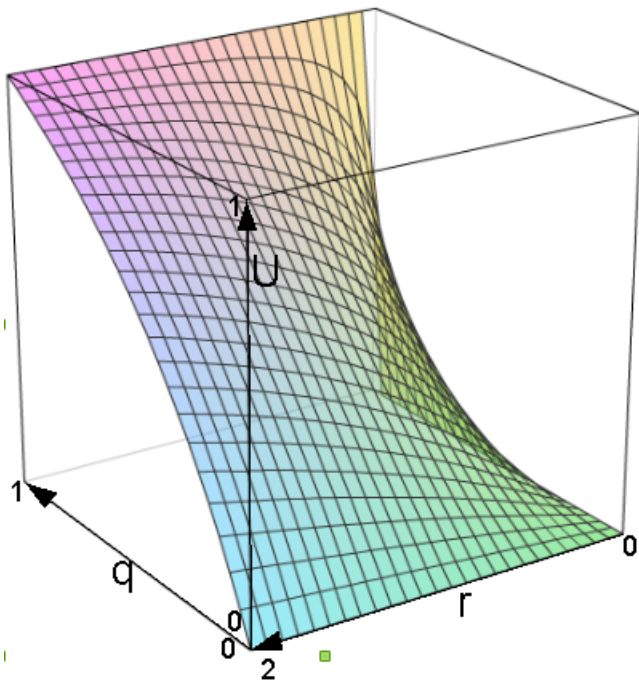


$$w_i = p \cdot L ; \quad L > 0 ; \quad L = \text{const}$$





$$U = \frac{q \cdot r}{q \cdot r + (1 - q)}$$

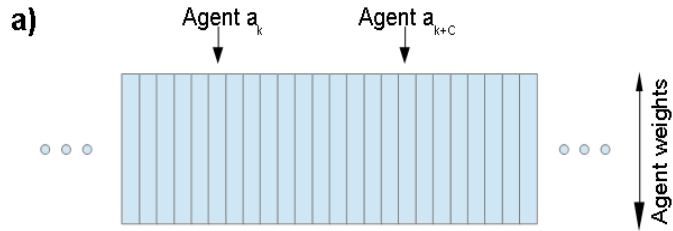


$$U = \frac{\frac{1}{2} + \frac{C - Q - 1}{L \cdot (Q + 1)}}{1 + \frac{C - Q - 1}{L \cdot (Q + 1)}} > T$$

uzyskuje się $T > 50\%$
dla dowolnego L
o ile $Q < C - 1$



a)

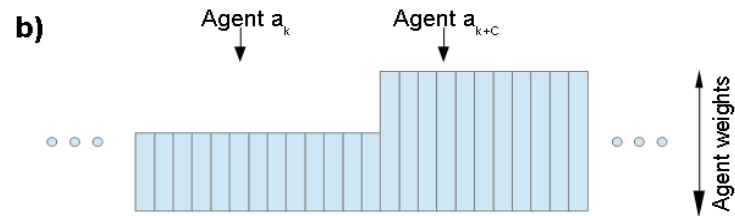


Correct contribution

Incorrect contribution

Moving window
encompassing
C correct agents

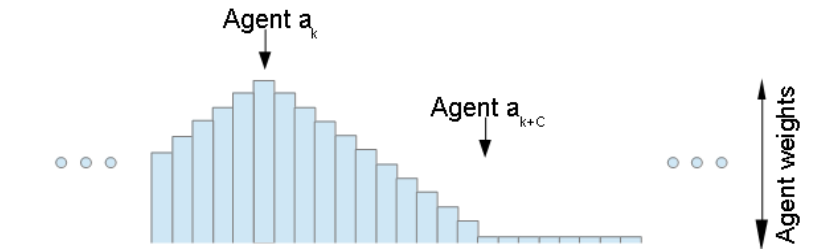
b)



Correct contribution

Incorrect contribution

Moving window
encompassing
C correct agents



Correct contribution

Incorrect contribution

Moving window
encompassing
C correct agents



Uzyskano dopasowanie odpowiedzi systemu do
odpowiedzi najpoprawniejszych wskaźników
samoorganizacja systemu agentowego

Przyszłe prace

Badanie dynamiki zmian

Badanie podziału agentów na grupy pośrednie (nie
tylko „poprawne” i „niepoprawne”

- Forma rankingu ?



Dziękuję za uwagę
Artur Opaliński / WEiA PG