

Metody prognozowania obciążeń terenowych stacji SN/nn

Streszczenie: W artykule omawia się metody mające zastosowanie do wyznaczania prognozy średnioterminowej obciążenia stacji transformatorowych SN/nn. Przedstawia się charakterystykę odbiorców energii elektrycznej, którzy są zasilani z sieci terenowej niskiego i średniego napięcia. Omawia się 3 metody służące do prognozowania obciążeń terenowych stacji SN/nn oraz przedstawia się przykłady obliczeniowe rocznych obciążeń wybranych terenowych stacji w latach 2007-2015 przeprowadzone przy użyciu zastosowanych metod. Przeprowadza się analizę otrzymanych wyników obliczeń prognozy obciążenia wybranych stacji SN/nn z danymi rzeczywistymi.

Abstract: The paper discusses the methods applicable to determining the intermediate forecast of MV / LV transformer stations loads. It presents the characteristics of electricity consumers supplied from LV and MV rural distribution network. Three methods used for forecasting load of MV / LV rural stations are discussed, and examples of calculation of the annual load of selected rural stations in 2007-2015, carried out by means of the used methods, are presented. An analysis of the received calculation results of forecasting loads of selected MV / LV stations with the actual data, is made. (Load forecasting methods of mv/lv rural stations)

Słowa kluczowe: rozdzielczy punkt zasilający, strategia rozwoju, ryzyko

Key words: rural transformer stations MV / LV, loads forecasting

Wstęp

Postępujący proces mechanizacji i automatyzacji produkcji rolnej powoduje systematyczny wzrost obciążeń szczytowych w sieciach terenowych. Znajomość obciążeń szczytowych jest niezbędna przy projektowaniu i modernizacji sieci, a także z punktu widzenia racjonalnego użytkownika mocy i energii elektrycznej. Wyznaczanie obciążeń szczytowych jest zadaniem trudnym, zwłaszcza w sieciach niskiego napięcia wobec ograniczonych możliwości wykonywania pomiarów mocy w tych sieciach.

W gospodarstwach wiejskich zużywa się energię energetyczną do zasilania odbiorników gospodarstwa domowego, a w gospodarstwach rolnych również do zasilania odbiorników produkcyjnych.

Celem badań było opracowanie metody wyznaczania obciążeń szczytowych stacji transformatorowych SN/nn pracujących w sieciach terenowych.

Cel pracy zrealizowano na podstawie wyników pomiarów przeprowadzonych w stacjach transformatorowych SN/nn na terenach wiejskich w jednym z rejonów energetycznych spółki dystrybucyjnej z województwa mazowieckiego. Okres analizy obejmował lata 2007-2014 [5].

Analiza metod prognozowania obciążeń stacji SN/nn

W praktyce projektowej spotyka się niewiele sposobów obliczania mocy szczytowej w wiejskich sieciach niskiego napięcia, a te, które istnieją wymagają często znacznej ilości trudnych do uzyskania danych oraz umiejętności operowania zaawansowanymi metodami matematycznymi, a zatem są kosztowne. Przedsiębiorstwa do prognozowania częściej i chętniej wykorzystują metody tańsze, nawet kosztem pewnego obniżenia wiarygodności prognoz. Szczególnie preferują one metody regresji, zwłaszcza liniowej oraz metody oparte na znajomości czasu użytkowania mocy szczytowej [1], [3], [6]. Podstawowymi wskaźnikami najczęściej wykorzystywanymi do scharakteryzowania rocznej zmienności obciążeń są: energia roczna (A_r), moc szczytowa (P_n) oraz roczny czas użytkowania mocy szczytowej (T_{rs}).

Jedną z najprostszych metod wyznaczania obciążenia szczytowego, chętnie stosowaną w praktyce, polega na określaniu tego obciążenia na podstawie znajomości rocznego zużycia energii elektrycznej A_r i wartości rocznego czasu użytkowania mocy szczytowej T_{rs} z zależności:

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

Problemem jest jednak właściwe oszacowanie wartości T_{rs} , które ulegają wzrostowi z latami wraz ze zwiększeniem się gęstości powierzchniowej obciążeń [4]. Z przeprowadzonych badań własnych wynika, że średni czas użytkowania mocy szczytowej na obszarach wiejskich wynosi obecnie ok. 3400 godzin, przy współczynniku zmienności 0,19. Średni błąd prognozy wygasłej, wyznaczonej w oparciu o zależność (1) i przy przyjęciu $T_{rs}=3500$ h, kształtuje się na poziomie 10% i pozwala uznać taką prognozę za dopuszczalną [3], [6]. Posługując się analizą regresji, zamodelowano roczne obciążenie szczytowe stacji transformatorowych SN/nn, przedstawiając je w funkcji rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców zasilanych z danej stacji.

