

MODELOWANIE I PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W WYBRANYM REGIONIE

Marcin Zawada

Katedra Ekonometrii i Statystyki, Wydział Zarządzania, Politechnika Częstochowska, Częstochowa

1 WSTĘP

Proces transformacji nie ominął elektroenergetyki. Sektor ten, do niedawna traktowany w tradycyjnych kategoriach użyteczności, nie stanowi obecnie wyjątku od ogólnych tendencji restrukturyzacyjnych. Liberalizacji i zwiększonej konkurencyjności towarzyszą również procesy prywatyzacji, zwiększona troska o środowisko oraz zmiany w formie i istocie regulacji rynkowych.

W warunkach polskich restrukturyzacja sektora energetycznego trwa od dziesięciu lat. Znaczący przełom w jego funkcjonowaniu stanowiło uchwalenie przez Sejm ustawy Prawo Energetyczne, które wprowadza elementy konkurencji i jest zgodne z dyrektywami Unii Europejskiej. Powołano do życia Giełdę Energii Elektrycznej, na której można realizować obroty tym towarem. W związku z tym bardzo ważnym zagadnieniem staje się proces modelowania i prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną.

Transformacja gospodarcza dokonująca się w naszym kraju powoduje zmiany w postawach osób zarządzających przedsiębiorstwami. Wymaga ona od nich "walki" o utrzymanie, umocnienie, a być może i rozwinięcie strategicznej pozycji przedsiębiorstwa na rynku. Oznacza to konieczność optymalizacji decyzji strategicznych i taktycznych w celu odpowiedzi między innymi na pytanie: ile, kiedy i od kogo kupować, aby obniżyć koszty nabywanych produktów, obniżając w ten sposób koszty własne w następnym ogniwie łańcucha przepływu towarów, bądź świadczonych usług.

Między innymi z tych względów modelowaniu i prognozowaniu elektroenergetycznemu przyznaje się w literaturze światowej i krajowej znaczące miejsce. Dowodem na to jest zarówno obszerna bibliografia przedmiotu, jak i rola, którą w planowaniu oraz eksploatacji odgrywają struktury organizacyjne, konstruujące prognozy o szerokim zasięgu horyzontów czasowych jak i obszarów [11].

2 ZAŁOŻENIA I CEL PRACY

W warunkach konkurencyjności sektora energetyki opartej na kryterium zysku, szczególną rolę odgrywa predykcja z wyprzedzeniem rzędu godzin. W tak krótkiej perspektywie czasowej proces obciążenia jest nieczuły na nawet głębokie zmiany instytucjonalne czy technologiczne. Prognozy krótkoterminowe dotyczą w zasadzie godzinowych wartości zapotrzebowania mocy, jednakże mogą obejmować również wielkości specyficzne takie jak: dobowe maksymalne zapotrzebowania mocy (szczytu dobowego), wartości zapotrzebowania mocy w określonych godzinach doby (momentach obciążeń charakterystycznych doby), godzinowe, dobowe oraz tygodniowe wartości energii.

Biorąc pod uwagę wymogi stawiane przyszłemu funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w pracy podjęto próbę weryfikacji następujących hipotez badawczych dotyczących modelowania i prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną:

– Skoro energia elektryczna traktowana jest obecnie jako towar i w związku z tym, wzorem innych państw, proponowane jest

wprowadzenie w Polsce giełdy energii elektrycznej, to transakcje na niej zawierane można powiązać z transakcjami zawieranymi na giełdach finansowych i towarowych.

- Wprowadzane zmiany restrukturyzacyjne rynku energii elektrycznej w Polsce, powołanie do życia giełdy energii elektrycznej w powiązaniu z rodzajami kontraktów jakie mogą być na niej realizowane stwarza możliwość stosowania modeli ekonometrycznych jako narzędzi wspomagających procesy decyzyjne.
- Coraz częściej mamy do czynienia z informacjami, w których odstępy czasowe między kolejnymi obserwacjami stają się krótsze (tydzień, doba, godzina). Jednak przy tego rodzaju danych można z powodzeniem wykorzystać istniejące typy modeli ekonometrycznych opartych na procesach stochastycznych.
- Modele oparte na procesach stochastycznych, wykorzystywane obecnie w analizie rynków finansowych, gdzie najczęściej mamy do czynienia z danymi dziennymi o dużej zmienności, równie dobrze można wykorzystać w procesie modelowania zapotrzebowania na energię elektryczną.

W celu weryfikacji takich hipotez badawczych obszar zainteresowań ograniczono do regionu częstochowskiego, z którego udało się uzyskać większość danych statystycznych. Ich dostępność i rodzaj ograniczały wybór narzędzi wykorzystanych do analizy, ale równocześnie umożliwiły budowę określonych modeli ekonometrycznych. Stąd też w pracy podjęto próbę konstrukcji modelu opisującego zapotrzebowanie na moc dla całego Zakładu Energetycznego (na wejściu), oraz modeli opisujących zużycie energii elektrycznej w trzech zasadniczych grupach odbiorców finalnych: przemyśle, gospodarstwach domowych i gospodarstwach rolnych, zaopatrywanych przez wymieniony Zakład (na wyjściu), oraz podjęto próbę prognozowania analizowanych wielkości (moc, energia elektryczna) przy wykorzystaniu tych modeli.

3 STRUKTURA PRACY

W pierwszym rozdziale pracy ukazano polski system elektroenergetyczny na tle wybranych

krajów europejskich [15], scharakteryzowano rynek energii elektrycznej w Polsce i jego strukturę [5]. W szczególności omówiono kierunki restrukturyzacji wynikające z procesów transformacji gospodarki narodowej [12] oraz z wprowadzenia w 1997 roku ustawy Prawo Energetyczne. Dla scharakteryzowania specyfiki gospodarki energetycznej wprowadzono pojęcie rynku energii elektrycznej, [9] omówiono istniejące już giełdy zajmujące się obrotem energią elektryczną lub instrumentami finansowymi związanymi z tym towarem. W szczególności scharakteryzowano skandynawską giełdę Nord Pool, która jest najdłużej funkcjonującą giełdą energii elektrycznej na świecie (od 1992 roku) [8]. Warunki klimatyczne w jakich ona funkcjonuje, jak również jej struktura organizacyjna spowodowały, że organizowana w warunkach polskich giełda będzie do niej bardzo zbliżona.

Według dotychczasowych projektów organizacji giełdy energii elektrycznej w Polsce będzie ona obejmowała następujące podstawowe segmenty [23]:

- Segment dobowych kontraktów fizycznych natychmiastowych, których notowania mają charakter jednolitego kursu wyznaczonego dla każdej godziny następnej doby na podstawie ofert dostawców i odbiorców (kurs równowagi wyznaczony jako punkt przecięcia krzywej podażowej z krzywą popytową dla każdej godziny). Każdy z uczestników składa oferty dla 24 kontraktów odpowiadających każdej godzinie następnej doby.
- Segment godzinowych kontraktów fizycznych natychmiastowych, o charakterze podobnym do pierwszego segmentu, z tą tylko różnicą, że przedmiotem ofert mogą być kontrakty na poszczególne godziny następnej doby; notowania kończą się na kilka godzin przed terminem realizacji.
- Segment fizycznych kontraktów terminowych (typu forwards), w którym przedmiotem obrotu są standaryzowane kontrakty fizyczne dwustronne (w zakresie ilości energii, terminów dostaw, charakteru dostaw). Kontrakt może być przedmiotem wielokrotnego obrotu, przed terminem realizacji. Tego typu kontrakty zasadniczo podlegają realizacji fizycznej w ustalonym dla nich terminie (za pośrednictwem operatora systemu przesyłowego).

–Segment kontraktów finansowych (typu futures) i opcji.

