

Ekspert kontra klasyczne metody prognostyczne w zadaniu prognozowania rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną terenowych stacji transformatorowych SN/nN

Streszczenie. W artykule przedstawiono zagadnienia związane z wykonywaniem prognoz wieloletnich rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w terenowych stacjach transformatorowych SN/nN. Wykonano analizę statystyczną danych z 6 stacji. Przeprowadzono analizę porównawczą uzyskanych wyników prognoz za pomocą różnych metod predykcji, w tym prognoz ekspertów. Sformułowano wnioski i spostrzeżenia dotyczące prognoz długoterminowych rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną wykonywanych w terenowych stacjach transformatorowych SN/nN.

Abstract. This paper concerns issues related to long-term forecasts of annual electrical energy demand in rural transformer stations MV/LV. The analysis of data from 6 stations has been carried out. Comparative analysis of forecasts results obtained by the means of different prediction methods including human experts forecasts has been carried out. Conclusions and remarks concerning long-term forecasts of annual electrical energy demand made in rural transformer stations MV/LV have been formulated. (The human expert versus traditional forecasting methods in the task of forecasting the annual electrical energy demand in rural transformer stations MV/LV).

Słowa kluczowe: ekspert, prognozowanie rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną, terenowa stacja transformatorowa SN/nN.

Keywords: human expert, forecasting of annual electric energy demand, rural transformer station MV/LV.

Wstęp

Prognozowanie długoterminowe zapotrzebowania na energię elektryczną lub moc to predykcja z horyzontem od 1 roku do nawet 20 lat. Zakres prognoz obejmuje najczęściej okres wieloletni. Prognozy tego typu wykonywane mogą być dla różnych wielkościowo systemów [5]. Ogólne cele prognoz długoterminowych to procesy formułowania strategii rozwojowej systemu oraz planowania remontów kapitalnych w systemie. Rozpatrywać można prognozy dla systemu elektroenergetycznego kraju, spółki dystrybucyjnej, określonych obszarów lub określonych grup odbiorców. Uzyskanie trafnych prognoz długoterminowych jest trudne. Związane jest to najczęściej ze związkiem zmiennej objaśnianej z czynnikami pozaenergetycznymi (dane egzogeniczne), które są nieznane lub są bardzo trudne do dokładnego prognozowania. Opisy prognoz długoterminowych dla różnych systemów zawarte np. w: [4,5,7,8,9,10,11,12,13,14,15] sugerują preferowane metody prognostyczne oraz wskazują na problemy związane z prognozowaniem długoterminowym. Wybór metody lub grupy metod zależy m.in.: od horyzontu i typu prognozy, ilości i rodzaju danych historycznych energetycznych oraz pozaenergetycznych.

Wykonane prognozy wieloletnie dotyczą wartości zapotrzebowania na energię elektryczną w terenowych stacjach transformatorowych SN/nN. W elektroenergetyce bardzo istotna jest informacja o prognozach rocznych mocy szczytowych. Wykorzystując metody wyznaczania obciążenia szczytowego [1,2] można oszacować wartości mocy szczytowych na podstawie wygenerowanych prognoz rocznych wartości zapotrzebowania na energię elektryczną. Wykorzystuje się w tym celu wartości czasu użytkowania mocy szczytowej odniesionego do jednego pełnego roku (wzór 1).

$$(1) \quad P_{rs} = \frac{A_r}{T_{rs}}$$

gdzie: P_{rs} – szacowana moc szczytowa roczna, A_r – roczne zużycie energii elektrycznej, T_{rs} – roczny czas użytkowania mocy szczytowej.

Problem stanowi dokładne oszacowanie średniego dobowego czasu użytkowania mocy szczytowej.

Przykładowo w przypadku zasilania odbiorców indywidualnych z grupy taryfowej G11, przy założeniu, że obciążenie szczytowe znajduje się pomiędzy maksymalnym średnim zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a wartością stanowiącą 85% tego maksimum, przybliżony średni dobowy czas użytkowania mocy szczytowej wynosi około 4 godziny [3]. Dla przedsiębiorców przyjąć można średni czas użytkowania mocy szczytowej (wynikający z modelu pracy występującego w większości małych przedsiębiorstw [4]) około 8 godzin w okresie doby. Obliczone wartości mocy szczytowych są oczywiście wartościami jedynie przybliżonymi i nie są rzeczywistymi szczytami mocy występującymi w sieci dystrybucyjnej.