Podczas pomiarów wielkości A_r i P_{rs} spotykamy się z sytuacją, że te dwie mierzone wielkości związane są ze sobą równaniem liniowym $y = ax + b$. Wykonując pomiary tych dwu wielkości $x = A_r, y = P_{rs}$ uzyskujemy pary liczb (x_i, y_i) i naszym zadaniem jest znaleźć równanie linii prostej (tzn. parametry \bar{a} i \bar{b} w równaniu prostej) najlepiej „pasującej” do nich. Równanie to będzie miało postać

$$(2) \quad y = \bar{a}x + \bar{b}$$

a „dopasowanie” zgodnie z metodą najmniejszych kwadratów oznacza, że:

$$(3) \quad \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{a}x_i - \bar{b})^2 = \min$$

gdzie: \bar{a}, \bar{b} są empirycznymi współczynnikami regresji liniowej.

Kryterium tego, że nasze punkty pomiarowe (x_i, y_i) potwierdzają liniową zależność pomiędzy wielkościami x, y stanowi wartość tzw. współczynnika korelacji R . W dokonanych pomiarach wielkości elektrycznych wartość współczynnika korelacji R jest zwykle większe od 0,90.

Przy prognozowaniu obciążeń stacji SN/nn stosuje się metodę ekstrapolacji trendu [4]. Model funkcji trendu jest następujący:

$$(4) \quad A_t = a \cdot \exp[f(t)]$$

gdzie: A_t - globalne zapotrzebowanie energii w roku t , a - parametr funkcji aproksymującej, $f(t)$ - funkcja związana z jednostkowym zapotrzebowaniem energii na mieszkańca. W tabeli 1 przedstawia się funkcje prezentujące najczęściej spotykane trendy przy wyznaczaniu prognoz obciążeń stacji transformatorowych SN/nn.

Jakość opracowanej prognozy obciążenia zależy od doboru najbardziej odpowiedniej funkcji ekstrapolacyjnej. Metoda ta daje dobre wyniki w prognozach krótkoterminowych, w przypadku innych jest zaliczana do przybliżonych.

Przeprowadzenie obliczeń wybraną metodą Analiza pozyskanych danych

Do celów przeprowadzenia prognozowania dla poszczególnych terenowych stacji transformatorowych SN/nn pozyskano dane na temat rocznego zużycia energii elektrycznej w latach 2007-2014 z odczytów liczników energii elektrycznej po stronie wtórnej transformatorów dystrybucyjnych. W tabeli 2 przedstawiono dane jakie zostały pozyskane z jednego z Rejonów Energetycznych.

Dane zawarte w tabeli 2 zostały wykorzystane do przeprowadzenia estymacji prognozy obciążeń szczytowych terenowych stacji transformatorowych SN/nn w różnych okresach przy użyciu wybranych narzędzi. Porównanie zmienności rocznych obciążeń stacji transformatorowych przedstawiono na wykresie rys. 1. Powyższe dane przedstawiają roczne zużycie energii elektrycznej w obrębie stacji transformatorowej. Za pomocą

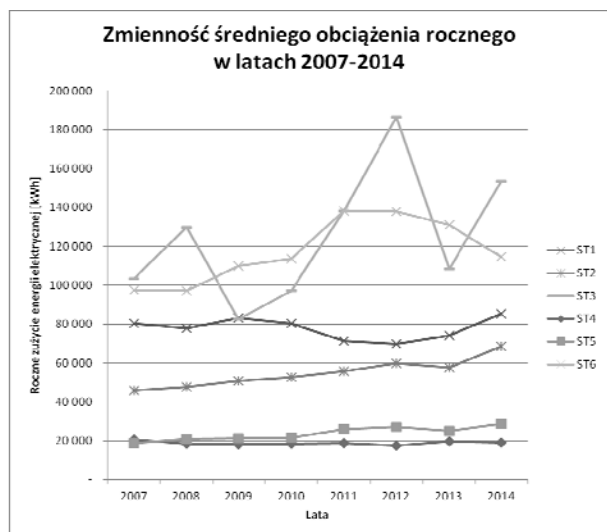
metody wyznaczania obciążenia szczytowego [2], [3] zostanie oszacowane obciążenie szczytowe w latach 2007-2014. W tym celu wykorzystuje się wartość czasu użytkowania mocy szczytowej odniesionego do jednego pełnego roku.

