



Akademia Górniczo-Hutnicza
im. Stanisława Staszica
Wydział Zarządzania
Katedra Inżynierii Systemów



Adam Lichota

PROGNOZOWANIE KRÓTKOTERMINOWE
NA LOKALNYM RYNKU
ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Rozprawa doktorska

Promotor pracy:
dr hab. Zdzisław Cięciwa prof. AGH

Kraków 2006

Praca naukowa finansowana ze środków
Komitetu Badań Naukowych w latach 2005 – 2006
w ramach projektu badawczego.
nr projektu badawczego: 1 H02D 030 28

Składam serdeczne podziękowania Profesorowi Zdzisławowi Cięciwie za cenne uwagi oraz poświęcony czas podczas pisania pracy.

Szczególne podziękowania składam na ręce Profesora Lecha Bukowskiego, oraz Dyrektora Handlu i Rozwoju EC Kraków, Pana Mariana Augustyna, za życzliwość i pomoc w realizacji dysertacji.

Adam Lichota

| | |
|-------------------------------------|---|
| Uzasadnienie podjęcia tematu | 6 |
| Cel pracy i hipotezy badawcze | 8 |
| Struktura pracy..... | 9 |

1 CHARAKTERYSTYKA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ 12

| | |
|---|----|
| 1.1 Krajowy system elektroenergetyczny..... | 12 |
| 1.2 Polski rynek energii elektrycznej..... | 16 |
| 1.2.1 Konkurencyjny rynek energii elektrycznej..... | 16 |
| 1.2.2 Struktura rynku energii elektrycznej | 17 |
| 1.3 Europejski rynek energii elektrycznej – dyrektywy i cele..... | 31 |
| 1.4 Zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE | 36 |
| 1.5 Lokalny rynek energii elektrycznej | 41 |
| 1.6 Rola i miejsce prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną | 46 |

2 MODELE I METODY PROGNOZOWANIA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIE

ELEKTRYCZNĄ..... 51

| | |
|---|----|
| 2.1 Prognozowanie poziomu sprzedaży w przedsiębiorstwie | 51 |
| 2.2 Modele statystyczne zapotrzebowania na energię elektryczną | 53 |
| 2.3 Metody prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną | 55 |
| 2.3.1 Metody statystyczne | 55 |
| 2.3.2 Metody niekonwencjonalne..... | 64 |
| 2.4 Ocena modelu prognostycznego..... | 72 |

3 ANALIZA DANYCH ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ..... 74

| | |
|--|----|
| 3.1 Szeregi czasowe..... | 74 |
| 3.2 Szeregi czasowe – analiza danych obciążenia..... | 76 |
| 3.3 Analiza sezonowości..... | 78 |
| 3.3.1 Sezonowość szeregu czasowego..... | 78 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 3.3.2 | Analiza autokorelacji i autokorelacji cząstkowej..... | 81 |
| 3.3.3 | Analiza spektralna..... | 85 |
| 3.3.4 | Dekompozycja szeregu czasowego | 87 |
| 3.4 | Wpływ czynników zewnętrznych..... | 95 |
| 3.5 | Stacjonarność szeregu czasowego | 106 |

4 PROGNOZOWANIE GODZINOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ

| | | |
|-------------------------|---------------------------------------|-----|
| ELEKTRYCZNA..... | 116 | |
| 4.1 | Model naiwny | 116 |
| 4.2 | Wygładzanie wykładnicze | 120 |
| 4.3 | Sztuczne sieci neuronowe..... | 123 |
| 4.4 | Model regresji wielorakiej..... | 128 |
| 4.5 | Sezonowy modele SARIMA | 131 |
| 4.6 | Porównanie modeli | 135 |
| 4.7 | Walidacja modelu prognostycznego..... | 139 |

5 LOKALNY GODZINOWY RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ..... 144

| | | |
|-----|--|-----|
| 5.1 | Zasady tworzenia lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej | 144 |
| 5.2 | Zastosowanie krótkoterminowego modelu prognozowania w tworzeniu lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej | 146 |
| 5.3 | Koncepcja systemu ekspertowego wspierającego podejmowanie decyzji na lokalnym godzinowym rynku energii elektrycznej..... | 157 |

6 PODSUMOWANIE..... 163

| | |
|---|------------|
| LISTA SKRÓTÓW ZASTOSOWANYCH W PRACY..... | 166 |
| SŁOWNIK PODSTAWOWYCH POJĘĆ..... | 167 |
| LITERATURA..... | 172 |

Wstęp

W ostatnich latach na polskim rynku energii elektrycznej doszło do ogromnych zmian. Kiedy w 2000 r. otworzono Giełdę Energii (GE), a następnie w 2001 r. uruchomiono Rynek Bilansujący (RB), był to ogromny krok naprzód w stronę liberalizacji rynku energii elektrycznej. Jednocześnie wydawało się, że ciągłe funkcjonowanie na rynku kontraktów długoterminowych (KDT) może udaremnić wprowadzenie tych reform. Po czterech latach od wprowadzenia w sposób systemowy przez Państwo tych dwóch segmentów tj. GE i RB, zaczęły pojawiać się nowe rozwiązania takie jak Kantor Energii (KE) czy platforma internetowa POEE. Rozwiązania te jednak zostały wytworzone i wypracowane przez samych uczestników rynku, a nie przez organ nadzorujący, którym dalej jest Państwo reprezentowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE). Powstawanie nowych form handlu rokuje ogromne nadzieje dla polskiego rynku energii elektrycznej. Należy jednak zdawać sobie sprawę, że jest jeszcze długa droga do pełnego przejścia od systemu monopolu energetycznego do rozwiniętego rynku energii elektrycznej.

Uzasadnienie podjęcia tematu

W związku z wejściem Polski do Unii Europejskiej krajowy rynek energii elektrycznej czeka jeszcze wiele zmian wynikających z dostosowania naszego prawa energetycznego do wymagań unijnych. Wszystkie te zmiany muszą jednak uwzględniać specyfikę związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej. Produkcja energii elektrycznej jest zdeterminowana cechami zjawiska fizycznego w postaci przepływu prądu elektrycznego:

- system elektroenergetyczny jest jednym gigantycznym obwodem elektrycznym złożonym ze źródeł (elektrownie) oraz odbiorników energii (przemysł, odbiorcy komunalni),

- produkcja i zużycie energii elektrycznej związane są nierozdzielnie ze sobą w czasie, czyli podaż w każdej chwili musi równoważyć popyt,
- energia elektryczna praktycznie nie może być magazynowana. Niedobór energii w systemie elektroenergetycznym musi być natychmiast równoważony przez zwiększenie produkcji elektrowni,
- specyfika przesyłu energii elektrycznej powoduje niemożność określenia elektrowni z której energia dopływa do finalnego odbiorcy,
- zapotrzebowanie na energię zmienia się w czasie (w ciągu doby, w poszczególnych dniach tygodnia, w poszczególnych sezonach) i zależy od szeregu czynników prognozowalnych i nieprognozowalnych.

Jednym z podstawowych problemów jaki trzeba rozwiązać na każdym etapie wytwarzania oraz handlu energią elektryczną, jest uzyskanie precyzyjnej prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie energetycznym (zarówno krajowym jak i lokalnym). Od wyniku tej prognozy uzależnione jest bezpieczeństwo energetyczne państwa jak i zysk wytwórców i dystrybutorów energii elektrycznej.

Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną stanowi od dawna jedno z podstawowych zadań spółek dystrybucyjnych, które dokonują zakupów energii elektrycznej na rynku hurtowym, aby zaspokoić zapotrzebowanie odbiorców na rynku lokalnym. Znając prognozę zapotrzebowania i chcąc zmniejszyć ryzyko ceny na rynku hurtowym, spółki starają się zawierać kontrakty na segmentach rynku obarczonych niewielkim ryzykiem (kontrakty dwustronne) lub ryzykiem dającym się ograniczyć (transakcje giełdowe) i unikać najbardziej ryzykownego segmentu bilansującego. W rezultacie, poprzez zawieranie odpowiednich kontraktów, spółki określają swoją pozycję kontraktową, od której odchylenia stanowią podstawę rozliczeń w segmencie bilansującym rynku energii. Rynek bilansujący stanowi tu największe zagrożenie finansowe, jednak ze względów opisanych wcześniej związanych ze specyfiką produkcji energii elektrycznej, jest on koniecznym ogniwem zapewniającym zrównoważenie popytu i podaży.

Największą stratę spółki dystrybucyjne ponoszą w momencie kupowania energii elektrycznej na rynku bilansującym, co wynika z niedoszacowania prognozy obciążenia. Tak samo wytwórcy energii elektrycznej w momencie gdy nie są w stanie dostarczyć do systemu zakontraktowanej ilości energii muszą ją dokupić na rynku bilansującym.

Do podjęcia tematu badań skłoniły zatem autora następujące przesłanki:

- potrzeba usystematyzowania metod i modeli prognostycznych dotyczących prognozowania krótkoterminowego zapotrzebowania na energię elektryczną, jako ważnego elementu całego systemu rynku energii elektrycznej
- potrzeba zmniejszenia kosztów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w segmencie bilansującym poprzez zmniejszenie ilości energii tam zakupionej.

Cel pracy i hipotezy badawcze

Dla potrzeb pracy sformułowano następujący cele oraz tezy badawcze:

Cel pracy

Celem pracy jest budowa godzinowego systemu do krótkoterminowego prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Zadaniem systemu jest wspomaganie podejmowania decyzji dotyczących zarządzania lokalnym godzinowym rynkiem energii elektrycznej.

Cele poznawcze

- Systematyzacja metod do prognozowania szeregów czasowych – studium literaturowe.
- Analiza porównawcza zastosowania wybranych metod klasycznych oraz metod wykorzystujących sztuczną inteligencję służących do prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną.

Cele aplikacyjne

- Budowa godzinowego systemu do prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną dla prognoz krótkoterminowych.

- Weryfikacja zbudowanego systemu na danych ze spółki dystrybucyjnej.

Hipoteza badawcze

Zastosowanie godzinowego systemu prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną na lokalnym rynku energii elektrycznej przyczyni się do zmniejszenia błędu prognozy i poprawienia wyników finansowych.

Hipotezy szczegółowe

- Połączenie klasycznych metod prognozowania i metod wykorzystujących sztuczną inteligencję pozwoli stworzyć skuteczne narzędzie do prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną.
- Uzyskanie dokładnej prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w horyzoncie czasowym „godzina przed dostawą” pozwoli na stworzenie lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej.

Struktura pracy

Praca składa się z sześciu rozdziałów. Dwa pierwsze rozdziały to rozdziały teoretyczne poświęcone opisowi aktualnej sytuacji na rynku energii elektrycznej, oraz prognozowaniu w przedsiębiorstwie z uwzględnieniem specyfiki przedsiębiorstw energetycznych.

Rozdział pierwszy to studium literatury na temat rynku energii elektrycznej oraz opis istniejących struktur na tym rynku. W rozdziale tym przedstawiono historię polskiego systemu elektroenergetycznego od momentu jego powstania (początek XX wieku) do czasu obecnego. Przedstawiono również informacje o kierunkach rozwoju sektora wytwórczego na przełomie stuleci oraz prognozy na kolejne 25 lat. W rozdziale tym został szczegółowo scharakteryzowany rynek energii elektrycznej po jego restrukturyzacji, czyli po roku 1990. Przedstawiona została charakterystyka poszczególnych segmentów rynku hurtowego oraz problemy z którymi boryka się polski rynek energii elektrycznej. Kolejnym tematem opisanym w tym rozdziale pracy są dyrektywy Unii Europejskiej

dotyczące produkcji i handlu energią elektryczną. W rozdziale tym zostały wypisane i krótko scharakteryzowane najważniejsze punkty dwóch dyrektyw „elektrycznych” wydanych przez Parlament Europejski. Na zakończenie rozdziału został opisany małopolski lokalny rynek energii elektrycznej.

W rozdziale drugim pracy umieszczono opis podstaw prognozowania w przedsiębiorstwie z uwzględnieniem czynników mikrootoczenia oraz makrootoczenia marketingowego. W rozdziale tym opisano modele i metody wykorzystywane do prognozowania krótkoterminowego zapotrzebowania na energię elektryczną. W ramach tego rozdziału został dokonany przegląd metod prognozowania w energetyce. Metody te podzielono na dwie grupy: metody klasyczne oraz metody niekonwencjonalne. W przypadku prognozowania krótkoterminowego można wyróżnić wiele modeli i metod. W pracy zostały opisane następujące modele zaliczone do grupy modeli klasycznych: modele autoregresji ze szczególnym uwzględnieniem modeli sezonowych SARIMA, modele wygładzania wykładniczego - zwłaszcza sezonowy model Holta - Wintera, model regresji wielorakiej oraz metody dekompozycji szeregu czasowego Cenzus I i metody analizy widmowej. Z metod niekonwencjonalnych największe zastosowanie w krótkoterminowym prognozowaniu zapotrzebowania na energię elektryczną mają aplikacje oparte na modelach sztucznej inteligencji oraz logice rozmytej. Metody te również zostały opisane w tym rozdziale.

Kluczowe dla całej pracy są rozdziały trzeci, czwarty oraz piąty.

Rozdział trzeci zawiera analizę szeregu czasowego reprezentującego godzinowe zapotrzebowania na energię elektryczną wyrażoną w MW. Dane te reprezentują zapotrzebowanie na małopolskim rynku energii elektrycznej w latach 2000 - 2003. Badany szereg został poddany analizie spektralnej w celu wykrycia sezonowości, a następnie dekompozycji sezonowej w celu wyboru odpowiedniego modelu sezonowego. W rozdziale tym została również zbadana stacjonarność szeregu czasowego oraz przeprowadzona analiza wpływu

czynników zewnętrznych (meteorologicznych) na wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną. Analizę tę przeprowadzono na przykładzie wpływu temperatury otoczenia na bazie modelu regresyjnego z punktem przełącznikowym.

W rozdziale czwartym zostały zbudowane modele prognostyczne w oparciu o analizę sezonowości wykonaną w rozdziale trzecim oraz o modele opisane w rozdziale drugim. Wszystkie zbudowane modele zostały poddane szczegółowej analizie ze względu na normalność reszt modelu jak i ich autokorelację. Po dokonaniu analizy porównawczej został wybrany najlepszy model prognostyczny, który następnie poddany został walidacji. Model ten posłużył w dalszej części do zbudowania systemu wspomagania decyzji na lokalnym rynku energii elektrycznej.

W rozdziale piątym została opisana koncepcja lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej. Dokonana została analiza zysków i strat po zastosowaniu wybranego w rozdziale czwartym modelu prognostycznego. Dodatkowo została zaproponowana koncepcja prostego systemu ekspertowego opartego o metody logiki rozmytej wspomagającego podejmowanie decyzji dla godzin o podwyższonym ryzyku błędu prognozy. Metoda ta opiera się na analizie błędu prognozy oraz różnicy między poszczególnymi poziomami zapotrzebowania w dobie wcześniejszej. Zastosowanie tej metody zwiększa trafność decyzji o bilansowaniu wybranej godziny dla zaproponowanego systemu.

Rozdział szósty zawiera podsumowania i wnioski z pracy doktorskiej.

1 Charakterystyka rynku energii elektrycznej

1.1 Krajowy system elektroenergetyczny

Historia tworzenia się krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) sięga początku XX w. Pierwsze próby wykorzystania energii elektrycznej w Polsce miały miejsce w ostatnich dwóch dekadach XIX w. Próby takie podejmowano tylko lokalnie, głównie zakłady przemysłowe, cukrownie itp., instalując niewielkie generatory o mocy kilku lub kilkudziesięciu MW, napędzane maszynami parowymi lub silnikami Diesla oraz małe elektrownie wodne [79]. Istotnym krokiem w rozwoju elektroenergetyki było wybudowanie na początku XX w. kilku większych elektrowni miejskich o mocy kilku MW, dostarczających energię elektryczną do oświetlenia domów, ulic, a następnie dla potrzeb przemysłu i transportu miejskiego. Przykładem może być Elektrownia Powiśle wybudowana w 1904 r. w Warszawie o mocy 2 MW, a następnie rozbudowana w 1911 r. do 11,6 MW, oraz Elektrownia Łódź wybudowana w 1907 r. o mocy początkowej 2,1 MW. W tym samym czasie wybudowano elektrownie: Ołowianka w Gdańsku, Chorzów, Zabrze, Wrocław, Victoria w Wałbrzychu, w Poznaniu oraz w Krakowie. Również w tym czasie wybudowano szereg małych elektrowni przemysłowych, zwłaszcza na Śląsku, w Łodzi i w Warszawie.

Po I Wojnie Światowej w Polsce czynnych było ok. 280 elektrowni, głównie przemysłowych, o łącznej mocy 210 MW i rocznej produkcji ok. 500 GWh. W okresie międzywojennym miał miejsce umiarkowany rozwój elektroenergetyki.

W 1938 r. czynnych było 3198 elektrowni o łącznej mocy 1668 MW i łącznej rocznej produkcji 3974 GWh. Największe elektrownie zawodowe w tym okresie to elektrownie: Powiśle (83 MW), Elektrownia Pruszków (31,5 MW), Łaziska (105 MW), Będzin (23,5 MW), Zabrze (70,3 MW), Szombierki (51,2 MW), Łódź (101 MW) oraz Garbary w Poznaniu (42 MW). Jednak elektrownie te nie stanowiły połączonego systemu, ponieważ nie powstała wtedy jeszcze ogólnopolska sieć elektroenergetyczna. Wybudowano jedynie fragmenty linii 150 kV z Elektrowni Rożnów do Warszawy z odgałęzieniem do Stalowej Woli i Ostrowca Świętokrzyskiego. Wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej zajmowało się szereg lokalnych przedsiębiorstw.

II Wojna Światowa zadała elektroenergetyce dotkliwe straty. Miała miejsce wyniszczająca eksploatacja urządzeń oraz w wyniku działań wojennych zniszczonych zostało szereg elektrowni, zwłaszcza w Warszawie oraz na odzyskanych ziemiach zachodnich.

W 1945 r. przystąpiono do ich odbudowy i uruchamiania. W 1946 r. łączna moc wszystkich elektrowni w kraju była niewielka. Czynnych było 361 elektrowni o łącznej mocy 2553 MW i rocznej produkcji 5,8 TWh, w tym 191 elektrowni zawodowych o mocy 1296 MW i rocznej produkcji 3,4 TWh.

Okres od 1950 r. to lata rozwoju nowoczesnej elektroenergetyki polskiej i intensywnej elektryfikacji kraju. Powstały nowoczesne elektrownie o dużych mocach rzędu kilkaset i kilka tysięcy MW. W latach sześćdziesiątych utworzono ogólnokrajowy system elektroenergetyczny z liniami przesyłowymi 220 kV, a następnie 400 kV oraz ujednolicono napięcia znamionowe sieci. Powstały duże systemy ciepłownicze z elektrociepłowniami wytwarzającymi energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu. W latach pięćdziesiątych i sześćdziesiątych wdrożono program powszechnej elektryfikacji kraju. Poza siecią ogólnokrajową pozostawały jedynie nieliczne grupy odbiorców leżących z dala od tej sieci, zwłaszcza w górach i w głębi lasów.

Od 1960 r. rozpoczęta została współpraca polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami ZSRR, NRD i CSRS. W 1995 r. polski system elektroenergetyczny został włączony do systemu energetycznego krajów

Zachodniej Europy (UCPTE). W 2000 r. polski system elektroenergetyczny uzyskał połączenie kablem podmorskim prądu stałego z systemem szwedzkim.

W latach 1946-2000 produkcja energii elektrycznej wzrosła dwudziestopięciokrotnie z 5,8 TWh w 1946 r. do 145,2 TWh w 2000 roku, a zużycie energii elektrycznej na mieszkańca brutto wzrosło z 244 kWh w 1946 r. do 3752 kWh w 2000 r., tj. piętnastokrotnie. W powojennym rozwoju elektroenergetyki polskiej można wyróżnić kilka etapów, w zasadzie pokrywających się z poszczególnymi dekadami. Tabela 1.1 przedstawia tempo zmian w krajowym systemie energetycznym po II wojnie światowej.

Tabela 1.1. Rozwój elektroenergetyki polskiej w latach 1946-2000

| Wyszczególnienie | 1946 | 1950 | 1960 | 1970 | 1980 | 1990 | 2000 |
|---|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Moc zainstalowana (GW) | 2,6 | 2,7 | 6,3 | 13,9 | 25,3 | 32,0 | 34,5 |
| - elektrownie ciepłe zawodowe | 1,1 | 1,4 | 4,2 | 10,9 | 20,9 | 26,8 | 29,8 |
| - elektrownie wodne | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,8 | 1,3 | 2,0 | 2,1 |
| - elektrownie przemysłowe | 1,3 | 1,1 | 1,8 | 2,2 | 3,1 | 3,2 | 2,6 |
| Maksymalne roczne zapotrzebowanie mocy (GW) | - | 1,7 | 5,0 | 10,7 | 20,8 | 23,4 | 22,3 |
| Produkcja energii elektrycznej (TWh) | 5,8 | 9,4 | 29,3 | 64,5 | 121,9 | 136,3 | 145,2 |
| Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh) | 5,8 | 9,4 | 29,6 | 64,6 | 121,6 | 135,3 | 138,8 |
| Saldo eksportu i importu energii elektrycznej (TWh) | - | - | - 0,3 | - 0,1 | 0,3 | 1,1 | 6,4 |
| Produkcja energii elektrycznej na mieszkańca (kWh) | 244 | 356 | 984 | 1976 | 3410 | 3570 | 3752 |

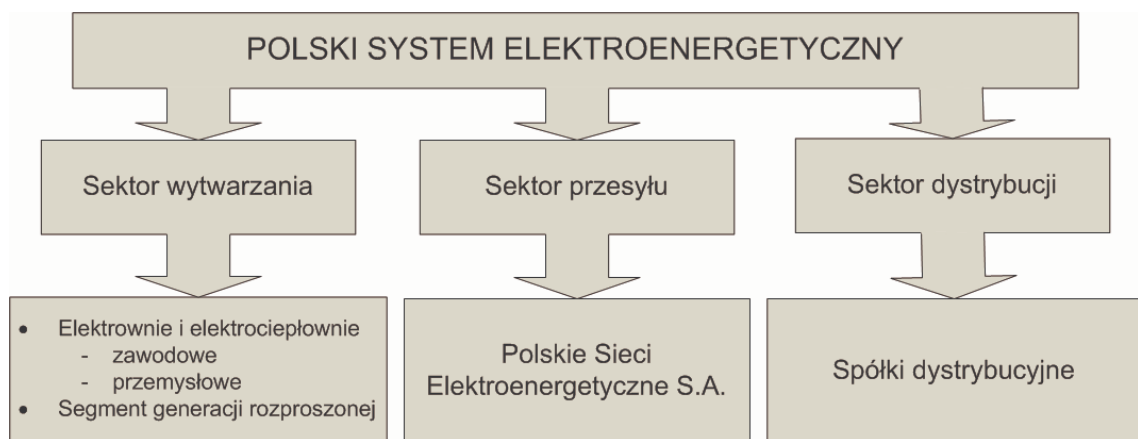
Źródło:[79]

W latach 1989–1992 na skutek recesji gospodarczej, jak i zapoczątkowanych w 1990 r. przekształceń systemowych, szczytowe zapotrzebowanie mocy obniżyło się z 22,9 GW w 1988 r. do 21,5 GW w 1992 roku. Zmalała również produkcja

energii elektrycznej ze 145,5 TWh w 1989 r. do 132,7 TWh w 1992 r. Od 1993 r. wraz z ożywieniem gospodarczym produkcja energii elektrycznej zaczęła stopniowo wzrastać do 145,2 TWh w 2000 r.

Obecnie krajowy system elektroenergetyczny składa się z trzech podstawowych sektorów:

- wytwarzania,
- przesyłu energii,
- dystrybucji.



Rysunek 1.1. Struktura Polskiego Systemu Elektroenergetycznego

Źródło: opracowanie własne

Tabela 1.2 przedstawia produkcję energii elektrycznej w latach 2003-2004 z uwzględnieniem podziału na poszczególne typy elektrowni.

Jak widać, energia elektryczna w Polsce produkowana jest w większości w elektrowniach zawodowych (około 95% całej produkcji). Elektrownie zawodowe to zakłady przemysłowe wytwarzające energię na użytek odbiorców zewnętrznych (w przeciwieństwie do elektrowni przemysłowych). Największy udział w tej produkcji mają elektrownie ciepłne na węgiel kamienny (około 60% produkcji elektrowni zawodowych) oraz na węgiel brunatny (około 35%). Obecnie w Polsce wydobywa się około 95 mln ton węgla kamiennego i 60 mln ton węgla brunatnego. Jak widać, struktura wytwarzania energii jest wynikiem posiadanych przez Polskę bogactw naturalnych.

Tabela 1.2. Produkcja energii elektrycznej w KSE - zestawienie lat 2003-2004

| | Produkcja energii [GWh] | | Dynamika [%] | Produkcja energii [%] | |
|---|----------------------------|----------------|-----------------|--------------------------|--------------|
| | 2003 | 2004 | 2004/2003 | 2003 | 2004 |
| Produkcja w kraju ogółem | 151 631 | 154 102 | 101,6 | 100,0 | 100,0 |
| z tego: | | | | | |
| elektrownie zawodowe | 143 328 | 145 612 | 101,6 | 94,5 | 94,5 |
| z tego: | | | | | |
| elektrownie ciepłe: | 140 218 | 142 069 | 101,3 | 97,8 | 97,6 |
| węgiel kamienny | 85 733 | 86 646 | 101 | 61,1 | 61,0 |
| węgiel brunatny | 51 617 | 52 159 | 101,1 | 36,8 | 36,7 |
| gazowe | 2 868 | 3 264 | 113,8 | 2,0 | 2,3 |
| elektrownie wodne | 3 110 | 3 543 | 111,3 | 2,2 | 2,4 |
| elektrownie przemysłowe | 7 942 | 8 052 | 101,4 | 5,2 | 5,2 |
| z tego: | | | | | |
| elektrownie ciepłe | 7 901 | 7 530 | 95,3 | 99,5 | 93,5 |
| gazowe | 626 | 590 | 94,2 | 7,9 | 7,8 |
| źródła odnawialne | 41 | 522 | 1273,2 | 0,5 | 6,5 |
| elektrownie niezależne pozostałe | 361 | 438 | 121,1 | 0,2 | 0,3 |

Źródło: Biuletyn PSE – STATYSTYKA 2003-2004

1.2 Polski rynek energii elektrycznej

1.2.1 Konkurencyjny rynek energii elektrycznej

Charakterystycznymi cechami rynku konkurencyjnego są:

- elastyczność popytu względem podaży,
- elastyczność podaży względem popytu,
- symetria i równoprawność dostępu wszystkich uczestników rynku do informacji rynkowej.

Energia elektryczna nie spełnia żadnego z ww. warunków kwalifikowania rynku jako konkurencyjnego:

- sieciowy charakter dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, związany z brakiem możliwości efektywnego ekonomicznie magazynowania energii, wyklucza wzajemną elastyczność podaży i popytu w zakresie usług sieciowych,

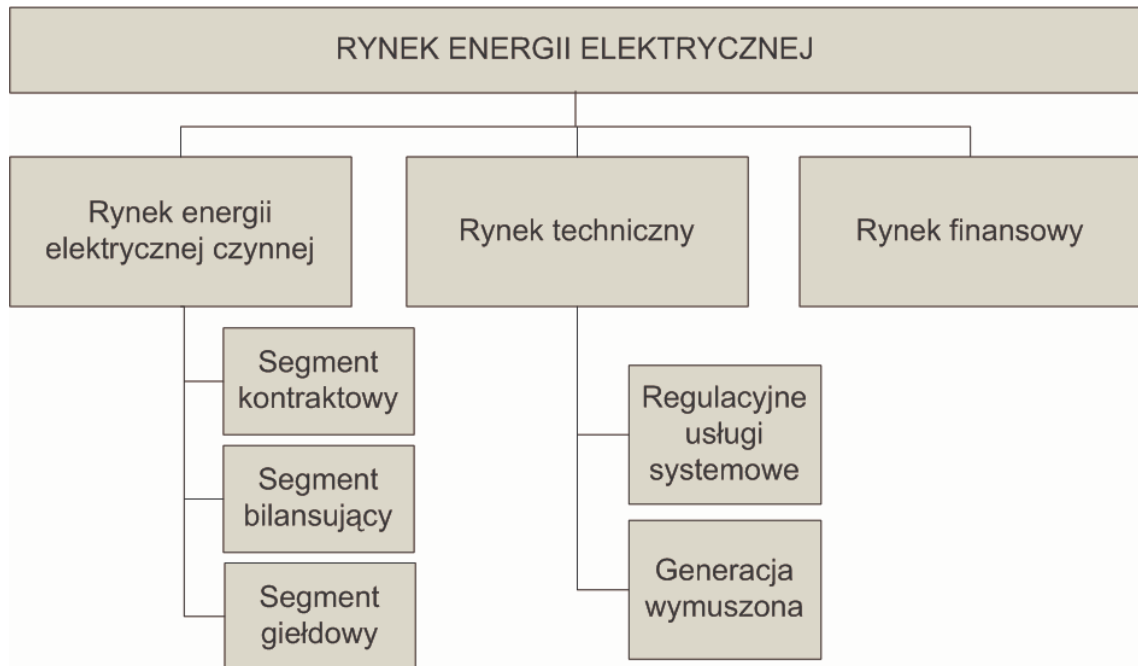
- monopolistyczna pozycja firm dostarczających energię, w stosunku do odbiorców końcowych nie pozwala na zachowanie symetrii między uczestnikami tego rynku.

W związku z tym, że handel energią elektryczną z definicji nie spełnia powyższych cech rynku konkurencyjnego prawodawca definiuje rynek konkurencyjny energii elektrycznej jako rynek, na którym w wyniku wolnej gry podaży i popytu zostaje wyznaczona cena transakcji, a odbiorca ma prawo swobodnego wyboru dostawcy oraz jego zmiany bez ponoszenia nadmiernych kosztów (zasada TPA ang. *Third Party Access*, czyli zasada dostępu osób trzecich do usług przesyłowych), a także decydowania o wielkości swoich zakupów. Na rynku konkurencyjnym każdy z podmiotów funkcjonuje w otoczeniu podobnych warunków zewnętrznych. Zawierane na nim transakcje poddane są regulacjom cywilno-prawnym lub zwyczajowym, a informacja na temat cen oferowanych dóbr jest powszechnie dostępna. Zgodnie z tą definicją w elektroenergetyce w dalszym ciągu istnieje rynek wytwórczy, a nie rynek konkurencyjny, bowiem odbiorcy nie są w stanie stworzyć ekonomicznego przymusu liczenia się z ich preferencjami. Wynika z tego, że tworząc rynek energii elektrycznej należy uwzględnić powyższe ograniczenia i na bazie tego stworzyć mechanizmy prawne, które będą miały na celu nie tylko regulować sprawę handlu energią, ale zadbać o prawa odbiorców finalnych.

1.2.2 Struktura rynku energii elektrycznej

Przejście od monopolu państwowego do konkurencyjnego rynku energii elektrycznej rozpoczęło się w Polsce wraz ze zmianą ustroju po 1989 roku.

Wybrany w Polsce model rynku energii elektrycznej należy do grupy rynków zdecentralizowanych. Takie modele rynku zostały już wdrożone w różnych odmianach między innymi w Kalifornii (USA), w Skandynawii oraz w Anglii i Walii [70][71][76].



Rysunek 1.2. Struktura przedmiotowa rynku.

Źródło: opracowanie własne

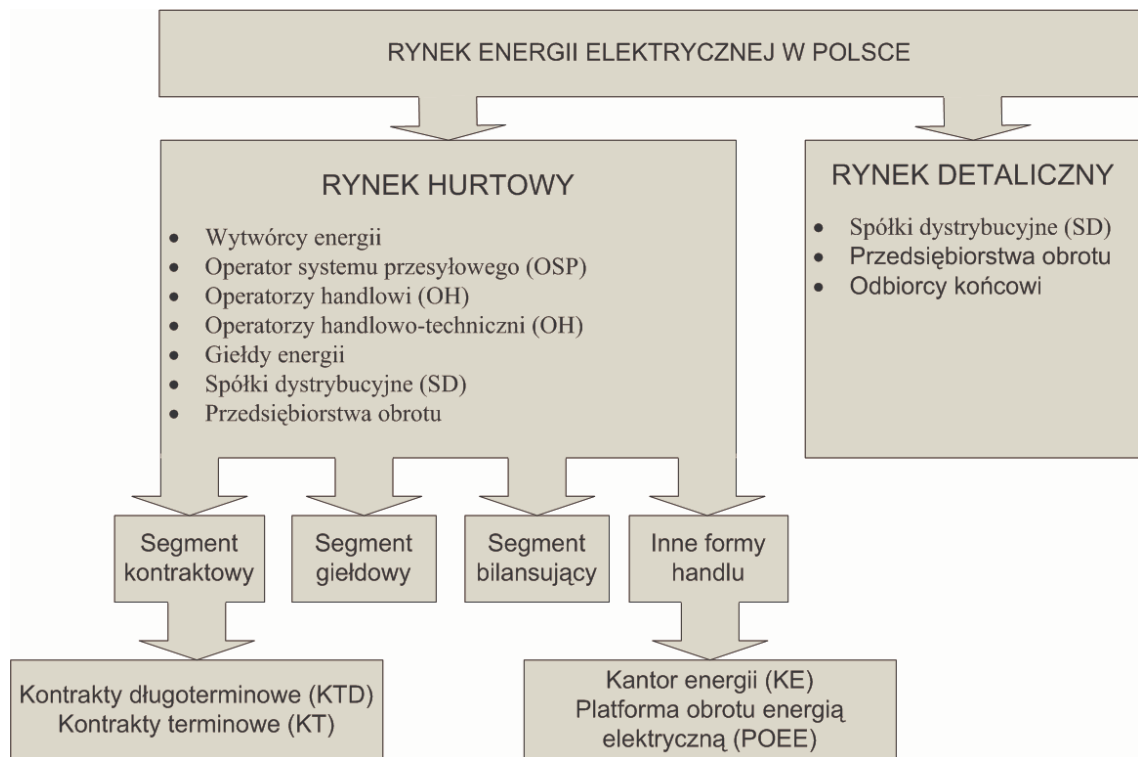
Z punktu widzenia przedmiotu obrotu, rynek energii elektrycznej składa się z trzech elementów, funkcjonujących jako uzupełniające się rynki (rysunek 1.2):

- rynek energii elektrycznej czynnej - przedmiotem obrotu na tym rynku jest energia elektryczna czynna w określonej ilości, cenie i czasie oraz miejscu dostarczania,
- rynek techniczny - przedmiotem obrotu na tym rynku są regulacyjne usługi systemowe, niezbędne dla umożliwienia przesyłu zakontraktowanej energii, a także energia elektryczna produkowana w określonych jednostkach wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego, co związane jest z koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności i dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej w poszczególnych węzłach sieci,
- rynek finansowy - przedmiotem obrotu na tym rynku są kontrakty finansowe dotyczące dostaw energii, których cena i wielkość dostaw jest jednoznacznie określona, ale nie są bezpośrednio związane z fizyczną dostawą energii, rynek ten obejmuje również instrumenty pochodne i pozwala on uczestnikom rynku

na zabezpieczenie się przed ryzykiem związanym z handlem energią elektryczną jako towarem.

Podstawą nowo powstałego rynku energii elektrycznej w Polsce są:

- rynek hurtowy (RH),
- rynek detaliczny (RD).

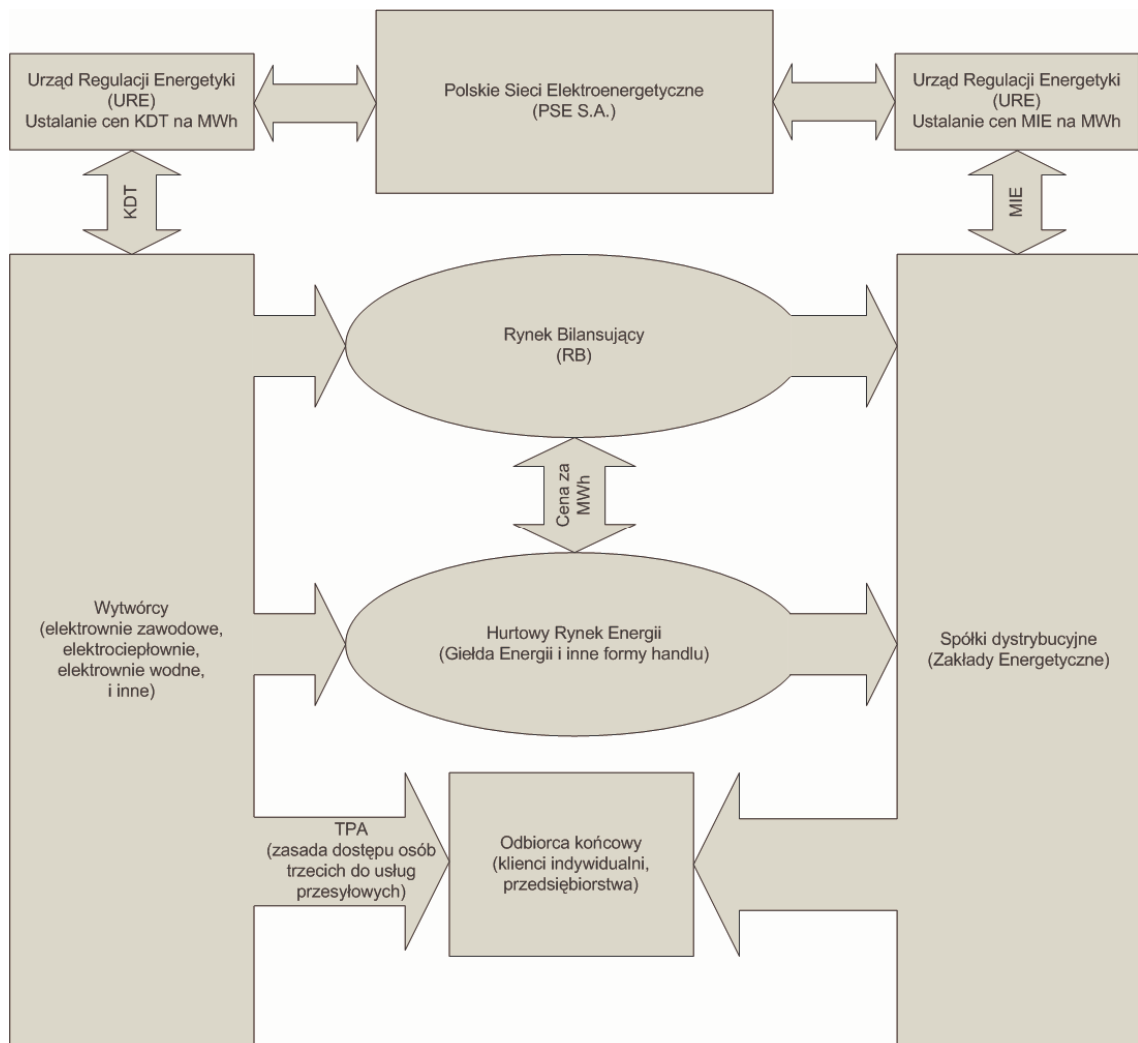


Rysunek 1.3. Uczestnicy i struktura rynku energii elektrycznej

Źródło: opracowanie własne

Zgodnie z obowiązującymi dokumentami opisującymi zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce [91], które stanowiły podstawę do opracowania modelu rynku energii elektrycznej i harmonogramu jego wdrożenia, głównym celem działania rynku energii elektrycznej jest optymalizacja całkowitych kosztów produkcji i dostaw energii dla gospodarki i społeczeństwa poprzez wprowadzenie mechanizmów konkurencji do wytwarzania i obrotu. Cel ten jest realizowany przy uwzględnieniu specyficznych warunków fizycznych wytwarzania i dostawy energii oraz konieczności utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego, integralności sieci oraz niezawodności i jakości dostawy energii elektrycznej. Zasadniczą funkcją rynku ma być wykorzystanie

mechanizmów konkurencji do kształtowania i ustalania cen w wytwarzaniu i obrocie energią oraz równoważenia popytu i podaży energii. Przyjęto jednocześnie, że mechanizmy i zasady obowiązujące na rynku muszą zapewniać równoprawność wszystkich podmiotów rynkowych, realizację strategicznych celów polityki energetycznej państwa, minimalizację kosztów transakcyjnych, a także ograniczanie negatywnego wpływu elektroenergetyki na środowisko naturalne. Na wybór struktury i mechanizmów rynku miała wpływ specyfika rynku energii elektrycznej, wynikająca przede wszystkim z wymogów działania systemu elektroenergetycznego i w istotny sposób odróżniająca ten rynek od innych rynków towarowych.



Rysunek 1.4. Struktura rynku energii elektrycznej obowiązująca od 2001 roku

Źródło: opracowanie własne

URE – Urząd Regulacji Energetyki, KDT – Kontrakty Długoterminowe, MIE – Minimalna Ilość Energii, OSP Operator Systemu Przesyłowego, SD – Spółki Dystrybucyjne, ZE - Zakłady Energetyczne, GE – Giełda Energii, TPA - ang. Third Party Access

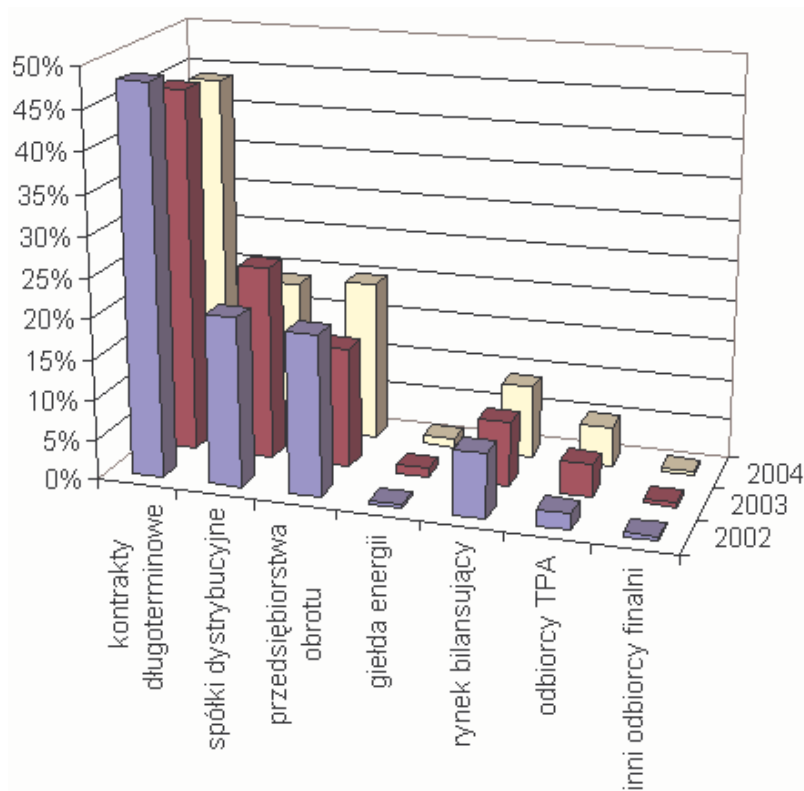
Pierwszym krokiem do demonopolizacji rynku była reforma rynku hurtowego poprzez otwarcie w roku 2000 Giełdy Energii (GE) oraz uruchomienie w 2001 r. Rynku Bilansującego (RB). Rysunek 1.4 przedstawia strukturę rynku energii elektrycznej, która obowiązuje w Polsce od 2001 roku.

Tabela 1.3. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej uzyskane w latach 2002 - 2004 przez 12 spółek wytwórczych w poszczególnych segmentach rynku.

| Segment | Średnia cena energii elektrycznej [zł/MWh] | | | Zmiana [%] | |
|--|--|--------|--------|------------|-----------|
| | 2002 | 2003 | 2004 | 2003/2002 | 2004/2003 |
| Ogółem | 137,71 | 145,09 | 139,23 | 5,36 | -4,04 |
| w kontraktach długoterminowych | 156,08 | 169,83 | 164,88 | 8,81 | -2,91 |
| poza kontraktami długoterminowymi | 120,03 | 123,46 | 118,69 | 2,86 | -3,86 |
| w tym: | | | | | |
| sprzedaż do spółek dystrybucyjnych | 113,87 | 119,7 | 117,92 | 5,12 | -1,49 |
| sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu | 110,47 | 118,6 | 113,12 | 7,36 | -4,62 |
| sprzedaż energii na giełdzie | 131,52 | 114,8 | 113,42 | -12,71 | -1,2 |
| sprzedaż energii na Rynku Bilansującym | 151,98 | 151,01 | 133,69 | -0,64 | -11,47 |
| sprzedaż energii odbiorcom TPA | 105,06 | 112,65 | 116,66 | 7,22 | 3,56 |
| sprzedaż energii innym odbiorcom finalnym (głównie lokalnie) | 164,74 | 163,66 | 161,67 | -0,66 | -1,21 |

Źródło: URE – dokumenty – Rynek Energii Elektrycznej

Pomimo tego, że ceny w segmencie rynkowym odbiegają znacznie od cen w segmencie kontraktowym (tabela 1.3) wszelkie nowe formy handlu na rynku energii elektrycznej takie jak np. Giełda Energii (GE) czy Internetowa Platforma Obrotu Energią Elektryczną (POEE) ze względu na funkcjonowanie kontraktów długoterminowych mają niewielki wolumen obrotu (rysunek 1.5). Pomimo podjęcia w ostatnich latach kilku prób rozwiązania kontraktów długoterminowych, nadal pozostają one w mocy, a w związku z tym na rynku wytwórców energii elektrycznej wciąż istnieje podział na sprzedających energię w ramach kontraktów długoterminowych i tych poddanych presji konkurencyjnej. Niekonkurencyjny obszar rynku podlega jednak przemianom, które są m.in. skutkiem zapisów umownych, oraz zmianom w zakresie ważności umów. Rysunek 1.5 przedstawia procentowe udziały poszczególnych segmentów rynku energii elektrycznej w latach 2002 - 2004.

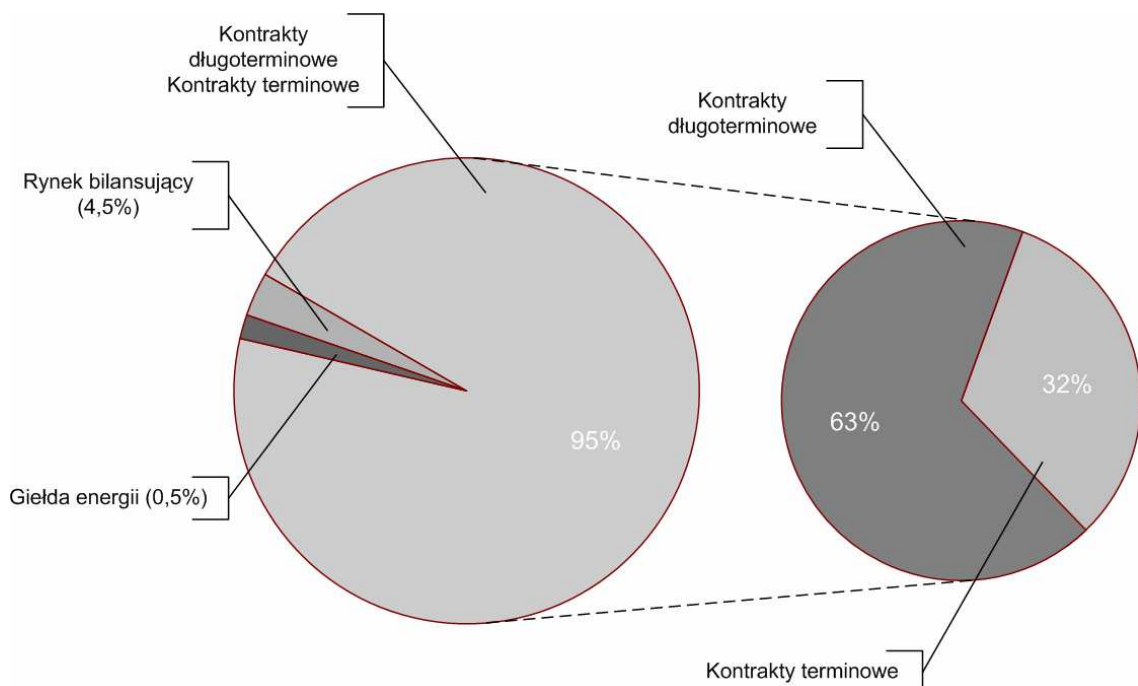


Rysunek 1.5. Procentowe udziały segmentów rynku energii elektrycznej w latach 2002 – 2004

Źródło: Biuletyn statystyczny URE

Segment kontraktowy

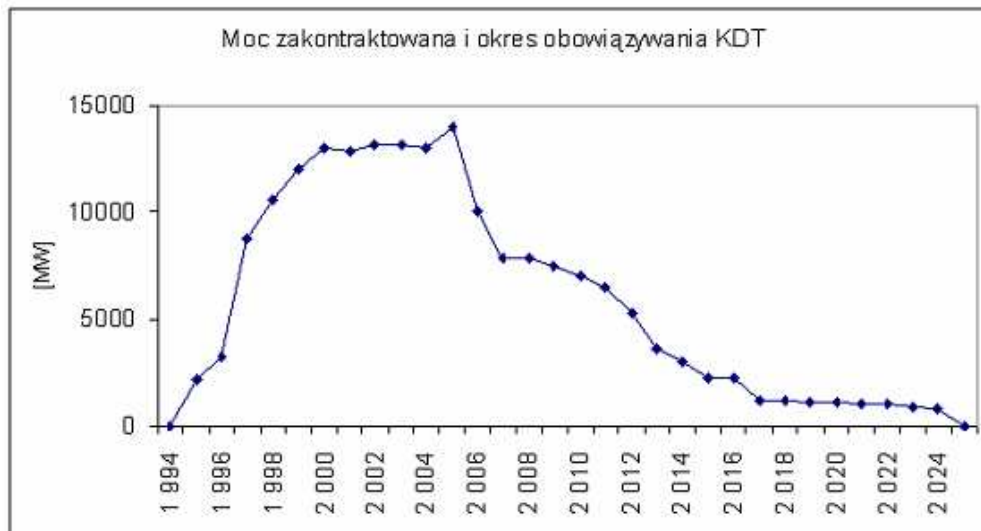
Na początku lat 90 zaczęły w Polsce funkcjonować kontrakty długoterminowe (KDT). Kontrakty długoterminowe są to kontrakty na dostawę energii elektrycznej jakie Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zawarły z wytwórcami energii elektrycznej w latach dziewięćdziesiątych. Określały one ilość zakupionej energii od danego producenta oraz sposób naliczania opłat za tę energię. Ponieważ kontrakty terminowe stanowiły ponad 90% rynku (rysunek 1.6) to początki tworzenia hurtowego rynku energii elektrycznej były bardzo trudne. W pierwszym etapie na giełdzie energii i rynku bilansującym handlowało się zaledwie około 2-5% całej energii przepływającej przez system elektroenergetyczny, resztę stanowił segment kontraktów terminowych.



Rysunek 1.6. Udział procentowy w rynku hurtowym w 2001 r.

Źródło: URE

Jak widać na powyższym rysunku, segment kontraktowy został zdominowany przez kontrakty długoterminowe. Wraz z upływem lat harmonogram KDT przewidywał zmniejszenie ilości zakupionej energii poprzez KDT, lecz całkowite wygaśnięcie tych umów zaplanowane było dopiero na 2025 r. (rysunek 1.7).



Rysunek 1.7. Harmonogram kontraktów długoterminowych

Źródło: [85]

W związku z wejściem w życie decyzji Unii Europejskiej z 1996 r. (tzw. dyrektywa „elektryczna” i jej późniejsze modyfikacje [21][23][31][32]) Polska została zobowiązana do rozwiązania tych umów, co z pewnością zwiększy obroty w segmencie giełdowym. Niestety może się to odbić niekorzystnie na cenie energii elektrycznej, gdyż jej wytwórcy mogą przenieść część kosztów wynikających z likwidacji tych kontraktów na końcowych odbiorców. Likwidacja KDT powinna spowodować zwiększenie znaczenia kontraktów krótkoterminowych, które powinny stanowić podstawę konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Kontrakty terminowe zawierane przez uczestników rynku hurtowego są tzw. kontraktami dwustronnymi. Strony kontraktu w sposób umowny mogą kształtować ich warunki ekonomiczne. Tego rodzaju kontrakty dają gwarancję „zapełnienia portfela” spółki dystrybucyjnej oraz minimalizują ryzyko cenowe, pozwalają bowiem na szybkie reagowanie na zmiany zachodzące na rynku.

Segment rynkowy

W kwietniu 1999 roku ministrowie Skarbu Państwa, Gospodarki i Finansów przyjęli harmonogram działań dla liberalizacji rynku energii elektrycznej i prywatyzacji sektora energetycznego [62]. Dokument ten przedstawiał strukturę

rynku wraz z giełdą energii oraz mechanizmy działania rynku i relacje pomiędzy jego członkami. Z punktu widzenia obowiązujących przepisów nie ma żadnych ograniczeń ani co do liczby giełd energii w Polsce, ani co do ich struktury własnościowej i zasad zarządzania oraz produktów będących przedmiotem obrotu. Obecnie w Polsce działa jedna giełda, jest to Spółka Towarowa Giełda Energii S.A. Spółka została zarejestrowana i rozpoczęła działalność w dniu 7 grudnia 1999 roku. Za istotny sygnał generowany przez segment giełdowy należy uznać ustalenie obiektywnych, rynkowych cen energii elektrycznej, stanowiących odniesienie dla wszystkich pozostałych rodzajów kontraktów zawieranych na hurtowym rynku energii.

Aktualnie Towarowa Giełda Energii S.A. oferuje swoim uczestnikom następujące usługi:

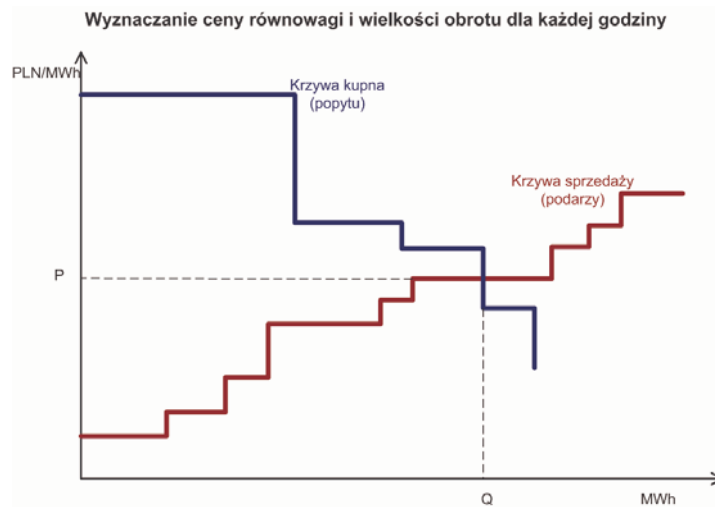
- rynek dnia następnego (RDN),
- rynek terminowy (RT),
- pakiet jednodniowy (PJ)

Rynek Dnia Następnego - to rynek uruchomiony na giełdzie energii w pierwszej kolejności. Rynek ten prowadzony jest na dzień przed dobą, w której nastąpi fizyczna dostawa energii. Składa się z 24 niezależnych, oddzielnych rynków (godziny, doby), na których Członkowie mogą swobodnie kupować i sprzedawać energię, zgodnie ze swoimi potrzebami. Z ofert sprzedaży tworzona jest krzywa podaży, a z ofert zakupu tworzona jest krzywa popytu (rysunek 1.8). Jako giełdową cenę rozliczeniową dla danej godziny przyjmuje się cenę, dla której krzywe popytu i podaży przecinają się.

Zasady akceptacji ofert są następujące:

- wszystkie oferty sprzedaży z cenami poniżej ceny ustalonej dla danej godziny są w całości akceptowane,
- wszystkie oferty kupna z cenami powyżej ceny ustalonej dla danej godziny są w całości akceptowane,

- wszystkie oferty które zostały złożone po cenie równej cenie ustalonej dla danej godziny mogą być zaakceptowane w całości lub częściowo (stopień redukcji jest taki sam dla wszystkich ofert).



Rysunek 1.8. Krzywe popytu i podaży dla godziny h.
Źródło: Dokumenty Towarowej Giełdy Energii(www.polpx.pl)

Rynek Terminowy - na terminowym rynku finansowym notowane są kontrakty z wykonaniem tygodniowym i miesięcznym oraz kontrakty tzw. „szczytowe”. Notowania odbywają się od poniedziałku do piątku w godzinach 12:00 – 14:00. Dla kontraktów tygodniowych i miesięcznych instrumentem bazowym jest energia elektryczna, której kurs jest określany na Rynku Dnia Następnego, wyrażony jako zł/MWh. Natomiast dla kontraktów „szczytowych” instrumentem bazowym jest energia elektryczna w godzinach od 19:00 do 21:00 w dni robocze, której kurs jest określany również na RDN.

Kontrakt terminowy rozumiany jest jako umowa zobowiązująca sprzedającego (wystawcę) do dostarczenia energii elektrycznej w określonym terminie i po określonej cenie, oraz zobowiązująca kupującego (nabywcę) do nabycia energii elektrycznej w określonym terminie i po określonej cenie.

Plany rozwoju Towarowej Giełdy Energii S.A. dotyczą aktualnie rynku bieżącego, w ramach którego działa już Rynek Dnia Następnego. Rynek ten ma być rozszerzony o Rynek Dnia Bieżącego (RDB) czyli możliwość zawierania transakcji 2-4 godziny przed fizyczną dostawą.

Segment bilansujący

Rynek Bilansujący (RB) obejmuje transakcje zawierane przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) celem zamknięcia bilansu oraz dostosowania produkcji energii elektrycznej do wymagań technicznych warunkujących bezpieczną i niezawodną pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [40]. OSP zawiera transakcje na rynku bilansującym na podstawie ofert bilansujących zgłaszanych przez wytwórców. Podstawowym okresem handlowym rynku bilansującego jest godzina, natomiast planowanie pracy, pomiary i rozliczenia odbywają się w cyklu dobowym, stąd często celem odróżnienia od dotychczasowych rozwiązań, w których podstawowym okresem handlowym jest miesiąc, nazywany jest on dobowo - godzinowym (lub w skrócie godzinowym) rynkiem bilansującym.

Rynek bilansujący umożliwia liberalny obrót energią elektryczną w systemie krajowym poprzez fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej, przy zapewnieniu:

- bieżącego bilansowania wytwarzania energii elektrycznej z aktualnym poborem energii elektrycznej,
- zachowania technicznych warunków pracy systemu,
- zachowania standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom.

Konkurencyjny rynek energii elektrycznej może funkcjonować jedynie w warunkach normalnego stanu pracy systemu. W przypadku wystąpienia stanu zagrożenia systemu, OSP zawieszona działanie rynku energii elektrycznej aż do momentu likwidacji tego stanu. Wówczas planowanie i prowadzenie ruchu oraz rozliczenia odbywają się zgodnie z procedurami awaryjnymi określonymi w zasadach działania rynku bilansującego.

Realizowane przez OSP funkcje w ramach administrowania rynkiem bilansującym można w największym uproszczeniu sprowadzić do następujących procesów [93]:

- planowanie koordynacyjne, w tym dobór jednostek wytwórczych i rozdział obciążeń między nimi,

- operatywne prowadzenie ruchu,
- pomiary i rozliczenia ilościowe fizycznych przepływów energii elektrycznej,
- rozliczenia wartościowe energii elektrycznej będącej przedmiotem obrotu na rynku bilansującym.

