

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



MODEL TYPU „*END-USE*” PROGNOZY ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ PIERWOTNĄ I FINALNĄ W WARUNKACH RYZYKA

Janusz Sowiński

Instytut Elektroenergetyki
Politechnika Częstochowska



Rynek Energii Elektrycznej
REE 2014

Agenda

- Metodyka energetycznych modeli globalnych
- Model typu *end-use* zapotrzebowania na energię
- Efektywność energetyczna – stan prawny
- Statystyka GUS, dotycząca zużycia i efektywności wykorzystania energii
- Metodyka oceny efektywności
- Energochłonność PKB i podstawowych sektorów gospodarki
- Symulacja współczynników energochłonności opisanych stochastycznymi równaniami różniczkowymi
- Obliczenia i analiza wyników

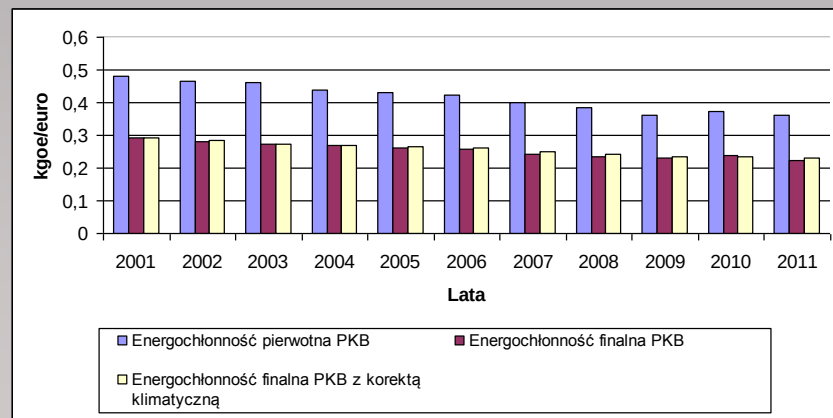
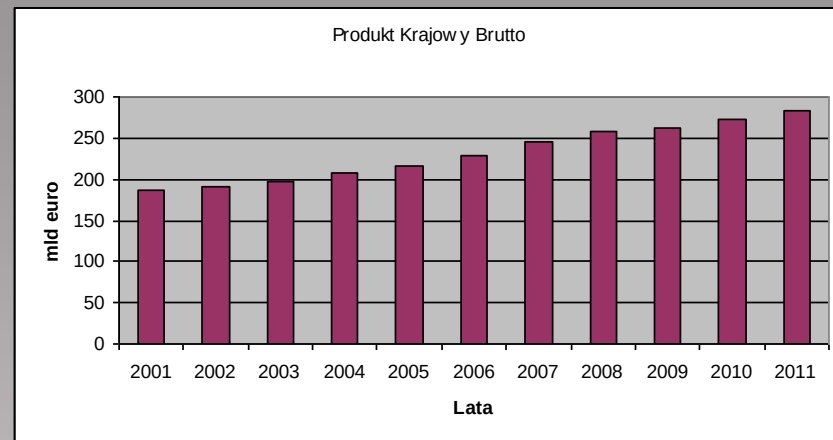
Modele globalne bilansów energetycznych

- Rynkowy charakter gospodarki, w tym gospodarki energetycznej, powoduje, że **ulegają zmianie funkcje modeli globalnych**.
- Wymagają one drastycznych modyfikacji metodyk, gdyż **załamują się dotychczasowe trendy**, a **modele wymagają uwzględnienia niepewności otoczenia** oraz różnych form ryzyka.
- Zgodnie z podziałem ryzyka w zależności od źródła, dokonany przez R. Kendall'a, istotnymi elementami ryzyka w modelowaniu bilansów energetycznych są **ryzyko operacyjne** (ryzyko produkcyjne, technologiczne), **ryzyko rynkowe** (ryzyko cen paliw, regulacyjne, środowiskowe, finansowe, biznesowe, itp.).

Model typu *end-use* prognozy zapotrzebowania na energię

Istota globalnego modelu typu „end-use” polega na założeniu, że **zapotrzebowanie na energię** jest proporcjonalne do wartości **produktu krajowego brutto** i **współczynnika energochłonności PKB**.

Podstawową funkcją, którą model ma spełniać, jest **uwzględnianie wpływu zmian strukturalnych** gospodarki na zapotrzebowanie energii.



Stan prawny w UE



- **Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE** z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej
- **National Energy Efficiency Action Plans (NEEAPs)** - do 30 kwietnia 2014 i potem co trzy lata każdy kraj członkowski składa NEEAPs do Komisji Europejskiej
- Komunikat UE **"Energy Efficiency Plan 2011"**



Ustawa o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011 r.

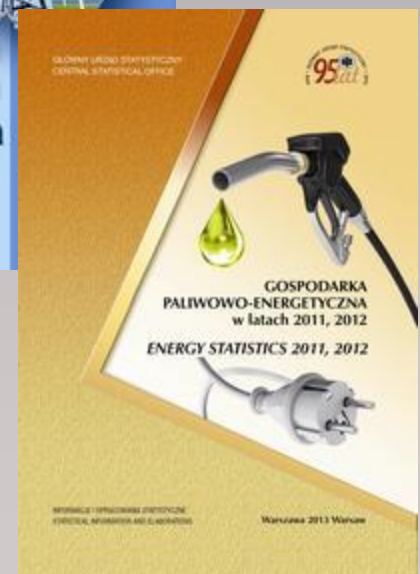
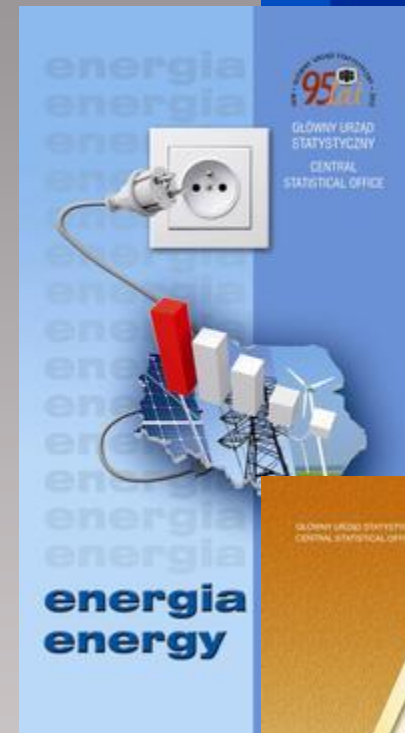
- określa podstawowe cele w zakresie oszczędności energii (ustala się krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią wyznaczający uzyskanie **do 2016 r.** oszczędności energii finalnej w ilości **nie mniejszej niż 9%** średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku, przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001-2005),
- ustanawia mechanizmy wspierające (np. białe certyfikaty)
- ustanawia system monitorowania i gromadzenia niezbędnych danych

Nadal jednak efektywność energetyczna polskiej gospodarki jest około **3 razy niższa** niż w najbardziej rozwiniętych krajach europejskich i około **2 razy niższa** niż średnia w krajach Unii Europejskiej. Dodatkowo, zużycie energii pierwotnej w Polsce, odniesione do liczebności populacji, jest niemal 40 % niższe niż w krajach „starej 15”.

Dane statystyczne

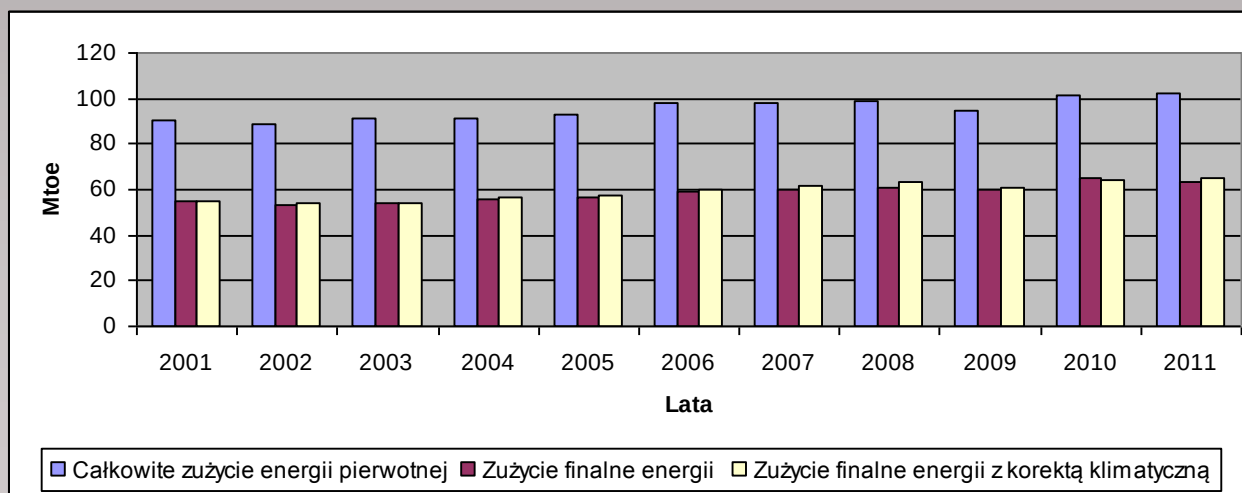
Zakres danych przygotowanych przez Krajową Agencję Poszanowania Energii S.A., Agencję Rynku Energii S.A. oraz Główny Urząd Statystyczny zgodnie z metodologią Eurostatu (ODYSSEE database)

- **zużycie energii pierwotnej** (zużycie nośników energii pierwotnej, odzysk, saldo wymiany, bunkier i zmiana zapasów pochodnych nośników energii)
- **finalne zużycie energii** z podziałem na branże



PKB i zużycie energii w latach 2001-2011

- W okresie 2001-2011 **produkt krajowy brutto (PKB)** wzrastał osiągając w stosunku do 2000 roku wzrost o 51%
- Całkowite **zużycie energii pierwotnej** wzrosło z 90 Mtoe w 2001 roku do 102 Mtoe w 2011 roku (wzrost średnioroczny o 1,3 %)
- **Finalne zużycie energii** wzrosło w tym okresie odpowiednio z 55 Mtoe do 63 Mtoe (wzrost średnioroczny o 1,5 %)

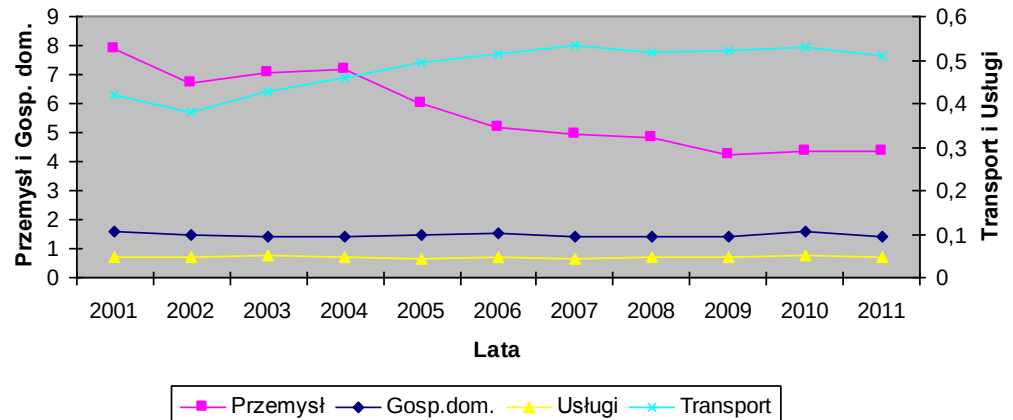
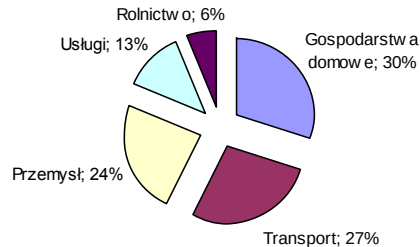


Współczynniki energochłonności

- Energochłonność pierwotna i finalna PKB
- Energochłonność branż zdefiniowano jako zużycie finalne energii w tych branżach do ich wartości dodanej
- W statystykach zestawiono również tzw. energochłonność w stałej strukturze, wyznaczoną za pomocą **metody Divisia**.
- Analizę energochłonności wzbogacają **wskaźniki efektywności energetycznej ODEX**, które charakteryzują zmiany efektywności w stosunku do roku bazowego

Sektorowa struktura zużycia energii i energochłonność

Struktura zużycia energii



Wyszczególnienie	Jednostka	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Przemysł	kgoe/euro05	7,873	6,732	7,035	7,148	6,029	5,168	4,919	4,822	4,262	4,346	4,333
Gospodarstwa domowe	toe/mieszkańca	1,609	1,455	1,422	1,415	1,449	1,528	1,419	1,418	1,421	1,575	1,409
Usługi	kgoe/euro05	0,046	0,048	0,05	0,048	0,045	0,046	0,044	0,046	0,047	0,051	0,048
Transport	toe/samochód ek.*	0,419	0,381	0,426	0,458	0,496	0,514	0,532	0,518	0,523	0,529	0,511

* samochód ekwiwalentny – miara umowna, $Se = 0.15 \cdot M + So + 4 \cdot Sc + 15 \cdot A$, gdzie Se – liczba samochodów ekwiwalentnych, M – liczba motocykli, So – liczba samochodów osobowych, Sc – liczba samochodów ciężarowych, A – liczba autobusów

Znacznie, bo o ok. 45 %, obniżył się współczynnik energochłonność przemysłu, o ok. 12 % współczynnik energochłonności gospodarstw domowych, ale współczynniki energochłonności usług i transportu zanotowały wzrost odpowiednio o 4 % i 22 % w okresie 2001-2011.

Ogólny opis funkcji modeli typu „end-use”

- Model szczegółowy typu „end-use” umożliwia rozpatrywanie zapotrzebowania na energię na poziomie **użytkownika końcowego**, przy czym pojęcie to można przyporządkować odbiorcy na różnym poziomie hierarchicznym.
- W zależności od szczegółowości dezagregacji gospodarki, użytkownikiem końcowym w analizie energochłonności może być cała gospodarka, sektor gospodarki, gałąź przemysłu, bądź też określona technologia.
- Taka konstrukcja modelu z jednej strony umożliwia stosunkowo **łatwą modyfikację i rozbudowę modelu**, a z drugiej zapewnia możliwość wprowadzania szeregu **założeń o strukturze i zmianach energochłonności** użytkownika końcowego.
- Model prognozowania zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną wymaga skonstruowania **scenariusza wielkości wejściowych**. Scenariusz ten może być wynikiem działania zewnętrznych modeli lub też wynikiem analizy heurystycznej.

Ogólny opis funkcji modeli typu „end-use”

- **Odbiorcy końcowi energii są segregowani** i przypisani do wąskich kategorii np. oświetlenie odbiorców bytowo-komunalnych, energia ciepła użytkowana w procesach przemysłowych itp.,
- Obliczenia **zapotrzebowania na energię prowadzi się dla energii użytecznej** (finalnej) dla każdego odbiorcy końcowego w jednostkach fizycznych,
- Wykorzystuje się **technikę scenariuszową** do określenia czynników zależnych np. od polityki energetycznej lub decyzji gospodarczych.

Funkcje i metodologie modeli typu „end-use”

- **Modele bilansujące**, np. MEDEE 2 z modułem MAED, CONAES, OLADE, ENSM (PCz)
- **Ekonometryczne modele** typu end-use, np. ENDIM (J.K. Parikh), MIDAS
- **Symulacyjne modele** typu end-use, m.in. MEDEE 3 ME (Chateau i Lapilonne), SPPS (Belgia), SPRU (Wielka Brytania)

Symulacja współczynników energochłonności

- Procesy dynamiczne w ekonomii i energetyce, w których istnieją zaburzenia losowe można modelować za pomocą **równań stochastycznych typu równań Ito**
- Wykorzystanie **metody Eulera** do rozwiązywania stochastycznych równań różniczkowych umożliwia **symulację** kształtowania się współczynników energochłonności w przyszłości
- Proces stochastyczny wielu zmiennych ciągłych w czasie można opisać równaniami różniczkowymi o ogólnej postaci:

$$dX_t = F(t, X_t)dt + G(t, X_t)dW_t$$

gdzie: X – zmienna stanu, W – zmienna procesu Wienera (ruchów Browna), F – funkcja determinująca trend, G – funkcja rozkładu zmiennej losowej

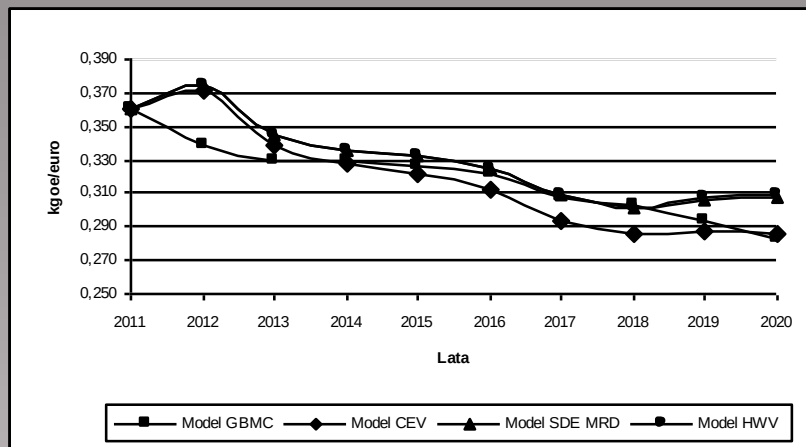
Modele SDE

(Stochastic Differential Equations)

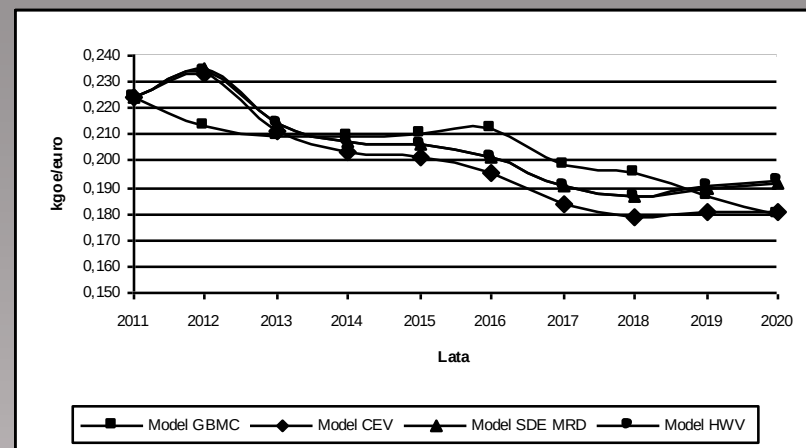
Opis modelu	Postać równań różniczkowych
Model względnych zmian zmiennej stanu ze składnikiem losowym opisanym ruchami Browna (GBM – Geometric Brownian Motion) uwzględniający w procesach Wienera korelacje pomiędzy współczynnikami energochłonności	$dX_t = \mu X_t dt + \sigma X_t dW_t$
Model stałej elastyczności wariancji (CEV – Constant Elasticity of Variance)	$dX_t = \mu X_t dt + \sigma X_t^\alpha dW_t$
Model z rewersją SDEM RD (SDE from Mean-Reverting Drift)	$dX_t = S_t (\mu - X_t) dt + \sigma X_t^\alpha dW_t$
Model <i>Hull-White/Vasicek</i> (HWV)	$dX_t = S_t (\mu - X_t) dt + \sigma dW_t$

μ – wartość średnia zmiennej X_t , σ – odchylenie standardowe zmiennej X_t , S_t – prędkość rewersji, α - wykładnik

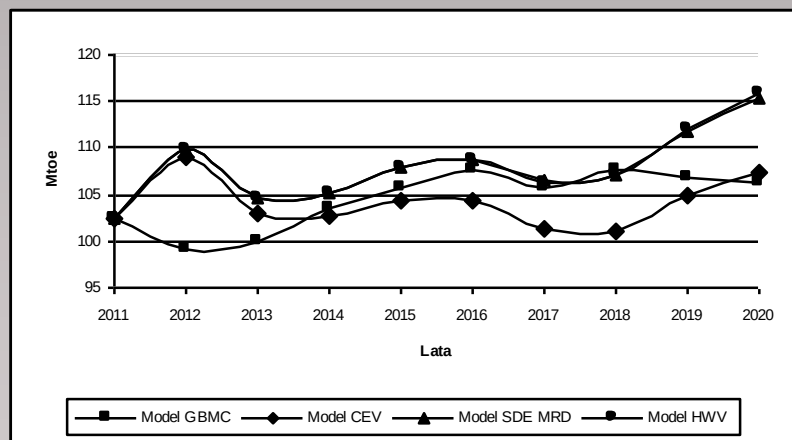
Symulacje zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną



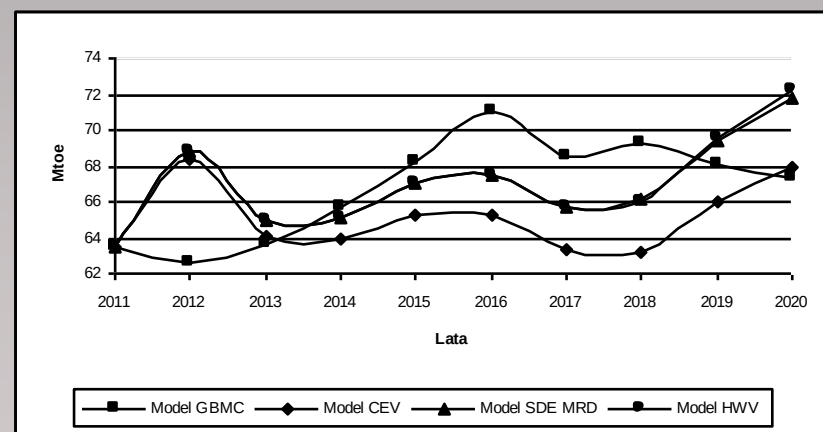
Energochłonność pierwotna PKB



Energochłonność finalna PKB

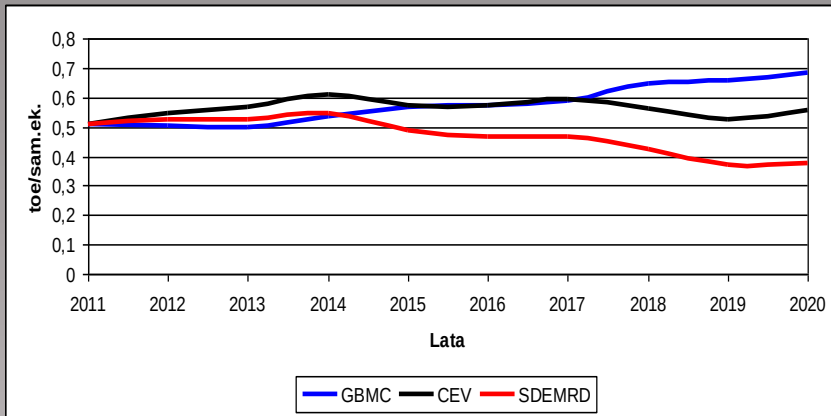


Zapotrzebowanie na energię pierwotną

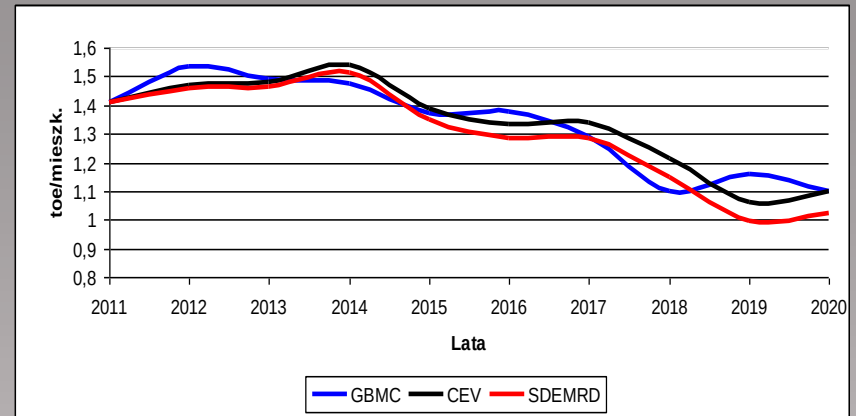


Zapotrzebowanie na energię finalną

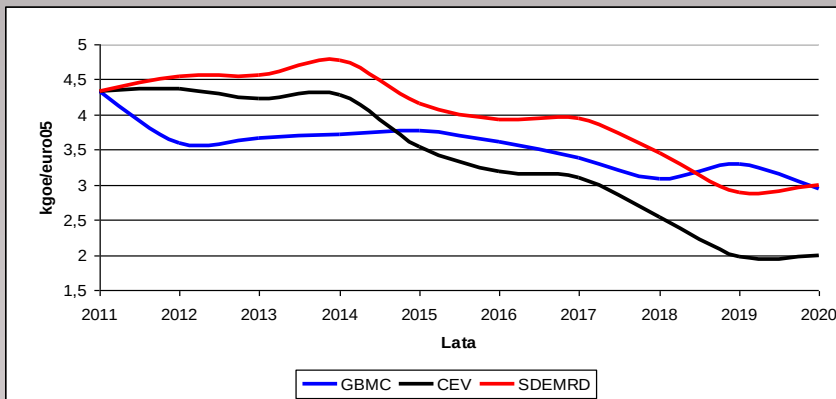
Symulacje energochłonności sektorów opisanych trzema modelami SDE



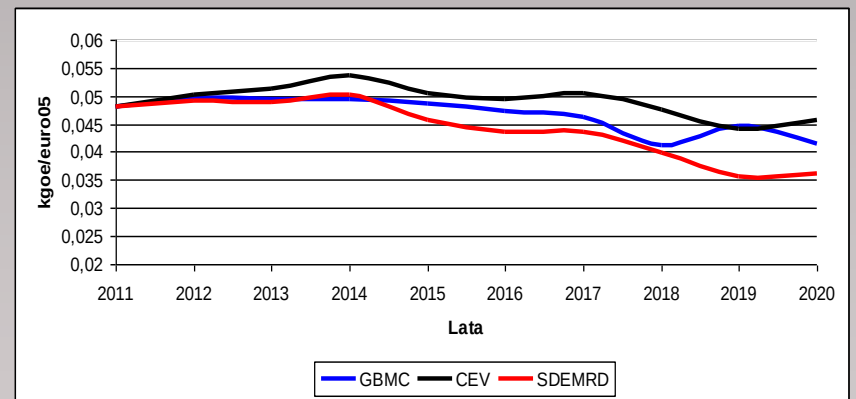
Transport



Gospodarstwa domowe



Przemysł



Usługi

Podsumowanie

- Tempo obniżania się energochłonności polskiej gospodarki znacznie spadło w ostatnich latach. O ile w latach 2001-2006 energochłonność obniżała się o ok. 2% rocznie, w okresie 2006-2009 zanotowano spadek o ok. 5% rocznie, to od 2009 nastąpiła stabilizacja, a nawet w roku 2010 zaobserwowano wzrost energochłonności.
- Wykonane symulacje wskaźników energochłonności w horyzoncie do 2020 roku wskazują na spadek energochłonności pierwotnej i finalnej PKB. W zakresie symulacji współczynników sektorowych - spadek energochłonności przemysłu i gospodarstw domowych oraz stabilizacja energochłonności usług i transportu.
- Z przeprowadzonych badań wynika, że metoda Eulera umożliwia wyznaczenie symulacji przebiegu zmiennych stochastycznych, opisanych równaniami różniczkowymi, z uwzględnieniem niepewności kształtowania się procesów energetycznych, wynikającej z oddziaływania otoczenia modeli.