Należy jednak liczyć się z tym, że ze względu na strategiczne i społeczne znaczenie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii elektrycznej w początkowym okresie jedynie pewna część konsumowanej w Polsce energii będzie podlegała prawom wolnego obrotu handlowego (w mocy pozostaną zawarte kontrakty długoterminowe). Udział energii poddanej prawom wolnego rynku w globalnym zużyciu krajowym będzie systematycznie rozszerzany w miarę uzyskiwania stabilności i przejrzystości warunków działania podmiotów na kreowanej giełdzie energii elektrycznej.

W drugim rozdziale zostały przedstawione problemy zarówno teoretyczne jak i metodologiczne związane z modelowaniem popytu na energię elektryczną traktując proces zapotrzebowania na energię jako proces stochastyczny. Dokonano przeglądu prac polskich i zagranicznych związanych z problemem modelowania i prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną w ujęciu makro-, mezo- i mikroekonomicznym w różnych horyzontach czasowych. Omówiono modele konstruowane specjalnie dla energetyki jak i modele uwzględniające jedynie wymogi tego sektora przemysłu.

Moc energii elektrycznej, której jednostką podstawową jest wat (W) pobrana w określonym czasie (np. godzinie h) jest określana mianem energii elektrycznej (Wh lub kWh czy MWh).

Zarówno zapotrzebowanie na moc jak i na energię elektryczną jest funkcją czasu t, której wartość w każdym momencie jest zmienną losową. W związku z tym proces zapotrzebowania na moc i zapotrzebowania na energię możemy traktować jako procesy stochastyczne. Oceny procesu stochastycznego można dokonać na podstawie jego realizacji traktowanych jako wybrane losowo ze zbioru wszystkich możliwych realizacji procesu.

Przed pierwszym kryzysem naftowym lat 1973-1974 metody oceny zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, powszechnie stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne krajów zaawansowanych technologicznie, opierały się na prostych modelach ekstrapolacji trendu i bardziej złożonych modelach ekonometrycznych. Przy względnie szybko rosnącym zapotrzebowaniu na energię (w tym również

elektryczną) możliwości pokrycia tego zapotrzebowania wzrastały równie szybko i regularnie, co uzasadniało zastosowanie takich modeli. Jednakże planowanie długookresowe podlega wielu uzależnieniom, co prowadzi do kwestionowania sposobu, ekstrapolowania trendów z przyszłości, zwłaszcza w obliczu silnych zaburzeń rozwojowych cechujących gospodarkę światową od lat 70. Wymaga to odmiennego podejścia do procedur modelowania zapotrzebowania na energię: punktem wyjścia staje się odbiorca finalny określający zapotrzebowanie końcowe [11].

Wiele modeli wykorzystywanych do opisu i prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną zostało przysposobionych z gruntu ekonometrii i procesów stochastycznych (modele ekonometryczne, modele szeregów czasowych) [4]. W literaturze tego przedmiotu można odnaleźć także modele zaadoptowane do energetyki np. z dynamicznej teorii morfogenezy Thoma (teorii katastrof) [1], która w analizie szeregów chronologicznych procesów obciążenia elektroenergetycznego daje możliwość opisu tego procesu w warunkach silnych zaburzeń rozwojowych, obserwowanych w krajach transformujących swą gospodarkę, jak również wywodzących się z ogólnej teorii chaosu, np. równanie Prigogine'a [3]. Coraz częściej w ostatnich latach w procesie modelowania można zauważyć aplikacje metod sztucznej inteligencji a zwłaszcza sztucznych sieci neuronowych [10].

Także w przypadku prognozowania krótkoterminowego można wyróżnić wiele modeli i technik. Są to: obszerna klasa aplikacji metod sztucznej inteligencji a zwłaszcza sztucznych sieci neuronowych, udoskonalone metody prognozowania krótkoterminowego z uwzględnieniem czynników meteorologicznych czy wreszcie modele dynamiczne, w których wyróżnia się podklasę modeli autoregresji - średniej ruchomej oraz modeli przestrzeni stanów [13].

Modelowanie z wykorzystaniem danych o dużej częstotliwości, jego istota i problemy z nim związane są treścią rozdziału trzeciego. Dokonano w nim również porównania klasycznych i nowoczesnych ujęć ekonometrycznych wykorzystujących ten typ informacji.

Opracowania z zakresu analizy szeregów czasowych nie związanych z rynkami finansowymi, które ukazały się do połowy lat

dziewięćdziesiątych XX stulecia dotyczyły szeregów dla danych rocznych, kwartalnych, miesięcznych [24]. Rosnące wymagania w zakresie analizowania procesów produkcyjnych, sprzedaży, świadczonych usług, zmusiły do rejestracji badanych zjawisk w coraz to krótszych odstępach czasu: dziennych, godzinowych, półgodzinnych itd. Dzięki takim informacjom i późniejszym ich analizom istnieje możliwość szybszego, a co za tym idzie skuteczniejszego podejmowania decyzji. Pozwala to usprawnić funkcjonowanie przedsiębiorstwa i co najważniejsze w warunkach funkcjonowania wolnego rynku, poprawnie kształtować wynik finansowy.

Pojawienie się takiego typu danych wymaga wyboru narzędzi pozwalających dokonać ich analizy i jednocześnie umożliwiających budowę i oszacowanie modeli ekonometrycznych opartych na tego typu danych.

W ostatnich latach teoria procesów stochastycznych znajduje coraz większe zastosowanie do analizy dynamiki zjawisk gospodarczych. Wykorzystanie metod teorii procesów stochastycznych i metod analizy spektralnej przyczynia się do rozwoju nowoczesnej ekonometrii i pozwala spojrzeć w inny sposób na tradycyjne metody ekonometryczne [16, 17].

Pierwsza grupa modeli oparta na stacjonarnych procesach stochastycznych tzn.: modele średniej ruchomej MA (moving average), modele autoregresyjne AR (autoregressive), modele mieszane ARMA z powodzeniem można wykorzystywać do danych o dużej częstotliwości o czym świadczy obszerna liczba publikacji z tego zakresu [2, 6].

W przypadku niestacjonarnych procesów ekonomicznych z którymi bardzo często mamy do czynienia w praktyce, nieodzowna w przypadku tego typu danych wydaje się być analiza spektralna. Pozwala bowiem, przy wykorzystaniu funkcji spektralnej poznać jaki jest udział wahań o określonym paśmie częstości w ogólnej wariancji procesu. Analiza wykresu funkcji gęstości spektralnej pozwala określić, jakie składowe harmoniczne mają największe znaczenie w danym szeregu czasowym. Informacje uzyskane w ten sposób wykorzystuje się przy estymacji modeli ekonometrycznych [7].

Rozwój światowych rynków finansowych spowodował zainteresowanie się procesami stochastycznymi i poszukiwaniem modeli na nich opartych, które stałyby się narzędziem

wspomagającym procesy decyzyjne osób i instytucji będących uczestnikami tych rynków. Należy wyróżnić tutaj grupę modeli ARCH, opierające się na własności heteroskedastyczności (niejednorodności) wariancji analizowanego procesu [18]. Modele te można z powodzeniem wykorzystywać do prognozowania bądź symulacji cen energii elektrycznej ustalonych w trakcie transakcji giełdowych. Wynika to stąd, że notowanie cen energii na giełdzie towarowej (energii elektrycznej) będzie podlegało tym samym prawom co transakcje finansowe.

Modele ekonometryczne można stosować do opisu rzeczywistości (opis retrospektywny), bądź do prognozowania lub symulacji. Z tego względu w rozdziale czwartym omówiono istotę prognozowania ekonometrycznego i jego rolę w procesie zarządzania przedsiębiorstwem. Przeprowadzono klasyfikację prognoz i przegląd metod prognozowania [14].