Tabela 1.4. Ceny i ilość energii na RB i GE w dniu 25-09-2005 r.

| godz | Rynek Bilansujący | | | | Giełda Energii | |
|------|-------------------|----------|-----------|-----------|----------------|-----------|
| | Ilość [MWh] | CRO [zł] | CROs [zł] | CROz [zł] | Ilość [MWh] | Cena [zł] |
| 1 | -142 | 76,05 | 260,32 | 73,05 | 312 | 110,31 |
| 2 | -264 | 75,67 | 260,32 | 72,52 | 153 | 103,11 |
| 3 | -134 | 74,74 | 263,66 | 72,12 | 74 | 100 |
| 4 | -30 | 112 | 268,19 | 71,93 | 77 | 99,5 |
| 5 | -144 | 74,47 | 268,19 | 71,8 | 75 | 99,5 |
| 6 | -316 | 74,03 | 273,38 | 71,7 | 88 | 99,5 |
| 7 | -323 | 75,23 | 278,73 | 72,19 | 132 | 89 |
| 8 | -204 | 86,33 | 260,88 | 75,9 | 57 | 101 |
| 9 | -178 | 88,61 | 268,89 | 79,29 | 96 | 110,5 |
| 10 | -28 | 103,5 | 268,58 | 81,44 | 204 | 118 |
| 11 | -50 | 90,06 | 273,71 | 82,86 | 233 | 120,99 |
| 12 | -107 | 115,85 | 273,71 | 82,64 | 241 | 120,99 |
| 13 | 103 | 112,59 | 273,71 | 84,79 | 221 | 119,14 |
| 14 | 9 | 111,59 | 273,71 | 83,62 | 208 | 117,86 |
| 15 | 19 | 106,01 | 273,71 | 82,9 | 195 | 117 |
| 16 | 275 | 116,01 | 268,69 | 83,33 | 155 | 112 |
| 17 | 58 | 120,89 | 268,89 | 80,47 | 119 | 110,5 |
| 18 | -156 | 88,57 | 268,89 | 79,44 | 96 | 107 |
| 19 | 438 | 119,55 | 262,83 | 83,3 | 191 | 112,75 |
| 20 | 234 | 121,06 | 218,69 | 89,36 | 363 | 127,4 |
| 21 | -6 | 120 | 221,02 | 95,3 | 308 | 128 |
| 22 | -107 | 111,02 | 204,52 | 90,87 | 301 | 120,99 |
| 23 | 58 | 119 | 207,93 | 88,02 | 312 | 118,4 |
| 24 | -79 | 87,17 | 259,98 | 74,6 | 236 | 109 |

Źródło: www.cire.pl

Od 1 lipca 2002 r. na RB funkcjonują trzy ceny rozliczenia odchylenia (CRO):

CRO – cena rozliczenia na rynku bilansującym dla odchyłki z przedziału $\pm 1\%$,

CROs – cena sprzedaży na rynku bilansującym poza przedziałem $\pm 1\%$,

CROz – cena zakupu na rynku bilansującym poza przedziałem $\pm 1\%$.

Uwaga:

Wartość dodatnia w kolumnie *Ilość* oznacza zakup, a wartość ujemna sprzedaż

Ze względu na wprowadzone trzy ceny rozliczeniowe (tabele 1.4) dla uczestników rynku hurtowego segment bilansujący stanowi największe ryzyko finansowe. Każde odchylenie od planu powyżej $\pm 1\%$ pociąga za sobą duże konsekwencje finansowe. Ceny te jednak musiały być wprowadzone, ponieważ przez pierwszy okres działania RB, kiedy była tylko jedna cena dla odchylenia CRO, uczestnicy tego rynku nie ponosili żadnych konsekwencji swoich błędów w harmonogramie i dochodziło do spekulowania i przenoszenia zakupów z pozostałych segmentów rynku do segmentu bilansującego.

Rynek detaliczny

Detaliczny rynek energii elektrycznej zapewnia dostawy energii dla odbiorców końcowych. Głównym podmiotem rynku detalicznego jest odbiorca energii tzw. odbiorca końcowy. Rynek energii elektrycznej wprowadza prawo do usługi przesyłowej dla odbiorców końcowych, tzw. zasadę TPA (ang. *Third Party Access*) czyli zasadę dostępu stron trzecich do usług przesyłowych. Przepisy prawa pozwalają odbiorcy na bezpośredni zakup energii u wytwórców, uczestnictwo w segmencie giełdowym lub bilansującym oraz możliwość korzystania z usług przedsiębiorstw obrotu energią lub operatorów handlowo-technicznych. Wprowadzenie zasady TPA jest podstawą rozwoju konkurencji w dostawach energii dla odbiorców końcowych. Tabela 1.5 przedstawia harmonogram wdrażania zasady TPA (kol. 2).

Uczestnikami rynku detalicznego (rysunek 1.3) są spółki dystrybucyjne (SD) zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii za pomocą sieci rozdzielczych. Ich zakres działalności obejmuje przede wszystkim funkcje operatora systemu rozdzielczego (OSR) oraz dostawy energii elektrycznej dla odbiorców, którzy nie uzyskali lub nie wykorzystują prawa do usług przesyłowych (tabela 1.5). Przedsiębiorstwa te mogą również uczestniczyć w konkurencyjnym segmencie rynku detalicznego pod warunkiem zapewnienia niezależności i obiektywności realizacji funkcji OSR.

Tabela 1.5. Rozwój zasady TPA w polskiej elektroenergetyce

| Okres | Kryterium uprawnień (poziom rocznych zakupów energii elektrycznej) [GWh] | Liczba odbiorców uprawnionych | Całkowity roczny zakup energii przez odbiorców uprawnionych ¹⁾ [TWh] | Liczba odbiorców korzystających z TPA (wg stanu na koniec danego okresu) | Teoretyczne otwarcie rynku ²⁾ [%] | Wskaźnik uczestnictwa odbiorców w rynku energii ³⁾ [%] |
|--------------------|--|-------------------------------|---|--|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 4 IX - 31 XII 1998 | >500 | 12 | 9,5 | 6 | 9 | 4,1 |
| 1 I – 31 XII 1999 | >100 | 80 | 23 | 12 | 22 | 5,5 |
| 1 I – 31 XII 2000 | >40 | 138 | 28,5 | 13 | 30 | 5,9 |
| 1 I – 31 XII 2001 | >40 | 138 | 29 | 6 | 30 | 5 |
| 1 I – 31 XII 2002 | >10 | 560 | 36 | 19 | 37 | 6 |
| 1 I – 31 XII 2003 | >10 | 641 ⁴⁾ | 37 | 29 | 38 | 7 |
| 1 I – 30 VI 2004 | >1 | ok. 6 000 | 53 | 64 | 52 | 9,5 |
| 1 VII 2004 | wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych ⁵⁾ | ok. 1,7 miliona | 82 | 78 | 80 | 10 |
| 1 I 2006 | wszyscy | ok. 15 milionów | ok. 103 | - | 100 | - |

Źródło: URE

¹⁾ Ilość energii kupionej przez odbiorców uprawnionych (z kol. 3) zarówno korzystających z TPA, jak i pozostających taryfowymi.

²⁾ Udział energii z kol. 4 odniesiona do całkowitej energii dostarczonej przez spółki dystrybucyjne.

³⁾ Wskaźnik ten mierzony jest jako procentowy udział energii elektrycznej kupionej przez odbiorców korzystających z prawa wyboru dostawcy do całkowitej ilości energii dostarczonej przez spółki dystrybucyjne wszystkim odbiorcom i jest miarą faktycznego uczestnictwa odbiorców w konkurencyjnym rynku energii.

⁴⁾ Różnica w porównaniu do 2002 r. wynika z zaliczenia w nowym rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20.01.2003 r. tzw. odbiorców rozproszonych do kategorii odbiorców uprawnionych.

⁵⁾ Wg harmonogramu określonego w Dyrektywie 2003/54/WE.

1.3 Europejski rynek energii elektrycznej – dyrektywy i cele

Od 1 maja 2004 r. Polska jest członkiem Unii Europejskiej, w związku z tym dotyczą ją wszystkie dyrektywy obowiązujące w ramach wspólnoty.

Problematyka związana z reformowaniem sektora energetycznego znajduje bezpośrednie odniesienie w aktach prawnych wydanych przez Parlament Europejski (PE). Prawodawcy Unii Europejskiej zdając sobie sprawę z ważności sektora energetycznego we wspólnym rynku europejskim postanowili ujednoczyć sprawy związane z funkcjonowaniem tego sektora. Wydane przez PE dyrektywy opisują kierunki rozwoju wspólnego rynku europejskiego, lecz nie narzucają one konkretnych struktur rynków poszczególnym krajom członkowskim. Tabela 1.6 przedstawia wydane przez Parlament Europejski dyrektywy, ważne z punktu widzenia tworzącego się w Polsce rynku energii elektrycznej.

Tabela 1.6. Zestawienie dyrektyw Unijnych dotyczących rynku energii elektrycznej

| data | symbol | Opis |
|---------------|--------------------|---|
| 19-12-1996 r. | 96/92/EC [23] | Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej. |
| 27-09-2001 | 2001/77/EC [18] | Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w sprawie promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. |
| 23-10-2001 | 2001/80/EC [19] | Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów spalania. |
| 16-12-2002 | 2002/91/EC [20] | Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w sprawie jakości energetycznej budynków. |
| 26-06-2003 r. | 2003/54/EC [21] | Dyrektywa Unii Europejskiej w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylenia Dyrektywy 96/92/EC oraz rozporządzenie 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej. |
| 11-02-2004 | 2004/8/EC [22] | Dyrektywa Unii Europejskiej w sprawie promowania kogeneracji. |

Źródło: opracowanie własne

Główne cele reformy elektroenergetyki wynikające z dyrektyw UE to:

- obniżenie całkowitych kosztów jej produkcji, przesyłania i dystrybucji oraz, w efekcie, cen płaconych przez odbiorców końcowych [21] ,
- zapewnienie bezpieczeństwa systemu energetycznego [21],
- ochrona środowiska naturalnego przed negatywnymi skutkami produkcji energii elektrycznej [21][19][20].

Pierwsza „dyrektywa elektryczna” 96/92/EC określiła zasady organizacji i działania rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Polska, która już wtedy przygotowywała się do wstąpienia do UE tworzyła swoje akty prawne w oparciu o tę dyrektywę.

Do zasad określających organizację i działanie sektora elektroenergetycznego, jak i determinujących regulację działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych opisanych w dyrektywie 96/92/EC należą:

Zasada rozdzielania i przejrzystości

Zasadę tę wprowadzono po to, by ograniczyć zjawisko subsydiowania skrośnego bądź to pomiędzy grupami odbiorców, bądź pomiędzy różnymi działalnościami prowadzonymi przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ściślej rzecz ujmując, chodzi o to, by odbiorcy finalni energii elektrycznej byli obciążani tylko realnymi kosztami wynikającymi z faktu zaopatrywania ich w energię bez przenoszenia na nich konieczności pokrywania kosztów powstałych w innych obszarach aktywności przedsiębiorstwa bądź spowodowanych przez odbiorców z innych grup taryfowych. Zasada ta służy także ułatwieniu kontroli finansów przedsiębiorstw energetycznych.

Zasada dostępu do sieci i otwarcia rynku

Zasadę tą wprowadzono w celu stopniowego otwierania rynków energii elektrycznej umożliwiając tym samym odbiorcom finalnym zmianę dostawcy energii, co skutkować ma zwiększeniem konkurencji, wzrostem efektywności przedsiębiorstw oraz redukcją cen.

Dostęp do sieci stron trzecich, tzw. TPA (uprawnionych odbiorców), może być realizowany przez państwa członkowskie w drodze wyboru pomiędzy trzema modelami: negocjowanym TPA, regulowanym TPA oraz dostępem do sieci za pośrednictwem procedury jedyne nabywcy.

Zasada równego traktowania

Zasadę tą wprowadzono celem wyrównania szans użytkowników systemu, nie pozostających w żadnym związku z przedsiębiorstwami sieciowymi, na osiągnięcie tak samo dobrych warunków korzystania z usług operatorów sieciowych, co firmy z nimi powiązane.

Zasada wzajemności

Główną przesłanką do wprowadzenia tej zasady była konieczność ukrócenia praktyk związanych z nadużywaniem, przez przedsiębiorstwa pochodzące z państw niechętnych liberalizacji rynku energii elektrycznej, możliwości wynikających z szybkiego tempa otwierania rynków przez inne państwa członkowskie. Wykorzystując tę sytuację firmy z państw o niskim stopniu otwarcia rynku utrzymywały pozycję monopolistyczną w swoim kraju, prowadząc jednocześnie intensywną ekspansję i rozwój w innych państwach.

Zasada rozstrzygnięcia sporów i kontroli decyzji w ramach apelacji

Dbłość o zachowanie reguł uczciwej konkurencji jest głównym bodźcem, który przyczynił się do wprowadzenia ww. zasady.

Zasada kontroli przez państwo (lub organy przez nie wyznaczone) budowy nowych mocy wytwórczych

Zasada ta daje państwom członkowskim możliwość sterowania rozwojem podsektora wytwarzania. Umożliwia im promowanie źródeł wytwórczych produkujących energię elektryczną w oparciu o źródła odnawialne. Umożliwia im także przyjęcie różnych warunków decydujących o udzieleniu pozwolenia na budowę. Mogą być to warunki związane np. z ochroną środowiska, lokalizacją

nowego źródła, jego miejscem w systemie i tym, czy na danym terenie występuje zapotrzebowanie na energię elektryczną uzasadniające budowę nowej jednostki.

Zasada kontroli przez państwo (rząd, parlament) prac regulatora

Realizacja tej zasady służyć ma możliwości kontroli poczynąń instytucji regulacyjnych, dając tym samym możliwość oceny, czy instytucje regulacyjne wypełniają nałożone na nie obowiązki w sposób dbały, należyty i z poszanowaniem prawa.

Zasada ochrony odbiorców i obowiązku świadczenia usług publicznych

Zasada ta służyć ma ochronie odbiorców z grup tzw. wrażliwych, jak również zapewnieniu ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

W 2003 roku Parlament Europejski wydał nową dyrektywę tzw. „drugą dyrektywę elektryczną” 2003/54/EC dotyczącą ogólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Nowa dyrektywa uchylała Dyrektywę 96/92/EC z dniem 1 lipca 2004 r. nie naruszając zobowiązań krajów członkowskich wynikających z tej dyrektywy. Polska stając się członkiem UE z dniem 1 maja 2004 r. musiała być przygotowana do spełniania przepisów nowej dyrektywy. W dyrektywie tej uwzględniono dotychczasowe doświadczenia z działania rynku energii elektrycznej w krajach członkowskich Unii oraz sformułowano przepisy zobowiązujące kraje członkowskie do przyspieszenia procesu liberalizacji obrotu energią elektryczną w skali europejskiej. Szczególną uwagę w nowej dyrektywie zwrócono na następujące aspekty:

Prawne wydzielenie działalności sieciowej

W punkcie tym zwrócono szczególną uwagę na poprawienie warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych, zarówno na poziomie sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej, dla podmiotów działających na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej w poszczególnych krajach członkowskich UE i w wymianie transgranicznej. Okresowe raporty Komisji Europejskiej wskazują na trudności w

uzyskiwaniu dostępu do sieci przez niezależnych dostawców w niektórych krajach Unii Europejskiej. Są one spowodowane przede wszystkim istniejącą w tych krajach strukturą elektroenergetyki, w której dominują pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne preferujące dostawy dla swoich odbiorców od własnych jednostek wytwórczych. W celu radykalnej poprawy tej sytuacji Dyrektywa 2003/54/EC obliguje państwa członkowskie do wydzielenia prawnej działalności sieciowej w przedsiębiorstwach pionowo zintegrowanych. Odnosi się to do działalności operatorów systemów przesyłowych (art. 10) i również systemów dystrybucyjnych (art. 15), które obsługują więcej niż 100 000 odbiorców. Dyrektywa wymaga, aby ta działalność była „co najmniej niezależna prawnie i organizacyjnie a także w zakresie podejmowania decyzji” od innych rodzajów działalności.

Kompatybilność i uproszczenie uzyskiwania przez odbiorców uprawnień do wyboru dostawcy

W praktyce stosowania Dyrektywy 96/92/EC okazało się, że wyznaczenie tylko minimalnych progów i dopuszczenie indywidualnych harmonogramów otwarcia rynku konkurencyjnego przez państwa członkowskie powodowało występowanie różnic w uzyskiwaniu uprawnień do TPA przez poszczególne grupy odbiorców w różnych krajach Unii, co z kolei – przy uwzględnieniu obowiązującej generalnej zasady wzajemności obowiązków świadczenia usług przez podmioty różnych krajów (reciprocity clause) – wywoływało trudności z zawieraniem przez odbiorców uprawnionych do TPA w danym kraju kontraktów z dostawcami zagranicznymi. Jest to jedna z przyczyn opóźnień w rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie.

Dyrektywa 2003/54/EC wprowadziła dla krajów członkowskich jednolity obowiązek nadania uprawnień do wyboru dostawcy energii:

- najpóźniej od 1 lipca 2004 r. wszystkim odbiorcom nie będącym odbiorcami bytowo-komunalnymi;
- od 1 lipca 2007 r. wszystkim odbiorcom.

Wszystkie zalecenia wynikające z dyrektyw PE zostały uwzględnione w celach jakie przyjął polski rząd w swoim programie na lata 2005-2025 [65]. Program potwierdza zasadność kontynuowania polityki energetycznej, która za największe priorytety i kierunki działań rządu przyjmuje:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- wzrost konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej,
- ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej, związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem oraz dystrybucją energii i paliw.

Główne cele wynikające z programu polityki energetycznej państwa do 2025 to:

- pełna integracja polskiej energetyki z europejską i światową energetyką,
- wypełnienie zobowiązań traktatowych Polski w określonych terminach i w przyjętych wielkościach,
- wspomaganie, przy użyciu mechanizmów rynkowych, rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz źródeł pracujących w skojarzeniu,
- konsekwentna realizacja zasady regulowanego dostępu strony trzeciej, jako podstawowego narzędzia demonopolizacji i liberalizacji monopoli naturalnych (przedsiębiorstw sieciowych),
- udostępnienie przez operatorów systemów przesyłowych (OSP) zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych w formie aukcji,
- dokonywanie wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi na zasadach rynkowych,

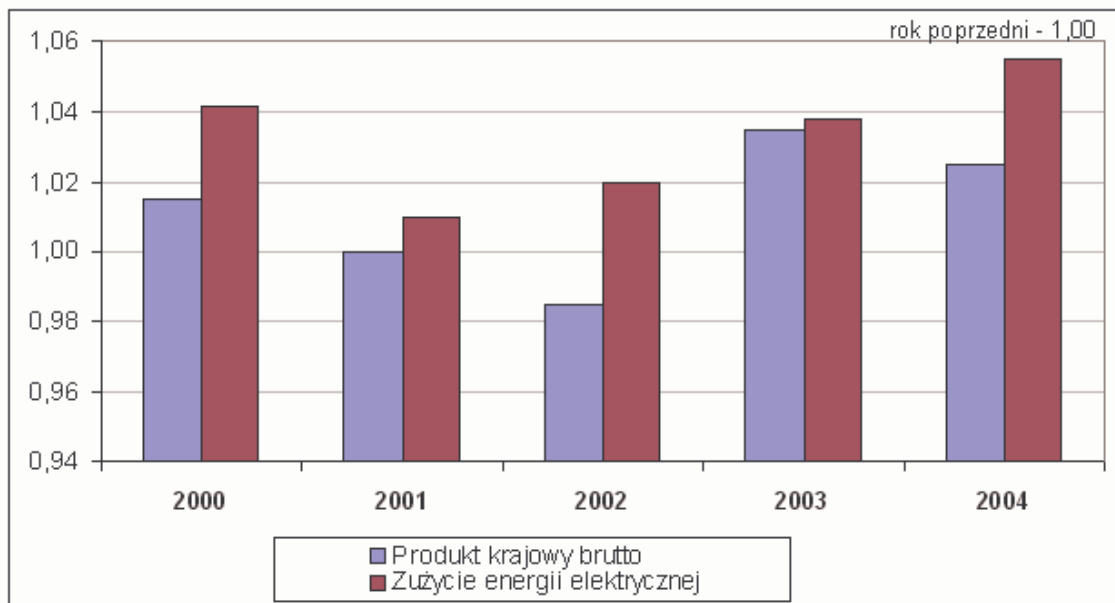
Jak wynika z tego dokumentu podstawowe cele stawiane przez Polski Rząd pokrywają się z celami wynikającymi z dyrektyw UE. Niestety dalej zostaje nierozwiązany problem KDT, co stanowi największy problem w wywiązaniu się z celów założonych zarówno w dyrektywach UE jak i założeniach Polskiego Rządu.

1.4 Zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE

Już od samego początku wynalezienia energii elektrycznej z roku na rok wzrastało zapotrzebowanie na to źródło energii. Świat uzależnił się od energii

elektrycznej. Elektryczność stała się nieodzowna w sterowaniu i napędach przemysłowych, w transporcie, telekomunikacji, dla funkcjonowania aglomeracji miejskich i każdego gospodarstwa domowego z osobna.

Zużycie energii elektrycznej rośnie na świecie w tempie ponad 2,5 proc. rocznie. W krajach Unii Europejskiej tempo to określane jest na poziomie 1,5 proc. Tendencja wzrostowa występuje także w Polsce.



Rysunek 1.9. Zużycie energii elektrycznej i produkt krajowy wytworzony brutto w latach 2000 – 2004

Źródło: Biuletyn PSE – STATYSTYKA 2004

W Polsce zakłada się, że zużycie energii elektrycznej będzie rosło szybciej niż w państwach starej „piętnastki”. Po wstąpieniu do Unii Europejskiej naturalne stanie się dążenie do zrównania poziomu życia mieszkańców Polski z mieszkańcami UE. Poziom życia społeczeństwa wyznacza poziom wykorzystania energii elektrycznej na mieszkańca tego społeczeństwa. Wśród krajów UE Polska ma jeden z najniższych wskaźników zużycia energii elektrycznej na mieszkańca (Polska ok. 3,3 MWh, Czechy 5,75 MWh, kraje UE 7,0 MWh) [35].

Dlatego opierając się na doświadczeniach krajów przyjętych do wspólnoty w latach 80, można spodziewać się co najmniej 3 proc. rocznego przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce po 2010 r.

Tabela 1.7. Wskaźniki zużycia energii elektrycznej na mieszkańca [MWh]

| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2004 |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|
| w UE | 5,27 | 5,4 | 5,47 | 5,61 | 5,71 | 5,73 | 7,0 |
| w Polsce | 2,32 | 2,42 | 2,45 | 2,46 | 2,39 | 2,5 | 3,3 |

Źródło: Obwieszczenie MGiP w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r.

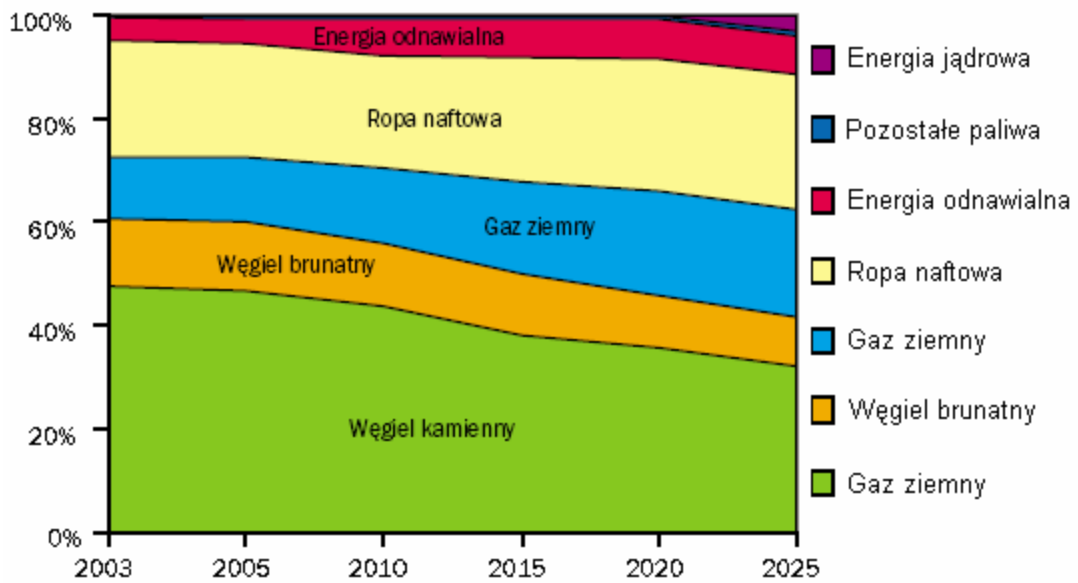
W dokumencie Ministerstwa Gospodarki i Pracy (MGiP) w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r. [65] uwzględniono ten trend wzrostowy. Prognoza została opracowana w czterech wariantach (tabela 1.9):

- wariant traktatowy, uwzględniający postanowienia Traktatu Akcesyjnego, związane z sektorem energii,
- wariant podstawowy węglowy, różniący się przesunięciem na 2020 rok terminu realizacji wymagań emisyjnych, ustalonych w Traktacie Akcesyjnym,
- wariant podstawowy gazowy, różniący się zwiększonymi dostawami gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej,
- wariant efektywnościowy, zakładający uzyskanie dodatkowej poprawy efektywności energetycznej.

Tabela 1.8. Prognoza zapotrzebowania kraju na energię elektryczną (w TWh)

| Wariant | 2003 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Traktatowy | 141,5 | 145,8 | 168,3 | 191,7 | 225,6 | 273,1 |
| Podstawowy węglowy | 141,5 | 145,8 | 168,3 | 191,5 | 225,1 | 272,6 |
| Podstawowy gazowy | 141,5 | 145,8 | 168,3 | 191 | 223,1 | 269,9 |
| Efektywności | 141,5 | 144,7 | 165,2 | 184,1 | 211,9 | 252,7 |

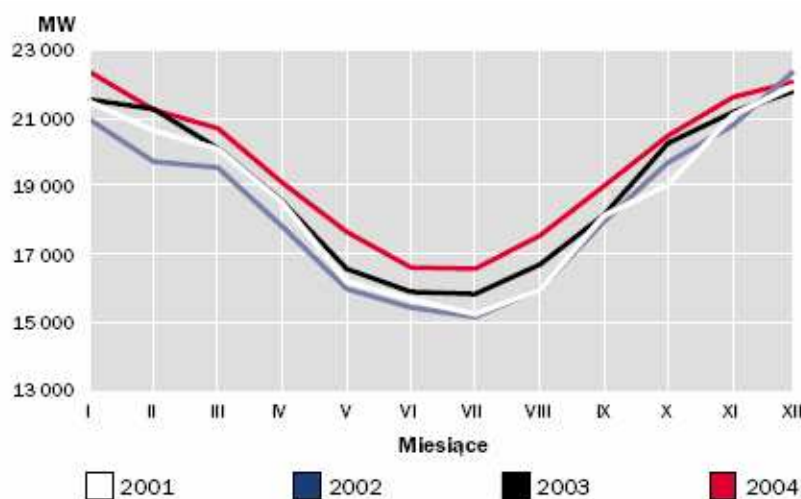
Źródło: Obwieszczenie MGiP w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r.



Rysunek 1.10. Struktura procentowa zapotrzebowania kraju na poszczególne nośniki energii dla wariantu efektywności

Źródło: Obwieszczenie MGiP w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r.

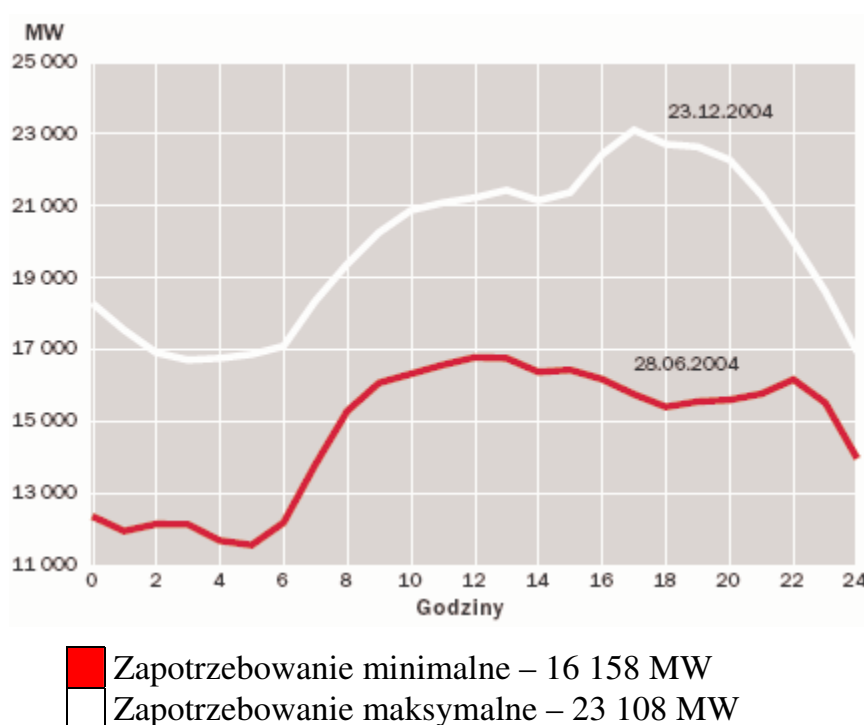
Strukturę procentową zapotrzebowania kraju na poszczególne nośniki energii dla wariantu efektywności przedstawiono na rysunku 1.10. We wszystkich wariantach prognozy przewidziane jest uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej około 2021 – 2022 roku.



Rysunek 1.11. Średnie miesięczne zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych z dni roboczych w latach 2001 – 2004 w KSE

Źródło: Biuletyn PSE – STATYSTYKA 2004

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE (rysunku 1.11) można podzielić na dwa okresy tzw. „szczyt jesienno zimowy” (miesiące I-III oraz X-XII) oraz „dolinę letnią” (miesiące IV-IX). Jest to związane ściśle z porami roku i temperaturami występującymi w tym czasie. W Polsce nie odczuwa się dużego zwiększonego poboru mocy związanego z letnimi wysokimi upałami, gdyż nie są one tak dokuczliwe jak np. na południu Europy. Widać z tego wykresu, że jest duży rozrzut między zapotrzebowaniem w tych dwóch okresach. Również w ciągu doby jest duże zróżnicowanie między dniem a nocą (rysunek 1.12).



Rysunek 1.12. Dobowe zapotrzebowanie na moc dla dnia o maksymalnym i minimalnym zapotrzebowaniu w szczycie wieczornym w 2004 r w KSE.

Źródło: Biuletyn PSE – STATYSTYKA 2004

Rynek energii elektrycznej musi reagować na to zróżnicowanie. W tym celu wprowadzono mechanizmy ekonomiczne zarówno na rynku hurtowym jak i detalicznym, które uwzględniają ten charakter poboru energii i wspomagają możliwości zrównoważenia popytu i podaży z możliwościami technicznymi systemu elektroenergetycznego. Mechanizmy te, to między innymi na rynku hurtowym zróżnicowanie cen energii elektrycznej w każdej godzinie, a

zwłaszcza w godzinach nocnych i dziennych, na rynku detalicznym to system dwutaryfowy sprzedaży energii odbiorcom finalnym.

1.5 Lokalny rynek energii elektrycznej

Rynek energii elektrycznej ze względu na sposób przesyłania energii składa się z dwóch części tj. rynku systemowego oraz rynku lokalnego. Odpowiada to wcześniejszemu podziałowi na rynek hurtowy i rynek detaliczny (rysunek 1.3) Na rynku systemowym handel energią elektryczną odbywa się w obrębie sieci przesyłowej. Sieci przesyłowe to sieci służące do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV. Natomiast rynek lokalny w uproszczeniu to rynek, na którym handel energią odbywa się w sieci rozdzielczej. Sieci rozdzielcze to sieci służące do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. Wyodrębnienie tych dwóch rynków jest możliwe dzięki restrukturyzacji sektora energetycznego polegającej na organizacyjnym rozdzieleniu działalności związanej z siecią przesyłową od działalności na sieciach dystrybucyjnych [64]. Należy pamiętać, że tak zdefiniowany rynek lokalny nie jest oddzielnym rynkiem, ale integralną częścią całego systemu elektroenergetycznego. W związku z tym jest on obciążony wszystkimi ograniczeniami, które dotyczyły całego rynku energii elektrycznej. W związku z tym lokalny rynek energii elektrycznej jest obszarem identyfikowanym przede wszystkim zawartymi umowami sprzedaży energii elektrycznej oraz usług przesyłowych. Obszar działania rynku lokalnego nie jest określony ani przepisami prawa energetycznego ani nie podlega żadnemu systemowi specjalnych koncesji. Granice tego rynku wyznaczone są zazwyczaj poprzez terytorium działania spółki dystrybucyjnej lub lokalnego wytwórcy energii elektrycznej np. elektrociepłowni. Granice te mogą się zmieniać w czasie w zależności od zawartych nowych umów.

Uczestnikami lokalnego rynku energii, oprócz spółek dystrybucyjnych i odbiorców końcowych, mogą być także elektrociepłownie zawodowe, elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe i komunalne, małe elektrownie

wodne, małe elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii oraz małe elektrownie gazowe. Uczestnikami tego rynku stają się również tzw. przedsiębiorstwa multienergetyczne. Przedsiębiorstwo multienergetyczne jest to przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną, ciepłem a nawet gazem na terenie gminy lub miasta.

Rynek energii elektrycznej może być także traktowany jako pewien obszar wspólnego bilansowania i świadczenia usług regulacyjnych w ramach systemu elektroenergetycznego. Przy takim ujęciu rynku energii należy podkreślić fakt, że rynek systemowy i lokalne wzajemnie się przenikają i są ze sobą ściśle powiązane. Dlatego niezbędne jest zawarcie odpowiednich umów z operatorem systemu przesyłowego zapewniających współpracę z rynkiem systemowym, w tym dostęp do Rynku Bilansującego prowadzonego przez OSP. Tym bardziej konieczne jest precyzyjne określenie kryteriów tworzenia rynków lokalnych [64].

Charakterystyka małopolskiego rynku energii elektrycznej

Na terenie małopolski działa Spółka Dystrybucyjna ENION S.A. Spółka ta powstała 1 lipca 2004 r. z połączenia pięciu oddzielnych spółek dystrybucyjnych:

- Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.
- Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.
- Beskidzka Energetyka S.A.
- Zakład Energetyczny Kraków S.A.
- Zakład Energetyczny Tarnów S.A.

Połączenie to było wynikiem konsolidowania się sektora energetycznego (rysunek 1.13).



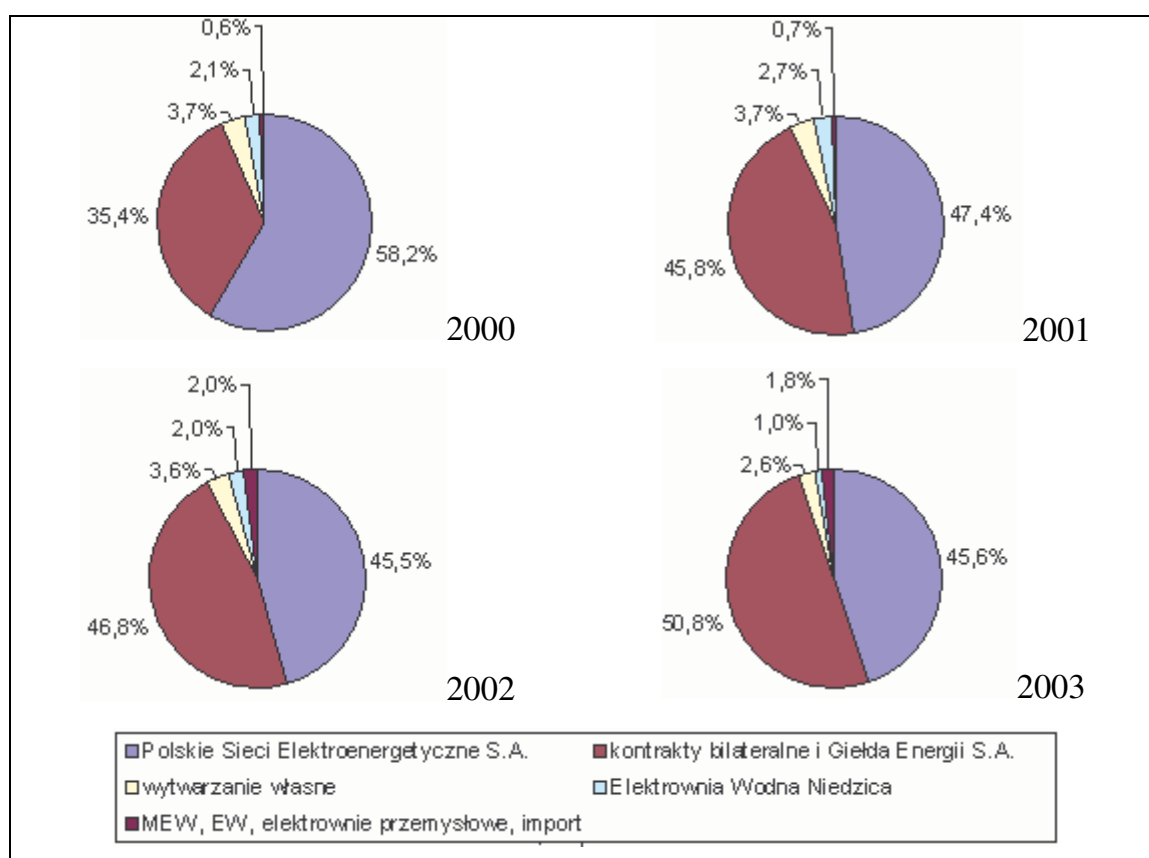
Rysunek 1.13. Sytuacja polskich spółek dystrybucyjnych po procesie konsolidacji.
Źródło ENION S.A. Raport roczny2003

ENION S.A. obejmuje swoją działalnością obszar o powierzchni 25 538 km², co stanowi 7,2% powierzchni Polski. Jest to obszar położony na terenie 323 gmin, głównie w województwie małopolskim (191 gmin) i śląskim (103 gminy), a ponadto w województwie podkarpackim (14 gmin), łódzkim (5 gmin), opolskim (6 gmin) i świętokrzyskim (4 gminy) [37]. Rejon województwa Małopolskiego obsługuje Zakład Energetyczny Kraków S.A. Oddział obejmuje swoją działalnością obszar o powierzchni 8 830 km², co stanowi 34,5% całego obszaru spółki, obsługuje 817 154 odbiorców. Teren działania ZE Kraków obejmuje bardzo zróżnicowane obszary: przemysłowe, rolnicze i regiony turystyczne. Najbardziej rozwiniętym regionem przemysłowym jest aglomeracja krakowska. W tabeli 1.9 zaprezentowano strukturę portfela zakupu energii elektrycznej dokonanej przez oddział krakowski dla województwa małopolskiego. Widać, że SD korzysta ze wszystkich segmentów rynku hurtowego, dodatkowo posiada też koncesję na produkcję energii elektrycznej.

Tabela 1.9. Ilość zakupionej energii elektrycznej w MWh przez Zakład Energetyczny Kraków S.A.

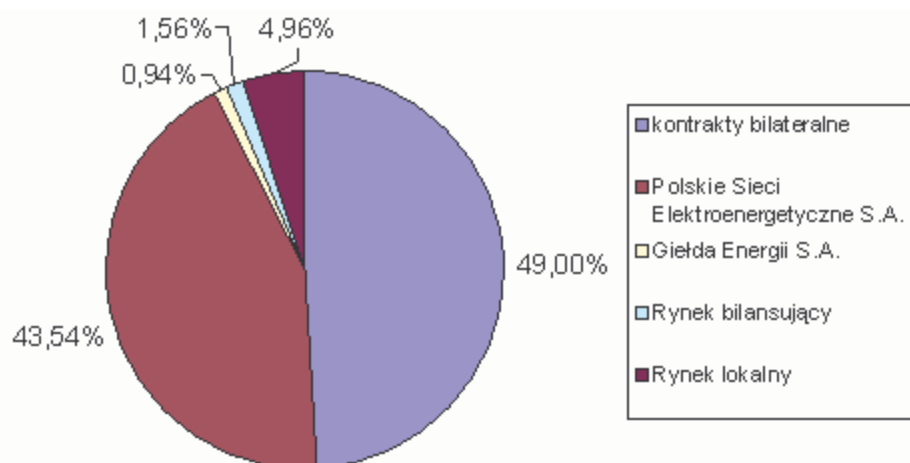
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. | 3 331 261 | 2 715 428 | 2 602 520 | 2 613 313 |
| kontrakty bilateralne i Giełda Energii S.A. | 2 029 194 | 2 623 455 | 2 677 632 | 2 909 496 |
| wytwarzanie własne | 212 475 | 211 619 | 207 050 | 151 480 |
| Elektrownia Wodna Niedzica | 119 187 | 155 260 | 114 598 | 59 327 |
| MEW, EW, elektrownie przemysłowe, import | 33 313 | 39 545 | 116 361 | 100 936 |
| razem | 5 725 430 | 5 745 307 | 5 718 161 | 5 834 552 |

Źródło: opracowanie własne na podstawie ENION S.A. Raport roczny 2000-2003

**Rysunek 1.14. Struktura zakupu energii elektrycznej przez ZE Kraków S.A. w latach 2000-2003**

Źródło: opracowanie własne na podstawie ENION S.A. Raport roczny 2000-2003

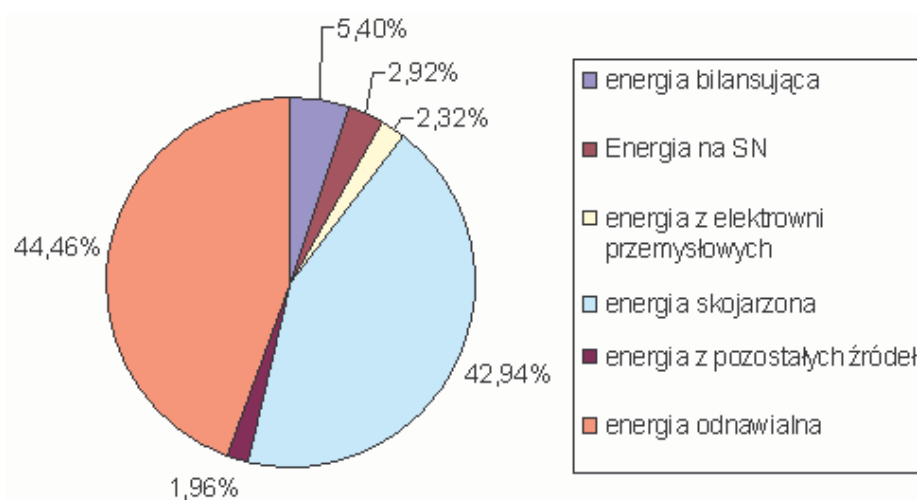
Na małopolskim rynku energii elektrycznej spółka w 2004 r. zakupiła 4,96% całego swojego wolumenu zakupu (rysunek 1.15).



Rysunek 1.15. Struktura zakupu energii elektrycznej przez ZE Kraków S.A. w latach 2004

Źródło: opracowanie własne na podstawie ENION S.A. Raport roczny2004

Widać, że ilość zakupionej energii na rynku lokalnym to główny składnik wolumenu zakupów poza rynkiem systemowym obejmującym zakup od PSE S.A. oraz kontraktów bilateralnych. Na rynku lokalnym największy udział mają zakupy dokonane ze źródeł odnawialnych, oraz energii wytworzonej w skojarzeniu, w tym przypadku energia – ciepło (rysunek 1.16). Taki duży wynik udziału tych 2 czynników jest spowodowany realizacją polityki energetycznej wynikającej z dyrektyw PE oraz struktury wytwórców na rynku małopolskim (tabela 1.10).



Rysunek 1.16. Struktura zakupu na rynku lokalnym – ZE Kraków S.A. rok 2004

Źródło: opracowanie własne na podstawie ENION S.A. Raport roczny2004

W województwie małopolskim rynek wytwórców energii elektrycznej reprezentowany jest przede wszystkim przez elektrociepłownie Kraków, Skawina oraz elektrownie wodne (EW, MEW).

Tabela 1.10. Wytwórcy energii elektrycznej na lokalnym rynku (woj. małopolskie)

| Typ | Nazwa | Moc zainstalowana [MW] |
|---|---|-------------------------------|
| Elektrociepłownie | EC Kraków grupa EDF | 460 |
| | EC Skawina | 590 |
| Elektrownie Wodne (EW), Małe Elektrownie Wodne (MEW) | EW Niedzica | 92 |
| | EW Sromowce Wyżne | 2,1 |
| | Zespół Elektrowni Wodnych Rożnów Sp. z o.o. | 70 |
| | EW "Dąbie" | 2,9 |
| | EW "Przewóz" | 2,9 |
| | MEW w Smolicach | 2 |
| | MEW w Łączanach | 2,5 |
| Elektrownie przemysłowe | HTS | brak danych |

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów informacyjnych elektrowni

1.6 Rola i miejsce prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną

Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną stanowi jeden z najważniejszych obszarów badań w elektroenergetyce. Problem ten nabrał jeszcze większego znaczenia od momentu utworzenia w 2001 r. rynku bilansującego i wprowadzenia na nim różnych cen dla rozliczenia odchyłki zakupu i sprzedaży (tabela 1.4). W związku z koniecznością bilansowania dostaw i zakupu energii elektrycznej w krajowym systemie energetycznym przedsiębiorstwa energetyczne i podmioty przekazują operatorowi, do sieci którego są przyłączone, dane i informacje o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, w zakresie niezbędnym do planowania i prowadzenia ruchu sieciowego oraz eksploatacji sieci, w tym informacje o wielkości planowanej

produkcji energii elektrycznej będącej przedmiotem umów sprzedaży zawartych z innymi niż ten operator podmiotami. W szczególności [73]:

- średnie roczne dostawy energii elektrycznej w danym roku kalendarzowym (dane i informacje należy przekazać nie później niż do końca trzeciego kwartału roku poprzedzającego dany rok),
- średnie kwartalne dostawy energii elektrycznej w danym kwartale roku kalendarzowego (dane i informacje należy przekazać nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem kwartału),
- średnie miesięczne dostawy energii elektrycznej w danym miesiącu roku kalendarzowego (dane i informacje należy przekazać nie później niż na tydzień przed rozpoczęciem miesiąca),
- wielkości godzinowych dostaw energii elektrycznej w poszczególnych godzinach rozliczeniowych (dane i informacje należy przekazać nie później niż do godziny 10:00 dnia poprzedzającego dzień, w którym dostarczona będzie energia elektryczna).

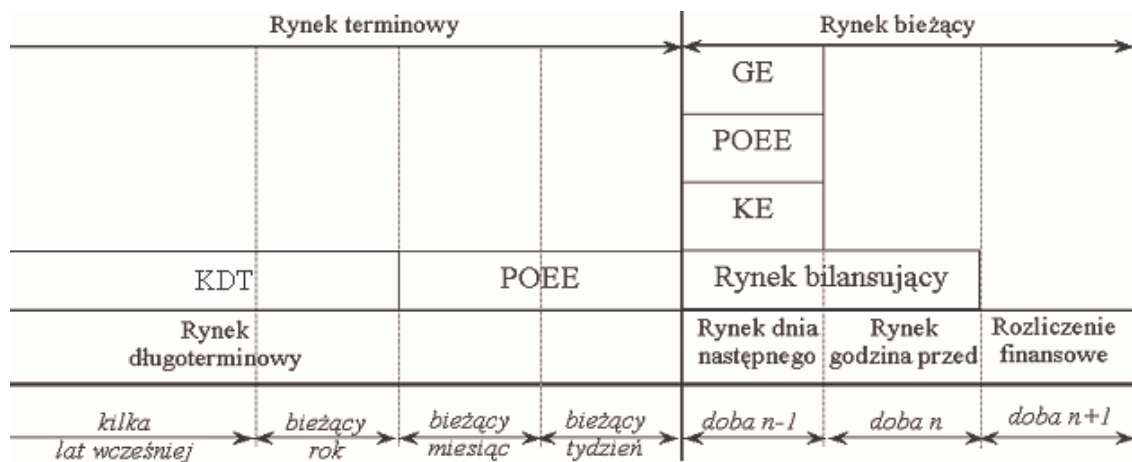
Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną stanowi od dawna jedno z podstawowych zadań spółki dystrybucyjnej, która dokonuje zakupów energii elektrycznej na rynku hurtowym, aby zapewnić zapotrzebowania odbiorców na rynku lokalnym. Znając prognozę zapotrzebowania i chcąc zmniejszyć ryzyko finansowe, spółki starają się zawierać kontrakty na segmentach rynku obciążonych niewielkim ryzykiem (kontrakty dwustronne) lub ryzykiem dającym się ograniczyć (transakcje giełdowe) i unikać najbardziej ryzykownego segmentu bilansującego. W rezultacie, poprzez zawieranie odpowiednich kontraktów, spółki określają swoją pozycję kontraktową, od której odchylenia stanowią podstawę rozliczeń w segmencie bilansującym rynku energii [1]. Rynek bilansujący stanowi tu największe zagrożenie finansowe, jednak ze względów opisanych wcześniej związanych ze specyfiką produkcji energii elektrycznej, jest on koniecznym ogniwem zapewniającym zrównoważenie popytu i podaży.

Przedsiębiorstwa branży energetycznej, zarówno kupujący jak i sprzedający energię elektryczną, potrzebują prognoz dotyczących różnego okresu. Prognozy

te, ze względu na horyzont czasowy jakiego dotyczą, można podzielić następująco:

- długoterminowe (rok i więcej)
- średnioterminowe (tydzień, miesiąc lub kilka miesięcy)
- krótkoterminowe (godzina, dzień lub kilka dni)

Podział ten wynika bezpośrednio z formy organizacji handlu na rynku energii elektrycznej (rysunek 1.17).



Rysunek 1.17. Forma organizacji handlu energią, a horyzonty czasowe prognoz
Źródło: [43]

Poszczególne typy prognozowania w zależności od horyzontu czasowego wykorzystywane są w energetyce do różnego rodzaju planowania:

Planowanie długoterminowe - długoterminowa strategia na hurtowym rynku energii obejmuje horyzont czasowy jednego roku lub dłuższy. Planowanie i negocjacja kontraktów, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych są wspierane narzędziami prognostycznymi oraz analitycznymi. Danymi wejściowymi do rozpoczęcia negocjacji kontraktów długoterminowych jest prognoza zapotrzebowania energetycznego obejmująca horyzont czasu nie mniejszy niż jeden rok.

Średnioterminowe planowanie grafików dostaw - średnioterminowa praca na rynku energii polega na planowaniu, optymalizacji i uzgadnianiu z partnerami handlowymi grafików na miesiąc dostaw energii elektrycznej, a także negocjacji porozumień transakcyjnych na rynku dnia następnego. Analogicznie do strategii

długoterminowej, planowanie grafików dostaw rozpoczyna się od wykonania prognozy zapotrzebowania energetycznego na rozpatrywany miesiąc, a maksymalnie kwartał wprzód. Zawarte kontrakty są wstępnie grafikowane z uwzględnieniem ograniczeń i uzgadniane z partnerami handlowymi.

Krótkoterminowe bilansowanie - grafikowanie odbywające się w cyklu miesięcznym, w miarę zbliżania się terminu realizacji poszczególnych dób handlowych, przechodzi w krótkoterminowe bilansowanie zapotrzebowania. Prognozy krótkoterminowe, czyli prognozy z maksymalnie dekadowym wyprzedzeniem, są podstawą do uzgadniania dobowo – godzinowych grafików dostaw energii i ewentualnej renegocjacji wstępnych ustaleń z grafików na miesiąc dostawy. Zaplanowane lub wynikłe z innych przyczyn niezbilansowanie zapotrzebowania energetycznego staje się przedmiotem aktywnej gry giełdowej. Nie jest rzeczą trudną stworzyć prognozę krótkoterminową obciążoną kilkuprocentowym błędem. Jednak koszty finansowe takiego błędu na rynku bilansującym są na tyle wysokie, że podjęto badania w celu zredukowania choćby ułamkowej jego części. Znaczenie prognoz krótkoterminowych wzrasta wraz z rozwojem konkurencji i mechanizmów wolnorynkowych na rynkach energii elektrycznej. Prognozy te są również ważne dla rozwoju lokalnego rynku energii elektrycznej.

Dla procesu grafikowania najważniejszy horyzont czasowy prognozy krótkoterminowej to 48 godzin. Każdy dostawca i odbiorca energii elektrycznej zobowiązany jest dostarczyć Operatorowi Systemu Przesyłowego do godziny 11:00 dnia poprzedzającego zakup energii elektrycznej ostateczny grafik zapotrzebowania rozbity na 24 godziny. Od tego momentu nie można wносить żadnych poprawek, a odchyłki od tego grafiku rozliczane są według trzech cen obowiązujących na rynku bilansującym (tabela 1.4).

Dla rozwoju lokalnego rynku energii elektrycznej potrzebne są prognozy krótkoterminowe o horyzoncie od 1 do 2 godzin. Prognozy te (zwłaszcza ta na godzinę przed dostawą) muszą być obciążone jak najmniejszym błędem, gdyż na podstawie tej prognozy będzie podejmowana decyzja o działaniach bilansujących na lokalnym rynku energii elektrycznej. Błąd ten powinien być mniejszy niż 1%,

aby minimalizować ryzyko finansowe związane z zakupem energii na Rynku Bilansującym po cenach spoza widełek $\pm 1\%$.

W związku z tym, że tematem tej rozprawy są prognozy krótkoterminowe, to te dwa horyzonty czasowe będą przede wszystkim brane pod uwagę do dalszych rozważań i analiz.

2 Modele i metody prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną

2.1 Prognozowanie poziomu sprzedaży w przedsiębiorstwie

Prognozowanie polega na wnioskowaniu o zdarzeniach nie znanych na podstawie zdarzeń znanych. Prognozowanie możemy podzielić na:

- racjonalne - podane zostały przesłanki i został zachowany związek między przesłankami a wynikiem,
- zdroworozsądkowe - przesłanki i tok wnioskowania oparty jest na doświadczeniu,
- naukowe - w procesie wnioskowania wykorzystuje się dorobek nauki,
- nieracjonalne - przesłanki nie zostały podane i/lub nie zachowano związku między przesłankami a konkluzją.

W prognozowanym zjawisku (np. poziomie sprzedaży w przedsiębiorstwie) mogą zachodzić zmiany zarówno ilościowe jak i jakościowe.

Zmiany ilościowe to zmiany polegające na zmianach wartości zmiennej prognozowanej, zgodnie z zaobserwowanymi prawidłowościami.

Zmiany jakościowe polegają na zmianie dotychczasowych prawidłowości np. zmianie czynników zewnętrznych oddziałujących na zmienną prognozowaną.

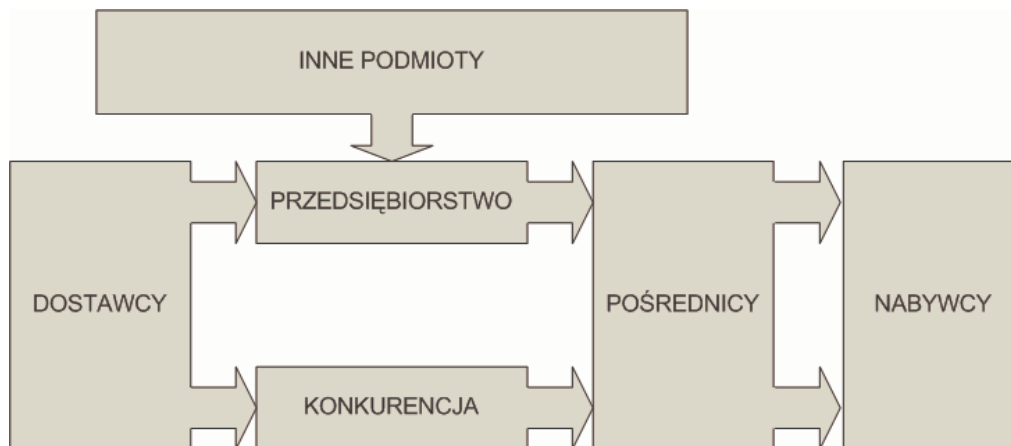
Ze względu na okres którego prognoza dotyczy, prognozowanie dzielimy na krótkookresowe, średniookresowe oraz długookresowe.

Prognoza krótkookresowa – to prognoza na taki odcinek czasu (horyzont), w trakcie którego w prognozowanym zjawisku zachodzą tylko zmiany ilościowe.

Prognoza średniookresowa – prognoza budowana na taki odcinek czasu, podczas którego w prognozowanym zjawisku występują nie tylko zmiany ilościowe, ale i niewielkie zmiany jakościowe.

Prognoza długookresowa – budowana jest na taki odcinek czasu, podczas którego w prognozowanym zjawisku zachodzą zarówno zmiany ilościowe jak i jakościowe.

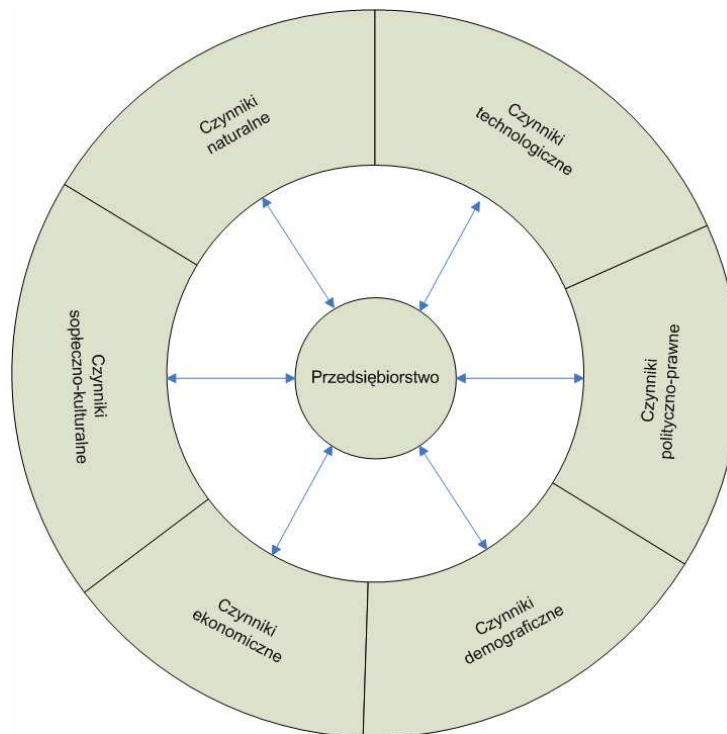
Przedsiębiorstwo będące częścią całej gospodarki podlega oddziaływaniu swojego otoczenia marketingowego, rozumianego jako zespół czynników zewnętrznych, bezpośrednio lub pośrednio wpływających na jego działanie. Czynniki te dzielimy na mikrootoczenie oraz makrootoczenie.



Rysunek 2.1 Główne elementy mikrootoczenia marketingowego przedsiębiorstwa
Źródło: [24]

Mikrootoczenie marketingowe przedsiębiorstwa – bywa zazwyczaj dokładnie określone, obejmuje elementy bezpośrednio oddziałujące na przedsiębiorstwo (rysunek. 2.1).

Makrootoczenie marketingowe przedsiębiorstwa – nie ma ściśle określonych „granic”, mogą do niego należeć czynniki z dziedzin bardzo odległych od sfery działalności przedsiębiorstwa (rysunek. 2.2).



Rysunek 2.2. Główne elementy makrootoczenia marketingowego przedsiębiorstwa

Źródło: [24]

W przypadku branży energetycznej mówimy o występowaniu monopolu naturalnego. Monopol naturalny charakteryzuje się gwałtownym spadkiem krzywych długoterminowego kosztu przeciętnego i krańcowego. Dotyczy tych gałęzi przemysłu, w których efekty skali są tak wielkie, że może w nich przetrwać tylko jedno przedsiębiorstwo, które wyprze z rynku pozostałych konkurentów.

Przedsiębiorstwa zajmujące się handlem i dystrybucją energii elektrycznej działa w oparciu o monopol naturalny. Z tej przyczyny mikrootoczenie marketingowe takiego przedsiębiorstwa jest bardzo ściśle określone (regulowane prawem energetycznym). Nie istnieje bezpośrednia konkurencja na rynku detalicznym zaś oddziaływanie makrootoczenia marketingowego ma ogromne znaczenie zwłaszcza w sferze politycznej.