Analiza statystyczna danych

Dane do analizy statystycznej stanowiły wartości roczne zapotrzebowania na energię elektryczną (odczyty liczników energii elektrycznej po stronie wtórnej transformatorów) z 6 terenowych stacji transformatorowych SN/nN z okresu 8 lat (2007-2014). Dane zostały przedstawione na rysunku 1, natomiast podstawowe statystyki szeregów czasowych zużycia energii elektrycznej oraz moce znamionowe stacji zawarto w tabeli 1.

Tabela 1. Podstawowe statystyki szeregów czasowych zużycia energii elektrycznej oraz moce znamionowe stacji

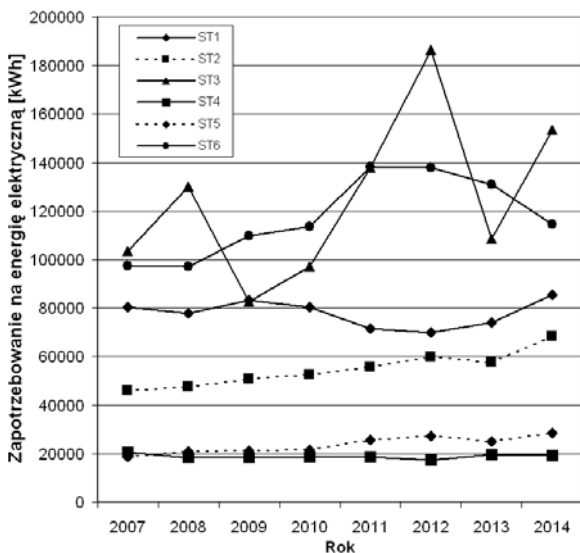
Numer stacji	ST1	ST2	ST3	ST4	ST5	ST6
Moc znamionowa stacji [KVA]	40	63	100	100	40	63
Średnia [kWh]	77800	54791	124925	18838	23584	117552
Mediana [kWh]	79088	54144	119220	18622	23163	114164
Odchylenie standardowe [kWh]	5581	7286	34039	972	3509	16605
Wariancja	$3,1 \cdot 10^7$	$5,3 \cdot 10^7$	$1,1 \cdot 10^9$	$9,5 \cdot 10^5$	$1,23 \cdot 10^7$	$2,7 \cdot 10^8$
Kurtozja	-1,32	0,52	-0,01	0,47	-1,47	-1,61
Skośność	-0,22	0,76	0,70	0,63	0,11	0,13
Rozstęp [kWh]	15575	22509	104000	3142	9942	41061
Wartość minimalna [kWh]	69804	45938	82440	17455	18670	97275
Wartość maksymalna [kWh]	85379	68447	186440	20597	28612	138336
Współczynnik zmienności [%]	7,17	13,30	27,25	5,16	14,88	14,13

W tabeli 2 przedstawiono wartości współczynników korelacji liniowej Pearsona pomiędzy szeregami czasowymi wartości rocznych zapotrzebowań na energię elektryczną w poszczególnych stacjach transformatorowych. Weryfikacja istotności korelacji z tabeli 2, wykazała w 4 przypadkach ich istotność statystyczną z $p < 0,05$ (5%

poziom istotności). Korelacje istotne statystycznie zostały pogrubione.

Tabela 2. Wartości współczynników korelacji pomiędzy szeregami czasowymi rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną poszczególnych stacji

	ST1	ST2	ST3	ST4	ST5	ST6
ST1	1,000					
ST2	-0,010	1,000				
ST3	-0,490	0,603	1,000			
ST4	0,305	-0,164	-0,412	1,000		
ST5	-0,293	0,945	0,745	-0,309	1,000	
ST6	-0,727	0,570	0,504	-0,344	0,741	1,000



Rys. 1. Zmienność zapotrzebowania na energię elektryczną dla 6 terenowych stacji transformatorowych SN/nN

Wykorzystane metody prognostyczne

W wykonanych badaniach wykorzystano szereg metod prognostycznych sugerowanych w literaturze dla prognoz długoterminowych. Jednym z celów badań była weryfikacja skuteczności testowanych metod prognostycznych w przypadku deficytu informacji. Dostępne były jedynie dane z 6 lat do estymacji parametrów modeli i nie były dostępne inne dane egzogeniczne, które potencjalnie umożliwiłyby uzyskanie mniejszych wartości błędów prognoz.