Pytania Recenzenta

- Czy Autor zastanawiał się, jaka jest przyczyna wzrostu zapotrzebowania energii przy spadku energochłonności?
- Oszczędności energii, a w związku z tym obniżenie energochłonności w Polsce realizowane było już w latach 90-tych poprzedniego stulecia. Czy nie byłoby celowym wykonania prognoz wygasłych według zaproponowanej metodyki na ostatnie lata np. 2010 - 2014 bazujących na statystyce wcześniejszych lat?
- Autor w swej pracy bazuje na prognozie energii pierwotnej i końcowej w oparciu o energochłonność odniesioną do produktu krajowego brutto PKB. Czy Autor badał zmiany PKB w przyjętym okresie czasu, a jeżeli tak, to jakie spostrzeżenia nasuwają się odnośnie prawidłowości tych zmian?
- Badane modele wykazują różnice przy prognozowaniu energii pierwotnej i końcowej. Który zatem, według Autora, jest modelem najbardziej obiecującym do wykorzystania w praktyce?

Dziękuję za uwagę!

WYKORZYSTANIE WYKŁADNIKA HURSTA DO PRZEWIDYWANIA NIESTABILNOŚCI GENERACJI WIATROWEJ

Dr hab. inż. Tomasz Popławski Prof. PCz

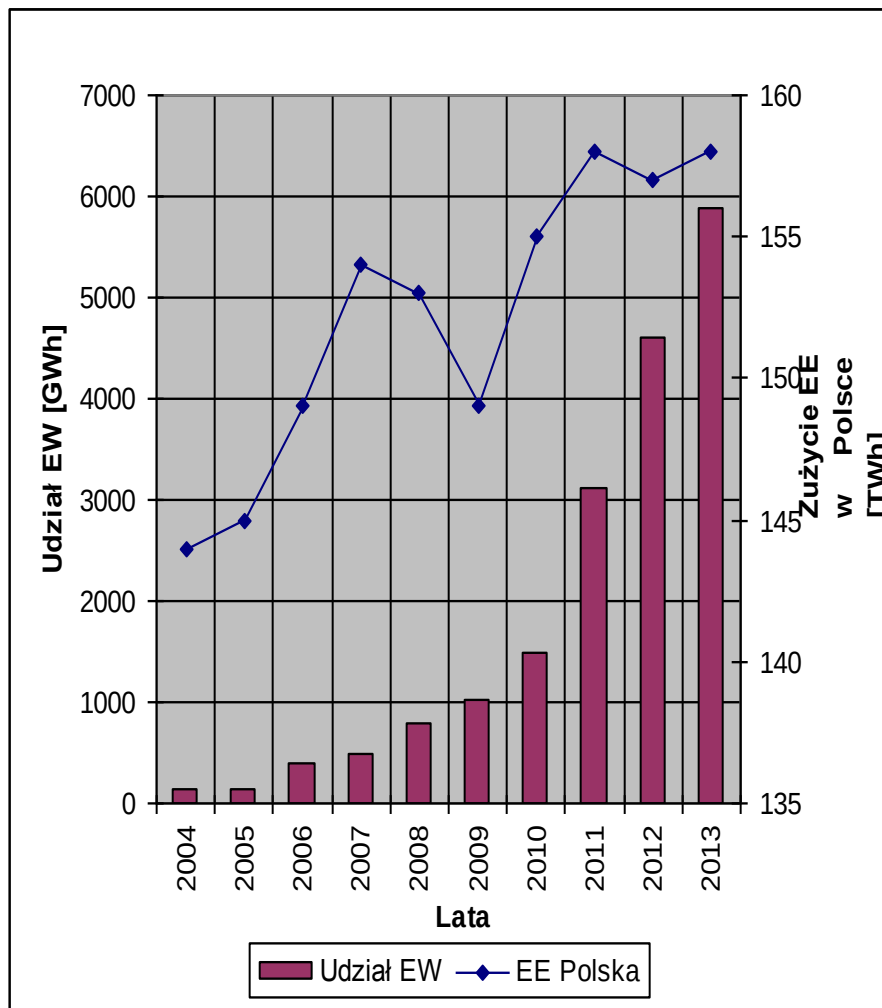
ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII W POLSCE

Rok	Udział OZE wykonany wg. umorzonych ŚP + opłata zastępcza
[-]	[%]
2005	2,956
2006	3,6
2007	5,271
2008	6,987
2009	8,674
2010	10,4
2011	10,44
2012	10,444
2013	12,151

Źródło URE, data aktualizacji danych: 20.05.2014

ENERGETYKA WIATROWA W POLSCE

Lata	Udział generacji wiatrowej w krajowym zużyciu energii elektrycznej		
	[GWh]	[TWh]	[%]
2004	142	144	0,099
2005	135	145	0,093
2006	388	149	0,260
2007	494	154	0,321
2008	790	153	0,516
2009	1029	149	0,691
2010	1485	155	0,958
2011	3126	158	1,978
2012	4599	157	2,929
2013	5888	158	3,727



PODSTAWY PRAWNE WYKONYWANIA PROGNOZ GENERACJI WIATROWEJ

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007
z późniejszymi zmianami

§ 22 ust 1

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwia tworzenie jednostek grafikowych dla źródeł lub grup źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru i prowadzi rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dla wszystkich tych jednostek.

§ 22 ust 2

Mechanizm bilansowania, w zakresie bilansowania źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, umożliwia korektę planowanej ilości energii elektrycznej dostarczanej do sieci, nie później niż na **2 godziny** przed godzinowym okresem jej wytworzenia.

PROGNOZOWANIE GENERACJI WIATROWEJ

☐ Metody prognozowania

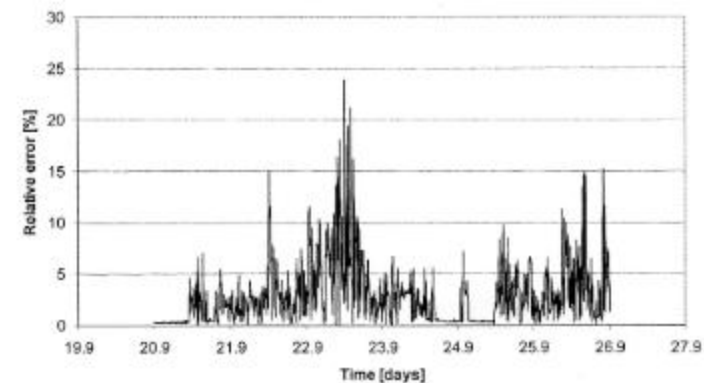
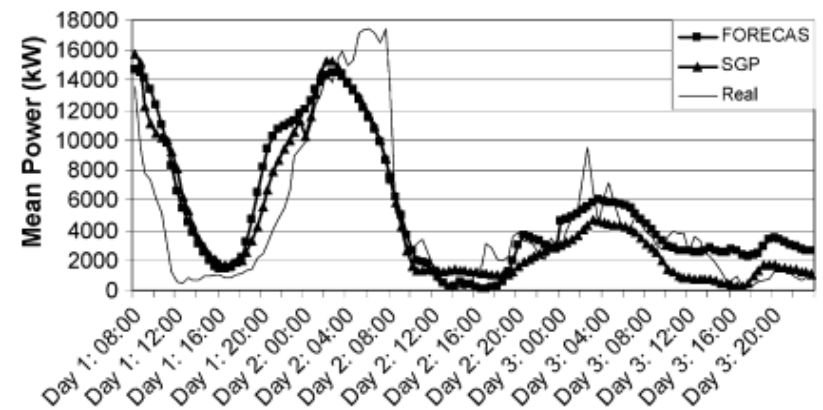
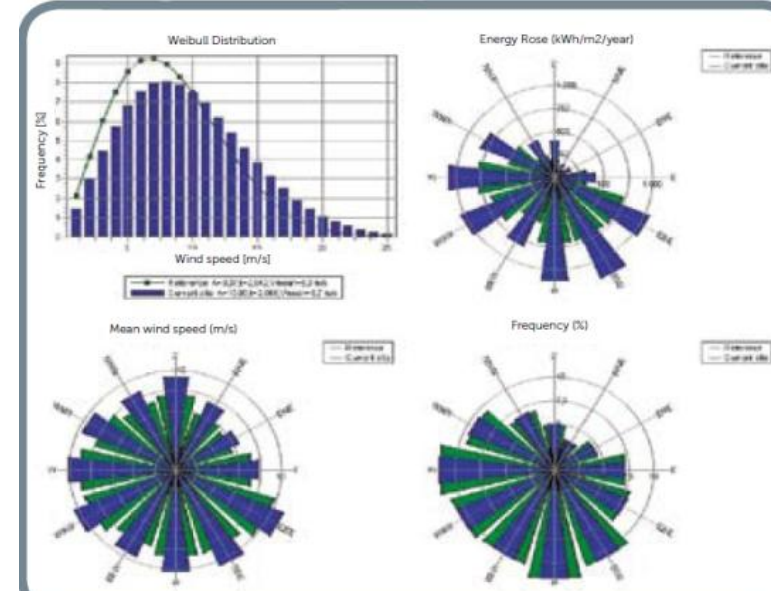
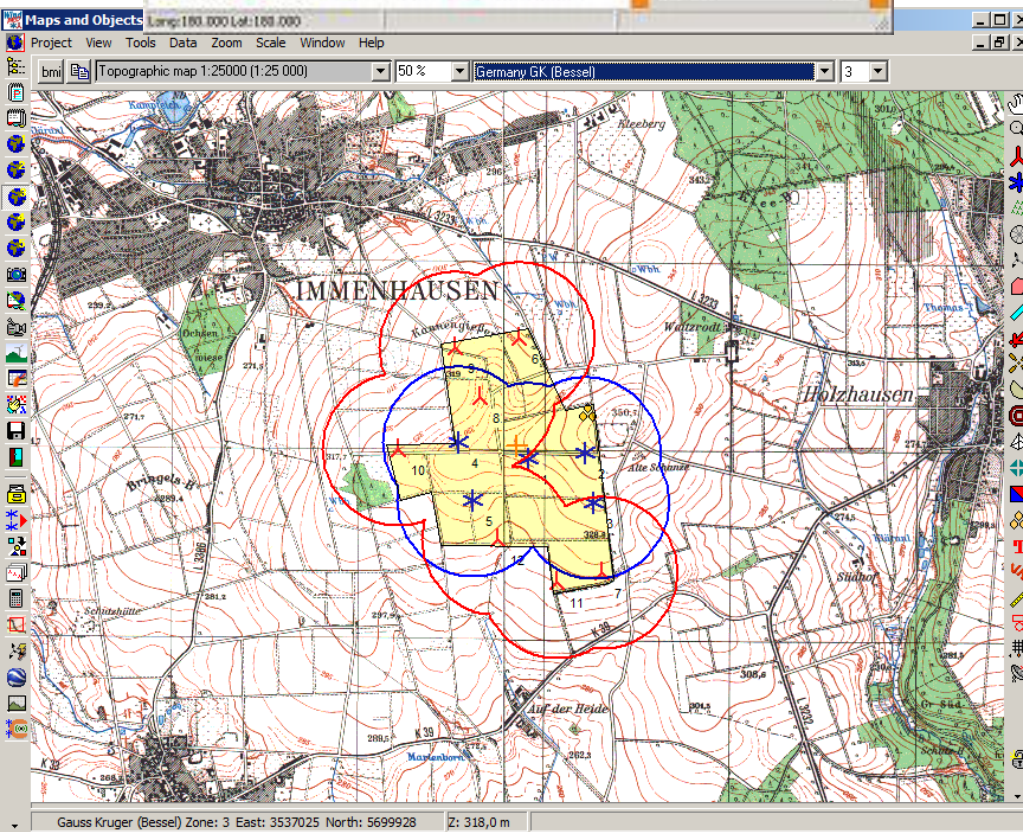
⦿ Podejście fizyczne

- przepływ wiatru wokół i wewnątrz farmy wiatrowej
- wykorzystanie krzywej mocy

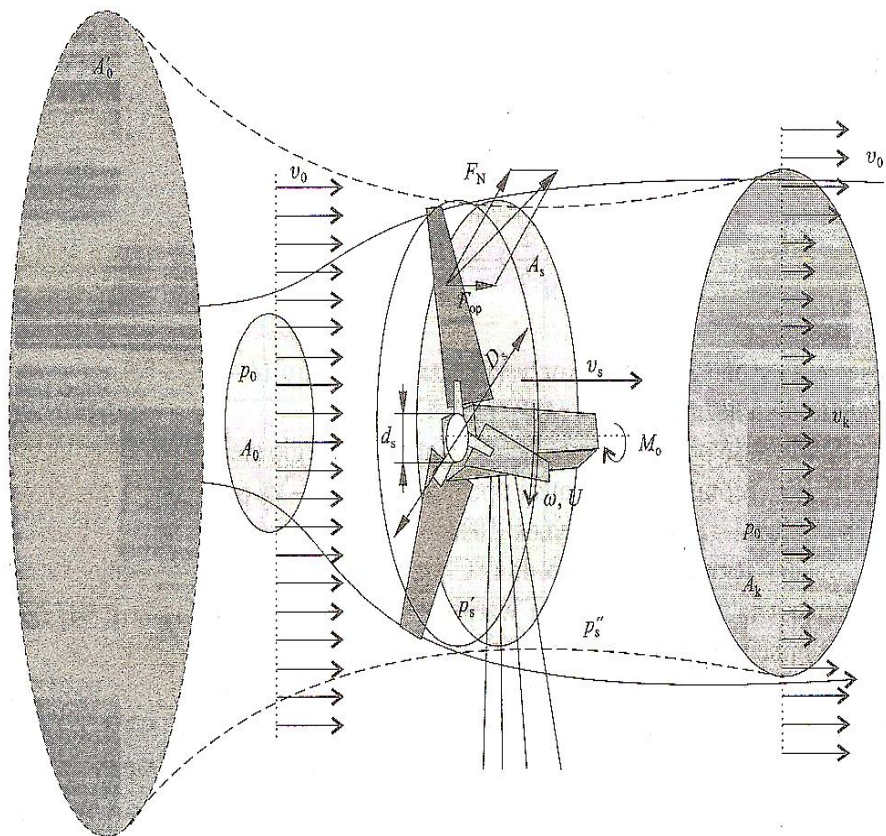
⦿ Podejście statystyczne

- uchwycenie relacji pomiędzy prognozą meteorologiczną (oraz historycznymi pomiarami), a mocą wyjściową
- brak założeń dotyczących zjawisk fizycznych

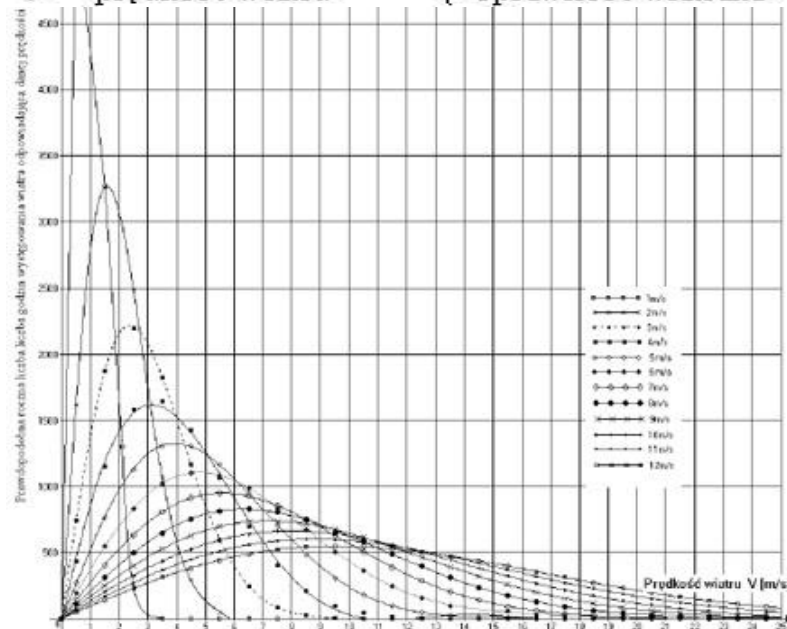
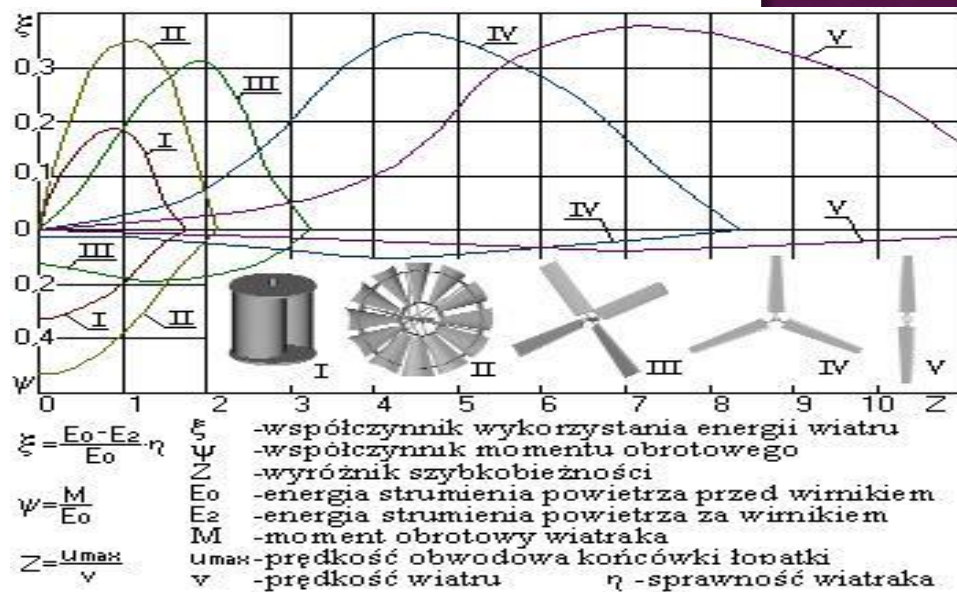
⦿ Podejście mieszane



MOC ELEKTROWNI WIATROWEJ



$$P = \frac{1-e}{1+e} \left[\frac{1}{2} \left(1 - \frac{d_s^2}{D_s^2} \right) - \frac{C_{op}}{C_N} \frac{z}{3} + \frac{1 - \frac{d_s^2}{D_s^2}}{2z} - \frac{1 - \frac{d_s^2}{D_s^2}}{4} \right] \pi D_s^2 \rho v_0^3$$



JAK KONSTRUUJEMY PROGNOZĘ ?

$$P = \frac{1-e}{1+e} \left[\frac{1}{2} \left(1 - \frac{d_s^2}{D_s^2} \right) - \frac{C_{op}}{C_N} \frac{z}{3} + \frac{1 - \frac{d_s^2}{D_s^2}}{2z} - \frac{1 - \frac{d_s^2}{D_s^2}}{4} \right] \pi D_s^2 \rho v_0^3$$

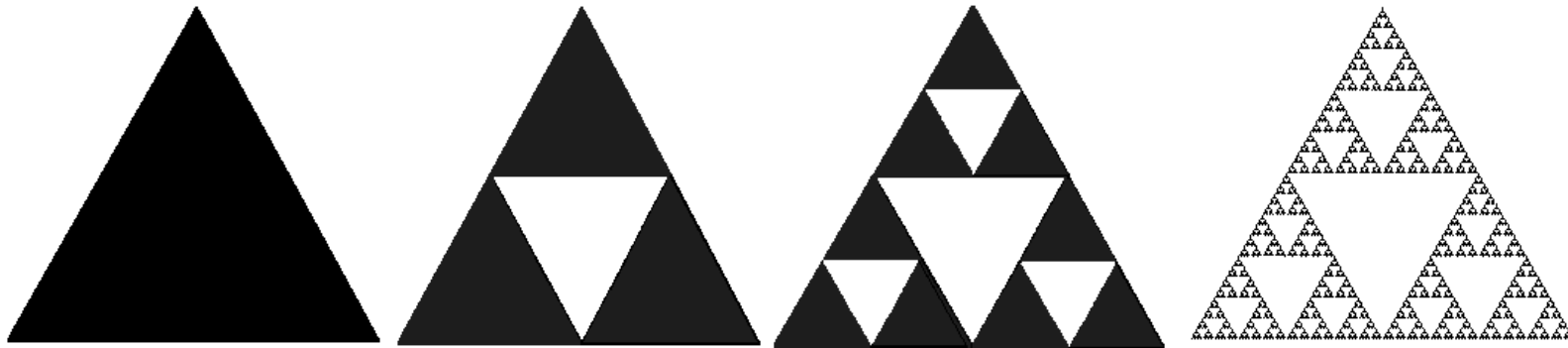
$$\hat{P} = \hat{V}_i = f \left(X_{01}, X_{02}, \dots, X_{0i}, v \right)$$

$$\hat{P}_t = f \left(H_{v,t-24}, H_{P,t-24}, \hat{v}_t \right)$$

ANALIZA FRAKTALNA

- Fraktalem określa się jako zbiór posiadający określone cechy:
 - ma nietrywialną strukturę w każdej skali,
 - struktura ta nie daje się łatwo opisać w języku tradycyjnej geometrii euklidesowej,
 - jest samopodobny, jeśli nie w sensie dokładnym, to przybliżonym lub stochastycznym,
 - jego wymiar fraktalny jest większy niż jego wymiar topologiczny
- Można zaobserwować dwa typy fraktali
 - deterministyczne (tworzone za pomocą pewnej reguły, zbiór Cantora, krzywa Kocha, zbiór Mandelbrota, zbiory Julii),
 - losowe (linia brzegowa, drzewo, płuca)

ANALIZA FRAKTALNA



Etapy tworzenia trójkąta Sierpińskiego.

- Jednym z podstawowych elementów charakteryzujących fraktal jest jego wymiar
 - Hausdorffa
 - samopodobieństwa
 - pudełkowy
 - pojemnościowy
 - informacyjny
 - wymiar euklidesowy
 - cyrkłowy

WYKŁADNIK HURSTA

- ◉ Istnieje związek między wymiarem fraktalnym szeregu czasowego, a wykładnikiem Hursta

$$D = 2 - H$$

- Gdzie:

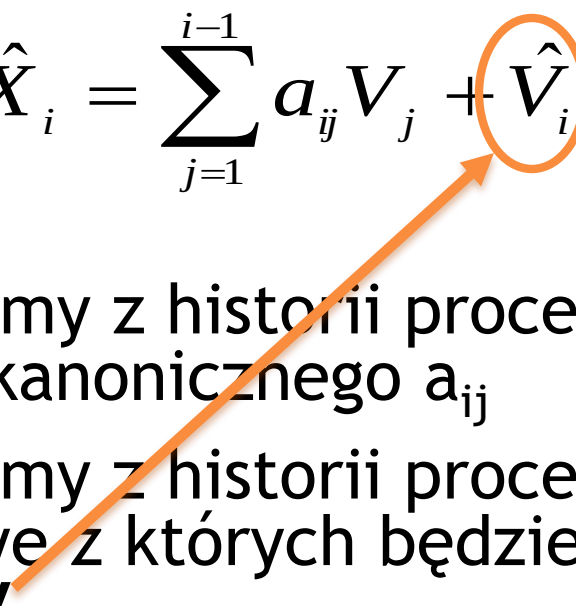
D - wymiar fraktalny

H - wykładnik Hursta

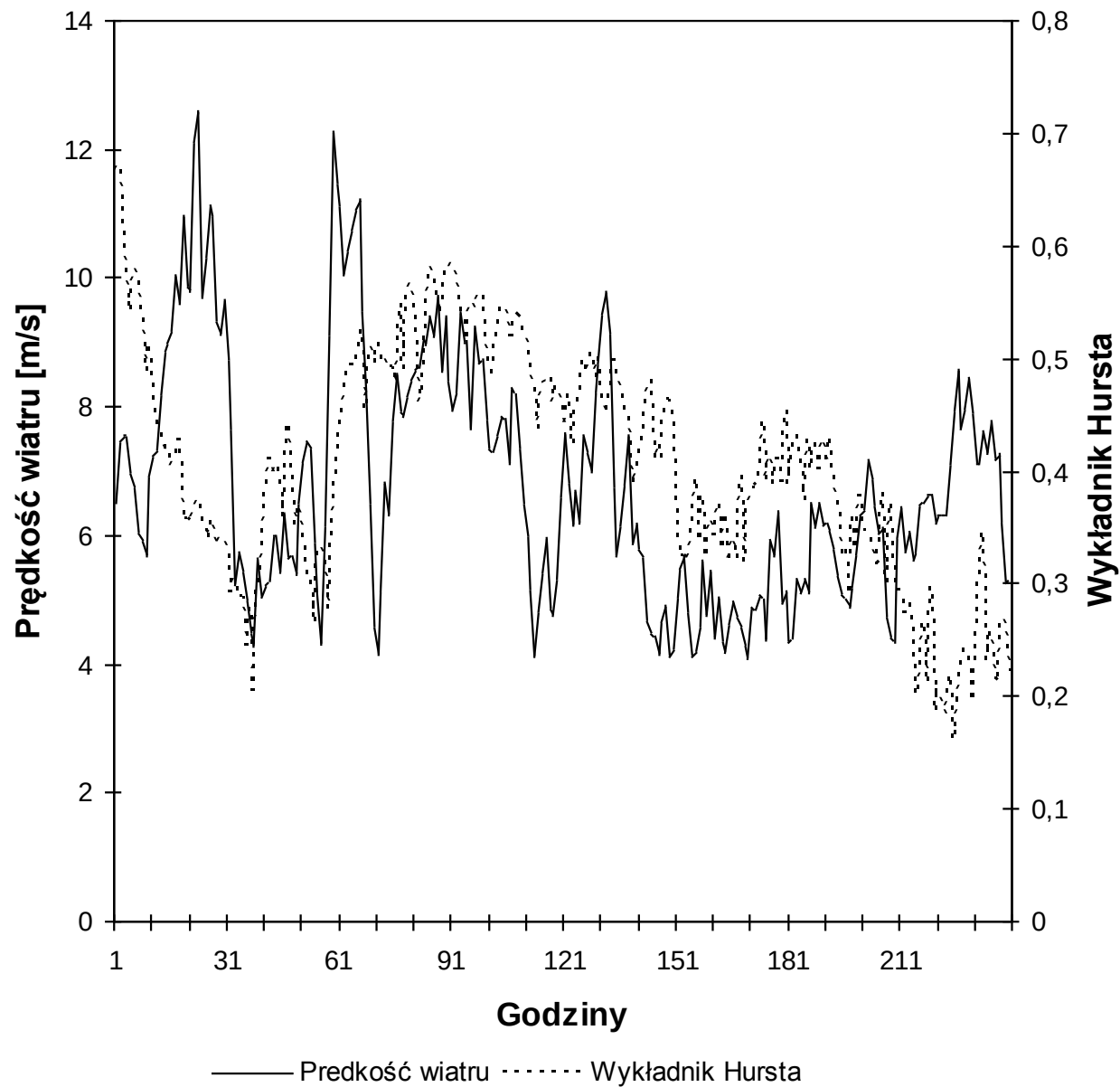
- ◉ Można wyróżnić trzy grupy procesów w zależności od jego wartości:
 - $H=0,5$ - szereg losowy, brak korelacji
 - $0 < H < 0,5$ - szereg antypersystentny
 - $0,5 < H < 1$ - szereg persystentny

JAK KONSTRUUJEMY PROGNOZĘ ?