2.2 Modele statystyczne zapotrzebowania na energię elektryczną

Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną ma istotne znaczenie dla branży elektroenergetycznej. Prognozowanie to jest trudne ze względu na duży wpływ niezależnych czynników zewnętrznych takich jak np. parametry meteorologiczne. Również to, że szereg czasowy reprezentujący dane wejściowe modelu wykazuje dużą

sezonowość (roczną, tygodniową i dobową) utrudnia jego modelowanie. Ze względu na złożoność problemu i jego ogromne znaczenie we współczesnych systemach zarządzania energią (EMS – Energy Management System) istnieje wiele modeli i technik prognozowania krótkoterminowego [25][33][41][56].

Jeden z najczęściej przyjmowanych modeli statystycznych stosowany w krótkoterminowym prognozowaniu zapotrzebowania na energię elektryczną składa się z sumy dwóch składowych – deterministycznej oraz stochastycznej. Składowa deterministyczna reprezentuje sezonowość sygnału, a składowa stochastyczna reprezentuje szum.

$$Z_t = X_t + Y_t \quad (2.1)$$

gdzie: Z_t – zapotrzebowanie na energię elektryczną,

X_t – składowa deterministyczna,

Y_t – składowa losowa.

Przyjmując taki model statystyczny, najważniejszy problem stanowi wykrycie i usunięcie sezonowości. Po takiej procedurze usuwania sezonowości badany szereg powinien być sprawdzony pod względem stacjonarności. Jeżeli wynik testu wykazuje, że szereg jest stacjonarny lub quasi-stacjonarny, możemy przystąpić do modelowania części stochastycznej Y_t . Najczęściej stosowane modele prognostyczne dla tak przygotowanego szeregu stacjonarnego Y_t to modele Boxa-Jankinsa (czyli modele klasy ARIMA) i wszelkie modyfikacje tych metod.

Inna grupa modeli to modele ekonometryczne oparte na procesach stochastycznych. W modelach tych uwzględnia się przesunięcia czasowe wynikające z okresowości szeregu czasowego oraz różne czynniki zewnętrzne takie jak temperatura otoczenia (lub inne parametry metrologiczne), pory roku, długość dnia czy dni świąteczne i robocze.

$$Z_t = a + \sum_j b_j X_{jt} \quad (2.2)$$

gdzie Z_t - zapotrzebowanie na energię elektryczną w godzinie t

a - stała

b_j - współczynnik charakteryzujący zmienną objaśniającą (egzogeniczną) j

X_{jt} - poziom zmiennej objaśniającej j (np. temperatura, wartość zapotrzebowania dla dnia wcześniejszego itp.)

Liczba i rodzaj zmiennych objaśniających zazwyczaj dobierana jest przez osobę budującą model w sposób subiektywny, ale mający na celu zminimalizowanie błędu prognozy. Metoda eliminacji zmiennych objaśniających zostanie opisana w kolejnym podrozdziale.

Inny model prognozowania polega na uwzględnieniu specyfiki sezonowości (tygodniowej lub dobowej) i opiera się na tzw. naiwnej metodzie prognozowania. Modyfikacją jest uwzględnienie w metodzie naiwnej wpływu parametrów meteorologicznych. Jest to model o charakterze addytywnym.

$$Z_t = Y_t + K(t) \quad (2.3)$$

gdzie: Z_t – zapotrzebowanie na energię elektryczną,

Y_t – składowa główna związana ze zmiennością procesu o okresie T ($T=168$ godzin),

$K(t)$ – korekta wynikająca z parametrów meteorologicznych.

Zakłada się, że prognoza na daną dobę jest taka sama jak np. tydzień wcześniej z uwzględnieniem korekty $K(t)$.

2.3 Metody prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną

2.3.1 Metody statystyczne

Najczęściej używane narzędzia do prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną stosowane przez firmy zajmujące się produkcją i handlem, stanowią hybrydy kilku elementarnych typów modeli statystycznych. Podstawowe techniki prognostyczne, zwłaszcza jeżeli chodzi o prognozy krótkoterminowe to:

- modele Boxa-Jenkinsa (ARIMA, SARIMA),
- wygładzanie wykładnicze,
- regresja wielokrotna,
- dekompozycja sezonowa Census I,
- dekompozycja widmowa.

Metody te opierają się na analizie statystycznej badanego szeregu czasowego. Literatura na temat tych metod w prognozowaniu sprzedaży w przedsiębiorstwie jest bardzo bogata. Jednak lista pozycji literatury na temat wykorzystania tych metod do prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną jest już znacznie mniejsza

[24][33][41]. Tematowi temu poświęcone jest jednak wiele referatów prezentowanych na konferencjach naukowych [14][15][88]. Wszystkie metody stosowane do prognozowania sprzedaży w przedsiębiorstwie mogą być zastosowane do prognozowania energii elektrycznej, jednak wymaga to dokładnego przygotowania szeregu. Dotyczy to zwłaszcza jego składowej sezonowej i okresowej.

2.3.1.1 Modele ARIMA i SARIMA

Są to modele prognozowania szeregów czasowych oparte o metody autoregresji (AR - *Autoregressive*) oraz średniej ruchomej (MA - *Moving Average*). Obszerny opis dotyczący tych metod zawiera praca G. Box i G. Jenkins opublikowana w 1976 r.[6]. Modele te (AR, MA, ARMA) mogą być stosowane do opisu stacjonarnych szeregów czasowych. Postać modelu AR jest następująca:

$$z_t = \varphi_1 \cdot z_{t-1} + \varphi_2 \cdot z_{t-2} + \dots + \varphi_p \cdot z_{t-p} + e_t \quad (2.4)$$

Budowa tego modelu oparta jest na założeniu, że występuje autokorelacja między wartościami zmiennej prognozowanej, a jej wartościami opóźnionymi w czasie. Mówimy wtedy o modelu AR(p) gdzie p to wielkość opóźnienia, inaczej rząd modelu. Model średniej ruchomej rzędu q - MA(q) opisany jest w następujący sposób:

$$z_t = e_t - \Theta_1 \cdot e_{t-1} - \Theta_2 \cdot e_{t-2} - \dots - \Theta_q \cdot e_{t-q} \quad (2.5)$$

Nazwa średnia ruchoma jest nieco myląca, ponieważ $\sum_{i=1}^q \Theta_{t-i}$ nie musi się sumować do jedynki, a współczynniki Θ nie muszą być dodatnie. Mimo nie spełniania tych kryteriów nazwa ta jest powszechnie stosowana.

Jednak najlepsze osiągnięcia w dopasowaniu modelu do szeregu czasowego uzyskuje się z połączenia tych dwóch modeli, które dają model autoregresji i średniej ruchomej ARMA(p, q):

$$z_t = \varphi_1 \cdot z_{t-1} + \varphi_2 \cdot z_{t-2} + \dots + \varphi_p \cdot z_{t-p} + e_t - \Theta_1 \cdot e_{t-1} - \Theta_2 \cdot e_{t-2} - \dots - \Theta_q \cdot e_{t-q} \quad (2.6)$$

W modelu tym zakłada się, że wielkość prognozowana w okresie t zależy od przeszłych jej wartości oraz od błędów przeszłych prognoz. W praktyce wartości p i q przyjmują wartości nie większe niż 2. Jednak model ARMA zakłada stacjonarność

zmiennej prognozowanej. Jeżeli modelowany szereg nie jest stacjonarny, to dokonuje się jego przekształceń mających na celu doprowadzenia szeregu do stacjonarności. Model ARIMA(p, d, q) (*Autoregressive Integrated Moving Average*) to model po d -krotnym różnicowaniu sąsiednich wyrazów szeregu. Parametr d określa krotność operacji różnicowania jaka była konieczna do uzyskania szeregu stacjonarnego.

W przypadku szeregów czasowych zachowujących się w sposób okresowy z okresem s (tzn. po s jednostkach czasu szereg wykazuje podobne własności) stosuje się model sezonowy SARIMA(p, d, q)(P, D, Q) $_s$. (*Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average*). W modelu tym zakłada się, że wielkość prognozowana w okresie t zależy od przeszłych jej wartości i od błędów przeszłych prognoz oraz tych wartości w okresie $t-s$. Dla przykładu dla $s = 24$ model SARIMA(1,1,1)(1,1,1) $_{24}$ ma następującą postać:

$$(1-B)(1-B^{24})(1-\varphi B)(1-\varphi_s B^{24})z_t = (1-\Theta B)(1-\Theta_s B^{24})e_t \quad (2.7)$$

Do identyfikacji odpowiedniego modelu używa się współczynników autokorelacji i autokorelacji cząstkowej. Jeżeli funkcja autokorelacji stacjonarnego procesu składa się z zanikających funkcji wykładniczych lub sinusoid tłumionych, a liczba współczynników autokorelacji cząstkowej istotnie różnych od zera jest bardzo mała, to powinno się stosować model autoregresyjny. Jeżeli jest odwrotnie to stosujemy model średniej ruchomej. Zaś model ARMA stosujemy gdy współczynniki zarówno funkcji autoregresji jak i autoregresji cząstkowej wykładniczo maleją do zera, tzn. liczby tych współczynników istotnie różnych od zera są stosunkowo duże.

Wartość parametrów p i q określa się poprzez badanie statycznej istotności wyznaczonych współczynników autoregresji cząstkowej. Parametry modelu AR mogą być estymowane metodą najmniejszych kwadratów lub z układu równań Yula-Walkera [6]. Do szacowania parametrów modelu MA oraz ARMA używa się przeważnie metod iteracyjnych, gdyż wtedy równania Yula-Walkera są nieliniowe. Kryterium poprawności modelu autoregresji jest spełnienie warunku stacjonarności. Model AR(p) jest stacjonarny jeżeli pierwiastki równania charakterystycznego (wzór 2.8) leżą na zewnątrz okręgu jednostkowego.

$$\varphi(B) = 1 - \varphi_1 B - \varphi_2 B^2 - \dots - \varphi_p B^p \quad (2.8)$$

Kryterium poprawności modelu średniej ruchomej jest spełnienie warunku odwracalności. Model MA(q) jest odwracalny jeżeli pierwiastki równania charakterystycznego (wzór 2.9) leżą na zewnątrz okręgu jednostkowego.

$$\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q \quad (2.9)$$

2.3.1.2 Wygładzanie wykładnicze

Wygładzanie wykładnicze polega na wygładzaniu szeregu czasowego za pomocą średniej ruchomej ważonej, gdzie wagi określane są według prawa wykładniczego. Spośród wielu modeli wygładzania wykładniczego można wyróżnić trzy najważniejsze modele: proste wygładzanie wykładnicze, model liniowy Holta oraz model Holta-Wintera [92].

Prosty model wygładzania wykładniczego przedstawia wzór:

$$z_t^* = \alpha \cdot z_{t-1} + (1 - \alpha) \cdot z_{t-1}^* \quad (2.10)$$

gdzie: α - parametr wygładzania przyjmujący wartość z zakresu (0,1)

z_t^*, z_{t-1}^* - prognoza na chwilę czasową t oraz $t-1$

Jest to najprostsze wygładzanie jednoparametrowe. Warto zwrócić uwagę, że jest to dokładnie model ARIMA(0, 1, 1).

Jeżeli szereg czasowy posiada trend, wówczas należy wykorzystać model Holta, który jest modelem dwuparametrycznym.

$$F_{t-1} = \alpha \cdot y_{t-1} + (1 - \alpha) \cdot (F_{t-2} + S_{t-2}) \quad (2.11)$$

$$S_{t-1} = \beta \cdot (F_{t-1} - F_{t-2}) + (1 - \beta) \cdot S_{t-2} \quad (2.12)$$

gdzie:

α - parametr wygładzania danych przyjmujący wartość z zakresu (0,1)

β - parametr wygładzania trendu przyjmujący wartość z zakresu (0,1)

Pierwsze równanie (wzór 2.11) wygładza dane, drugie równanie (wzór 2.12) odpowiedzialne jest za wygładzanie trendu. Ostateczna postać prognozy to suma tych dwóch równań. Jednak w przypadku prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną szereg czasowy posiada bardzo silną składową sezonową i tu wymienione modele wygładzania wykładniczego nie sprawdzają się, gdyż dają bardzo duże błędy.

W takim przypadku stosuje się trójparametryczny model Holta – Wintera. Model ten oparto o trzy równania wygładzania: jedno dla przebiegu stacjonarnego (wzór 2.13 i 2.17), drugie dla trendu (wzory 2.14 i 2.18) i trzecie dla sezonowości (wzory 2.15 i 2.19).

Model addytywny:

$$F_{t-1} = \alpha \cdot (y_{t-1} - C_{t-1-r}) + (1 - \alpha) \cdot (F_{t-2} + S_{t-2}) \quad (2.13)$$

$$S_{t-1} = \beta \cdot (F_{t-1} - F_{t-2}) + (1 - \beta) \cdot S_{t-2} \quad (2.14)$$

$$C_{t-1} = \gamma \cdot (y_{t-1} - F_{t-2}) + (1 - \gamma) \cdot C_{t-1-r} \quad (2.15)$$

Prognoza
$$z_t = F_T + (t - T) \cdot S_T + C_{t-r} \quad t > T \quad (2.16)$$

Model multiplikatywny:

$$F_{t-1} = \alpha \cdot \frac{y_{t-1}}{C_{t-1-r}} + (1 - \alpha) \cdot (F_{t-2} + S_{t-2}) \quad (2.17)$$

$$S_{t-1} = \beta \cdot (F_{t-1} - F_{t-2}) + (1 - \beta) \cdot S_{t-2} \quad (2.18)$$

$$C_{t-1} = \gamma \cdot \frac{y_{t-1}}{F_{t-2}} + (1 - \gamma) \cdot C_{t-1-r} \quad (2.19)$$

Prognoza
$$z_t = (F_T + (t - T) \cdot S_T) \cdot C_{t-r} \quad t > T \quad (2.20)$$

gdzie:

α, β, γ - parametry wygładzania o wartościach z przedziału $[0, 1]$

r – liczba chwil tworzących cykl sezonowy (liczba faz w cyklu)

$r+1 < T < n$ – liczba chwil z szeregu czasowego, które bierzemy pod

uwagę do budowy prognozy z_t .

Wartość współczynników α, β, γ wyznacza się zazwyczaj metodą prób i błędów minimalizując błąd prognozy. Model addytywny stosujemy gdy amplitudy wahań w kolejnych analogicznych fazach cyklu są w przybliżeniu takie same, mówimy wtedy że mamy do czynienia z wahaniami bezwzględnie stałymi. Model multiplikatywny możemy stosować gdy stosunek wielkości kolejnych amplitud w analogicznych fazach

cyklu jest w przybliżeniu taki sam, w tym przypadku mamy do czynienia z wahaniami względnie stałymi.

2.3.1.3 Regresja wieloraka

W modelu wielorakiej regresji liniowej i -ta realizacja zmiennej objaśnianej y_i , jest liniową funkcją wartości k zmiennych objaśnianych $x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{ik}$ oraz składnika losowego ε_i . Składnik losowy ε_i ma rozkład normalny o zerowej wartości oczekiwanej i wariancji σ^2 , jest on niezależny od e_i ($j \neq i$) [12]. Relacje te opisuje równanie:

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \dots \\ y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1k} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2k} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \\ \dots \\ \beta_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \dots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

$$Y = X\beta + \varepsilon \quad (2.22)$$

Parametry modelu otrzymuje się przy użyciu metody najmniejszych kwadratów (MNK) polegającej na minimalizacji sumy kwadratów błędów modelu. Podstawą wyboru zmiennych objaśniających jest merytoryczna znajomość prognozowanego zjawiska. Pozwala to na wstępne ustalenie wielkości mających wpływ na zmienną prognozowaną Y . Po wstępnym ustaleniu zmiennych objaśniających, które z reguły charakteryzują się pewną nadmiarowością, redukuje się liczbę zmiennych. Po zebraniu danych zawierających informację o zmiennych objaśniających i zmiennej objaśnianej, tworzymy macierz M :

$$M = [Y, X] = [y_i x_i^1 \dots x_i^k] \quad (2.23)$$

gdzie k – liczba zmiennych objaśniających

i – oznacza kolejne realizacje zmiennych ($i = 1, 2, \dots, n$)

Liczba realizacji n powinna być znacznie większa od liczby zmiennych objaśniających k . Redukcję zmiennych objaśniających dokonuje się na bazie badania współczynnika korelacji i -tej zmiennej objaśniającej i wyjścia modelu (wzór 2.24) oraz wzajemnej korelacji między zmiennymi objaśniającymi.

$$r_{(x,y)} = \frac{\sum_i (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_i (x_i - \bar{x})^2 \sum_i (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2.24)$$

Jedną z metod wyboru zmiennych objaśniających opartą o badanie współczynnika korelacji polega na obliczeniu indywidualnej pojemności nośnika informacji (Z. Hellwig) tj. zmiennej objaśniającej (wzór 2.25) [4].

$$h_j = \frac{r_{x_j y}^2}{1 + \sum_{i \neq j} |r_{x_i x_j}|} \quad 0 \leq h_j \leq 1 \quad (2.25)$$

gdzie h_j – jest pojemnością indywidualną j -tej zmiennej objaśniającej,

r_j – jest współczynnikiem korelacji j -tej zmiennej objaśniającej z wyjściem,

r_{ij} – jest współczynnikiem korelacji i -tej i j -tej zmiennej objaśniającej

$$H = \sum_{j=1}^k h_j \quad 0 \leq H \leq 1 \quad (2.26)$$

Istota metody oparta jest na wyborze takiej kombinacji zmiennych objaśniających, której pojemność integracyjna (wzór 2.26) jest największa.

Po zredukowaniu ilości zmiennych objaśniających należy oszacować parametry modelu. Następnym krokiem jest ocena istotności każdej zmiennej objaśniającej. Badanie istotności poszczególnych współczynników równania regresji polega na weryfikacji hipotezy zerowej, stwierdzającej brak korelacji między badaną zmienną prognozowaną Y , a zmienną objaśniającą X_i , wobec hipotezy alternatywnej zaprzeczającej temu stwierdzeniu. Można to zapisać w następujący sposób:

$$H_0 : \rho_{xy} = 0$$

$$H_1 : \rho_{xy} \neq 0$$

Gdzie za $\rho_{x,y}$ uznaje się wartość współczynnika korelacji dla pełnego zbioru informacji, gdyby taki zbiór był dostępny.

Sprawdzianem hipotezy jest statystyka [74]:

$$t = \frac{R}{\sqrt{1-R^2}} \cdot \sqrt{n-2} \quad (2.27)$$

gdzie : n – liczba obserwacji zmiennej prognozowanej

Jeżeli hipoteza zerowa jest prawdziwa, to statystyka t ma rozkład t-Studenta o $v = n-2$ stopni swobody. Przy poprawności hipotezy zerowej wartość tej statystyki nie może przekraczać wartości krytycznej t_{α} . Parametr α zwany poziomem istotności

przyjmuje zazwyczaj wartość 0,05 i taka wartość została przyjęta do dalszych badań wszystkich hipotez. Istotność obliczonego wyniku określa parametr *poziom* p , który informuje nas o poziomie popełnianego błędu przy uznawaniu wyniku z próby za istotny. Wartość tego parametru nie może przekraczać poziomu istotności α .

Badanie istotności całej funkcji regresji polega na weryfikacji hipotezy zerowej stwierdzającej brak zależności liniowej wobec hipotezy alternatywnej. Sprawdzeniem hipotezy jest statystyka:

$$F = \frac{R^2}{1-R^2} \cdot \frac{n-m-1}{m} \quad (2.28)$$

gdzie: n – liczba obserwacji zmiennej prognozowanej

m – liczba zmiennych objaśniających

Po założeniu (sprawdzeniu), że reszty modelu e_t mają rozkład normalny F jest zmienną losową o rozkładzie F- Snedecora o $v_1 = m$ i $v_2 = n-m-1$ stopniach swobody. Przy poprawności hipotezy zerowej wartość tej statystyki nie może przekraczać wartości krytycznej $F_{(\alpha, v_1, v_2)}$.

Jeżeli powyższe hipotezy zostały zweryfikowane pomyślnie to można uznać, że model jest poprawny statystycznie i przystąpić do obliczania wskaźników jakości prognozy.

2.3.1.4 Dekompozycja sezonowa Census I

Metoda dekompozycji szeregu czasowego ma na celu wyodrębnienie składowej sezonowej szeregu i może być przedstawiona następującym schematem [74]:

1. Wykreślić badany ciąg $\{Z_t\}$ i zaobserwować czy zawiera on składową okresową, jeżeli tak, to wyznaczyć jej okres (np. analiza widmowa).
2. Dla ciągu danych $\{Z_t\}$ należy wyznaczyć funkcję trendu lub zastosować metodę wygładzania szeregu. Najczęściej przyjmuje się metodę średniej ruchomej $MA(N)$, gdzie N jest długością okresu, ustaloną na podstawie obserwacji w punkcie pierwszym. Ponieważ uśrednianie eliminuje z ciągu składowe okresowe i losowe, to otrzymujemy w rezultacie ciąg złożony z trendu i cyklu.
3. Następnie należy oddzielić średnią ruchomą N -tego rzędu od oryginalnego szeregu $\{Z_t\}$. Dla modelu addytywnego należy odjąć uzyskany trend od oryginalnego szeregu, zaś dla modelu multiplikatywnego będzie to operacja

dzielenia (wzór 2.29). Tak otrzymane różnice lub iloczyny reprezentują składową okresową i składową losową.

4. Kolejno, oddziela się składową okresową, poprzez uśrednienie każdej wartości ciągu w ramach okresu (wzór 2.27). Tak uzyskuje się wstępne r bezwzględnych wskaźników sezonowości, gdzie r jest długością sezonu.
5. Kolejny krok to obliczenie współczynnika korygującego (wzór 2.28) i obliczenie skorygowanych wskaźników sezonowości (wzór 2.29).

| Model addytywny | Model multiplikatywny |
|------------------------------------|---|
| $z_{ii} = y_{ii} - y_t^{*(w)}$ | $z_{ii} = \frac{y_{ii}}{y_t^{*(w)}} \quad (2.29)$ |
| $z_i = \frac{1}{n} \sum z_{ii}$ | $z_i = \frac{1}{n} \sum z_{ii} \quad (2.30)$ |
| $q = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r z_i$ | $q = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r z_i \quad (2.31)$ |
| $c_i = z_i - q$ | $c_i = \frac{z_i}{q} \quad (2.32)$ |
| $\sum_{i=1}^r c_i = 0$ | $\sum_{i=1}^r c_i = r \quad (2.33)$ |

Metoda ta w przypadku prognozowania krótkoterminowego zapotrzebowania na energię elektryczną wykorzystywana jest do wstępnego przygotowania danych.

2.3.1.5 Dekompozycja widmowa

Celem tej analizy jest dekompozycja oryginalnego szeregu na sumę funkcji sinus i cosinus o różnych częstotliwościach. Analiza ta pozwala na wykrycie głównych częstotliwości f (lub okresów $T=1/f$). Jednym ze sposobów wykonania takiej analizy byłoby przełożenie tej kwestii na problem regresji wielorakiej, gdzie zmienną zależną jest obserwowany szereg czasowy, a zmiennymi niezależnymi są funkcje sinus o wszystkich możliwych (dyskretnych) częstotliwościach. Taki liniowy model regresji wielorakiej może być zapisany jako:

$$x(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{INT(q/2)} [a_k \cdot \cos(\lambda_k t) + b_k \cdot \sin(\lambda_k t)] \quad \text{dla } k = 1, 2, \dots, q \quad (2.34)$$

$$\text{gdzie } \lambda_k = \frac{2 \cdot \pi \cdot k}{q}$$

Dekompozycja widmowa w przypadku prognozowania krótkoterminowego zapotrzebowania na energię elektryczną wykorzystywana jest do przygotowania danych, czyli jest to metoda wspomagająca. Przy pomocy tej analizy można zidentyfikować czy występuje w szeregu jakaś wiodąca częstotliwość (sezonowość) i określić jej okres. Przy pomocy tej metody można również odfiltrować sygnały związane z konkretną częstotliwością.

2.3.2 Metody niekonwencjonalne

Ostatnie lata zaowocowały bogactwem opracowań całkowicie nowych niekonwencjonalnych technik bazujących na metodach sztucznej inteligencji. Są to:

- sztuczne sieci neuronowe,
- logika rozmyta,
- algorytmy genetyczne,
- programy ewolucyjne.

W przypadku prognozowania krótkoterminowego zapotrzebowania na energię elektryczną najczęściej wykorzystywane metody bazują na sztucznych sieciach neuronowych (SSN) oraz logice rozmytej.

Z każdym rokiem ukazuje się coraz więcej publikacji opisujących nowe zastosowanie powyższych technik, jak i ich modeli hybrydowych czyli łączących z sobą co najmniej dwóch powyższych metod. Przykładem takiego modelu hybrydowego może być połączenie sieci neuronowych oraz logiki rozmytej (*Neuro - Fuzzy*). W budowaniu systemów ekspertowych często stosuje się wyżej wymienione metody, gdyż baza reguł stosowana w logice rozmytej nadaje się bardzo dobrze do zapisania wiedzy ekspertów z danej dziedziny.

2.3.2.1 Sztuczne sieci neuronowe

Algorytmy wykorzystujące SSN zaliczają się do grupy tzw. algorytmów biologicznych. Modele SSN są wzorowane na ludzkim mózgu, ale ich podobieństwo do naturalnych sieci neuronowych jest ciągle niewielkie.

Istnieje wiele definicji Sztucznych Sieci Neuronowych i są one bardzo różne od siebie. Na jednym biegunie można znaleźć następującą definicję: sieć można uważać za graficzną notację szerokiej klasy algorytmów, a więc sieć neuronowa jest pewną klasą algorytmów matematycznych [66]. Na drugim biegunie jest stwierdzenie, że jest to sztuczna sieć naśladowująca biologiczne sieci neuronowe żywych organizmów. Przy dzisiejszej, ograniczonej wiedzy o sieciach neuronowych organizmów żywych definicja algorytmiczna wydaje się łatwiejsza do zaakceptowania.

Sposoby połączenia neuronów między sobą i ich wzajemnego współdziałania spowodowały powstanie różnych typów sieci neuronowych.

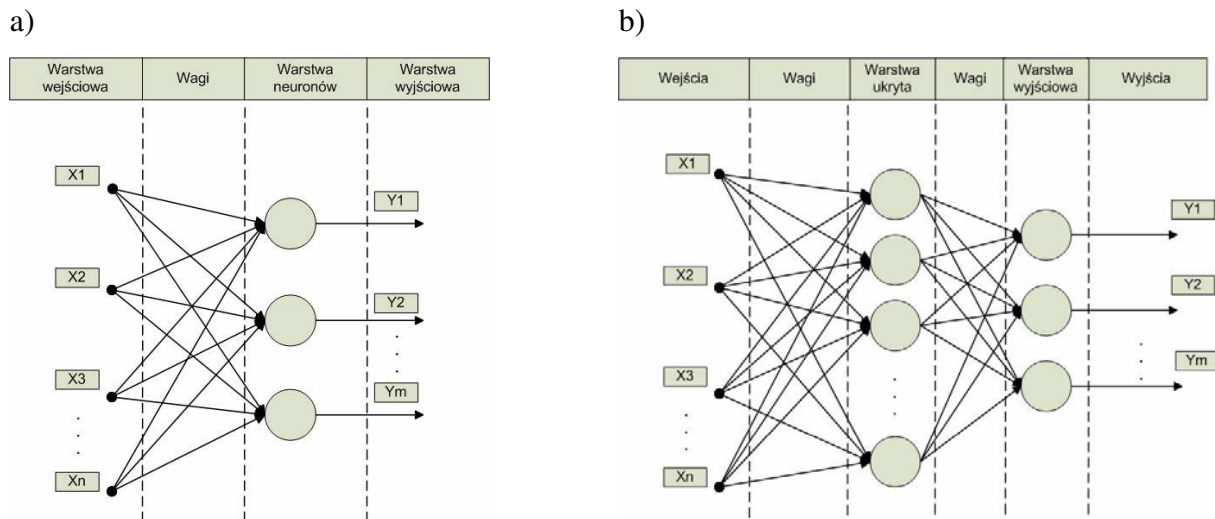
W procesie krótkoterminowego prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną najczęściej stosowane są trzy modele sieci neuronowych :

- sieci jednokierunkowe jednowarstwowe,
- sieci jednokierunkowe wielowarstwowe,
- sieci rekurencyjne.

Sieć jednokierunkowa jednowarstwowa - w sieci tej neurony ułożone są w jednej warstwie, „zasilanej” jedynie z węzłów wejściowych (rys. 2.3a). Połączenie węzłów wejściowych z neuronami warstwy wyjściowej jest zwykle pełne (tzn. każdy węzeł jest połączony z każdym neuronem). Przepływ sygnałów występuje zawsze w jednym kierunku, od wejścia do wyjścia. Węzły wejściowe nie tworzą warstwy neuronów , gdyż nie zachodzi w nich żaden proces obliczeniowy.

Sieć jednokierunkowa wielowarstwowa – jej cechą jest występowanie co najmniej jednej warstwy ukrytej neuronów, pośredniczącej w przekazywaniu sygnałów między węzłami wejściowymi, a warstwą wyjściową. Sygnały wejściowe są podawane na pierwszą warstwę ukrytą neuronów, a te z kolei stanowią sygnały źródłowe dla kolejnej warstwy. Typowy przykład sieci jednokierunkowej wielowarstwowej widać na rysunku 2.3.b. W niektórych zastosowaniach pewne połączenia między neuronowe mogą nie występować i mówi się wtedy o połączeniu częściowym, lokalnym. Neurony

warstwy ukrytej stanowią bardzo istotny element sieci, umożliwiając one uwzględnienie związków między sygnałami, wynikającymi z zależności statystycznych wyższego rzędu.



Rysunek 2.3. Schemat sieci jednokierunkowej a) jednowarstwowej, b) wielowarstwowej

Źródło: opracowanie własne na podstawie [66]

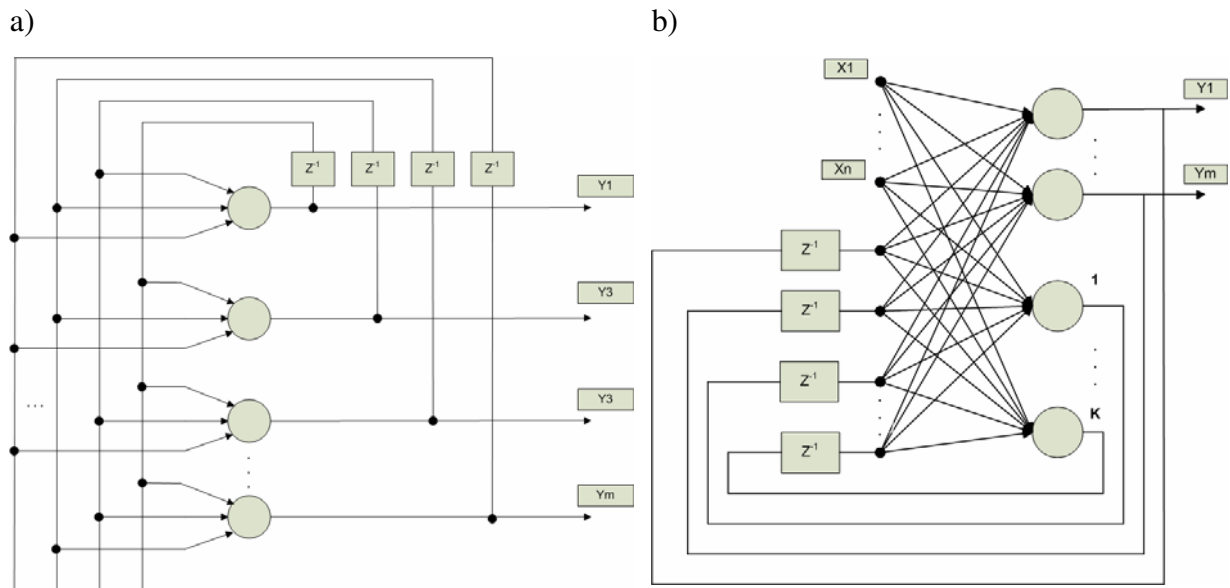
Sieci rekurencyjne - różnią się od sieci jednokierunkowych występowaniem sprzężenia zwrotnego między warstwami wyjściowymi i wejściowymi. Można tu wyróżnić sieci jednowarstwowe mające jedynie jedną warstwę neuronów (wyjściowych) oraz sieci mające dodatkową warstwę ukrytą.

Na rysunku 2.4a przedstawiono typową sieć rekurencyjną jednowarstwową, w której sygnały wyjściowych neuronów tworzą jednocześnie wektor wejściowy sieci dla następnego cyklu (z^{-1} oznacza jednostkowy operator opóźnienia).

Na rysunku 2.4b przedstawiono przykład sieci rekurencyjnej z jedną warstwą ukrytą neuronów. Neurony numerowane od 1 do M są neuronami wyjściowymi sieci, a warstwę ukrytą stanowią neurony od 1 do K. Sygnały warstwy wyjściowej i ukrytej łącznie z sygnałami wejściowymi X_1, X_2, \dots, X_n , stanowią wektor wejściowy sieci dla następnego cyklu obliczeniowego.

Proces ustalania się sygnału wyjściowego sieci rekurencyjnej jest procesem dynamicznym ze względu na występowanie jednostkowych operatorów opóźnienia.

Biorąc pod uwagę nieliniowość funkcji aktywacji neuronów jest to dynamika nieliniowa, stanowiąca istotną cechę tego rodzaju sieci.



Rysunek 2.4. Schemat sieci rekurencyjnej : a) jednowarstwowej, b) z jedną warstwą ukrytą

Źródło: opracowanie własne na podstawie [66]

2.3.2.2 Logika rozmyta

Pojęcie logiki rozmytej (Fuzzy Logic) jest nierozdzielnie związane z definicją zbiorów rozmytych. Pojęcie zbioru rozmytego zostało wprowadzone przez L. A. Zadeha w 1965 roku [90]. Celem wprowadzenia tego pojęcia była chęć modelowania procesów złożonych, w szczególności obejmujących udział czynnika ludzkiego. Klasyczna logika bazuje na dwóch wartościach reprezentowanych najczęściej przez liczby: 0 i 1 lub zmiennych *prawda* i *fałsz*. Logika rozmyta stanowi rozszerzenie rozumowania opartego na klasycznej logice dwuwartościowej na rozumowanie bliższe ludzkiemu. Wprowadza ona wartości pomiędzy standardowe 0 i 1; „rozmywa” granice pomiędzy nimi dając możliwość zaistnienia wartościom z pomiędzy tego przedziału (np.: prawie fałsz, w połowie prawda). Stosowanie zbiorów rozmytych pozwala na dokładniejsze odwzorowanie pojęć stosowanych przez ludzi, które często są subiektywne i nieprecyzyjne. Stopniowe przejście między przynależnością do zbioru, a jej brakiem pozwala nam uniknąć ścisłej klasyfikacji elementów, która często jest niemożliwa. Jeżeli zbiór A jest podzbiorem rozmytym zbioru X, to podobnie jak

zbiory klasyczne element a określa przynależność do podzbioru X , z tą różnicą, że oprócz ‘całkowitej’ przynależności do niego (dla $a = 1$) i ‘całkowitym’ brakiem tej przynależności (dla $a = 0$), posiadamy informacje o tzw. „stopniu przynależności” do podzbioru X (określoną wartościami z przedziału 0-1). Stopień przynależności stanowi dla nas informację, jak daleko element A jest oddalony od podzbioru X .

Logika rozmyta jest w rzeczywistości uogólnieniem logiki klasycznej, także wiele operacji i definicji dotyczących zbiorów rozmytych to proste rozszerzenia definicji znanych z logiki klasycznej.

Podstawowe operacje na zbiorach rozmytych.

Definicja 2.1 Suma zbiorów

Niech zbiory A i B będą podzbioremi rozmytymi zbioru X . Ich suma jest podzbiorem rozmytym C zbioru X , takim że dla każdego $x \in X$:

$$C(x) = A(x) \vee B(x) = \text{Max}[A(x), B(x)]$$

Definicja 2.2 Iloczyn zbiorów

Niech zbiory A i B będą podzbioremi rozmytymi zbioru X . Ich iloczyn jest podzbiorem rozmytym C zbioru X , takim że dla każdego $x \in X$:

$$C(x) = A(x) \wedge B(x) = \text{Min}[A(x), B(x)]$$

Definicja 2.3 Dopełnienie zbiorów

Niech zbiory A i B będą podzbioremi rozmytymi zbioru X . Dopełnienie zbioru A jest podzbiorem rozmytym B zbioru X , takim że dla każdego $x \in X$:

$$B(x) = 1 - A(x)$$

Przykład:

$$A = \{0,6; 1; 0,2; 0\}$$

$$B = \{0,2; 0,3; 0,5; 0,7\}$$

Suma zbiorów

$$C = A(x) \vee B(x) = \{0,2; 0,3; 0,2; 0\}$$

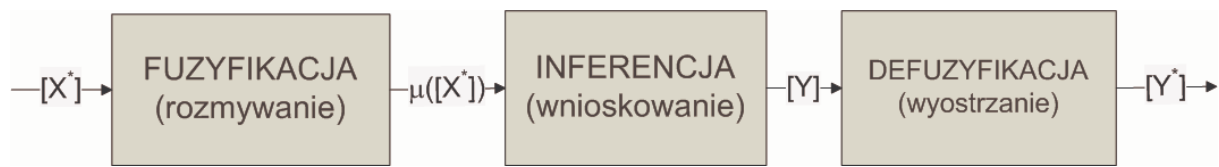
Iloczyn zbiorów

$$C = A(x) \wedge B(x) = \{0,6; 1; 0,5; 0,7\}$$

Dopełnienie zbiorów

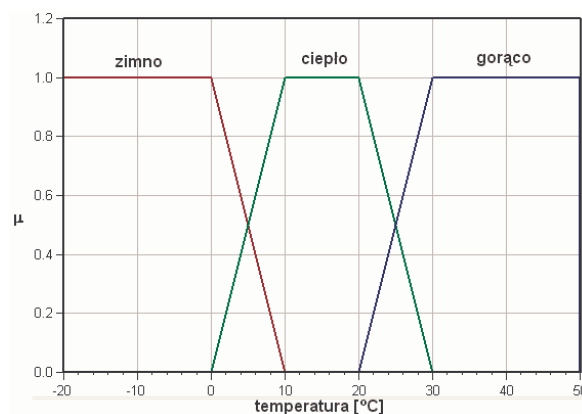
$$C = 1 - A = \{0,4; 0; 0,8; 1\}$$

System rozmyty jest zbudowany z trzech bloków: fuzyfikacji, inferencji oraz defuzyfikacji (rysunek 2.5).



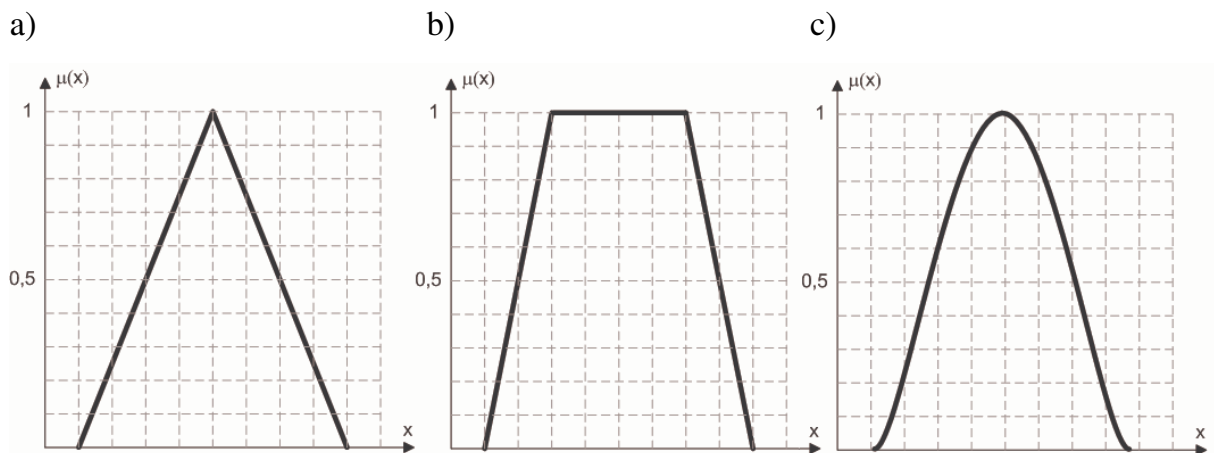
Rysunek 2.5. Schemat przykładowego systemu rozmytego
 * - oznacza ostre wartości sygnałów, $\mu()$ – funkcja przynależności
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [68]

Blok fuzyfikacji (rozmywania) – pierwszym etapem budowania systemu opartego o zbiory rozmyte jest rozmywanie ostrych danych wejściowych (wektor $[X^*]$ rysunek 2.5). Rysunek 2.6 przedstawia przykładowy dobór zmiennych lingwistycznych oraz funkcji przynależności dla problemu fuzyfikacji temperatury.



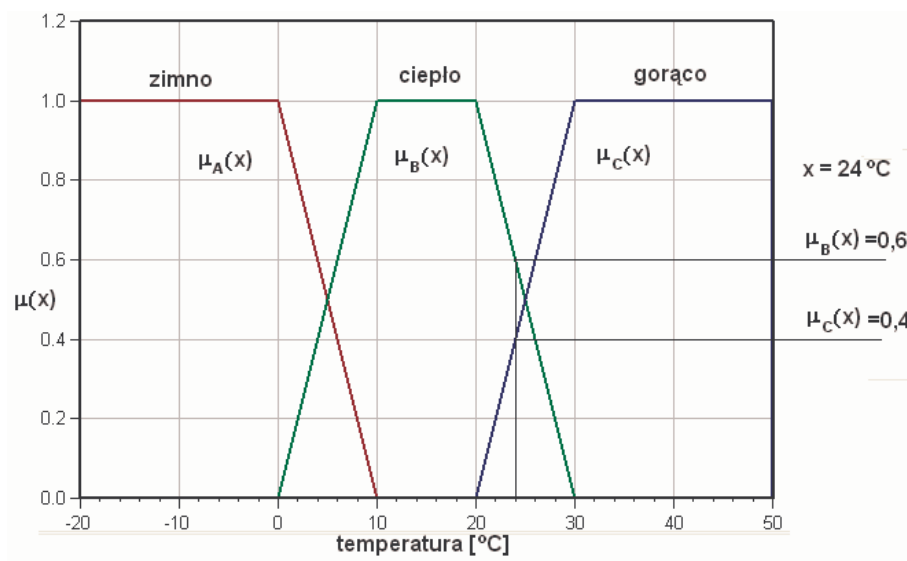
Rysunek 2.6. Przykładowe zmienne lingwistyczne oraz funkcje przynależności dla problemu fuzyfikacji temperatury
 Źródło: opracowanie własne

Dobre trzy zmienne lingwistyczne *zimno*, *ciepło* oraz *gorąco* odpowiadają naturalnemu podziałowi używanemu w mowie potocznej. Dla każdej ze zmiennych lingwistycznych należy dobrać funkcję przynależności. W przykładzie wybrano funkcje trapezowe. Najczęściej wykorzystywane funkcje przynależności zaprezentowano na rysunku 2.7.



Rysunek 2.7. Najczęściej wykorzystywane funkcje przynależności: a) trójkątna b) trapezowa c) dzwonowa
Źródło: opracowanie własne

Przykład rozmywania danych dla problemu fuzyfikacji temperatury przedstawia rysunek 2.8.



Rysunek 2.8. Przykład rozmywania danych
Źródło: opracowanie własne

W podanym przykładzie dla ostrej zmiennej wejściowej $x = 24^\circ\text{C}$ na wyjściu bloku fuzyfikacji uzyskujemy informację o stopniu przynależności do poszczególnych zbiorów rozmytych $[0; 0,6; 0,4]$ czyli *zimno* $\rightarrow 0$; *ciepło* $\rightarrow 0,6$; *gorąco* $\rightarrow 0,4$.

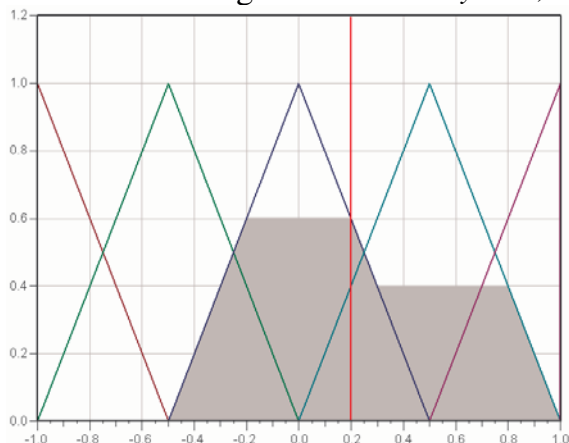
Blok inferencji (wnioskowania) zawiera w sobie trzy elementy:

- bazę reguł,
- mechanizm inferencyjny,
- funkcje przynależności wyjścia y modelu.

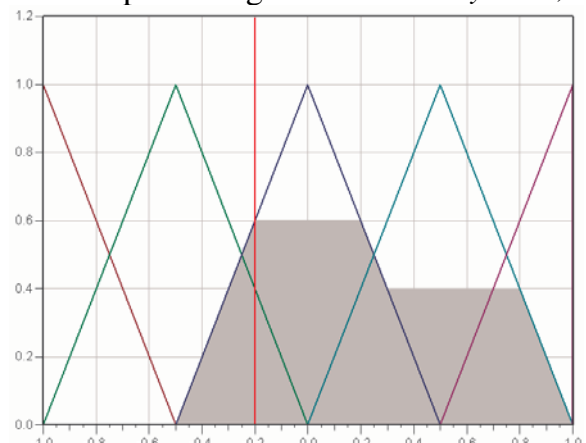
Baza reguł zawiera reguły logiczne określające zależności przyczynowo-skutkowe pomiędzy poszczególnymi rozmytymi zmiennymi wejściowymi, a wyjściami modelu. Inferencja polega na obliczeniu stopnia aktywacji konkluzji poszczególnych reguł z uwzględnieniem operatorów zapisanych w poszczególnych regułach (LUB albo I). Stopień aktywacji może być dodatkowo modyfikowany za pomocą wagi przypisanej do każdej reguły.

Blok defuzyfikacji (wyostrzenie) – w bloku tym zostaje dokonana operacja odwrotna do fuzyfikacji, czyli rozmytej zmiennej wyjściowej uzyskanej z procesu interferencji zostaje przyporządkowana ostra wartość y^* .

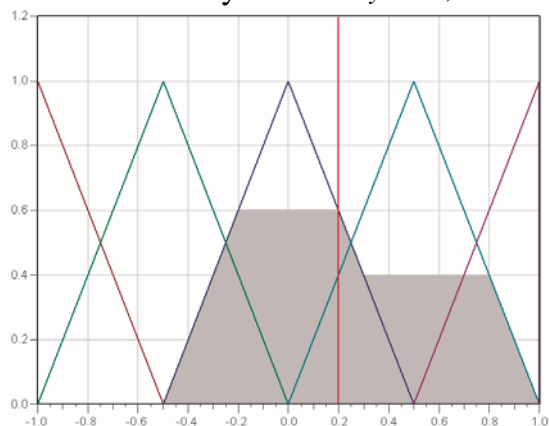
metoda ostatniego maksimum - $y^* = 0,2$



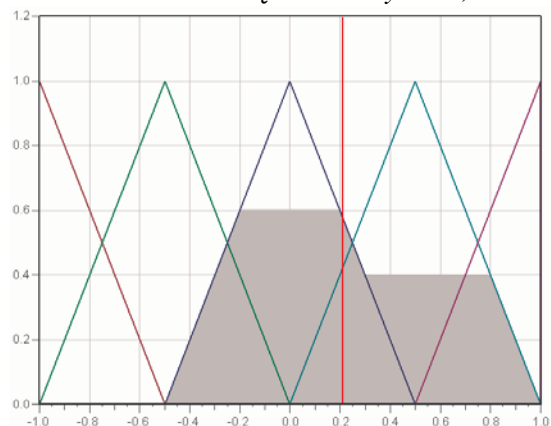
metoda pierwszego maksimum - $y^* = -0,2$



metoda wysokości - $y^* = 0,2$



metoda środka ciężkości - $y^* = 0,20968$



Rysunek 2.9. Najczęściej używane metody w procesie defuzyfikacji oraz ostre wartości wyjściowe y^*

Źródło: opracowanie własne

Najczęściej używane metody w procesie defuzyfikacji to :

- metoda ostatniego maksimum (LM - Last of Maxima)
- metoda pierwszego maksimum (FM - First of Maxima)
- metoda wysokości (H - Height Method)
- metoda środka ciężkości (CG - Center of Gravity)
- metoda środka maksimum (MM - Middle of Maxima)

Rysunek 2.9 przedstawia przykładowe zastosowanie różnych metod defuzyfikacji. Jak widać na rysunku dla tego samego stopnia aktywacji konkluzji poszczególnych reguł w zależności od użytej metody defuzyfikacji na wyjściu otrzymujemy różne ostre wyniki. Różnica niekiedy jest znaczna, bo pomiędzy skrajnymi wartościami tzn. metodą pierwszego maksimum (FM), a metodą środka ciężkości (CG) różnica w podanym przykładzie wynosi **0,40968**. Wynika z tego, że wybór metody defuzyfikacji ma istotny wpływ na wartości wyjściowe.

Metody logiki rozmytej w przypadku prognozowania krótkoterminowego zapotrzebowania na energię elektryczną wykorzystywane są najczęściej do opisywania wpływu poszczególnych parametrów meteorologicznych, czy też rodzaju dnia (powszedni czy świąteczny), na poziom zapotrzebowania. Często wykorzystuje się te metody w budowaniu systemu ekspertowego, ponieważ baza reguł stosowana w bloku interferencji nadaje się bardzo dobrze do zapisywania wiedzy ekspertów z danej dziedziny (np. na temat wpływu czynników zewnętrznych).

2.4 Ocena modelu prognostycznego

Podstawowe wskaźniki (miary statystyczne) stosowane do oceny modelu prognostycznego dzielimy na dwie grupy: względne i bezwzględne. W przypadku prognoz ilościowych najczęściej oblicza się błąd prognozy *ex post*.

Błąd *ex post* – błąd bezwzględny e_t (wzór 2.35) obliczony w momencie $t < n$, gdzie n to numer ostatniej znanej obserwacji zmiennej prognozowanej.

Podstawowe wskaźniki *ex post* oceny modelu to:

- Bezwzględny błąd prognozy, inaczej reszty modelu (*e* - Error):

$$e_t = z_t - z_t^* \quad (2.35)$$

- Bezwzględny błąd średni (*ME - Mean Error*):

$$ME = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_t \quad (2.36)$$

- Średni bezwzględny moduł błędu (*MAE - Mean Absolute Error*):

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |e_t| \quad (2.37)$$

- Bezwzględny błąd średniokwadratowy (*MSE - Mean Squared Error*):

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_t^2 \quad (2.38)$$

- Odchylenie standardowego błędu (*SDE - Standard Deviation of Errors*):

$$SDE = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^n (z_t - z_t^*)^2} \quad (2.39)$$

- Względny błąd prognozy (*PE- Percentage Error*):

$$PE_t = \frac{z_t - z_t^*}{z_t} \cdot 100\% \quad (2.40)$$

- Średni względny błąd procentowy (*MAPE - Mean Absolute Percentage Error*):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|z_t - z_t^*|}{z_t} \cdot 100\% \quad (2.41)$$

Przy ocenie modeli prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną najczęściej porównuje się następujące wskaźniki:

- odchylenie standardowego błędu (*SDE*),
- średni względny błąd procentowy (*MAPE*).
- względny błąd prognozy (*PE*).

3 Analiza danych zapotrzebowania na energię elektryczną

3.1 Szeregi czasowe

Szeregiem czasowym nazywamy zbiór wartości cechy w uporządkowanych chronologicznie różnych przedziałach czasu. Oznaczając przez t ($t = 1, 2, 3, \dots, n$) przedziały czasu, w których obserwowano wartości pewnej zmiennej, a przez z_t wyniki obserwacji, szereg czasowy zapisujemy jako zbiór $\{z_1, z_2, \dots, z_n\}$.

Analiza statystyczna szeregów czasowych ma na celu wykrycie prawidłowości, jakim podlega badany proces, i jest podstawą prognozowania przebiegu tego zjawiska w przyszłości. Wykorzystuje się w niej aparat rachunku prawdopodobieństwa i statystyki matematycznej przyjmując, że zaobserwowany szereg czasowy jest jedną z wielu możliwych realizacji pewnego dyskretnego procesu stochastycznego $\{Z_t\}$ określonego dla wszystkich t całkowitych i dodatnich. Jeżeli zatem ustalimy t , to Z_t jest zmienną losową, której realizacją jest element z_t , zaobserwowanego szeregu czasowego. O procesie tym zwykle zakłada się, że jest stacjonarny (co najmniej w szerszym sensie) i ergodyczny. Pierwsze z założeń gwarantuje, że mechanizm generujący proces stochastyczny jest niezmienny w czasie, tak, iż ani postać przyjętego modelu, ani jego parametry nie podlegają zmianom w czasie. Natomiast drugie założenie zapewnia, że wartości procesu stochastycznego stosunkowo odległe w czasie są nieskorelowane lub bardzo słabo skorelowane [51][84].

Do celów prognostycznych wygodnie jest przyjąć, że proces stochastyczny jest wypadkową działania pewnego procesu deterministycznego, związanego z działaniem tzw. przyczyn głównych oraz innego – mającego pewne szczególne własności - procesu stochastycznego, związanego z działaniem tzw. przyczyn przypadkowych (ubocznych).

W związku z tym w analizowanych szeregach czasowych wyróżniamy dwie składowe:

- składową systematyczną związaną z procesem deterministycznym oraz
- składową przypadkową (zwaną też składnikiem losowym lub wahaniami przypadkowymi), związaną z procesem stochastycznym o szczególnych własnościach.

Składowa systematyczna może wystąpić w postaci trendu, stałego (średniego) poziomu zmiennej prognozowanej, składowej okresowej (periodycznej), która z kolei może wystąpić w postaci wahań cyklicznych lub wahań sezonowych.



Rysunek 3.1. Składowe szeregu czasowego
Źródło: Opracowanie własne na podstawie [84]

Trend - jest to długookresowa skłonność do jednokierunkowych zmian (wzrostu lub spadku) wartości badanej zmiennej. Jest rozpatrywany jako konsekwencja działania stałego zestawu czynników na prognozowane zjawisko.

Stały (średni) poziom - oznacza brak trendu i oscylowanie wartości badanej zmiennej wokół pewnego stałego poziomu.

Wahania cykliczne - to długookresowe rytmiczne wahania wartości badanej zmiennej wokół trendu lub stałego (średniego) poziomu zmiennej.

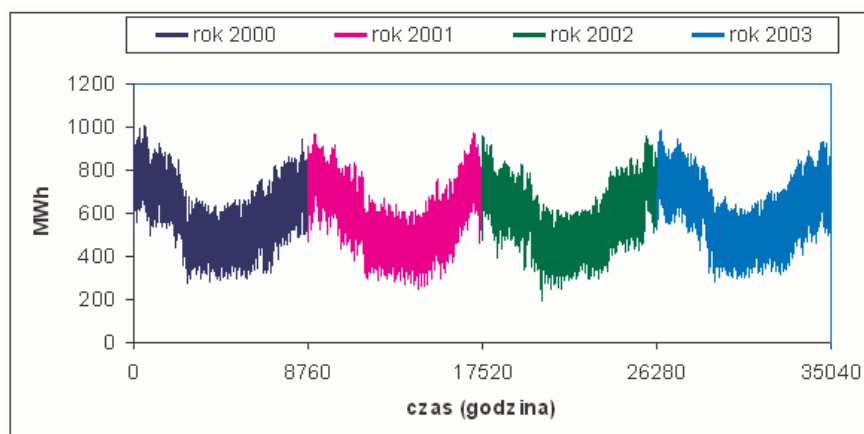
Wahania sezonowe - są zmianami wartości prognozowanej zmiennej wokół trendu lub stałego średniego poziomu zmiennej, powtarzającymi się mniej więcej w tych samych rozmiarach co pewien okres (w przybliżeniu stały), nieprzekraczający jednego roku.

Proces wyodrębniania poszczególnych składowych szeregu czasowego nazywa się dekompozycją szeregu czasowego. W praktyce dekompozycję szeregu czasowego na poszczególne składowe przeprowadza się budując modele szeregu czasowego. W zależności od przyjętych założeń co do wpływu poszczególnych składowych i ich wzajemnych relacji oraz sposobu określania parametrów, modele te mogą mieć różną postać.

Szersze omówienie zagadnienia szeregów czasowych można znaleźć w literaturze w pozycjach [6][7][38][74].

3.2 Szeregi czasowe – analiza danych obciążenia

W pracy, analizowany szereg czasowy zapotrzebowania na energię elektryczną został skonstruowany z danych reprezentujących godzinowe zapotrzebowanie na energię elektryczną wyrażoną w MWh. Dane te reprezentują zapotrzebowanie na małopolskim rynku energii elektrycznej. Wszystkie dane zostały zmienione o pewną stałą w celu nie ujawniania tajemnicy handlowej, jednak operacja ta nie zmieniła charakteru zmienności tego szeregu czasowego. Wybrany szereg czasowy reprezentuje okres od 1 stycznia 2000 do 31 grudnia 2003. Rysunek 3.2 przedstawia wszystkie dane zebrane do analizy.



Rysunek 3.2. Godzinowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2000 – 2003 na lokalnym małopolskim rynku energii.

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.1 przedstawia podstawowe roczne statystyki dla tego okresu. Z procentowych zmian rocznych sum energii elektrycznej (tabela 3.2) dla tych lat widać, że w okresie od 2000 do 2003 roku ilość potrzebnej energii zmieniała się w bardzo małym zakresie (maksymalnie 5%). Ponieważ celem pracy będzie prognozowanie krótkoterminowe, więc cykl roczny może zostać pominięty.

Tabela 3.1. Roczne statystyki dla lat 2000 – 2003

| | Rok | | | |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
| Suma [MWh] | 5 124 138 | 5 039 510 | 4 993 567 | 5 258 287 |
| Średnia [MWh] | 584,95 | 575,29 | 570,04 | 600,26 |
| Minimum [MWh] | 275,00 | 243,00 | 189,00 | 282,00 |
| Maksimum [MWh] | 1 005,00 | 972,00 | 959,00 | 988,00 |
| Odchylenie std. [MWh] | 136,66 | 140,85 | 133,30 | 137,50 |

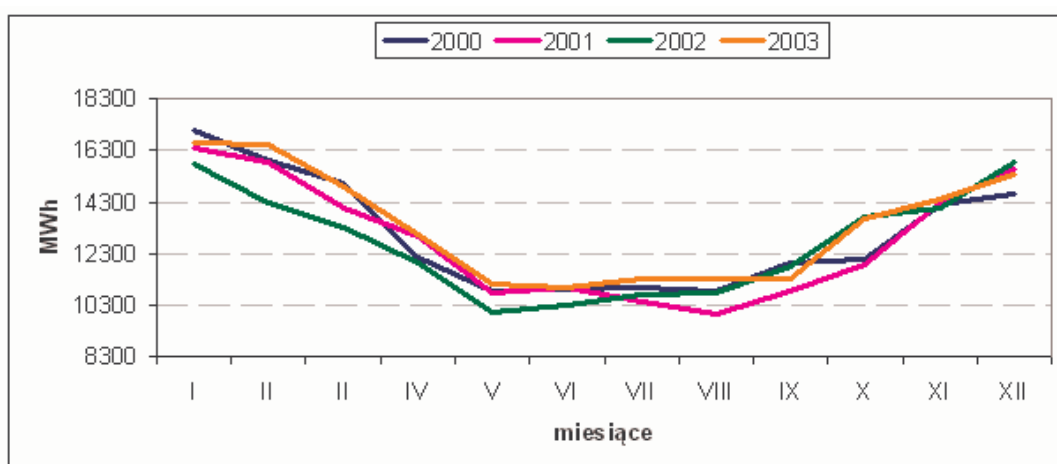
Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.2. Procentowe roczne zmiany -rok do roku (sumy dla danego roku)

| rok | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
|------|------|------|------|------|
| 2000 | 100% | 98% | 97% | 103% |
| 2001 | | 100% | 99% | 104% |
| 2002 | | | 100% | 105% |
| 2003 | | | | 100% |

Źródło: opracowanie własne

Również suma miesięcznego zapotrzebowania na energię elektryczną nie ulegała istotnej zmianie w tych latach co przedstawia rysunek 3.3. Na rysunku tym prezentowany szereg wykazuje tendencje do rocznych wahań cyklicznych. Wahania te są związane z powtarzającymi się porami roku.