Tabela 1. Funkcje ekstrapolujące trend [1], [6]

Lp.	Stwierdzona prawidłowość rozwoju przyrostów względnych f	Funkcja ekstrapolująca trend
1.	$f = a(const, a)0$ Przyrost f jest wartością stałą	$y = AB^t$ A i B - współczynniki obliczone wg metody najmniejszych kwadratów, na podstawie okresu statystycznego; $A=7,840$, $B=1,1003$
2.	$f = a-by, a)0, b)0$ Przyrost f zmniejsza się liniowo, osiągając zero na poziomie $y = \frac{a}{b} = c$	$y = \frac{C}{1+C^{At+B}}$ Przyjmuje się: $A = -0,13049$, $B = 2,529$, $C = 93,65$
3.	$f = a+b \cdot y^{-1}, a)0, b)0$ Przebiegi f dodatnie, zmniejszające się wklęsłe, dążące do granicy $f=a$	$y = A \cdot B^t + C, A)0, B)1$ Przyjmuje się: $A = 15,768$, $B = 1,068$, $C = -9,050$

Tabela 2. Informacje o zużyciu energii elektrycznej w latach 2007-2014 w stacjach transformatorowych Sn/nn ST1 - ST6 [5]

Lp.	Stacja	Moc [kVA]	Zużycie energii elektrycznej w stacjach transformatorowych A_{st} [kWh]							
			2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1	ST1	40	80 322	77 854	83 161	80 425	71 458	69 804	73 998	85 379
2	ST2	63	45 938	47 599	50 665	52 645	55 644	59 725	57 667	68 447
3	ST3	100	103 480	129 960	82 440	97 040	138 080	186 440	108 480	153 480
4	ST4	100	20 597	18 306	18 226	18 517	18 727	17 455	19 675	19 198
5	ST5	40	18 670	20 883	21 237	21 434	25 780	27 165	24 892	28 612
6	ST6	63	97 503	97 275	109 858	113 617	138 336	138 019	131 095	114 712



Rys. 1. Roczne zużycie energii elektrycznej w latach 2007-2014 dla wybranych stacji.

W celu wyznaczenia tej wartości przeanalizowano kształt średniej dobowej krzywej obciążenia dla odbiorców taryfy G11[5]. Przy założeniu, że obciążenie szczytowe znajduje się pomiędzy maksymalnym średnim zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a wartością stanowiącą 85% tego maksimum, stwierdzono, że przybliżony dzienny czas użytkowania mocy szczytowej oscyluje w okolicach do 4 godzin.[na wykresie] W przeliczeniu na roczną wartość daje to czas równy $T_{rs} = 1460 h$.

Prognozowanie przy użyciu metody regresji liniowej

Metoda regresji liniowej pozwala powiązać ze sobą dwie wielkości, które niekoniecznie zależą od siebie w życiu codziennym. Ze względu na ograniczone dane, jakie zostały pozyskane, uzależniono poziom obciążenia szczytowego stacji od czasu - w tym przypadku od kolejnych lat. Dla przygotowanych danych za pomocą metody wyznaczania obciążenia szczytowego przeprowadzono prognozę wygasłą w celu oceny metody dla poszczególnych stacji transformatorowych SN/nn. W tym celu wykorzystano narzędzie **REGLINP** znajdujące się w programie Excel. Za jego pomocą zostały obliczone

współczynniki A i B funkcji liniowej, która odzwierciedla trend liniowy dla wybranych danych. Narzędzie to wykorzystuje metodę najmniejszych kwadratów do wyznaczenia szukanych współczynników. Poniżej przedstawiono tabelę 3 z wyznaczonymi błędami MAPE dla zastosowanej metody.