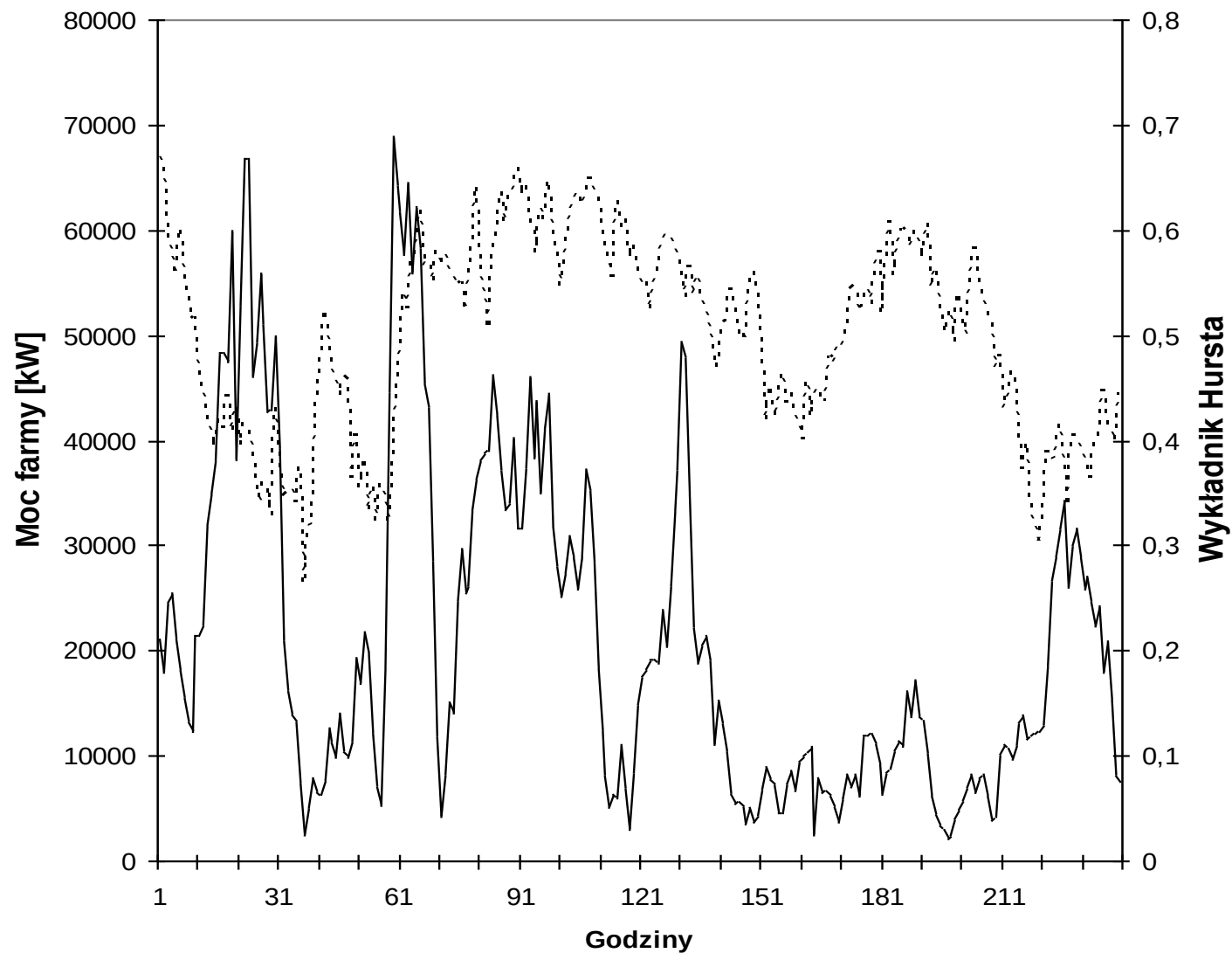
Zapis formalny modelu prognostycznego:

$$\hat{X}_i = \sum_{j=1}^{i-1} a_{ij} V_j + \hat{V}_i + \bar{x}_{Xi}$$


- Wyznaczamy z historii procesu współczynniki rozkładu kanonicznego a_{ij}
- Wyznaczamy z historii procesu dystrybuanty warunkowe z których będziemy losować wektory V_i
- Wielokrotnie dokonujemy losowania z dystrybuant używając do tego celu generatora liczb losowych
- Wyniki losowań uśredniamy



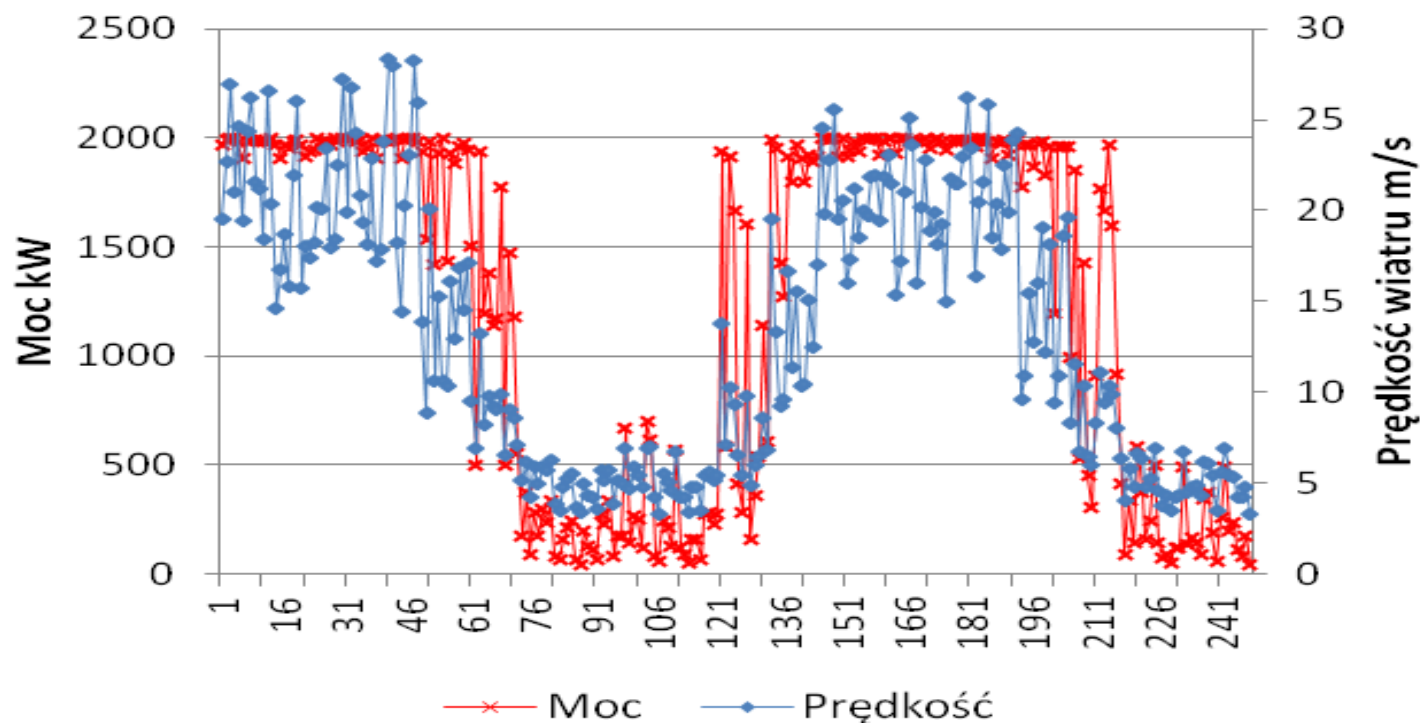
Prędkość wiatru zanotowana dla farmy wiatrowej oraz
wyznaczone wykładniki Hursta



— Moc farmy Wykładnik Hursta

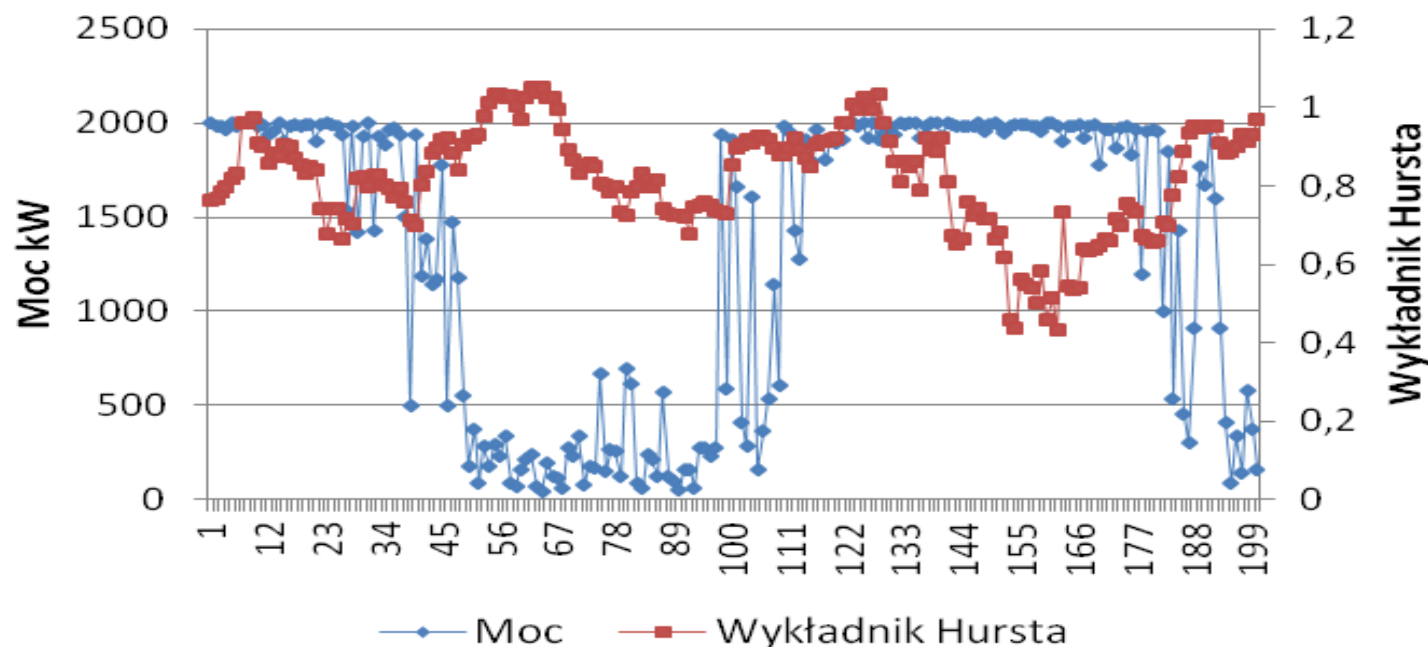
Moc generowana na farmie wiatrowej oraz wyznaczone wykładniki Hursta

PRZYGOTOWANIE DANYCH



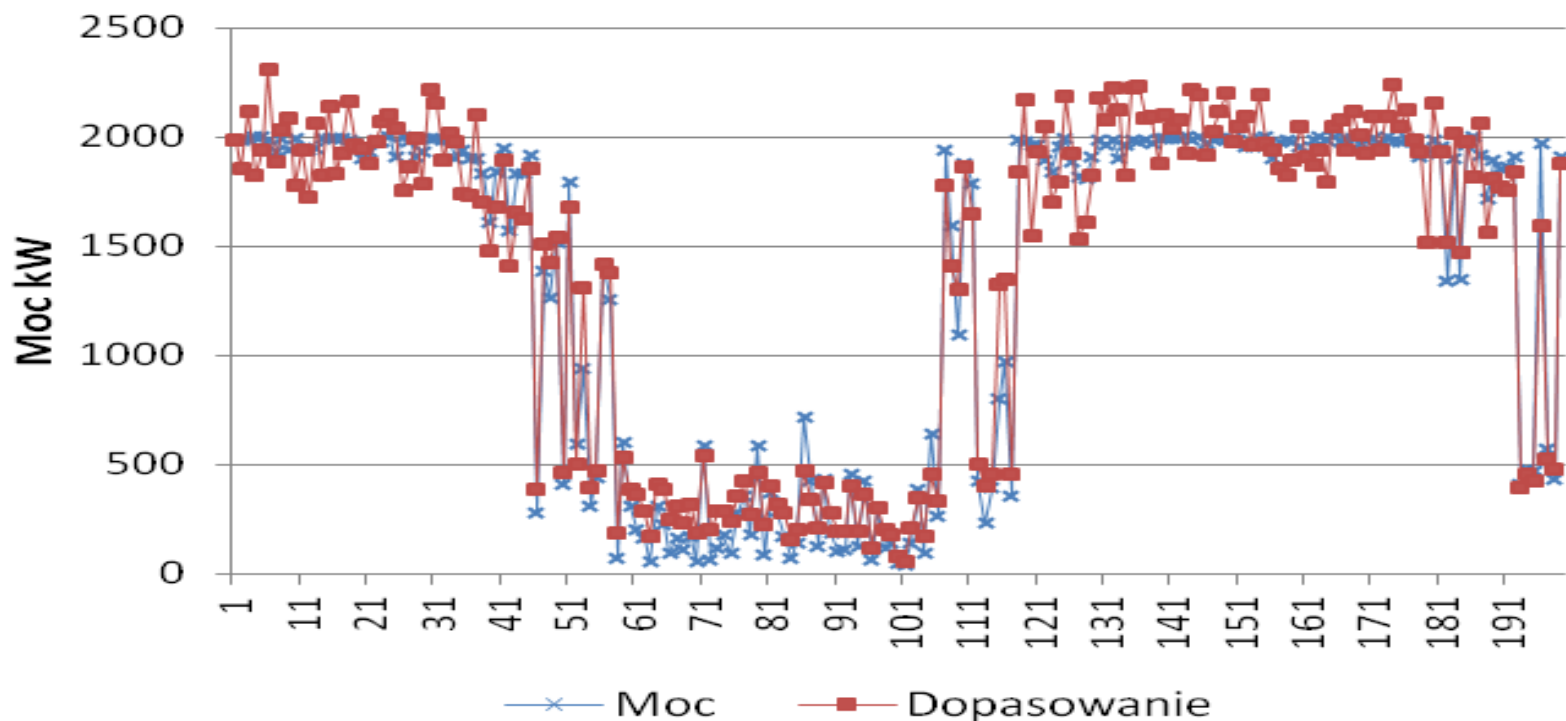
Wygenerowane przebiegi prędkości wiatru i mocy

PRZYGOTOWANIE DANYCH



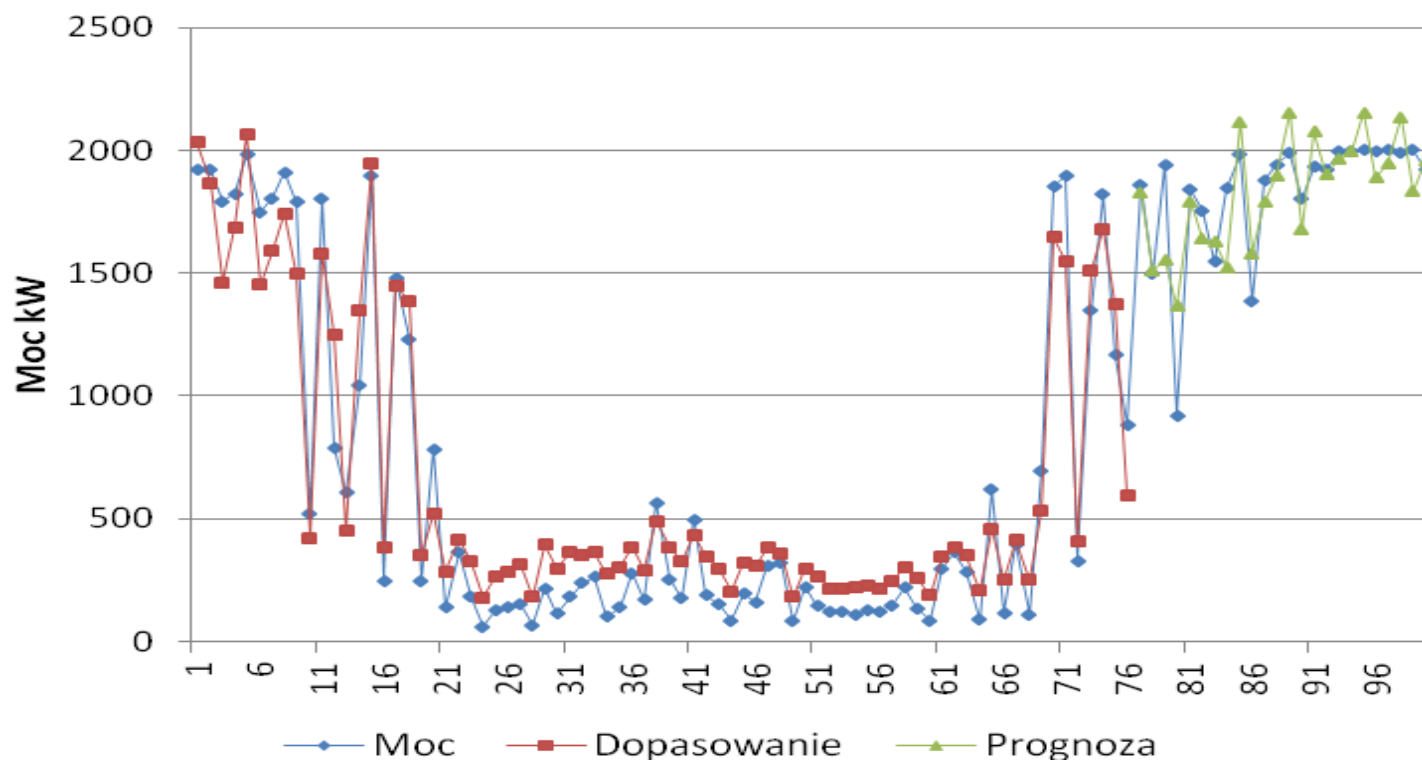
Moc elektrowni wiatrowej oraz wyznaczony na jej podstawie wykładnik Hursta.

WYNIKI EKSPERYMENTU



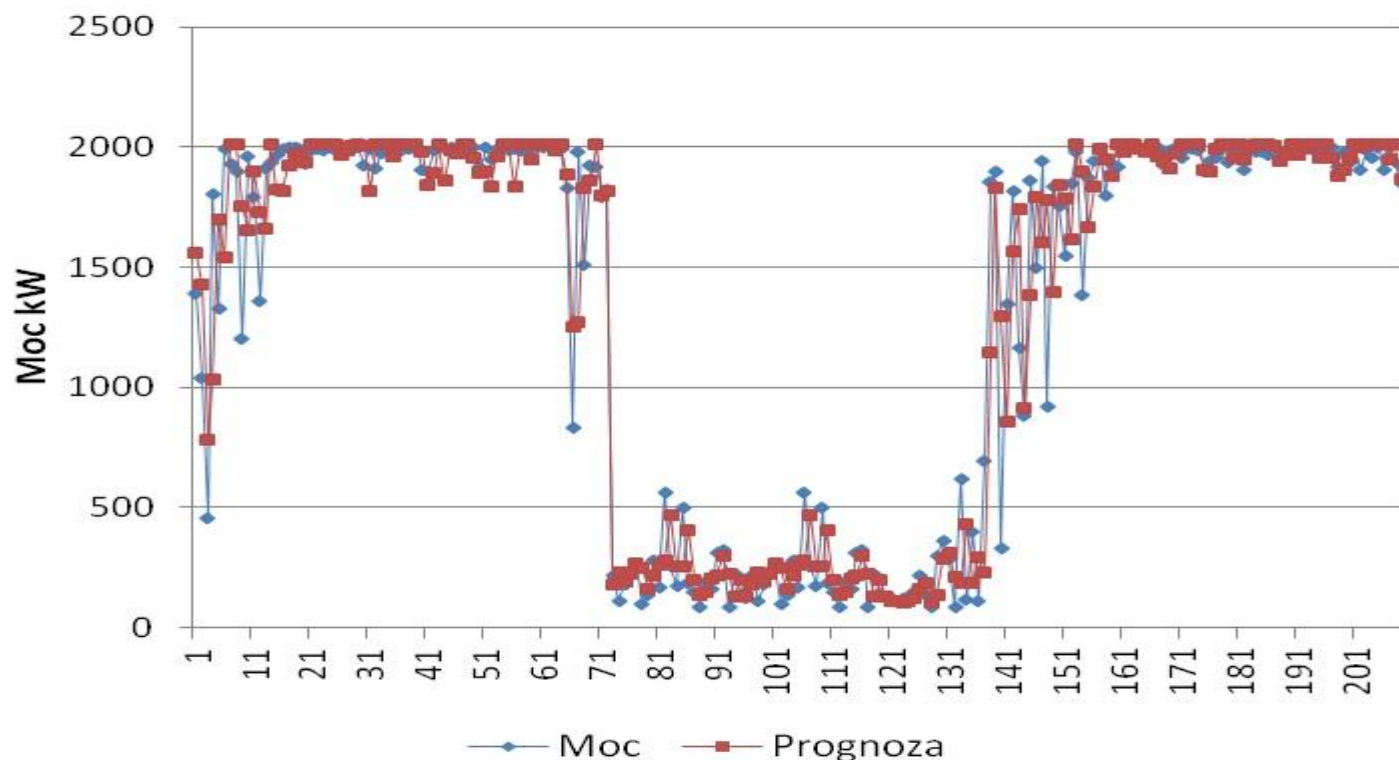
Moc elektrowni wiatrowej oraz dopasowanie realizowane modelem MRK.