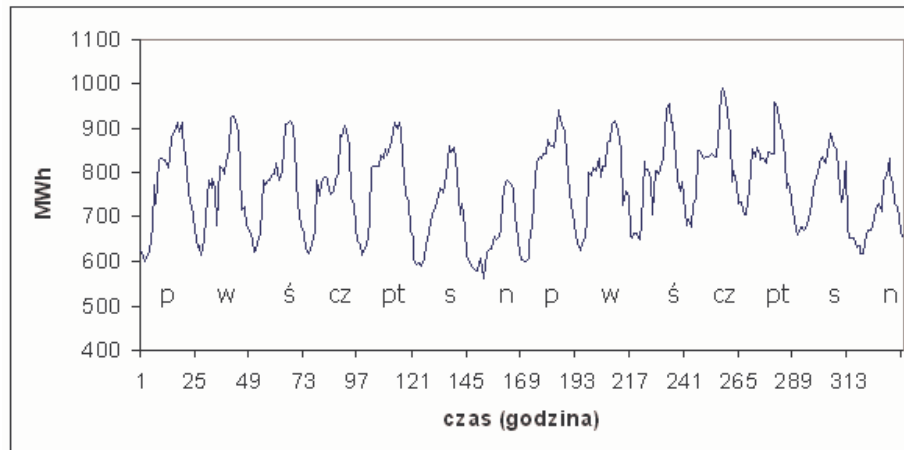
Rysunek 3.3. Miesięczne sumy zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2000 – 2003.

Źródło: opracowanie własne

3.3 Analiza sezonowości

3.3.1 Sezonowość szeregu czasowego

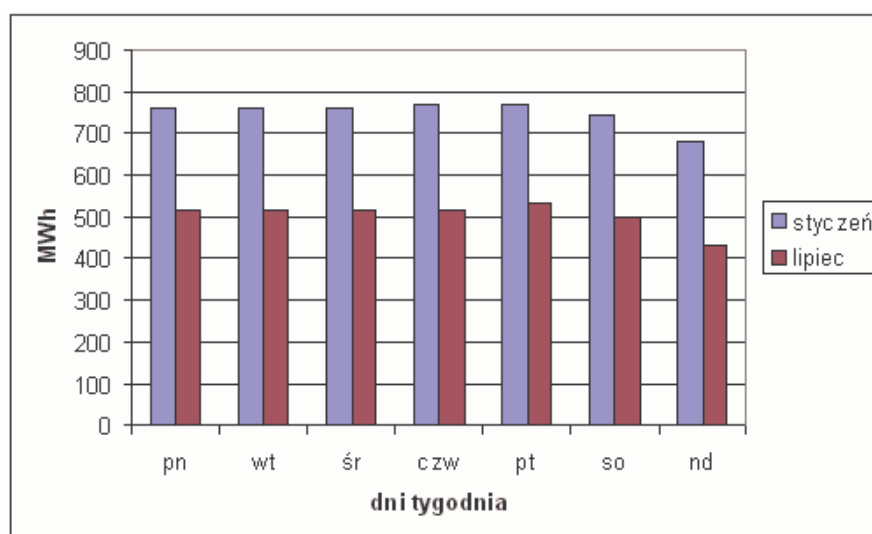
We wcześniejszym punkcie po analizie wzrokowej wykresu szeregu czasowego został zaobserwowany cykl roczny. W celu wykrycia sezonowości wystarczy również dokonać wzrokowej analizy wykresów. W tym celu trzeba sporządzić wykres dla krótszego okresu czasowego np. dla kilkunastu dni (rysunek 3.4).



Rysunek 3.4. Wykres zapotrzebowania godzinowego dla 2 tygodni (336 godzin) stycznia 2003 r.
Źródło: opracowanie własne

Z wykresu można zaobserwować schemat powtarzania się sekwencji tygodniowej (168 godzin) oraz sekwencji dobowej (24 godziny).

W celu potwierdzenia spostrzeżeń z analizy wzrokowej wykresów można wykonać kilka analiz numerycznych np. analizę autokorelacji lub analizę spektralną. Dokonując dalszej analizy wzrokowej zadanego szeregu pokazanego na rysunku 3.4 można zauważyć, że w tygodniu dwa ostatnie dni mają inny charakter przebiegu oraz zdecydowanie mniejsze wartości. Na rysunku 3.5 przedstawiono przykładowe wartości średnie godzinowego zapotrzebowania dla dwóch miesięcy z roku 2003.



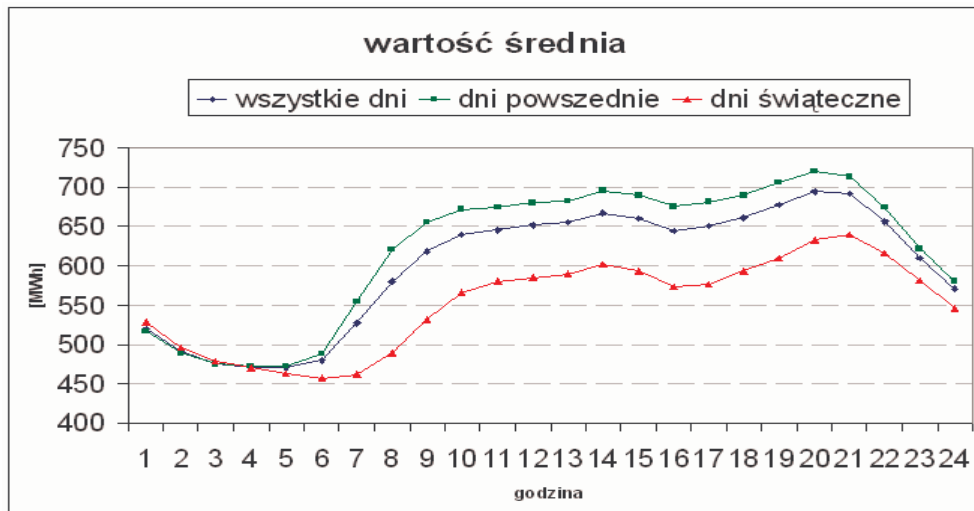
Rysunek 3.5. Średnia godzinowa sprzedaż dla miesiąca I i VII 2003 r. w poszczególnych dniach tygodnia
Źródło: opracowanie własne

Widać wyraźnie, że zarówno w styczniu jak i w lipcu sobota i niedziela odbiegają od pozostałych dni tygodnia pod względem godzinowej wartości średniej. Tak się dzieje we wszystkich miesiącach w roku, co jest spowodowane przede wszystkim spadkiem zapotrzebowania w te dni w sektorze przedsiębiorstw. Rysunek 3.6 przedstawia średnie godzinowe wartości zapotrzebowania na energię elektryczną. Widać, że uzasadnione jest podzielenie danych na dwa zbiory tzn. dni powszednie (robocze) oraz dni świąteczne (soboty, niedziele i święta).

Tabela 3.3. Godzinowe statystyki dla zapotrzebowania na energię elektryczną w 2003 roku

| godzina | rok 2003 | | | | | |
|---------|---------------|------------|----------------|------------|----------------|------------|
| | wszystkie dni | | dni powszednie | | dni świąteczne | |
| | 365 dni | | 253 dni | | 112 dni | |
| | średnia | odch. std. | średnia | odch. std. | średnia | odch. std. |
| 1 | 519,8 | 101,8 | 515,8 | 101,4 | 527,6 | 102,2 |
| 2 | 491,3 | 101,3 | 488,5 | 100,8 | 496,4 | 102,4 |
| 3 | 476,4 | 101,0 | 474,9 | 101,1 | 478,6 | 100,8 |
| 4 | 471,7 | 101,9 | 471,8 | 102,1 | 470,2 | 101,4 |
| 5 | 469,9 | 109,3 | 472,3 | 109,0 | 463,2 | 109,7 |
| 6 | 478,9 | 119,8 | 488,3 | 119,6 | 456,4 | 117,8 |
| 7 | 526,6 | 122,4 | 554,6 | 117,2 | 462,1 | 109,7 |
| 8 | 580,3 | 113,5 | 620,4 | 97,4 | 488,7 | 93,1 |
| 9 | 617,8 | 107,5 | 655,6 | 90,1 | 531,5 | 94,1 |
| 10 | 639,8 | 103,7 | 671,6 | 89,2 | 566,6 | 97,8 |
| 11 | 645,8 | 101,5 | 674,1 | 88,4 | 580,3 | 99,5 |
| 12 | 651,2 | 101,4 | 679,6 | 87,9 | 585,5 | 100,3 |
| 13 | 654,9 | 105,2 | 682,9 | 93,0 | 590,0 | 103,2 |
| 14 | 666,8 | 118,4 | 694,9 | 107,9 | 601,6 | 115,9 |
| 15 | 660,4 | 120,3 | 689,5 | 109,1 | 592,8 | 117,9 |
| 16 | 644,1 | 117,9 | 674,7 | 104,8 | 572,9 | 115,5 |
| 17 | 650,0 | 139,0 | 681,3 | 127,4 | 577,0 | 137,2 |
| 18 | 660,5 | 152,7 | 689,5 | 142,9 | 592,8 | 153,3 |
| 19 | 677,4 | 153,6 | 706,1 | 144,3 | 610,6 | 154,2 |
| 20 | 693,7 | 142,2 | 720,2 | 133,2 | 632,0 | 143,8 |
| 21 | 691,4 | 109,3 | 713,8 | 100,3 | 639,5 | 111,9 |
| 22 | 656,8 | 79,7 | 674,3 | 72,1 | 616,4 | 81,8 |
| 23 | 610,2 | 85,6 | 622,2 | 80,8 | 582,0 | 89,7 |
| 24 | 570,4 | 101,1 | 580,3 | 98,2 | 546,5 | 103,9 |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.6. Średnie godzinowe wartości zapotrzebowania na energię elektryczną w 2003 r.
Źródło: opracowanie własne

3.3.2 Analiza autokorelacji i autokorelacji cząstkowej.

Funkcja autokorelacji (ACF - Autocorrelation Function) bada korelację pomiędzy wartościami szeregu danych oddalonych od siebie o k punktów $ACF(k) = CF(x, x, k)$.

Dla prezentowanego szeregu czasowego należy wyznaczyć macierz kowariancji Γ_n . Jeżeli ciąg czasowy reprezentowany jest przez szereg $\{z_1, z_2, \dots, z_n\}$ to macierz kowariancji w n kolejnych momentach jest równa [6]:

$$\Gamma_n = \begin{bmatrix} \gamma_0 & \gamma_1 & \gamma_2 & \dots & \gamma_{n-1} \\ \gamma_1 & \gamma_0 & \gamma_1 & \dots & \gamma_{n-2} \\ \gamma_2 & \gamma_1 & \gamma_0 & \dots & \gamma_{n-3} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \gamma_{n-1} & \gamma_{n-2} & \gamma_{n-3} & \dots & \gamma_0 \end{bmatrix} = \sigma_z^2 \cdot \begin{bmatrix} \varsigma_0 & \varsigma_1 & \varsigma_2 & \dots & \varsigma_{n-1} \\ \varsigma_1 & \varsigma_0 & \varsigma_1 & \dots & \varsigma_{n-2} \\ \varsigma_2 & \varsigma_1 & \varsigma_0 & \dots & \varsigma_{n-3} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \varsigma_{n-1} & \varsigma_{n-2} & \varsigma_{n-3} & \dots & \varsigma_0 \end{bmatrix} = \sigma_z^2 \cdot P_n \quad (3.1)$$

$$\gamma_k = \text{cov}[z_t, z_{t+k}] = E[(z_t - \mu)(z_{t+k} - \mu)] \quad (3.2)$$

$$\varsigma_k = \frac{E[(z_t - \mu)(z_{t+k} - \mu)]}{\sqrt{E[(z_t - \mu)^2]E[(z_{t+k} - \mu)^2]}} = \frac{E[(z_t - \mu)(z_{t+k} - \mu)]}{\sigma_z^2} \quad (3.3)$$

gdzie:

- γ_k - współczynnik autokowariancji przy odstępie k
- ζ_k - współczynnik autokorelacji przy odstępie k
- σ_z^2 - wariancja procesu stochastycznego

Autokorelacja cząstkowa (PACF - *Partial Autocorrelation Function*) to korelacja szeregu z nim samym, przesuniętym o określone opóźnienie k obserwacji przy wyeliminowaniu wpływu korelacji dla wszystkich przesunięć od 1 do $k-1$. W celu wyznaczenia współczynników autokorelacji cząstkowej $\varphi_{i,j}$ można skorzystać z metody rekurencyjnej, w tym celu należy wykorzystać wzór 3.4:

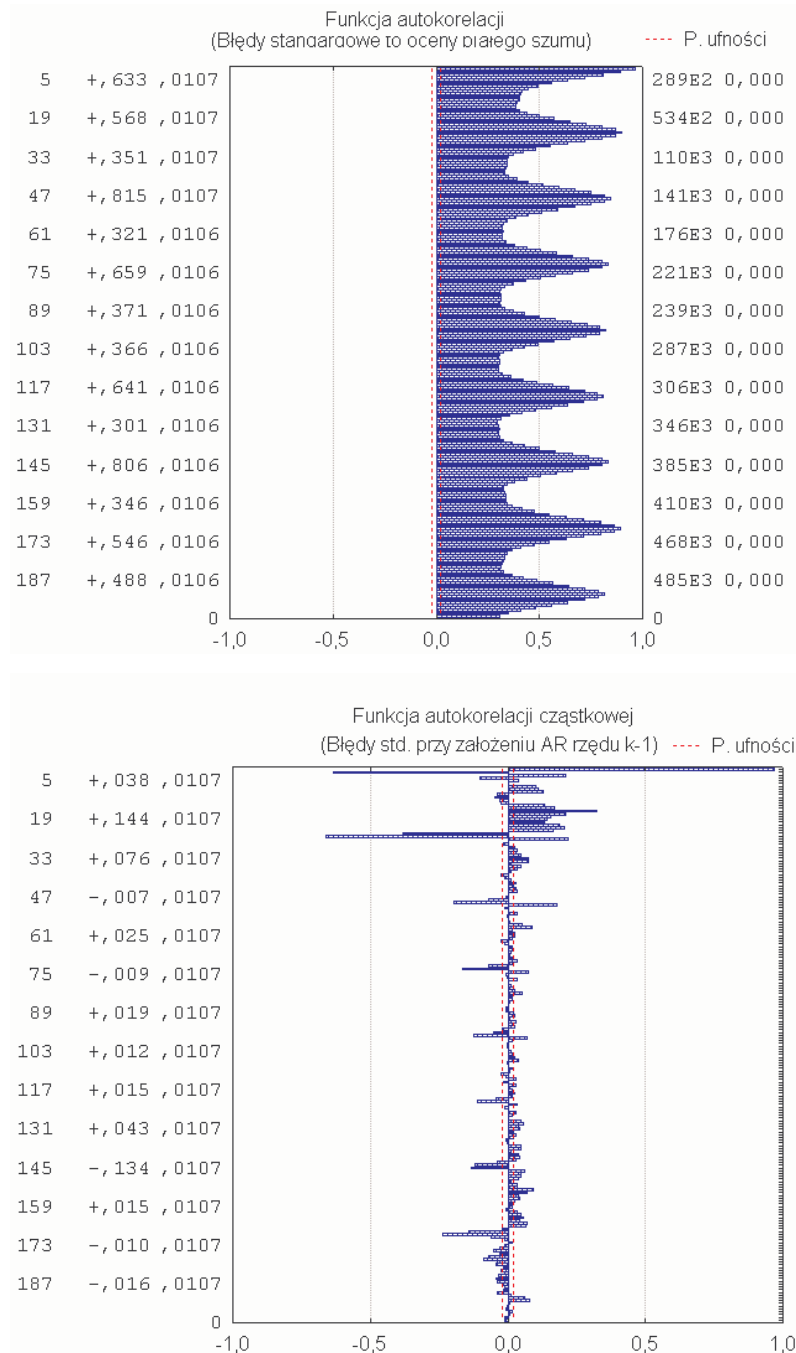
$$\varphi_{p+1,p+1} = \frac{r_{p+1} - \sum_{j=1}^p \varphi_{pj} \cdot r_{p+1-j}}{1 - \sum_{j=1}^p \varphi_{pj} \cdot r_j} \quad (3.4)$$

Wykonując obliczenia dla powyższych wzorów oraz wykorzystując operator różnicowy $\nabla^{-1}z_t$ (wzór 3.5) możemy wykryć sezonowość w badanym szeregu czasowym.

$$\nabla^{-1}z_t = D(-1)z_t = z_t - z_{t-1} = (1-B) \cdot z_t \quad (3.5)$$

Gdzie: B – operator przesunięcia wstecz

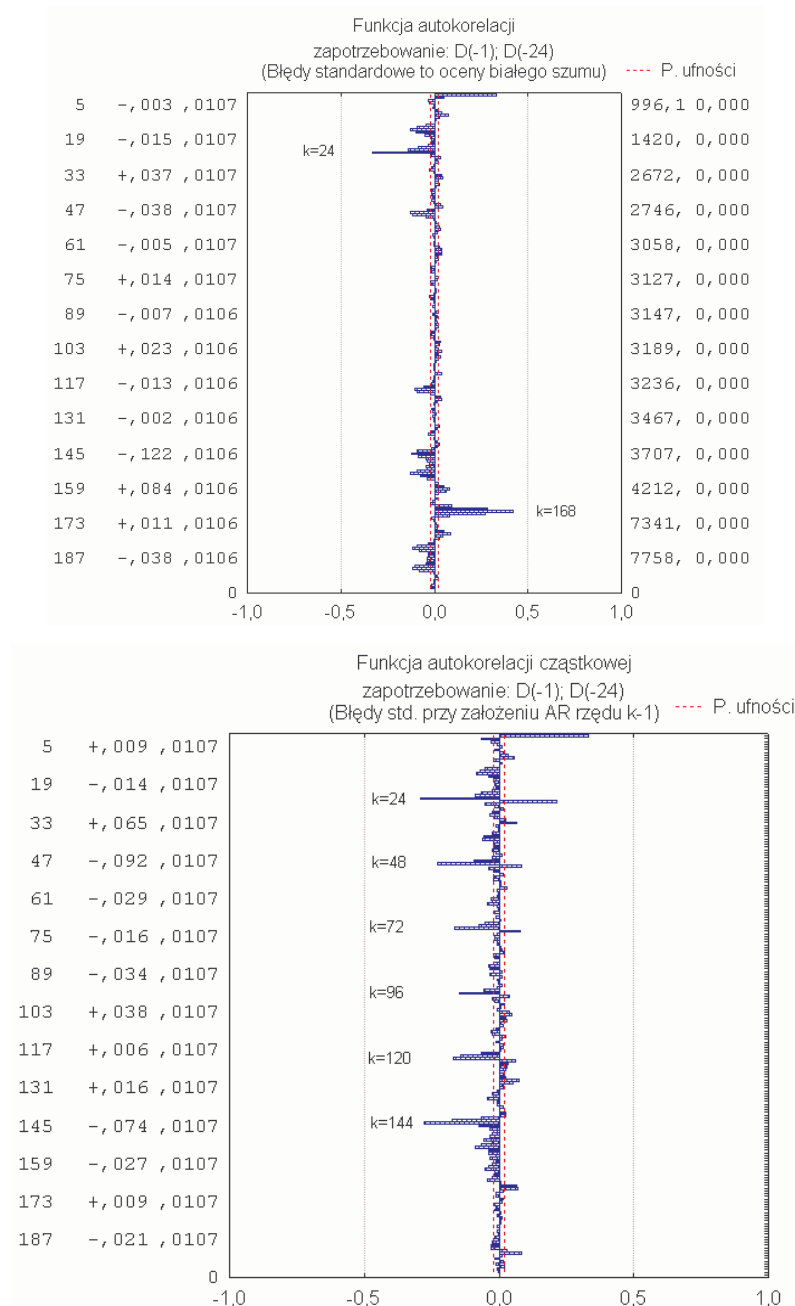
$$Bz_t = z_{t-1} \quad \text{oraz} \quad B^m z_t = z_{t-m}$$



Rysunek 3.7. Wykres autokorelacji i autokorelacji cząstkowej (k=200) dla danych za rok 2003
Źródło: opracowanie własne

Na rysunku 3.7 przedstawiającym autokorelacje dla $k=200$ widać powolne malejące słupki ale również powtarzające się cyklicznie sekwencje. Ten cykl to 24 godziny. Na wykresie autokorelacji cząstkowej widać, że największe reszty z procesu autokorelacji są dla $k = 1$ oraz $k = 24$ godziny. W związku z tym możemy dokonać różnicowania badanego szeregu czasowego, najpierw

o 1 godzinę potem o 24 godziny. Wyniki tego różnicowania oraz autokorelacje powstałego szeregu widać na rysunku 3.8.



Rysunek 3.8 Wykres autokorelacji i autokorelacji cząstkowej (k=200, D-1, D-24)

Źródło: opracowanie własne

Z powyższych wykresów widać, że wybrany szereg czasowy reprezentujący zapotrzebowanie na energię elektryczną za rok 2003, posiada kilka okresów sezonowości. Podstawowy okres to $k = 24$ godziny czyli cykl dobowy. Kolejny

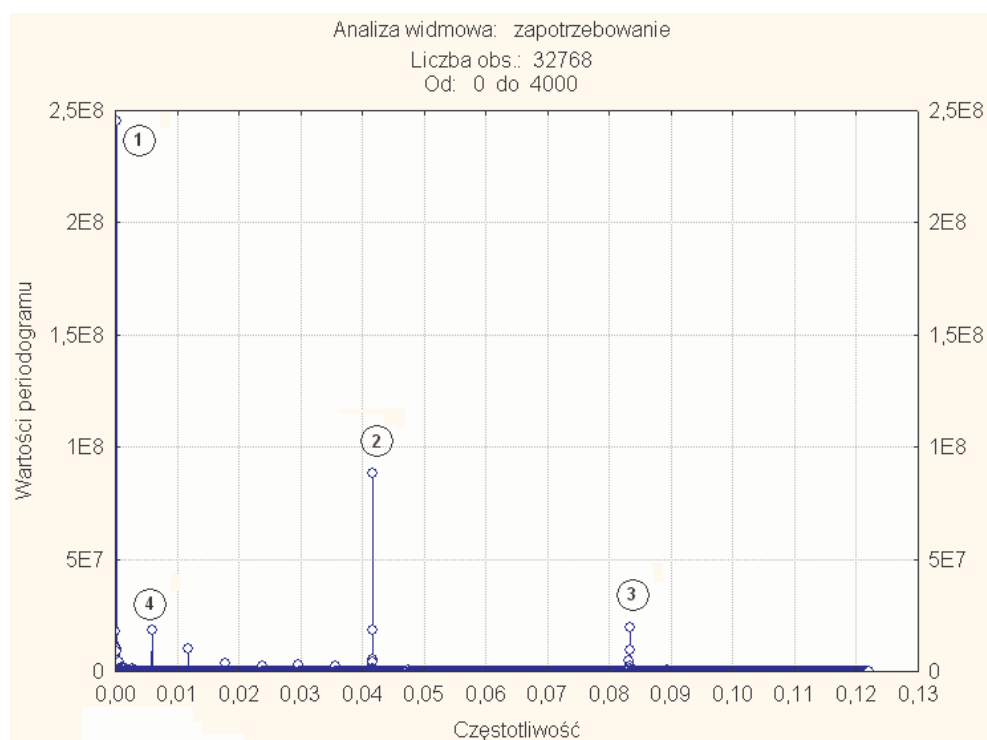
okres to $k = 168$ godzin czyli cykl tygodniowy. Wahania roczne nie były tu widoczne, ponieważ szereg czasowy brany do analizy reprezentował dane tylko z jednego roku. Ten rodzaj analizy wykorzystywany jest częściej do identyfikowania klasy obiektów przy modelach ARIMA, jednak jak widać nadaje się też do wykrywania sezonowości w badanym szeregu czasowym. Z powyższej analizy widać również, że wykryte w ten sposób dwie sezonowości są bardzo silne i nie da się ich usunąć całkowicie poprzez operację różnicowania.

3.3.3 Analiza spektralna

Analiza spektralna jest najczęściej wykonywaną analizą do celów wykrycia sezonowości w szeregach czasowych. Podstawowym narzędziem wynikającym z analizy spektralnej służącej do wykrywania sezonowości (okresowości) jest estymator gęstości spektralnej czyli periodogram. W celu otrzymania periodogramu należy zsumować kwadraty współczynników dla każdej częstotliwości. Można tego dokonać ponieważ funkcje sinus i cosinus są wzajemnie niezależne (ortogonalne). Wartości periodogramu można interpretować w kategoriach wariancji (sumy kwadratów) odpowiadającej wahaniom o konkretnej częstotliwości lub okresie. Dla wektora $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ periodogram definiowany jest wzorem:

$$I_n(\omega_k) = \frac{1}{n} \left| \sum_{t=1}^n x_t \exp[-2\pi i(t-1)\omega_k] \right|^2 \quad \text{dla } \omega_k = k/n \quad k = 1, 2, \dots, n/2 \quad (3.6)$$

Rysunek 3.9 przedstawia wyniki analizy spektralnej – periodogram. Widać, że największe wartości są dla okresu odpowiadającego za rok (1), tydzień (4) oraz dzień (2). Znajduje się tam również wiele innych harmonicznnych co jest wynikiem złożoności tego szeregu czasowego, jednak te trzy główne okresy potwierdzają wcześniejsze obserwacje wykresów oraz analizę autokorelacyjną.



Rysunek 3.9. Periodogram dla całego szeregu czasowego (lat 2000-2003)

Źródło: opracowanie własne

W tabeli 3.4 w pierwszej kolumnie zaznaczone są numery największych wartości periodogramu, które są zaznaczone na rysunku 3.9.

Tabela 3.4. Wartości 10 największych wartości periodogramu dla danych z lat 2000-2003

| Nr na wykresie | Rekord | Częstot. | Okres [godz] | Wsp. przy cos | Wsp. przy sin | Periodog | Gęstość |
|----------------|--------|----------|--------------|---------------|---------------|-----------|-----------|
| 1 | 4 | 0,000114 | 8760,00 | 130,3699 | 25,7626 | 309403501 | 138704014 |
| 2 | 1460 | 0,041667 | 24,00 | -62,1959 | -63,4240 | 138249166 | 61893628 |
| 3 | 2920 | 0,083333 | 12,00 | -16,1640 | -43,8473 | 38261226 | 17249882 |
| 4 | 209 | 0,005965 | 167,66 | 3,8151 | -25,2972 | 11466856 | 6894120 |
| | 417 | 0,011901 | 84,03 | -23,7504 | -7,5106 | 10871029 | 4972239 |
| | 8 | 0,000228 | 4380,00 | 20,0563 | 14,1175 | 10539318 | 5396609 |
| | 1 | 0,000029 | 35040,00 | 18,7719 | -8,9822 | 7587255 | 4141292 |
| | 208 | 0,005936 | 168,46 | -2,5643 | 17,2777 | 5345235 | 5323957 |
| | 2924 | 0,083447 | 11,98 | -10,9586 | 12,0883 | 4664172 | 2105084 |
| | 626 | 0,017865 | 55,97 | 8,7215 | -11,0605 | 3475933 | 1735055 |

Źródło: opracowanie własne

Podsumowując, z wykresu przedstawiającego badany szereg czasowy można było zaobserwować okresowość występującą w jego przebiegu. Okresy te odpowiadają kolejno cykлом rocznym (8760 godzin), tygodniowym (168 godzin) oraz zmianom dobowym (24 godziny). Potwierdziła to zarówno analiza autokorelacji jak i analiza spektralna. Ponadto w badanym szeregu wykryto dwa zbiory danych dla tzw. dni świątecznych oraz powszednich, co potwierdziło obliczenie godzinowych średnich dla tych dni.

3.3.4 Dekompozycja szeregu czasowego

Jak opisano w podrozdziale wcześniejszym szereg czasowy $Z(t)$ składa się ze składowej systematycznej $X(t)$ i losowej $Y(t)$ zwanej często resztami i oznaczanej $e(t)$. Składowa systematyczna dzieli się jeszcze na trzy składowe: trend, cykl, i okres (rysunek 3.1). Zatem szereg czasowy można ogólnie przedstawić następująco:

$$Z(t) = f(\text{trend}, \text{okresowość}, \text{cykl}, e(t)) \quad (3.7)$$

W zależności od rodzaju funkcji $f(\)$ mamy dwa modele dekompozycji szeregu czasowego:

- addytywny, gdzie funkcja $f(\)$ jest funkcją liniową, a model szeregu ma postać:

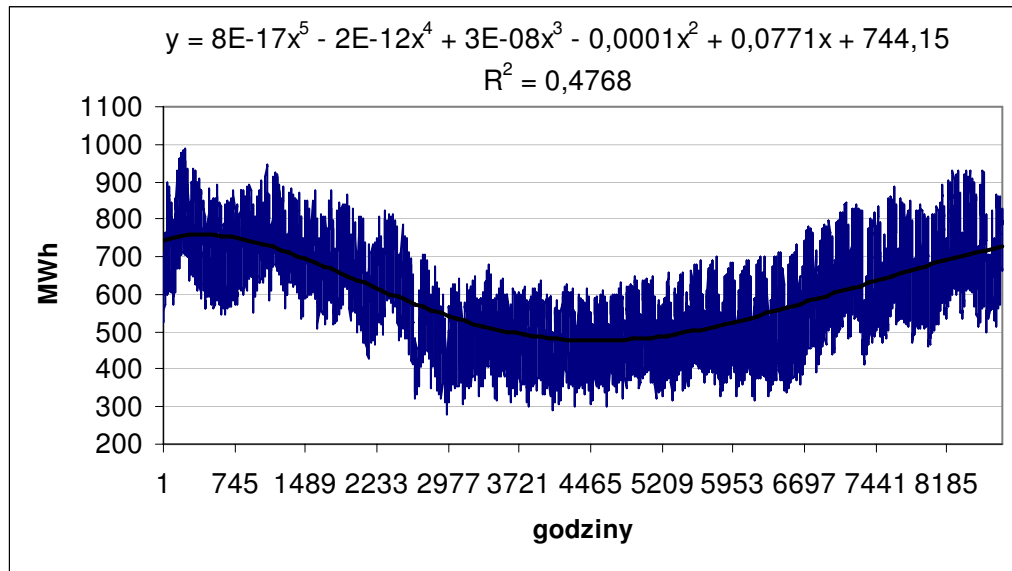
$$Z(t) = T_t + I_t + C_t + e(t) \quad (3.8)$$

- multiplikatywny, gdzie funkcja $f(\)$ jest funkcją nieliniową, wówczas model szeregu ma postać::

$$Z(t) = T_t \cdot I_t \cdot C_t \cdot e(t) \quad (3.9)$$

W dekompozycji szeregu czasowego ważne jest dobre określenie funkcji trendu. Najprostszym sposobem na wykrycie czy występuje trend w zadanym szeregu jest sporządzenie jego wykresu. Jeżeli taka prosta metoda nie wystarczy na ustalenie czy w danych występuje trend czy też nie, można posłużyć się obiektywną procedurą weryfikującą występowanie trendu, taką jak np. test serii

[74]. W przypadku badanego szeregu czasowego po sporządzeniu wykresu widać wyraźnie występowanie trendu o charakterze wielomianowym (rysunek 3.10). Jednak nie zawsze tak „dobry” trend daje najlepsze rezultaty w dekompozycji szeregu i odseparowaniu jak najmniejszego czynnika losowego $e(t)$.



Rysunek 3.10. Wykres danych dla roku 2003 z naniesionym trendem wielomianowym $k=5$.
Wszystkie parametry regresji istotne dla $t(8754)$ poziom $p < 0,05$
Źródło: opracowanie własne

Wyodrębnianie trendu może zostać dokonane dwoma metodami: mechaniczną lub analityczną.

W metodach mechanicznych stosujemy między innymi metody średniej ruchomej. W zależności od sposobu ustalania okna do obliczenia średniej wyróżniamy dwa sposoby liczenia średniej:

- średnia ruchoma zwykła:

$$\bar{y}_t = \frac{1}{2n+k} \sum_{i=-n}^n y_{t+i} \quad t = k+1, k+2, \dots, n-k \quad (3.10)$$

$$k = (2n+1)$$

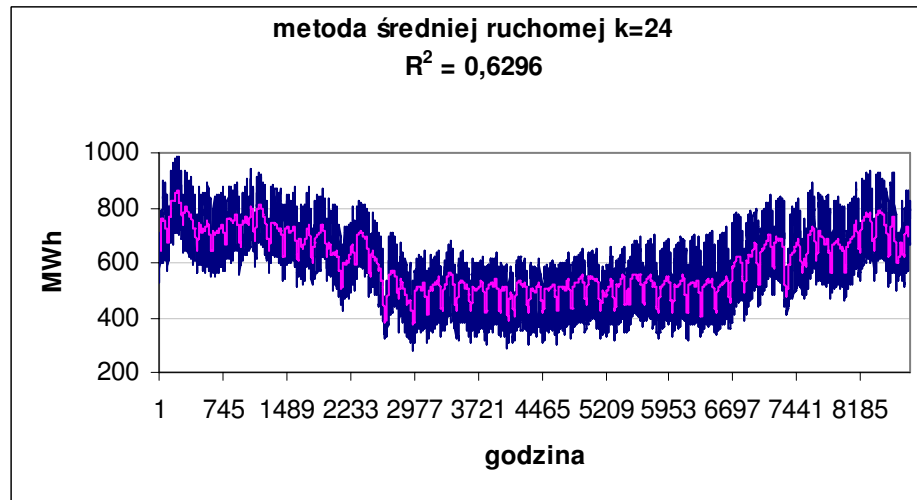
gdzie k – szerokość okna obliczania średniej ruchomej – liczba nieparzysta

- średnia ruchoma scentrowana:

$$\bar{y}_t = \frac{1}{2n} \left(\frac{1}{2} y_{t-n} + \sum_{i=-n+1}^{n-1} y_{t+i} + \frac{1}{2} y_{t+n} \right) \quad t = k+1, k+2, \dots, n-k \quad (3.11)$$

$$k = (2n)$$

gdzie k – szerokość okna obliczania średniej ruchomej, wartość parzysta



Rysunek 3.11. Modelowanie trendu metodą średniej ruchomej scentrowanej dla danych z roku 2003

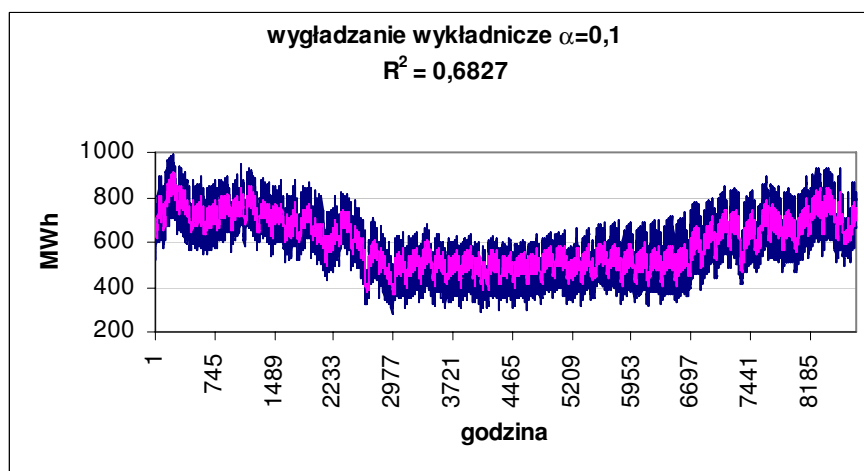
Źródło: opracowanie własne

Inny mechaniczny sposób modelowania trendu to wyrównywanie wykładnicze:

$$y_t^* = (1 - \alpha) y_{t-1}^* + \alpha \cdot y_t \quad (3.12)$$

gdzie: y_t^* - wartość wygładzonego szeregu w chwili t

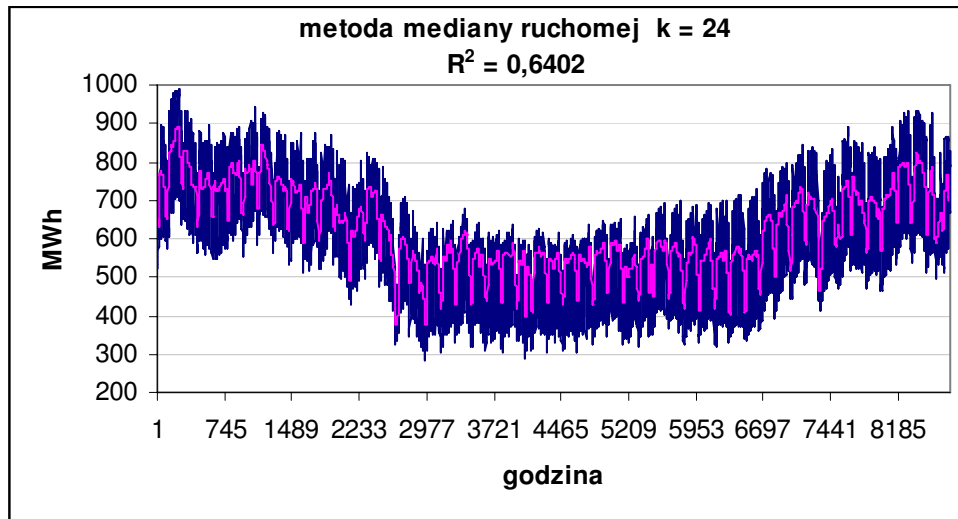
α – współczynnik wygładzania (zazwyczaj przyjmuje wartość od 0,1 do 0,4)



Rysunek 3.12. Modelowanie trendu metodą wygładzania wykładniczego dla danych z roku 2003

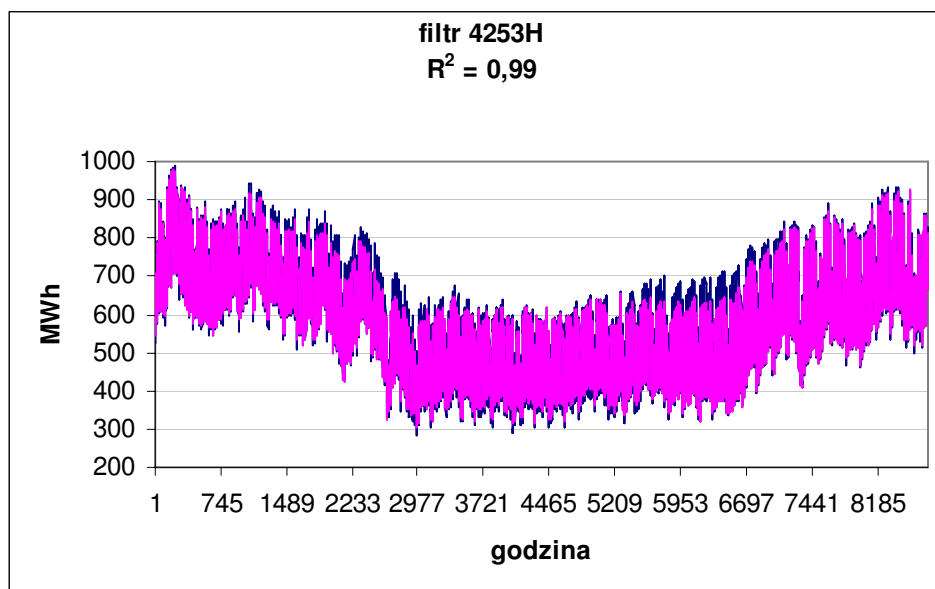
Źródło: opracowanie własne

Istnieje jeszcze szereg innych metod mających na celu odfiltrowanie trendu z szeregu czasowego, wśród nich można jeszcze wspomnieć o metodzie mediany ruchomej lub filtru 4253H, jednak te wymienione powyżej są najczęściej stosowane w procesie dekompozycji w celu identyfikacji składowej trendu.



Rysunek 3.13. Modelowanie trendu metodą mediany ruchomej dla danych z roku 2003

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.14. Modelowanie trendu metodą filtra 4253H dla danych z roku 2003

Źródło: opracowanie własne

Metody analityczne identyfikacji trendu w szeregu czasowym polegają na wyznaczeniu równania matematycznego wyrażającego postać funkcji trendu czyli danej wielkości w funkcji czasu. Wyróżniamy tu szereg funkcji trendu, najczęściej występujące to funkcje: liniowe, potęgowe, wykładnicze, wielomianowe i logarytmiczne. Rysunek 3.10 przedstawia dopasowanie analitycznej funkcji trendu wielomianem stopnia $k=5$.

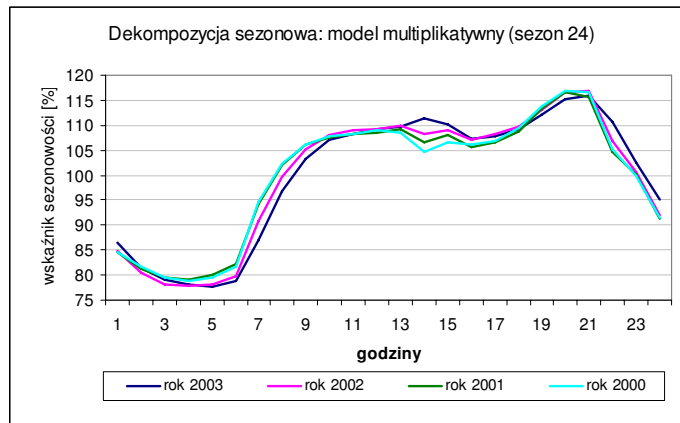
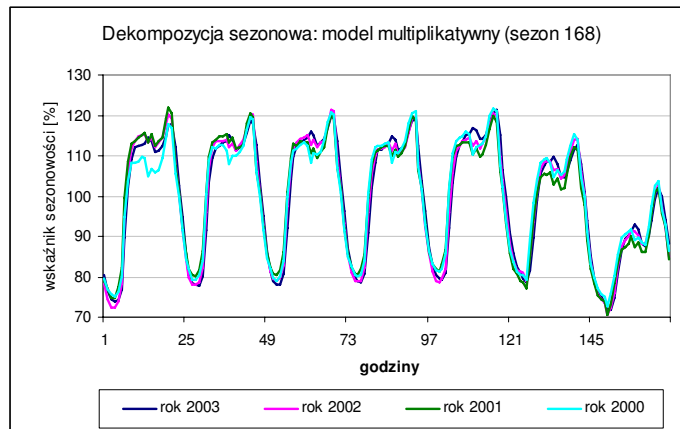
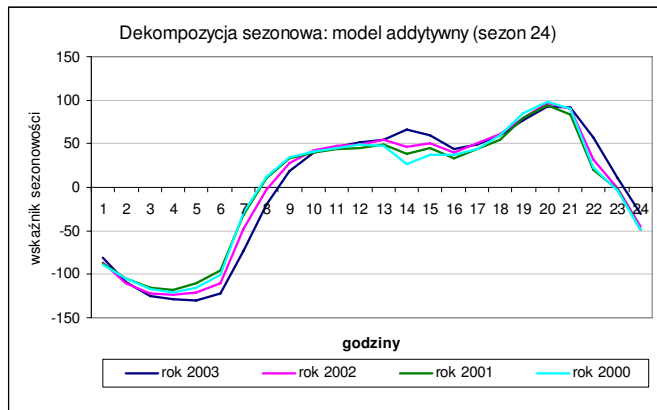
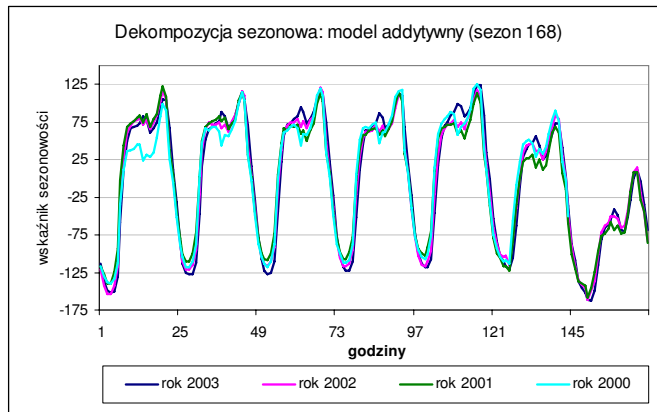
Stopień dopasowania danej funkcji trendu do danych określa współczynnik R^2 , tzw. współczynnik determinacji.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_t (y_t - y_t^*)^2}{\sum_t (y_t - \bar{y})^2} \quad (3.13)$$

Współczynnik determinacji przyjmuje wartości z przedziału (0, 1). Jego dopełnienie do jedności mówi ile procent zmienności danych nie jest w stanie wyjaśnić dany model trendu.

Ponieważ analizowany szereg czasowy ma dwa znaczące okresy $T_1 = 24$ godziny i $T_2 = 168$ godzin, należy dokonać dekompozycji sezonowej dla tych okresów. Metoda postępowania przy obliczaniu wskaźników sezonowości została opisana w rozdziale trzecim. W celu identyfikacji składowej trendu przy dekompozycji szeregu czasowego została wykorzystana metoda scentrowanej średniej ruchomej $k= 24$ dla modelu pierwszego ($T_1 = 24$) oraz $k = 168$ dla modelu drugiego ($T_2 = 168$).

Rysunek 3.15 pokazuje efekt dekompozycji dla modelu addytywnego i multiplikatywnego. Widać, że lata 2001-2003 są do siebie bardzo podobne, a rok 2000 trochę od nich odstaje. Można też zauważyć, że największa różnica występuje w godzinach od 14:00 do 16:00. Różnice te występują zarówno w modelu addytywnym jak i multiplikatywnym. W tych godzinach następował w badanych latach wzrost poboru energii.



Rysunek 3.15. Wykresy modeli sezonowych dla lat 2000-2003*Źródło: opracowanie własne*

Po wyznaczeniu składowej sezonowej oraz trendu można obliczyć jaki procent zawierają poszczególne składowe szeregu. W tym celu należy wyliczyć współczynnik dopasowania R^2 tzw. współczynnik determinacji dla dwóch par ciągów. Najpierw obliczamy R^2 dla ciągu oryginalnego $\{Z_t\}$ oraz obliczonego trendu. Następnie R_{pop}^2 dla drugiej pary tj. oryginalnego ciągu $\{Z_t\}$ i trendu skorygowanego o wskaźniki sezonowe $\{Z_{pop}\}$.

| Model addytywny | Model multiplikatywny |
|--------------------------|-------------------------------------|
| $Z_{pop} = T_{ti} + C_i$ | $Z_{pop} = T_{ti} \cdot C_i$ (3.14) |

Z tych dwóch wartości R^2 oraz R_{pop}^2 można wyliczyć poszczególne procentowe udziały składowych szeregu czasowego.

| | |
|----------------------|-----------------------------------|
| Trend | $T_{\%} = R^2$ (3.15) |
| Sezonowość | $S_{\%} = R_{pop}^2 - R^2$ (3.16) |
| Składnik losowy e(t) | $e_{\%} = 1 - R_{pop}^2$ (3.17) |

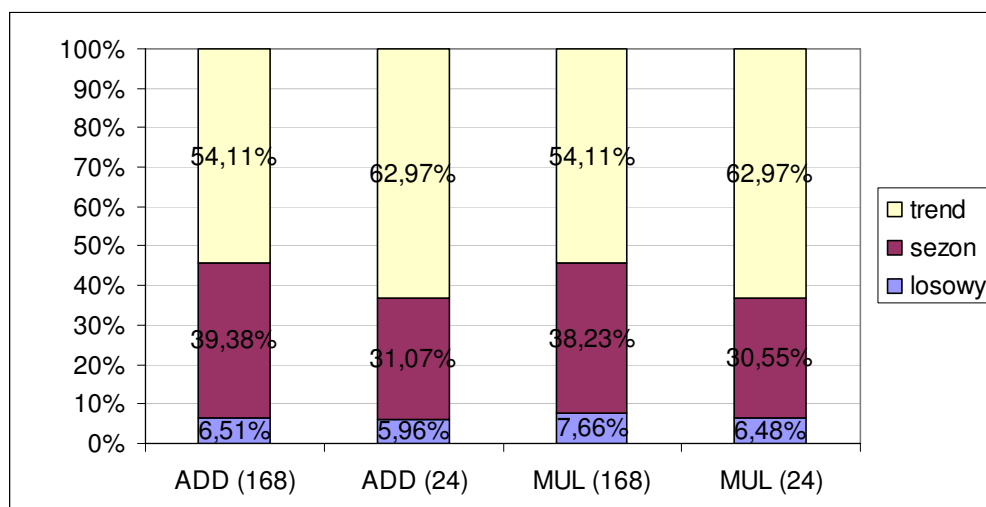
Ponieważ z wykresów sezonowości wynika, że model sezonowy w kolejnych badanych latach jest do siebie zbliżony, dalsza analiza sezonowości została wykonana na podstawie roku 2003.

Tabela 3.5. Różne modele sezonowości dla 2003 r.

| | Model addytywny (ADD) | | Model Multiplikatywny (MUL) | |
|----------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------------|--------------|
| | (sezon 168) | (sezon 24) | (sezon 168) | (sezon 24) |
| R^2 | 0,5411 | 0,6297 | 0,5411 | 0,6297 |
| R_{pop}^2 | 0,9349 | 0,9404 | 0,9234 | 0,9352 |
| czynnik losowy e(t) | 6,51% | 5,96% | 7,66% | 6,48% |
| sezonowość | 39,38% | 31,07% | 38,23% | 30,55% |

| | | | | |
|-------|--------|--------|--------|--------|
| trend | 54,11% | 62,97% | 54,11% | 62,97% |
|-------|--------|--------|--------|--------|

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.16. Dekompozycja szeregu czasowego na składniki będące oddziaływaniem trendu, sezonowości oraz czynników losowych dla 2003 r.

Źródło: opracowanie własne

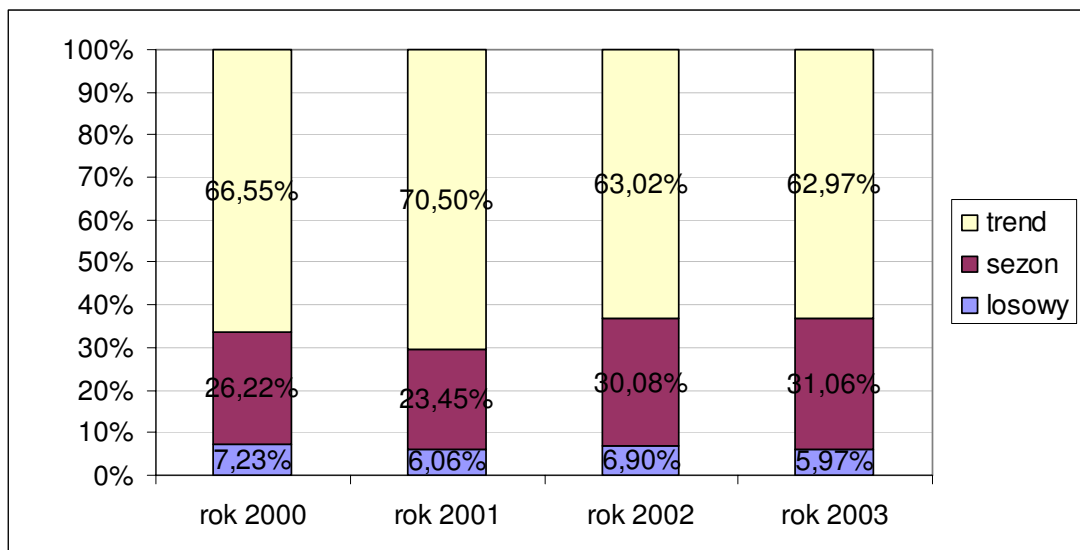
Na podstawie tabeli 3.5 widać, że przyjmując kryterium minimalizacji czynnika losowego, model addytywny jest lepszy od modelu multiplikatywnego.

W tabeli 3.6 zestawiono wyniki dekompozycji szeregu dla danych z 2000-2003 roku. Biorąc pod uwagę to, że model addytywny okazał się lepszym modelem, analiza ta została wykonana tylko dla modelu addytywnego.

Tabela 3.6. Wyniki dekompozycji szeregu czasowego na składniki będące oddziaływaniem trendu, sezonowości oraz czynników losowych dla danych z lat 2000-2003, model ADD (24)

| | rok 2000 | rok 2001 | rok 2002 | rok 2003 |
|---------------------|----------|----------|----------|----------|
| R^2 | 0,6655 | 0,7050 | 0,6302 | 0,6297 |
| R_{pop}^2 | 0,9277 | 0,9394 | 0,9310 | 0,9403 |
| czynnik losowy e(t) | 7,23% | 6,06% | 6,90% | 5,97% |
| sezonowość | 26,22% | 23,45% | 30,08% | 31,06% |
| trend | 66,55% | 70,50% | 63,02% | 62,97% |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.17. Dekompozycja szeregu czasowego na składniki będące oddziaływaniem trendu, sezonowości oraz czynników losowych dla danych z lat 2000-2003, model ADD (24)

Źródło: opracowanie własne

Jak widać, czynnik losowy we wszystkich latach utrzymuje się na poziomie około 6%, jedynie w rok 2000 jest powyżej 7%. Jak już zaobserwowano wcześniej (rysunek 3.15), model sezonowości dla roku 2000 różni się najbardziej od pozostałych lat.

3.4 Wpływ czynników zewnętrznych

Jak wykazano w punkcie wcześniejszym, działanie czynników przypadkowych (losowych) w badanym szeregu czasowym jest na poziomie około 6%. Ustalenie tych czynników i ich zidentyfikowanie oraz opisanie w postaci funkcji analitycznej jest prawie niemożliwe. Wśród tych czynników można wymienić dwie główne grupy: czynniki naturalne oraz czynniki społeczno-kulturalne. Grupy te były zaprezentowane w rozdziale wcześniejszym przy omawianiu makrootoczenia marketingowego (rys. 2.2).

Czynniki naturalne to przede wszystkim wpływ klimatu czyli zmiana parametrów meteorologicznych.

Czynniki społeczno-kulturalne związane są z różnymi wydarzeniami masowymi np. kulturalnymi, religijnymi, sportowymi, politycznymi itp.

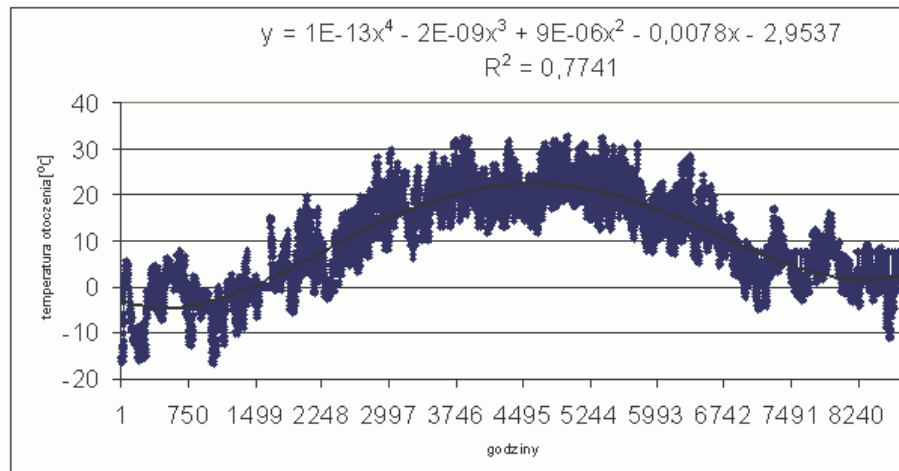
O ile pierwsza grupa, czyli parametry meteorologiczne, jest łatwa do zmierzenia i zidentyfikowania jako zjawisko, to znalezienie analitycznego opisu wpływu tych parametrów jest bardzo trudne. Z drugą grupą jest jeszcze trudniej, bo w ich przypadku występuje nawet problem z ich identyfikacją. Czynniki te niekiedy w istotny sposób wpływają na zwiększenie lub zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną w danym regionie (lub całym kraju). Ponieważ te zjawiska występują bardzo rzadko i są nieregularne, więc ich oddziaływanie jest prawie niemożliwe do uwzględnienia w sposób analityczny. Jedynym wyjściem jest tu metoda ekspercka. Z tych względów w tym punkcie zostanie poddana analizie tylko pierwsza grupa, tj. parametry meteorologiczne.

W literaturze można znaleźć przykłady takiej analizy [56], jednak trzeba być ostrożnym w korzystaniu z gotowych wzorców, gdyż takie analizy należy wykonywać każdorazowo dla konkretnego regionu. Wśród ważnych danych meteorologicznych mających wpływ na pobór energii elektrycznej można wymienić:

- temperaturę otoczenia
- prędkość wiatru,
- zachmurzenie,
- opady deszczu,
- opady śniegu.

Z powodu trudności w dostępie do dokładnych danych powyższych parametrów, analiza zostanie przeprowadzona tylko dla temperatury otoczenia. Jest to parametr najczęściej wykorzystywany jako dodatkowe źródło informacji przy wykonywaniu prognoz krótkoterminowych. Pozostałe parametry meteorologiczne są uwzględniane niezwykle rzadko i tylko w ich ekstremalnych (krytycznych) wartościach. Jak wiadomo prognozowanie pogody jest samo w sobie bardzo trudnym zadaniem i jest obarczone dużym błędem. Jednak im krótszy horyzont, na który trzeba wykonać tę prognozę, tym ryzyko popełnienia dużego błędu znacznie maleje. W naszym przypadku gdy chodzi o horyzont 2-3 godziny do przodu prognozy są obarczone niewielkim błędem. Aby mieć świadomość jak zmienia się temperatura na przełomie lat, należy sporządzić

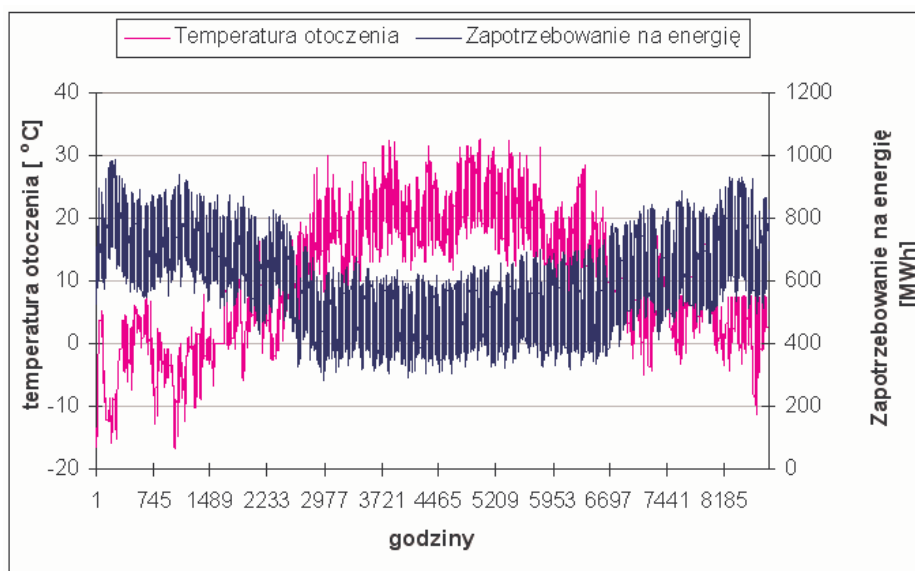
podobnie jak dla danych zapotrzebowania na energię elektryczną wykres zależności temperatury od czasu (dni, godzin).



Rysunek 3.18. Wartość temperatury otoczenia dla roku 2003 z naniesionym trendem wielomianową $k=3$. Wszystkie parametry regresji istotne dla $t(8755)$ poziom $p < 0,05$

Źródło: opracowanie własne

Jak widać na wykresie (rysunek 3.18), temperatura jest to parametr zmieniający się w okresie roku dość przewidywalnie tzn. również wzrokowo można ocenić funkcję trendu. Lecz występują duże wahania wokół tej linii w poszczególnych okresach (tygodnie miesiące), zwłaszcza przejściowych tj. zima, wiosna itp.