Ogólnie w energetyce można wyróżnić następujące zakresy prognozowania ze względu na horyzont czasowy [11]:

- 10-15 (25 lat) - globalne zapotrzebowanie na energię, maksymalne roczne zapotrzebowanie mocy, przebieg wykresu uporządkowanego - w celu planowania inwestycji w bazie paliwowo-energetycznej i źródłach energii elektrycznej;
- 1-10 lat - miesięczne zapotrzebowanie na energię, średnie i ekstremalne wartości miesięcznych obciążeń charakterystycznych doby, przebiegi zapotrzebowania mocy w dobach typowych roku - w celu korygowania planów inwestycyjnych w źródłach, planowania inwestycji sieciowych, planowania remontów i współpracy międzynarodowej;
- 3-12 miesięcy - wartości obciążeń charakterystycznych dla wszystkich dni okresu - w celu korygowania planów remontów, korygowania planów produkcji mocy i energii oraz współpracy z zagranicą;
- 1 doba-3 miesiące - wartości godzinowe zapotrzebowania mocy dla wszystkich dni w okresie - w celu skorygowania planu eksploatacji systemu;
- 6-24 godz. - godzinowe wartości zapotrzebowania mocy, korygowane z uwzględnieniem parametrów meteorologicznych, wpływu audycji TV i innych czynników nieprzypadkowych - w celu ustalenia programu pracy systemu;

–do 6 godz. - skorygowanie wartości zapotrzebowania mocy z uwzględnieniem funkcji korelacyjnej procesu zapotrzebowania - do bieżącego sterowania pracą systemu.

W związku z koniecznością bilansowania dostaw energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym dokonywane na podstawie składanych ofert i danych otrzymywanych od operatorów systemów rozdzielczych oraz prognozowanego zapotrzebowania na energię, przedsiębiorstwa energetyczne i podmioty przyłączone do sieci są zobowiązane do przekazywania operatorowi systemu informacji o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, w zakresie niezbędnym do planowania i prowadzenia ruchu sieciowego, w tym informacji o wielkości planowanej produkcji (dostawy) energii elektrycznej. Informacje te mogą określać [22]:

- średnie roczne dostawy energii elektrycznej w danym roku kalendarzowym. Należy je przekazywać nie później niż do końca III kwartału roku poprzedzającego dany rok,
- średnie kwartalne dostawy energii elektrycznej w danym kwartale roku kalendarzowego. Należy je przekazywać nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem kwartału,
- średnie miesięczne dostawy energii elektrycznej w danym miesiącu roku kalendarzowego. Należy je przekazywać nie później niż na tydzień przed rozpoczęciem miesiąca,
- wielkości godzinowych dostaw energii elektrycznej w poszczególnych godzinach rozliczeniowych. Należy je przekazywać nie później niż do godziny 10.00 dnia poprzedzającego dzień, w którym dostarczona będzie energia elektryczna.

W związku z takimi wymaganiami operatora systemu, jak również zamiarem wprowadzenia giełdy energii elektrycznej i znajdującymi się w jej strukturze segmentami kontraktów natychmiastowych konieczne wydaje się poszukiwanie narzędzi wspomagających planowanie i decydowanie o transakcji kupna-sprzedaży odpowiedniej wielkości energii elektrycznej.

Jednym z etapów procesu podejmowania decyzji jest faza poszukiwań. Na etapie tym osoba mająca podjąć odpowiednie decyzje, poszukuje wariantów rozwiązań, spośród których - jego zdaniem - wybierze najlepszy. Od lat starano się usprawnić ten proces poprzez

poszukiwanie pewnych narzędzi wspomagających tak ilościowych jak i jakościowych. W podejściu ilościowym narzędziami takimi stają się reguły zaczerpnięte ze statystyki, badań operacyjnych czy ekonometrii.

Modele ekonometryczne, bo o takich narzędziach wspomagających proces decyzyjny jest mowa w niniejszej pracy, znajdują szczególne zastosowania w prognozowaniu analizowanych zjawisk ekonomicznych.

W pracy prezentowane są wyniki badań własnych, zmierzających do konstrukcji modeli, które odpowiadałyby aktualnym wymaganiom zarządzania w sektorze energetyki oraz mogłyby stanowić podstawę prognozowania zapotrzebowania na moc i energię. Zanalizowano problemy konstrukcji odpowiednich modeli ekonometrycznych oraz zaprezentowano własne modele opisujące zapotrzebowanie na energię elektryczną w regionie częstochowskim dla trzech grup odbiorców: przemysłu, gospodarstw domowych i gospodarstw rolnych [19]. W założeniach modele takie powinny umożliwić określenie struktury odbiorców i ich skłonności do konsumpcji energii elektrycznej. Zaprezentowano również model opisujący zapotrzebowanie na moc dla całego Zakładu Energetycznego.

Wykorzystując każdy z oszacowanych modeli dokonano prognoz krótkoterminowych ex post zapotrzebowania na energię elektryczną i moc dla lokalnego rynku energii elektrycznej regionu częstochowskiego dla wybranych okresów roku 1999. W celu oceny trafności prognoz i określenia własności predykcyjnych modeli otrzymane wyniki porównano z wartościami empirycznymi oraz obliczono błędy prognoz.

4 WYNIKI BADAŃ

Zakład Energetyczny Częstochowa S.A. zasięgiem swojego działania obejmuje teren województwa częstochowskiego (podział administracyjny przed 1.01.1999). W jego strukturze organizacyjnej można wyróżnić 5 rejonów energetycznych, które zajmują się obsługą klientów w najbliższej okolicy. Liczba odbiorców stałych energii elektrycznej (klientów Zakładu Energetycznego) waha się w granicach 320 tysięcy.

Wśród odbiorców energii do analizy wyodrębniono trzy zasadnicze grupy: przemysł

(który zużywa 75% energii elektrycznej oferowanej przez rozpatrywany Zakład Energetyczny), gospodarstwa domowe (o zużyciu na poziomie 16,5%) i gospodarstwa rolnicze (zużywające 5,5% oferowanej energii elektrycznej). Pozostała część energii (3%) zużywana jest na oświetlenie ulic, klatek schodowych, lokali o charakterze zbiorowego mieszkania np. akademiki, domy dziecka, czytelnie, zasilania dźwigów w budynkach mieszkalnych, obsługi węzłów cieplnych i hydrofornii itp.

Badania empiryczne polegały na stworzeniu odpowiedniej bazy danych oraz konstrukcji dwóch grup modeli. W pierwszej grupie znajduje się tylko jeden model oparty na danych o dużej częstotliwości (ZAM1) opisujący wielkość zapotrzebowania na moc (wykres 1) dla Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A [20].

$$y_t = \sum_{i=1}^r (a_i \cos \omega_{p_i} t + b_i \sin \omega_{p_i} t) + \sum_{s=1}^p y_{t-s} + TEMPER + WSCH\ 01 + ZACH\ 01 + TYNIE\ 0 + TYNIE\ 1 + TYNIE\ 2 + N_D + \sum_{i=1}^l (a_{0i} + a_{1i}) \cos \omega_{k_i} t + (b_{0i} + b_{1i}) \sin \omega_{k_i} t + e_t$$

gdzie:

y_t - wielkość mocy (MW),

p - rząd opóźnienia zmiennej objaśnianej y_t ($p=6$),

liczba harmonik ujętych w modelu: $i = 1, 2, \dots, r$ (l),

$l=2, r = 16$,

$k_i = [48, 24]$, (okres harmoniki)

$p_i = [70128, 35064, 18725, 17532, 16384, 8766, 5844, 2922, 1461, 336, 168, 16, 12, 8, 6, 4]$; (okres harmoniki)

TEMPER - zmienna wyrażająca temperaturę powietrza,

WSCH01, ZACH01 - zmienne zero-jedynkowe korygujące moment rozpoczęcia szczytów porannych i wieczornych zależnych od godzin wschodów i zachodów słońca. Pierwsza ze zmiennych przyjmuje wartości 1 w godzinach 4.30 - 7.30 i 0 w pozostałych momentach doby. Przyjęto, że liczba jedynek (maksymalnie siedem w grudniu) uzależniona jest od godziny wschodu słońca w kolejnych dniach roku.