WYNIKI EKSPERYMENTU



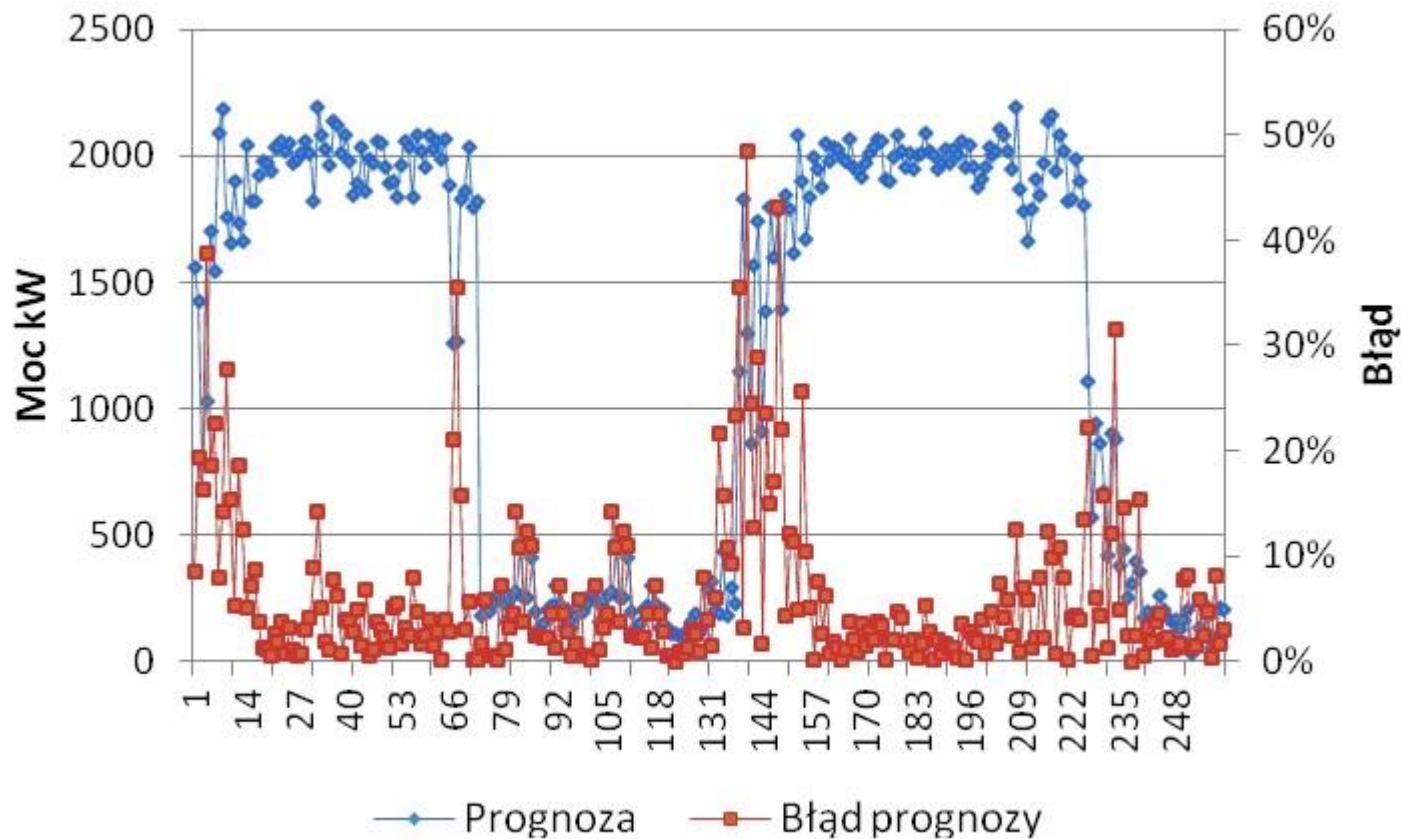
Moc elektrowni, dopasowanie oraz prognoza wykonana przy pomocy modelu MRK

WYNIKI EKSPERYMENTU



Moc elektrowni oraz prognoza uzyskana za pomocą modelu MRK z uwzględnieniem uwarunkowań fizycznych

WYNIKI EKSPERYMENTU



Prognoza mocy realizowana modelem MRK oraz
uzyskane błędy

WNIOSKI

- ◉ Wyniki tak nieskomplikowanie zdefiniowanego eksperymentu zostały ocenione jako bardzo obiecujące i w pełni uzasadniające kontynuację badań.
- ◉ Analizując wyznaczone wykładniki Hursta potwierdza się, że w zależności od charakteru przebiegu czasowego, dla którego został on wyznaczony niesie on w sobie dodatkową informację o procesie, którą można efektywnie wykorzystać w modelach.
- ◉ Zidentyfikowano swoiste trendy, w przypadku których wykryto zwiększone wielkości błędów.
- ◉ W świetle otrzymanych wyników można stwierdzić, że zastosowane rozwiązania mogą polepszyć dokładność prognoz

Uwagi recenzentów

- ◉ Autorzy przyjęli, do badania niestabilności pracy elektrowni wiatrowej, wygenerowane (czyli teoretyczne) przebiegi zmian prędkości wiatru i wytwarzanej mocy. Nasuwa się pytanie - czy nie można było skorzystać z danych rzeczywistych?
- ◉ Czy przyjęte szybkozmienne prędkości wiatru (w ciągu krótkiego okresu czasu) od minimalnych (kilka m/s) do maksymalnych (25 m/s) są realne? A może dłuższe przedziały stabilnych prędkości skutkowałyby innymi wartościami wykładnika Hursta? Przebiegi na rys.3. pokazują, że zmiany wykładników Hursta maleją przy stabilnych mocach, ale spadki są różne, np. przy mocach maksymalnych nie zauważa się stabilizacji spadków wartości wykładników Hursta takich jak przy mocach minimalnych.
- ◉ Każda prognoza obarczona jest z natury rzeczy niedokładnością, czyli błędem. Jednak niejednokrotnie poziom błędu eliminuje wykorzystanie metody prognozy w praktyce. Stąd pytanie - czy Autorzy oczekują, że zaproponowany sposób pozwoli w przyszłości na wykorzystanie wyników w praktyce eksploatacyjnej systemu elektroenergetycznego?
- ◉ W referacie Autorzy stosują określenia takie jak np. "statystykę obliczono" . Pytanie - czy statystykę można obliczać?

Dziękuję za uwagę!





**XX Konferencja N-T „Rynek energii elektrycznej: doświadczenia i wyzwania”,
Kazimierz Dolny, 21-23 maja 2014 r.**



Metodyka i narzędzia analiz niezawodności dla potrzeb planowania rozwoju i eksploatacji systemu elektroenergetycznego

Prof. dr hab. inż. Józef PASKA

**Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki,
Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej**

Zagadnienia

1. **Wstęp**
2. **Metodyka analiz niezawodności SEE**
3. **Narzędzia komputerowe do analiz niezawodności SEE**
4. **Liberalizacja i konkurencja a analizy niezawodności SEE**
5. **Podsumowanie**
6. **Uwagi Recenzenta**

Wstęp

Według NERC, CIGRE i ENTSO-E (d. UCTE) niezawodność systemu elektroenergetycznego (SEE) to pojęcie ogólne, obejmujące wszystkie miary zdolności systemu, zwykle wyrażone jako wskaźniki liczbowe, do dostarczania do wszystkich punktów zapotrzebowania energii elektrycznej o parametrach w granicach przyjętych standardów oraz w żądanych ilościach.

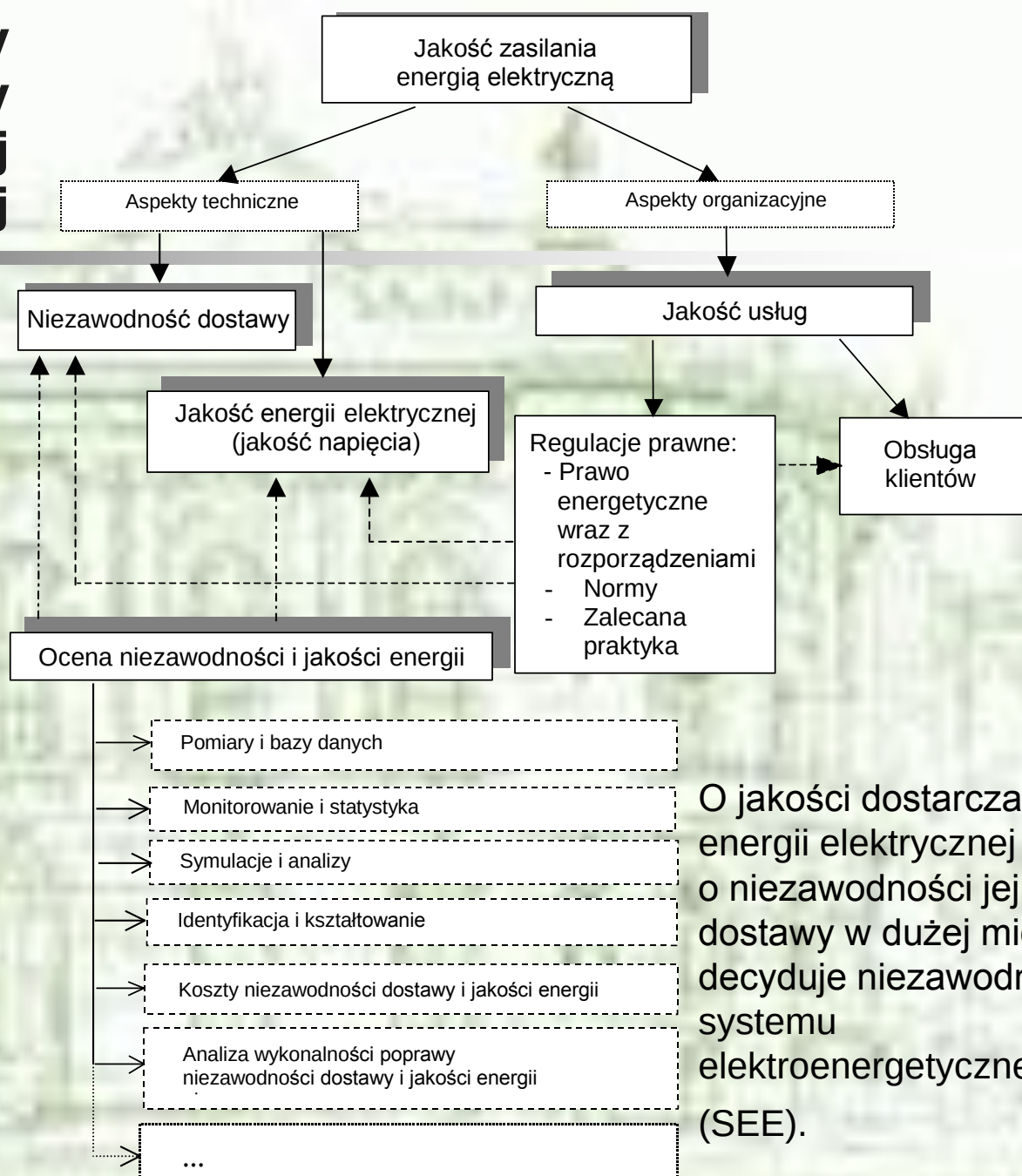
Niezawodność była, jest i będzie jednym z najważniejszych kryteriów, które powinny być rozpatrywane, zarówno podczas planowania rozwoju, jak i eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Tymczasem w Polsce kwestia ta zdaje się być niedoceniana przez naukowców i praktyków działających w obszarze elektroenergetyki.

W zależności od zakresu, analiza niezawodności systemu elektroenergetycznego wymaga odwzorowania kompletnego, operacyjnego zachowania się systemu, do pewnego stopnia uwzględniając działania, ręczne lub automatyczne, podjęte w odpowiedzi na awarie urządzeń. Dlatego też jest ona zadaniem o wiele bardziej wyrafinowanym niż konwencjonalna analiza rozptyłu mocy dla kryterium „ $n - 1$ ”.

Podstawowym problemem niezawodności systemu elektroenergetycznego jest to, że utrzymanie określonego poziomu niezawodności (jakości) zasilania wymaga nakładów ze strony operatora systemu (i/lub właściciela infrastruktury), podczas gdy niedostateczna jakość generuje koszty głównie po stronie odbiorców.

Relacje między niezawodnością dostawy i jakością dostarczonej energii elektrycznej

Włączanie niezawodności dostawy do cech jakościowych energii elektrycznej a zatem utożsamianie jakości energii z jakością zasilania jest błędne, ponieważ czym innym jest proces dostarczania "towaru" (energii elektrycznej), charakteryzowany przez niezawodność; a czym innym są istotne parametry tego towaru, określające przez swoje wartości jego jakość - jakość energii elektrycznej.



O jakości dostarczonej energii elektrycznej oraz o niezawodności jej dostawy w dużej mierze decyduje niezawodność systemu elektroenergetycznego (SEE).

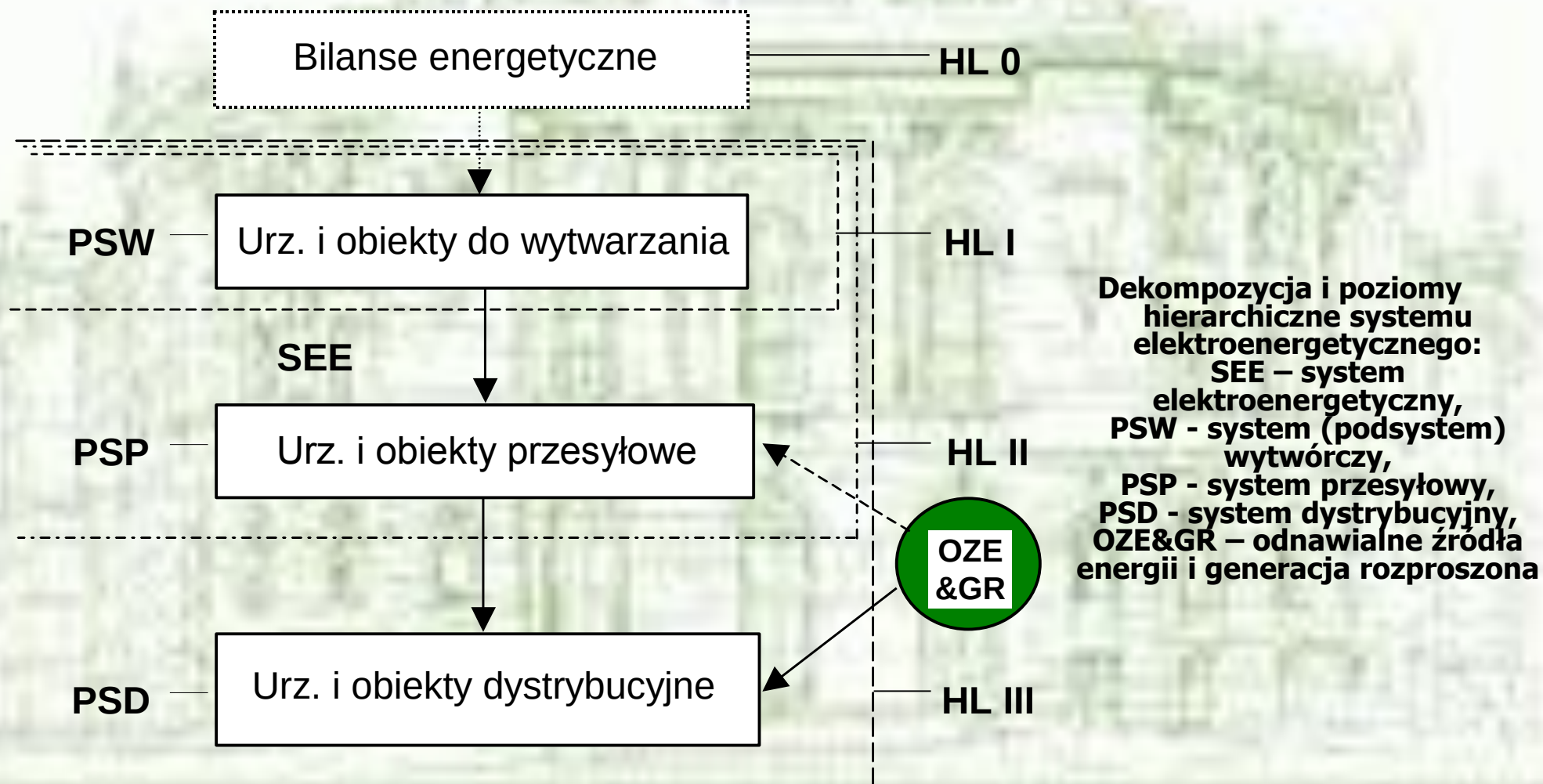
Metodyka analiz niezawodności SEE

Analiza i ocena niezawodności SEE może odnosić się do przeszłości (jest dokonywana ex post) lub do przyszłości (niezawodność prognozowana). W obu sytuacjach wyznacza się wartości odpowiednich miar niezawodności – wskaźników niezawodności.

Szczególnie istotna jest analiza - prognozowanie niezawodności systemów elektroenergetycznych, która winna mieć należne i trwałe miejsce w analizach wykonywanych dla określenia warunków bezpiecznej pracy systemu w fazie programowania układów i parametrów pracy SEE.

Zwykle analizuje się niezależnie niezawodność podsystemów, składających się na SEE: wytwórczego, przesyłowego, dystrybucyjnego; a zatem niezawodność realizacji pojedynczej funkcji: wytwarzania, przesyłu, zasilania konkretnych odbiorców. Można również w systemie wyróżnić trzy poziomy hierarchiczne:

Metodyka analiz niezawodności SEE

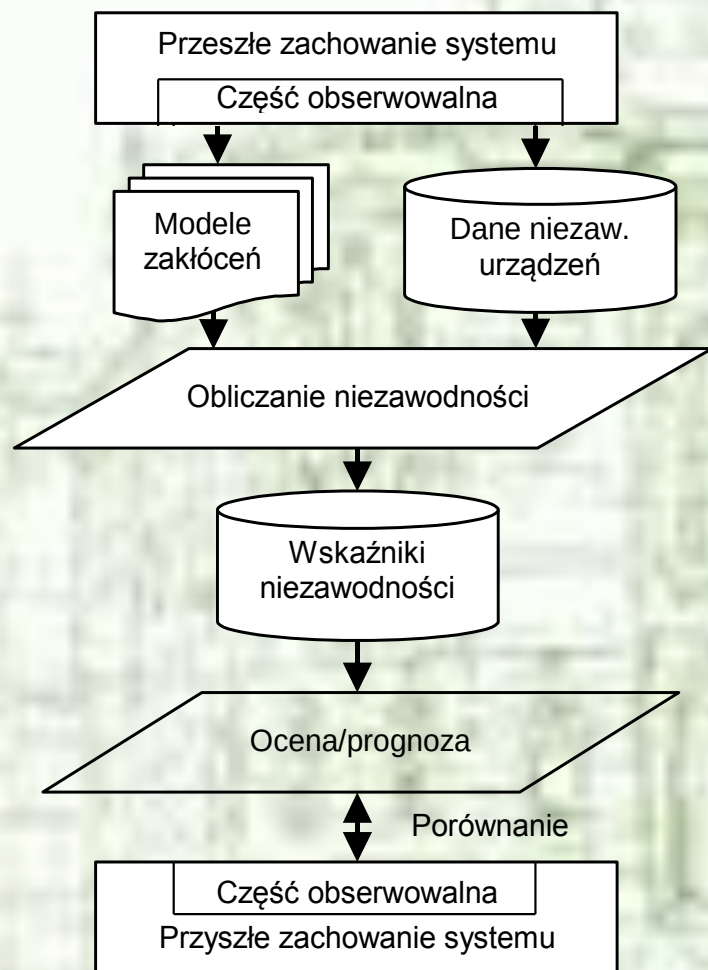


Metodyka analiz niezawodności SEE

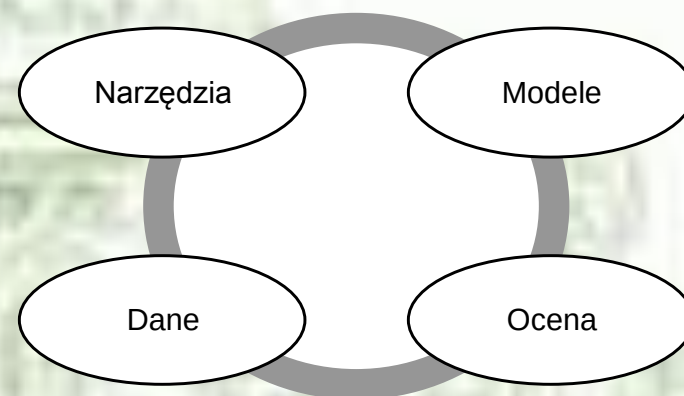
Struktura ta ciągle dobrze oddaje istotę funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jednak obecnie należy mieć także na uwadze dodatkowe aspekty:

- **Występuje często podział wytwarzania i dystrybucji pomiędzy pewną liczbę niezależnych przedsiębiorstw.**
- **Zwiększa się wykorzystanie odnawialnych zasobów energii (OZE) lub realizujących wytwarzanie skojarzone oraz źródeł wytwarzania o małej skali w ramach systemu rozdzielczego, tworzących generację rozproszoną (GR) → (OZR&GR).**

Metodyka analiz niezawodności SEE



Etapy analizy niezawodności
systemu elektroenergetycznego



Elementy analiz niezawodności SEE

Niezawodność systemu elektroenergetycznego, obejmującego urządzenia wytwórcze i przesyłowe, powinna uwzględniać dwa podstawowe aspekty funkcjonalne systemu i jego niezawodności - wystarczalność (adequacy) i niezawodność operacyjną.

Wśród metod analizy i oceny niezawodności (prognozowanej) systemu dominują dwa główne podejścia, analityczne i symulacyjne.

Narzędzia komputerowe do analiz niezawodności SEE

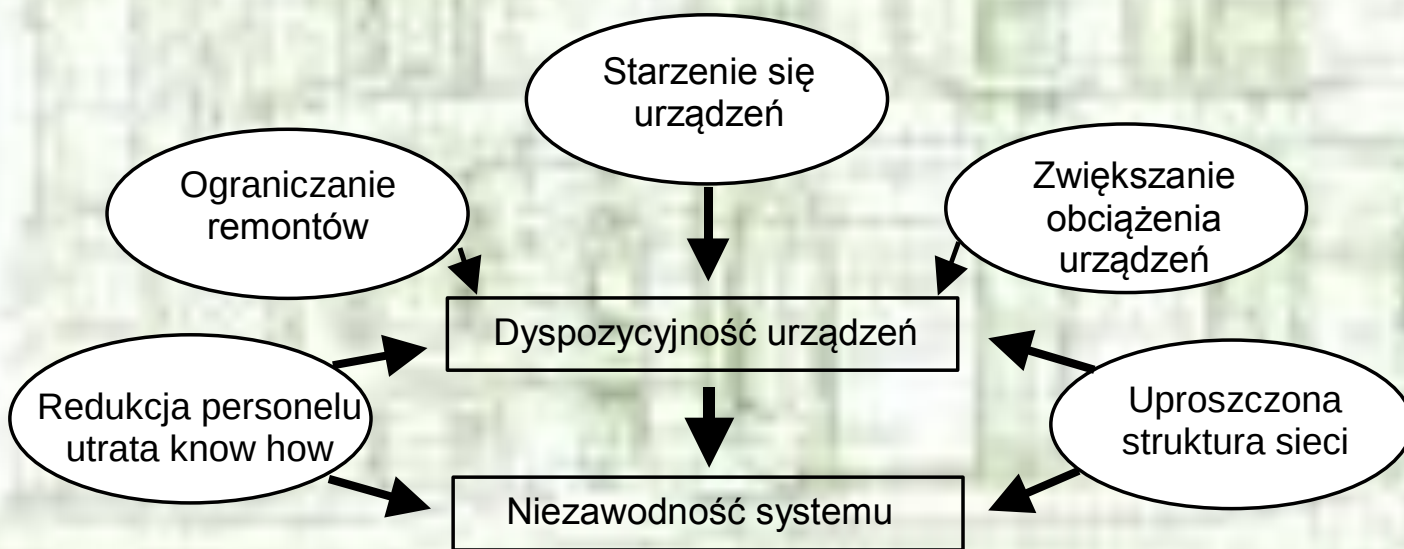
Programy komputerowe, za pomocą których można dokonać analiz i oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego, można podzielić na trzy grupy:

- systemy informatyczne do kompleksowej obsługi firm elektroenergetycznych w zakresie analiz systemowych, w których występuje moduł do obliczeń niezawodności. Do tej grupy można zaliczyć: PSSTMTPLAN, NEPLAN oraz Power Factory;**
- programy specjalistyczne do analiz i obliczeń niezawodności, stanowiące samodzielne narzędzia. Zostały one stworzone z myślą o przedsiębiorstwach elektroenergetycznych. Do tej grupy należy zakwalifikować programy takie jak: TRELSS, PROCOSE, DISREL, SUBREL, TRANSREL, WindEx AWAR;**
- programy mające swe zastosowanie w pracach badawczych z zakresu niezawodności systemu elektroenergetycznego. Są to programy takie jak: CREAM, COMPASS, ZuBer, NIEZ, ONW.**

Liberalizacja i konkurencja a analizy niezawodności SEE

Jakość zasilania
zorientowana na odbiorcę

Wystarczalność systemu przesyłu energii elektrycznej jest zdefiniowana jako zdolność do pokrycia zagregowanego zapotrzebowania na moc i energię we wszystkich węzłach odbiorczych (punktach obciążenia) sieci, z wewnętrznych i zewnętrznych źródeł, przy zachowaniu ograniczeń wynikających z fizycznych właściwości sieci, wypełniając zobowiązania kontraktowe i biorąc pod uwagę planowane i nieplanowane wyłączenia elementów sieci.



Czynniki mające wpływ
na niezawodność SEE
w warunkach
liberalizacji i konkurencji

Podsumowanie

Przemiany w elektroenergetyce stanowią bodziec do nowego traktowania zagadnień niezawodności systemu elektroenergetycznego. Rośnie nacisk na zapewnienie odpowiedniego poziomu niezawodności w przyszłości, tak ze strony ciał regulacyjnych, jak i odbiorców.

Liberalizacja elektroenergetyki prowadzi do rozdzielania generacji, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Co więcej, presja rosnących kosztów na konkurencyjnych rynkach zmusza firmy do redukcji inwestycji i kosztów operacyjnych, co generalnie wywoła negatywne efekty w dziedzinie jakości zaopatrzenia w energię elektryczną. Na takim podłożu pytania o obecny i przyszły poziom niezawodności zasilania są tym bardziej aktualne, niezawodność pozostaje jednym z podstawowych kryteriów planowania rozwoju i eksploatacji systemu elektroenergetycznego a zainteresowanie szczegółowymi analizami niezawodności wzrasta.

Uwagi Recenzenta

Który z istniejących systemów i programów specjalistycznych do analiz i obliczeń niezawodności jest najbliższy pod względem spełnienia omawianych w referacie wymagań, inspirowanych decentralizacją, liberalizacją i konkurencją, mającymi – wg słów autora – stałe miejsce w elektroenergetyce?

Czy w kraju istnieje jakaś jednostka, zajmująca się opracowaniem odpowiedniego narzędzia do ww. analiz?

Czy autor widzi w ogóle możliwość opracowania w przyszłości narzędzia, spełniającego wszystkie wymogi, omówione w referacie?

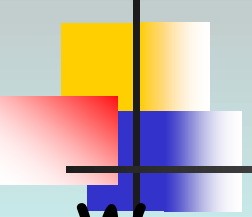


Dziękuję za uwagę
Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

TEORETYCZNE I PRAKTYCZNE ASPEKTY WYZNACZANIA OBCIĄŻEŃ MAKSYMALNYCH W SIECIACH nn

Dr inż. Szymon CIURA
Dr inż. Edward SIWY

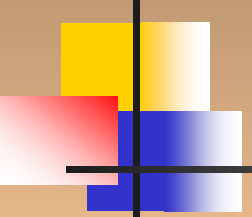
szymon.ciura@polsl.pl
edwsiw@gmail.com



Zawartość referatu

W referacie zaprezentowany został oparty na podstawach teoretycznych sposób wyznaczania obciążenia maksymalnego dowolnego elementu sieci z wykorzystaniem wyników pomiarów 1-godzinnych obciążeń u odbiorców, służących do wyznaczenia standardowych profili obciążenia, przedstawionych w IRiESD.

Ponadto referat zawiera krytyczną analizę aktualnie obowiązujących przepisów, dotyczących wyznaczania obciążenia maksymalnego wewnętrznych linii zasilających lub odcinków linii nn.

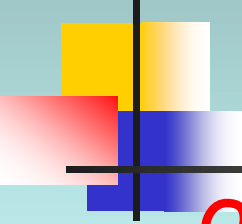


Założenia do analizy

Dla określonej grupy podobnych odbiorców znane są wg założeń projektowych:

- a) P_{max} - maksymalne obciążenie 15-, 30- lub 60-minutowe „średniego” odbiorcy w danej grupie,
- b) A_r - prognozowane roczne zużycie energii przez „średniego” odbiorcę,
- c) brak jest korelacji między obciążeniami odbiorców.