Rysunek 3.19. Zależność temperatury i zapotrzebowania na energię elektryczną od czasu (dane godzinowe)

Źródło: opracowanie własne

Jak widać na rysunku 3.19, istnieje powiązanie odwrotne tych dwóch parametrów. Do wykrycia korelacji między tymi zmiennymi można posłużyć się

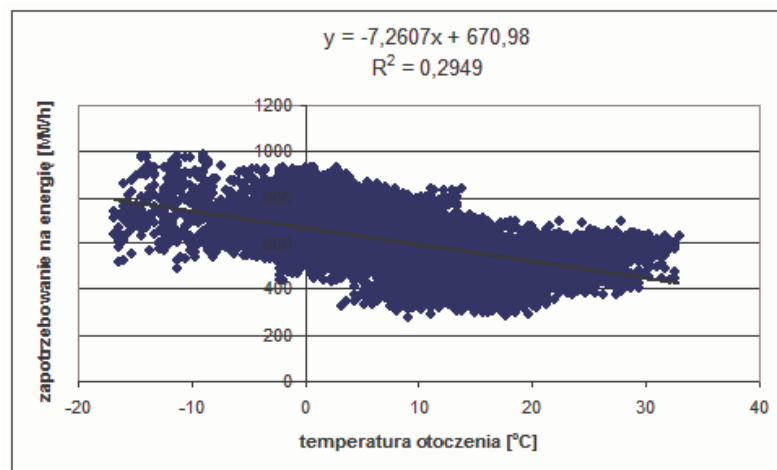
znowu współczynnikiem R^2 . Pierwiastek współczynnika determinacji R , określany współczynnikiem korelacji wielorakiej, informuje o sile związku liniowego pomiędzy zmienną Y a zmienną X . Po sporządzeniu wykresu (rysunek 3.20) i wyliczeniu równania regresji oraz współczynnika korelacji, należy wykonać ocenę istotności całego modelu regresyjnego jak i zbadać istotność poszczególnych współczynników równania regresji.

Poniżej została wykonana analiza korelacji dla modelu określonego jedną zmienną objaśniającą – „temperatura otoczenia” oraz zmienną prognozowaną – „wielkość zapotrzebowania na energię”.

Tabela 3.7. Wyniki statystyk dla analizy regresji dla roku 2003 (dane godzinowe)

| N=8670 | Podsumowanie regresji zmiennej zależnej: zapotrzebowanie $R = ,54303506$ $R^2 = ,29488707$ Skoryg. $R^2 = ,29480656$ $F(1,8758) = 3662,7$ $p < 0,0000$ Błąd std. estymacji: 115,46 $t_{(0,05; 8758)} = 1,960235$ | | | |
|-------------|---|------------|---------|----------|
| | B | Błąd st. B | t(8758) | Poziom p |
| W. wolny | 670,98 | 1,6992 | 394,86 | 0,0000 |
| temperatura | -7,26 | 0,1199 | -60,52 | 0,0000 |

Źródło: opracowanie własne

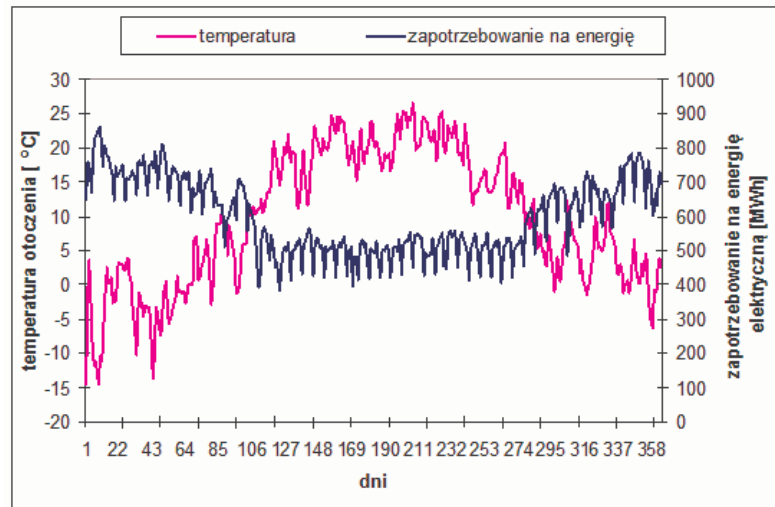


Rysunek 3.20. Zależność zapotrzebowania na energię elektryczną od temperatury otoczenia – rok 2003 (dane godzinowe)

Źródło: opracowanie własne

Jak widać na rysunku 3.20, współczynnik determinacji R^2 jest dość mały. Wynika to z dosyć dużej zmienności godzinowej temperatury. W celu

wyeliminowania tej zmienności, dalsza analiza przeprowadzana będzie na danych uśrednionych dobowo.

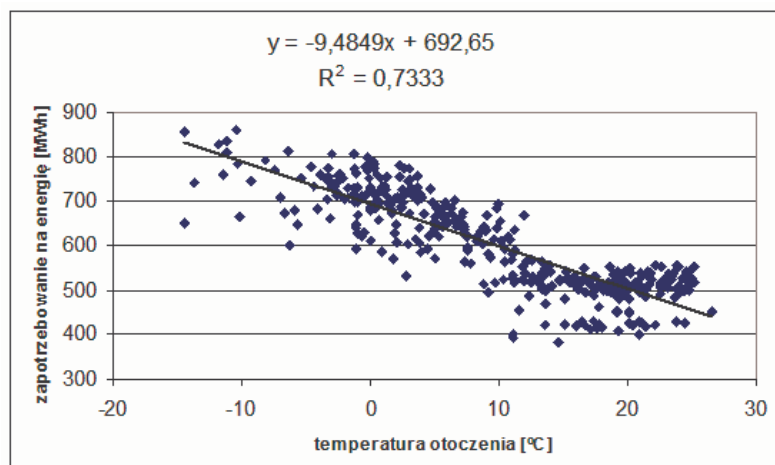


Rysunek 3.21. Wykres zmiennej temperatura i zapotrzebowanie na energię elektryczną -roku 2003 (uśrednione dane dobowe)
Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.8. Wyniki statystyk dla analizy regresji -roku 2003 (uśrednione dane dobowe)

| N=365 | Podsumowanie regresji zmiennej zależnej: zapotrzebowanie $R = ,85633208$ $R^2 = ,73330462$ Skoryg. $R^2 = ,73256993$ $F(1,363) = 998,10$ $p < 0,0000$ Błąd std. estymacji: 56,062 $t_{(0,05; 363)} = 1,966521$ | | | |
|-------------|---|------------|----------|----------|
| | B | Błąd st. B | t | Poziom p |
| W. wolny | 692,6489 | 4,142787 | 167,1939 | 0,00 |
| temperatura | -9,4849 | 0,300222 | -31,5928 | 0,00 |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.22. Zależność zapotrzebowania na energię elektryczną od temperatury otoczenia – rok 2003 (uśrednione dane dobowe)
Źródło: opracowanie własne

Po uśrednieniu danych dobowo wielkość współczynnika R^2 zdecydowanie wzrosła do wartości 0,7333. Wartość statystyki $F(1,356)$ weryfikującej hipotezę o istotności współczynnika determinacji R^2 jest większa od $F_{(\alpha, v_1, v_2)}$, więc należy odrzucić hipotezę zerową o braku zależności liniowej i przyjąć hipotezę alternatywną. Zatem wyniki należy uznać za istotne. Możemy powiedzieć, że występuje korelacja ujemna między badanymi zmiennymi. Wartość parametru *poziom* p jest równa zero, więc prawdopodobieństwo popełnienia błędu w uznaniu wyników z próby za istotne jest bardzo małe.

Przyglądając się rysunkowi 3.22 można zauważyć, że powyżej temperatury około 10°C punkty układają się poziomo. Taki układ świadczy o nieczułości modelu na zmiany temperatury powyżej tego zakresu. Z analizy wzrokowej wynika, że w granicach tej temperatury występuje tzw. punkt zwrotny modelu. Aby to udowodnić należy sprawdzić stabilność modelu. Do tego celu można posłużyć się testem Chowa, który bada czy w zbudowanym modelu liniowym występuje załamanie strukturalne. Analiza ta polega na weryfikacji hipotezy zerowej H_0 , stwierdzającej brak załamania strukturalnego w określonej temperaturze t_x . Sprawdzianem hipotezy jest statystyka:

$$F = \frac{\frac{(SSE - SSE_1 - SSE_2)}{K + 1}}{\frac{(SSE_1 + SSE_2)}{n_1 + n_2 - 2 \cdot (K + 1)}} \quad (3.18)$$

Gdzie: n_1, n_2 – liczba obserwacji zmiennej prognozowanej w modelu 1 i 2

SSE – suma kwadratów reszt poszczególnych modeli

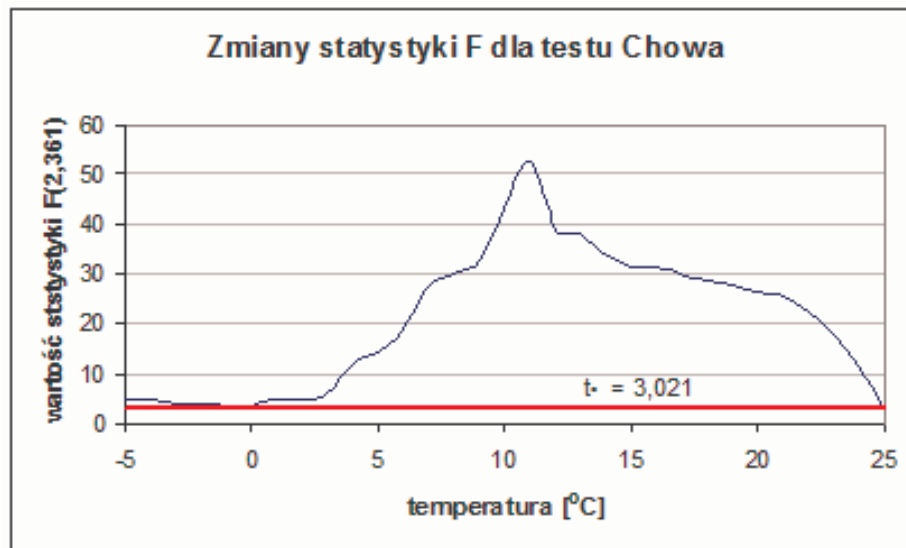
Jeżeli hipoteza zerowa jest prawdziwa, to statystyka F ma rozkład F-Snedecora o $v_1 = K+1$ i $v_2 = n_1 + n_2 - 2(K+1)$ stopniach swobody. Przy poprawności hipotezy zerowej wartość tej statystyki nie może przekraczać wartości krytycznej $F_{(\alpha, v_1, v_2)}$

Rysunek 3.23 przedstawia jak zmienia się wartość statystyki F z wzoru 3.18 w zależności od temperatury.

Tabela 3.9. Zależność statystyki F dla testu Chowa od temperatury dla $\alpha = 0,05$

| temperatura | F(2, 3611) | poziom p | R ² (model 1) | R ² (model 2) | F _{α} |
|-------------|------------|----------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| -1 | 3,33 | 0,0369 | 0,1295 | 0,6744 | 3,021 |
| 0 | 3,45 | 0,0329 | 0,1270 | 0,6539 | 3,021 |
| 1 | 4,68 | 0,0099 | 0,1091 | 0,6193 | 3,021 |
| 2 | 4,48 | 0,0120 | 0,1349 | 0,5929 | 3,021 |
| 3 | 6,20 | 0,0023 | 0,1384 | 0,5533 | 3,021 |
| 4 | 12,22 | 0,0000 | 0,1381 | 0,4815 | 3,021 |
| 5 | 14,43 | 0,0000 | 0,1584 | 0,4378 | 3,021 |
| 6 | 18,64 | 0,0000 | 0,2065 | 0,3424 | 3,021 |
| 7 | 27,55 | 0,0000 | 0,2233 | 0,2633 | 3,021 |
| 8 | 30,12 | 0,0000 | 0,2850 | 0,1757 | 3,021 |
| 9 | 32,83 | 0,0000 | 0,3252 | 0,1231 | 3,021 |
| 10 | 43,31 | 0,0000 | 0,3589 | 0,0479 | 3,021 |
| 11 | 52,73 | 0,0000 | 0,3931 | 0,0090 | 3,021 |
| 12 | 39,12 | 0,0000 | 0,4701 | 0,0004 | 3,021 |
| 13 | 38,12 | 0,0000 | 0,4986 | 0,0060 | 3,021 |
| 14 | 33,36 | 0,0000 | 0,5709 | 0,0317 | 3,021 |
| 15 | 31,50 | 0,0000 | 0,5906 | 0,0401 | 3,021 |
| 16 | 31,39 | 0,0000 | 0,6204 | 0,0631 | 3,021 |
| 17 | 29,71 | 0,0000 | 0,6545 | 0,0627 | 3,021 |
| 18 | 28,88 | 0,0000 | 0,6908 | 0,0222 | 3,021 |
| 19 | 27,85 | 0,0000 | 0,7028 | 0,0467 | 3,021 |
| 20 | 26,17 | 0,0000 | 0,7333 | 0,0617 | 3,021 |
| 21 | 25,38 | 0,0000 | 0,7494 | 0,0097 | 3,021 |
| 22 | 22,29 | 0,0000 | 0,7512 | 0,0048 | 3,021 |
| 23 | 17,72 | 0,0000 | 0,7481 | 0,0389 | 3,021 |
| 24 | 11,01 | 0,0000 | 0,7428 | 0,0815 | 3,021 |
| 25 | 3,03 | 0,0498 | 0,7356 | 0,8538 | 3,021 |

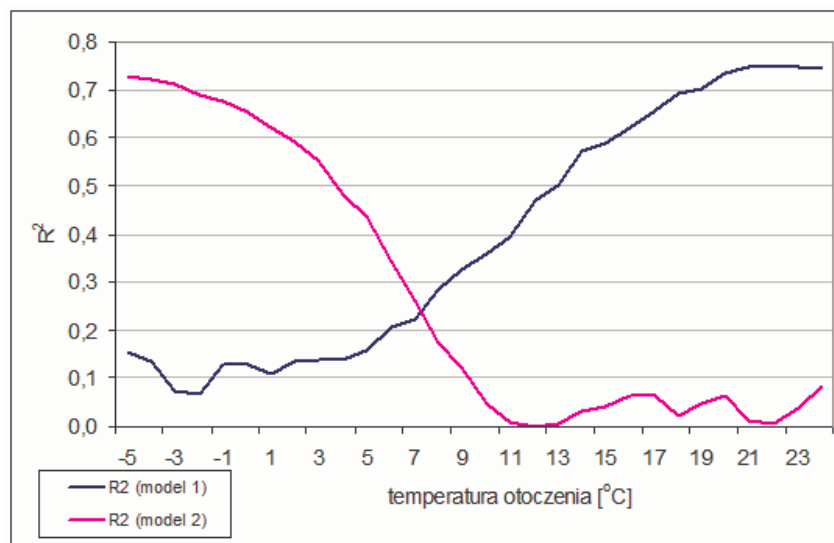
Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.23. Wartość statystyki $F(2, 361)$ w zależności od temperatury dla $\alpha = 0,05$

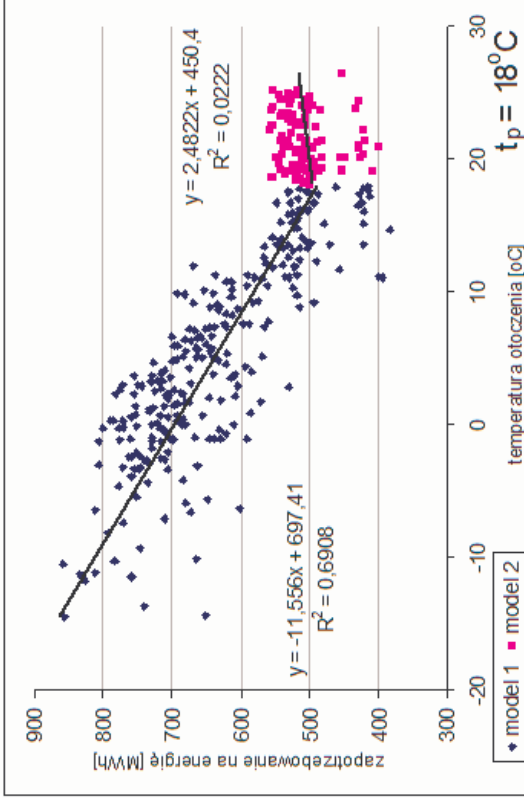
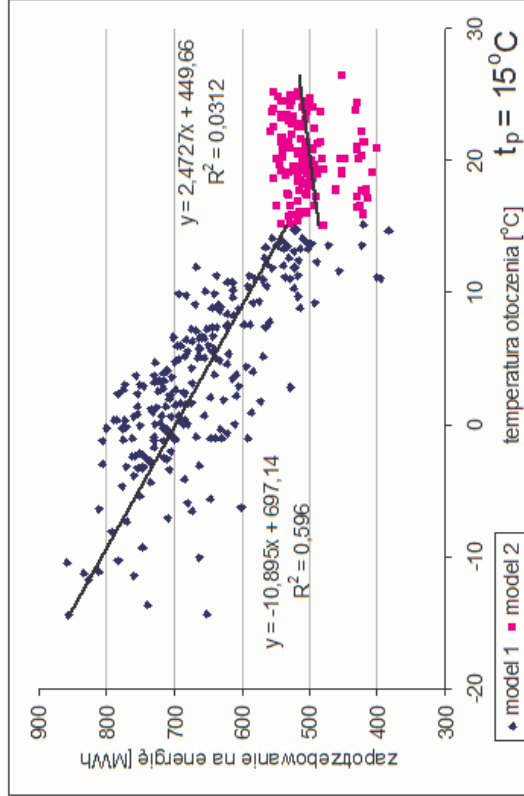
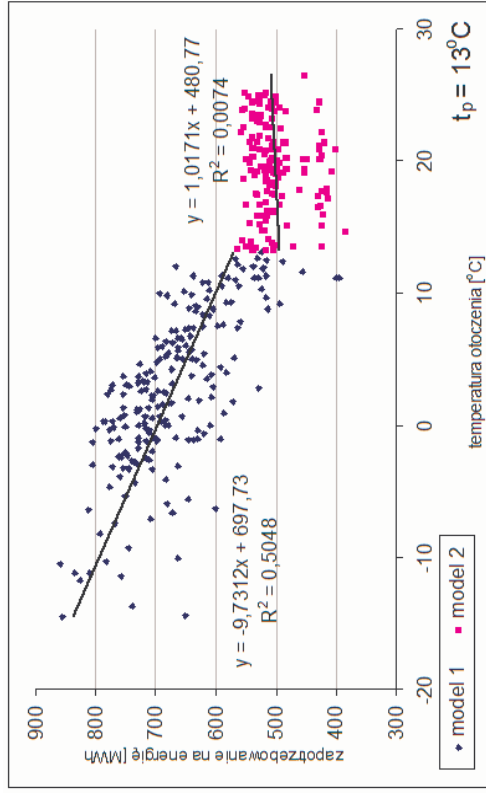
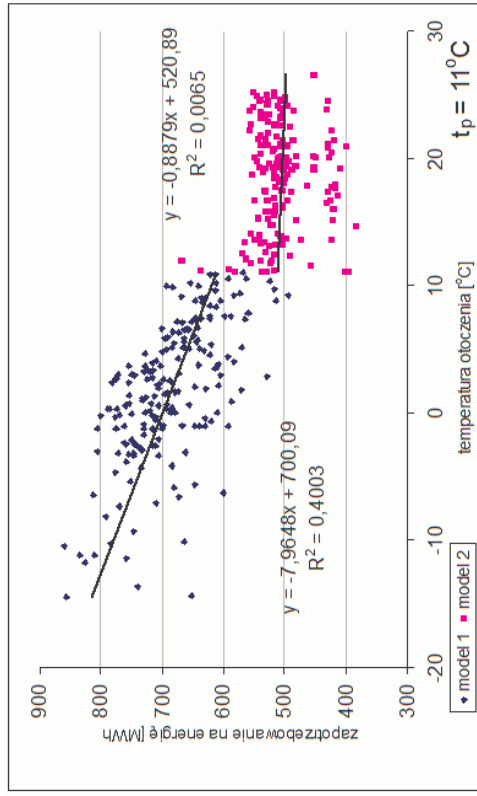
Źródło: opracowanie własne

Jak widać na powyższym wykresie, w okolicach 11°C następuje maksimum statystyki $F(2, 361)$ i ten punkt można przyjąć jako punkt przełącznikowy. Jednak większość punktów z tego wykresu leży ponad linią graniczną F_{α} więc można przyjąć jeszcze inne kryterium wyboru punktu przełączeniowego, a mianowicie jak największą wartość R^2 dla modelu 1 (rysunek 3.24).



Rysunek 3.24. Zależność współczynnika R^2 dla modelu 1 i modelu 2 od temperatury

Źródło: opracowanie własne



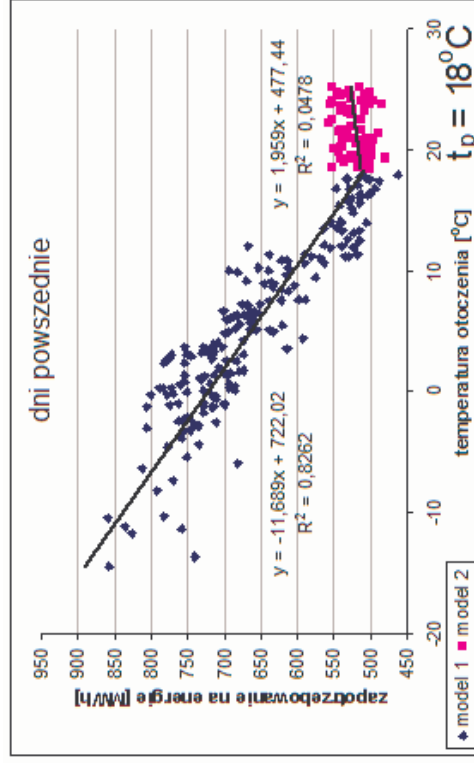
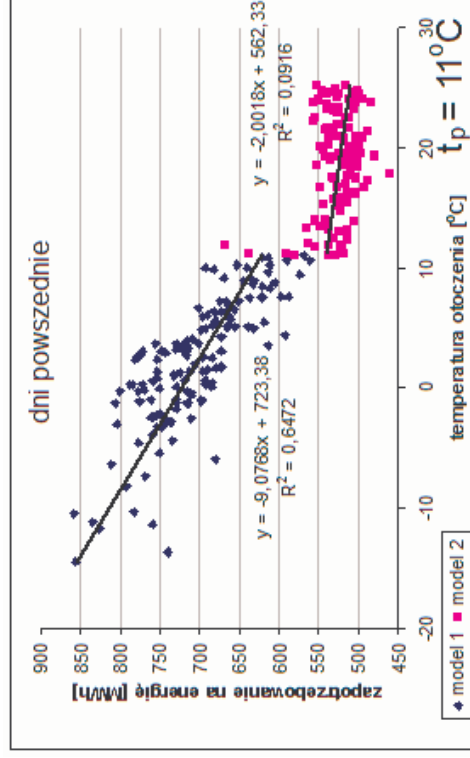
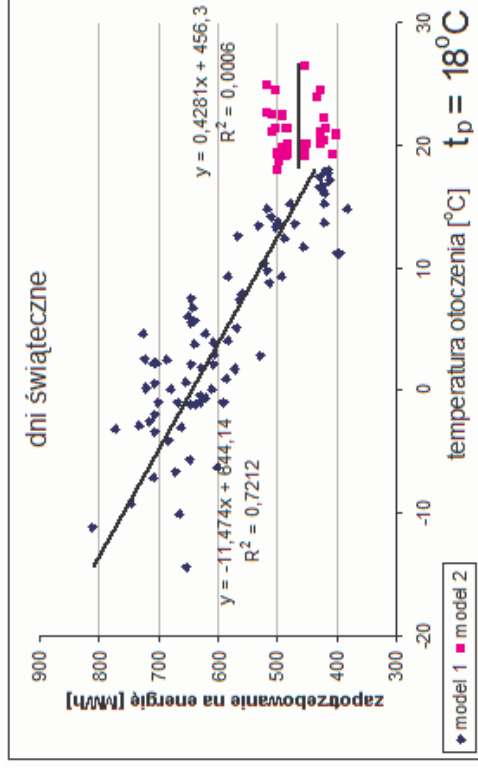
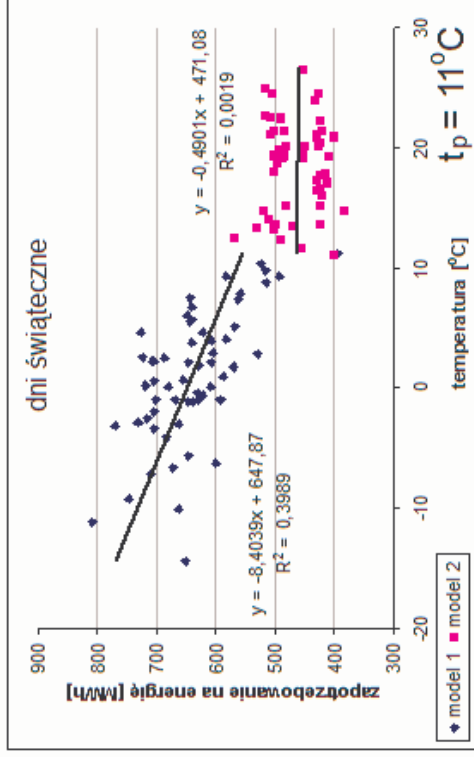
Rysunek 3.25. Modele regresji liniowej z różnymi punktami zwrotnymi t_p
Źródło: opracowanie własne

Przyjmując $t_p = 18^\circ\text{C}$ jako wartość punktu przyłączeniowego uzyskujemy lepszy wynik korelacji zmiennych w pierwszym modelu. W modelu 2 można zaobserwować zmianę relacji między zmienną zależną, a zmienną objaśnianą. Wynik korelacji modelu 2 dla $t_p > 11^\circ\text{C}$ wskazuje na mały wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wraz ze wzrostem temperatury. Tendencje te mogą jednak ulec zmianie na przełomie lat, gdyż w Polsce coraz bardziej popularne są urządzenia klimatyzacyjne, które mają istotny wpływ na pobór prądu w upalne dni. Zjawiska takie są widoczne np. na południu Europy. Na rysunku 3.25 widać dość sporo punktów odbiegających od prostej regresji. Punkty te w większości reprezentują święta kościelne i narodowe oraz dni wolne od pracy tzw. dni łączące między tymi świętami (np. 2 maja). Po podzieleniu zbioru danych na dni świąteczne i dni robocze uzyskujemy dwa zbiory danych. Po wykonaniu analizy korelacji dla każdego ze zbiorów osobno otrzymujemy jeszcze lepsze wyniki korelacji (tabela 3.10).

Tabela 3.10. Wartość współczynnika R^2 dla różnych wartości temperatury punktu przyłączeniowego

| t_p [°C] | wszystkie dni (365 dni) | | dni powszednie (253 dni) | | dni świąteczne (112 dni) | |
|---------------|----------------------------|---------------|-----------------------------|---------------|-----------------------------|---------------|
| | model 1 | model 2 | model 1 | model 2 | model 1 | model 2 |
| 11 | 0,4003 | 0,0065 | 0,6472 | 0,0916 | 0,3989 | 0,0019 |
| 15 | 0,5960 | 0,0312 | 0,7557 | 0,0381 | 0,6212 | 0,0810 |
| 18 | 0,6908 | 0,0222 | 0,8262 | 0,0478 | 0,7212 | 0,0006 |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.26. Modele regresji liniowej z różnymi punktami zwrotnymi t_p oraz podziałem na dni świąteczne i powszednie
Źródło: opracowanie własne

Podsumowując, analiza korelacji wpływu temperatury otoczenia na ilość pobieranej energii elektrycznej wykazała, że istnieje ujemna korelacja pomiędzy tymi zmiennymi. Zostało również wykazane, że powyżej pewnej temperatury t_p korelacja jest bliska zeru, więc nie ma wpływu temperatury na pobór energii elektrycznej (lub jest on tak mały, że można go pominąć). Proponowana wartość parametru t_p została określona na 18°C. Wykazano, że rodzaj dnia ma wpływ na wynik analizy korelacyjnej, więc istotne jest rozpatrywanie tego modelu po podzieleniu na dwa zbiory: dni powszednie i dni świąteczne.

Jeżeli zaistniałaby potrzeba przebadania innych parametrów metrologicznych i ich wpływ na wielkość zapotrzebowania, analiza ta powinna zostać wykonana podobnie jak powyższa analiza dla temperatury otoczenia.

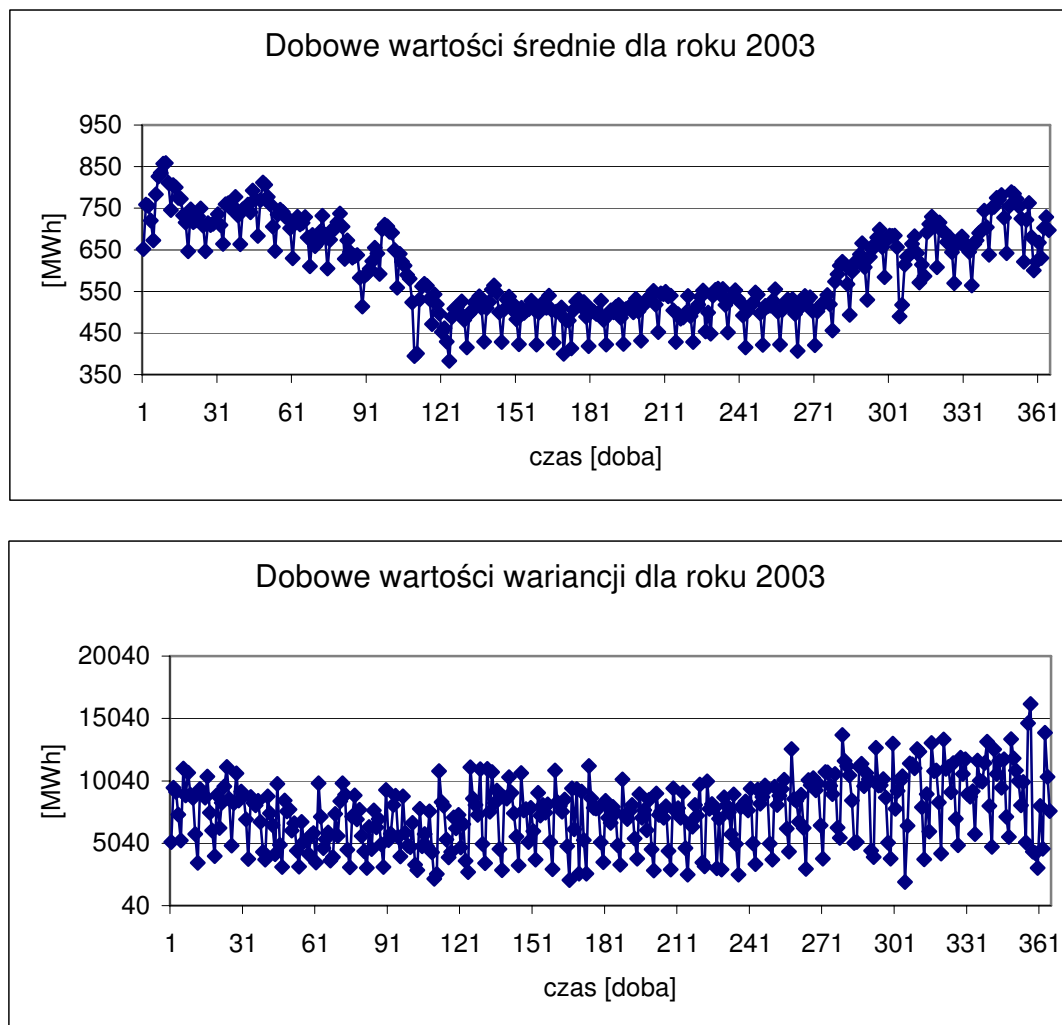
3.5 Stacjonarność szeregu czasowego

Szereg czasowy jest stacjonarny jeśli łączny rozkład zmiennych losowych jest stały, tzn. łączne i warunkowe rozkłady prawdopodobieństwa procesu nie zmieniają się przy przesunięciach w czasie. Tak zdefiniowana stacjonarność oznacza stałość w czasie wszystkich momentów zwykłych i centralnych i jest to tzw. stacjonarność ścisła. Znalezienie wspomnianych łącznych rozkładów wiąże się często z dużymi trudnościami. W przypadku badania stacjonarności do celów prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną spełnienie tak surowych warunków nie jest konieczne. Jeżeli dany szereg ma być używany do budowania modelu klasy ARMA wystarczy zbadanie, czy proces charakteryzuje się stałością dwóch pierwszych momentów. Tak zdefiniowaną stacjonarność nazywamy zatem tzw. stacjonarnością słabą (nazwaną również stacjonarnością w szerokim sensie, drugiego rzędu, lub stacjonarnością co do kowariancji), dla której podstawowe charakterystyki – średnia i wariancja – są skończone i nie zmieniają się w czasie, a kowariancje zależą wyłącznie od odległości między obserwacjami [11]. Warunek stacjonarności można zapisać w następujący sposób:

$$\begin{aligned}E(Z_t) &= E(Z_{t-k}) = \mu, \\E[(Z_t - \mu)^2] &= E[(Z_{t-k} - \mu)^2] = \sigma^2 \\E[(Z_t - \mu)(Z_{t-k} - \mu)] &= E[(Z_{t-s} - \mu)(Z_{t-k-s} - \mu)] = \gamma_k\end{aligned}$$

Niestacjonarność szeregu czasowego, tzn. niespełnienie któregoś z powyższych warunków, ma zasadnicze znaczenie w analizie ekonometrycznej jak i przy budowaniu modeli klasy ARMA. Brak stacjonarności rzutuje na właściwość wnioskowania statystycznego i może prowadzić do występowania regresji pozornej. Przeważnie do osiągnięcia stacjonarności niezbędne jest obliczenie pierwszych przyrostów szeregu, a niekiedy nawet kolejnych. Dlatego wygodnie jest w tym kontekście zastosować pojęcie szeregów zintegrowanych, zdefiniowanych przez Engla i Grangera (1987) [36] w sposób następujący: szereg niestacjonarny, który można sprowadzić do szeregu stacjonarnego, obliczając przyrosty d razy, nazywamy szeregiem zintegrowanym stopnia d .

W celu zaobserwowania zmienności wartości średniej oraz wariancji w czasie zostały obliczone statystyki dla roku 2003 przy użyciu okna o szerokości $h = 24$ czyli dla jednej doby.

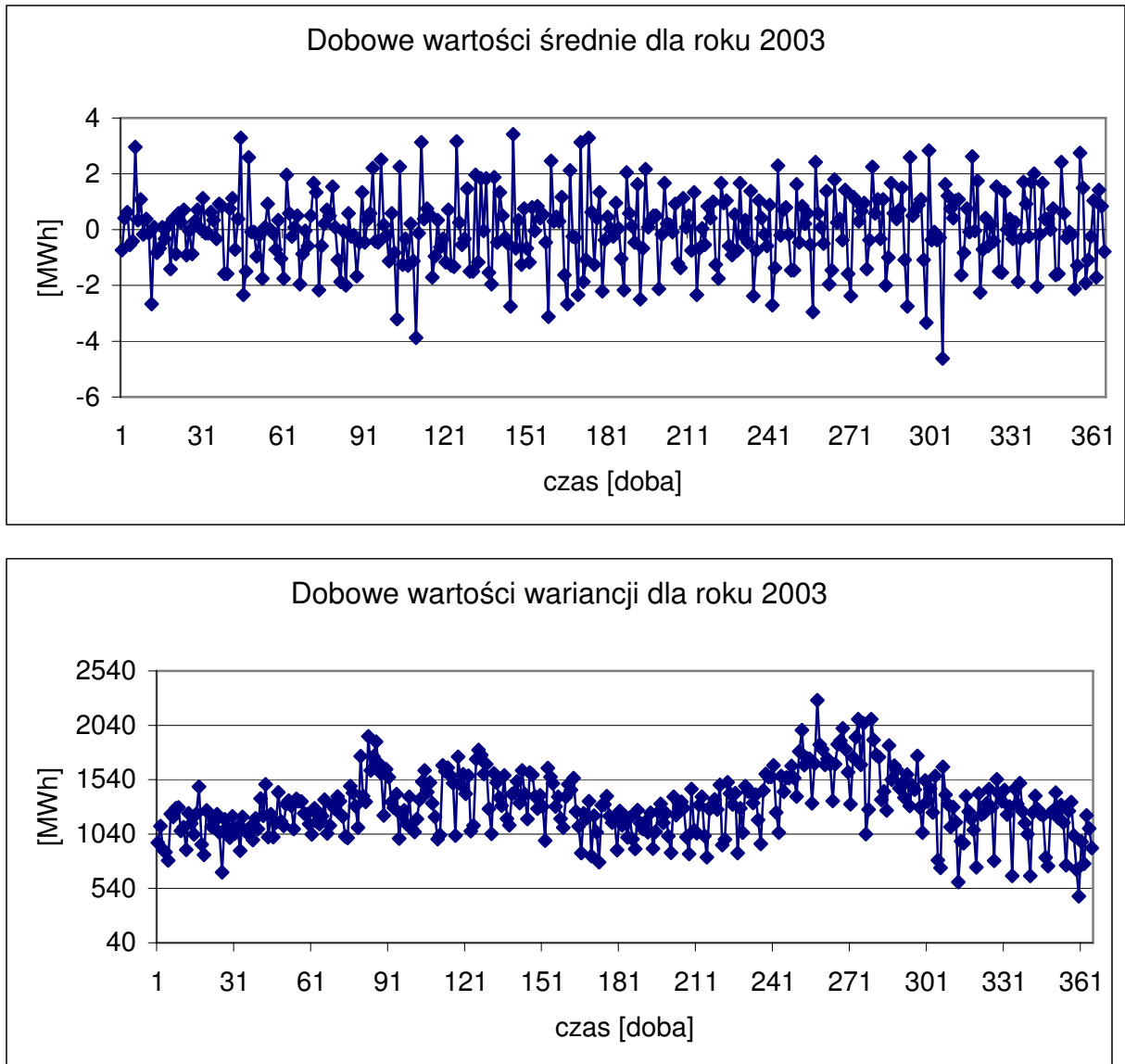


Rysunek 3.27. Statystyki dobowe dla roku 2003 - szereg nieprzetworzony

Źródło: opracowanie własne

Z powyższych wykresów widać, że w czasie zmienia się zarówno wartość średnia (działanie trendu) jak i wariancja ma dość duże wahania. Wniosek po tej analizie jest taki, że analizowany szereg nie jest stacjonarny, gdyż jego pierwsze momenty zmieniają się w czasie.

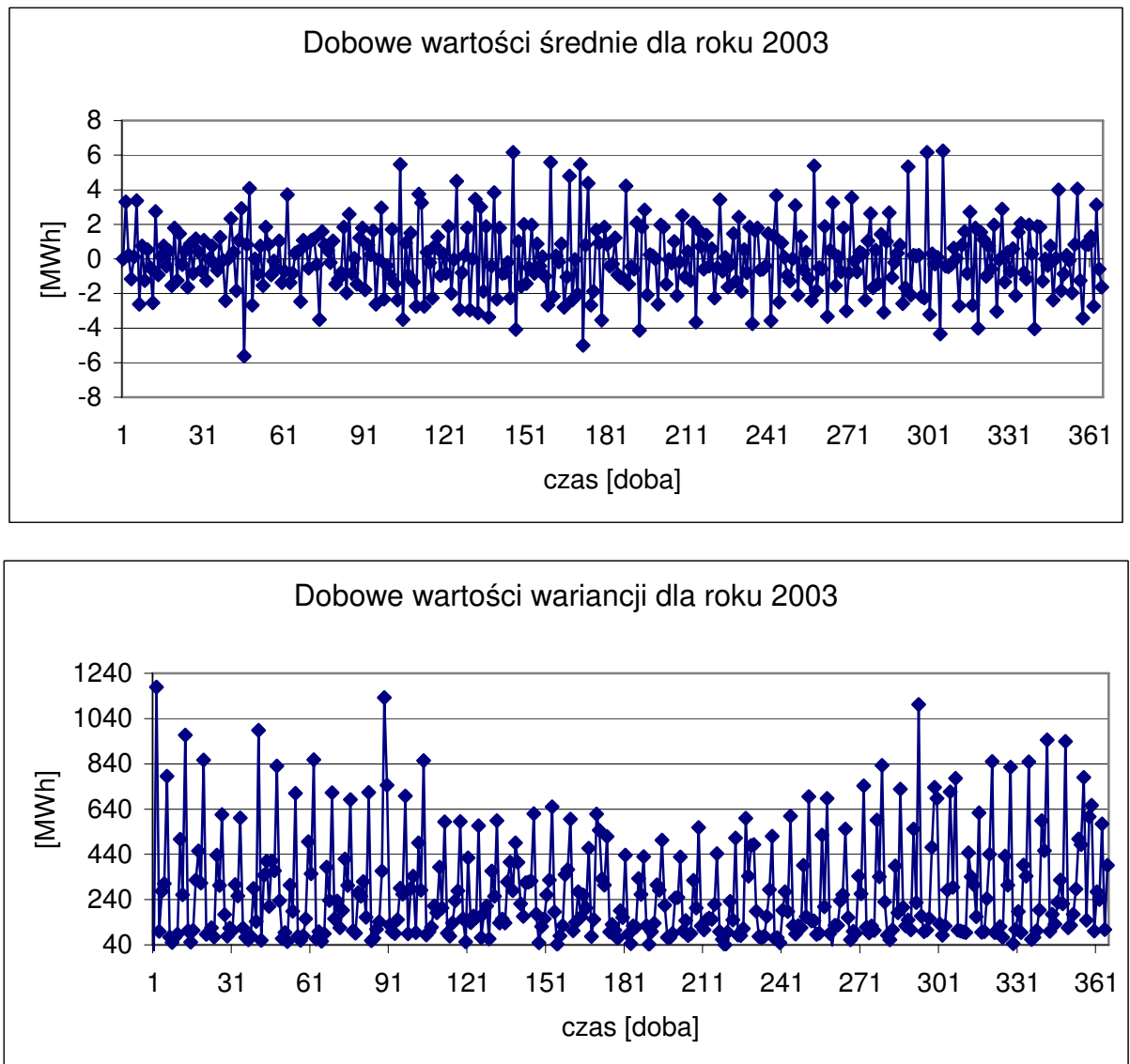
Jak napisano wyżej, w celu osiągnięcia stacjonarności szeregu niestacjonarnego można posłużyć się operatorem różnicowania. Inna metoda to skorygowanie szeregu czasowego poprzez odjęcie od oryginalnego szeregu współczynników sezonowości obliczonych w procesie dekompozycji sezonowej opisanej w rozdziale 3.3.3.



Rysunek 3.28. Statystyki dobowe dla roku 2003 dla $D(-1)$

Źródło: opracowanie własne

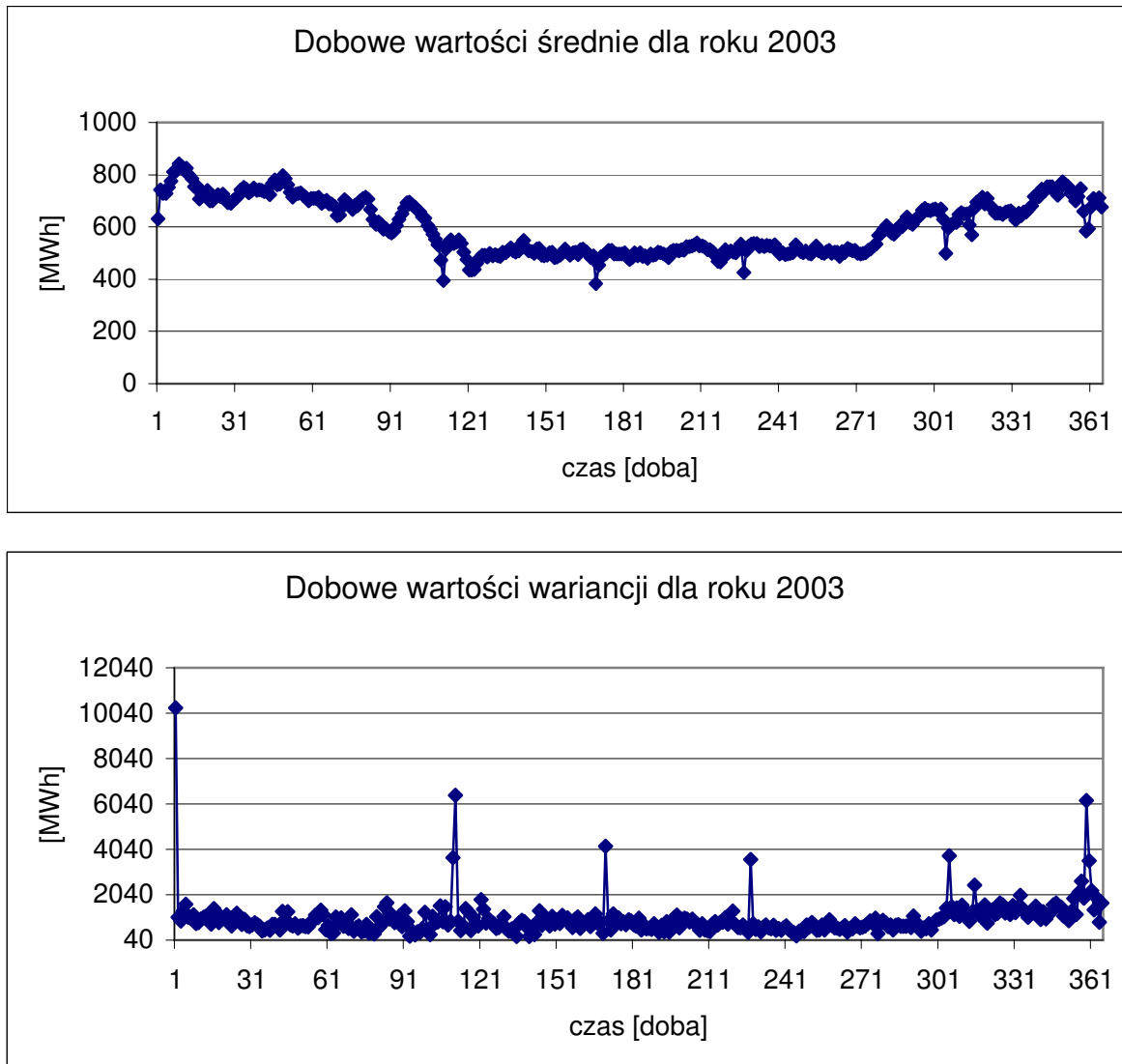
Jak widać na rysunku 3.28, różnicowanie rzędu 1 ($D(-1)$) spowodowało wyeliminowanie wpływu trendu dla wartości średniej oraz zmniejszyło wahania wariancji. Widać jednak na wykresie wariancji, że dalej nie jest ona stała w czasie. Kolejne różnicowanie szeregu o wartość $D(-24)$ wynikającą z analizy sezonowości w rozdziale wcześniejszym powoduje ustabilizowanie wariancji oraz średniej w czasie (rys. 3.29).



Rysunek 3.29. Statystyki dobowe dla roku 2003 D(-1)D(-24)
Źródło: opracowanie własne

Jednak analizowany szereg czasowy jest sygnałem silnie sezonowym, więc można się spodziewać, że metoda polegająca na odjęciu od szeregu składowej okresowej wyselekcjonowanej przy pomocy modelu addytywnego o okresie 168 godzin da jeszcze lepsze rezultaty.

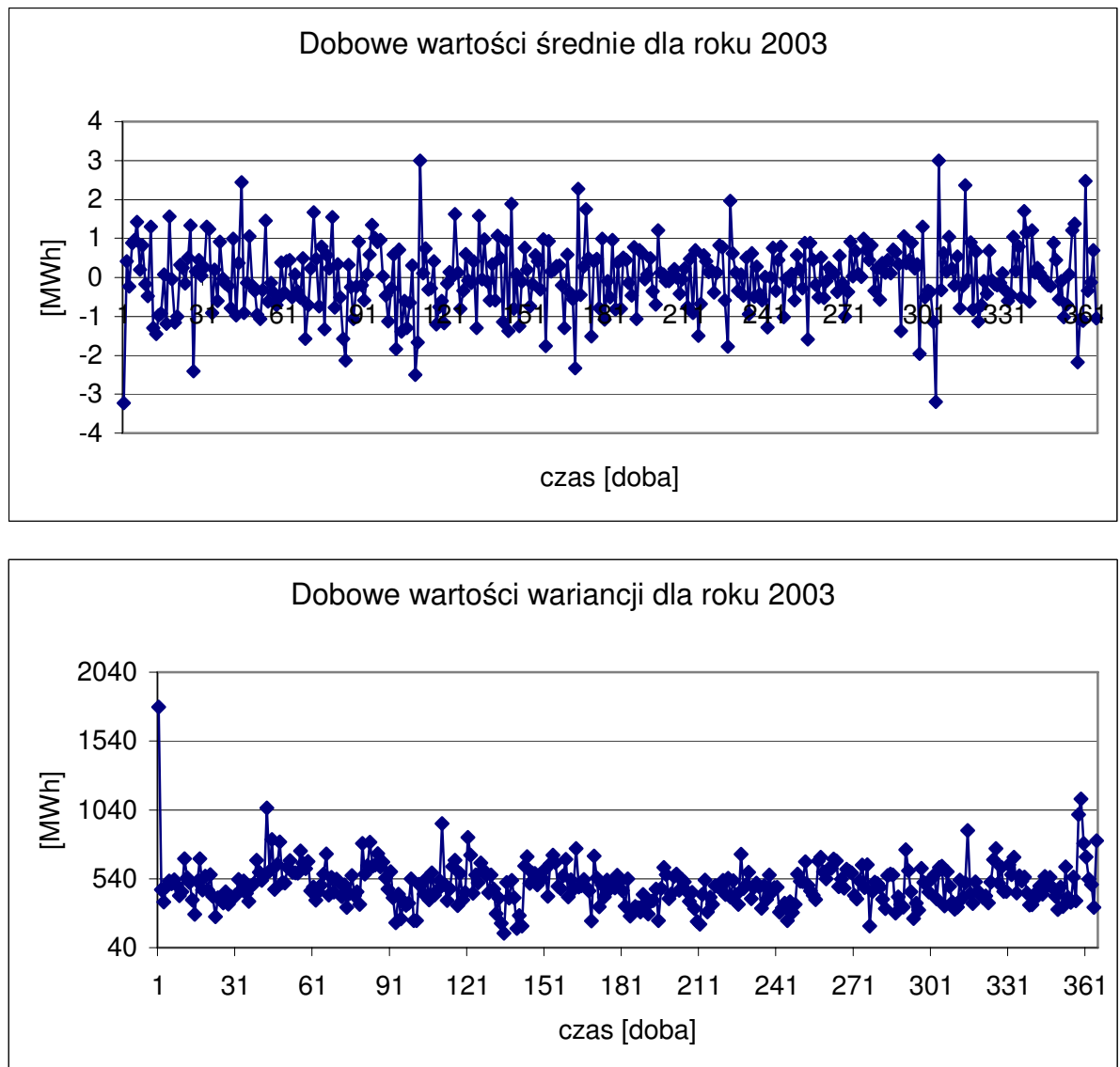
Rysunek 3.30 przedstawia wartości średnie i wariancje dla szeregu skorygowanego tzn. po odjęciu od danych składowej sezonowej. Widać, że wartość wariancji w znacznym stopniu się ustabilizowała.



Rysunek 3.30. Statystyki dobowe dla roku 2003, szereg skorygowany (ADD 168)

Źródło: opracowanie własne

Widoczne piki na tym wykresie to dni świąteczne (1 styczeń, Wielkanoc, 1-3 maja, 15 sierpnia, 1 listopada, 11 listopada, 24-26 grudnia). Widać jednak wpływ trendu na wartość średniej dobowej. W celu wyeliminowania zmienności wartości średniej w czasie można skorygowany szereg przetworzyć operatorem różnicowania $D(-1)$.



Rysunek 3.31. Statystyki dobowe dla roku 2003, szereg skorygowany (ADD 168) D(-1)
Źródło: opracowanie własne

Rysunek 3.31 przedstawia wartości średnie i wariancje dla szeregu skorygowanego oraz po operacji różnicowania D(-1). Widać, że zarówno wartość średnia jak i wariancja są stałe w czasie.

Przeprowadzona powyżej analiza polegała na wzrokowej ocenie wykresów. Istnieje szereg testów statystycznych sprawdzających stacjonarność szeregu czasowego. Jednym z nich jest test KPSS (Kwiatkowski, Phillips, Schmidt, Shin, 1992) [52]. Test polega na weryfikacji hipotezy zerowej stwierdzającej stacjonarność szeregu Z_t , wobec hipotezy alternatywnej zaprzeczającej temu stwierdzeniu.

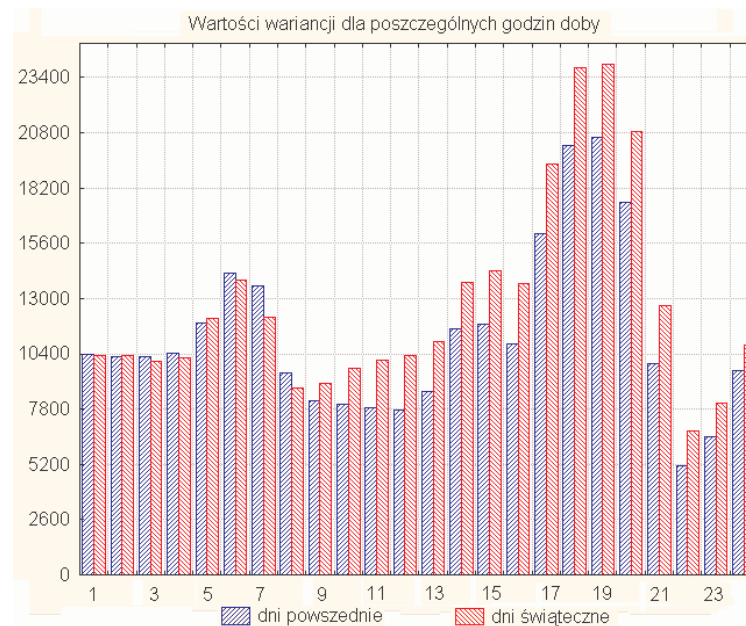
Tabela 3.11. Wartości testu dla statystyki stacjonarności

| szereg | statystyka testu KPSS | Wartość graniczna (1- α) | | | | wnioski |
|--|-----------------------|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------------|
| | | 0,1 | 0,05 | 0,025 | 0,001 | |
| Z | 51,86 | 0,119 | 0,146 | 0,176 | 0,216 | niestacjonarny |
| Z D(-1) | 0,00073 | 0,119 | 0,146 | 0,176 | 0,216 | stacjonarny |
| Z D(-1) D(-24) | 0,00138 | 0,119 | 0,146 | 0,176 | 0,216 | stacjonarny |
| Z _{skor} (ADD168) | 86,15 | 0,119 | 0,146 | 0,176 | 0,216 | niestacjonarny |
| Z_{skor} (ADD168) D(-1) | 0,00069 | 0,119 | 0,146 | 0,176 | 0,216 | stacjonarny |

Źródło: opracowanie własne

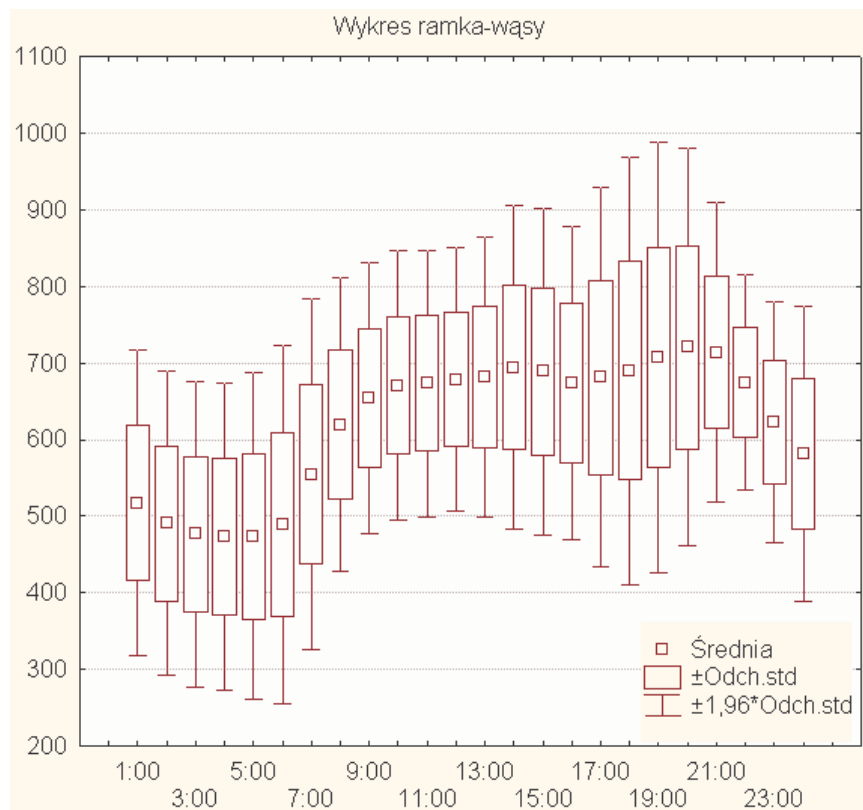
Zarówno z wykresów jak i z testu na stacjonarność (tabela 3.11) widać, że metoda polegająca na skorygowaniu szeregu poprzez odjęcie od niego wskaźników sezonowości (obliczonych z modelu addytywnego s=168) daje lepsze rezultaty.

Warto również zwrócić uwagę na różnicę występującą w wariancji oraz średnich dla poszczególnych godzin doby.



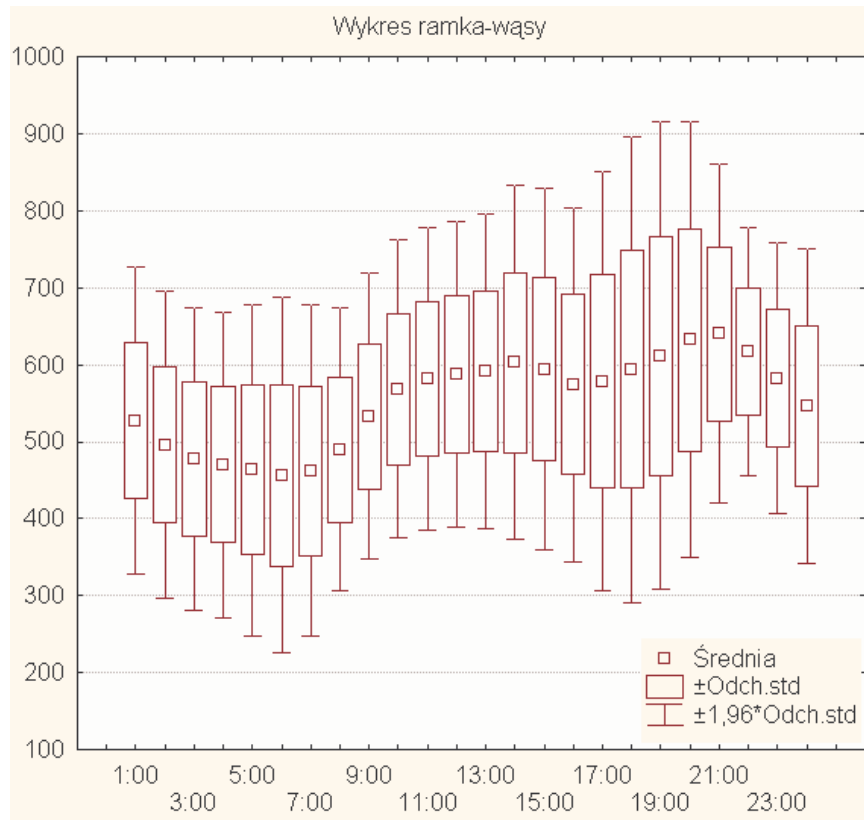
Rysunek 3.32. Wartości wariancji dla poszczególnych godzin w roku 2003, porównanie dni powszednich i świątecznych

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.33. Wykres pudełkowy dla poszczególnych godzin w roku 2003, (dni powszednie 253 dni)

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 3.34. Wykres pudełkowy dla poszczególnych godzin w roku 2003, (dni świąteczne 112 dni)
Źródło: opracowanie własne

Na rysunkach 3.32-3.34 widać, że występują dwa skoki wariancji - jeden w godzinach od 6:00 do 8:00 rano, drugi w szczycie wieczornym od 17:00 do 21:00. Można się spodziewać, że dla tych godzin modele będą dawały gorszą prognozę niż dla pozostałych godzin.