Druga ze zmiennych przyjmuje wartości 1 w godzinach 15.30 - 21.00 i 0 w pozostałych momentach doby. Liczba jedynek (maksymalnie dwanaście w grudniu) uzależniona jest od godziny zachodu słońca w kolejnych dniach roku,

TYNIE0 - zmienna zero-jedynkowa korygująca wartości zapotrzebowania na moc energii elektrycznej w dniach wolnych od pracy (świętecznych) przypadających w trakcie tygodnia (ruchomych np. 1 maja, 3 maja, 15 sierpnia itd.),

TYNIE1 - zmienna zero-jedynkowa korygująca wartość zapotrzebowania na moc w dniach poprzedzających dzień wolny od pracy przypadający w trakcie tygodnia,

TYNIE2 - zmienna zero-jedynkowa korygująca wartość zapotrzebowania na moc w dniach przypadających po dniu wolnym od pracy,

N_D - zmienna zero-jedynkowa przyjmująca wartość 1 pomiędzy zachodem a wschodem słońca (noc) i 0 w ciągu dnia,

e_t - składnik losowy.

Pierwszy człon modelu odzwierciedla różnego typu wahania zaprezentowane w postaci składowych harmonicznym. Ich liczba i rodzaj zostały dobrane w drodze przeprowadzonej analizy spektralnej badanego procesu zapotrzebowania na moc [20]. Zmienność dobową wyraźnie uzależnioną od długości dnia (pory roku) została w modelu ujęta (trzeci człon) jako funkcja o parametrach zmiennych w czasie. Środkowy człon modelu uwzględnia wpływ temperatury na zapotrzebowanie na moc, godzin wschodu i zachodu słońca jak również nietypowych dni występujących w ciągu tygodnia (święta państwowe i kościelne). Zmienne te ujęto w postaci zmiennych zerojedynkowych. W roli zmiennej objaśnianej wprowadzono do modelu opóźnioną zmienną objaśnianą.

Tabela 1. Wyniki estymacji parametrów modelu ZAM1.

Zmienne	Ocena B	T(70060)
W. wolny	40,47927	64,68
MOC(-1)	0,73522	195,25
MOC(-2)	0,15746	33,69
MOC(-3)	-0,00427	-0,91
MOC(-4)	-0,03195	-6,99

Zmienne	Ocena B	T(70060)
MOC(-5)	0,01008	2,32
MOC(-6)	-0,00430	-1,21
SIN_R	-0,72597	-1,89
COS_R	-2,22729	-5,8334
SIN_T	-1,13982	-17,16
COS_T	-2,47118	-35,09
SIN_D	-0,93990	-9,72
COS_D	-5,31166	-67,00
SIN_TP	-1,16298	-17,69
COS_TP	-1,35180	-21,25
SIN_DP	-3,17514	-37,79
COS_DP	-2,93036	-33,69
SIN16384	2,91756	12,61
COS16384	1,50406	7,03
SIN18725	-0,97017	-4,08
COS18725	2,21212	8,78
WSCH01	-7,69678	-5,41
ZACH01	18,18367	14,91
TYNIE0	-8,24327	-24,77
TYNIE_1	-2,17874	-6,06
TYNIE2	-3,85204	-9,92
SIN_DP_01_W	-5,46898	-4,77
COS_DP_01_W	16,19845	16,57
SIN_DP_01_Z	-8,06316	-4,80
COS_DP_01_Z	3,23707	3,87
SIN70128	-1,03723	-14,99
COS70128	-4,8518	-7,23
SIN35064	-0,04290	-0,66
COS35064	0,43929	6,44
SIN8766	-0,02835	-0,43
COS8766	-0,48676	-7,64
SIN5844	-0,33809	-5,34
COS5844	-0,31848	-4,99
SIN12	1,73724	23,73
COS12	-,45306	-6,09
SIN8	-1,86197	-26,21
COS8	1,23205	18,17
SIN6	1,00564	15,56
COS6	-0,46724	-7,08
SIN16	,59848	8,27
COS16	-0,28573	-3,80
SIN4	,91859	14,09
COS4	-1,92990	-29,53
N_D	-0,00779	-6,73
SIN_P_01_Z	5,59513	3,02
COS_P_01_Z	4,77693	2,27
SIN_P_01_Z	4,61935	2,67
COS_P_01_Z	9,02110	5,59
TEMPER	-0,24852	-24,81
R2=0,9511	DW=2,00	t(0,05;70060)=1,98

Źródło: obliczenia własne.

Oszacowany model posiada wysoki stopień dopasowania do danych empirycznych (tab.1). Współczynnik determinacji wyniósł 95% przy równoczesnych bardzo dobrych własnościach składnika resztowego (DW=2,00). Wszystkie zmienne okazały się statystycznie istotne.

Drużga grupa modeli (ZAE1, ZAEP, ZAED, ZAER) opisuje zużycie energii elektrycznej z podziałem na odpowiednie grupy odbiorców (wykresy 2, 3, 4, 5).

Zużycie to można ująć w postaci następującego równania bilansującego:

$$CZE = ZEP + ZEGD + ZEGR + ZEPO$$

gdzie:

CZE - oznacza wielkość całkowitego zużycia energii elektrycznej przez wszystkich odbiorców finalnych,

ZEP - to zużycie energii elektrycznej przez grupę odbiorców - przemysł,

ZEGD - zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe,

ZEGR - zużycie energii przez gospodarstwa rolne,

ZEPO - zużycie energii przez pozostałych odbiorców.

Dla odbiorców finalnych zużycie energii elektrycznej przedstawiono w postaci modelu ZAE1:

$$CZE_t = \beta_0 + \beta_1 t + \beta_2 CZE_{t-1} + \sum_{i=1}^r (a_i \cos \omega_{p_i} t + b_i \sin \omega_{p_i} t) + \eta_t$$

gdzie:

CZE_t - zużycie energii elektrycznej przez odbiorców finalnych w okresie t ,

CZE_{t-1} - zużycie energii elektrycznej przez odbiorców finalnych w okresie $t-1$,

t - zmienna czasowa $t = 1, 2, \dots, 48$,

$\beta_0, \beta_1, \beta_2$ - parametry strukturalne modelu,

η_t - składnik losowy,

liczba harmonik w modelu wynosi $i=1, 2, \dots, r$,

$p_i = [48; 24; 16; 12; 9,6; 6; 3,2; 3; 2,8;]$; (okres harmonik),

Tabela 2. Wyniki estymacji modelu ZAE1.

Zmienne	Oceny parametrów	Statystyka t Studenta
W. wolny	255118,3	9,28
CZE(-1)	-0,5	-3,05
T	405,9	2,92
SIN48	-4045,5	-1,70
COS48	-4398,2	-4,94
SIN24	12,3	0,01
COS24	1240,3	1,51
SIN12	4204,4	2,92
COS12	20084,0	9,67
SIN6	-401,5	-0,46
COS6	-2605,8	-3,18
SIN3	-1343,0	-1,59
COS3	1769,3	2,06
SIN3_2	831,3	0,90
COS3_2	-2546,2	-3,13
SIN2_8	-2044,4	-2,53
COS2_8	-430,2	-0,46
SIN9_6	1977,8	2,21
COS9_6	-4215,6	-4,53
SIN16	763,8	0,72
COS16	-2318,9	-2,78
R2=0,91104	DW=2,22	t(0,05; 27) = 2,05

Źródło: obliczenia własne.