Poszukiwane jest obciążenie maksymalne $P_{max}(N)$ elementu sieci, zasilającego N odbiorców jak wyżej.



Podstawy teoretyczne analizy (1)

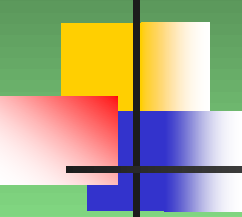
Obciążenie maksymalne P_{max} dla dowolnego odbiorcy można przedstawić jako sumę obciążeń:

$$P_{max} = P_{\acute{s}r} + (P_{max} - P_{\acute{s}r}) = P_{\acute{s}r} + \beta \sigma ,$$

przy czym można zapisać:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{8760} [P(t) - P_{\acute{s}r}]^2}{8760}}$$

$$P_{\acute{s}r} = \frac{A_r}{8760}$$

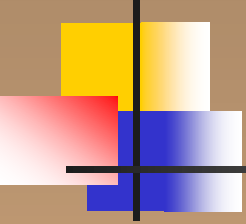


Podstawy teoretyczne analizy (2)

Dla N podobnych odbiorców zachodzi
równość:

$$\sigma(N) = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N \sigma_i^2}}{N} \approx \frac{\sigma}{\sqrt{N}}$$

$$P_{max}(N) \approx N P_{sr} + \beta \sigma \sqrt{N}$$



Podstawy teoretyczne analizy (3)

Przy oznaczeniu

$$P_{max}(N) = k_j(N) N P_{max}$$

po prostych przekształceniach poprzedniego wzoru otrzymuje się wyrażenie na $k_j(N)$:

$$k_j(N) = \frac{P_{sr}}{P_{max}} + \frac{\left(1 - \frac{P_{sr}}{P_{max}}\right)}{\sqrt{N}} = \left(m + \frac{1-m}{\sqrt{N}}\right)$$

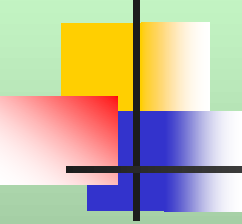
Podstawy teoretyczne analizy (4)

W rzeczywistości – korelacja między obciążeniami odbiorców istnieje, gdyż dla bardzo dużych wartości N zachodzi

$$P_{\max}(N) \neq N \cdot P_{\text{śr.}}$$

Po uwzględnieniu współczynnika korelacji $\rho_{X,Y}$ między obciążeniami dwu odbiorców, b można zapisać:

$$k_j = \left[\left(m + \frac{(1-m)}{\sqrt{N}} \right) \cdot \sqrt{1 + \rho_{X,Y} \cdot (N-1)} \right]$$



Podstawy teoretyczne analizy (5)

Wartość współczynnika korelacji $\rho_{x,y}$
wyznacza się ze wzoru:

$$\rho_{x,y} = \frac{\text{Cov}[x,y]}{\sigma_x \sigma_y}$$

natomiast wartość kowariancji $\text{Cov}[x,y]$ można
wyznaczyć z 1-godzinnych obciążeń dla danej
grupy odbiorców (w posiadaniu PTPiREE):

$$\text{Cov}[x,y] = \frac{\sum_{t=1}^{8760} \left\{ \sum_{\substack{x=1 \\ y=1}}^{X,Y} [(P_{x,t} - E[P_{x,t}])(P_{y,t} - E[P_{y,t}])] \right\}}{8760XY}$$



Dlaczego należy zmienić sposób wyznaczania współczynników k_j

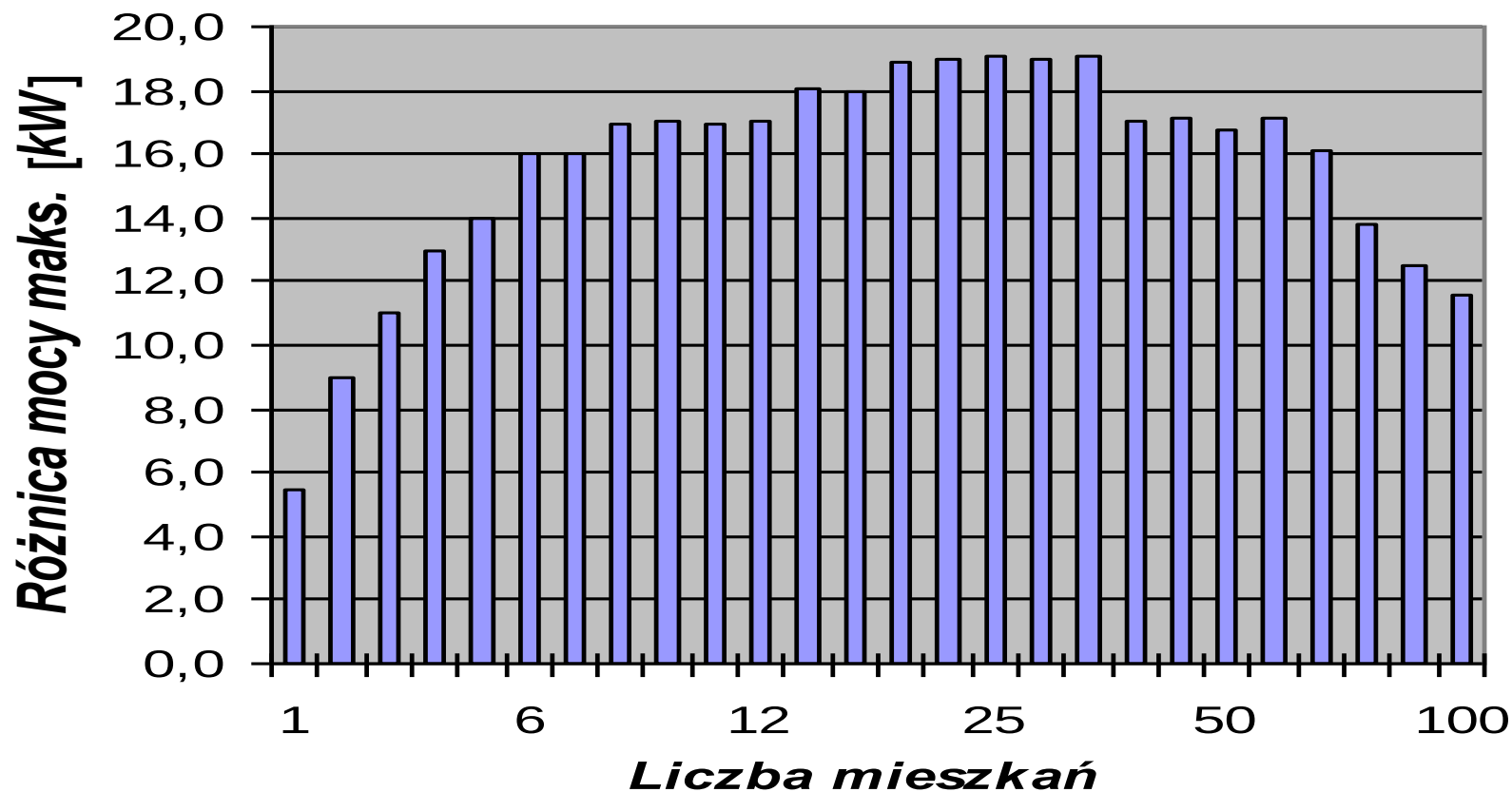
Aktualnie obowiązująca norma zakłada 3 grupy odbiorców (3 modele obciążenia odbiorców):

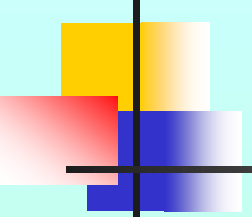
- w budynkach bez ccw - $P_{max} = 30$ kW dla odbiorcy,
- w budynkach z ccw - $P_{max} = 12,5$ kW dla odbiorcy,
- w budynkach modernizowanych - $P_{max} = 7$ kW.

Różnica obciążeń maksymalnych II i III grupy odbiorców wykazuje dla N odbiorców anomalię: wzrost liczby odbiorców ponad pewną ich liczbę powoduje zmniejszenie różnicy tych mocy.

W praktyce jest to niemożliwe - każdy nowy odbiorca staje się źródłem mocy, a nie jej odbiorcą

Różnica mocy maksymalnych dla dwu modeli obciążenia wg aktualnej normy



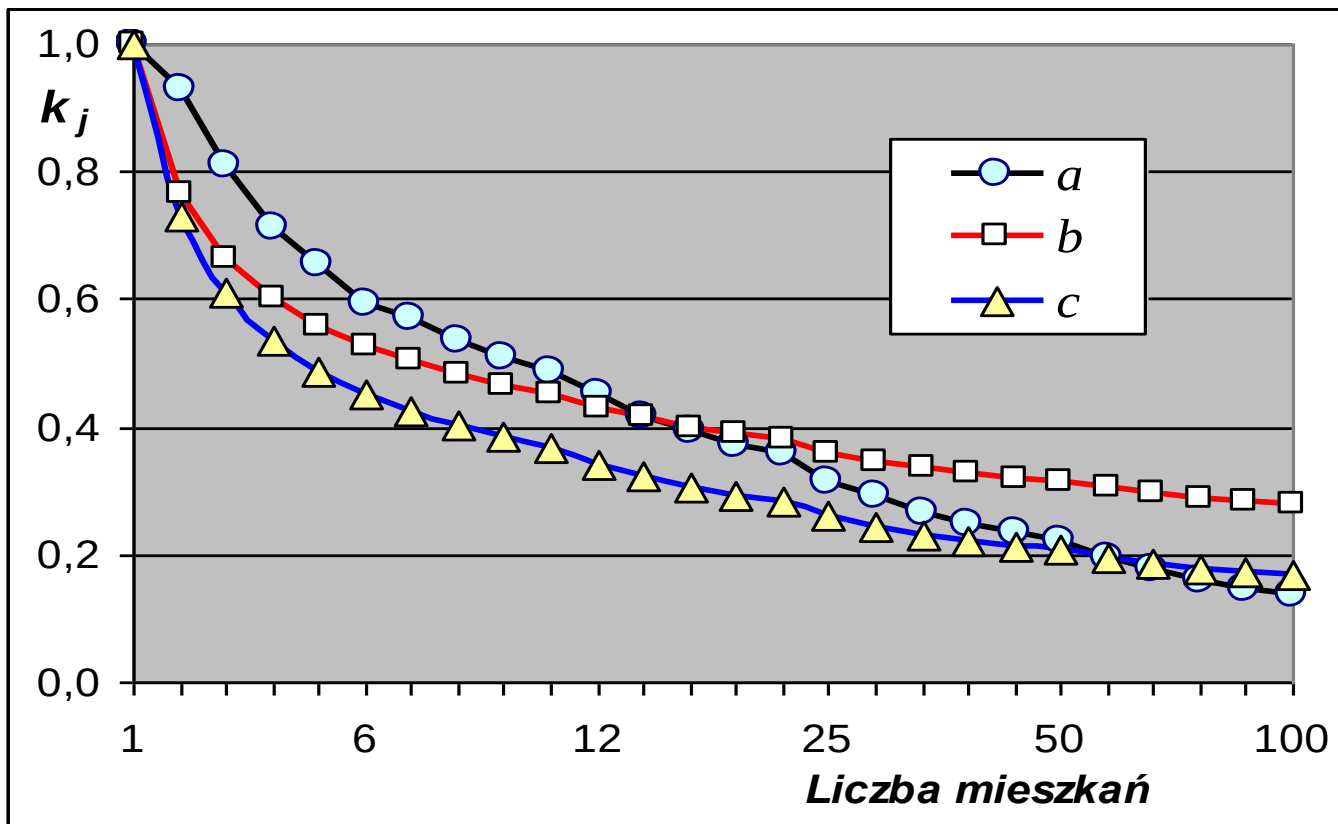


Obciążenie dla $N > 100$ odbiorców

Norma N SEP-E-002 nie podaje sposobu wyznaczania obciążeń maksymalnych przy $N > 100$.

Rekomendowane jest wtedy wyznaczanie obciążeń maksymalnych wg metody EP Poznań, „zapominając” że dla $N = 100$ różnica w wartościach współczynników k_j sięga ponad 100%.

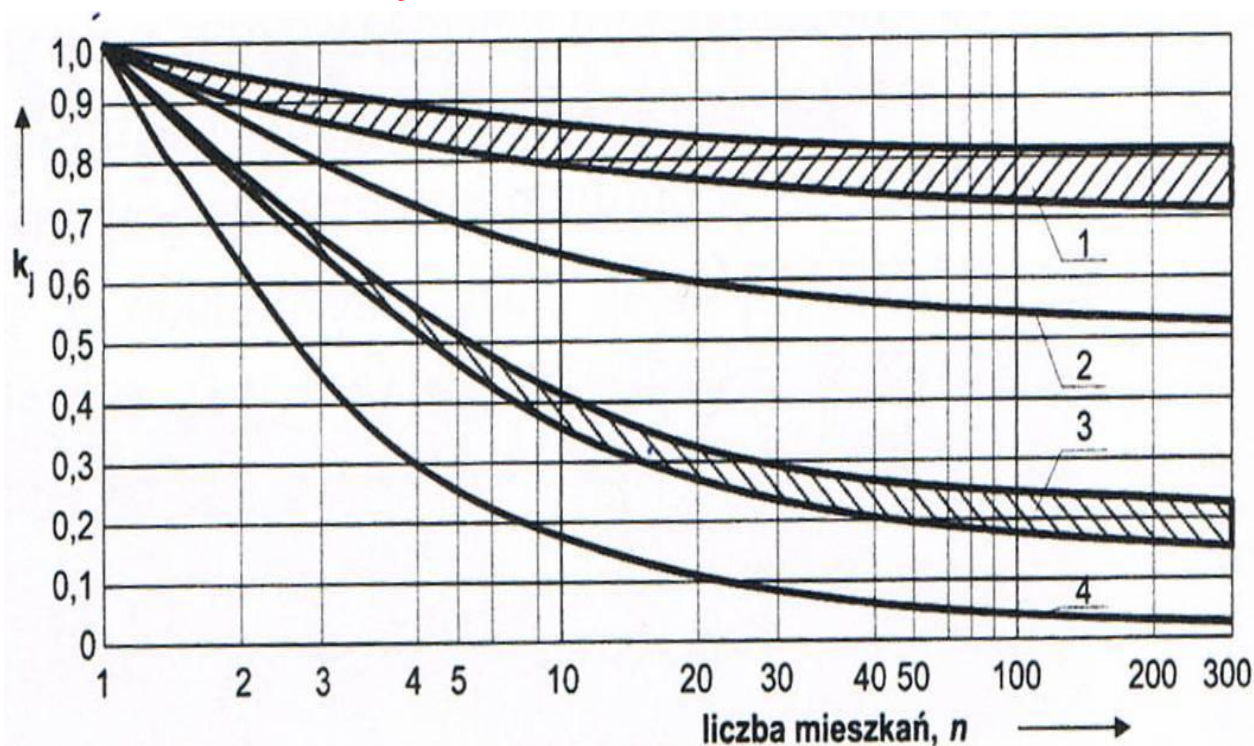
Zmienność współczynników k_j nie odpowiada przesłankom teoretycznym (1)



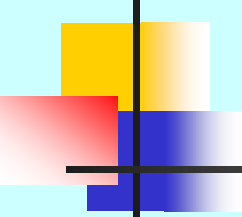
a - wg normy, b - przy $m = 0,200$, c - przy $m = 0,057$

Zmienność współczynników k_j nie odpowiada przesłankom teoretycznym (2)

Zmienność k_j wg przepisów niemieckich



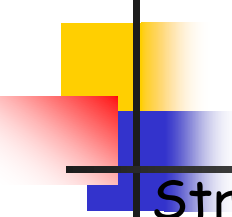
krzywe 3 - wyznaczone przy $m = 0,088 \div 0,148$



Konkluzja

Z podanych wyżej powodów norma ta nie jest wiarygodna.

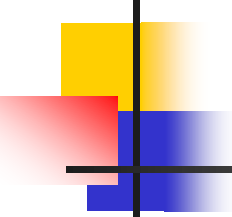
Należy podjąć działania w celu wypracowania nowych wytycznych w tym zakresie, opartych na wynikach pomiarów obciążeń za pomocą „inteligentnych” liczników energii, z odpowiednią podbudową teoretyczną, zaprezentowaną w przedstawionym referacie.



Odpowiedzi na pytania Recenzenta (1)

Struktura odbiorników energii elektrycznej w gospodarstwach domowych zapewne znacząco zmieniła się w przeciągu ostatnich lat. Jest to rezultatem z jednej strony występującego wzrostu przychodów ludności, zaś z drugiej - prowadzonej polityki proefektywnościowej. Do tego obligują nas odpowiednie dyrektywy UE oraz ustawa Prawo energetyczne. Czy opracowane w 2003 roku, w ramach prac badawczych prowadzonych przez PTPIREE, tzw. profile standardowe są nadal aktualne?

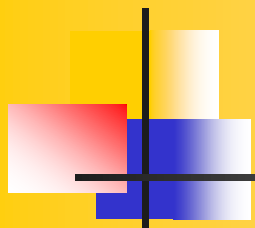
Nie mam dostępu do wyników badań, opracowanych przez PTPIREE. Mój referat nie dotyczył zresztą wyznaczania standardowych profili obciążenia, a wyznaczania obciążenia maksymalnego elementów sieci przy $N > 1$, z wykorzystaniem wyników pomiarów i badań prowadzonych przez PTPIREE, wg przysłowia: „Lepszy rydz niż nic”...



Odpowiedzi na pytania Recenzenta (2)

Czy lokalizacja na obszarze kraju może mieć znaczenie przy ustalaniu badanych przez Autorów wskaźników?

Prawdopodobnie może mieć znaczenie tylko w zakresie średnich rocznych stopni obciążenia $m = P_{\text{śr}} / P_{\text{max}}$ natomiast wartości współczynników korelacji obciążenia między dwoma odbiorcami raczej nie - odbiorcy w całym kraju zachowują się podobnie. Zresztą dysponując wynikami obciążeń 1-godzinnych można to sprawdzić. To jest ewentualne zadanie dla PTPIREE.



Dziękuję

za

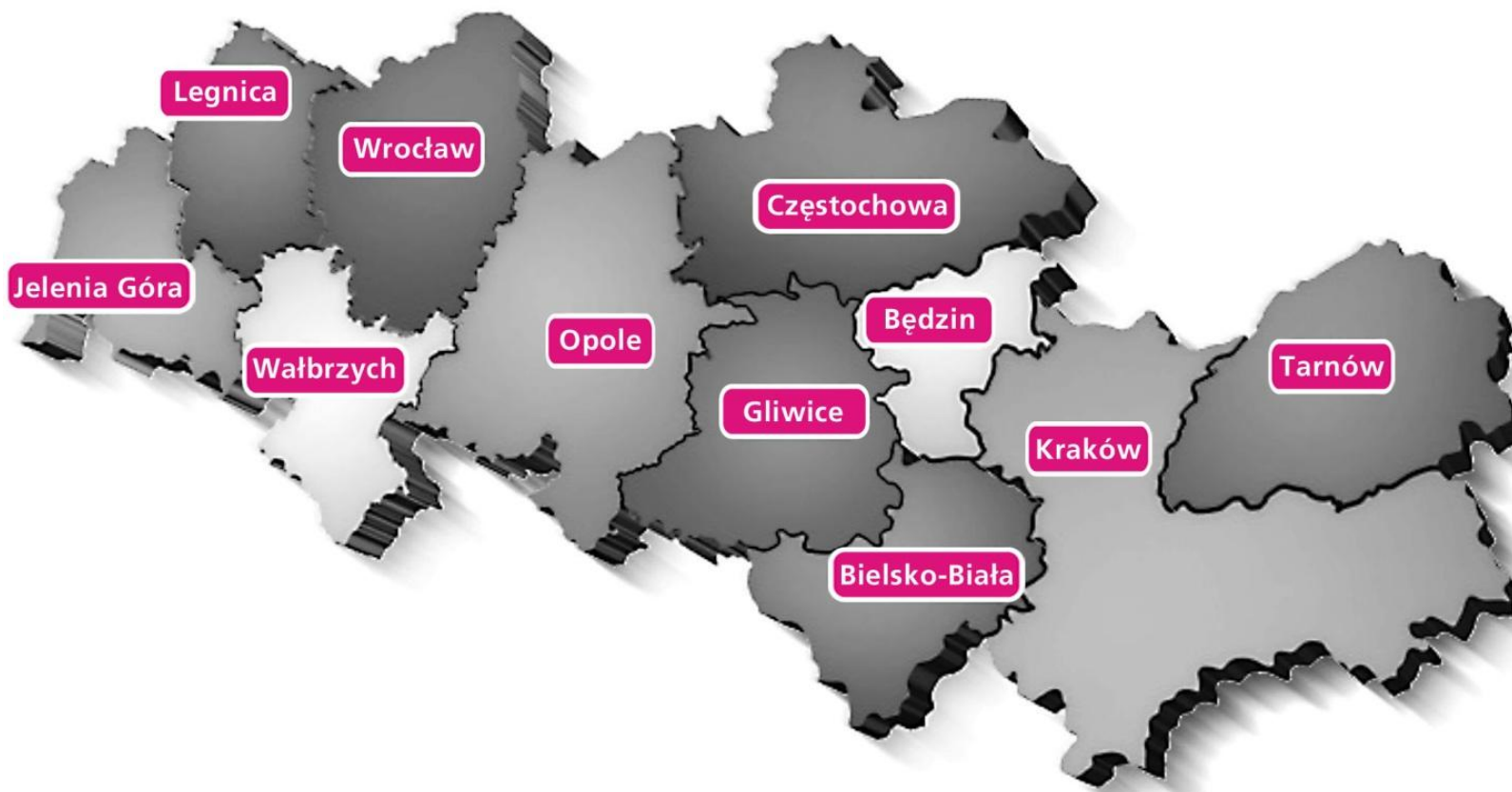
uwagę...

WPŁYW MODERNIZACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NA POZIOM STRAT ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Dariusz Jeziorny – TAURON Dystrybucja S. A.

Barbara Kaszowska, Andrzej Włóczyk – Politechnika Opolska

Obszar działania



Ilość odbiorców	5363,7 tys
Obszar działania	ponad 57 tys. km ²

Optymalizacja różnicy bilansowej

Obszar techniczny

Program prowadzenia działań w zakresie ograniczania strat technicznych energii elektrycznej:

- wdrożenie systemu IT monitorowania i diagnozowania poziomu różnicy bilansowej,
- opracowanie wytycznych prowadzenia działań w zakresie ograniczania strat technicznych energii elektrycznej,
- określenie działań doraźnych dotyczących minimalizacji strat technicznych energii elektrycznej

Obszar handlowy

Program prowadzenia działań w zakresie ograniczania strat handlowych energii elektrycznej:

- wyznaczenie wskaźników jakościowych dla obszaru pomiarów i zasady ich monitorowania,
- wyznaczenie wskaźników jakościowych dla obszaru świadczonych usług dystrybucyjnych i zasady ich monitorowania,
- przegląd i budowa optymalnych standardów w zakresie NPEE

Działania w zakresie optymalizacji różnicy bilansowej 2012-2015

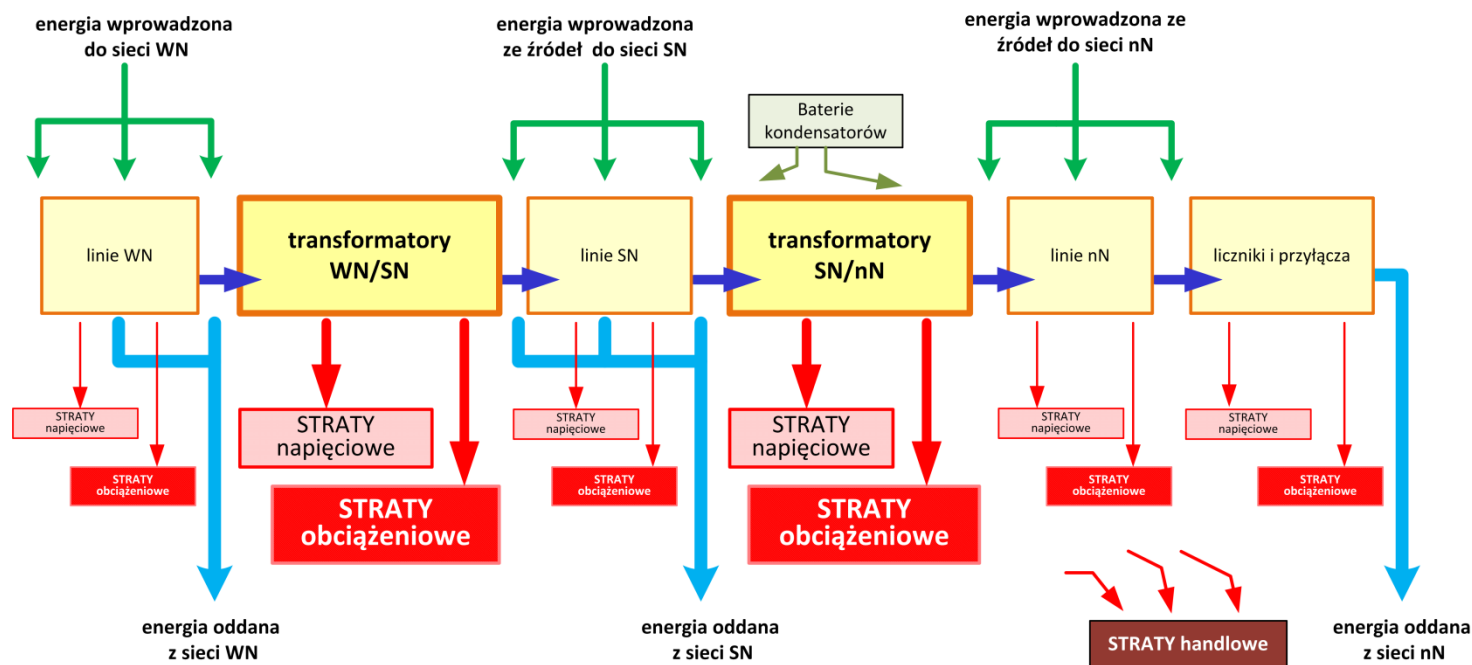
ZADANIA OGRANICZAJĄCE STRATY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