Wszystkie analizy przeprowadzone w tym rozdziale są konieczne do poznania struktury szeregu czasowego oraz do przygotowania danych do dalszej analizy polegającej na budowaniu modeli prognostycznych. W następnym rozdziale zostaną przebadane różne modele służące do sporządzania prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną na jedną, dwie oraz trzy godziny do przodu.

4 Prognozowanie godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną

W rozdziale zostaną zbudowane modele prognostyczne oparte o omówione wcześniej techniki prognozowania. Podstawowy horyzont czasowy, dla którego będą budowane prognozy to jedna godzina. Modele te będą wykorzystane do wspomagania decyzji dotyczących zakupu energii elektrycznej na rynku godzinowym.

4.1 Model naiwny

Tabela 4.1 przedstawia wyniki porównania modeli naiwnych zbudowanych dla danych za rok 2003. W przypadku szeregów czasowych sezonowych można zbudować taki model w oparciu o przesunięcia sezonowe 24 godziny lub 168 godzin.

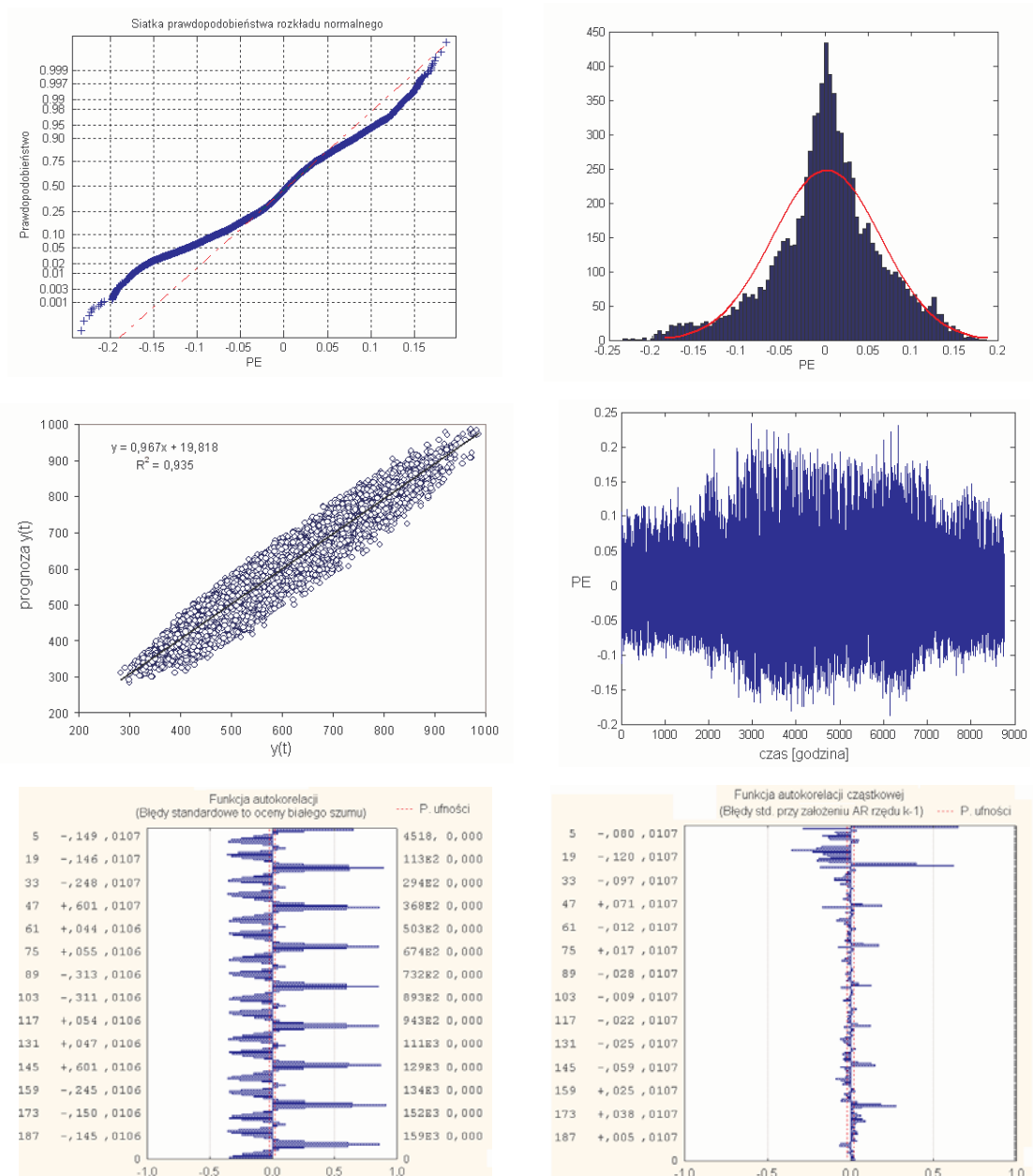
Tabela 4.1. Wyniki porównania modeli naiwnych dla roku 2003

| model | ME | MAE | MSE | MPE | MAPE | SDE | DW |
|-------------------------|--------|-------|----------|--------|-------|-------|-------|
| $y_{(t)} = y_{(t-1)}$ | -0,004 | 26,57 | 1 248,81 | -0,002 | 4,63% | 35,34 | 0,780 |
| $y_{(t)} = y_{(t-24)}$ | 0,126 | 42,68 | 3 753,89 | -0,006 | 7,42% | 60,79 | 0,072 |
| $y_{(t)} = y_{(t-168)}$ | -1,449 | 40,13 | 3 231,42 | -0,007 | 6,90% | 56,85 | 0,069 |

Źródło: opracowanie własne

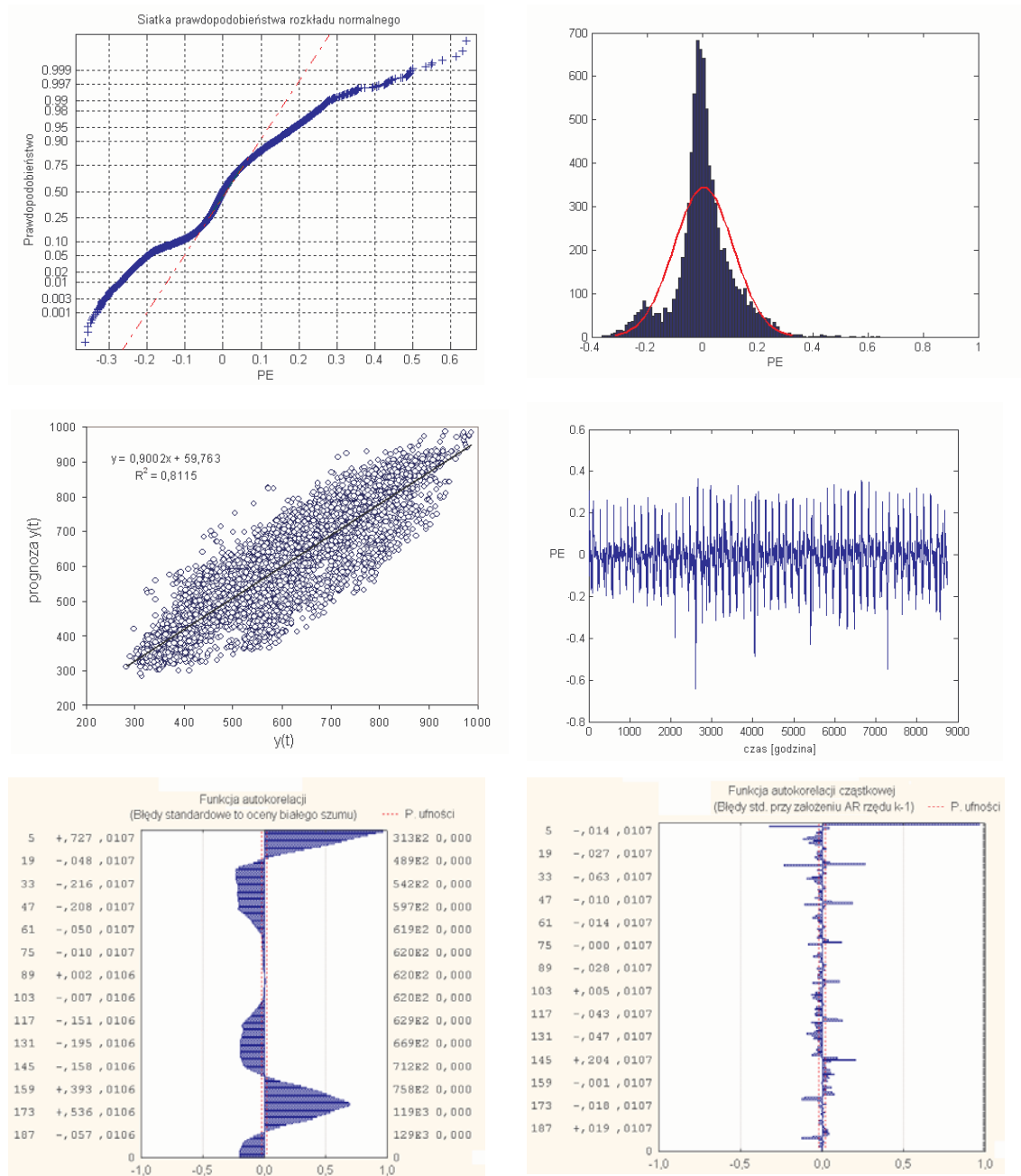
Wszystkie trzy modele naiwne mają wysokie względne błędy procentowe (MAPE), oraz duże odchylenie standardowe (SDE) reszt. Analiza rozkładu reszt modelu (rysunek 4.1, 4.2, 4.3) wykazuje, że reszty nie podlegają rozkładowi normalnemu, więc nie spełniają kryterium białego szumu. Również wynik

analizy autokorelacji i autokorelacji cząstkowej wykazuje, że badane reszty modeli są zależne. Statystyka Durbina – Watsona (DW) obliczona dla poszczególnych modeli jest znacznie mniejsza od wartości granicznej 2 (tabela 4.1), co świadczy o tym, że błędy predykcji są dodatnio skorelowane.

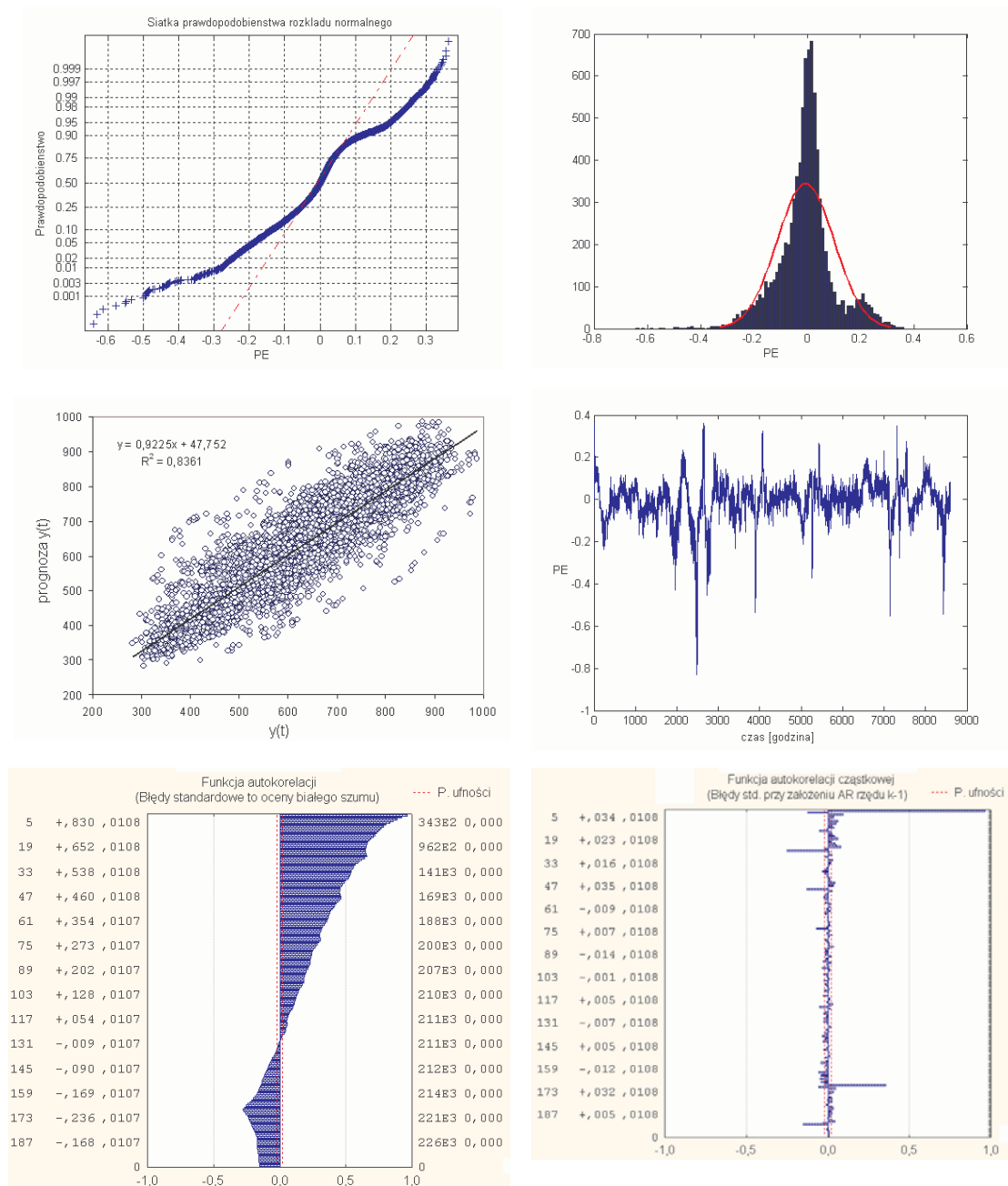


Rysunek 4.1. Wyniki analizy reszt modelu naiwnego $y(t) = y(t-1)$

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 4.2. Wyniki analizy reszt modelu naiwnego $y(t) = y(t-24)$
 Źródło: opracowanie własne



Rysunek 4.3. Wyniki analizy reszt modelu naiwnego $y(t) = y(t-168)$

Źródło: opracowanie własne

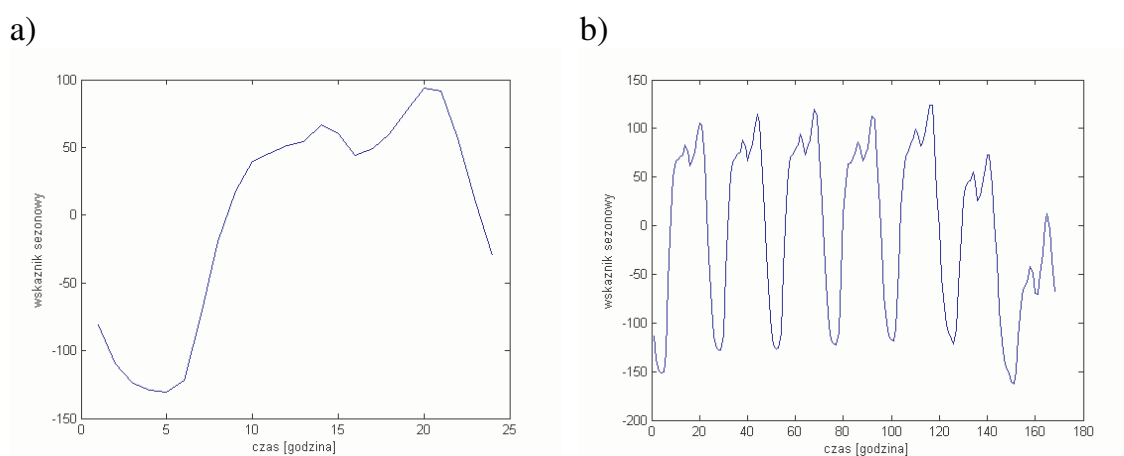
4.2 Wygładzanie wykładnicze

Budując model prognostyczny oparty o wygładzanie wykładnicze, wybrany został trójparametryczny addytywny model Holta - Wintera. Dobór parametrów modelu został wykonany w programie STATISTICA w module „szeregi czasowe” wykorzystując opcję - *automatyczne poszukiwanie parametrów*. Tabela 4.2 przedstawia wyniki porównania dwóch modeli opartych o różne okresy modelu sezonowego. Model pierwszy został zbudowany w oparciu o addytywny model 24 godzinny, drugi model to również model addytywny, tylko do jego budowy użyto okresu $s = 168$ godzin do obliczenia wskaźników sezonowych.

Tabela 4.2. Wyniki porównania modeli sezonowego wyrównywania wykładniczego dla roku 2003.

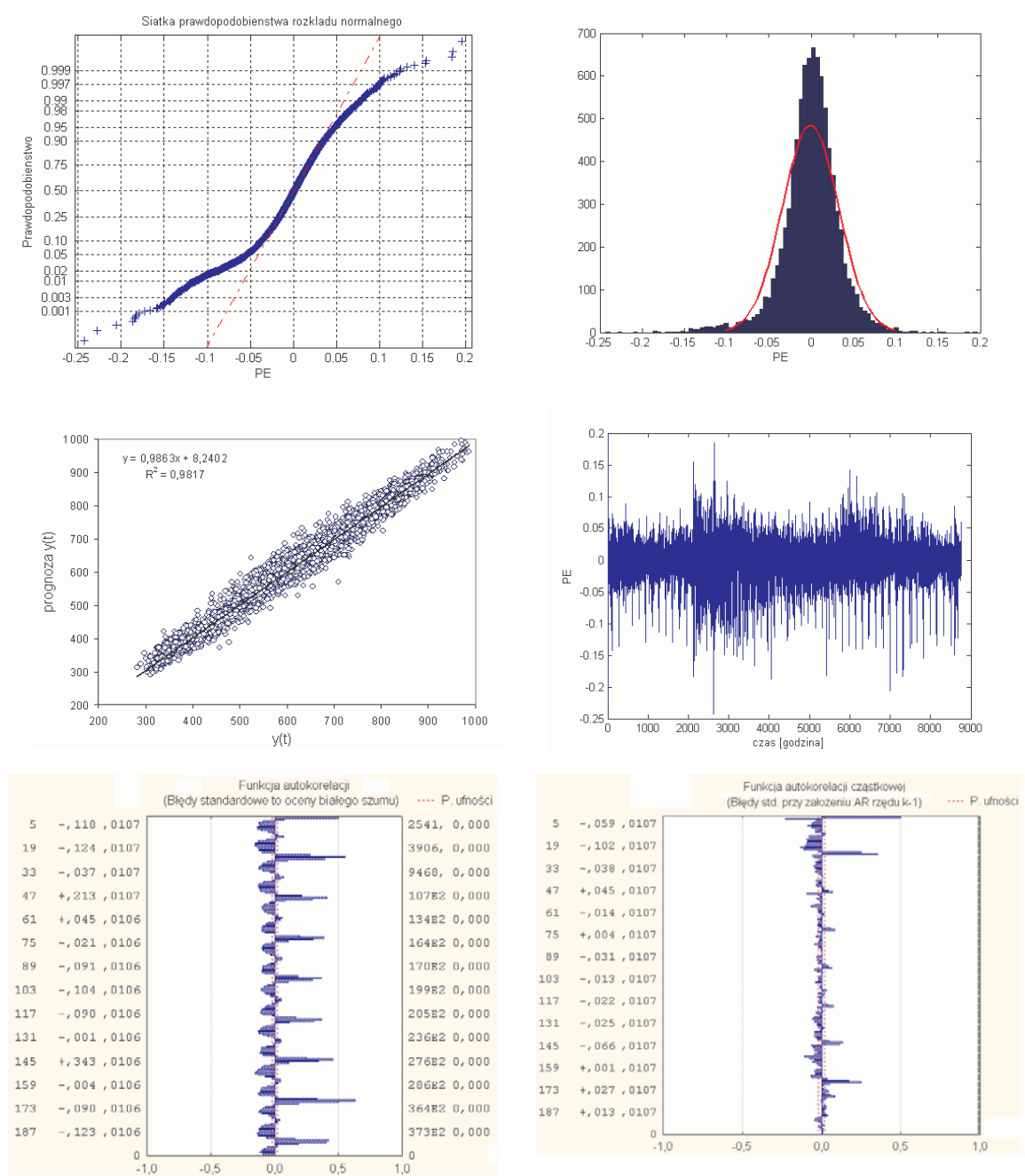
| model | ME | MAE | MSE | MPE | MAPE | SDE | DW |
|---|---------|-------|-------|----------|-------|-------|------|
| ADD(24) Alfa=,918 Delta=1,00 Gamma=0,00 | 0,0023 | 13,50 | 346,5 | -0,00082 | 2,36% | 18,62 | 1,00 |
| ADD(168) Alfa=,448 Delta=1,00 Gamma=0,00 | -0,0028 | 14,34 | 392,8 | -0,00084 | 2,44% | 19,83 | 0,77 |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 4.4. Model addytywny: a) sezon $s = 24$, b) sezon $s = 168$

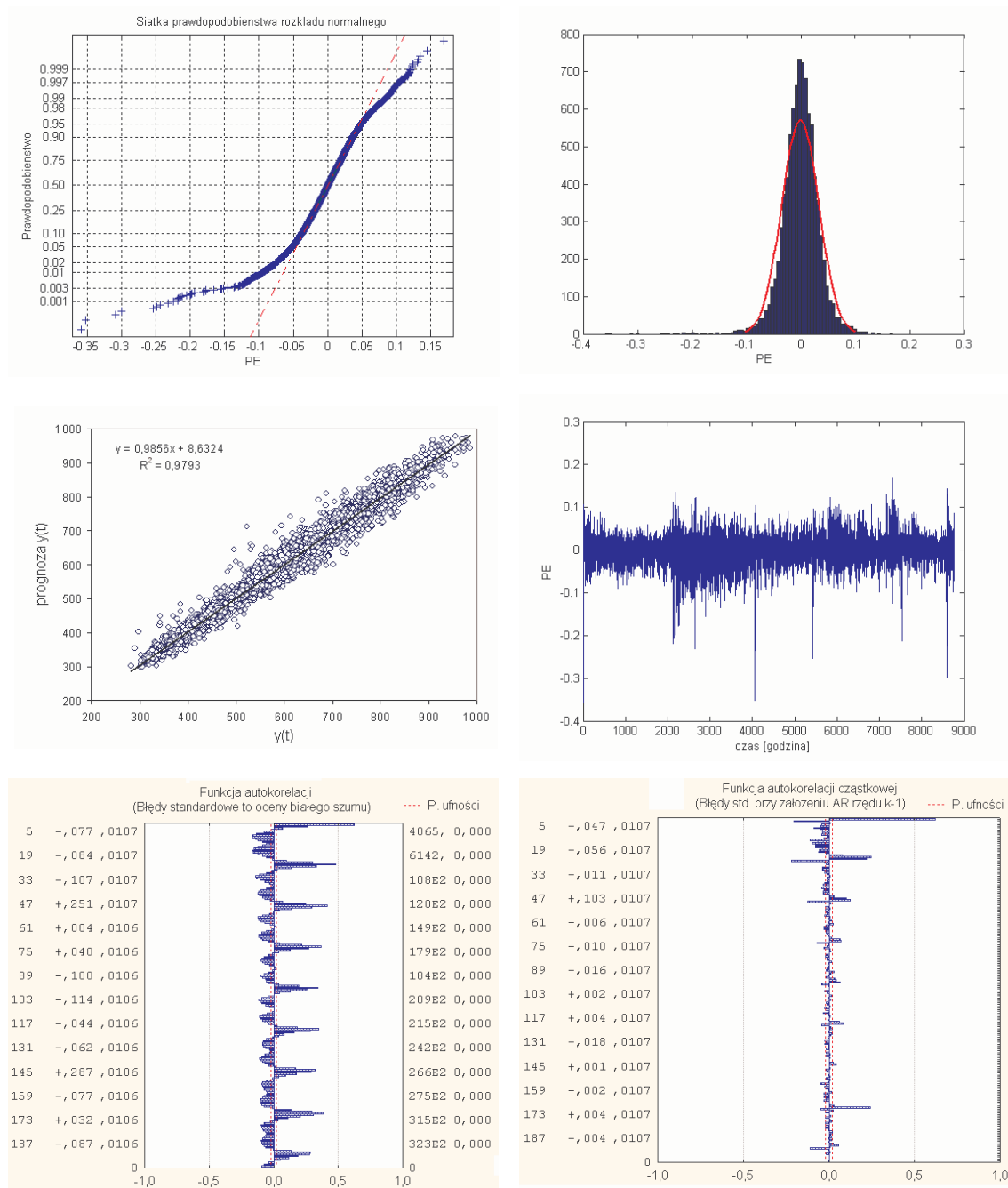
Źródło: opracowanie własne



Rysunek 4.5. Wyniki analizy reszt dla modelu sezonowego wygładzania wykładniczego ADD(24)

Alfa=0,918 Delta=1,00 Gamma=0,00

Źródło: opracowanie własne



**Rysunek 4.6. Wyniki analizy reszt dla modelu sezonowego wykładniczego ADD(168)
Alfa=0,448 Delta=1,00 Gamma=0,00
Źródło: opracowanie własne**

Modele utworzone w oparciu o sezonowe wykładnicze mają o wiele mniejsze błędy (tabela 4.2) niż modele naiwne. Zarówno procentowy błąd

względny (MAPE) jak i odchylenie standardowe (SDE) reszt jest mniejsze niż dla modelu naiwnego. Analiza rozkładu reszt modelu (rysunek 4.5 oraz 4.6) wykazuje, że reszty mają lepsze dopasowanie do rozkładu normalnego niż modele naiwne. Jednak duże „ogony” zwłaszcza poniżej wartości -2σ (prawdopodobieństwo 0,02275) oraz powyżej 3σ (prawdopodobieństwo 0,9986), powodują, że reszty nie przechodzą pozytywnie testu na badanie normalności rozkładu. Tak duża ilość błędów poniżej wartości -2σ spowodowana jest dużymi błędami w prognozowaniu dni świątecznych.

Wynik analizy autokorelacji i autokorelacji cząstkowej podobnie jak w modelu naiwnym wykazuje, że badane reszty modeli są zależne. Statystyka DW obliczona dla poszczególnych modeli jest większa niż dla modeli naiwnych, ale dużo mniejsza od wartości granicznej 2 (tabela 4.2) czyli błędy predykcji są dodatnio skorelowane.

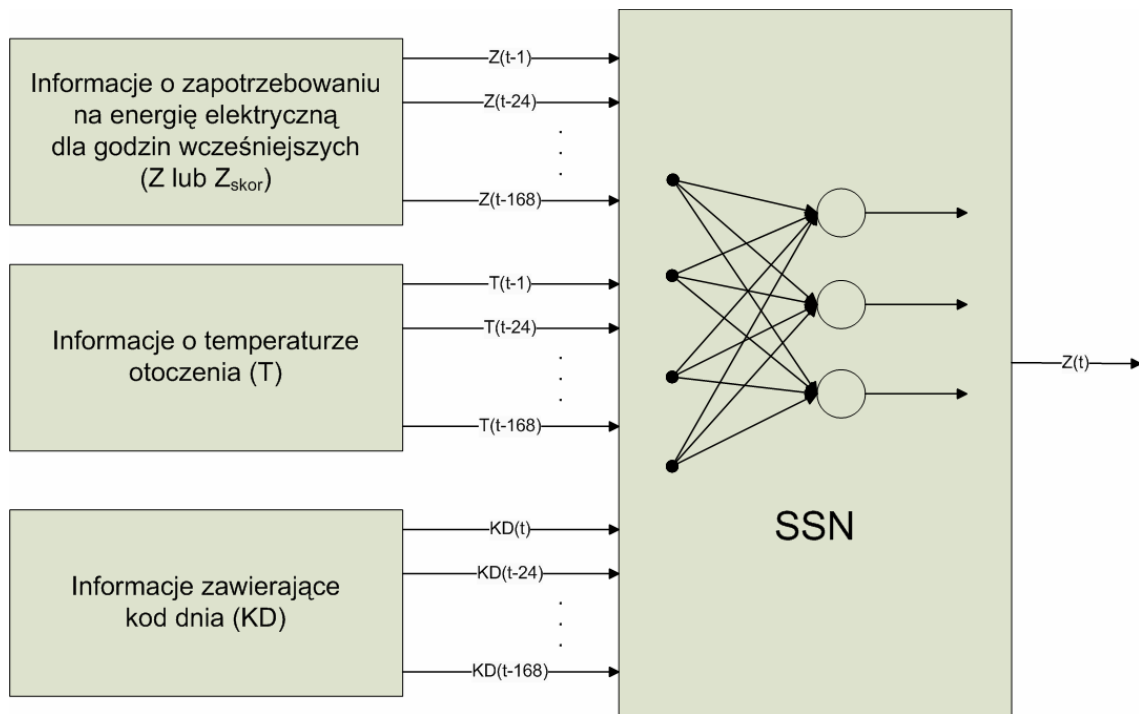
4.3 Sztuczne sieci neuronowe

Prognozowanie przy użyciu modeli opartych na sztucznych sieciach neuronowych daje możliwości wykorzystania wszystkich informacji dostępnych o obiekcie. Przy budowaniu modelu prognostycznego na wejście modelu zostaną podane informacje nie tylko o wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną, ale również dane o temperaturze otoczenia oraz kod dnia informujący o typie dnia tygodnia (tabela 4.3).

Tabela 4.3. Opis kodów dnia tygodnia oraz świąt wykorzystanych jako wejście modelu

| typ dnia | kod dnia | typ dnia | kod dnia |
|--------------|----------|----------------|----------|
| poniedziałek | 1 | piątek | 5 |
| wtorek | 2 | sobota | 6 |
| środa | 3 | niedziela | 7 |
| czwartek | 4 | dni świąteczne | 8 |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 4.7. Struktura wejść i wyjść modelu neuronowego

Źródło: opracowanie własne

Modele neuronowe zostały zbudowane dla różnych wektorów uczących. Rysunek 4.7. przedstawia grupy danych podawanych na wejście sieci w różnych kombinacjach. Wektory uczące dla każdej grupy były tworzone w oparciu o sezonowość badanego szeregu czasowego, czyli 24 oraz 168 godzin. Analiza została wykonana dla danych wejściowych oryginalnych zawierających informacje o zapotrzebowaniu na energię elektryczną $Z(t)$ oraz szereg $Z_{skor}(t)$ skorygowany o wskaźnik sezonowy ($s=168$ godz.) przedstawiony na rysunku 4.4.b. Dane zostały podzielone na trzy wektory: uczący (50%), testujący (25%) i walidacyjny (25%).

Tabela 4.4 przedstawia wyniki modeli neuronowych zbudowanych w oparciu o następujące dane wejściowe: oryginalny szereg Z , kod dnia KD oraz temperaturę otoczenia T . Po symbolu grupy (Z , KD lub T) podana jest informacja dotycząca przesunięcia wektora względem wektora wyjściowego, np. $KD(t-24)$ zawiera informację o kodzie dnia wcześniejszego, a $T(t-168)$ o temperaturze otoczenia tydzień wcześniej.

Tabela 4.4. Wyniki porównania modeli neuronowych zbudowanych w oparciu o szereg oryginalny $Z(t)$ dla roku 2003

| model | ME | MAE | MSE | MPE | MAPE | SDE | DW |
|---|---------|-------|--------|----------|-------|-------|------|
| $Z(t-1)(t-24)(t-168)$ | -1,9957 | 20,89 | 769,3 | -0,00540 | 3,85% | 27,74 | 1,11 |
| $Z(t-2)(t-24)(t-168)$ | 0,5486 | 26,99 | 1271,8 | -0,00358 | 4,96% | 35,66 | 0,50 |
| $Z(t-3)(t-24)(t-168)$ | -0,2464 | 27,22 | 1359,3 | -0,00484 | 5,04% | 36,87 | 0,46 |
| $Z(t-1)(t-24)(t-168)$ KD(t) | -1,5644 | 17,72 | 549,8 | -0,00431 | 3,25% | 23,45 | 1,10 |
| $Z(t-2)(t-24)(t-168)$ KD(t) | 0,0015 | 20,35 | 728,0 | -0,00235 | 3,72% | 26,98 | 0,67 |
| $Z(t-3)(t-24)(t-168)$ KD(t) | -0,4359 | 20,79 | 762,0 | -0,00327 | 3,83% | 27,61 | 0,64 |
| $(t-1)(t-24)(t-168)$ KD(t) T(t) | -1,5652 | 16,70 | 494,8 | -0,00421 | 3,07% | 22,24 | 1,17 |
| $Z(t-1)(t-24)(t-168)$ KD(t) T(t)(t-24)(t-168) | -0,8933 | 15,50 | 426,9 | -0,00269 | 2,86% | 20,66 | 1,29 |
| $Z(t-1)(t-24)(t-168)$ KD(t)(t-24)(t-168) T(t)(t-24)(t-168) | -1,4585 | 14,80 | 392,8 | -0,00349 | 2,72% | 19,82 | 1,38 |
| $Z(t-1)(t-24)(t-168)$ KD(t)(t-24)(t-168) T(t)(t-24)(t-168) | -3,6211 | 14,71 | 387,2 | -0,00641 | 2,28% | 19,69 | 1,59 |
| $Z_{Skor}(t-1)(t-24)(t-168)$ | 0,0032 | 12,21 | 268,6 | -0,00081 | 2,09% | 16,39 | 1,07 |
| $Z_{Skor}(t-1)(t-24)(t-168)$ KD(t)(t-24)(t-168) | -0,1563 | 11,76 | 245,5 | -0,00107 | 2,01% | 15,67 | 1,04 |
| $Z_{Skor}(t-1)(t-24)(t-168)$ KD(t)(t-24)(t-168) T(t)(t-24)(t-168) | 0,1188 | 11,28 | 221,7 | -0,00047 | 1,93% | 14,89 | 1,12 |

Źródło: opracowanie własne

Tabela 4.5. Wyniki porównania modeli neuronowych zbudowanych w oparciu o szereg skorygowany $Z_{skor}(t)$ dla roku 2003

| model | ME | MAE | MSE | MPE | MAPE | SDE | DW |
|---|---------|-------|-------|----------|-------|-------|------|
| $Z_{skor}(t-1)(t-24)(t-168)$ | 0,0032 | 12,21 | 268,6 | -0,00081 | 2,09% | 16,39 | 1,07 |
| $Z_{skor}(t-1)(t-24)(t-168)$ $KD(t)(t-24)(t-168)$ | -0,1563 | 11,76 | 245,5 | -0,00107 | 2,01% | 15,67 | 1,04 |
| $Z_{skor}(t-1)(t-24)(t-168)$ $KD(t)(t-24)(t-168)$ $T(t)(t-24)(t-168)$ | 0,1188 | 11,28 | 221,7 | -0,00047 | 1,93% | 14,89 | 1,12 |

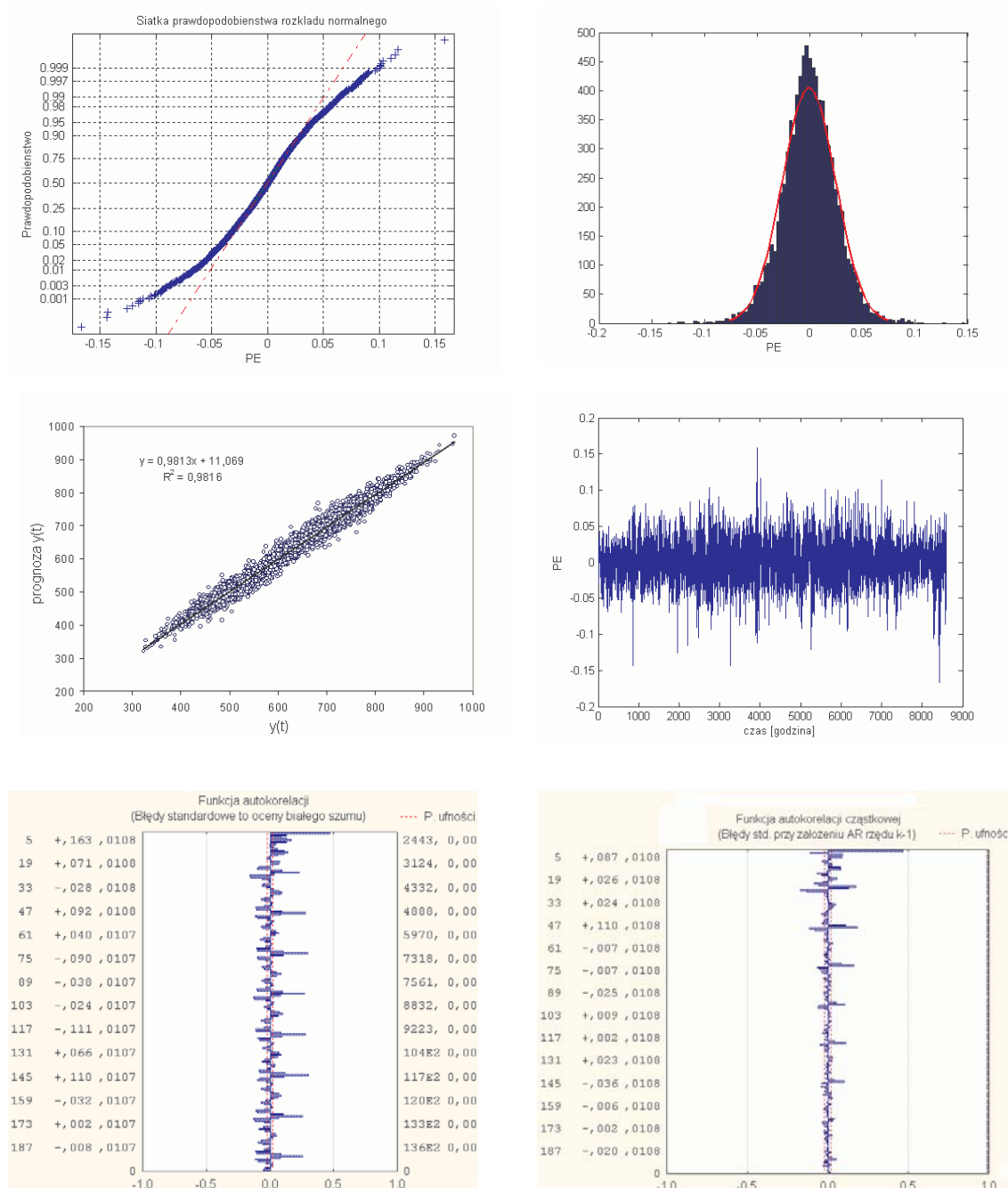
Źródło: opracowanie własne

Porównując modele neuronowe zestawione w tabeli 4.4 oraz tabeli 4.5 najlepsze wyniki uzyskuje się dla modeli zbudowanych w oparciu o szereg skorygowany $Z_{skor}(t)$. Najlepszy wynik udało się uzyskać dla modelu neuronowego, którego wektor uczący zbudowany jest z następujących danych:

- zapotrzebowanie na energię skorygowane o wskaźnik sezonowy na godzinę wcześniej $Z_{skor}(t-1)$, dobę wcześniej $Z_{skor}(t-24)$ oraz tydzień wcześniej $Z_{skor}(t-168)$ dla tej samej godziny dla której wykonywana jest prognoza,
- kod dnia, dla którego wykonywana jest prognoza $KD(t)$, dnia wcześniejszego $KD(t-24)$ oraz tydzień wcześniej $KD(t-168)$,
- temperatura otoczenia dla godziny wcześniej $T(t-1)$, dobę wcześniej $T_{skor}(t-24)$ oraz tydzień wcześniej $T_{skor}(t-168)$ dla tej samej godziny, dla której wykonywana jest prognoza.

Wyniki wybranego modelu neuronowego są lepsze niż wszystkie omawiane do tej pory modele. Analiza rozkładu reszt dla wybranego modelu (rys. 4.8) wykazuje, że podlegają one rozkładowi normalnemu o parametrach $N(-0,00047; 14,89)$. Na wykresie normalności reszt (siatka prawdopodobieństwa rozkładu normalnego) widać, że zmienna PE układa się dokładnie wzdłuż linii regresji reprezentującej idealny rozkład normalny. Jednak podobnie jak dla modelu wyrównywania wykładniczego występują odchyłki zwłaszcza poniżej wartości -2σ oraz powyżej 2σ . Podobnie jak w modelach statystycznych przyczyną są błędy w prognozowaniu dni świątecznych.

Wynik analizy autokorelacji i autokorelacji cząstkowej podobnie jak w modelach wcześniejszych (model naiwny oraz wyrównywanie wykładnicze) wykazuje, że badane reszty są zależne. Błąd MAPE dla wektora testującego dla tego modelu wynosi 2,3%, a dla wektora walidacyjnego 2,5%.



Rysunek 4.8. Wyniki analizy reszt dla modelu neuronowego $Z_{skor}(t-1)(t-24)(t-168)$; $KD(t)(t-24)(t-168)$; $T(t)(t-24)(t-168)$

Źródło: opracowanie własne

4.4 Model regresji wielorakiej

Podobnie jak przy budowaniu modeli na bazie sztucznych sieci neuronowych, w przypadku regresji wielorakiej można podawać na wejście wiele więcej dodatkowych informacji o obiekcie.

Jako zmienne objaśniające zostaną wybrane wszystkie zmienne, które zostały użyte w opisanym wyżej modelu neuronowym. Macierz korelacji między zmiennymi objaśniającymi oraz zmienną objaśnianą przedstawiono w tabeli 4.7. Zmienne reprezentujące zapotrzebowanie na energię elektryczną o przesunięciach 1, 24 oraz 168 godzin są silnie skorelowane dodatnio ze zmienną wyjściową, również zmienne dotyczące temperatury są silnie skorelowane ale ujemnie ze zmienną objaśnianą. Dane dotyczące kodów dnia mają bardzo niski współczynnik korelacji ze zmienną wyjściową, jednak informacja ta okazała się ważna w przypadku modelu neuronowego, więc została również dodana do zbioru zmiennych objaśniających.

Tabela 4.6. Wyniki analizy statystycznej dla modelu regresji

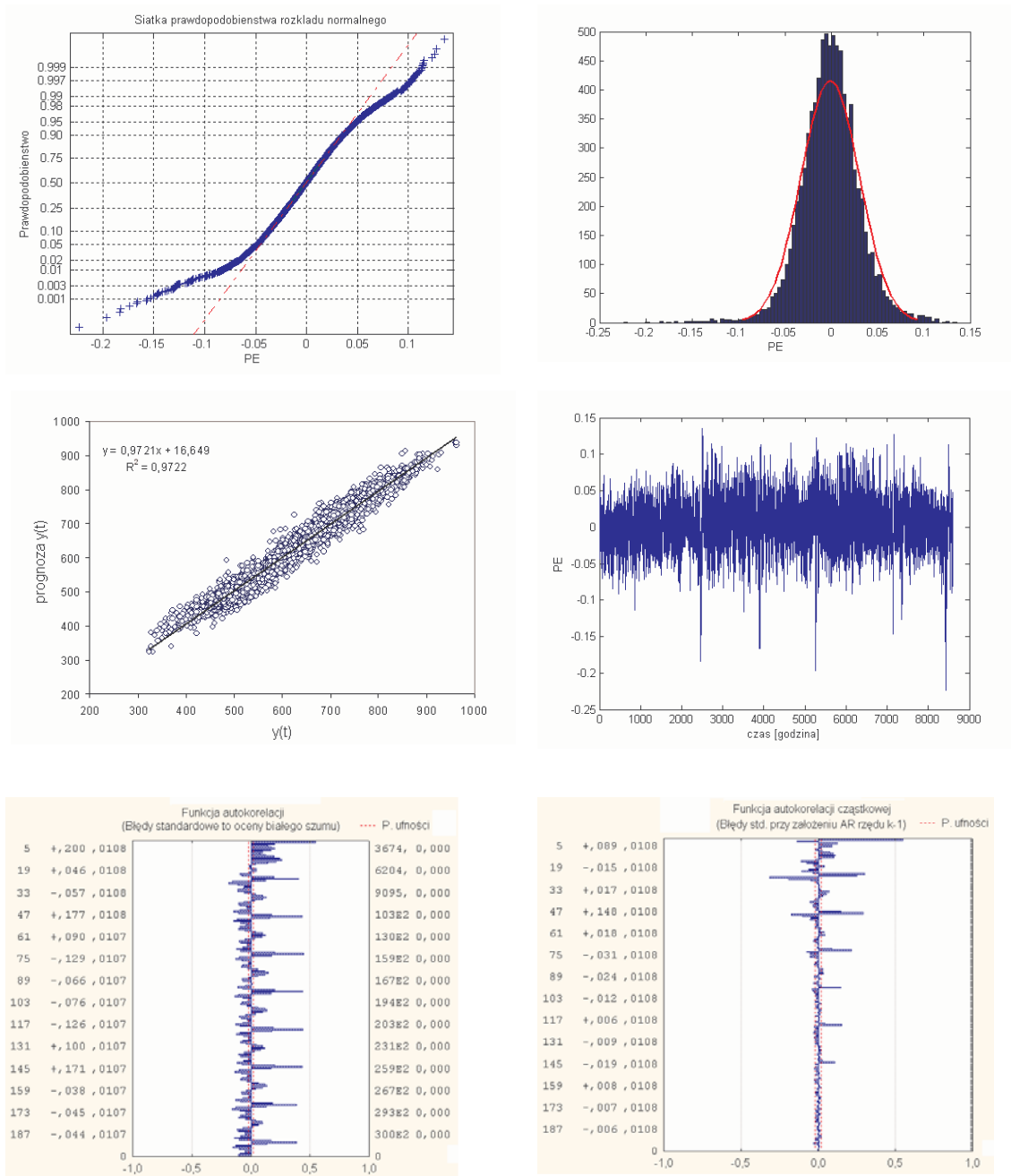
| Zmienna | B | Błąd st. B | t(8582) | poziom p |
|--|---------|------------|----------|----------|
| Podsumowanie regresji zmiennej zależnej: Zskor(t) (dane regresja 2003) R= ,98599273 R ² = ,97218166 Skoryg. R ² = ,97215248 F(9,8582)=33324, p<0,0000 Błąd std. estymacji: 18,221 | | | | |
| N=8592 | | | | |
| W. wolny | -9,0949 | 2,7827 | -3,2684 | 0,0011 |
| Zskor(t-1) | 0,6311 | 0,0059 | 106,5918 | 0,0000 |
| Zskor(t-24) | 0,2928 | 0,0061 | 47,7886 | 0,0000 |
| Zskor(t-168) | 0,0873 | 0,0047 | 18,6736 | 0,0000 |
| T(t-1) | -0,6411 | 0,0625 | -10,2594 | 0,0000 |
| T(t-24) | 0,1811 | 0,0656 | 2,7605 | 0,0058 |
| T(t-168) | 0,5846 | 0,0451 | 12,9752 | 0,0000 |
| KD(t) | -3,9739 | 0,2400 | -16,5608 | 0,0000 |
| KD(t-24) | 0,3993 | 0,0986 | 4,0478 | 0,0001 |
| KD(t-168) | 3,8278 | 0,2411 | 15,8796 | 0,0000 |

Źródło: opracowanie własne

Tabela 4.7. Macierz korelacji wzajemnych dla poszczególnych zmiennych modelu

| | Z _{skor} (t-1) | Z _{skor} (t-24) | Z _{skor} (t-168) | T(t-1) | T(t-24) | T(t-168) | KD(t) | KD(t-24) | KD(t-168) | Z _{skor} (t) |
|---------------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------|---------|---------|----------|---------|----------|-----------|-----------------------|
| Z _{skor} (t-1) | 1,0000 | 0,9424 | 0,8520 | -0,8308 | -0,8285 | -0,7860 | -0,0431 | -0,0215 | 0,0047 | 0,9792 |
| Z _{skor} (t-24) | 0,9424 | 1,0000 | 0,8755 | -0,8160 | -0,8325 | -0,7971 | -0,0310 | -0,0473 | -0,0031 | 0,9586 |
| Z _{skor} (t-168) | 0,8520 | 0,8755 | 1,0000 | -0,7732 | -0,7754 | -0,8345 | 0,0112 | 0,0035 | -0,0410 | 0,8668 |
| T(t-1) | -0,8308 | -0,8160 | -0,7732 | 1,0000 | 0,9442 | 0,8413 | -0,0194 | -0,0033 | -0,0142 | -0,8295 |
| T(t-24) | -0,8285 | -0,8325 | -0,7754 | 0,9442 | 1,0000 | 0,8572 | -0,0041 | -0,0148 | -0,0023 | -0,8283 |
| T(t-168) | -0,7860 | -0,7971 | -0,8345 | 0,8413 | 0,8572 | 1,0000 | -0,0041 | 0,0057 | -0,0121 | -0,7854 |
| KD(t) | -0,0431 | -0,0310 | 0,0112 | -0,0194 | -0,0041 | -0,0041 | 1,0000 | 0,2447 | 0,8967 | -0,0432 |
| KD(t-24) | -0,0215 | -0,0473 | 0,0035 | -0,0033 | -0,0148 | 0,0057 | 0,2447 | 1,0000 | 0,2344 | -0,0209 |
| KD(t-168) | 0,0047 | -0,0031 | -0,0410 | -0,0142 | -0,0023 | -0,0121 | 0,8967 | 0,2344 | 1,0000 | 0,0050 |
| Z _{skor} (t) | 0,9792 | 0,9586 | 0,8668 | -0,8295 | -0,8283 | -0,7854 | -0,0432 | -0,0209 | 0,0050 | 1,0000 |
| Średnia | 597,92 | 598,27 | 599,36 | 10,05 | 10,01 | 9,93 | 4,09 | 4,09 | 4,09 | 597,90 |
| Odch. St. | 109,21 | 109,68 | 110,67 | 10,10 | 10,16 | 10,28 | 2,08 | 2,08 | 2,07 | 109,19 |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 4.9. Wyniki analizy reszt dla regresji wielorakiej
 $Z_{skor}(t-1)(t-24)(t-168)$; $KD(t)(t-24)(t-168)$; $T(t-1)(t-24)(t-168)$
Źródło: opracowanie własne

Tabela 4.6 przedstawia statystyki dla modelu regresji wielorakiej. Statystyka t-Studenta wykazuje, że wszystkie zmienne objaśniające są statystycznie istotne dla modelu ($p < 0,05$), również hipoteza weryfikująca poprawność całego modelu oparta o statystykę F - Snedecora wykazuje poprawność statystyczną zbudowanego modelu i obliczonego współczynnika determinacji R^2 .

Tabela 4.8. Wyniki modelu regresji wielorakiej zbudowanej w oparciu o szereg skorygowany $Z_{skor}(t)$ dla roku 2003

| model | ME | MAE | MSE | MPE | MAPE | SDE | DW |
|------------------------------|--------|-------|--------|---------|-------|-------|------|
| $Z_{skor}(t-1)(t-24)(t-168)$ | | | | | | | |
| KD(t)(t-24)(t-168) | 0,0028 | 13,79 | 331,55 | -0,0010 | 2,35% | 18,21 | 0,95 |
| T(t-1)(t-24)(t-168) | | | | | | | |

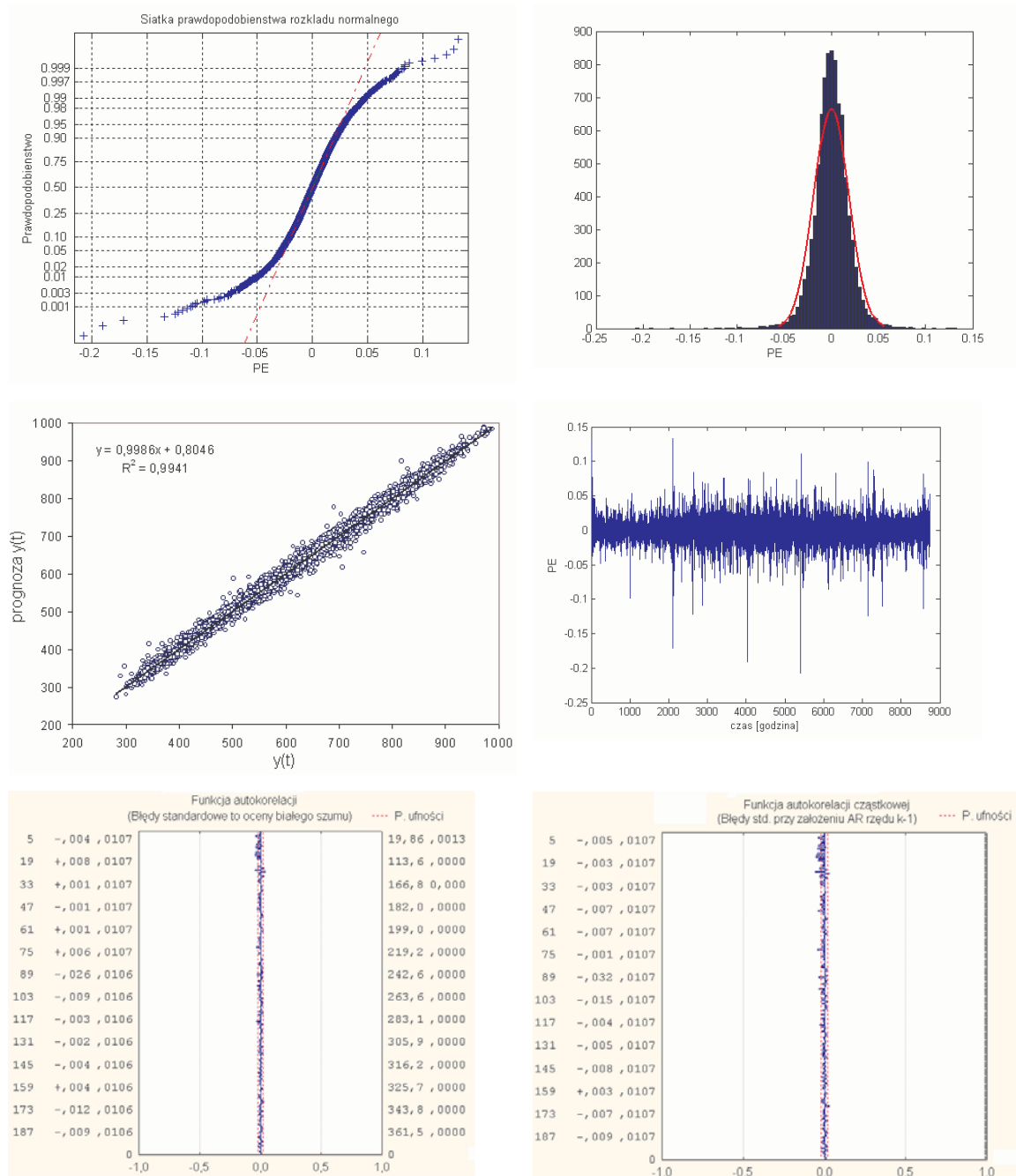
Źródło: opracowanie własne

Wyniki modelu regresji wielorakiej są gorsze niż modelu neuronowego. Zarówno analiza błędów jak i analiza rozkładu reszt modelu (rys. 4.9) wykazuje, że model neuronowy jest lepszy. Wynik analizy autokorelacji i autokorelacji cząstkowej podobnie jak w modelach wcześniejszych wykazują, że badane reszty modelu są zależne. Statystyka DW podobnie jak w modelach neuronowych jest mniejsza od wartości granicznej 2 (tabela 4.8), czyli błędy predykcji są dodatnio skorelowane.

4.5 Sezonowy modele SARIMA

Budując model prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną przy użyciu modeli sezonowych SARIMA, należy zadbać by szereg czasowy był stacjonarny. W tym przypadku wykorzystamy metodę opisaną w rozdziale czwartym. Polega ona na skorygowaniu szeregu o współczynnik sezonowości wyznaczony na bazie modelu addytywnego o sezonie 168 godzin, a następnie obliczeniu różnic skorygowanego szeregu $Z_{skor}(t)$ o odległości wynikającej z kolejnej częstotliwości, która była wykryta w analizie widmowej czyli o 24 godziny. Tak

przygotowany szereg został użyty do budowania modelu SARIMA. W tabeli 4.9 zestawiono wyniki oceny różnych typów modeli SARIMA.



Rysunek 4.10. Wyniki analizy reszt modelu dla sezonowego modelu ARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄
 Źródło: opracowanie własne

Tabela 4.9. Wyniki modelu SARIMA zbudowanego w oparciu o szereg skorygowany (ADD 168) dla roku 2003

| model SARIMA | ME | MAE | MSE | MPE | MAPE | SDE | DW |
|------------------------------|--------|------|--------|--------|-------|-------|------|
| (1,1,0)(3,1,0) ₂₄ | 0,0133 | 7,87 | 114,99 | -7E-05 | 1,37% | 10,72 | 1,98 |
| (1,1,0)(2,1,0) ₂₄ | 0,0113 | 8,01 | 118,42 | -7E-05 | 1,40% | 10,88 | 1,98 |
| (1,1,0)(1,1,0) ₂₄ | 0,0088 | 8,30 | 126,15 | -7E-05 | 1,45% | 11,23 | 1,98 |
| (1,1,1)(1,1,1) ₂₄ | 0,0199 | 7,73 | 111,28 | -6E-05 | 1,34% | 10,55 | 2,01 |

Źródło: opracowanie własne

Analiza rozkładu reszt modelu (rys. 4.10) wykazuje, że dopasowanie reszt do rozkładu normalnego jest dobre, podobnie jak w przypadku modelu neuronowego. Wynik analizy autokorelacji i autokorelacji cząstkowej wykazuje, że badane reszty modelu nie są zależne. Statystyka DW jest bliska wartości 2 (tabela 4.9), czyli błędy predykcji nie są skorelowane. Wyniki te świadczą o tym, że ten model jest najlepszy spośród przebadanych modeli. Tabela 4.10 pokazuje analizę statystyczną dla wybranego modelu oraz jego parametry.

Tabela 4.10. Wyniki analizy statystycznej dla modelu ARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄

| Dane: zapotrzebowanie: Skorygowane(sez.=168); (rok 2003) Przekształcenia: D(1),D(24) Model:(1,1,1)(1,1,1) Opóz. sezon.: 24 Resztowy MS=111,28 | | | | | | |
|---|----------|------------------|------------------|--------|--------------------|--------------------|
| Parametry modelu | Parametr | Asympt. Błąd std | Asympt. t(8731) | p | Dolna gr. 95%p.ufn | Górna gr. 95%p.ufn |
| p(1) | -0,2452 | 0,0606 | -4,0445 | 0,0001 | -0,3640 | -0,1263 |
| q(1) | -0,3850 | 0,0575 | -6,6933 | 0,0000 | -0,4978 | -0,2723 |
| Ps(1) | 0,0679 | 0,0159 | 4,2822 | 0,0000 | 0,0368 | 0,0990 |
| Qs(1) | 0,6829 | 0,0112 | 61,1523 | 0,0000 | 0,6611 | 0,7048 |

Źródło: opracowanie własne

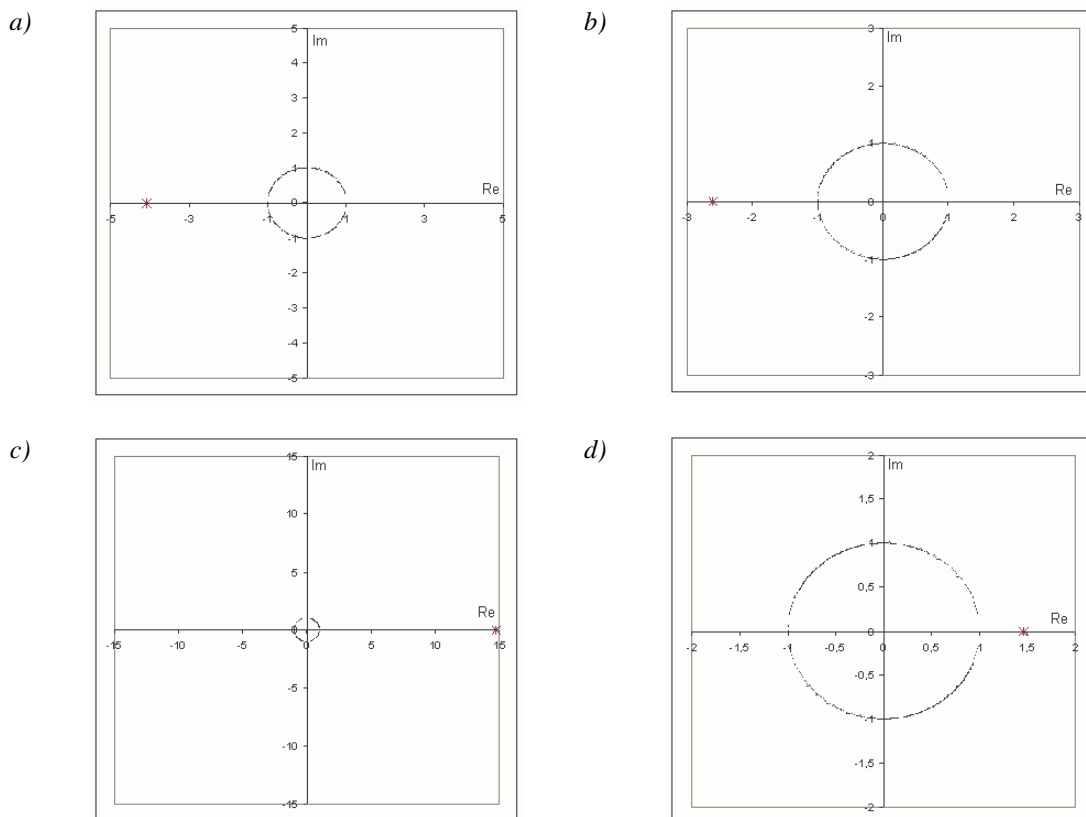
Wszystkie cztery parametry modelu są istotne statystycznie (wartość $p < 0,05$). Również pierwiastki równania charakterystycznego (tabela 4.11) dla modelu AR jaki i dla modelu MA leżą poza okręgiem jednostkowym (rysunek 4.11), więc model jest stabilny i odwracalny.