Zużycie energii elektrycznej przez przemysł (ZAE1):

$$ZEP_t = \beta_0 + \beta_1 t + \beta_2 ZEP_{t-1} + \sum_{i=1}^r (a_i \cos \omega_{p_i} t + b_i \sin \omega_{p_i} t) + \eta_t$$

gdzie:

ZEP_t - zużycie energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych w okresie t,
 ZEP_{t-1} - zużycie energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych w okresie t-1,
 t - zmienna czasowa t = 1, 2, ..., 48,
 β₀, β₁, β₂ - parametry strukturalne modelu,
 η_t - składnik losowy,
 liczba harmonik w modelu wynosi i=1, 2, ..., r,
 p_i = [48; 24; 16; 12; 9,6; 6; 4; 3,7; 3,4; 3,2; 3; 2,8; 2,4; 2;];

Tabela 3. Wyniki estymacji modelu ZAE1 dla odbiorców przemysłowych.

Zmienne	Oceny parametrów	Statystyka t Studenta
W. wolny	172732,80	6,74
ZEP(-1)	-0,34	-1,65
T	277,11	1,88
SIN48	-4339,92	-2,13
COS48	-3555,21	-4,32
SIN24	-250,80	-0,21
COS24	631,77	0,92
SIN12	476,19	0,42
COS12	10050,17	6,33
SIN6	-441,17	-0,56
COS6	-3149,65	-4,22
SIN3	-1705,94	-1,91
COS3	2104,59	2,81
SIN3_2	1164,43	1,43
COS3_2	-2153,08	-2,96
SIN2_8	-2417,44	-3,50
COS2_8	-647,05	-0,72
SIN9_6	1484,37	1,92
COS9_6	-2715,62	-3,26
SIN2_4	-1273,29	-1,89
COS2_4	-1039,50	-1,27
SIN16	704,60	0,75
COS16	-1600,07	-2,20
SIN4	-582,09	-0,82
COS4	-1170,39	-1,72
SIN3_4	1731,26	2,40
COS3_4	546,32	0,71
R2=0,8941	DW=1,817	t(0,05; 21) = 2,08

Źródło: obliczenia własne

Zużycie energii elektrycznej przez odbiorców-gospodarstwa domowe (ZAE1):

$$ZEGD_t = \beta_0 + \beta_1 t + \beta_2 ZEGD_{t-1} + \sum_{i=1}^r (a_i \cos \omega_{p_i} t + b_i \sin \omega_{p_i} t) + \eta_t$$

gdzie:

ZEGD_t - zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe w okresie t,
 ZEGD_{t-1} - zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe w okresie t-1,
 t - zmienna czasowa t = 1, 2, ..., 48,
 β₀, β₁, β₂ - parametry strukturalne modelu,
 η_t - składnik losowy,

liczba harmonik w modelu wynosi $i=1, 2, \dots, r$,
 $p_i = [48; 16; 12; 9,6; 6,8; 6; 4; 5,3; 3,7; 3,4; 3;]$;

Tabela 4. Wyniki estymacji modelu ZAED dla odbiorców - gospodarstwa domowe.

Zmienne	Oceny parametrów	Statystyka t Studenta
W. wolny	44804,22	9,97
ZEGD(-1)	-0,57445	-3,78
T	112,5033	3,53
SIN48	33,3893	0,06
COS48	-942,855	-3,2
SIN12	2532,065	4,85
COS12	6130,191	10,36
SIN6	382,8221	1,31
COS6	567,7231	2,01
SIN3	-262,719	-0,85
COS3	-496,809	-1,77
SIN9_6	375,9397	1,24
COS9_6	-1354,49	-4,27
SIN16	-14,4635	-0,01
COS16	-1191,24	-3,65
SIN4	978,1562	3,15
COS4	390,9358	1,30
SIN3_4	-684,044	-2,37
COS3_4	181,4538	0,57
SIN6_8	632,5858	2,07
COS6_8	-1019,04	-3,41
SIN2	-1,7E+17	-2,30
COS2	260,9421	0,91
SIN3_7	436,2271	1,38
COS3_7	-554,487	-1,89114
SIN5_3	-219,113	-,71667
COS5_3	-685,5	-2,44332
R2=0,88116	DW=2,302	t(0,05; 27) = 2,05

Źródło: obliczenia własne.

Zużycie energii elektrycznej przez odbiorców-gospodarstwa rolnicze (ZAER):

$$ZEGR_t = \beta_0 + \beta ZEGR_{t-1} + \sum_{i=1}^r (a_i \cos \omega_{p_i} t + b_i \sin \omega_{p_i} t) + \eta_t$$

gdzie:

$ZEGR_t$ - zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa rolnicze w okresie t,
 $ZEGR_{t-1}$ - zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa rolnicze w okresie t-1,

β_0, β_1 - parametry strukturalne modelu,
 η_t - składnik losowy,
 liczba harmonik w modelu wynosi $i=1, 2, \dots, r$,
 $p_i = [48; 24; 12; 9,6; 6,8; 6; 4; 5,3; 3,7; 3,4; 3; 2;]$;

Otrzymane modele wykazują wysoki stopień dopasowania do danych empirycznych (88-91%).

Tabela 5. Wyniki estymacji modelu ZAER dla odbiorców - gospodarstwa rolne.

Zmienne	Oceny parametrów	Statystyka t Studenta
W. wolny	16037,02	8,74
ZEGR(-1)	-0,5426	-3,08
SIN48	424,6791	4,79
COS48	93,9485	1,44
SIN24	213,1932	3,04
COS24	108,2726	1,65
SIN12	350,8563	3,74
COS12	729,1885	7,52
SIN6	288,4593	4,14
COS6	-58,2035	-0,83
SIN3	182,6149	2,12
COS3	-259,399	-3,45
SIN9_6	270,2026	3,96
COS9_6	-323,771	-3,96
SIN4	520,5004	6,54
COS4	50,20064	0,54
SIN3_4	-72,9217	-0,98
COS3_4	-168,885	-2,45
SIN6_8	133,4703	1,94
COS6_8	-231,867	-3,24
SIN2	-7,8E+15	-0,51
COS2	-286,47	-2,38
SIN3_7	-3,95741	-0,05
COS3_7	-156,028	-2,33
SIN5_3	-117,704	-1,64
COS5_3	-148,176	-2,28
R2=0,8959	DW=2,055	t(0,05; 22) = 2,07