Tabela 3. Błędy MAPE dla prognoz wygasłych stacji ST1-ST6 metody regresji liniowej

	MAPE				
	3 lata historyczne	4 lata historyczne	5 lat historycznych	6 lat historycznych	8 lat historycznych
ST1	8,00%	6,84%	5,60%	6,29%	5,61%
ST2	2,58%	2,52%	2,39%	2,36%	2,39%
ST3	9,28%	9,54%	18,85%	25,06%	19,08%
ST4	21,59%	7,92%	5,09%	5,39%	4,10%
ST5	4,39%	6,04%	4,24%	4,93%	4,27%
ST6	6,43%	6,48%	10,02%	9,42%	6,91%

Błąd MAPE pozwala przeprowadzić porównanie dokładności prognoz otrzymanych za pomocą różnych modeli. Z tabeli 3 wynika, że wraz z nagłą zmianą szacowanych parametrów (losową lub nieliniową) wzrastają błędy MAPE. W przypadku, gdy posiadane dane, użyte do określenia współczynników, wskazują przybliżony liniowy wzrost obciążenia w kolejnych latach, a w kolejnym roku, w sposób losowy występuje zmiana wartości na odbiegającą od prognozy, błąd MAPE wzrośnie.

Współczynnik korelacji dla poszczególnych prognoz został przedstawiony w tabeli 4. Niska wartość współczynnika wskazuje na słabe powiązanie pomiędzy latami, a poziomem obciążenia dla danej stacji transformatorowej przy wykorzystaniu zadanej ilości danych historycznych.

Tabela 4. Współczynnik korelacji R stacji SN/nn

Stacja	Współczynnik korelacji R				
	3 lata historyczne	4 lata historyczne	5 lat historycznych	6 lat historycznych	8 lat historycznych
ST1	0,286	0,112	0,292	0,552	0,030
ST2	0,971	0,988	0,992	0,983	0,908
ST3	0,195	0,188	0,061	0,420	0,260
ST4	0,775	0,521	0,323	0,517	0,023
ST5	0,851	0,763	0,816	0,895	0,863
ST6	0,736	0,871	0,853	0,902	0,490

Z tabeli 4 wynika, że współczynnik korelacji R zależy od trafności prognozy wygasłej dla danych, które zostały użyte do określenia współczynników. Wraz ze wzrostem odległości poszczególnych punktów od szacowanej prostej, maleje współczynnik korelacji, który informuje nas, że powiązanie pomiędzy danymi jest coraz słabsze.

Wartości prognozowanych obciążeń wyznaczono zgodnie ze wzorem metody regresji liniowej:

$$(5) \quad P_{rs}^* = A * t + B$$

Względny błąd prognozy *ex post* y_t^* został obliczony zgodnie z równaniem:

$$(6) \quad y_t^* = \frac{P_{rs} - P_{rs}^*}{P_{rs}^*} * 100\%$$

gdzie: P_{rs} - rzeczywista wartość obciążenia, P_{rs}^* - prognozowana wartość obciążenia.

Średni bezwzględny błąd procentowy MAPE obliczono zgodnie z zależnością:

$$(7) \quad MAPE = \frac{1}{n} \sum y_t^*$$

gdzie: n - liczba prognoz P_{rs}^*

Zgodnie z założeniami poniżej zostały przedstawione obliczenia wykonane w celu przeprowadzenia prognozy obciążenia stacji SN/nn w okresie T=5 lat oraz T=10 lat za pomocą metody regresji liniowej (tabela 5). Do tego celu zostaną użyte modele uzyskane z 4, 6 i 8 lat danych historycznych.

Tabela 5. Wyniki prognoz obciążenia stacji ST1 w kolejnych latach dla zbudowanych modeli.