Tabela 4.11. Pierwiastki równania charakterystycznego

| | część rzeczywista | część urojona | moduł |
|---------------|-------------------|---------------|-------|
| AR | -4,08 | 0,00 | 4,08 |
| MA | -2,60 | 0,00 | 2,60 |
| AR (sezonowe) | 14,72 | 0,00 | 14,72 |
| MA (sezonowe) | 1,46 | 0,00 | 1,46 |

Źródło: opracowanie własne

Pierwiastek charakterystyczny modelu sezonowego MA jest położony najbliżej okręgu jednostkowego, co świadczy o tym, że parametr sezonowego modelu MA jest najbliższym punktem tego modelu. Jednak wyeliminowanie tego parametru z modelu i zbudowanie nowego modelu SARIMA(1,1,1)(1,1,0)₂₄ powoduje pogorszenie wszystkich wskaźników oceny. Biorąc to pod uwagę, należy przyjąć zaproponowaną strukturę modelu SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄ za poprawną.



Rysunek 4.11. Położenie pierwiastków równań charakterystycznych na płaszczyźnie zespolonej:
 a) model AR(1), b) model MA(1), c) model sezonowy AR(1), d) model sezonowy MA(1)

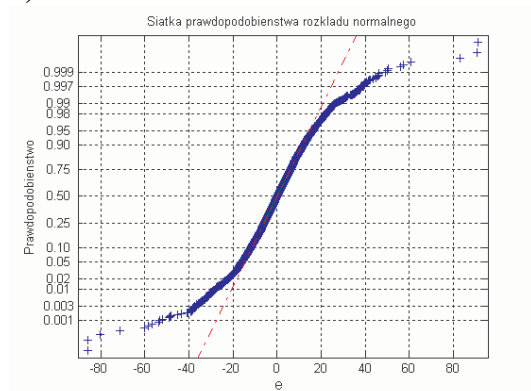
Źródło: opracowanie własne

Rozwiązaniem tego problemu może być model $ARIMA(1,1,0)(3,1,0)_{24}$, który jest niewiele gorszy (tabela 4.9). Jednak wyeliminowanie części związanej z modelem MA powoduje że, model jest bardziej stabilny.

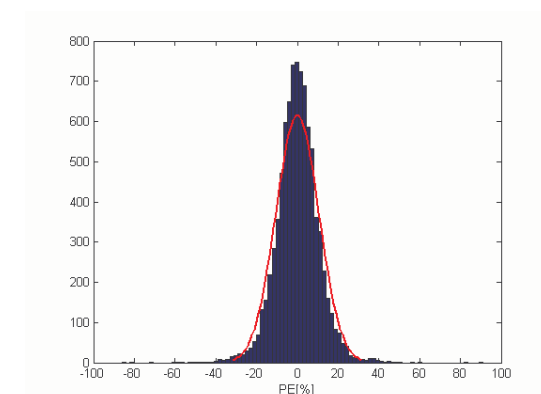
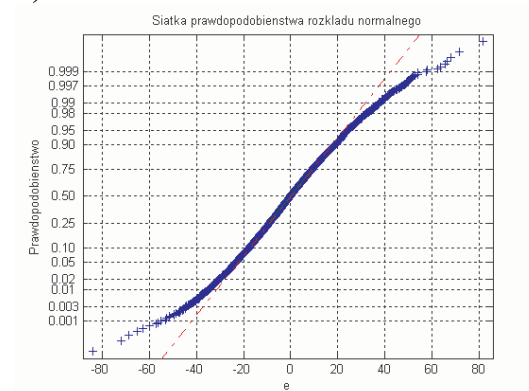
4.6 Porównanie modeli

Porównując wszystkie zbudowane modele można zaobserwować, że we wszystkich przypadkach rozkład reszt modelu odbiega od idealnego rozkładu normalnego. Jednak w modelu neuronowym i sezonowym ARIMA różnice te zaczynają być widoczne dopiero poza przedziałem $\pm 2\sigma$. Mamy tu do czynienia z tzw. grubymi ogonami (rysunek 4.12). Jak już podano wcześniej jest to wynik dużych błędów popełnianych przy prognozowaniu zapotrzebowania w dni świąteczne.

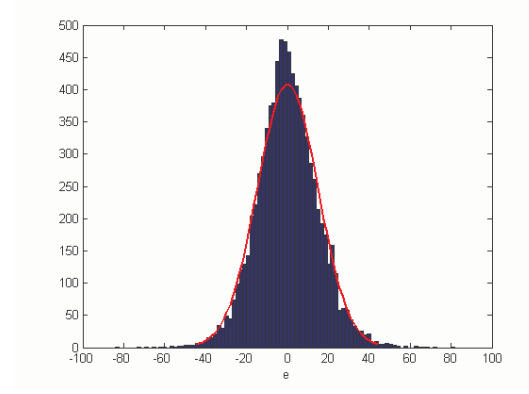
a)



b)



$N(0,0199; 10,55)$



$N(0,1188; 14,55)$

Rysunek 4.12. Porównanie rozkładów reszt dla modelu: a) ARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄ b) model neuronowy $Z_{skor}(t-1)$ (t-24) (t-168); KD(t) (t-24) (t-168); T(t-1) (t-24) (t-168)

Źródło: opracowanie własne

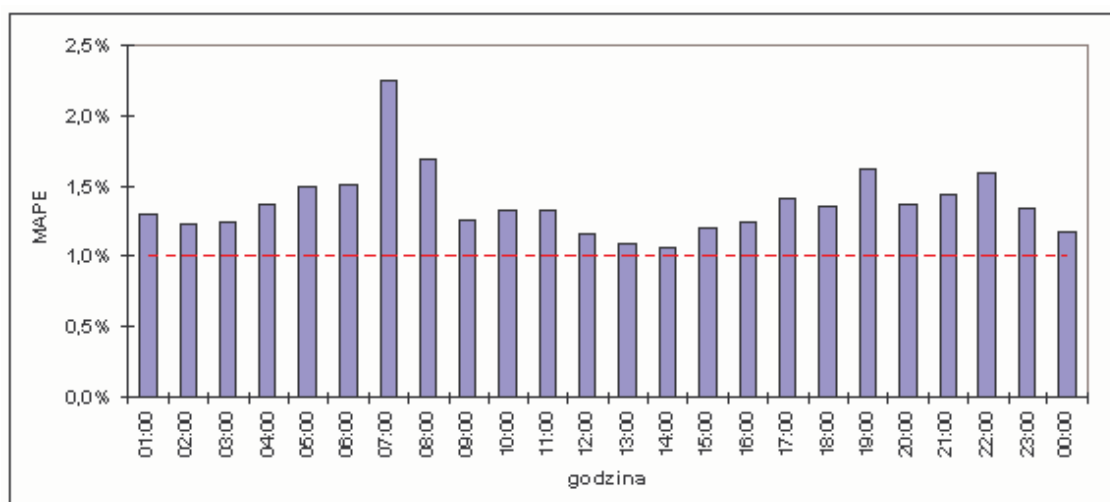
Przy prognozowaniu zapotrzebowania w święta kościelne i państwowe należy zachować daleko idącą ostrożność. Zbudowanie modelu statystycznego dla tych dni obciążonego małym błędem jest trudne ze względu na małą ilość danych. Najlepszy sposób na prognozowanie zapotrzebowania w dni wolne od pracy to system ekspercki połączony z analizą statystyczną danych.

Tabela 4.12. Zestawienie najlepszych modeli

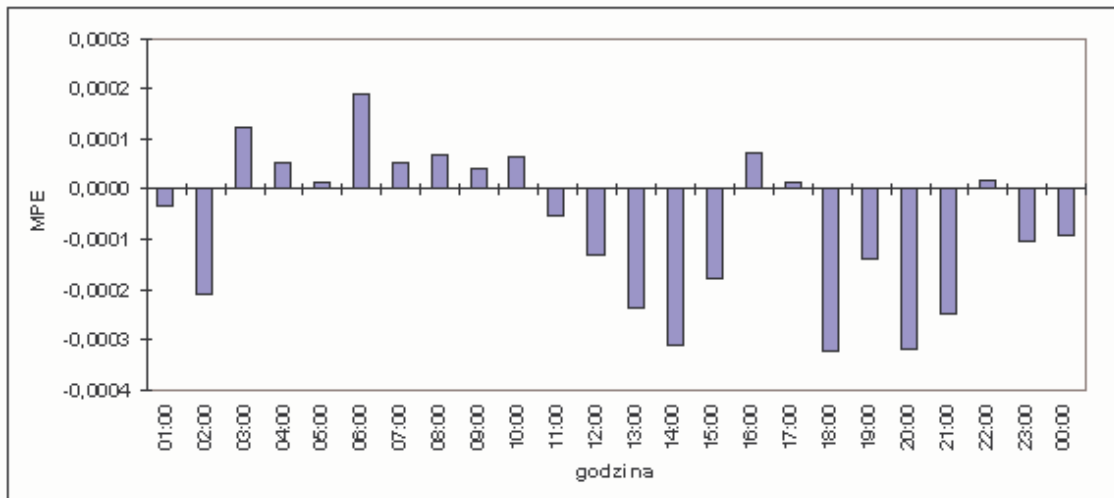
| model | ME | MAE | MSE | MPE | MAPE | SDE | DW |
|-------------------------|---------------|-------------|--------------|---------------|--------------|--------------|-------------|
| naiwny | -0,004 | 26,57 | 1 248,8 | -0,002 | 4,63% | 35,34 | 0,780 |
| wygładzanie wykładnicze | 0,0023 | 13,50 | 346,5 | -8E-04 | 2,36% | 18,62 | 1,00 |
| SSN | 0,1188 | 11,28 | 221,7 | -5E-04 | 1,93% | 14,89 | 1,12 |
| regresja | 0,0028 | 13,79 | 331,5 | -1E-03 | 2,35% | 18,21 | 0,95 |
| SARIMA | 0,0199 | 7,73 | 111,2 | -6E-05 | 1,34% | 10,55 | 2,01 |

Źródło: opracowanie własne

W tabeli 4.12 zestawiono wyniki dla najlepszych modeli w każdej zaprezentowanej w tym rozdziale metody. Najlepsze wyniki daje model SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄, zarówno pod względem wartości średniej błędu względnego, jak i analizy autokorelacji.



Rysunek 4.13. Godzinowe wartości błędu względnego MAPE dla modelu ARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄
Źródło: opracowanie własne



Rysunek 4.14. Godzinowe wartości błędu względnego MPE dla modelu ARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄
Źródło: opracowanie własne

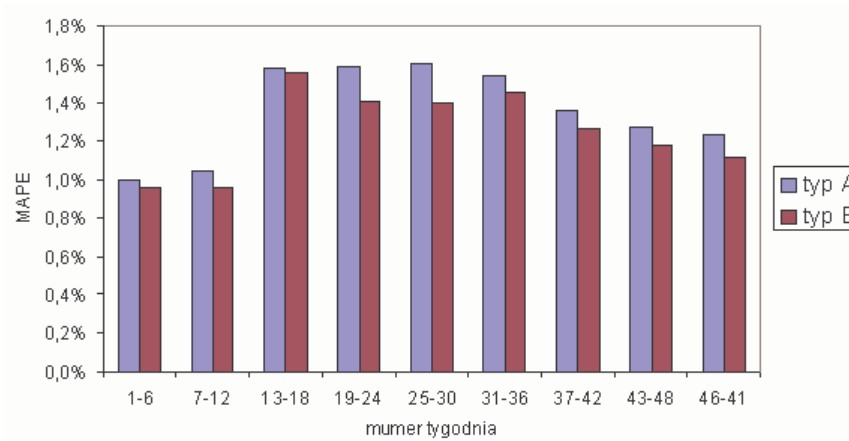
Godzinowe wartości błędu względnego MAPE oraz MPE przedstawione na rysunkach 4.13 – 14 pokazują, jak w poszczególnych godzinach wyglądają błędy predykcji. Widać, że zgodnie z przewidywaniami w godzinach porannych (7:00 - 8:00) oraz wieczornych (19:00 – 21:00) wartości błędu MAPE są największe. Na wykresie przedstawiającym godzinowy błąd MAPE zaznaczono linie na wysokości błędu 1%. Granica ta jest celem stawianym dla modelu prognostycznego, aby mógł on być przydatny do wspomaganie decyzji przy zakupie energii na rynku godzinowym. Widać, że dla żadnej godziny błąd nie jest poniżej tej linii, a cały błąd modelu wynosi 1,34%. Jednak model był zbudowany dla czynnika sezonowego skalibrowanego dla całego roku. Lepsze wyniki uzyskamy stosując metodę adaptacyjną estymacji parametrów modelu. Metoda ta polega na obliczaniu parametrów modelu ARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄ każdorazowo dla nowego dnia. Do kalibracji składowej sezonowej zamiast całego roku używamy danych z ostatnich 6-8 tygodni. Porównanie modeli, których parametry estymowano metodą adaptacyjną przedstawia tabela 4.13.

Tabela 4.13. Porównanie modeli SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄

| Nr modelu | tygodnie | ME | SS | MSE | SDE | MAPE | DW |
|-----------|----------|---------|--------|--------|-------|-------|------|
| 1 | 1-6 | 0,1322 | 95853 | 97,51 | 9,75 | 0,96% | 2,00 |
| 2 | 7-12 | -0,0621 | 86915 | 88,42 | 9,29 | 0,96% | 2,00 |
| 3 | 13-18 | 0,0028 | 132613 | 134,91 | 11,47 | 1,56% | 2,01 |
| 4 | 19-24 | 0,2000 | 85735 | 87,22 | 9,22 | 1,41% | 1,86 |
| 5 | 25-30 | -0,0453 | 80525 | 81,92 | 8,94 | 1,40% | 1,99 |
| 6 | 31-36 | -0,0064 | 88197 | 89,72 | 9,35 | 1,45% | 2,05 |
| 7 | 37-42 | 0,0331 | 77715 | 79,06 | 8,78 | 1,26% | 1,83 |
| 8 | 43-48 | 0,0285 | 109490 | 111,38 | 10,42 | 1,18% | 2,01 |
| 9 | 46-41 | 0,0017 | 99105 | 100,82 | 9,92 | 1,12% | 2,00 |

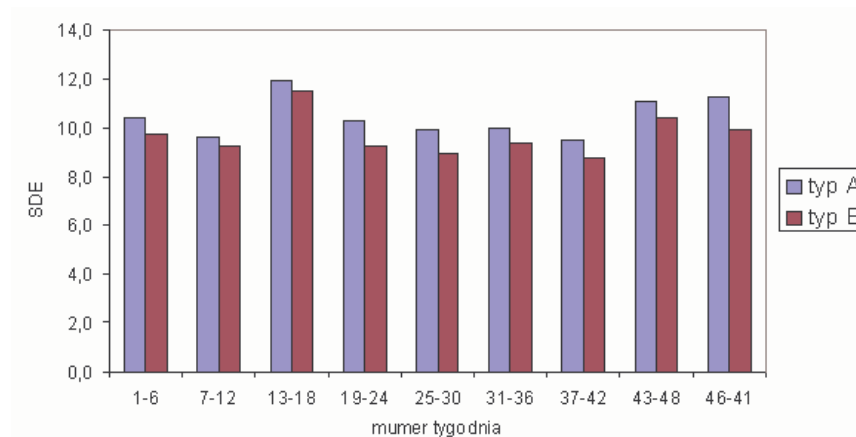
Źródło: opracowanie własne

Porównanie błędów procentowych MAPE dla wybranych okresów dla modelu skalibrowanego dla całego roku jak i dla modelu skalibrowanego dla 6 tygodni metodą adaptacyjną przedstawia rysunek 4.15 - 16. Widać, że dla każdego z wybranych okresów model adaptacyjny ma mniejszy błąd jak i odchylenie standardowe. W dalszym ciągu błąd procentowy nie zawsze jest mniejszy niż 1%, jednak zbliża się już do tej wartości. Po wyeliminowaniu dni świątecznych, które generują duże błędy, osiągnięcie 1% błędu jest możliwe z wyłączeniem godzin porannego i wieczornego szczytu.



**Rysunek 4.15. Porównanie błędu procentowego MAPE modeli SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄:
a) model kalibrowany dla całego roku, b) model kalibrowany danymi z ostatnich 6 tygodni**

Źródło: opracowanie własne



**Rysunek 4.16. Porównanie odchylenia standardowego SDE modeli SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄:
a) model kalibrowany dla całego roku, b) model kalibrowany danymi z ostatnich 6 tygodni**

Źródło: opracowanie własne

4.7 Walidacja modelu prognostycznego

Wybrany model SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄ został sprawdzony na danych, dla których były estymowane jego parametry, zarówno komponenta sezonowa jak i parametry modelu SARIMA. Aby sprawdzić czy model jest poprawny, należy dokonać jego walidacji, czyli sprawdzenia poprawności prognoz dla innych danych. Zaproponowana w punkcie wcześniejszym metoda budowania adaptacyjnego modelu prognostycznego składała się z dwóch etapów:

- etap pierwszy to usunięcie składowej sezonowej poprzez odjęcie od oryginalnego szeregu wskaźników sezonowych obliczonych na bazie modelu addytywnego dla okresu 168 godzin (jeden tydzień),
- część druga polega na estymacji parametrów modelu SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄ dla szeregu pozbawionego składowej sezonowej.

Tak zbudowany model posłuży do prognozowania przyszłych wartości zapotrzebowania na energię elektryczną.

Wybrany model SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄ opisuje równanie:

$$(1-pB)(1-P_s B^{24})(1-B)(1-B^{24})z_t = (1-qB)(1-Q_s B^{24})e_t \quad (4.1)$$

gdzie: p – parametr modelu AR

P_s – parametr sezonowego modelu AR

q – parametr modelu MA

Q_s – parametr sezonowego modelu MA

Po rozwinięciu równania 4.1, wzór który posłuży do zbudowania prognozy ma następującą postać:

$$z_t = (1 + p)z_{t-1} - p z_{t-2} + (1 + P_s)z_{t-24} - (1 + p + P_s + pP_s)z_{t-25} + (p + pP_s)z_{t-26} - Pz_{t-48} + (P_s + pP_s)z_{t-49} - P_s z_{t-50} - qe_{t-1} - Q_s e_{t-25} + qQ_s e_{t-25} + e_t \quad (4.1)$$

Tabela 4.14 Przedstawia wyniki walidacji dla modelu SRIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄. W kolumnie pierwszej zapisany jest numer tygodnia, dla którego została wykonana prognoza, w kolumnie drugiej podany jest zakres tygodni użytych do kalibrowania modelu. W analizowanym przypadku zbudowany model służył do budowania prognoz na kolejny tydzień, czyli raz na tydzień dokonywano kalibracji i estymacji parametrów modelu na podstawie wcześniejszych 6 tygodni. W celu poprawienia wyników można takiej kalibracji dokonywać raz na dobę.

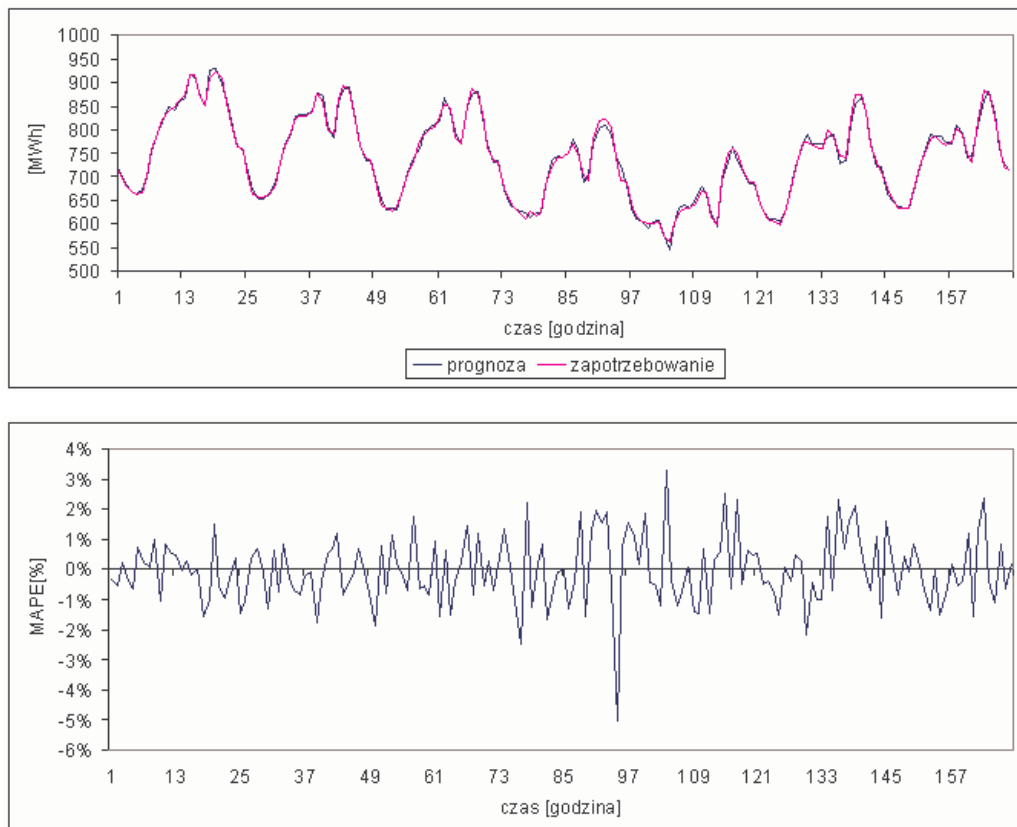
Jak można się było spodziewać, wyniki walidacji modelu (tabela 4.14) są gorsze niż analiza reszt dla danych, na podstawie których model był kalibrowany i estymowany (tabela 4.13). Jednak wyniki walidacji świadczą o tym, że model dobrze „dopasował” się do nowego zbioru danych .

Tabela 4.14. Wyniki walidacji modelu dla roku 2003

| prognoza [tydzień] | kalibracja [tydzień] | ME [MWh] | SS [MWh] | MSE [MWh] | SDE [MWh] | MAPE [%] | DW [-] |
|-----------------------|-------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|-----------|
| 7 | 1-6 | -0,0319 | 31927 | 190,04 | 13,83 | 1,25% | 2,26 |
| 8 | 2-7 | -0,1396 | 11589 | 68,98 | 8,33 | 0,88% | 2,11 |
| 9 | 3-8 | 0,0925 | 14222 | 84,65 | 9,23 | 1,04% | 2,04 |
| 10 | 4-9 | -0,2808 | 14548 | 86,59 | 9,33 | 1,03% | 2,06 |
| 11 | 5-10 | 0,2529 | 17678 | 105,22 | 10,29 | 1,12% | 2,22 |
| 12 | 6-11 | -0,4515 | 20637 | 122,84 | 11,12 | 1,19% | 1,81 |
| 13 | 7-12 | -0,7184 | 46398 | 276,18 | 16,67 | 1,89% | 1,82 |
| 14 | 8-13 | 0,1986 | 16359 | 97,38 | 9,90 | 1,10% | 2,29 |
| 15 | 9-14 | -0,3237 | 28337 | 168,67 | 13,03 | 1,44% | 2,70 |
| 16 | 10-15 | 1,5040 | 51481 | 306,44 | 17,56 | 2,69% | 0,72 |
| 17 | 11-16 | -0,3412 | 20241 | 120,48 | 11,01 | 1,62% | 2,14 |
| 18 | 12-17 | 0,2887 | 51207 | 304,80 | 17,51 | 2,70% | 1,12 |
| 19 | 13-18 | -0,3072 | 53049 | 315,77 | 17,82 | 2,51% | 1,29 |
| 20 | 14-19 | 0,0801 | 24984 | 148,72 | 12,23 | 1,77% | 2,03 |
| 21 | 15-20 | 0,0299 | 24760 | 147,38 | 12,18 | 1,84% | 2,27 |
| 22 | 16-21 | -0,0619 | 20614 | 122,70 | 11,11 | 1,79% | 2,56 |
| 23 | 17-22 | 0,1092 | 17434 | 103,77 | 10,22 | 1,66% | 2,28 |
| 24 | 18-23 | -0,4195 | 16612 | 98,88 | 9,97 | 1,48% | 2,13 |
| 25 | 19-24 | 0,9398 | 42227 | 251,35 | 15,90 | 2,70% | 0,89 |
| 26 | 20-25 | -0,3055 | 13938 | 82,97 | 9,14 | 1,52% | 2,38 |
| 27 | 21-26 | 0,1713 | 14410 | 85,77 | 9,29 | 1,49% | 2,19 |
| 28 | 22-27 | 0,1500 | 14819 | 88,21 | 9,42 | 1,52% | 2,25 |
| 29 | 23-28 | 0,0472 | 13263 | 78,94 | 8,91 | 1,48% | 2,13 |
| 30 | 24-29 | 0,0364 | 16148 | 96,12 | 9,83 | 1,48% | 2,03 |
| 31 | 25-30 | -0,2226 | 16716 | 99,50 | 10,00 | 1,60% | 2,39 |
| 32 | 26-31 | 1,0299 | 13350 | 79,47 | 8,94 | 1,42% | 1,64 |
| 33 | 27-32 | 0,2698 | 43934 | 261,51 | 16,22 | 2,26% | 1,00 |
| 34 | 28-33 | -0,4430 | 12185 | 72,53 | 8,54 | 1,33% | 2,23 |
| 35 | 29-34 | -1,0798 | 17434 | 103,77 | 10,22 | 1,54% | 1,86 |
| 36 | 30-35 | 0,1177 | 20329 | 121,00 | 11,03 | 1,77% | 1,85 |
| 37 | 31-36 | 0,1744 | 22453 | 133,65 | 11,60 | 1,74% | 2,02 |
| 38 | 32-37 | -0,0634 | 14740 | 87,74 | 9,39 | 1,46% | 2,20 |
| 39 | 33-38 | 0,0184 | 16828 | 100,17 | 10,04 | 1,51% | 2,10 |
| 40 | 34-39 | 1,5027 | 17132 | 101,98 | 10,13 | 1,50% | 1,84 |
| 41 | 35-40 | -0,4928 | 18923 | 112,64 | 10,64 | 1,39% | 1,90 |
| 42 | 36-41 | -0,0538 | 24668 | 146,83 | 12,15 | 1,45% | 1,51 |
| 43 | 37-42 | -0,2958 | 33488 | 199,33 | 14,16 | 1,42% | 1,85 |
| 44 | 38-43 | 0,1038 | 27423 | 163,23 | 12,81 | 1,65% | 1,69 |
| 45 | 39-44 | -0,1363 | 27383 | 162,99 | 12,81 | 1,52% | 1,41 |
| 46 | 40-45 | -0,0875 | 24410 | 145,30 | 12,09 | 1,34% | 1,76 |
| 47 | 41-46 | 0,0857 | 20165 | 120,03 | 10,99 | 1,24% | 2,09 |
| 48 | 42-47 | 0,1578 | 19032 | 113,28 | 10,68 | 1,16% | 2,03 |
| 49 | 43-48 | 0,0121 | 24542 | 146,09 | 12,12 | 1,29% | 2,25 |
| 50 | 44-49 | -0,0581 | 19502 | 116,08 | 10,81 | 1,11% | 2,31 |
| 51 | 45-50 | 0,0563 | 22800 | 135,71 | 11,68 | 1,26% | 2,01 |
| 52 | 46-51 | -0,1339 | 48655 | 289,61 | 17,07 | 1,97% | 1,13 |

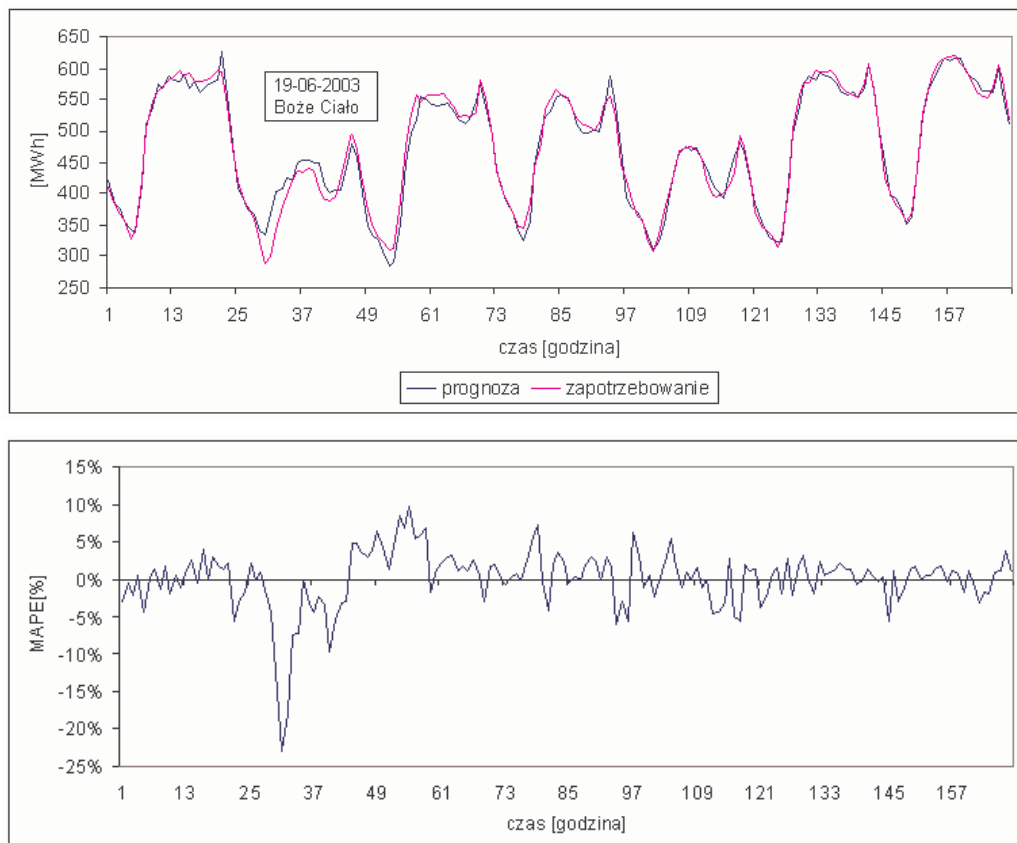
Źródło: opracowanie własne

Rysunki 4.17 – 4.18 przedstawiają wyniki prognozy na godzinę do przodu dla tygodnia o największym i najmniejszym błędzie względnym procentowym MAPE. Duży błąd dla okresu 18-24 czerwca 2003 spowodowany jest wystąpieniem w tym okresie święta (Boże Ciało). Na wykresie można zaobserwować, że zarówno w czwartek jak i dzień przed i dzień po, prognoza modelu odstaje od danych rzeczywistych. Prognoza na pozostałe cztery dni w tym okresie już ma o wiele mniejsze błędy.



Rysunek 4.17. Prognoza na godzinę do przodu dla okresu 19-26 luty 2003

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 4.18. Prognoza na godzinę do przodu dla okresu 18-24 czerwiec 2003

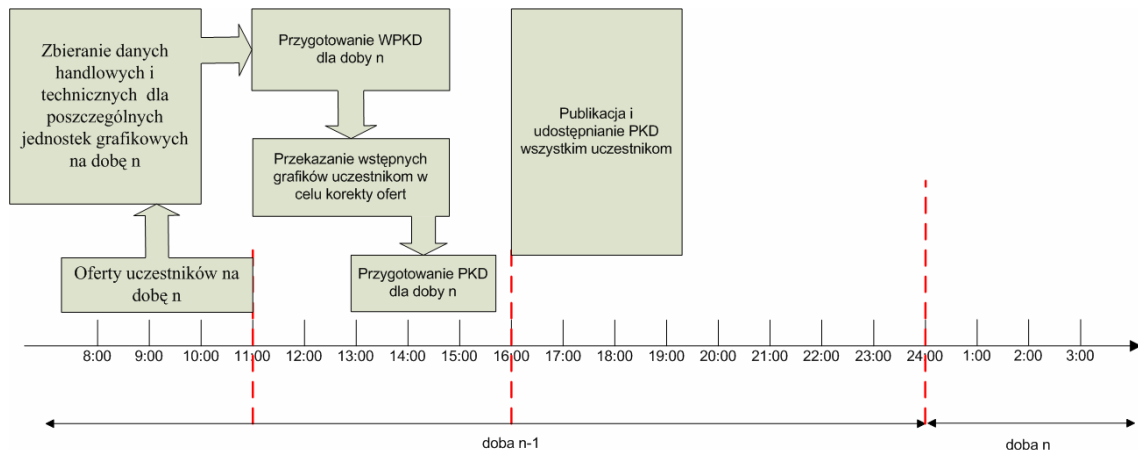
Źródło: opracowanie własne

5 Lokalny godzinowy rynek energii elektrycznej

5.1 Zasady tworzenia lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej

Z przeprowadzonej analizy polskiego rynku energii elektrycznej (rozdział drugi) wynika, że do całkowitego otwarcia się rynku energii elektrycznej dojdzie kiedy wygasną (lub zostaną rozwiązane) kontrakty długoterminowe (KDT). To z winy funkcjonowania KDT wolumen sprzedaży na giełdzie energii jest bardzo mały. Kontrakty długoterminowe są bardzo korzystne dla wytwórców energii elektrycznej, gdyż dają im nie tylko gwarancję, że wyprodukowana przez nich energia zostanie sprzedana, ale również gwarantują wysoką cenę za jedną MWh (tabela 1.3). Kontrakty te niewątpliwie przyczyniły się do modernizacji polskiej energetyki z punktu widzenia ekologii, jednak bardzo niekorzystnie wpływają na rozwój wolnego rynku energii elektrycznej. Jednak uczestnicy tego rynku starają się przewyciężyć te niedogodności. Segment giełdowy, czyli Towarowa Giełda Energii S.A., pracuje już nad wprowadzeniem rynku godzinowego. Na rynku tym istniałaby możliwość handlu energią elektryczną na godzinę przed jej dostarczeniem. Na dzień dzisiejszy kontraktowanie ilości zakupionej jak i wyprodukowanej energii dokonywane jest dla doby (w rozbiciu na 24 godziny). Instrumentem pozwalającym zakupić lub sprzedać energię elektryczną na wolnym rynku jest rynek dnia następnego (RDN). Harmonogram grafikowania na tym rynku przewiduje dostarczenie przez wszystkie podmioty zajmujące się zarówno produkcją jak i handlem energią do godziny 11:00 dnia poprzedzającego zakup energii, dokładnego grafiku z rozbiciem na 24 godziny.

Na podstawie tych grafików tworzony jest Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy (WPKD), następnie Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD), który jest publikowany i dostępny dla wszystkich uczestników rynku o godzinie 16:00 w dobie $n-1$ (rysunek 5.1).



Rysunek 5.1. Harmonogram tworzenia PKD

Źródło: opracowanie własne na podstawie [45]

Harmonogram tworzenia PKD wymusza na podmiotach działających na rynku energii elektrycznej wykonanie prognozy na dobę n z horyzontem od 13 do 27 godzin. Prognoza ta obarczona jest większym błędem niż prognozy o horyzoncie czasowym 1-2 godziny. Stąd idea utworzenia rynku godzinowego, na którym byłaby możliwość zakupu energii elektrycznej na godzinę przed dostawą. Z technicznego punktu widzenia jest to możliwe, gdyż wytwórcy energii są w stanie zwiększyć ilość wyprodukowanej energii w czasie krótszym niż jedna godzina. Taki zakup jest już realizowany na rynku bilansującym (RB), gdzie wytwórcy energii będący uczestnikami RB w celach bilansowania popytu i podaży dokonują korekty swojej oferty zwiększając lub zmniejszając ilość zakontraktowanej energii w danej godzinie na żądanie operatora systemu. Jednak usługa ta jest bardzo droga, gdyż wytwórcy mogą zażądać za te działania kwoty o wiele większej niż kwota zakupu jednej MWh na wolnym rynku (tabela 1.4). Z tego powodu rynek bilansujący jest źródłem największego ryzyka finansowego dla uczestników rynku energii elektrycznej. W celu zmniejszenia tego ryzyka powstała propozycja utworzenia lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej. Celem tego rynku byłaby współpraca wytwórców energii

elektrycznej oraz podmiotów zajmujących się handlem energią na lokalnym rynku. Współpraca ta byłaby korzystna dla obu stron, gdyż dla wytwórcy energii każda MWh sprzedana poza kontraktem długoterminowym to zysk, nawet gdyby cena sprzedaży była równa cenie giełdowej (czyli mniejszej niż w KDT). Spółki zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej miałyby z tego taką korzyść, że zakupiłyby energię po cenie mniejszej niż na rynku bilansującym. Problem w utworzeniu takiego rynku leży zarówno po stronie przepisów prawnych, jak i po stronie braku precyzyjnych prognoz i algorytmów postępowania minimalizujących ryzyko zakupu na rynku bilansującym. Problemy prawne można rozwiązać poprzez zawarcie odpowiednich umów, które w precyzyjny sposób ustalą mechanizm kształtowania się ceny zakupu energii, jak i wskażą stronę ponoszącą ryzyko związane z tym zakupem. Na lokalnym rynku małopolskim firmy zajmujące się produkcją (EC Kraków S.A.) jak i handlem (ENION S.A. oddział Kraków) mają podpisaną już podobną umowę na bilansowanie, ale nie na godzinę przed dostawą, ale w razie jakiejś poważnej awarii, np. takiej jak pożar w EC Kraków w 2004 r.

5.2 Zastosowanie krótkoterminowego modelu prognozowania w tworzeniu lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej

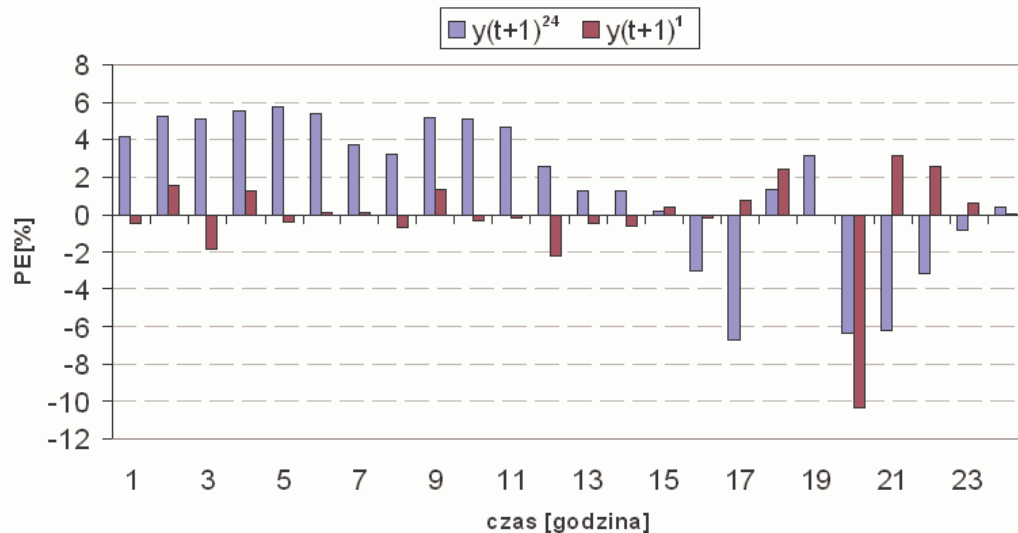
Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną na kolejną dobę (czyli o horyzoncie 13-37 godzin) obarczone jest błędem dużo większym niż $\pm 1\%$. Modele takie mają z reguły średni błąd rzędu 1,7-5,5% w zależności od godziny, której ta prognoza dotyczy. Im dalsza godzina tym błąd jest większy, ponieważ zwiększa się horyzont prognozy. Dla prognoz na godziny od 11:00 do 24:00 nie są nawet znane wartości zapotrzebowania na dobę wcześniej, co w znaczny sposób pogarsza prognozy dla tych godzin. W tabeli 5.1 przedstawiona jest prognoza na dzień 12 luty 2003, która była podstawą do utworzenia grafiku zakupu energii na ten dzień. Porównanie błędów prognozy w godzinie t ($t=1, 2, \dots, 24$) dla modelu prognostycznego na dobę wcześniej ($y(t)^{24}$) z modelem prognostycznym na godzinę wcześniej ($y(t)^1$) pokazuje wyraźnie, że istnieje

możliwość dokonania korekty grafikowania na podstawie modelu prognozującego na godzinę przed dostawą.

Tabela 5.1. Wyniki porównania prognozowania na godzinę przed dostawą $y(t)^1$ i dobę przed dostawą $y(t)^{24}$ dla dnia 12-02-2003 r.

| t | y(t) | prognoza wykonana na dobę wcześniej | | | prognoza wykonana na godzinę wcześniej | | |
|----|-------|-------------------------------------|--------|-------|--|--------|--------|
| | | $y(t)^{24}$ | e | PE | $y(t)^1$ | E | PE |
| | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [%] | [MW] | [MWh] | [%] |
| 1 | 672 | 644,08 | 27,92 | 4,16 | 675,07 | -3,07 | -0,46 |
| 2 | 648 | 613,84 | 34,16 | 5,27 | 637,85 | 10,15 | 1,57 |
| 3 | 631 | 599,00 | 32,00 | 5,07 | 642,59 | -11,59 | -1,84 |
| 4 | 630 | 595,19 | 34,81 | 5,53 | 621,72 | 8,28 | 1,31 |
| 5 | 641 | 604,23 | 36,77 | 5,74 | 643,68 | -2,68 | -0,42 |
| 6 | 670 | 633,92 | 36,08 | 5,39 | 669,16 | 0,84 | 0,13 |
| 7 | 730 | 703,11 | 26,89 | 3,68 | 729,18 | 0,82 | 0,11 |
| 8 | 761 | 736,88 | 24,12 | 3,17 | 766,38 | -5,38 | -0,71 |
| 9 | 799 | 757,45 | 41,55 | 5,20 | 788,21 | 10,79 | 1,35 |
| 10 | 812 | 771,01 | 40,99 | 5,05 | 815,03 | -3,03 | -0,37 |
| 11 | 814 | 775,79 | 38,21 | 4,69 | 815,78 | -1,78 | -0,22 |
| 12 | 808 | 787,15 | 20,85 | 2,58 | 826,25 | -18,25 | -2,26 |
| 13 | 808 | 797,92 | 10,08 | 1,25 | 811,73 | -3,73 | -0,46 |
| 14 | 844 | 832,89 | 11,11 | 1,32 | 849,07 | -5,07 | -0,60 |
| 15 | 833 | 831,45 | 1,55 | 0,19 | 829,71 | 3,29 | 0,40 |
| 16 | 787 | 810,80 | -23,80 | -3,02 | 788,88 | -1,88 | -0,24 |
| 17 | 794 | 847,39 | -53,39 | -6,72 | 787,61 | 6,39 | 0,80 |
| 18 | 888 | 876,17 | 11,83 | 1,33 | 866,73 | 21,27 | 2,39 |
| 19 | 904 | 875,76 | 28,24 | 3,12 | 904,25 | -0,25 | -0,03 |
| 20 | 818 | 869,77 | -51,77 | -6,33 | 902,06 | -84,06 | -10,28 |
| 21 | 773 | 820,77 | -47,77 | -6,18 | 749,14 | 23,86 | 3,09 |
| 22 | 736 | 758,94 | -22,94 | -3,12 | 716,87 | 19,13 | 2,60 |
| 23 | 714 | 719,90 | -5,90 | -0,83 | 709,94 | 4,06 | 0,57 |
| 24 | 703 | 700,45 | 2,55 | 0,36 | 702,50 | 0,50 | 0,07 |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 5.2. Porównanie błędu PE dla modelu prognozującego na dobę i na godzinę do przodu dla dnia 12-02-2003 roku

Źródło: opracowanie własne

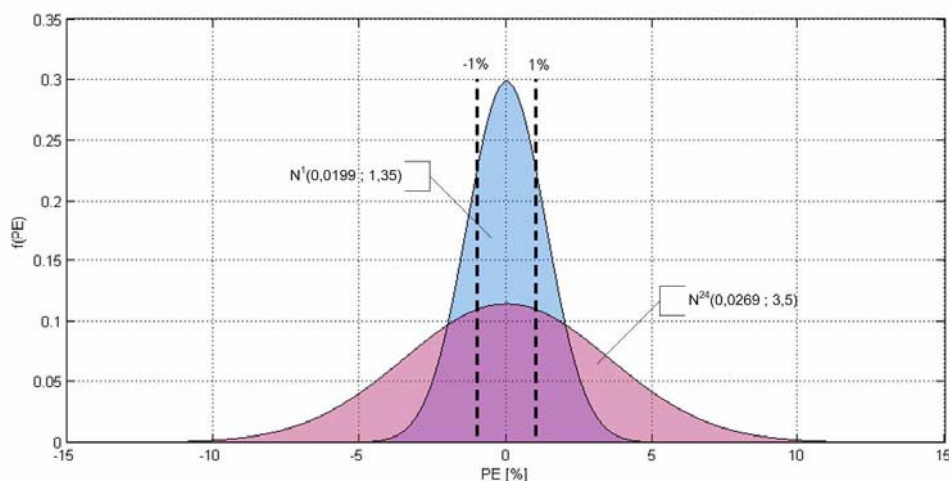
Rysunek 5.2 przedstawia wyniki porównania błędów procentowych dla prognoz wykonanych w dobie $n-1$ oraz na godzinę przed dostawą. Widać, że błędy (PE) prognozy na godzinę przed dostawą są wyraźnie mniejsze. Jednak widać również, że nie w każdej godzinie, bo dla godziny 20:00 jest odwrotnie. Te same problemy można czasami zaobserwować w innych dniach dla godzin porannych od 7:00 do 8:00. Nie zawsze też pokrywają się znaki błędów, co znaczy, że jedna prognoza zawiążyła zapotrzebowanie, a druga zaniżyła. Jednak dla całego dnia średnia błędów wychodzi zawsze lepiej dla modelu na godzinę przed dostawą. Jak pokazano w rozdziale wcześniejszym, model prognostyczny nie przechodził testów na normalność reszt, ale na wykresie siatki prawdopodobieństwa rozkładu normalnego widać było wyraźnie, że do wartości $\pm 2\sigma$ reszty układały się wzdłuż linii opisującej idealny rozkład normalny. Z tego też powodu została wykonana próba oszacowania położenia reszt modelu względem granicy $\pm 1\%$ z wykorzystaniem rozkładu normalnego.

Na rysunku 5.3 przedstawiono wykresy idealnego rozkładu normalnego błędów PE dla obu modeli. Widać wyraźnie, że model na dobę wcześniej ma większe odchylenie standardowe i w przedziale $\pm 1\%$ błędów mieści się zaledwie 22,5% błędów PE modelu. Dla prognozy na godzinę przed dostawą procent ten wynosi już 54,4% (tabela 5.2).

Tabela 5.2. Zestawienie parametrów rozkładu normalnego dla błędów procentowych (PE) prognozy

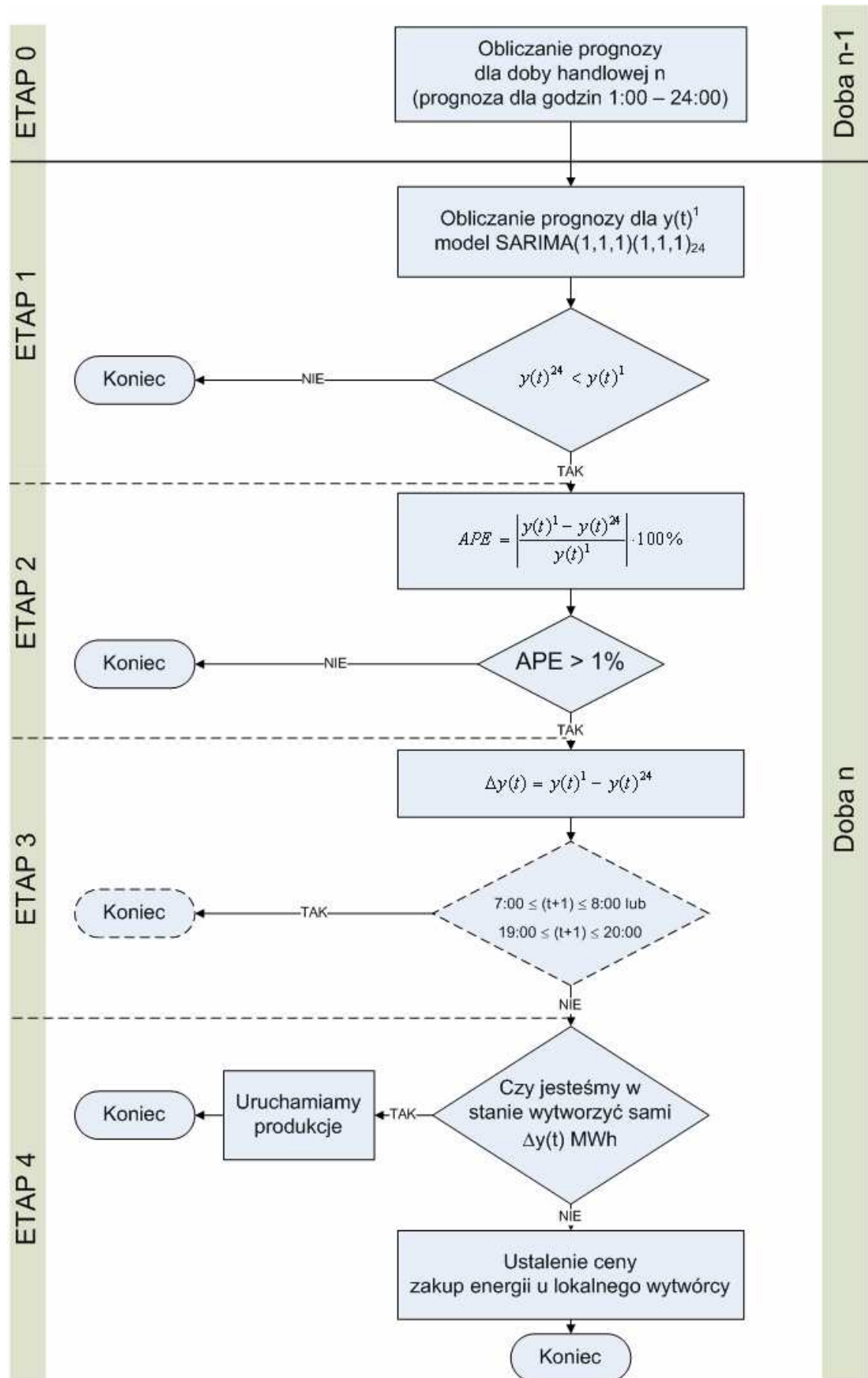
| Model prognostyczny | Średnia PE | Odch. std. PE | Dystrybuanta | | |
|----------------------|------------|---------------|--------------|-------|------------|
| | | | F(-1) | F(1) | F(-1)-F(1) |
| | [MWh] | [MWh] | [%] | [%] | [%] |
| Na dobę do przodu | 0,0269 | 3,52 | 38,46 | 60,95 | 22,5 |
| Na godzinę do przodu | 0,0199 | 1,34 | 22,32 | 76,77 | 54,4 |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 5.3. Wykres idealnego rozkładu normalnego dla błędów procentowych PE z zaznaczonymi granicami $\pm 1\%$
Źródło: opracowanie własne

Jak widać na rysunku 5.3, około 55% błędów PE modelu prognostycznego na godzinę do przodu mieści się w przedziale $\pm 1\%$, jednak w porównaniu z modelem prognostycznym na dobę do przodu jest to wynik zdecydowanie lepszy. Daje to podstawę do podjęcia próby utworzenia godzinowego rynku energii elektrycznej w oparciu o ten model. Rysunek 5.4 przedstawia algorytm postępowania podczas wyliczania korekty bilansowania na rynku godzinowy.



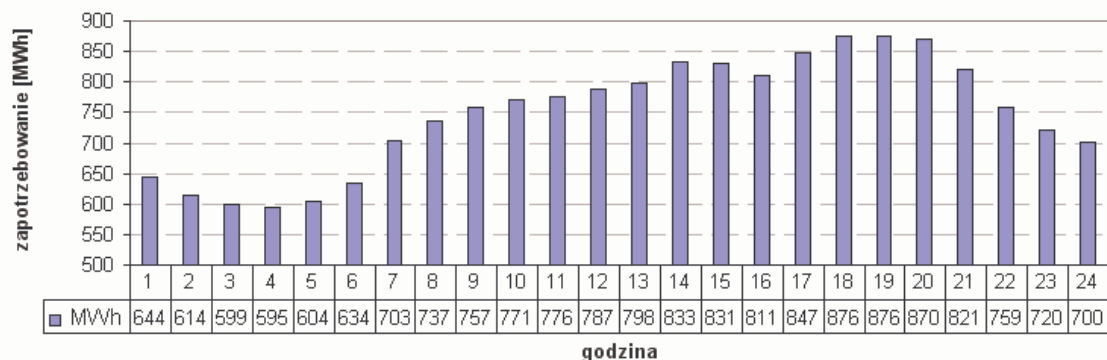
Rysunek 5.4. Algorytm korekty bilansowania na rynku godzinowym*Źródło: opracowanie własne*

Algorytm korekty składa się z czterech etapów głównych wyliczanych co godzinę w dobie handlowej n (etap 1–4) oraz z etapu 0 związanego ze sporządzeniem grafiku w dobie handlowej $n-1$.

Przykład wykorzystania algorytmu dla dnia 12-02-2003 r.

ETAP 0 (doba handlowa $n-1$)**Obliczanie prognoz dla doby handlowej n**

W etapie tym trzeba wykonać prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną dla każdej godziny następnego dnia. W efekcie powstaje grafik zawierający 24 prognozy na każdą godzinę (rysunek 5.5). Grafik ten należy przekazać do operatora systemu do godziny 11:00 w dobie handlowej $n-1$.

**Rysunek 5.5. Grafik wykonany w dobie $n-1$ dla dnia 12-02-2003 r.***Opracowanie własne na podstawie informacji z ZE Kraków S.A.***ETAP 1 (doba handlowa n , godzina $t-1$)****Obliczanie prognozy dla następnej godziny $y(t)$**

W etapie tym należy obliczyć prognozę dla każdej kolejnej godziny doby n . Prognozę wykonujemy godzinę wcześniej przy pomocy modelu SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄. Następnie otrzymany wynik $y(t)^1$ porównujemy z prognozą z grafiku dla tej samej godziny $y(t)^{24}$. Jeżeli zostało zamówione mniej energii niż wynika to z prognozy $y(t)^1$ przechodzimy do etapu 2, w przeciwnym

razie kończymy dalsze wyliczanie, gdyż z prognozy wynika, że mamy za dużo energii.

ETAP 2 (doba handlowa n, godzina t-1)

Obliczanie błędu prognozy APE

W etapie tym wyliczamy moduł względnego błędu procentowego (APE). Jako wartość odniesienia przyjmujemy wynik prognozy modelu na godzinę do przodu $y(t)^1$ (wzór 5.1).

$$APE = \left| \frac{y(t)^1 - y(t)^{24}}{y(t)^1} \right| \cdot 100\% \quad (5.1)$$

Jeżeli APE jest mniejsze niż 1%, kończymy dalsze wyliczanie, gdyż wynika z prognozy, że jesteśmy w bezpiecznym pasie cenowym na rynku bilansującym. Jeżeli APE jest większe, przechodzimy do następnego etapu.

ETAP 3 (doba handlowa n, godzina t-1)

Wyliczanie $\Delta y(t)$

W etapie tym wyliczamy ilość brakującej energii $\Delta y(t)$ jaką potrzebujemy do zbilansowania godziny t (wzór 5.2).

$$\Delta y = y(t)^1 - y(t)^{24} \quad (5.2)$$

W etapie tym zaznaczony jest blok decyzyjny związany ze sprawdzaniem, czy godzina t, dla której sporządzana jest prognoza, to godzina o podwyższonym ryzyku prognozowania. Jak wykazały wcześniejsze analizy, w godzinach porannych 8:00-9:00 oraz wieczornych 19:00-20:00 błędy prognozy są wyższe niż w pozostałych godzinach. Blok ten w algorytmie (rysunek 5.4) zaznaczony jest linią przerywaną, gdyż można go pominąć w zależności od dokładności modelu prognostycznego. Decyzja czy usuwać ten blok czy nie może zostać podjęta przez użytkownika każdorazowo w oparciu o jego wiedzę ekspercką i doświadczenie zdobyte z czasem stosowania tego systemu. Możemy na początek założyć, że zostawimy ten blok decyzyjny i dla wymienionych godzin nie będziemy robić korekty. Wynikiem obliczeń przeprowadzonych w tym etapie

jest ilość brakującej energii do zbilansowania godziny t . Jeżeli t nie jest godziną o podwyższonym ryzyku prognozowania, przechodzimy do kolejnego etapu.

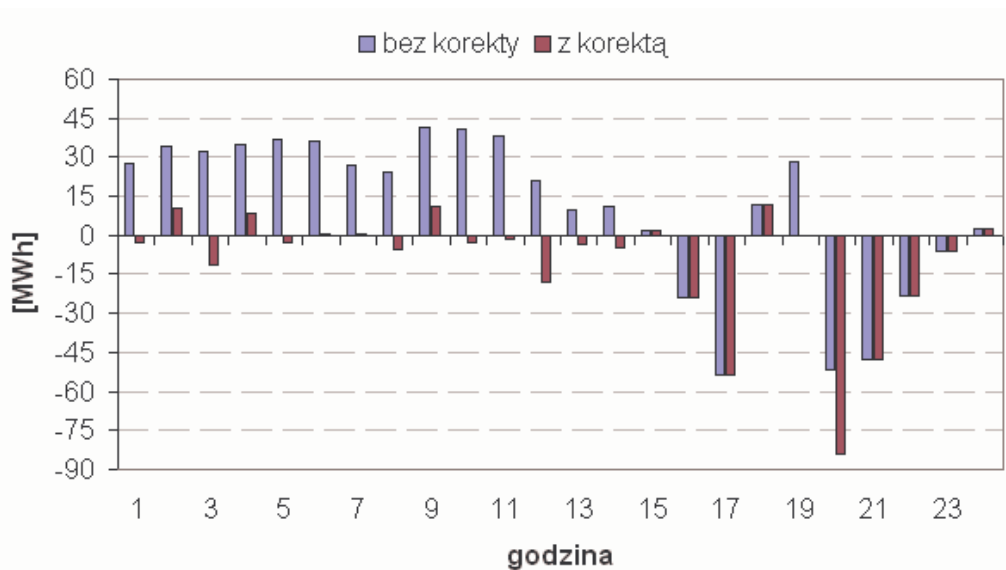
ETAP 4 (doba handlowa n , godzina $t-1$)

Zakup brakującej energii $\Delta y(t)$ na lokalnym rynku

Ostatni etap to decyzja o zakupie lub produkcji brakującej ilości energii. Jeżeli spółka dystrybucyjna ma własne źródła energii oraz możliwości szybkiego ich uruchomienia to należy to zrobić i zakończyć bilansowanie dla godziny t . Jeżeli nie, to trzeba dokupić energię u lokalnego wytwórcy, np. elektrociepłowni lub elektrowni. Ważnym elementem w tym punkcie jest również ustalenie ceny zakupu. Proponowane rozwiązanie to ustalenie ceny na bazie ceny dla danej godziny na giełdzie energii pomnożonej przez pewien współczynnik korekty ceny K_c . W celu zaspokojenia obydwu stron transakcji współczynnik ten powinien być większy od 1, jego wartość może być również zmienna w zależności od godziny, dla której jest wyliczana cena.