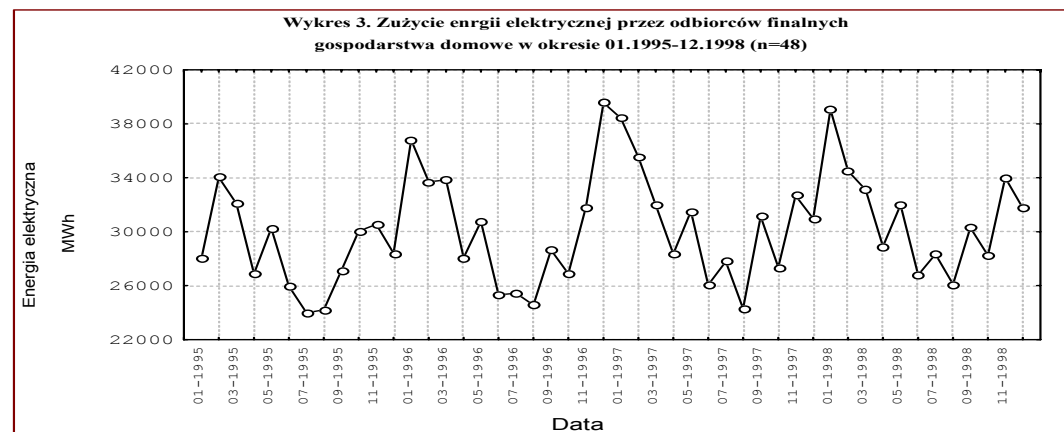
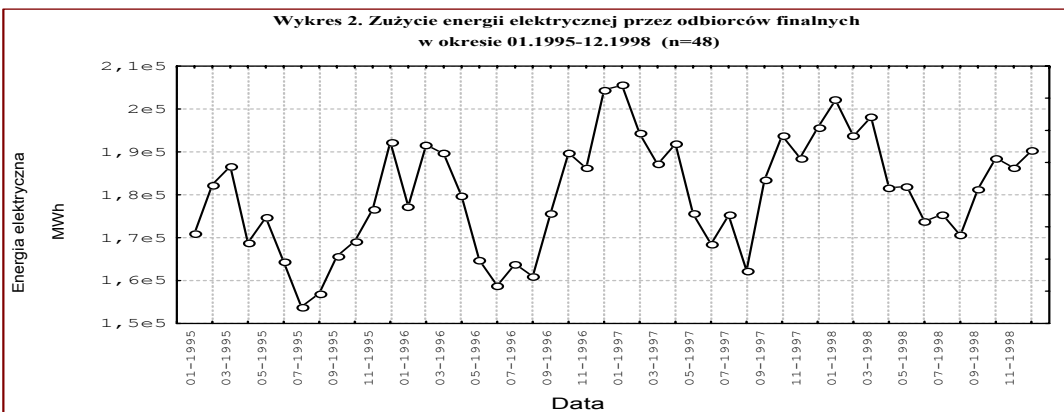
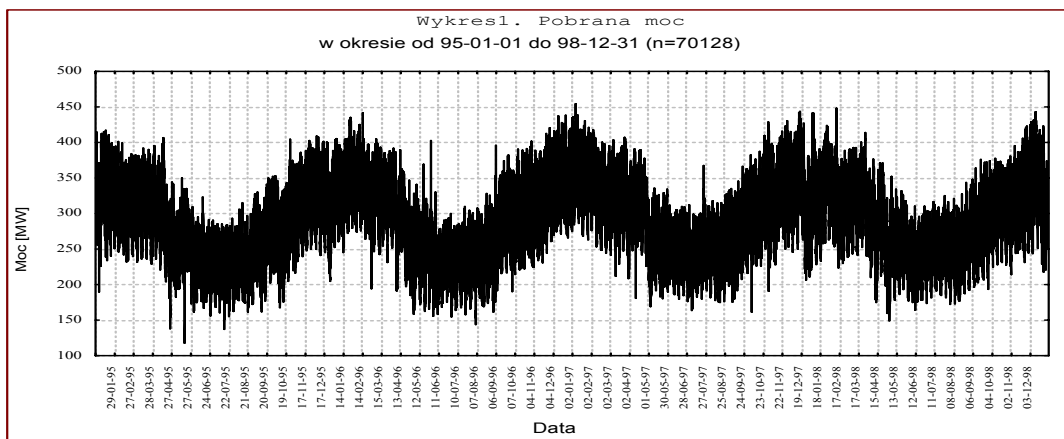
Źródło: obliczenia własne.

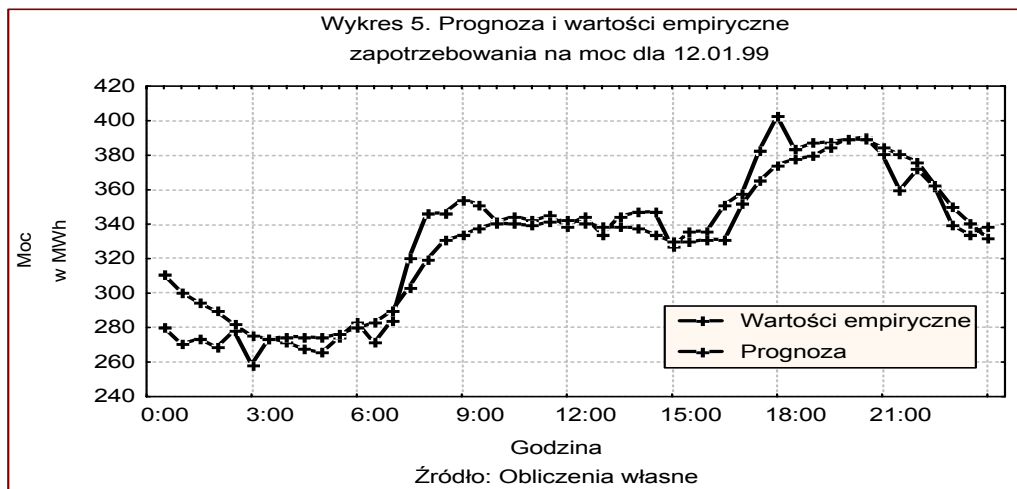
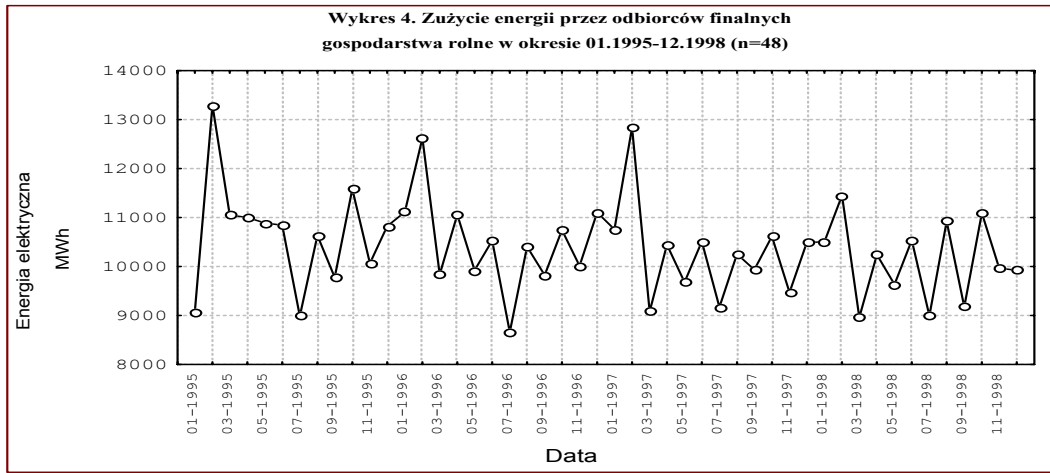
Główny odbiorca energii - przemysł, wykazuje wyraźną tendencję rozwojową w zużyciu energii elektrycznej, podobnie jak gospodarstwa domowe. Pozwala to wnioskować, że te dwie grupy w najbliższej przyszłości będą strategicznymi odbiorcami analizowanej spółki

dystrybucyjnej zgłaszającymi coraz większy popyt na energię elektryczną.

Osobnej analizy wymaga grupa odbiorców - gospodarstwa rolne. Jest to grupa najmniej liczna i zużywająca w stosunku do pozostałych grup najmniej energii elektrycznej. Brak w tej grupie wyraźnej tendencji rozwojowej, jak również wahania sezonowe nie w każdym okresie okazują się być istotne.

Oszacowane modele posiadają wysoki stopień dopasowania do danych empirycznych. Współczynnik determinacji zawiera się w przedziale 89-91%, przy równoczesnych bardzo dobrych własnościach składnika resztowego (statystyka DW). Wszystkie zmienne okazały się statystycznie istotne.