Metoda Holta. Wykorzystano klasyczną postać modelu Holta z parametrami α i β oraz model Holta zmodyfikowany (opisany w [16]) z dodatkowym parametrem γ . Właściwe parametry wszystkich modeli były ustalane z wykorzystaniem optymalizacji metodą Newtona oraz metodą DEPS (ang. Differential Evolution and Particle Swarm Optimization), która wykorzystuje dwa niezależne algorytmy optymalizacyjne. Minimalizacji podlegał błąd RMSE. Prognozy wykonano według klasycznej formuły, w której jednokrotnie generuje się prognozy do 5 lat wprzód oraz alternatywnie jako prognozy krokowe do 5 lat wprzód (prognoza na 1 rok wprzód na rok t wykorzystywała prognozę obliczoną wcześniej dla roku $t-1$).

Metoda naiwna. W wykorzystanym modelu prognozę stanowiła suma ostatniej znanej wartości szeregu czasowego/prognozy oraz liczby stanowiącej średnią wartość obliczoną z różnic pomiędzy daną z danego roku oraz wartością z roku poprzedniego. Liczba stanowiąca średnią wartość obliczona została na podstawie danych z lat 2007-2012.

Metoda Prigogine'a. Właściwe parametry modeli (K - pułap rozwoju, r - współczynnik szybkości wzrostu) były ustalane

z wykorzystaniem optymalizacji metodą Newtona, metodą SCO (ang. Social Cognitive Optimization) oraz metodą DEPS. Minimalizacji podlegał błąd RMSE.

Metoda regresji liniowej. Parametry a i b funkcji liniowej wyznaczono metodą najmniejszych kwadratów.

Metoda trendu pelzającego. W metodzie testowano modele ze stałą wygładzania k równą 2,3 oraz 4.

Metoda „zespołu 3 metod”. Prognoza „zespołu 3 metod” stanowiła sumę prognoz najlepszego modelu Prigogine'a (alg. opt. DEPS), metody naiwnej oraz modelu regresji liniowej z wagami równymi 1/3. Do „zespołu 3 metod” wybrano metody z najmniejszymi wartościami błędów MAPE w zakresie estymacji parametrów modeli. Wykluczono metodę trendu pelzającego (pomimo najmniejszych błędów w zakresie estymacji) z uwagi na duże wartości błędów MAPE w zakresie prognoz „ex post” w porównaniu z innymi metodami oraz niestabilność tych modeli w zakresie prognoz „ex ante” (nierealnie duże wartości zapotrzebowania na energię elektryczną).

Metoda – prognoza eksperta. Na podstawie wydrukowanych wykresów punktowych wartości rocznych zużycia energii elektrycznej z 6 stacji transformatorowych (od roku 2007 do roku 2012), ekspert dorysowywał dwa punkty - prognozowane przez niego wartości zapotrzebowania na energię elektryczną w roku 2013 oraz w roku 2014. Ekspertyzy wykonało niezależnie 9 pracowników naukowych z Instytutu Elektroenergetyki PW. Obliczono błędy prognoz „ex post” dla 54 prognoz ekspertów. Dla każdej z prognozowanych 6 stacji transformatorowych wybrano „najlepszego eksperta” oraz „najgorszego eksperta” na podstawie błędów MAPE prognoz „ex post”. Wybrano również „najlepszego eksperta w rankingu” – był to ekspert u którego suma błędów MAPE prognoz „ex post” dla 6 stacji transformatorowych była najmniejsza wśród wszystkich ekspertów. W metodzie prognozowania - „średnia z ekspertów” - dla każdej stacji transformatorowej jako prognozy punktowe przyjęto średnie arytmetyczne ze wskazań 9 ekspertów.