Lp.	Rok t	P_{rs} [kW]	Prognoza P_{rs}^* [kW]		
			8 lat historycznych	6 lat historycznych	4 lata historyczne
1	2007	36,68	36,15		
2	2008	35,55	35,97		
3	2009	37,97	35,79	35,65	
4	2010	36,72	35,61	35,52	
5	2011	32,63	35,44	35,39	31,17
6	2012	31,87	35,26	35,26	33,27
7	2013	33,79	35,08	35,14	35,37
8	2014	38,99	34,90	35,01	37,47
9	2015		34,72	34,88	39,57
10	2016		34,54	34,75	41,66
11	2017		34,36	34,62	43,76
12	2018		34,18	34,49	45,86
13	2019		34,00	34,37	47,96
14	2020		33,83	34,24	50,06
15	2021		33,65	34,11	52,16
16	2022		33,47	33,98	54,26
17	2023		33,29	33,85	56,35
18	2024		33,11	33,72	58,45

W tabeli 5 zaznaczono czas prognozowania który obejmuje lata 2015-2024. Dla roku 2019 oraz 2024 określono wartości prognozowanego obciążenia szczytowego dla każdego z zaproponowanych modeli metody regresji liniowej.

Podsumowanie

Do prognozowania obciążenia terenowych stacji transformatorowych nie można jednoznacznie wybrać najlepszej metody. Wiele zależy od długości okresu z jakiego posiadamy dane historyczne oraz ogólnej zmienności badanego parametru względem czasu. Dla stacji, gdzie obciążenie utrzymuje się na podobnym poziomie metody najprostsze będą wskazywać duże lepsze efekty ich zastosowania niż metody bardziej zaawansowane. Dla stacji, gdzie występują duże roczne zmiany obciążenia należy wybrać metodę, która potrafi uwzględnić sezonowość zmian lub wygładzić takie dane w prognozie. Nie można zawęzić problemu prognozowania do posługiwania się jedną bądź dwoma metodami, lub jednym konkretnym modelem. Zgodnie z przedstawionymi każdy model może być lepszy lub gorszy dla innego typu danych, które posiadają grupę odpowiednich cech w danych historycznych.

Metoda regresji liniowej jest odpowiednia do prognozowania obciążenia stacji transformatorowych SN/nn znajdujących się głównie na terenach wiejskich, gdzie zmiany obciążenia w interwałach rocznych ulegają kosmetycznym zmianom oraz zachowują dużą liniowość w zestawieniu ich danych historycznych. Prostota tej metody oraz wskazywanie przez nią trendu rozwijania się danego

obciążenia pozwalają na użycie jej do prognoz kilkuletnich. Dla prognoz 5 lat w przód metoda ta wydaje się być rozsądnym rozwiązaniem. Przy wystąpieniu anomalii w posiadanych danych, wprowadza błąd przez co pogarsza się jej jakość. Jednak do celów szacowania obciążenia jest najlepszym i najprostszym narzędziem. Duży wpływ na wynik prognozy ma ilość danych historycznych. Dla modeli zbudowanych za pomocą tej metody obserwuje się otrzymywanie dobrych prognoz przy ilości danych historycznych większej równej od czasu przeprowadzanej prognozy. W celu poprawienia trafności metody, należy najpierw sprawdzić jak się zmieniają na przestrzeni lat, a następnie wybrać tylko ten okres, który odwzorowuje terażniejszą sytuację w występowaniu zmian obciążenia stacji transformatorowych.

Autor: dr hab. inż. Jerzy Marzecki, prof. PW; Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail Jerzy.Marzecki@ien.pw.edu.pl

LITERATURA

- [1]. Dudek G.: Przetwarzanie danych w opartych na podobieństwie metodach prognozowania przebiegów dobowych zapotrzebowania na moc elektryczną, *Przeгляд Elektrotechniczny*, R. 82, nr 9, s. 15-19, (2006).
- [2]. Hyndman R.J., Khandakar Y.: Automatic Time Series Forecasting: The Forecast Package for R. *Journal of Statistical Software*, Vol. 27, issue 3, (2008).
- [3]. Marzecki J., Saganek D.: Modelowanie obciążeń szczytowych w wiejskich sieciach elektroenergetycznych, *Przeгляд Elektrotechniczny*, R. 86, nr 12, s. 239-242, (2010).
- [4]. Marzecki J.: Optymalizacja i modernizacja elektroenergetycznych sieci terenowych, *Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji*, Warszawa, (2007).
- [5]. Olczyk P.: Prognozowanie obciążeń terenowych stacji transformatorowych SN/nn, praca niepublikowana, Warszawa, (2015).
- [6]. Piotrowski P.: Prognozowanie w elektroenergetyce w różnych horyzontach czasowych, *Oficina Wydawnicza Politechniki Warszawskiej* Warszawa, (2013).