OBSZAR STRAT TECHNICZNYCH

Wykaz zadań

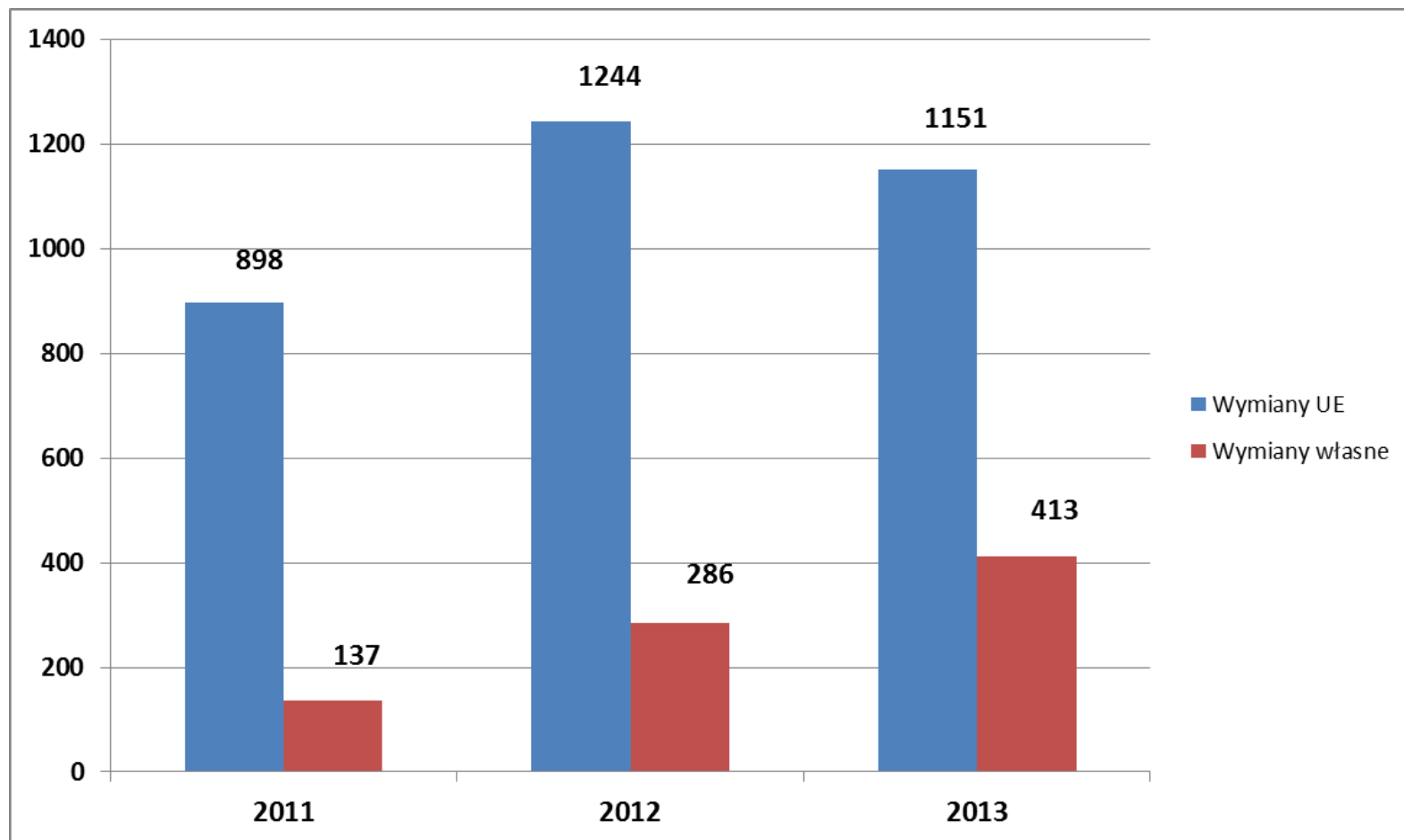
NAZWA DZIAŁANIA
Wycofywanie transformatorów o dużym poziomie strat energii elektrycznej
Dostosowanie mocy transformatorów do obciążenia stacji
Kontrola jakości połączeń prądowych przy pomocy pirometrów i kamer termowizyjnych
Symetryzacja obciążenia obwodów nN
Optimalizacja układu pracy sieci SN poprzez lokalizację rozcięć
Zwiększenie przepustowości/odciążanie istniejących linii
Wprowadzenie do eksploatacji nowych linii/obwodów
Wprowadzenie do eksploatacji nowych stacji elektroenergetycznych
Optimalizacja pracy baterii kondensatorów SN do kompensacji mocy biernej w stacjach 110/SN (w tym zabudowy nowych baterii)
Zabudowa kondensatorów nN do kompensacji mocy biernej w stacjach SN/nN
Zabudowa liczników energii elektrycznej o niskich stratach własnych
Wymiana pozaklasowych liczników energii elektrycznej (w tym "rumuńskich")
Stosowanie innych sprawdzonych rozwiązań technicznych wpływających na ograniczenie strat energii elektrycznej

ANALIZA GRUP URZĄDZEŃ



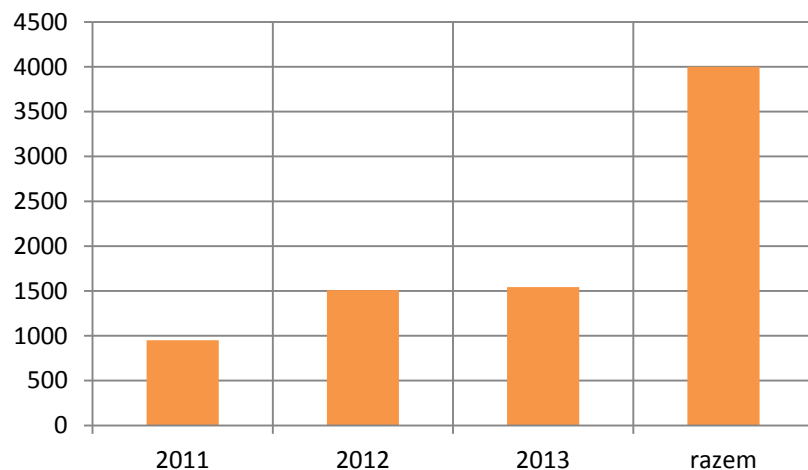
$$\begin{aligned}
 \Delta RB = & \Delta E_{naplin WN} + \Delta E_{obclin WN} + \Delta E_{naplin SN} + \Delta E_{obclin SN} + \Delta E_{naplin nN} + \Delta E_{obclin nN} + \\
 & \Delta E_{nap tr WN/SN} + \Delta E_{obc tr WN/SN} + \Delta E_{nap tr SN/nN} + \Delta E_{obc tr SN/nN} + \\
 & \Delta E_{Liczn} + \Delta E_{Przyl} + \Delta E_{Bat. Kond.} + \\
 & \Delta E_{Handlowe}
 \end{aligned}$$

WYMIANA TRANSFORMATORÓW [SZT.]

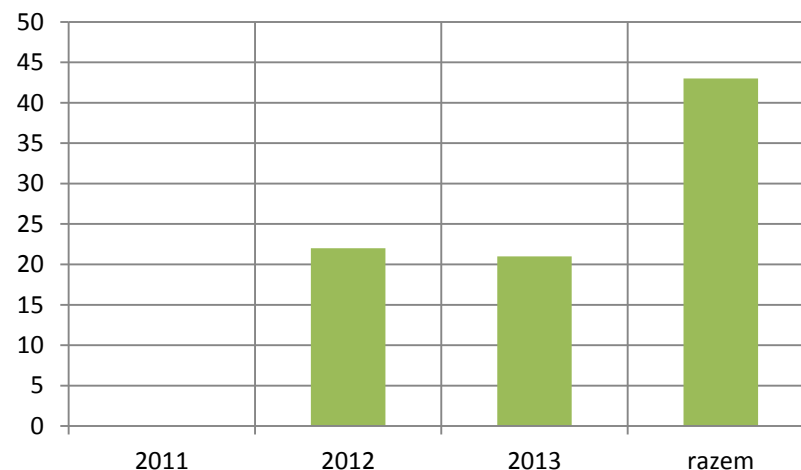


Wymiana transformatorów

liczba wymian transformatorów SN/nN

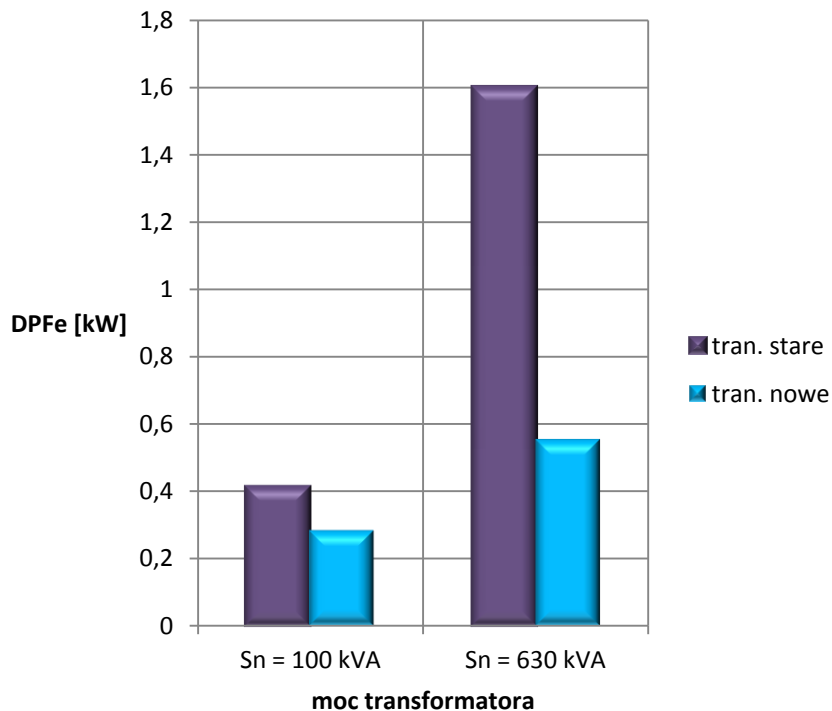


liczba wymian transformatorów WN/SN

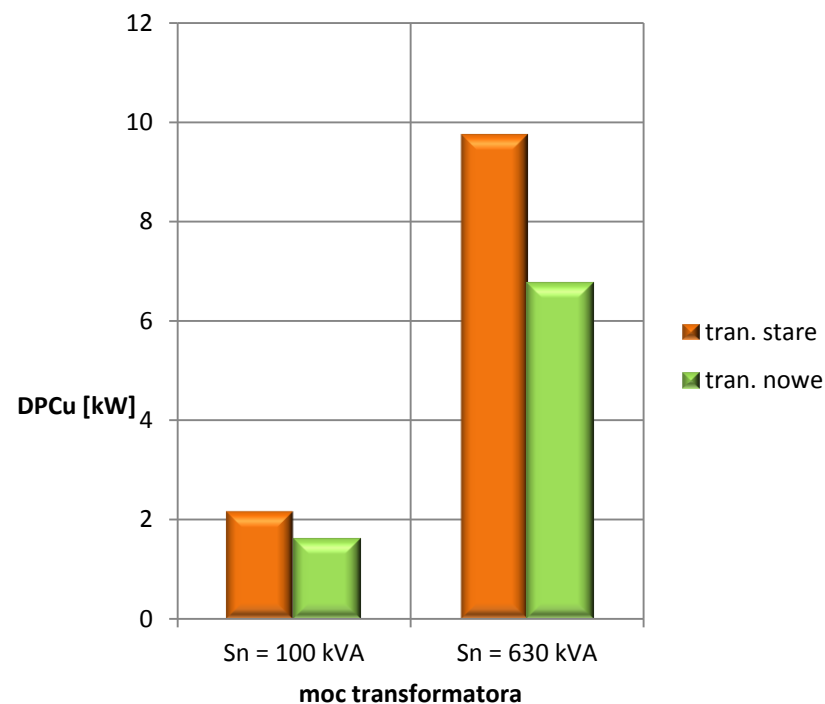


Parametry techniczne wybranych transformatorów

zestawienie strat jałowych

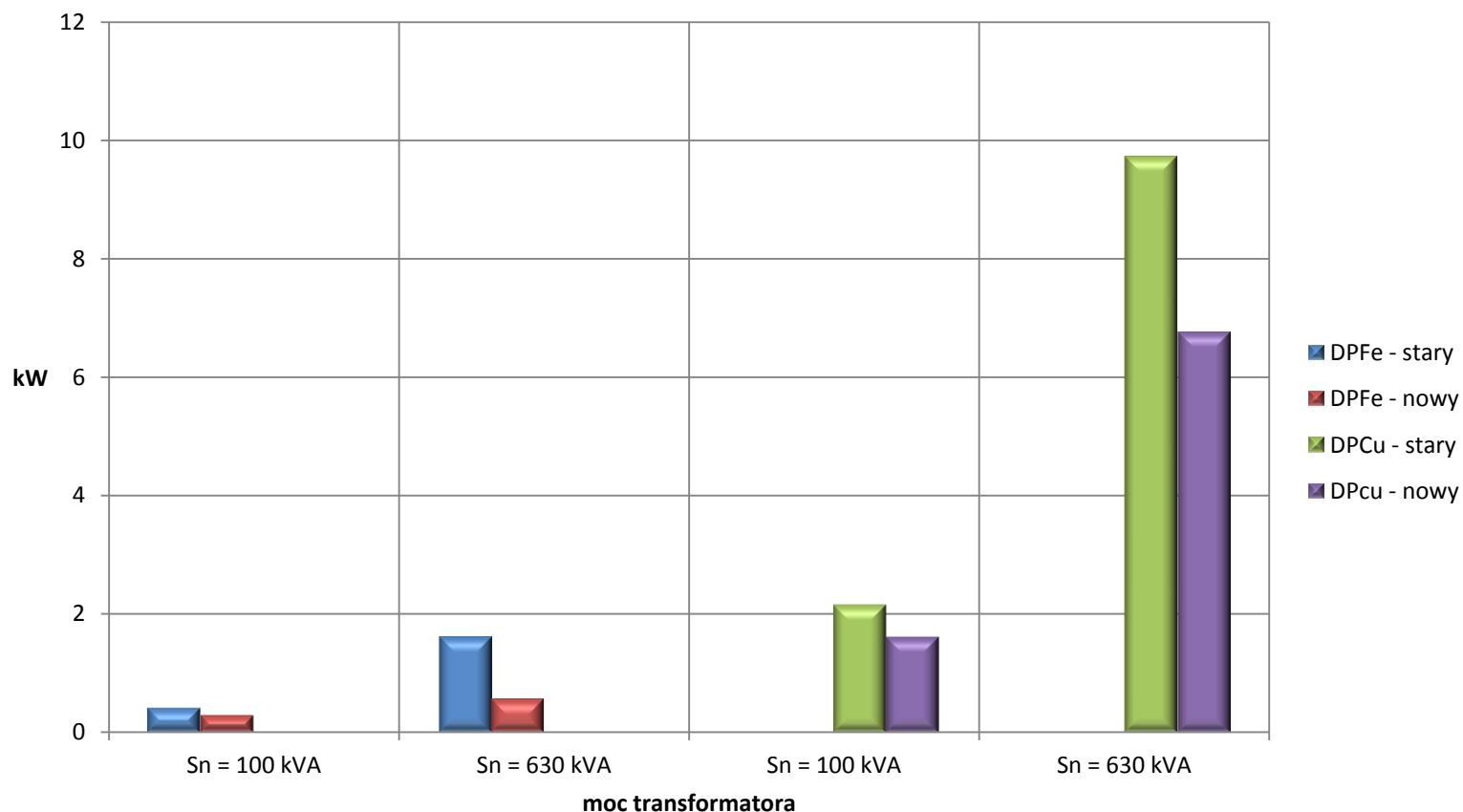


zestawienie strat obciążeniowych



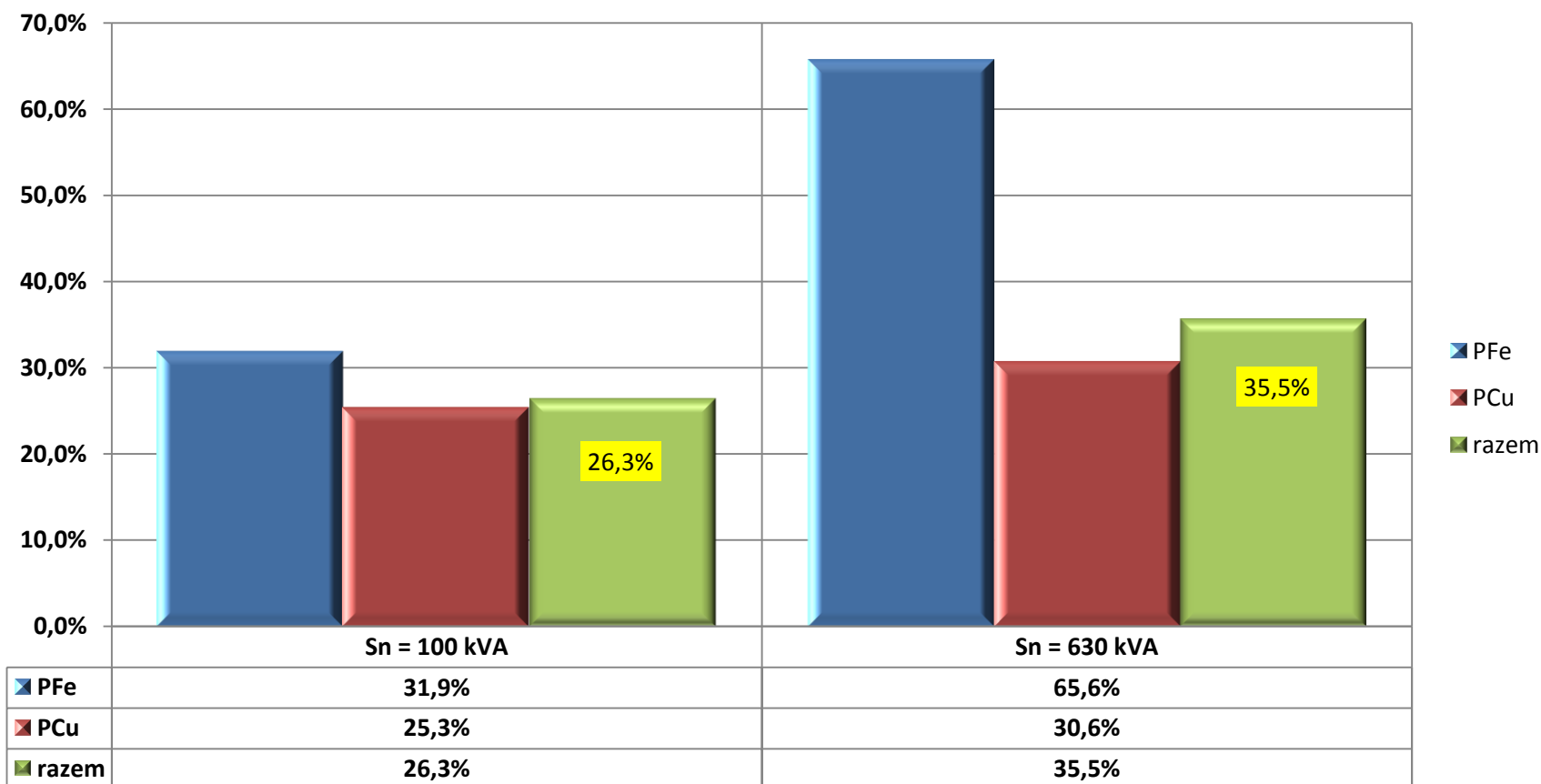
Parametry techniczne wybranych transformatorów

porównanie strat mocy czynnej w wybranych transformatorach



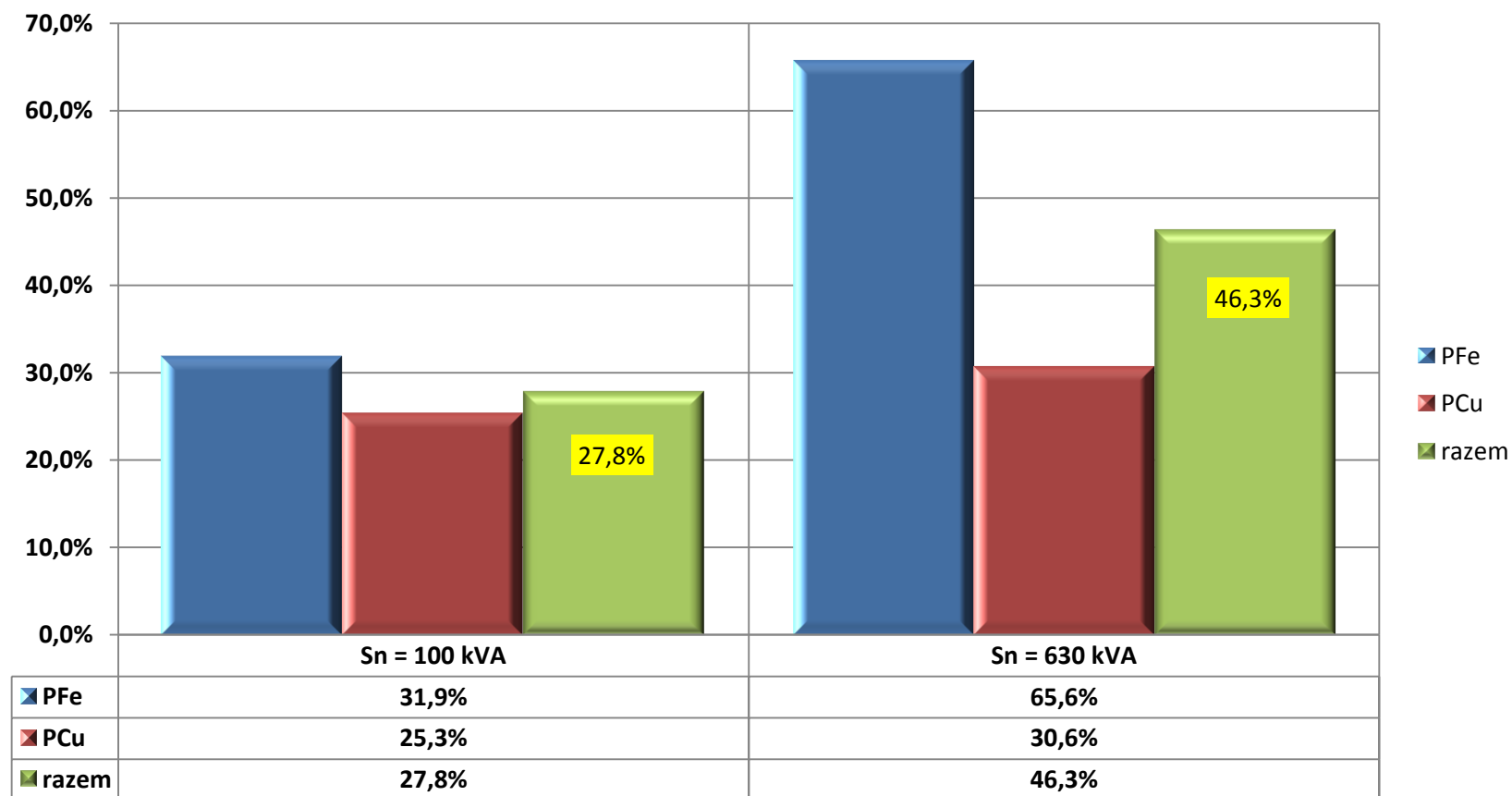
Redukcja strat

stopień redukcji strat w wybranych tranformatorach (dla obciążenia znamionowego)



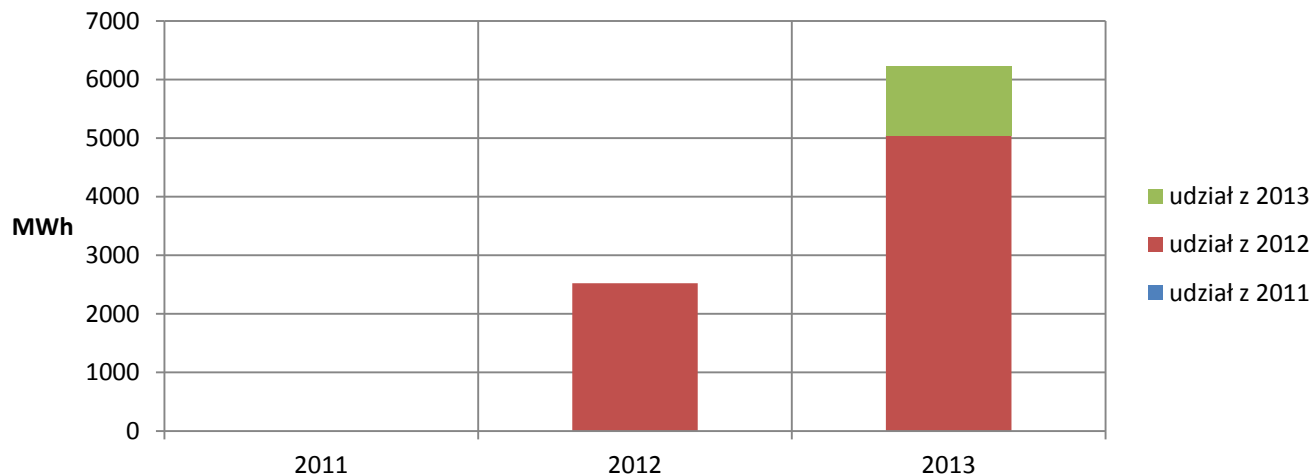
Redukcja strat

stopień redukcji strat w wybranych transformatorach (dla obciążenia średniego)