Porównanie wyników prognoz

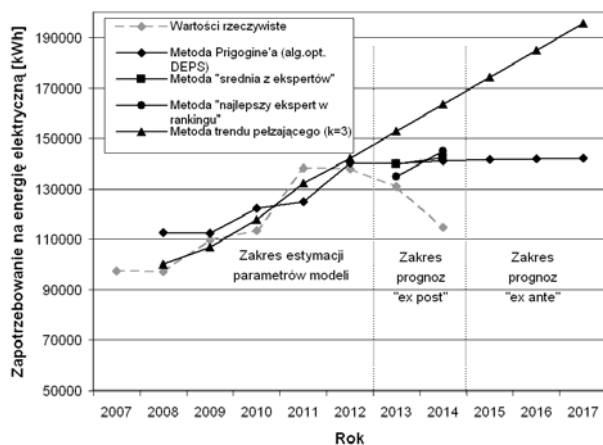
Wykorzystując wartości roczne zapotrzebowania na energię z lat 2007-2012 (6 lat) w poszczególnych stacjach transformatorowych, wykonano prognozy z wyprzedzeniem 5 lat. Dla lat 2013-2014 (2 lata) wykonano prognozy „ex post”, a dla lat 2015-2017 (3 lata) prognozy „ex ante”.

W tabeli 3 przedstawiono wybrane wyniki prognoz (6 najlepszych wariantów metod prognostycznych z 19 testowanych) dla każdej z 6 stacji. Wyniki posortowano malejąco wg błędu MAPE prognoz „ex post” (lata 2013-2014). W tabeli podano również wartości błędów MAPE w zakresie estymacji parametrów wykorzystywanych metod (modeli) (lata 2007-2012).

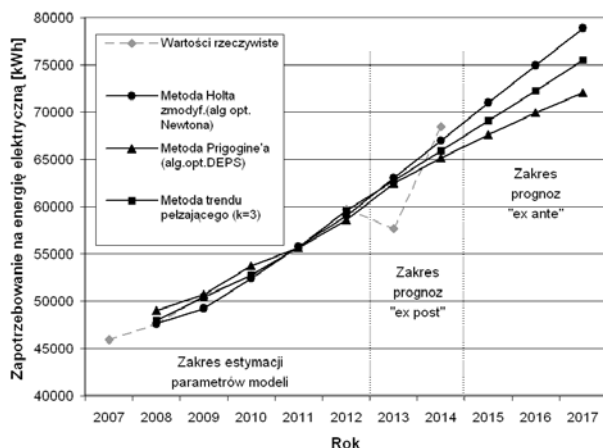
Tabela 3. Wyniki prognoz dla 6 stacji transformatorowych SN/nN dla wybranych metod prognostycznych

Metoda prognostyczna	Błąd MAPE zakres estymacji [%]	Błąd MAPE „ex post” [%]
Stacja transformatorowa SN/nN nr 1		
Metoda „najlepszy ekspert dla stacji nr 1”	-	9,08%
Metoda „najlepszy ekspert w rankingu”	-	9,08%
Metoda naiwna	6,69%	10,62%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. DEPS)	5,31%	10,81%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. SCO)	5,31%	10,81%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. Newtona)	5,31%	10,81%
Stacja transformatorowa SN/nN nr 2		
Metoda Holta zmodyfikowana, (alg. opt. Newtona)	1,17%	5,70%
Metoda Holta, (alg. opt. Newtona)	1,17%	5,71%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. DEPS)	0,99%	6,20%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. SCO)	0,99%	6,20%
Metoda trendu pelzającego (k=4)	0,00%	6,20%
Metoda trendu pelzającego (k=3)	0,30%	6,24%

Stacja transformatorowa SN/nN nr 3		
Metoda Prigogine'a (alg. opt. DEPS)	28,54%	25,28%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. SCO)	28,54%	25,28%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. Newtona)	28,54%	25,28%
Metoda „najlepszy ekspert dla stacji nr 3”	-	30,23%
Metoda „najlepszy ekspert w rankingu”	-	30,23%
Metoda regresji liniowej	23,59%	36,61%
Stacja transformatorowa SN/nN nr 4		
Metoda Prigogine'a (alg. opt. DEPS)	1,94%	5,40%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. SCO)	1,94%	5,40%
Metoda „najlepszy ekspert dla stacji nr 4”	-	8,05%
Metoda „najlepszy ekspert w rankingu”	-	8,05%
Metoda „zespół 3 metod”	2,22%	9,85%
Metoda trendu pelzającego (k=4)	1,80%	10,06%
Stacja transformatorowa SN/nN nr 5		
Metoda „najlepszy ekspert dla stacji nr 5”	-	6,11%
Metoda „najlepszy ekspert w rankingu”	-	6,11%
Metoda „średnia z ekspertów”	-	7,05%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. Newtona)	5,84%	8,68%
Metoda regresji liniowej	4,05%	9,03%
Metoda „zespół 3 metod”	5,04%	9,76%
Stacja transformatorowa SN/nN nr 6		
Metoda „najlepszy ekspert dla stacji nr 6”	-	11,69%
Metoda „najlepszy ekspert w rankingu”	-	14,69%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. DEPS)	5,33%	15,00%
Metoda Prigogine'a (alg. opt. SCO)	5,33%	15,00%
Metoda „średnia z ekspertów”	-	15,40%
Metoda naiwna	7,12%	15,88%