5 WNIOSKI

Skonstruowane i oszacowane modele:

1 W przypadku zużycia energii elektrycznej:

- ◆ pozwoliły poznać strukturę odbiorców i strukturę zużycia energii elektrycznej przez poszczególne ich grupy (przemysł, gospodarstwa domowe i gospodarstwa rolne),
- ◆ umożliwiły określenie siły składnika sezonowego w procesie zużycia energii,
- ◆ wyodrębniły tendencję rozwojową i oceniły zmiany przez nią wywołane,
- ◆ mogą stanowić podstawę konstruowania prognoz zużycia energii, a co za tym idzie wspomagać decyzję co do wielkości zakupów energii w ramach kontraktów długoterminowych. Kontrakty te nadal będą obowiązywać na rynku energii elektrycznej w Polsce;

2 W przypadku zapotrzebowania na moc:

- ◆ pozwoliły wyodrębnić podstawowe wahania sezonowe i okresowe występujące w analizowanym procesie,
- ◆ wykazały, że wykorzystaniu składowych harmonicznych, zmiennych zero-jedynkowych i opóźnionych zmiennych objaśnianych można opisać krzywe obciążenia dobowego dla kolejnych dni w roku,
- ◆ pozwolą na budowę prognoz krótkookresowych np. dobowych wielkości zapotrzebowania na moc. Prognozy takie są niezbędne dla dokonania transakcji na uruchamianej giełdzie energii elektrycznej i zawieranych na niej kontraktach natychmiastowych,
- ◆ pozwolą usprawnić proces decyzyjny związany z zakupami określonej wielkości energii elektrycznej.

Podsumowując należy stwierdzić, iż przeprowadzona analiza statystyczno ekonometryczna wskazuje na wyraźne niedopasowanie zama-

wianej mocy do zapotrzebowania na energię elektryczną obserwowaną na rynku lokalnym. Wskazuje na to brak tendencji rozwojowej w zamawianej mocy oraz rosnąca tendencja zużycia energii elektrycznej przez poszczególnych odbiorców. Oznacza to również, że w początkowym okresie występował znaczący nadmiar zamawianej mocy w stosunku do rzeczywistego zapotrzebowania. Świadczyć to może o niewłaściwych decyzjach podejmowanych wówczas w badanym Zakładzie Energetycznym.

Na podstawie dokonanych prognoz przy wykorzystaniu oszacowanych modeli można sformułować następujące wnioski:

- 1 W przypadku zapotrzebowania na moc: oszacowany model posiada dobre własności predykcyjne. W przypadku prognoz o horyzoncie dobowym średni błąd prognozy, którego wartość informuje o ile - średnio biorąc- odchylają się rzeczywiste realizacje zmiennej prognozowanej od prognoz, waha się w granicach 12-14 MW przy wartościach rzeczywistych 250-350 MW (wykres 5). Względny błąd prognozy, wskazujący o ile procent rzeczywista wartość zmiennej prognozowanej odchyła się od prognozy, kształtuje się (dla kolejnych dób stycznia tab. 10, 11) na poziomie 2,9- 8,4 %.
- 2 W przypadku modeli opisujących zużycie energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców: względne błędy prognoz kształtują się na poziomie 0,37-2,95% dla prognoz o horyzoncie miesięcznym. Wszystkie modele z tej grupy wykazują bardzo dobre własności predykcyjne (tab. 6, 7, 8, 9).

Tabela 6. Wartości prognoz oraz błędów predykcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców finalnych Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A. w okresie styczeń-czerwiec 1999.

Okres prognozy	Wartości zaobserwowane w MWh	Wartości prognozy w MWh	Błąd prognozy DT w MWh	Błąd prognozy VT w %
01.1999	199054	191619,6	2565,61	1,29
02.1999	192920	190265,45	2654,55	1,38
03.1999	189965	186348,4	3616,57	1,90
04.1999	188579	192269,2	-3690,23	1,96
05.1999	177090	176434,7	655,30	0,37
06.1999	170542	168461,3	2080,67	1,22
Średnio			1313,75	1,35

Tabela 7. Wartości prognoz oraz błędów predykcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców finalnych - przemysł Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A. w okresie styczeń-czerwiec 1999.

Okres prognozy	Wartości zaobserwowane w MWh	Wartości prognozy w MWh	Błąd prognozy DT w MWh	Błąd prognozy VT w %
01.1999	140430	140956,55	-526,55	0,37
02.1999	139650	138840,81	809,19	0,58
03.1999	139048	138228,86	819,14	0,59
04.1999	135940	149886,96	-1946,96	1,32
05.1999	139470	129474,75	995,25	0,76
06.1999	128678	126444,58	2233,42	1,74
Średnio			397,25	0,89

Tabela 8. Wartości prognoz oraz błędów predykcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców finalnych – gospodarstwa domowe Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A. w okresie styczeń - czerwiec 1999.

Okres prognozy	Wartości zaobserwowane w MWh	Wartości prognozy w MWh	Błąd prognozy DT w MWh	Błąd prognozy VT w %
01.1999	36538	35454,41	1083,591	2,97
02.1999	37250	37869,63	-619,634	1,66
03.1999	33789	34040,49	-251,493	0,74
04.1999	29400	29773,55	-373,547	1,27
05.1999	31860	32750,75	-890,749	2,80
06.1999	28430	29243,47	-813,471	2,86
Średnio			-310,884	2,05

Tabela 9. Wartości prognoz oraz błędów predykcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców finalnych – gospodarstwa rolne Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A. w okresie styczeń - czerwiec 1999.

Okres prognozy	Wartości zaobserwowane w MWh	Wartości prognozy w MWh	Błąd prognozy DT w MWh	Błąd prognozy VT w %
01.1999	10500	10744,07	-244,07	2,32
02.1999	13240	13151,30	88,70	0,67
03.1999	10289	10285,78	3,22	0,03
04.1999	11263	11133,13	129,87	1,15
05.1999	10900	10626,78	273,22	2,51
06.1999	10570	10789,06	-219,06	2,07
Średnio			5,31	1,46

Tabela 10. Wartości prognoz oraz błędów predykcji zapotrzebowania na moc dla pierwszego tygodnia stycznia 1999.

Okres prognozy	Błąd prognozy D_T w MW	Błąd prognozy V_T %
4.01.99	-2,19	3,30
5.01.99	-7,21	3,93
6.01.99	-18,17	6,09
7.01.99	-11,59	4,92
8.01.99	-9,28	3,90
9.01.99	2,79	3,21
10.01.99	-8,41	4,65
Średnio	-7,72	4,29

Tabela 11. Wartości prognoz oraz błędów predykcji zapotrzebowania na moc dla pierwszego miesiąca 1999 roku.

Okres prognozy	Błąd prognozy D_T w MW	Błąd prognozy V_T %
4.01.99	-2,19	3,30
5.01.99	-7,21	3,93
6.01.99	-18,17	6,09
7.01.99	-11,59	4,92
8.01.99	-9,28	3,90
9.01.99	2,79	3,21
10.01.99	-8,41	4,65
11.01.99	11,36	5,87
12.01.99	1,04	2,90
13.01.99	17,41	5,23
14.01.99	9,95	4,40
15.01.99	1,37	3,37
16.01.99	15,84	4,99
17.01.99	-9,22	6,45
18.01.99	5,64	4,93
19.01.99	-20,59	6,82
20.01.99	-7,36	3,95
21.01.99	4,03	3,05
22.01.99	7,78	3,14
23.01.99	36,51	10,86
24.01.99	13,60	5,64
25.01.99	26,26	8,42
26.01.99	22,01	7,18
27.01.99	-4,79	3,58
28.01.99	-6,69	4,00
29.01.99	16,89	5,92
30.01.99	23,28	7,41
31.01.99	17,81	6,96
1.02.99	31,16	9,82
2.02.99	11,01	5,76
3.02.99	26,34	7,49
Średnio	6,34	5,42

6 ZAKOŃCZENIE

W chwili obecnej, po dziesięciu latach restrukturyzacji sektora energetycznego elektroenergetyka polska posiada już przejrzystą strukturę podziału sektora na wytwarzanie, przesył i dystrybucję. Część przedsiębiorstw rozpoczęła proces wewnętrznej restrukturyzacji ukierunkowany na zwiększenie efektywności działania oraz obniżenie kosztów.