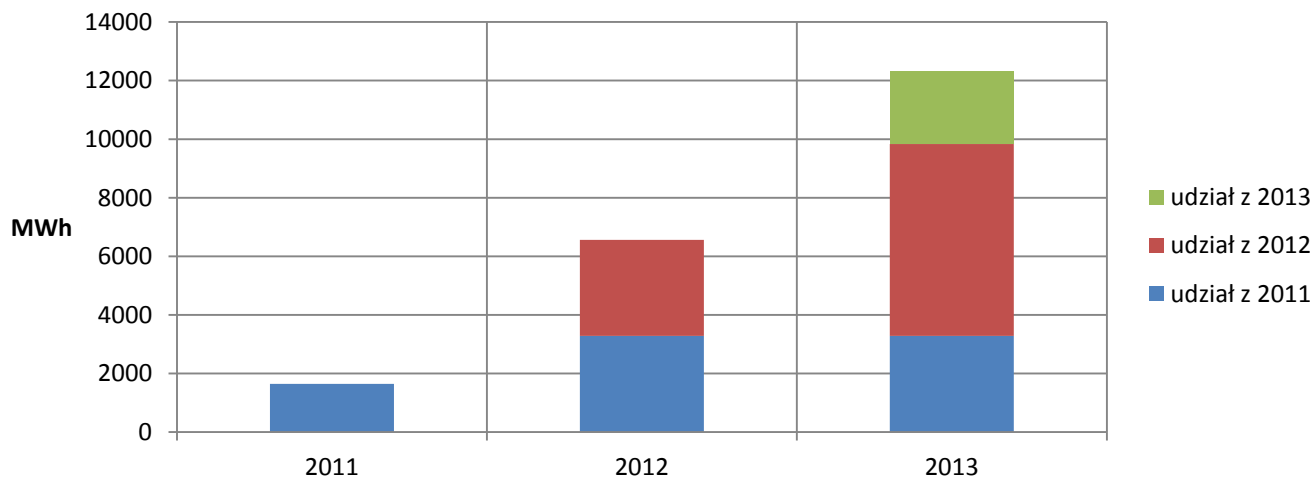


Redukcja strat

zmniejszenie strat w transformatorach WN/SN

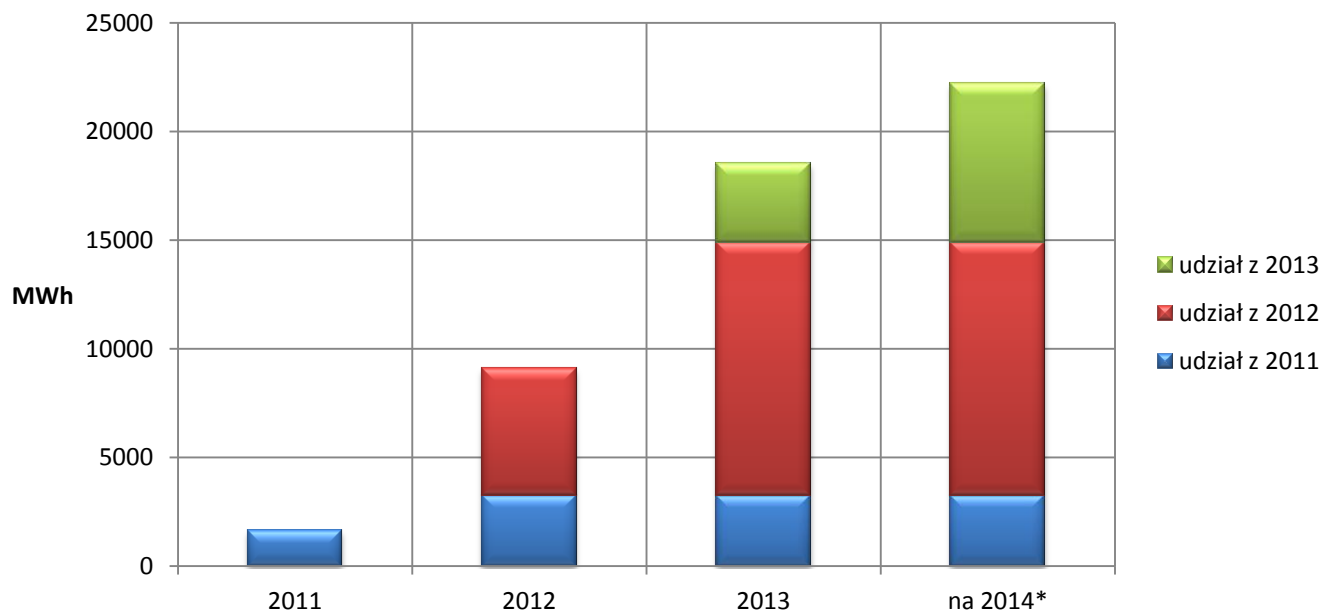


zmniejszenie strat w transformatorach SN/nN



Redukcja strat

zmniejszenie strat w transformatorach WN/SN i SN/nn



oszczędności

	SN/nN	WN/SN	Razem
W okresie 2011 ... 2013 oszczędności energii z wymian transformatorów	20 513 MWh	8 757 MWh	29 270 MWh
Roczne oszczędności energii z wymian transformatorów w okresie 2011-2013	14 786 MWh	7 418 MWh	22 204 MWh

Redukcja strat

Wartości procentowych udziałów zaoszczędzonej energii w różnicy bilansowej

lata							
2011		2012		2013		2014*	
RB2011	$\delta(RB_{2011})\%$	RB2012	$\delta(RB_{2012})\%$	RB2013	$\delta(RB_{2013})\%$	RB2014	$\delta(RB_{2014})\%$
MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
3109677	0,05	3055754	0,30	2999089	0,62	?	~0,74

Wnioski

1. Zunifikowany dla wszystkich Oddziałów system monitorowania różnic bilansowych umożliwia dokonywanie analiz dla poszczególnych elementów sieci oraz wskazanie jej najsłabszych elementów wpływających negatywnie na poziom strat technicznych
2. Wprowadzenie w przyszłości systemu korzystającego z danych pomiarowych i określającego różnice bilansowe na ich podstawie, będzie wymagało korzystania z modułów analitycznych, wskazujących grupy elementów sieci w poszczególnych obszarach, które przyczyniają się do wzrostu lub utrzymywania się dużego poziomu strat technicznych

Dziękujemy za uwagę

Politechnika Opolska
Wydział Elektrotechniki Automatyki i Informatyki
Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej

**DOBÓR WSKAŹNIKÓW DO ANALIZ
PORÓWNAWCZYCH POZIOMU STRAT ENERGII
ELEKTRYCZNEJ W SIECIACH
DYSTRYBUCYJNYCH**

Andrzej Włóczyk

Analiza porównawcza

Cele:

- ☐ **Klasyfikacja spółek dystrybucji energii**
Ocena na podstawie odniesienia do najlepszego
- ☐ **Detekcja słabych miejsc**
- ☐ **Ustalenie zakresu koniecznych zmian**

BENCHMARKING

benchmarking - to badania porównawcze lub analiza porównawcza polegające na porównywaniu procesów i praktyk stosowanych przez własne przedsiębiorstwo, ze stosowanymi w przedsiębiorstwach uważanych za najlepsze w analizowanej dziedzinie. Wynik takiej analizy służy jako podstawa doskonalenia. [5]

Podział benchmarkingu

Podstawowym kryterium podziału benchmarkingu jest jego zasięg, wyróżnia się [7]:

- **wewnętrzny – szukanie najlepszego w firmie i wzorowanie się na nim**
- **zewnętrzny – zwany konkurencyjnym, porównywanie z konkurentami własnej branży**
- **funkcjonalny – szukanie wzorca w innych firmach realizujących tę samą funkcję**

Procedura benchmarking

Do typowych faz procesu benchmarkingu zalicza się:

- **wybór zagadnień do porównania,**
- **opracowanie planu analizy i wybór metod gromadzenia danych,**
- **określenie wzorców,**
- **zbieranie danych,**
- **porównanie danych, analiza, przygotowanie zaleceń,**
- **opracowanie planu wprowadzenia zmian,**
- **wprowadzenie zmian,**
- **uhonorowanie prac,**
- **powtórzenie procesu po uwzględnieniu zmian.**

Kategoryzacja wskaźników

Grupy wskaźników charakteryzujących:

- sieć analizowanego obszaru,
- poziom obciążenia sieci,
- względny poziom strat,
- straty jednostkowe.

wskaźniki opisujące obszar

gęstość linii w obszarze	$g_l = \frac{l}{A_{obsz}}$
średnia liczba ciągów zasilanych ze stacji	$N_{sr} = \frac{N_{cs}}{N_{st}}$
gęstość stacji w obszarze	$g_{st} = \frac{N_{st}}{A_{obsz}}$
średnia długość ciągu sieciowego z odgałęzieniami	$l_{sr} = \frac{l}{N_{cs}}$

gdzie:

- l – długość linii w sieci/obszarze,
- A_{obsz} – powierzchnia obszaru,
- N_{cs} – liczba ciągów sieciowych,
- N_{st} – liczba stacji

wskaźniki charakteryzujące obciążenie

średnia gęstość prądu linii

$$j_{sr} = \frac{E_c}{\sqrt{3} T_s \frac{T_{obl}}{T_r} U_r N_{cs} s_{cs} \cos \varphi}$$

średnia moc obciążenia transformatorów

$$B_{sr\ tr} = \frac{E_{c\ tr}}{T_s \frac{T_{obl}}{T_r} N_{tr} \cos \varphi_{tr}}$$

względne szczytowe obciążenie transformatorów

$$\beta_{S\ tr\ SN / nN} = \frac{E_{c\ tr}}{T_{s\ tr} \frac{T_{obl}}{T_r} S_{tr} \cos \varphi_{tr}} \cdot 100\%$$

gdzie:

E_c – energia czynna przepływająca liniami sieci,
 T_s – czas obciążenia szczytowego,
 U_r – wartość średnia napięcia w szczycie,
 s_{cs} – zastępczy przekrój ciągu sieciowego

$E_{c\ tr}$ – energia czynna transformowana,
 T_{obl}, T_r – czas okresu obliczeniowego, roku,
 $\cos \varphi$ – współczynnik mocy,

wskaźniki charakteryzujące poziom strat

Wskaźniki strat w elementach sieci w stosunku do energii obciążającej	$\delta E_{el\ obc} = \frac{\Delta E_{el}}{E_{obc}}$
Wskaźniki strat w elementach sieci w stosunku do energii wprowadzonej do sieci	$\delta E_{el\ wpr} = \frac{\Delta E_{el}}{E_{wpr}}$
Wskaźnik strat technicznych w sieciach	$\delta E_{tech} = \frac{\Delta E_{tech}}{E_{wpr}}$
Udział strat technicznych w różnicy bilansowej	$\delta(\Delta E_{tech}) = \frac{\Delta E_{tech}}{\Delta E_{RB}}$

gdzie:

ΔE_{el} – straty energii w elementach sieci (np. liniach, transformatorach),

E_{obc} – energia obciążająca grupę elementów sieci,

E_{wpr} – energia czynna wprowadzona do sieci,

ΔE_{tech} – straty techniczne,

ΔE_{RB} – różnica bilansowa

wskaźniki jednostkowych strat energii elektrycznej

Straty energii czynnej w liniach na 1km linii	$\delta E_{km} = \frac{\Delta E_{el\ lin}}{l}$
Straty energii czynnej w sieci nN na odbiorcę	$\delta E_{odbnN} = \frac{\Delta E_{SE\ nN}}{N_{licz}}$
Straty energii czynnej w transformatorach na jednostkę	$\delta E_{tr\ N} = \frac{\Delta E_{tr}}{N_{tr}}$
Straty energii czynnej w transformatorach odniesione do mocy zainstalowanej transformatorów	$\delta E_{tr\ S} = \frac{\Delta E_{tr}}{\sum S_{tr}}$

gdzie:

$\Delta E_{el\ lin}$, ΔE_{se} , ΔE_{tr} – straty energii w liniach sieci, w sieci, w transformatorach,
 N_{tr} , $\sum S_{tr}$ – liczba i moc transformatorów

Badania modelowe - obszary

Celem przedstawienia charakterystycznych cech wskaźników przeprowadzono analizę strat za rok obliczeniowy dla 4 różnych obszarów:

Obszar	charakterystyka
Obszar 1	stanowią aglomeracje miejskie,
Obszar 2	stanowią aglomeracje miejskie, o dużym obciążeniu przemysłowym
Obszar 3	rozległy obszar z przewagą odbiorców wiejskich
Obszar 4	rozległy obszar o równomiernie rozłożonych odbiorcach komunalnych, z niewielkim obciążeniem przemysłowym

Wyniki obliczeń (1)

Wskaźniki opisujące obszar					
wskaźnik	jednostka	Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
gęstość linii nN w obszarze	km/km^2	1,8	2,9	1,1	1,0
gęstość stacji SN/nN w obszarze	km/km^2	1,1	1,7	0,8	0,9
średnia liczba ciągów zasilanych ze stacji SN/nN	szt.	3,9	4,7	4,2	3,5
średnia liczba ciągów zasilanych ze stacji WN/SN	szt.	19,1	14,2	12,5	13,1

Wskaźniki opisujące poziom obciążenia					
wskaźnik	jednostka	Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
średnia gęstość prądu linii nN	A/mm^2	0,50	0,58	0,60	0,44
średnia gęstość prądu linii SN	A/mm^2	0,64	0,50	0,49	0,42
średnia moc obciążenia transformatorów SN/nN	$MW/szt.$	0,12	0,16	0,09	0,09
średnia moc obciążenia stacji SN/nN	$MW/szt.$	0,13	0,18	0,11	0,10

Wyniki obliczeń (2)

Wskaźniki strat w elementach sieci i w sieci					
wskaźnik	jednostka	Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
Wskaźnik strat w liniach nN	%	5,21	3,69	3,28	3,74
Wskaźnik strat w liniach SN	%	0,68	0,49	1,20	0,95
Wskaźnik strat w sieci nN i SN	%	4,76	4,273	4,96	4,6

Jednostkowe wskaźniki strat					
wskaźnik	jednostka	Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
Straty energii czynnej w liniach nN na 1km linii	<i>MWh/km</i>	9,2	7,5	4,6	6,2
Straty energii czynnej w sieci nN na odbiorcę	<i>kWh/szt.</i>	315,8	523,7	261,5	149,6

Agregacja – zasady przeliczania

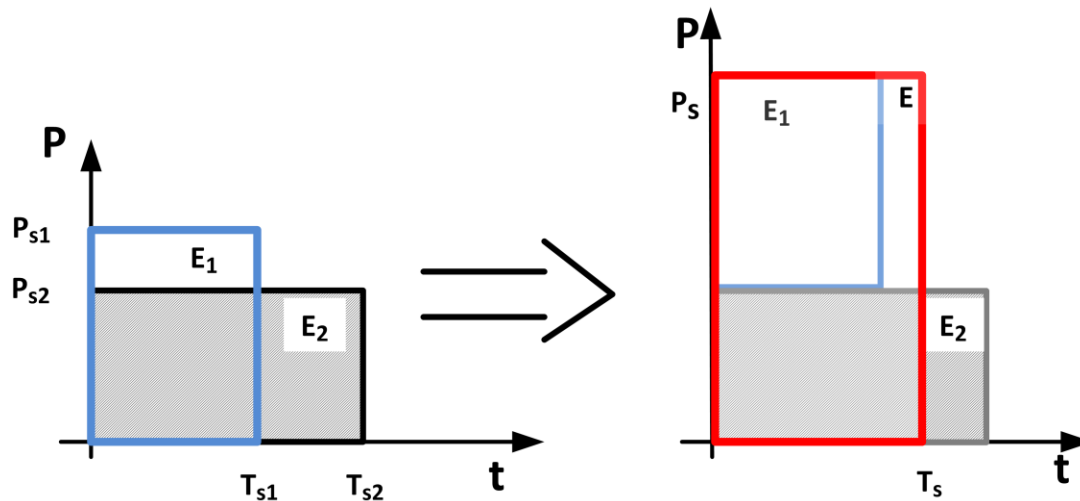
Zestawienie podstawowych wzorów do przeliczeń wielkości wejściowych wskaźników strat energii elektrycznej

Przeliczana wielkość	Po obszarach	Po okresie obliczeniowym
Powierzchnia obszaru	$A_{obsz} = \sum A_{obszi}$	$A_{obsz} = A_{obsz1}$
Długość linii	$l = \sum l_i$	$l = l_1$
Liczba ciągów sieciowych	$N_{cs} = \sum N_{csi}$	$N_{cs} = N_{cs1}$
przekrój ciągu sieciowego	$s = \frac{\sum l_i \sum \frac{l_i}{\gamma s_i N_{csi}}}{\gamma \sum N_{csi}}$	$s = s_1$
Energia	$E = \sum E_i$	
Straty energii	$\Delta E = \sum \Delta E_i$	
Współczynnik mocy	$\cos \varphi = \frac{\sum E_{ci}}{\sqrt{(\sum E_{ci})^2 + (\sum E_{bi})^2}}$	
Czas obliczeń	$T_{obl} = T_{obl1}$	$T_{obl} = \sum T_{obl i}$
Czas obciążenia szczytowego	$T_s = \frac{E}{P_s} = \frac{\sum E_i}{\sum P_{si}} = \frac{\sum E_i}{\sum \left(\frac{E_i}{T_{si}} \right)}$	$T_s = \frac{E}{P_s} = \frac{\sum E_i}{\max(P_{si})} = \frac{\sum E_i}{\max \left(\frac{E_i}{T_{si}} \right)}$

gdzie: indeksem „i” oznaczono wartości danych i wyników cząstkowych dla obszarów lub przedziałów czasowych.

Przeliczanie czasu obciążenia szczytowego (1)

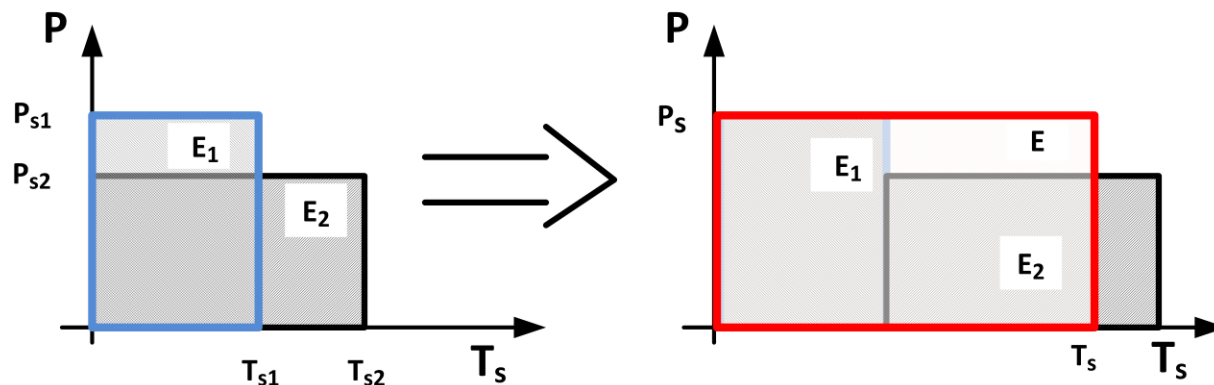
– Agregacja po obszarach



$$T_s = \frac{E}{P_s} = \frac{\sum E_i}{\sum P_{s i}} = \frac{\sum E_i}{\sum \left(\frac{E_i}{T_{s i}} \right)}$$

Przeliczanie czasu obciążenia szczytowego (2)

– Agregacja po czasie



$$T_s = \frac{E}{P_s} = \frac{\sum E_i}{\max(P_{s i})} = \frac{\sum E_i}{\max\left(\frac{E_i}{T_{s i}}\right)}$$

Wyniki porównawcze

Zestawienie wskaźników otrzymanych podczas procesu agregacji danych obliczeniowych

wskaźnik	jednostka	typ obliczeń		
		bezpośrednie	agregacja obszarowa	agregacja czasowa
Gęstość prądu w liniach nN	A/mm^2	0,53	0,54	0,67
Gęstość prądu w liniach SN	A/mm^2	0,54	0,53	0,61
Zastępczy czas obciążenia szczytowego w sieci nN	h	2543	2568	2063
Straty energii czynnej w liniach nN na 1km	MWh/km	7,4	7,5	7,7

Podsumowanie

- **Dobór deskryptorów ma kluczowe znaczenie podczas analizy porównawczej uzyskanych strat energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych**
- **Aktualna struktura krajowego systemu elektroenergetycznego umożliwia przeprowadzenie analizy dla podobszarów wchodzących w skład spółek dystrybucji energii. Wypracowanie obiektywnych deskryptorów na poziomie spółek dystrybucji energii może zostać zaimplementowana na obszarze krajowej sieci dystrybucji energii elektrycznej**
- **Przedstawione wyniki potwierdzają konieczność uwzględnienia charakterystyki obszaru i odbiorców energii elektrycznej. Uzyskanie wysokiego poziomu wiarygodności może zostać osiągnięte poprzez zastosowanie równań opartych na znanych zależnościach stosowanych do obliczeń strat technicznych energii**

Straty energii w sieciach nn i SN

Różnica bilansowa w sieci nN i SN – wersja skrócona

$$\Delta E_{RB\ nN+SN} = \Delta E_{obclin\ SN} + \Delta E_{obclin\ nN} + \\ \Delta E_{naptr\ SN/nN} + \Delta E_{obctr\ SN/nN} + \\ \Delta E_{inne} + \\ \Delta E_{SE\ nn+SN\ H}$$

Pytanie Recenzenta:

Czy nie warto wyznaczyć dodatkowo stopień obciążenia "m" (nazywany także współczynnikiem wypełnienia wykresu obciążenia) do opisu cech zmienności zapotrzebowania mocy na analizowanym obszarze lub w przyjętym okresie?

$$m = \frac{P_{\acute{s}r}}{P_{\max}}$$

Dziękuję za uwagę



Politechnika Wrocławska

XX Konferencja Naukowa
RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ
21 - 23 maj 2014, Kazimierz Dolny

WSKAŹNIKI ENERGOCHŁONNOŚCI W WYBRANYCH GAŁĘZIACH PRZEMYSŁU

dr inż. Marek Kott
mgr Joanna Kott

Plan prezentacji



1. Informacje wstępne



2. Przemysł Polski na tle Europy

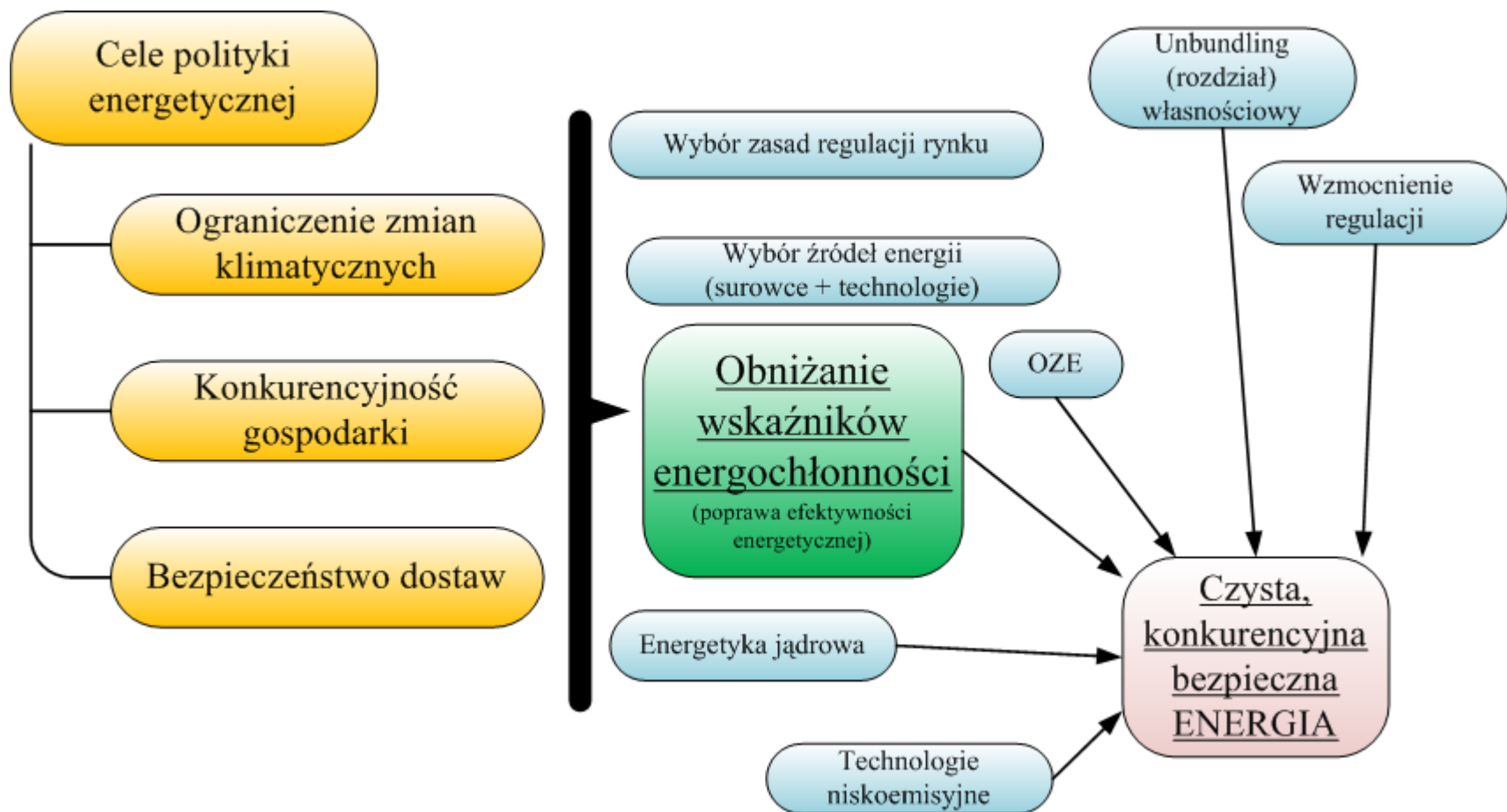


3. Wskaźniki energochłonności w przemyśle



4. Podsumowanie

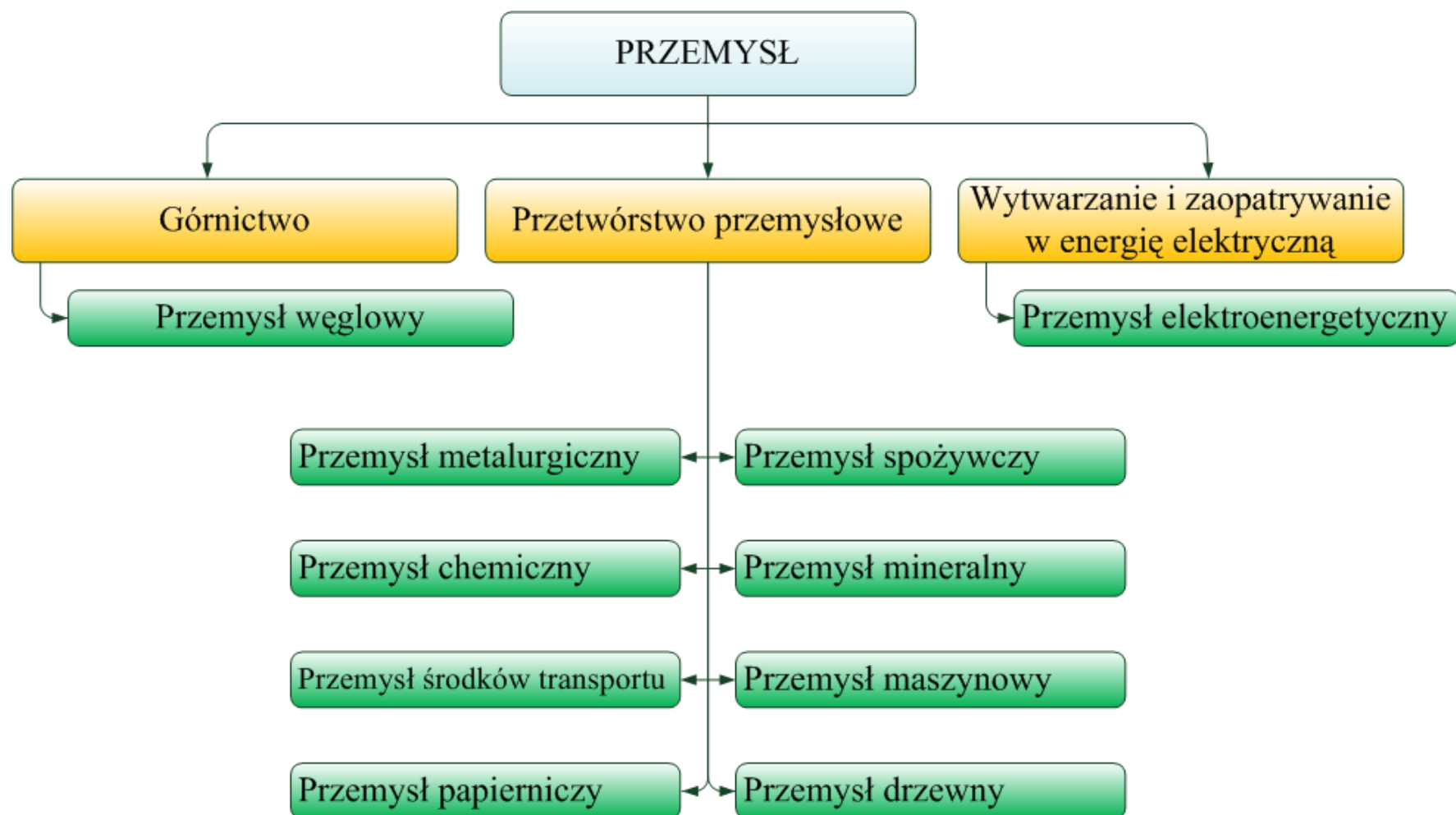
Cele polityki energetycznej państwa



Wskaźniki Europa 2020

Kraj	Emisje gazów cieplarnianych w sektorach nie objętych ETS (System Handlu Emisjami) [mln ton CO2]			Udział energii ze źródeł odnawialnych [%]			Końcowe zużycie energii [Mtoe -milion ton oleju ekwiwalentnego]		
	2012	Target 2020	różnica	2012	Target 2020	różnica	2012	Target 2020	2012 do 2005 [%]
UE	1 412,55	1 417,6	~1%	13,0	20,0	-7,0	1103,4	1086	-7,8
Czechy	58,34	68,3	15%	9,4	16,0	-6,6	24,1	-	-7,9
Niemcy	476,69	437,6	-9%	12,3	18,0	-5,7	213,1	-	-2,5
Węgry	42,41	57,0	26%	9,1	14,5	-5,4	14,7	-	-23,8
Polska	180,37	204,6	12%	10,4	15,8	-5,4	63,6	-	8,3
Słowacja	21,57	27,3	21%	9,7	14,0	-4,3	10,3	-	-12,6