Rys 2. Wybrane prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną dla terenowej stacji transformatorowych SN/nN nr 6.



Rys 3. Wybrane prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną dla terenowej stacji transformatorowych SN/nN nr 2.

W tabeli 4 przedstawiono ranking metod prognostycznych na podstawie wyników prognoz (błędy MAPE prognoz „ex post” dla 6 stacji transformatorowych SN/nN. Metoda obliczania punktów karnych była następująca: dla każdej z 6 stacji ustalana była kolejność

metod (od najmniejszego do największego błędu MAPE prognoz „ex post”) i na jej podstawie przyznawane były punkty, które następnie zostały zsumowane, metoda nr 1 dla danej stacji otrzymywała 100 punktów, a metody z kolejnych miejsc również 100 punktów plus wyrażona liczbowo różnica procentowa pomiędzy metodą nr 1 a daną metodą (np. metoda gorsza o 12% od metody nr 1 dla danej stacji otrzymywała łącznie 112 punktów). W rankingu nie przedstawiono wyniku sumarycznego dla „najlepszego eksperta” i „najgorszego eksperta” dla danej stacji ponieważ nie jest to pojedyncza metoda prognostyczna. Klasa metody oznacza subiektywną ocenę jakości danej metody prognozowania (przypisanie do jednej z 4 klas na podstawie punktów karnych). Na rysunku 2 oraz rysunku 3 przedstawiono wybrane prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną dla stacji transformatorowych SN/nN nr 6 oraz nr 2.

Tabela 4. Ranking metod prognostycznych na podstawie wyników prognoz dla 6 stacji transformatorowych SN/nN

Metoda prognostyczna	Miejsce /klasa	Punkty karne w rankingu	Różnica w stosunku do metody z miejsca 1 [%]
Metoda „najlepszy ekspert w rankingu”	1/I	720,43	-
Metoda Prigogine'a (alg. opt. DEPS)	2/I	726,17	0,80
Metoda Prigogine'a (alg. opt. SCO)	2/I	726,17	0,80
Metoda „zespół 3 metod”	3/II	894,81	24,20
Metoda Prigogine'a (alg. opt. Newtona)	4/II	918,58	27,50
Metoda naiwna	5/II	956,92	32,83
Metoda regresji liniowej	6/II	1001,43	39,00
Metoda „średnia z ekspertów”	7/II	1008,79	40,03
Metoda Holta zmodyfikowana, prognoza krokowa (alg. opt. Newtona)	8/III	1216,24	68,82
Metoda Holta zmodyfikowana, prognoza krokowa (alg. opt. DEPS)	8/III	1216,28	68,83
Metoda Holta, prognoza krokowa (alg. opt. Newtona)	9/III	1268,22	76,04
Metoda trendu pelzającego (k=4)	10/III	1275,17	77,00
Metoda trendu pelzającego (k=2)	11/III	1298,28	80,21
Metoda trendu pelzającego (k=3)	12/IV	1400,47	94,39
Metoda „najgorszy ekspert w rankingu”	13/IV	1351,13	97,92
Metoda Holta zmodyfikowana, (alg. opt. Newtona)	14/IV	1474,35	104,65
Metoda Holta, (alg. opt. Newtona)	15/IV	1626,66	125,79

Podsumowanie i wnioski końcowe

1. Podsumowanie dotyczące skuteczności poszczególnych metod prognostycznych.

Metoda Prigogine'a. Najlepsza metoda w rankingu (kategoria I) - w większości przypadków była w ścisłej „czołówce” metod. Wykorzystanie do ustalenia właściwych parametrów modeli optymalizacji metodą DEPS oraz metodą SCO było znacznie korzystniejsze niż metodą Newtona (spadek do kategorii II w rankingu).