Tabela 5.3 przedstawia wszystkie etapy algorytmu dla $t = 1, 2, \dots, 24$.

Na rysunku 5.6 widać wyraźnie zmniejszoną ilość zakupionej energii na rynku bilansującym po zastosowaniu algorytmu bilansowania.



Rysunek 5.6. Ilości energii zakupionej na rynku bilansującym w dniu 12-02-2003 r. modle bilansowania bez korekty oraz z użyciem algorytmu korekty

Źródło: opracowanie własne

Tabela 5.3. Etapy postępowania dla bilansowania 24 godzin w dniu 12-02-2003 r.

| t | y(t) | y(t) ²⁴ | ETAP 1 | | ETAP 2 | | | ETAP 3 | | ETAP 4 | | | | |
|----|------|--------------------|-------------------|---------|-------------------|---------|-----|--------------------------|---------|--------|------------------|---------|-----|-------|
| | | | y(t) ¹ | warunek | obliczanie APE(t) | warunek | | obliczanie $\Delta y(t)$ | warunek | | do zbilansowania | warunek | | |
| 1 | 672 | 644 | 675 | TAK | | 4,59% | TAK | | 31 | NIE | | 31 | NIE | KUPIĆ |
| 2 | 648 | 614 | 638 | TAK | | 3,76% | TAK | | 24 | NIE | | 24 | NIE | KUPIĆ |
| 3 | 631 | 599 | 643 | TAK | | 6,78% | TAK | | 44 | NIE | | 44 | NIE | KUPIĆ |
| 4 | 630 | 595 | 622 | TAK | | 4,27% | TAK | | 27 | NIE | | 27 | NIE | KUPIĆ |
| 5 | 641 | 604 | 644 | TAK | | 6,13% | TAK | | 39 | NIE | | 39 | NIE | KUPIĆ |
| 6 | 670 | 634 | 669 | TAK | | 5,27% | TAK | | 35 | NIE | | 35 | NIE | KUPIĆ |
| 7 | 730 | 703 | 729 | TAK | | 3,58% | TAK | | 26 | TAK | STOP | | | |
| 8 | 761 | 737 | 766 | TAK | | 3,85% | TAK | | 30 | TAK | STOP | | | |
| 9 | 799 | 757 | 788 | TAK | | 3,90% | TAK | | 31 | NIE | | 31 | NIE | KUPIĆ |
| 10 | 812 | 771 | 815 | TAK | | 5,40% | TAK | | 44 | NIE | | 44 | NIE | KUPIĆ |
| 11 | 814 | 776 | 816 | TAK | | 4,90% | TAK | | 40 | NIE | | 40 | NIE | KUPIĆ |
| 12 | 808 | 787 | 826 | TAK | | 4,73% | TAK | | 39 | NIE | | 39 | NIE | KUPIĆ |
| 13 | 808 | 798 | 812 | TAK | | 1,70% | TAK | | 14 | NIE | | 14 | NIE | KUPIĆ |
| 14 | 844 | 833 | 849 | TAK | | 1,91% | TAK | | 16 | NIE | | 16 | NIE | KUPIĆ |
| 15 | 833 | 831 | 830 | NIE | STOP | | | | | | | | | |
| 16 | 787 | 811 | 789 | NIE | STOP | | | | | | | | | |
| 17 | 794 | 847 | 788 | NIE | STOP | | | | | | | | | |
| 18 | 888 | 876 | 867 | NIE | STOP | | | | | | | | | |
| 19 | 904 | 876 | 904 | TAK | | 3,15% | TAK | | 28 | TAK | STOP | | | |
| 20 | 818 | 870 | 902 | TAK | | 3,58% | TAK | | 32 | TAK | STOP | | | |
| 21 | 773 | 821 | 749 | NIE | STOP | | | | | | | | | |
| 22 | 736 | 759 | 717 | NIE | STOP | | | | | | | | | |
| 23 | 714 | 720 | 710 | NIE | STOP | | | | | | | | | |
| 24 | 703 | 700 | 703 | TAK | | 0,29% | NIE | STOP | | | | | | |

Źródło: opracowanie własne

W tabeli 5.4 przedstawiono wyniki analizy finansowej dla kilku opcji algorytmu. W algorytmie zmieniany był współczynnik ceny K_c oraz godziny wyłączane z bilansowania użyte w sprawdzaniu warunku w etapie 4.

Tabela 5.4. Wyniki analizy finansowej zysk/strata dla modelu bez korekty oraz z użyciem korekty dla różnych opcji algorytmu i współczynnika ceny K_c

| K_c | z korektą | | | bez korekty | zysk/starta po zastosowaniu korekty | wyłączone godziny |
|-------|---------------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| | koszty zakupu na lokalnym rynku | koszty bilansowania na RB | całkowite koszty korekty | koszty bilansowania na RB | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1,2 | 50 204,83 zł | -1 238,19 zł | 48 966,64 zł | 58 299,69 zł | 9 333,05 zł | 7, 8, 19, 20 |
| 1,2 | 58 811,28 zł | -8 440,98 zł | 50 370,30 zł | | 7 929,40 zł | 7, 8 |
| 1,2 | 57 442,99 zł | -12 644,84 zł | 44 798,15 zł | | 13 501,54 zł | 19, 20 |
| 1,2 | 66 049,44 zł | -19 847,63 zł | 46 201,81 zł | | 12 097,88 zł | |
| 1,3 | 54 388,57 zł | -1 238,19 zł | 53 150,38 zł | | 5 149,31 zł | 7, 8, 19, 20 |
| 1,3 | 63 712,22 zł | -8 440,98 zł | 55 271,24 zł | | 3 028,46 zł | 7, 8 |
| 1,3 | 62 229,91 zł | -12 644,84 zł | 49 585,07 zł | | 8 714,62 zł | 19, 20 |
| 1,3 | 71 553,56 zł | -19 847,63 zł | 51 705,93 zł | | 6 593,76 zł | |
| 1,4 | 58 572,30 zł | -1 238,19 zł | 57 334,11 zł | | 965,58 zł | 7, 8, 19, 20 |
| 1,4 | 68 613,16 zł | -8 440,98 zł | 60 172,18 zł | | -1 872,48 zł | 7, 8 |
| 1,4 | 67 016,82 zł | -12 644,84 zł | 54 371,99 zł | | 3 927,71 zł | 19, 20 |
| 1,4 | 77 057,68 zł | -19 847,63 zł | 57 210,05 zł | | 1 089,64 zł | |

Źródło: opracowanie własne

Wartość ujemna oznacza sprzedaż energii na RB po cenie CROz

Jak widać w tabeli 5.4, niezależnie od wariantu wyłączania godzin jaki został wybrany (kolumna 7), zawsze model z korektą przynosi zyski (wartości dodatnie w kolumnie 6) dla współczynnika ceny $K_c = 1,2$ oraz $K_c = 1,3$. Zwiększenie współczynnika ceny K_c do wartości 1,4 spowodowała zmniejszenie zysków, a nawet dla jednego wariantu bilansowanie przyniosło straty. Widać więc, że zaproponowany współczynnik korekty $K_c = 1,2$ jest dobrym rozwiązaniem dla każdej ze stron.

Zastosowanie algorytmu bilansowania spowodowało spadek energii zakupionej lub sprzedanej na rynku bilansującym poza widełkami $\pm 1\%$ (tabela 5.5).

Większość energii jest teraz bilansowana na rynku lokalnym po wynegocjowanej cenie. Proponowana cena zakupu u lokalnego wytwórcy to cena 1 MWh na giełdzie energii dla danej godziny powiększona o 20%.

Tabela 5.5. Ilość energii zakupionej na rynku bilansującym w dniu 12-02-2003 r.

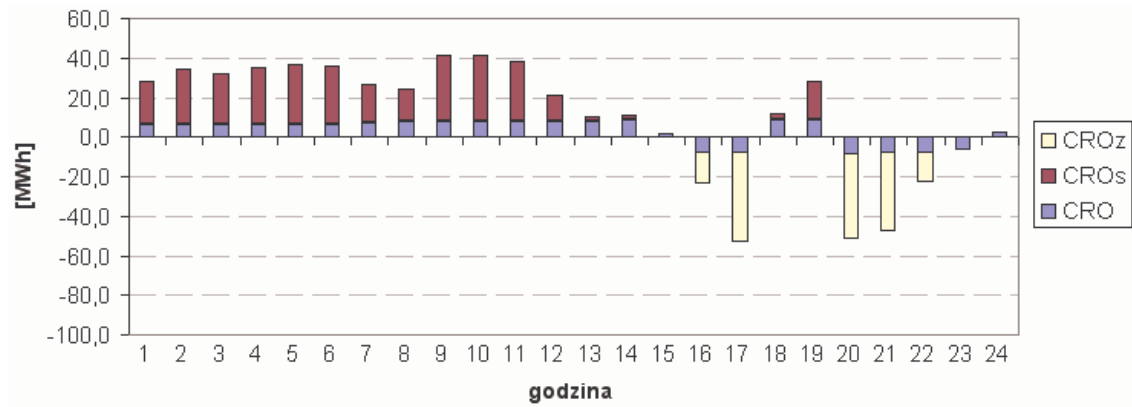
| t | z korektą | | | | bez korekty | | | | cena na RB | | |
|----|-------------|--------------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|-------------|-------------|------------|--------|-------|
| | zakup na RB | pomiędzy $\pm 1\%$ | powyżej +1% | poniżej -1% | zakup na RB | pomiędzy $\pm 1\%$ | powyżej +1% | poniżej -1% | CRO | CROs | CROz |
| | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [zł] | [zł] | [zł] |
| 1 | -3,1 | -3,1 | 0,0 | 0,0 | 27,9 | 6,7 | 21,2 | 0,0 | 80,58 | 207,24 | 71,8 |
| 2 | 10,2 | 6,5 | 3,7 | 0,0 | 34,2 | 6,5 | 27,7 | 0,0 | 78,59 | 206,87 | 71,47 |
| 3 | -11,6 | -6,3 | 0,0 | -5,3 | 32,0 | 6,3 | 25,7 | 0,0 | 81,26 | 205,47 | 71,53 |
| 4 | 8,3 | 6,3 | 2,0 | 0,0 | 34,8 | 6,3 | 28,5 | 0,0 | 77,17 | 207,23 | 71,04 |
| 5 | -2,7 | -2,7 | 0,0 | 0,0 | 36,8 | 6,4 | 30,4 | 0,0 | 78,1 | 207,13 | 71,09 |
| 6 | 0,8 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 36,1 | 6,7 | 29,4 | 0,0 | 75,72 | 207,23 | 70,99 |
| 7 | 26,9 | 7,3 | 19,6 | 0,0 | 26,9 | 7,3 | 19,6 | 0,0 | 76,48 | 205,33 | 71,61 |
| 8 | 24,1 | 7,6 | 16,5 | 0,0 | 24,1 | 7,6 | 16,5 | 0,0 | 80,84 | 205,21 | 72,77 |
| 9 | 10,8 | 8,0 | 2,8 | 0,0 | 41,6 | 8,0 | 33,6 | 0,0 | 98,55 | 181,6 | 79,97 |
| 10 | -3,0 | -3,0 | 0,0 | 0,0 | 41,0 | 8,1 | 32,9 | 0,0 | 96,42 | 181,6 | 83,28 |
| 11 | -1,8 | -1,8 | 0,0 | 0,0 | 38,2 | 8,1 | 30,1 | 0,0 | 99,29 | 181,6 | 88,45 |
| 12 | -18,3 | -8,1 | 0,0 | -10,2 | 20,9 | 8,1 | 12,8 | 0,0 | 98,51 | 186,43 | 88,18 |
| 13 | -3,7 | -3,7 | 0,0 | 0,0 | 10,1 | 8,1 | 2,0 | 0,0 | 98,21 | 185,8 | 89,73 |
| 14 | -5,1 | -5,1 | 0,0 | 0,0 | 11,1 | 8,4 | 2,7 | 0,0 | 97,91 | 193,78 | 86,8 |
| 15 | 1,5 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 1,5 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 96,1 | 181,8 | 84,69 |
| 16 | -23,8 | -7,9 | 0,0 | -15,9 | -23,8 | -7,9 | 0,0 | -15,9 | 95,88 | 181,42 | 85,28 |
| 17 | -53,4 | -7,9 | 0,0 | -45,5 | -53,4 | -7,9 | 0,0 | -45,5 | 102,02 | 198,3 | 88,31 |
| 18 | 11,8 | 8,9 | 3,0 | 0,0 | 11,8 | 8,9 | 3,0 | 0,0 | 104,27 | 168,9 | 93,91 |
| 19 | -0,3 | -0,3 | 0,0 | 0,0 | 28,2 | 9,0 | 19,2 | 0,0 | 104,06 | 169,4 | 93,04 |
| 20 | -84,1 | -8,2 | 0,0 | -75,9 | -51,8 | -8,2 | 0,0 | -43,6 | 103,53 | 167,32 | 92,4 |
| 21 | -47,8 | -7,7 | 0,0 | -40,0 | -47,8 | -7,7 | 0,0 | -40,0 | 100,12 | 171,54 | 89,76 |
| 22 | -22,9 | -7,4 | 0,0 | -15,6 | -22,9 | -7,4 | 0,0 | -15,6 | 87,6 | 185,82 | 80,53 |
| 23 | -5,9 | -5,9 | 0,0 | 0,0 | -5,9 | -5,9 | 0,0 | 0,0 | 83,37 | 196,61 | 74,37 |
| 24 | 2,5 | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 2,5 | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 74,79 | 331,37 | 71,78 |

Źródło: opracowanie własne

CRO – cena zakupu/sprzedaży 1 MWh na RB w widełkach $\pm 1\%$

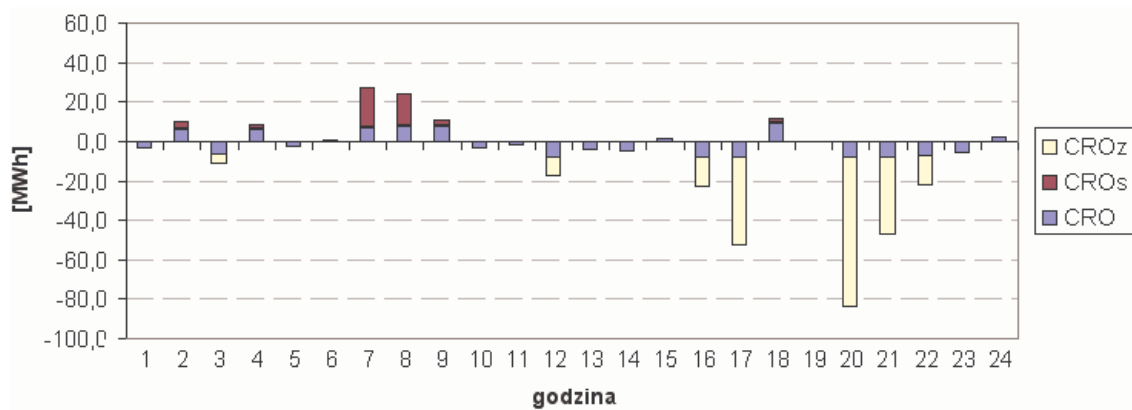
CROz – cena zakupu 1 MWh na RB (cena po jakiej odsprzedaje się nadwyżki energii; poniżej -1%)

CROs – cena sprzedaży 1 MWh na RB (cena po jakiej dokupuje się brakującą energię; powyżej +1%)



Rysunek 5.7. Ilość zakupionej/sprzedanej energii na RB w dniu 12-02-2003 r. bez korekty

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 5.8. Ilość zakupionej/sprzedanej energii na RB w dniu 12-02-2003 r. z korektą bilansującą na rynku lokalnym

Źródło: opracowanie własne

5.3 Koncepcja systemu ekspertowego wspierającego podejmowanie decyzji na lokalnym godzinowym rynku energii elektrycznej

Algorytm przedstawiony w punkcie 5.2 zakładał wykluczenie godzin o podwyższonym ryzyku prognozowania z mechanizmu korekty. Jednak jak pokazują wyniki analizy dla różnych wariantów (tabela 5.4), wykluczenie wszystkich zaproponowanych godzin nie daje najlepszego rozwiązania. Jak zaproponowano w etapie 3 algorytmu o wyłączeniu wybranej godziny z korekty decyduje każdorazowo użytkownik na bazie wiedzy i doświadczenia zdobytego podczas użytkowania tego systemu. W celu wspomaganie tej decyzji została opracowana koncepcja prostego systemu ekspertowego opartego o metody logiki

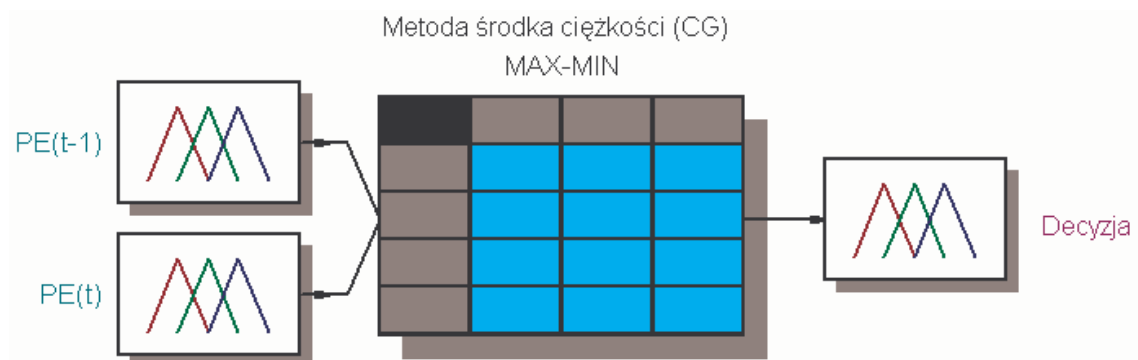
rozmytej. Reguły tego systemu można zmieniać wraz ze zdobytym doświadczeniem.

Ponieważ prognoza na godzinę do przodu wyznaczana jest przy użyciu modelu SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄, więc prognoza na godzinę $t - y^*(t)$ zależy od wartości zapotrzebowania w chwili $y(t-1)$ oraz $y(t-24)$.

Podstawą systemu jest analiza błędu procentowego $PE(t)$ dla zapotrzebowania $y^*(t)$ względem rzeczywistego zapotrzebowania dzień wcześniej w godzinie $t - y(t-24)$ (wzór 5.3) oraz błędu procentowego $PE(t-1)$ rzeczywistego zapotrzebowania $y(t-1)$ do prognozy $y^*(t-1)$ (wzór 5.4).

$$PE(t) = \frac{y(t-24) - y^*(t)}{y(t-24)} \cdot 100\% \quad (5.3)$$

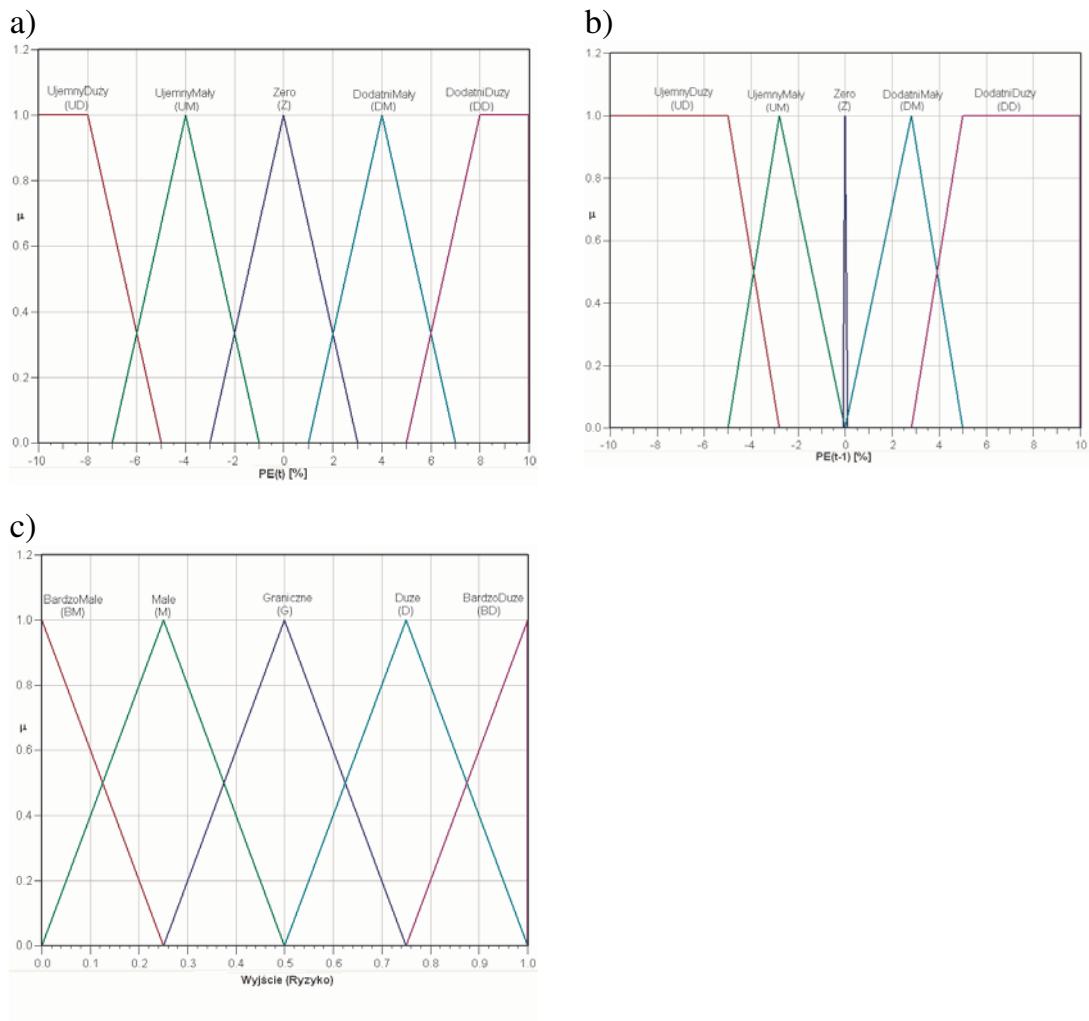
$$PE(t-1) = \frac{y(t-1) - y^*(t-1)}{y(t-1)} \cdot 100\% \quad (5.4)$$



Rysunek 5.9. Struktura systemu wspomagającego podejmowanie decyzji o wykluczeniu godziny t z algorytmu bilansowania na lokalnym godzinowym rynku energii

Źródło: opracowanie własne

Na rysunku 5.9 przedstawiono strukturę systemu wspomagającego decyzję o uruchomieniu korekty dla godzin wyłączonych w etapie 3 algorytmu korekty. Liczba zmiennych lingwistycznych zarówno dla wejść jak i dla wyjścia modelu została wstępnie ustalona na pięć. Wybór zmiennych lingwistycznych oraz położenie funkcji przynależności przedstawiono na rysunku 5.10.



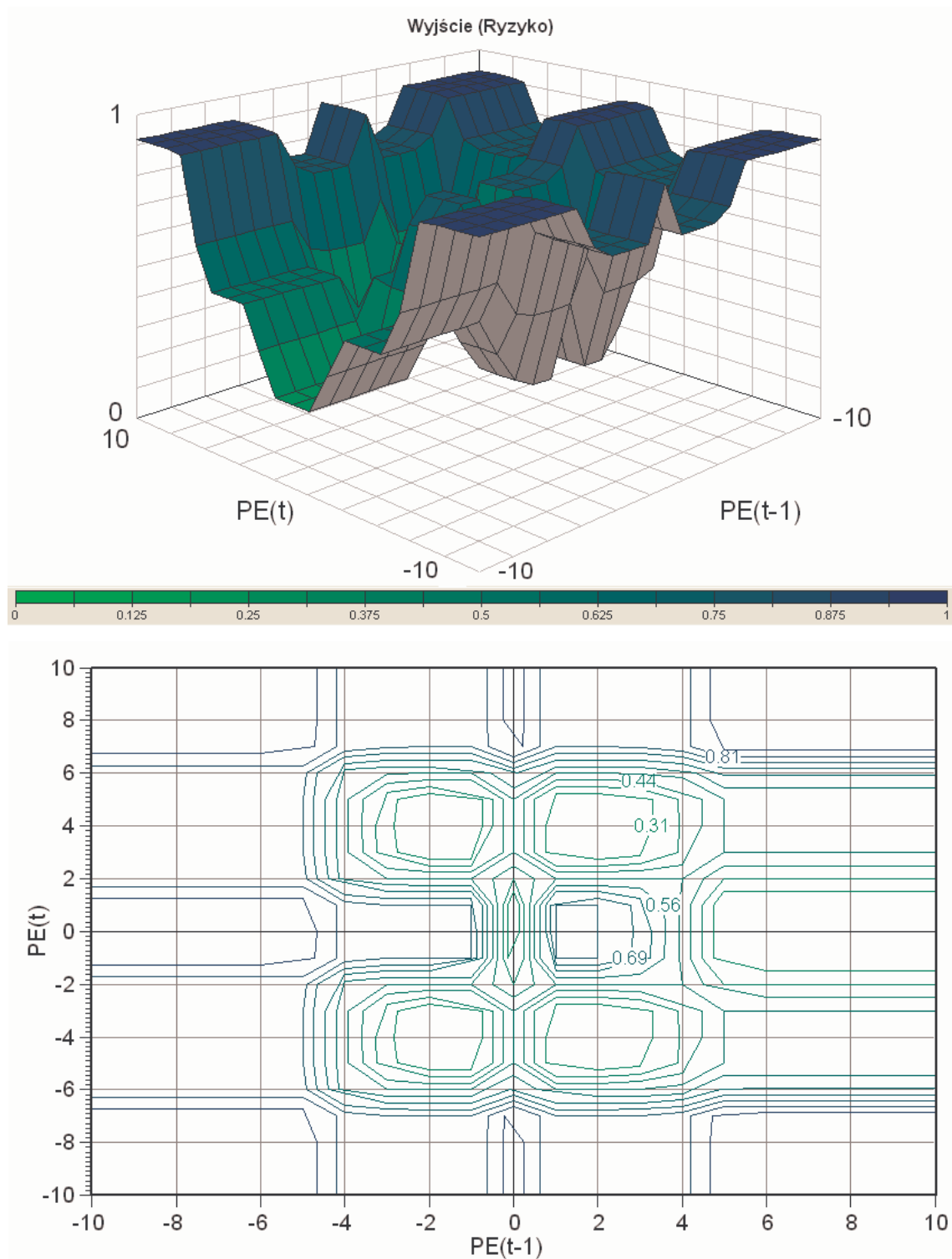
Rysunek 5.10. Zmienne lingwistyczne oraz funkcje przynależności modelu :
 a) wejście modelu PE(t) b) wejście modelu PE(t-1) c) wyjście – ryzyko
 Źródło: opracowanie własne

Tabela 5.6 przedstawia reguły zapisane w bloku wnioskowania, reguły te można korygować w oparciu o zdobytą wiedzę podczas użytkowania systemu.

Tabela 5.6. Baza reguły dla modelu wspomagającego decyzje o bilansowaniu godzin o podwyższonym ryzyku prognozy.

| | | PE(t) | | | | |
|---------|--------------|-------------|-------------|-----------|--------------|--------------|
| | | Ujemny Duży | Ujemny Mały | Zero | Dodatni Mały | Dodatni Duży |
| PE(t-1) | Ujemny Duży | BD | D | BD | D | BD |
| | Ujemny Mały | D | M | D | M | D |
| | Zero | BD | G | BM | G | BD |
| | Dodatni Mały | D | M | D | M | D |
| | Dodatni Duży | BD | G | M | G | BD |

Źródło: opracowanie własne



Rysunek 5.11. Płaszczyzna odpowiedzi modelu

Źródło: opracowanie własne

Zakres wyjścia modelu przyjęto od 0 do 1. Proponowany przedział odpowiedzi, dla którego będzie podejmowana decyzja na TAK o bilansowaniu dla godziny o

podwyższonym ryzyku prognozowania, to przedział $[0; 0,5]$, poza tym przedziałem należy podjąć decyzję na NIE. Im większa wartość wyjściowa tym większe ryzyko związane z podjęciem błędnej decyzji. Rysunek 5.11 przedstawia płaszczyznę odpowiedzi modelu dla pełnego zakresu wejść i wyjść.

Wyniki zastosowania systemu ekspertowego dla dnia 12 lutego 2003 roku zostały zestawione w tabeli 5.7.

Tabela 5.7. Wynik zastosowania modelu wspomagającego decyzje dla dnia 12-02-2003 r.

| godzina | wartości rzeczywiste | | prognoza | | model | | | |
|---------|----------------------|-------|--------------------|-------------------|---------|--------|---------|------------|
| | y(t-24) | y(t) | y(t) ²⁴ | y(t) ¹ | wejście | | wyjście | |
| - | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | PE(t-1) | PE(t) | Wynik | Decyzja |
| - | | | | | [%] | [%] | - | - |
| 7:00 | 694 | 730 | 703,1 | 729,1 | 0,12% | -5,07% | 0,42 | TAK |
| 8:00 | 726 | 761 | 736,8 | 766,3 | 0,11% | -5,56% | 0,5 | TAK |
| 19:00 | 863 | 904 | 875,7 | 904,2 | 2,39% | -4,78% | 0,25 | TAK |
| 20:00 | 854 | 818 | 869,7 | 902,0 | -0,03% | -5,63% | 0,58 | NIE |

Źródło: opracowanie własne

Dla analizowanego wcześniej dnia dokonano obliczeń przy użyciu systemu wspomagającego decyzje dla bilansowania godziny o podwyższonym ryzyku prognozowania. Wskazania systemu pokazują, że z czterech wyznaczonych godzin o podwyższonym ryzyku należy pominąć tylko godzinę 20:00. W tabeli 5.4 prezentowano wyniki analizy finansowej zysk/strata dla modelu z użyciem korekty dla różnych wariantów pominięcia godzin o podwyższonym ryzyku. Najlepszy wynik tzn. największy zysk otrzymano dla wariantu gdy godzina 19:00 oraz 20:00 były pominięte w etapie 3 algorytmu godzinowej korekty. Jednak w tabeli 5.5 widać, że z tych dwóch godzin tylko korekta godziny 20:00 przyniosła stratę. Wynika z tego, że usunięcie godziny 19:00 było niepotrzebne. Jednak to można było obliczyć dopiero po fakcie. Wykorzystanie systemu ekspertowego wspomagającego decyzję umożliwia podjęcie właśnie takiej decyzji.

Zastosowanie zaproponowanego systemu ekspertowego spowoduje zwiększenie zysku przy bilansowaniu na lokalnym godzinowym rynku energii elektrycznej. Jak widać z przeprowadzonych analiz w tym rozdziale, zaproponowana koncepcja lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej może dać duże zyski dla firm zajmujących się zakupem energii elektrycznej na rynku hurtowym i sprzedażą jej do odbiorców końcowych. Może się to również przyczynić do zwiększenia konkurencyjności danej spółki dystrybucyjnej gdyż zmniejszenie ryzyka finansowego związanego z bilansowaniem energii na ogólnopolskim rynku bilansującym może przyczynić się do zmniejszenia cen energii dla odbiorców końcowych. W dobie reformy rynku energii elektrycznej i wprowadzaniu zasady TPA czyli dostępu wszystkich odbiorców do usług przesyłowych, każdy będzie mógł wybrać firmę, od której będzie kupował energię elektryczną, a jednym z najważniejszych czynników decydujących o wyborze będzie cena końcowa jednej MWh.

6 Podsumowanie

Zasadniczym celem dysertacji było zbudowanie systemu służącego do krótkoterminowego prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną. System ten służy do wspomagania podejmowania decyzji dotyczących zakupu energii na lokalnym godzinowym rynku energii elektrycznej.

Dla realizacji tego celu w rozdziale pierwszym została przeprowadzona analiza literatury oraz aktów prawnych, w oparciu o które został utworzony rynek energii elektrycznej. W kolejnym rozdziale zostały opisane modele prognostyczne wykorzystywane do prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną, ze szczególnym uwzględnieniem modeli sezonowych. Na podstawie tych analiz zostały zbudowane modele prognostyczne oparte o metody klasyczne oraz metody sztucznej inteligencji. Ze względu na okresowy charakter badanego szeregu czasowego została przeprowadzona szczegółowa analiza sezonowości oraz okresowości danego sygnału przy pomocy analizy spektralnej oraz autokorelacji. Po analizie sezonowości został wybrany model sezonowy addytywny o okresie 168 godzin. Taki model dawał najlepsze wyniki pod względem minimalizacji składnika losowego po dekompozycji szeregu czasowego. Wybrany model sezonowy pozwolił na uzyskanie czynnika losowego na poziomie 5-7%. Tak odseparowany czynnik losowy posłużył do budowania modelu prognostycznego przy pomocy modeli sezonowych SARIMA. Inne metody zbadane w pracy to sezonowe wygładzanie wykładnicze oraz regresja wieloraka. W pracy został zbadany wpływ temperatury otoczenia na zapotrzebowanie na energię elektryczną. Uzyskane wyniki pokazały, że istnieje korelacja ujemna między tymi dwoma sygnałami na poziomie 73%. Po wykonaniu testów na stabilność badanego modelu regresyjnego przy pomocy

testu Chowa wykazano, że istnieje punkt przełącznikowy na poziomie 18°C. Analiza ta również wykazała, że istotny wpływ na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną ma typ dnia tygodnia. W związku z wykrytym wpływem temperatury otoczenia oraz typu dnia tygodnia na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną zmienne te zostały wybrane jako jedne ze zmiennych objaśniających w modelach regresji wielorakiej oraz w modelach opartych o sztuczne sieci neuronowe. Przeprowadzone analizy wykazały, że użycie tych informacji na wejściu modelu zmniejszyła średni błąd prognozy MAPE o około 1,5%. Po przeprowadzeniu analizy porównawczej opisanych modeli prognostycznych najlepsze wyniki udało się uzyskać przy pomocy modelu SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄. Średni procentowy błąd prognozy uzyskany dla tego modelu to 1,34%. Wynik ten uzyskano dla czynnika losowego otrzymanego na bazie dekompozycji szeregu czasowego przy założeniu modelu addytywnego o okresie 168 godzin. Niewiele gorsze wyniki uzyskano stosując model neuronowy, który uwzględniał na wejściu informacje o temperaturze otoczenia oraz rodzaju dnia tygodnia. Model neuronowy uzyskał średni procentowy błąd prognozy na poziomie 1,93%. Sezonowy model SARIMA okazał się również lepszy pod względem analizy autokorelacji reszt modelu prognozy. Statystyka Durбина – Watsona dla tego modelu była bliska wartości 2. Po wybraniu modelu prognostycznego została przeprowadzona analiza możliwości zastosowania tego modelu przy prognozowaniu godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Celem tej analizy jest wykazanie możliwości dokonywania bilansowania niedoboru energii na rynku lokalnym.

Najbardziej pożądana wartość błędu prognozy to przedział $\pm 1\%$, gdyż cena bilansowania w tym paśmie jest najmniejsza. Wynika to z regulaminu rynku bilansującego, na którym od roku 2002 funkcjonują trzy różne ceny odchyłki, oddzielnej dla zakupu, sprzedaży oraz dla pasma odchyłki $\pm 1\%$. Zaproponowany system bilansowania odchyłki na rynku godzinowym opiera się na porównywaniu prognozy wykonanej na godzinę przed dostawą z prognozą wykonaną dobie wcześniej dla tej samej godziny. Wyniki analizy zastosowania systemu bilansowania na rynku lokalnym z wykorzystaniem modelu

godzinowego prognozowania SARIMA(1,1,1)(1,1,1)₂₄ pokazują, że zysk zastosowania systemu może być rzędu 3-12%. Mimo dużej rozpiętości wyniki te są bardzo obiecujące. Rozpiętość ta wynika z różnych kombinacji wykorzystania systemu w godzinach określanych jako godziny o podwyższonym ryzyku prognozowania czyli 7:00-8:00 oraz 19:00-20:00.

W celu poprawienia tego wyniku, a zwłaszcza utrzymania go na stałym wysokim poziomie, został zaprojektowany system ekspertowy oparty o zasady logiki rozmytej wspomagający podejmowanie decyzji o włączeniu lub wyłączeniu danej godziny do systemu bilansowania. System ten analizuje błąd prognozy z godziny wcześniejszej oraz różnicę między prognozą a wartością rzeczywistą w dobie wcześniejszej. Na podstawie tych informacji ocenia ryzyko bilansowania wybranej godziny.

Przeprowadzone analizy dają obiecujące wyniki, pokazują, że warto zajmować się dalszym rozwojem mechanizmów rynkowych nie tylko na szczeblu krajowym, ale również lokalnym rynku energii elektrycznej. Osiągnięcia nauki w dziedzinie prognozowania zarówno w ekonomii jak i w naukach technicznych doskonale nadają się do prognozowania sezonowych szeregów czasowych reprezentujących zapotrzebowanie na energię elektryczną na lokalnym rynku energii elektrycznej. Utworzenie lokalnego godzinowego rynku energii elektrycznej jest możliwe oraz opłacalne, zaś wzajemna współpraca wytwórców energii elektrycznej oraz spółek dystrybucyjnych może przynieść korzyści finansowe dla każdej ze stron tego rynku.

Lista skrótów zastosowanych w pracy

| | |
|------|---|
| HT | Handel Telefoniczny |
| KDT | Kontrakt długoterminowy |
| KE | Kantor Energii |
| KSE | Krajowy System Elektroenergetyczny |
| KT | Kontrakt Terminowy |
| MAE | (Mean Absolute Error) średni bezwzględny moduł błędu |
| MAPE | (Mean Absolute Percentage Error) - Średni względny błąd procentowy |
| ME | (Mean Error) bezwzględny błąd średni |
| MIE | Minimalna Ilość Energii |
| MSE | (Mean Squared Error) bezwzględny błąd średniokwadratowy |
| OH | Operator Handlowy |
| OSP | Operator Systemu Przesyłowego |
| OTH | Operator Techniczno Handlowy |
| PE | (Percentage Error) - względny błąd prognozy |
| PKD | Plan Koordynacyjny Dobowy |
| POEE | Platforma Obrotu Energią Elektryczną |
| PSE | Polskie Sieci Elektroenergetyczne |
| RB | Rynek Bilansujący |
| RDN | Rynek Dnia Następnego |
| SD | Spółka Dystrybucyjna |
| SDE | (Standard Deviation of Errors) odchylenie standardowego błędu |
| TPA | (ang. <i>Third Party Access</i>) zasada dostępu osób trzecich do usług sieci przesyłowej |
| WPKD | Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy |

Słownik podstawowych pojęć

Na podstawie słownika energetyka opracowanego przez firmę VATTENFAL www.vattenfall.pl

Elektrownia - zakład przemysłowy lub zespół urządzeń wytwarzających energię elektryczną z różnych form energii pierwotnej.

Elektrownia ciepła - to elektrownia, gdzie energia pierwotna występująca w formie chemicznej jest uwalniana poprzez spalanie paliw kopalnych (węgla kamiennego lub brunatnego, gazu ziemnego), produktów rafinacji ropy naftowej (olej opałowy, mazut), substancji organicznych, odpadów poprodukcyjnych lub komunalnych (biogaz z oczyszczalni ścieków lub gaz śmietniskowy).

Elektrociepłownia (EC) - elektrownia parowa wytwarzająca jednocześnie energię elektryczną oraz ciepło w tzw. układzie skojarzonym (kogeneracja). Ciepło jest dostarczane odbiorcom zewnętrznym w postaci pary lub gorącej wody w ilości nie mniejszej niż 10 proc. znamionowej wydajności kotłowni.

Elektrownia wodna (EW) - to zakład przemysłowy zamieniający energię spadku wody na elektryczną. Elektrownie wodne dzieli się na: "duże" i "małe".

Elektrownie przemysłowe - to elektrownie lub częściej elektrociepłownie, zwane też siłowniami, zlokalizowane w dużych zakładach przemysłowych i pokrywające głównie ich potrzeby energetyczne, współpracując, w razie potrzeby i możliwości, z krajowym systemem elektroenergetycznym.

Elektrownie zawodowe - to elektrownie dostarczające energię elektryczną do ogólnej sieci elektroenergetycznej, a za jej pośrednictwem na potrzeby wszystkich odbiorców.

Generacja rozproszona –(Energetyka rozproszona) małe (o mocy znamionowej do 50 – 150 MW) jednostki lub obiekty wytwórcze, przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczych lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy (za urządzeniem kontrolno-rozliczeniowym), często produkujące energię elektryczną z energii odnawialnych lub niekonwencjonalnych, równie często w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Giełda energii (GE) – spółka pod tą nazwą została zarejestrowana w grudniu 1999 roku. Jej zadaniem jest handel energią elektryczną w ramach segmentu rynkowego. Obecnie GE oferuje trzy usługi: rynek dnia następnego (RDN), rynek terminowy (RT) oraz pakiet jednodniowy (PJ).

Internetowa Platforma Obrotu Energią Elektryczną (POEE) - jest jedną z pierwszych spółek obrotu energią elektryczną, które pojawiły się na polskim rynku energii elektrycznej. Platforma umożliwia za pośrednictwem internetu zakup i sprzedaż energii elektrycznej konwencjonalnej, energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z produkcją ciepła oraz praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii odnawialnej.

Kontrakty długoterminowe (KDT) - są to kontrakty na dostawę energii elektrycznej, jakie Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zawarły z wytwórcami energii elektrycznej w latach dziewięćdziesiątych, określały one ilość zakupionej energii od danego producenta oraz sposób naliczania opłat za tę energię. Kontrakty te miały być gwarancją bankową udzieloną przez państwo Polskie dla producentów energii elektrycznej, w celu uzyskania kredytów na modernizację tego sektora.

Małe elektrownie wodne (MEW) - to elektrownie wodne o mocy zainstalowanej poniżej 5 MW. Takie kryterium przyjęte zostało w Polsce, stosuje się je również w większości państw Europy zachodniej, poza krajami Skandynawskimi, Szwajcarią i Włochami, gdzie za "małe" uznaje się elektrownie do 2 MW.

Niskie napięcie (NN) - napięcia znamionowe nie wyższe niż 1 kV.

Odnawialne źródło energii - to źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, energię wnętrza ziemi, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.

Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)- to przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci rozdzielczej na obszarze kraju określony w koncesji.

Operator Systemu Przesyłowego (OSP)- to przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci przesyłowej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Operatorem Systemu Przesyłowego w Polsce są Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).

Parkiet Jednodniowy (PJ) - Parkiet Jednodniowy to rynek, na którym następuje obrót energią elektryczną w postaci kontraktów jednodniowych. Prowadzony jest on w formie notowań ciągłych. Sesja trwa w godzinach 12:00-14:00, w kolejne dni robocze od poniedziałku do piątku. Notowania kontraktów, których dzień obrotu przypada w dni świąteczne i weekendy, odbywają się na sesji w dniu roboczym poprzedzającym dzień wolny od pracy.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE)- Jednoosobowa Spółka Skarbu Państwa - została zawiązana przez Ministra Przemysłu i Handlu w imieniu Skarbu Państwa Rzeczypospolitej Polskiej w dniu 2 sierpnia 1990 roku. Działalność Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA obejmuje: działalność podstawową, na którą składają się krajowy i zagraniczny obrót energią elektryczną oraz dzierżawa przedsiębiorstwa Operator Systemu Przesyłowego spółce PSE-Operator S.A. oraz działalność pozostałą, obejmującą usługi wsparcia dla spółek Grupy Kapitałowej PSE, dzierżawę IT (systemów informatycznych), wynajem powierzchni biurowych. Ponadto PSE SA,

jako zarządca kontraktów będący stroną umów długoterminowych, od 1 lipca 2004 r. świadczą na rzecz PSE-Operator SA usługi dodatkowe, polegające na utrzymaniu wymagalnego stanu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Rynek Dnia Następnego (RDN) –notowania na Rynku Dnia Następnego odbywają się codziennie. RDN prowadzony jest na dzień przed dobą, w której następuje fizyczna dostawa energii. Składa się on z 24 godzinowych linii notowań (okresów rozliczeniowych), w których uczestnicy rynku energii elektrycznej mogą kupować i sprzedawać energię elektryczną.

Rynek forward - rynek, na którym umowy kupna lub sprzedaży towarów czy papierów wartościowych są określane na konkretny termin w przyszłości, ale po cenie ustalonej w momencie zawarcia transakcji. Przykładem takiego rynku w energetyce jest Rynek Terminowy.

Rynek spot - rynek, na którym towary lub papiery wartościowe są zbywane dla natychmiastowego nimi dysponowania (oddania w posiadanie). Przykładem takiego rynku w energetyce jest Rynek Dnia Następnego.

Rynek Terminowy (RT) - notowania na Rynku Terminowym odbywają się w dni robocze. Istota Rynku Terminowego Finansowego polega na prowadzeniu operacji finansowych w oparciu o instrument bazowy jakim jest energia elektryczna bez fizycznej dostawy tej energii. Kontrakt terminowy finansowy dotyczy przyszłej sumarycznej wartości 1 MWh energii elektrycznej w każdej godzinie terminu wykonania, liczonej po tzw. ostatecznym kursie rozliczeniowym w stosunku do sumarycznej wartości 1 MWh energii elektrycznej w tym samym okresie, liczonej po cenie referencyjnej ustalonej na giełdowym Rynku Dnia Następnego (RDN). W okresie notowań uczestnicy mogą zmieniać swoje pozycje przez dokonywanie kolejnych operacji zakupu i sprzedaży w odniesieniu do tego samego kontraktu.

Sieć przesyłowa - to sieć elektroenergetyczną o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV,

Sieć rozdzielcza - sieć o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV służąca do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

System elektroenergetyczny - to sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje współpracujące z siecią.

Średnie napięcie (SN)- napięcie znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV.

Urząd Regulacji Energetyki (URE) - na czele którego stoi Prezes URE, jest regulatorem krajowego rynku energii. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii.

Podstawowy zakres kompetencji i obowiązków Prezesa URE:

- udzielanie koncesji na działalność na rynku energii,
- zatwierdzanie i kontrolowanie taryf energii elektrycznej,
- kontrolowanie jakości obsługi odbiorców w zakresie obrotu energią,
- przeciwdziałanie nadużywania pozycji monopolistycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne,
- publikowanie informacji służących zwiększaniu efektywności użytkowania energii elektrycznej.

Prezes URE jest powoływany przez Prezesa Rady Ministrów na okres pięciu lat.

Wysokie napięcie (WN) - napięcie znamionowe 110 kV.

Literatura

- [1] Arabas J. Adamowicz Ł.: *Planowanie pozycji kontraktowej przy zróżnicowanych cenach rynku bilansującego*, PSE S.A. Elektroenergetyka Nr 3/2003 (46).
- [2] Ayyub B.M., Gupta M.M.: *Uncertainty analysis in engineering and sciences: fuzzy logic, statistics, and neural network approach*, Kluwer Academic Publ., Boston 1998.
- [3] Benjamin J.R., Cornell C.A.: *Rachunek prawdopodobieństwa, statystyka matematyczna i teoria decyzji dla inżynierów*, WNT, Warszawa 1977.
- [4] Bielińska E.: *Metody prognozowania*, Wydawnictwo "Śląsk", Katowice 2002.
- [5] Bobrowski D.: *Probabilistyka w zastosowaniach technicznych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1980.
- [6] Box G.E.P, Jenkins G.M.: *Analiza szeregów czasowych, prognozowanie i sterowanie*, PWN, Warszawa 1983.
- [7] Brockwell, Peter J.: *Introduction to time series and forecasting*, Springer, New York 2002.
- [8] Bubnicki Z.: *Podstawy informatycznych systemów zarządzania*, Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1993.
- [9] Bujko J., Lewandowski S.: *Aspekty techniczne i ekonomiczne rynku bilansującego w Polsce*, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej REE'2003.
- [10] Bukowski L.: *Struktury układów sterowania w warunkach niepewności*, Wydawnictwa Politechniki Krakowskiej, Kraków, 1995.
- [11] Charemza W.W., D.A. Deadman: *Nowa Ekonometria*, PWE, Warszawa 1997.
- [12] Chow G.C.: *Ekonometria*, PWN, Warszawa 1995.
- [13] CIRE: Centrum Informacji o Rynku Energii - <http://cire.pl/>
- [14] Contreras J., Espinola R., Nogales F.J., Conejo A.J.: *ARIMA models to predict next-day electricity prices*, IEEE Trans. Power Syst. 18, 1014 (2003).
- [15] Contreras J., Espinola R., Nogales F.J., Conejo A.J.: *Forecasting next-day electricity prices by time series models*, IEEE Trans. Power Syst. 17, 342 (2002).
- [16] D. Rutkowska, M. Piliński, L. Rutkowski: *Sieci neuronowe, algorytmy genetyczne i systemy rozmyte*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa-Łódź 1997.
- [17] Daśal K.: *Model sieci neuronowej do prognozy obciążeń dobowych w systemie elektroenergetycznym*, Materiały Konferencyjne PE2000, Częstochowa 2000.
- [18] Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, Official Journal of the European Communities L 283/33 of 27.

- [19] Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants, Official Journal of the European Communities L 309/1 of 27-11-2001.
- [20] Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings, Official Journal of the European Communities L 1/65 of 4-01-2003.
- [21] Directive 2003/54/EC of the European Parliament and the Council of the 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, Official Journal of the European Communities L 176 of 15-07-2003.
- [22] Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC , Official Journal of the European Communities L 52 of 11-02-2004.
- [23] Directive 96/92/EC of the European Parliament and the Council of the 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity, Official Journal of the European Communities L 27 of 30-01-1997.
- [24] Dittman P.: *Metody prognozowania sprzedaży w przedsiębiorstwie*, Wydawnictwo AE we Wrocławiu, Wrocław 2000.
- [25] Dobrzańska I.: *Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane*, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2002.
- [26] Doświadczenia z restrukturyzacji elektroenergetyki Stanów Zjednoczonych, PSE Fakty Dokumenty, Nr III/2003.
- [27] Duda J.: *Modelowanie matematyczne, struktury i algorytmy nadrzędnego sterowania komputerowego*, Uczelniane Wydawnictwo Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków 2003.
- [28] Duda M.: *Energia elektryczna wytwarzana w skojarzeniu z ciepłem i źródłach odnawialnych na rynku konkurencyjnym*, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej REE'2003.
- [29] Duda M.: *Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce*, Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/biblioteka/biblio3.html>, Warszawa 2001.
- [30] Dudek G.: *Krótkoterminowe prognozowanie obciążenia systemu elektroenergetycznego z zastosowaniem sieci neuronowych o radialnych funkcjach bazowych*, Materiały Konferencyjne PE2000, Częstochowa 2000.
- [31] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej, Fakty Dokumenty, nr I/1997.
- [32] Dyrektywa Unii Europejskiej 2003/54/EC w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylecia Dyrektywy 96/92/EC oraz rozporządzenie 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej, Fakty Dokumenty, nr III/2003.
- [33] Dziechciarz J.: *Ekonometryczne modele zużycia energii elektrycznej w Polsce*, Praca naukowa AE we Wrocławiu nr 185, Wrocław 1981.
- [34] Elman J. L.: *Finding structure in time*, Cognitive Science, 1990.

- [35] Energy Balances of OECD Countries - OECD/IEA, 2004.
- [36] Engle R.F., Granger C.W.J.: *Co-integration and Error Correction, Representation, Estimation and Testing*, Econometrica, vol. 55, 1987.
- [37] ENION S.A. raport roczny 2000-2004.
- [38] Fuller W.: *Introduction to statistical time series*, John Wiley & Sons, New York 1996.
- [39] Gładys H., Matla R.: *Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1999.
- [40] Godzinowy rynek bilansujący energię elektryczną w Polsce, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – Operator Systemu Przesyłowego, Warszawa 2001.
- [41] Gross G., Galiana F.D.: *Short-Term Load Forecasting*, Proc. IEEE vol. 75, no. 12, 1987.
- [42] Gutenbaum J.: *Modele matematyczne systemów*, Omnitech, Warszawa, 1992.
- [43] Halicka, K., Nazarko, J., Jurczuk, A.: *Zarządzanie portfelem zakupów na rynku dnia następnego*, „Zagadnienia Techniczno-Ekonomiczne. Kwartalnik AGH”, tom 48, zeszyt 1, Kraków 2003
- [44] Hellmich R.: *Einführung in intelligente Softwaretechniken*, Prentice-Hall Verlag, München 1997.
- [45] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, PSE- OPERATOR 29.11.2004.
- [46] Jain L.C., Martin N.M.: *Fusion of Neural Networks, Fuzzy Systems and Genetic Algorithms: Industrial Applications*, CRC Press LLC, 1998.
- [47] Janiczek R.S.: *Eksploatacja elektrowni parowych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1992.
- [48] Kacprzyk J.: *Zbiory rozmyte w analizie systemowej*, Państwowe Wydawnictwa Naukowe, Warszawa 1986.
- [49] Korbicz J., Patan K.: *Sieci dynamiczne i ich zastosowanie w modelowaniu i identyfikacji*, Biocybernetyka i Inżynieria Biomedyczna 2000, Tom 6 - Sieci Neuronowe, AOW Exit, Warszawa 2000.
- [50] Kot A.: *Prognozowanie obciążeń sieci ŚN - doświadczenia projektanta*, Materiały Konferencyjne PE2000, Częstochowa 2000.
- [51] Kukuła K.: *Ekonometria w przykładach i zadaniach*, PWN, Warszawa 1996.
- [52] Kwiatkowski, D., Phillips P.C.B, Schmidt P., Shin Y.: *Testing the Null Hypothesis of Stationarity Against the Alternative of a Unit Root*, Journal of Econometrics, vol. 54, 1992.
- [53] Li H., Chen C. L., Huang H.: *Fuzzy neural intelligent systems: mathematical foundation and the applications in engineering*, CRC Press Inc.,U.S, 2000.
- [54] Łyp J.: *Przegląd technik prognostycznych używanych w prognozowaniu obciążeń systemów elektroenergetycznych*, Materiały Konferencyjne PE2000, Częstochowa 2000.
- [55] Łyp J.: *Wybrane zagadnienia analizy błędu prognozy obciążeń elektroenergetycznych*, Materiały Konferencyjne PE2000, Częstochowa 2000.
- [56] Malko J.: *Wybrane zagadnienia prognozowania w elektroenergetyce*, Oficyn Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1995.

- [57] Malko J.: *Rynek energii elektrycznej w Polsce; strategie rynkowe uczestników*, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej REE'2003.
- [58] Masters T.: *Sieci neuronowe w praktyce*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1996.
- [59] Mielczarski W. (Editor): *Fuzzy Logic Techniques in Power Systems*, Physica-Verlag, Heidelberg 1998.
- [60] Mielczarski W.: *Elektroenergetyka w Unii Europejskiej*, Rynki Energii-Consulting spółka z o.o., Łódź 2002.
- [61] Mielczarski W.: *Rynek energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Warszawa, Agencja Rynku Energii S.A. 2000.
- [62] Ministerstwo Gospodarki i Urząd Regulacji Energetyki „Rynek energii elektrycznej w Polsce - Zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce w roku 2000 i latach następnych”, Warszawa 15 października 1999.
- [63] Müller B., Reinherdt J., Strickland M.T.: *Neural networks. An introduction*, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg 1995.
- [64] Muras Z.: *Możliwości rozwoju lokalnego rynku energii elektrycznej i ciepła*, www.ure.gov.pl.
- [65] Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 1 lipca 2005 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025.
- [66] Osowski S.: *Sieci Neuronowe w Ujęciu Algorytmicznym*, WNT ,Warszawa 1996.
- [67] Osowski S.: *Sieci neuronowe do przetwarzania informacji*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2000.
- [68] Piegat A.: *Modelowanie i sterowanie rozmyte*, Akademicka oficyna wydawnicza EXIT, Warszawa 1999.
- [69] Pietrzak A., Mikołajuk H., Zaborska D.: *Ocena sytuacji ekonomiczno-finansowej sektora elektroenergetycznego od początku lat dziewięćdziesiątych*, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej REE'2003.
- [70] Pool energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii, Fakty Dokumenty, nr 3/1996.
- [71] Prywatyzacja elektroenergetyki Anglii i Walii, Fakty Dokumenty, nr 1/1996.
- [72] Remarczyk M. [red.]: *Decyzje, symulacje, sieci neuronowe*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Bankowej, Poznań 1997.
- [73] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. (Dz.U. Nr 135, poz. 881, z dnia 6 listopada 1998 r.)
- [74] Rószkiewicz M.: *Narzędzia statystyczne w analizach marketingowych*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2002.
- [75] Rutkowska D., Piliński M., Rutkowski L.: *Sieci neuronowe, algorytmy genetyczne i systemy rozmyte*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, Łódź 1997.
- [76] Rynek energii elektrycznej w Szwecji, Fakty Dokumenty, nr 2/1996.
- [77] Setnes M., Babuška R., Verbruggen H.B.: *Complexity reduction in fuzzy modeling*, Mathematics and Computers in Simulation 46, 1998.

- [78] Skoczny T.: Wspólnotowe prawo energetyczne i jego implementacje w prawie polskim, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej REE'2003.
- [79] Soliński J.: *Historia polskiej energetyki*, www.elektownie.com.pl.
- [80] Tadeusiewicz R.: *Sieci neuronowe*, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 1993.
- [81] Tadeusiewicz R.: *Wstęp do sieci neuronowych*, Biocybernetyka i Inżynieria Biomedyczna 2000, Tom 6 - Sieci Neuronowe, Akademicka Oficyna Wydawnicza Exit, Warszawa 2001.
- [82] Toczyłowski E.: *Optymalizacja procesów rynkowych*, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 2002.
- [83] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz. U. Z dnia 4 czerwca 1997.
- [84] Welfe A.: *Ekonometria. Metody i zastosowania*, PWE, Warszawa 1997.
- [85] Weron A.: *Kontrakty giełdowe oraz pozagiełdowe a zarządzanie ryzykiem, ocean rozwiązań Polskich i zagranicznych*, Materiały konferencyjne REE03, Kazimierz Dolny 2003.
- [86] Weron A., Weron R.: *Giełda Energii Strategie zarządzania ryzykiem*, CIRE, Wrocław 2000.
- [87] Weron A., Weron R.: *Inżynieria finansowa*, Wydawnictwo Naukowo - Techniczne, Warszawa 1998.
- [88] Weron R., Misiorek A.: *Modeling and forecasting electricity loads: a comparison*, International Conference "The European Electricity Market EMM-04", Łódź 2004.
- [89] Yager R.R., Filev D.P.: *Podstawy modelowania i sterowania rozmytego*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1995.
- [90] Zadeh, L.A.: *Fuzzy Sets, Information and Control*, Vol. 8, 1965.
- [91] Zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce w roku 2000 i latach następnych, dokument przyjęty przez KERM, Warszawa 1999.
- [92] Zawada J.: *Ekonometryczne metody prognozowania w przedsiębiorstwie*, Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, Szczecin 1989.
- [93] Zerka M.: *Mechanizmy rynkowe w elektroenergetyce – zagadnienia wybrane*, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii . Warszawa 2001.
- [94] Zimmer A.: *Identyfikacja obiektów i sygnałów : teoria i praktyka dla użytkowników MATLABA : skrypt dla studentów wyższych szkół technicznych*, Skrypt Politechniki Krakowskiej, Kraków 2005.
- [95] Żurada J., Barski M., Jędruch W.: *Sztuczne sieci neuronowe*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1996.