Gałęziowa struktura przemysłu



Liczba zatrudnionych w przemyśle

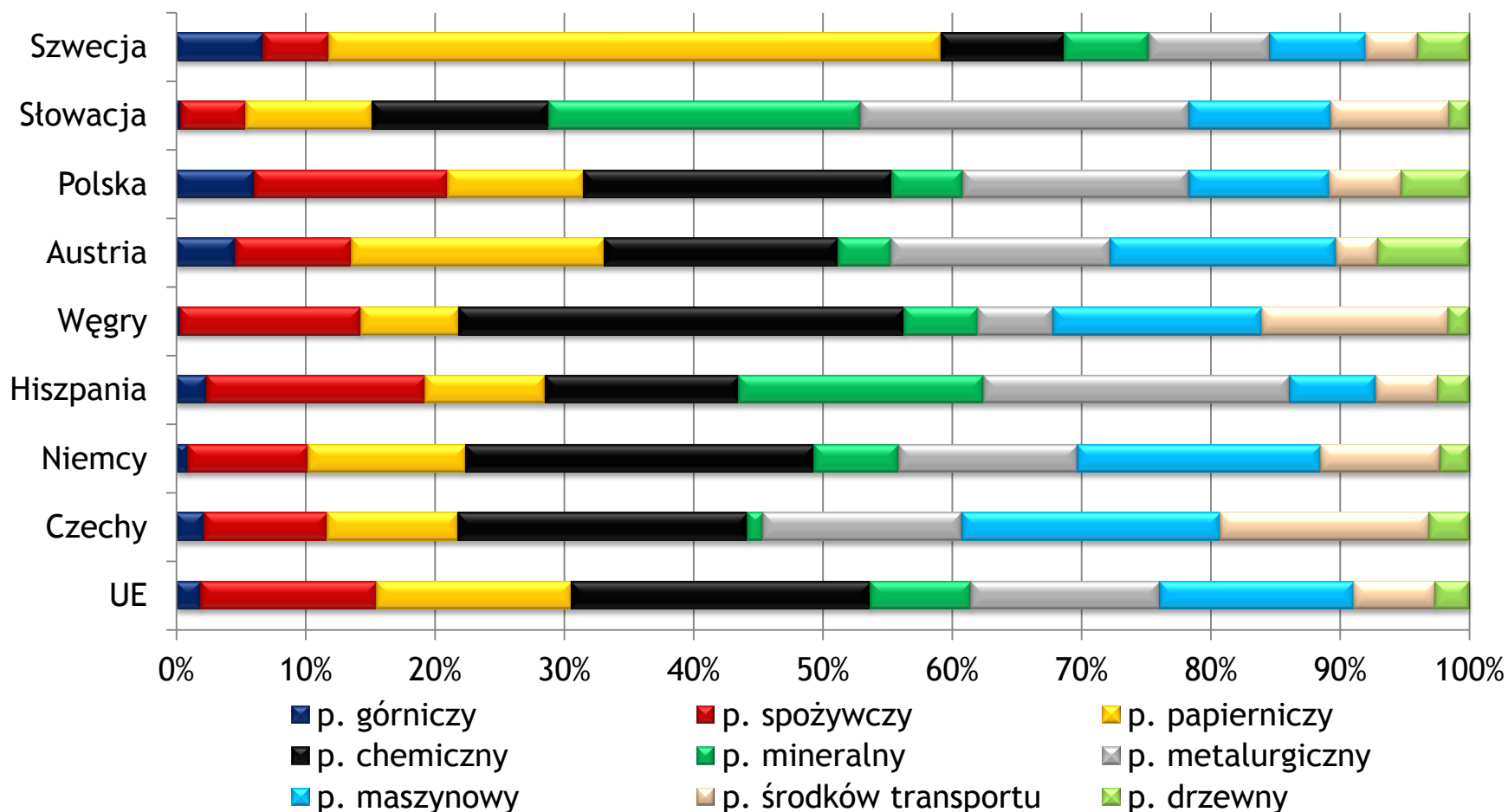
Kraj	Górnictwo		Przetwórstwo przemysłowe		Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną	
	w tysiącach	% wszystkich zatrudnionych w procentach	w tysiącach	% wszystkich zatrudnionych w procentach	w tysiącach	% wszystkich zatrudnionych w procentach
UE	2224	1,02%	38400	17,7%	1930	0,89%
Czechy	47,9	0,98%	1236	25,30%	56,8	1,16%
Niemcy	95,8	0,25%	7747	20,00%	350	0,90%
Hiszpania	44,8	0,24%	2370	12,84%	78,3	0,42%
Węgry	12,1	0,32%	785	20,76%	36	0,95%
Polska	230	1,44%	2961	18,55%	182	1,14%
Słowacja	13,9	0,60%	530	22,86%	31	1,34%

Wydajność pracy w przemyśle

[wartość dodana na 1 osobę]

Kraj	p. górniczy	p. spożywczy	p. papierniczy	p. chemiczny	p. mineralny	p. metalurgiczny	p. maszynowy	p. środków transportu	p. drzewny	p. elektro-energetyczny
UE	45,33	40,85	64,49	95	49	63	66,07	68,93	27,8	175
Czechy	62,8	20,1	28	42,5	29,8	27,6	25,9	38,8	13,1	181,4
Niemcy	70,4	36,2	65,9	110,7	60,3	76,1	74,6	97,8	46,1	188,6
Hiszpania	63,5	50,3	72,1	94,2	51,5	69,9	57,6	60,5	26,2	214,2
Węgry	34,1	16,6	28,1	44,3	23,7	29,2	41,5	46,8	10,1	89,8
Polska	41,7	19,4	33	44,1	28	30,8	24,1	32,9	13,1	75,4
Słowacja	-	19,1	40,4	34,7	24,6	30,9	22	31,1	14,8	136,6

Struktura zużycia energii elektrycznej w przemyśle



Podstawowe pojęcia i definicja

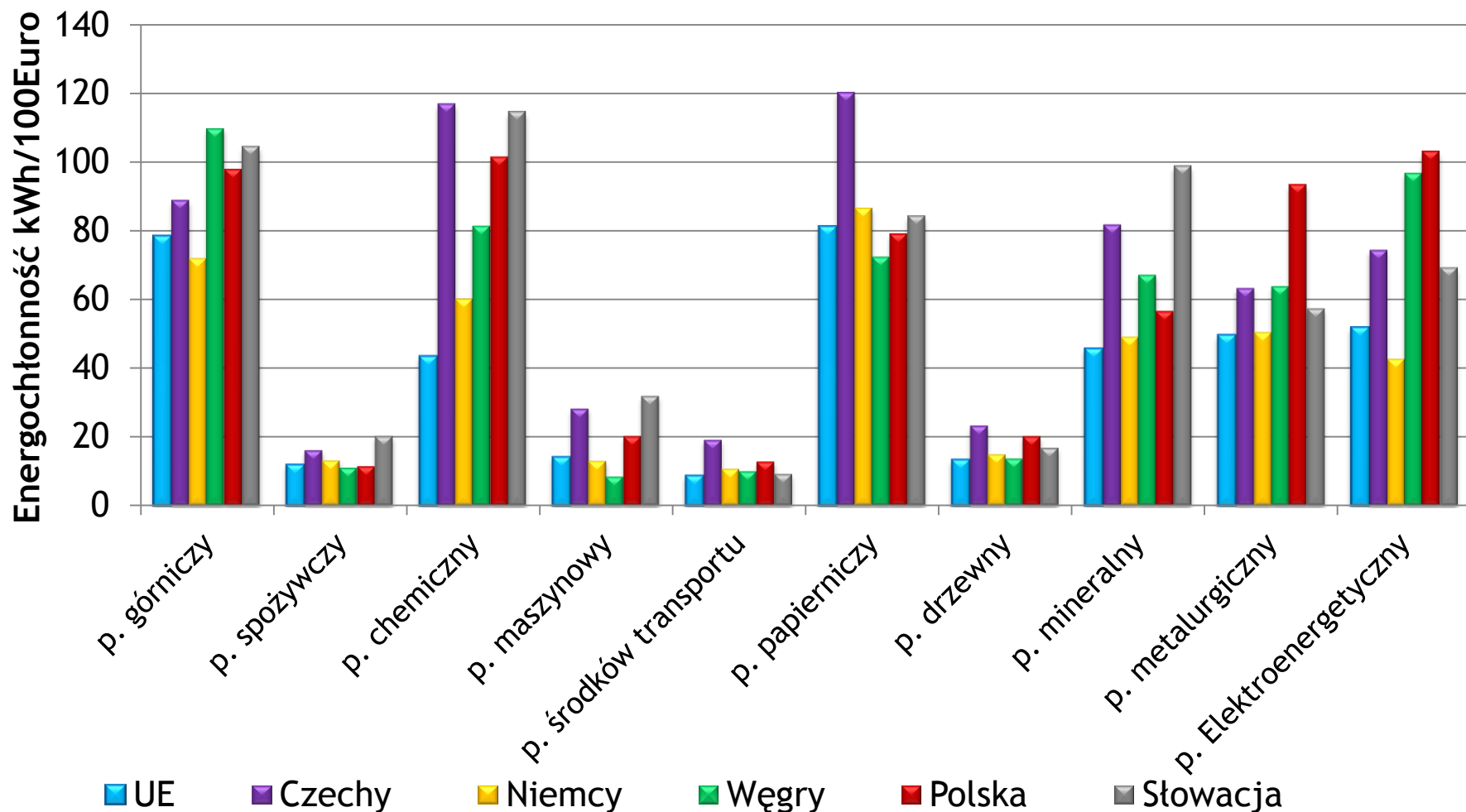
- **Energochłonność** - dotyczy głównie produkcji przemysłowej. Ujmuje się ją jako relację wielkości zużycia energii w procesie produkcyjnym w przedsiębiorstwie, **w przemyśle** czy gospodarce w odniesieniu do odpowiedniej wielkości produkcji, w której uczestniczy ta energia, czyli inaczej jako relację nakładów do efektów.
- Wyodrębnia się trzy główne sfery odniesień, a mianowicie energochłonność produktu krajowego, produkcji działu lub gałęzi gospodarki narodowej oraz produktu. Każda z wymienionych relacji ukazuje problem **efektywności** w innej płaszczyźnie.

$$e = \frac{E_w}{f}$$

gdzie:

- e - wskaźnik energochłonności gałęzi przemysłu [kWh/100€],
- E_w - bezpośrednie zużycie energii elektrycznej w danej gałęzi przemysłu [kWh],
- f - efekt działania - wielkość produkcji sprzedanej w danej gałęzi przemysłu [100€].

Wskaźnik energochłonność w przemyśle

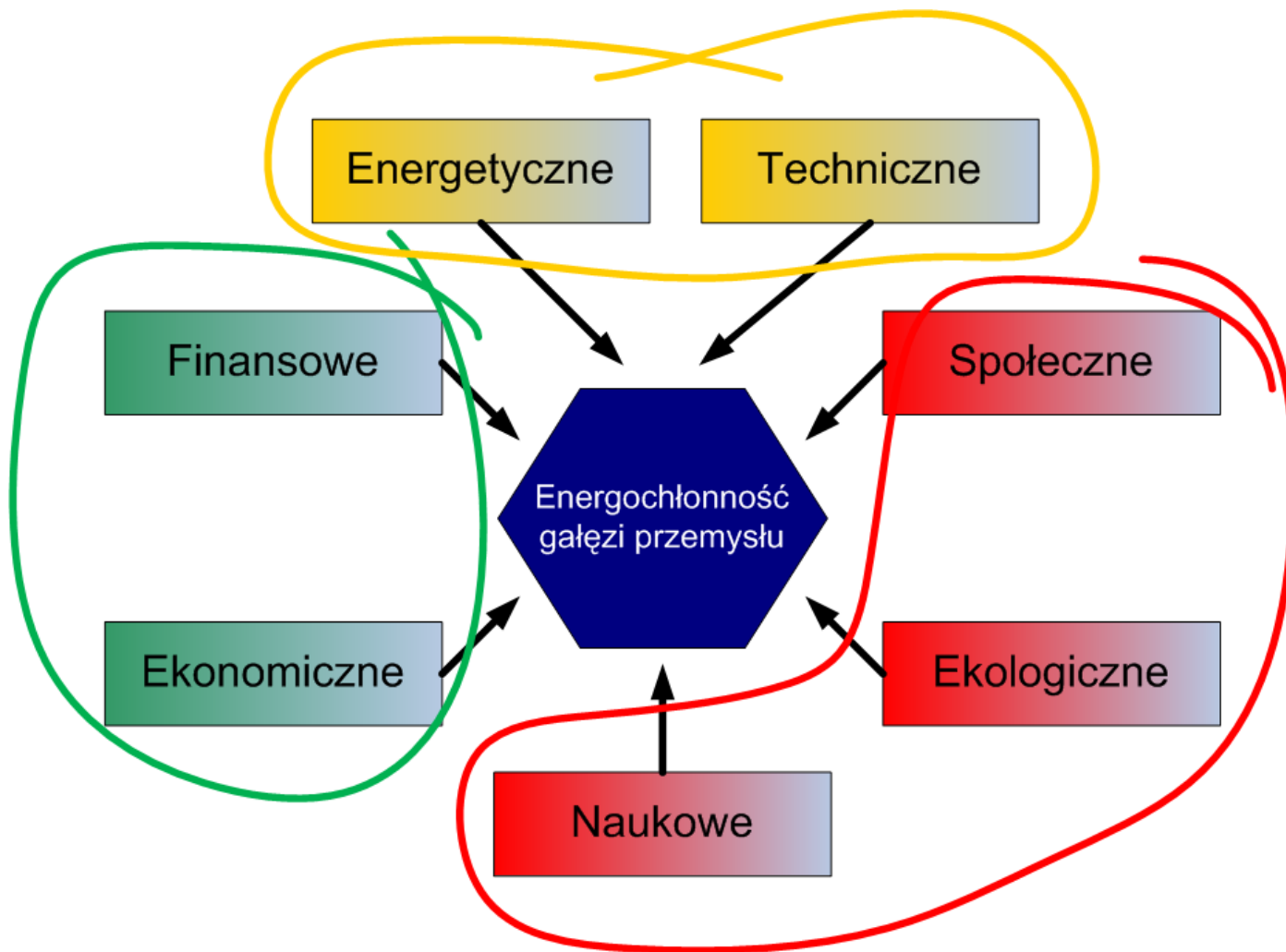




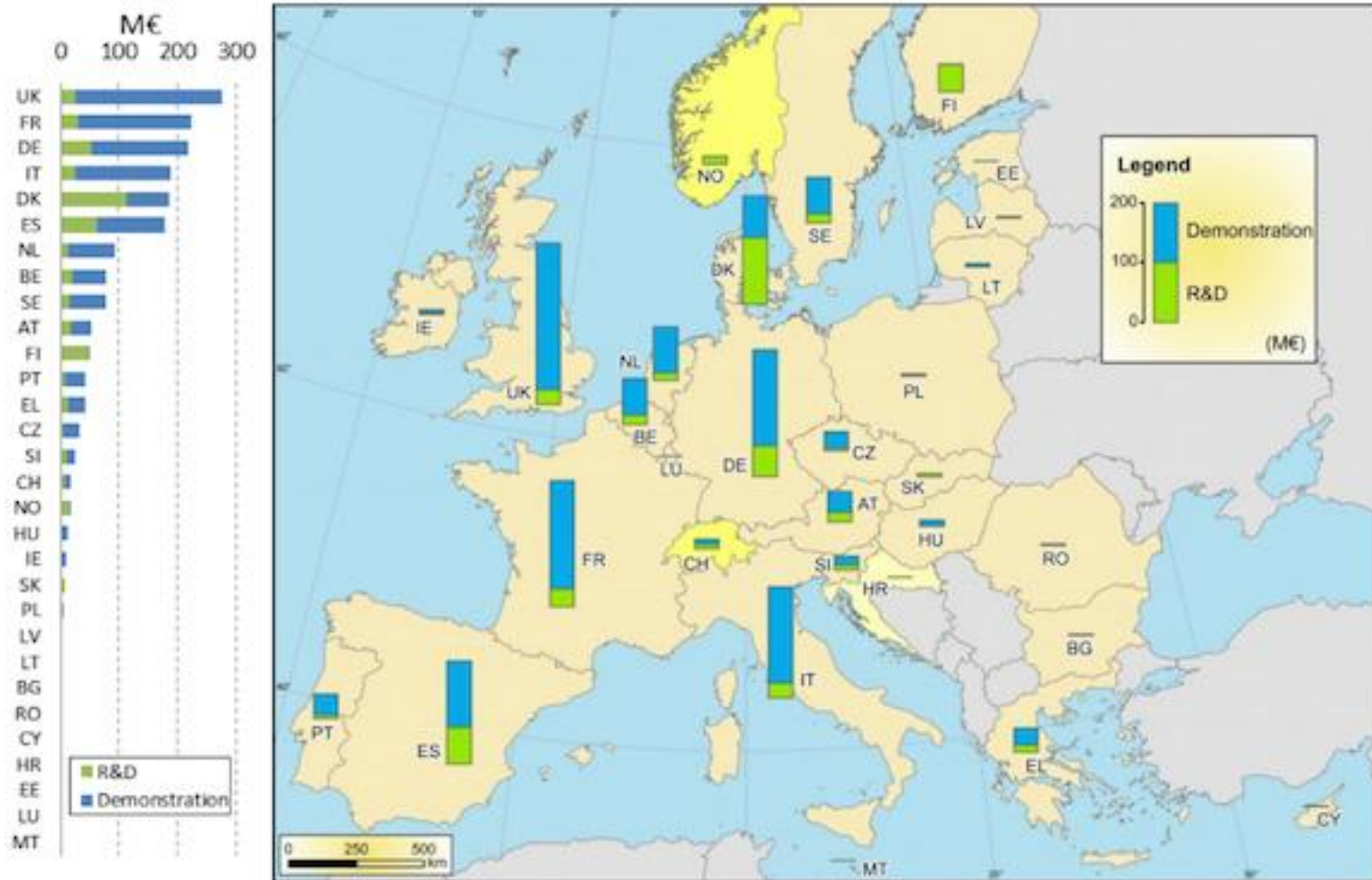
Politechnika Wrocławska



Czynniki wpływające na energochłonność



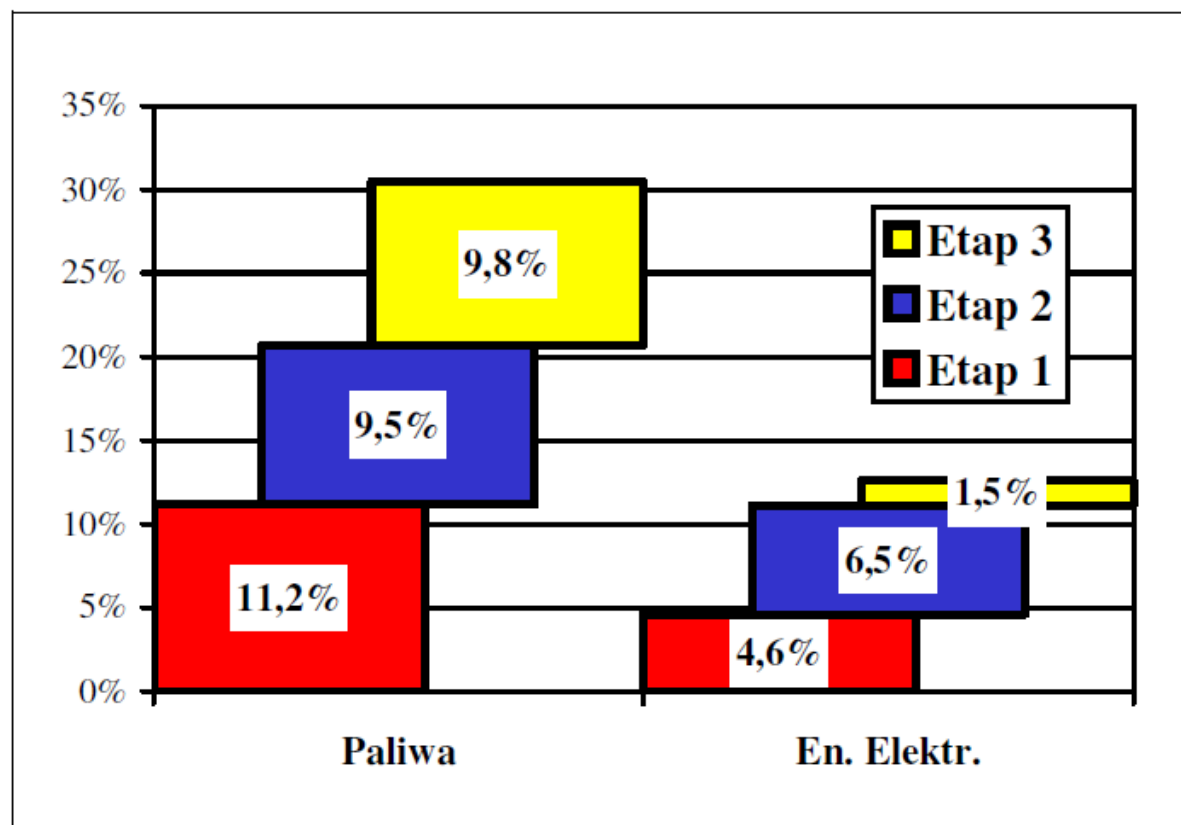
Smart grids - nakłady inwestycyjne



Podsumowanie

- Polska gospodarka wciąż jest bardziej energochłonna, niż gospodarki krajów "starej,, Unii Europejskiej. Oznacza to, że istnieją rezerwy pozwalające w Polsce na wzrost gospodarczy przy niewielkim wzroście zużycia energii.
- Zagadnienia efektywności energetycznej nie są jednak należycie podkreślane w polskiej polityce energetycznej i praktyce gospodarczej. W projekcie „Polityki energetycznej Polski do roku 2030” zapisano, że jednym z jej celów jest dążenie do osiągnięcia **zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego**, czyli rozwoju gospodarki bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną oraz obniżenie do 2030 roku energochłonności gospodarki w Polsce do poziomu UE-15 z 2005 roku.

POTENCJAŁ OSZCZEDNOSCI W PODZIALE NA ETAPY MODERNIZACJI



Etap 1

Wdrożenie lub usprawnienie procesu zarządzania energią i wzmocnienie procesu kontroli operacji technologicznych (działania beznakładowe)

Etap 2

Zastosowanie dodatkowego wyposażenia (działania niskonakładowe)

Etap 3

Modernizacja procesu technologicznego (działania wysokonakładowe)



Politechnika Wrocławska

Dziękuję za uwagę

Marek Kott

Email: Marek.kott@pwr.edu.pl