Metoda naiwna. Kategoria II w rankingu, nieco lepsza niż metoda regresji liniowej z tej samej kategorii. Zalecana jako metoda pomocnicza.

Metoda regresji liniowej. Kategoria II w rankingu. Generuje prognozy stabilne, bez wyraźnej tendencji do przeszacowywania lub niedoszacowywania. Zalecana jako metoda pomocnicza.

Metoda „zespół 3 metod”. Z uwagi na wykorzystywanie 3 różnych metod uzyskuje się uśrednienie prognoz. Metoda szczególnie zalecana jako metoda pomocnicza. Próby przypisania wag poszczególnym metodom innych niż 1/3 zakończyły się niepowodzeniem – w wyniku optymalizacji wartości wag metodą Newtona (funkcja celu błąd MAPE z zakresu estymacji) waga równa 1 była przypisywana do metody najlepszej dla danej stacji spośród 3 z zespołu metod, a pozostałe metody miały przypisane wagi równe 0.

Metoda – prognoza eksperta. Zaobserwowano bardzo silny rozrzut wartości prognoz poszczególnych ekspertów,

co sugeruje duży stopień losowości ich prognoz. Wariant metody - „najlepszy ekspert w rankingu” (kategoria I) okazał się lepszy nawet od najlepszego wariantu metody Prigogine'a. Warto zweryfikować „zdolności prognostyczne” tego eksperta na innych szeregach czasowych – być może ekspert ten ma ponadprzeciętną intuicję prognostyczną? „Najlepszy ekspert w rankingu” był w 5 przypadkach na 6 lepszy niż metoda „średnia z ekspertów” oraz w 4 przypadkach na 6 był równocześnie najlepszym z ekspertów wśród 9 dla danej stacji. Wariant – „najgorszy ekspert w rankingu” (kategoria IV) to jedna z najsłabszych metod. Metoda „średnia z ekspertów” (kategoria II) wydaje się ciekawą alternatywą (w stosunku do metod nie eksperckich) jako metoda pomocnicza. Sumaryczna liczba prognoz przeszacowanych przez ekspertów była niemal równa liczbie prognoz niedoszacowanych. Uśrednione prognozy grupy 9 ekspertów potraktować więc można jako metodę prognozowania bardzo zbliżoną w działaniu do metody regresji liniowej.

Metoda trendu pelzającego. Kategoria III (dla stałej wygładzania $k=3$ oraz 4) oraz IV w rankingu (dla stałej wygładzania $k=2$). Metoda miała tendencję do generowania prognoz „ex ante” znacząco przeszacowanych lub niedoszacowanych w zależności od trendu prognozowanego szeregu czasowego. W porównaniu do innych metod, błędy MAPE z zakresu estymacji były bardzo małe (cecha metody nie mająca związku z jakością prognoz „ex post”). Z uwagi na zbyt mało danych nie można było poddać weryfikacji modeli z większą stałą wygładzania niż 4. W przypadku małej liczby danych z zakresu estymacji, metoda wydaje się zupełnie nieprzydatna do prognoz długoterminowych.

Metoda Holta. Kategoria III oraz IV w rankingu. Błędy prognoz MAPE zmniejszały się gdy wykorzystywano zmodyfikowaną metodę Holta zamiast klasycznej formuły, gdy wykorzystywano metodę DEPS lub SCO zamiast metody Newtona do optymalizacji parametrów modeli oraz gdy wykonywano prognozy krokowe zamiast jednokrokowej prognozy na 5 lat wprzód.

2. Wnioski końcowe o charakterze ogólnym.

Wykonane badania wykazały, że według ustalonego rankingu metod, najlepszą metodą prognozowania wieloletniego dla analizowanych stacji transformatorowych jest metoda Prigogine'a. Największe błędy MAPE prognoz „ex post” uzyskały metoda Holta oraz metoda trendu pelzającego.

Kolejność metod prognostycznych w poszczególnych stacjach była jednak w dużym stopniu losowa.

Wartości współczynników korelacji pomiędzy pozycją w rankingu danej metody dla danej stacji, a wariancją szeregu czasowego danej stacji były nieistotne statystycznie (5% poziom istotności). Nie wykryto więc związku pomiędzy jakością prognoz „ex post” poszczególnych metod a wartością wariancji szeregów czasowych.