Również w przypadku spółek dystrybucyjnych zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej odbiorcom finalnym muszą dokonać się radykalne zmiany. Szczególnie wydają się one być konieczne w systemie zarządzania spółką, jak również w nowych spojrzeniach na proces zakupów energii tak przez kontrakty dwustronne jak i za pośrednictwem powstającej giełdy.

Ważnym aspektem w przypadku zakupów energii elektrycznej przez spółki dystrybucyjne (Zakłady Energetyczne) pozostaje odwieczny dylemat: jaką ilość energii należy zakupić, aby zapewnić wszystkim własnym odbiorcom jej nieprzerwane dostawy, a jednocześnie nie stracić na tej części energii, która pozostanie niewykorzystana.

Z tego względu problemem modelowania i prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną powinny być zainteresowane wszystkie instytucje i firmy zajmujące się produkcją bądź obrotem tym towarem. Znając strukturę swoich odbiorców i wielkość zużywanej przez nich energii elektrycznej można precyzyjnie planować jej zakupy (spółki dystrybucyjne), a co jest z tym związane ustalać system pracy głównych producentów energii.

Nie bez znaczenia wydaje się fakt wykorzystania metod matematycznych i ekonometrycznych w procesie modelowania i prognozowania popytu i podaży mocy i zapotrzebowania na energię elektryczną. Od dawna bowiem proces zarządzania, a w szczególności proces podejmowania decyzji opiera się na wykorzystaniu tych metod. W niniejszej pracy starano się przedstawić wybrane, ważne (zdaniem autora) aspekty tego problemu.

Weryfikując hipotezy badawcze postawione na wstępie tej pracy, można stwierdzić, że wiele metod wypracowanych przez klasyczną ekonometrię można z powodzeniem wykorzystać do analizy i modelowania procesów w oparciu o dane o dużej częstotliwości obserwowania (specyfika tego typu danych pozwala

wyodrębnić w badanych procesach pewne cykliczności niemożliwe do zaobserwowania w przypadku danych zagregowanych: kwartalnych lub miesięcznych).

Przykładem tego jest choćby analiza spektralna przynosząca nieocenione korzyści na etapie konstruowania modelu ekonometrycznego. Dynamiczne modele ekonometryczne, a wśród nich modele autoregresyjne równie dobrze nadają się do wykorzystania w przypadku danych miesięcznych jak i godzinowych.

Modele procesów stochastycznych stosowane w analizie rynków finansowych, stworzone do opisu procesów o dużej częstotliwości obserwacji mogą znaleźć zastosowanie w analizie procesów gospodarczych związanych np. z energią elektryczną jako narzędzie w analizie cen kupna-sprzedaży energii na giełdzie.

Wynika to z tego, że giełda energetyczna, będzie charakteryzowała się podobnymi własnościami jak giełdy finansowe.

Przeprowadzone analizy stanowiące jedynie próbę konstrukcji modeli i prognoz nie wyjaśniły wszystkich problemów. Dlatego też zdaniem autora powinny być kontynuowane.

Być może praca ta oraz zaprezentowane w niej modele zapotrzebowania na moc i energię elektryczną potraktowane zostaną jako głos w dyskusji na temat modelowania i prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną w wybranym regionie, a także przyniosą konkretne efekty dla analizowanej spółki dystrybucyjnej.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Arnold V.I., Catastrophe Theory, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo 1986.
- 2) Box G.E.P., Jenkins G.M., Analiza szeregów czasowych, PWN, Warszawa 1983.
- 3) Dobrzańska I, Równanie Pirigogine'a jako narzędzie prognozy długoterminowej zapotrzebowania na energię elektryczną, APE'93, Gliwice - Kozubnik 1993.
- 4) Dziechciarz J., Ekonometryczne modele zużycia energii elektrycznej w Polsce, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu nr 185, Wrocław 1981.
- 5) Głowacki A., Radzikowski P., Musiał J., Model rynku energii elektrycznej w Polsce, Biuletyn Informacyjny „Klient, Dystrybucja, Przemysł” Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii elektrycznej nr 6/98.
- 6) Gourieroux C., Monfort A., Series temporelles et modeles dynamiques, Economica, Paris 1990.
- 7) Granger C.W.J., Hatanaka M., Spectral Analysis of Economic Time Series, Princeton University Press, Princeton, New Jersey 1964.
- 8) Hrobaczewski S., Nowak J., Sobieraj K., Giełda energii elektrycznej. Kto pierwszy ten lepszy, strona internetowa <http://www.cire.pl>,
- 9) Kalinowski T., Wilczyński A., Rynki w gospodarce energetycznej, Energetyka 6/98.
- 10) Malko J., Mikołajczak H., Skorupski W., Problem dokładności modelowania krótkoterminowego godzinowego obciążenia elektroenergetycznych za pomocą sieci neuronowych warstwowych, III symposium: Prognozowanie w elektroenergetyce, Częstochowa 1996.
- 11) Malko J., Wybrane zagadnienia prognozowania w elektroenergetyce, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1995.
- 12) Malko J., Rynki energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny PSE, 5/99
- 13) Otręba L., Zagadnienie estymacji i adaptacji parametrów w modelu autoregresji - średniej ruchomej procesu zapotrzebowania na moc, Prace naukowe i prognostyczne Politechniki Wrocławskiej nr 1-2 (66-67), Wrocław 1990.
- 14) Prognozowanie gospodarcze. Metody i zastosowania, pod red. Cieślak M., PWN, Warszawa 1997.
- 15) Studia nad integracją europejską, Tom I Elektroenergetyka, pod redakcją Jasińskiego P., Skoczego T., Yarrowa G.K., Centrum Europejskie Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 1996.
- 16) Talaga L., Zieliński Z., Analiza spektralna w modelowaniu ekonometrycznym, PWN, Warszawa 1986.
- 17) Wei W.W.S., Time series analysis, Addison-Wesley Publishing Company, Inc 1990.
- 18) Weron A., Weron R., Inżynieria finansowa, WNT, Warszawa 1998.
- 19) Zawada M., Consommation d'énergie électrique dans la région de Czestochowa. Analyse statistique – économique, Modélisation des Marchés Énergétiques, LXIV Colloque AEA, Berlin 1998.
- 20) Zawada M., Kufel T., Modelowanie cykliczności procesów o wysokiej częstotliwości obserwowania, VI Ogólnopolskie Seminarium Naukowe pt. Dynamiczne Modele Ekonometryczne, Toruń 1999.
- 21) Zawada M., Proposition de la prévision a court terme de demande d'énergie électrique sur la base des données haute fréquence, 5 i 6 francusko-polskie seminarium pt. Rynek - Innowacje - Rozwój ekonomiczny, Łódź 1999.
- 22) Zerka M., Model bilansowania i optymalizacji kontraktowego rynku energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny PSE S.A. nr 1/99.
- 23) Zerka M., Model rynku energii elektrycznej w Polsce. Opis przedmiotowy, Biuletyn miesięczny PSE S.A. nr 7/99.
- 24) Zieliński Z., Metody analizy dynamiki i rytmiczności zjawisk gospodarczych, PWN, Warszawa 1979.