Wielkość wariancji szeregu czasowego miała wpływ na wielkość błędów prognoz - największe błędy MAPE w zakresie estymacji parametrów modeli oraz prognoz „ex post” uzyskano dla stacji nr 3, której szereg czasowy miał znacząco większą wariancję niż pozostałe szeregi czasowe.

Ranking metod według rosnących wartości błędów MAPE z zakresów estymacji dla 6 stacji transformatorowych jest następujący: 1 - metoda trendu pelzającego, 2 – metoda „zespół 3 metod”, 3 - regresja liniowa, 4 – metoda Prigogine'a, 5 - metoda naiwna, 6 – metoda Holta.

Obliczone współczynniki korelacji pomiędzy błędami z zakresu estymacji oraz błędami „ex post” metod dla poszczególnych stacji były nieistotne statystycznie (5% poziom istotności) oprócz stacji nr 1 (współczynnik korelacji był ujemny i wynosił – 0,734). Nie wykryto więc w 5 przypadkach na 6 związku pomiędzy wielkością błędów MAPE z zakresów estymacji oraz prognoz „ex post”.

Autorzy: dr hab. inż. Paweł Piotrowski, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: pawel.piotrowski@ien.pw.edu.pl;
dr hab. inż. Jerzy Marzecki, prof. nzw. PW, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: jerzy.marzecki@ien.pw.edu.pl;

LITERATURA

- [1] Marzecki J., Saganek D., Modelowanie obciążeń szczytowych wiejskich stacji transformatorowych SN/nN, *Przegląd Elektrotechniczny*, 86 (2010), n.12, 239-242
- [2] Trojanowska M., Wyznaczanie obciążeń szczytowych w wiejskich sieciach elektroenergetycznych, *Problemy Inżynierii Rolniczej* (2007), n.2
- [3] Tomczykowski J., Zachowania odbiorców. Grupa taryfowa G, *Energia elektryczna*, luty (2013) http://www.cire.pl/pliki/2/zachowania_odbiorcow_grupag.pdf
- [4] Olczyk P., Prognozowanie obciążeń terenowych stacji transformatorowych SN/nN, praca niepublikowana
- [5] Piotrowski P., Prognozowanie w elektroenergetyce w różnych horyzontach czasowych. *Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej*, Warszawa (2013)
- [6] Cieślak M., Prognozowanie gospodarcze. Metody i zastosowania, PWN, Warszawa, (2008)
- [7] Popławski T. (red.), Wybrane zagadnienia prognozowania długoterminowego w systemach elektroenergetycznych. *Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej*, Częstochowa (2012)
- [8] Korpikiewicz J. G. et al., Power Demand Forecasting Methodology as a Tool For Planning and Development of the Distribution Networks. *Acta Energetica*, 19 (2014), n.2, 53–57
- [9] Popławski T., Hybrydyzacja równania Prigogine'a i algorytmu genetycznego jako alternatywa klasycznego modelu predykcji. X Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE'01, Gdańsk - Jurata, 6-8 czerwca 2001 r.
- [10] Popławski T., Łyp J., Starczynowska E., Hybrydowy model predykcji długoterminowej miesięcznych szczytów obciążenia w krajowym systemie elektroenergetycznym. *Rynek Energii*, 2 (2010), 132-136
- [11] Parol M., Piotrowski P., Metoda prognozowania wieloletniego rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w spółkach dystrybucyjnych, *Przegląd Elektrotechniczny*, 86 (2010), n.8, 182-186
- [12] Dobrzańska I., Dąsał K., Łyp J., Popławski T., Sowiński J., Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane. *Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej*, Częstochowa (2002)
- [13] Dobrzańska I., Równanie Prigogine'a jako narzędzie prognozy długoterminowej zapotrzebowania na energię elektryczną. Materiały Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'93”. Gliwice-Kozubnik, 16-17 września 1993
- [14] Trojanowska M., Long-term forecasting of elektroenergetic needs in rural communities. *Inżynieria Rolnicza*, 36 (2002), n.3, 73-80.
- [15] Popławski T., Dudek G., Łyp J., Forecasting methods for balancing energy market in Poland. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 65 (2015), 94-101, (2015)
- [16] Beliczyński B., Piotrowski P., Prognozowanie długoterminowe rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w spółce dystrybucyjnej STOEN S.A. z wykorzystaniem zmodyfikowanej metody Holta, *Przegląd Elektrotechniczny*, 84 (2008), n.1, 58-61