

Wojciech BAĆCHOREK\*, Mariusz BENESZ\* Andrzej MAKUCH\*

## **ANALIZA STRAT MOCY CZYNNEJ WYBRANEGO FRAGMENTU SIECI ROZDZIELCZEJ ŚREDNIEGO NAPIĘCIA W ASPEKTCIE WYBORU METODY ESTYMACJI OBCIĄŻEŃ SIECI**

Dokładne wyznaczenie strat mocy wymaga przeprowadzenia iteracyjnych obliczeń rozptylowych. Dane do obliczeń obejmują m.in. wartości obciążeń węzłów odbiorczych sieci. W przypadku sieci rozdzielczych średnich napięć te dane nie są znane i niezbędne jest zastosowanie metod umożliwiających ich estymację.

W referacie przedstawia się dwie metody estymacji obciążeń sieci średniego napięcia. Pierwsza metoda zakłada rozdział obciążenia, zarejestrowanego w stacji zasilającej, pomiędzy stacje SN/nn proporcjonalnie do mocy znamionowych ich transformatorów. Druga metoda zakłada losowy rozdział obciążenia pomiędzy poszczególne stacje SN/nn. Dla testowej sieci rozdzielczej wykonano obliczenia z zastosowaniem opisanych metod oraz przedstawiono i omówiono wyniki obliczeń.

SŁOWA KLUCZOWE: elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, estymacja obciążeń sieci średniego napięcia, obliczenia rozptylowe.

### **1. WSTĘP**

Straty mocy czynnej stanowią istotny wskaźnik oceny efektywności pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Straty stanowią kryterium lokalizacji stałych punktów podziału sieci (rozcieć), a także wskazują na potrzebę modernizacji sieci. Podstawową przeszkodą rzetelnego wyznaczenia strat mocy w elektroenergetycznej sieci rozdzielczej średniego napięcia (SN) jest niedostateczna wiedza o obciążeniu poszczególnych stacji transformatorowych SN/nn. Powodem tego stanu jest brak realizacji pomiarów w tych stacjach. Koniecznością staje się zatem wyznaczenie poszukiwanych wielkości obciążeń lub strat mocy stosując różne metody estymacji. Dostępne metody można zaliczyć do grupy metod statystycznych [1, 5] oraz grupy metod sztucznej inteligencji [1, 8, 9]. Stosowane metody estymacji bazują na takich danych jak: zużycie energii elektrycznej przez poszczególnych odbiorców, wyniki okresowych pomiarów w

---

\* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

wybranych stacjach SN/nn oraz wiedza ekspercka służb eksploatacyjnych operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

W referacie przedstawia się dwie metody estymacji obciążeń sieci SN. W obu metodach wykorzystywana jest informacja o całkowitym obciążeniu linii SN zarejestrowanym w stacji zasilającej. Pierwsza metoda zakłada rozdział tego obciążenia pomiędzy stacje SN/nn proporcjonalnie do mocy znamionowych ich transformatorów. Druga metoda zakłada losowy rozdział obciążenia pomiędzy poszczególne stacje SN/nn. Obliczenia strat mocy, przy zastosowaniu opisanych sposobów estymacji obciążeń, wykonano dla sieci testowej IEEE69.

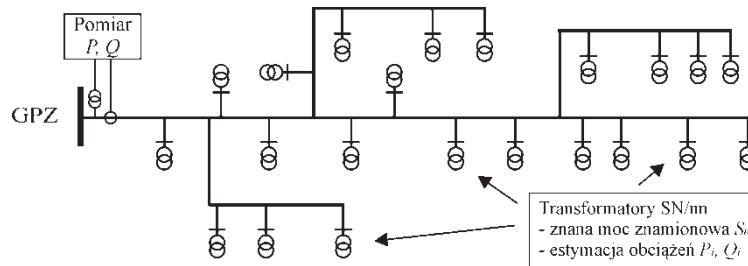
## **2. ESTYMACJA OBCIĄŻEŃ ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA**

### **2.1. Sformułowanie problemu**

Analiza strat mocy jest niezbędnym elementem prac związanych z modernizacją elektroenergetycznych sieci rozdzielczych [3, 5, 6]. Obliczenia technicznych strat mocy w sieci rozdzielczej wymagają przygotowania danych określających układ połączeń elementów sieci, parametry tych elementów oraz obciążenia węzłów odbiorczych sieci. W przypadku elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia zebranie wszystkich tych danych jest utrudnione. Podstawowym problemem jest brak realizacji pomiarów obciążeń w węzłach odbiorczych tych sieci. Konieczność przeprowadzenia obliczeń rozptylowych, a następnie analizy strat mocy stwarza potrzebę oszacowania (estymacji) nieznanymi wartościami obciążeń węzłów sieci.

Podstawowym założeniem estymacji obciążeń sieci jest określenie prawdopodobnego zapotrzebowania mocy czynnej i biernej w poszczególnych węzłach sieci. W realizacji tego zadania wykorzystuje się informację o znanym zapotrzebowaniu mocy całego obwodu, parametrach transformatorów SN/nn w węzłach odbiorczych sieci oraz oczekiwanych poziomach obciążenia tych transformatorów. Moce znamionowe transformatorów, podobnie jak parametry pozostałych elementów sieci, są pozyskiwane z baz danych i schematów sieciowych. Zakres prawdopodobnych obciążeń wynika przede wszystkim z mocy znamionowych transformatorów zainstalowanych w węzłach odbiorczych sieci i może być ograniczony korzystając z wiedzy eksperckiej. Informacja o zapotrzebowaniu mocy całego obwodu wynika z zarejestrowanych pomiarów w stacji zasilającej dany obwód sieci. Na rysunku 1 przedstawiono uroszczony schemat sieci średniego napięcia obrazujący analizowane zagadnienie. Główny punkt zasilania (GPZ) stanowi stacja transformatorowa WN/SN. Rozdzielnia SN wyposażona jest w przyrządy pomiarowe umożliwiające rejestrację i archiwizację zapotrzebowania mocy poszczególnych linii. Celem estymacji obciążeń jest oszacowanie

szczytowych mocy czynnej i biernej stacji SN/nn stanowiących węzły odbiorcze sieci.



Rys. 1. Uproszczony schemat sieci średniego napięcia

Obliczenie strat mocy i poziomów napięcia w sieci wymaga wyznaczenia rozptywu mocy w sieci. Dla  $i$ -tego węzła sieci zespolona moc węzłowa jest opisana równaniem:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \sqrt{3} \underline{U}_i \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \sum_{j=0}^n (\underline{U}_i^* - \underline{U}_j^*) \underline{y}_{ij}^* \quad (1)$$

gdzie:  $U_i, U_j$  – zespolone napięcia węzłowe,  $I_i$  – zespolony prąd węzłowy,  $y_{ij}$  – admitancja gałęzi łączącej  $i$ -ty i  $j$ -ty węzeł,  $n$  – liczba wszystkich węzłów sieci.

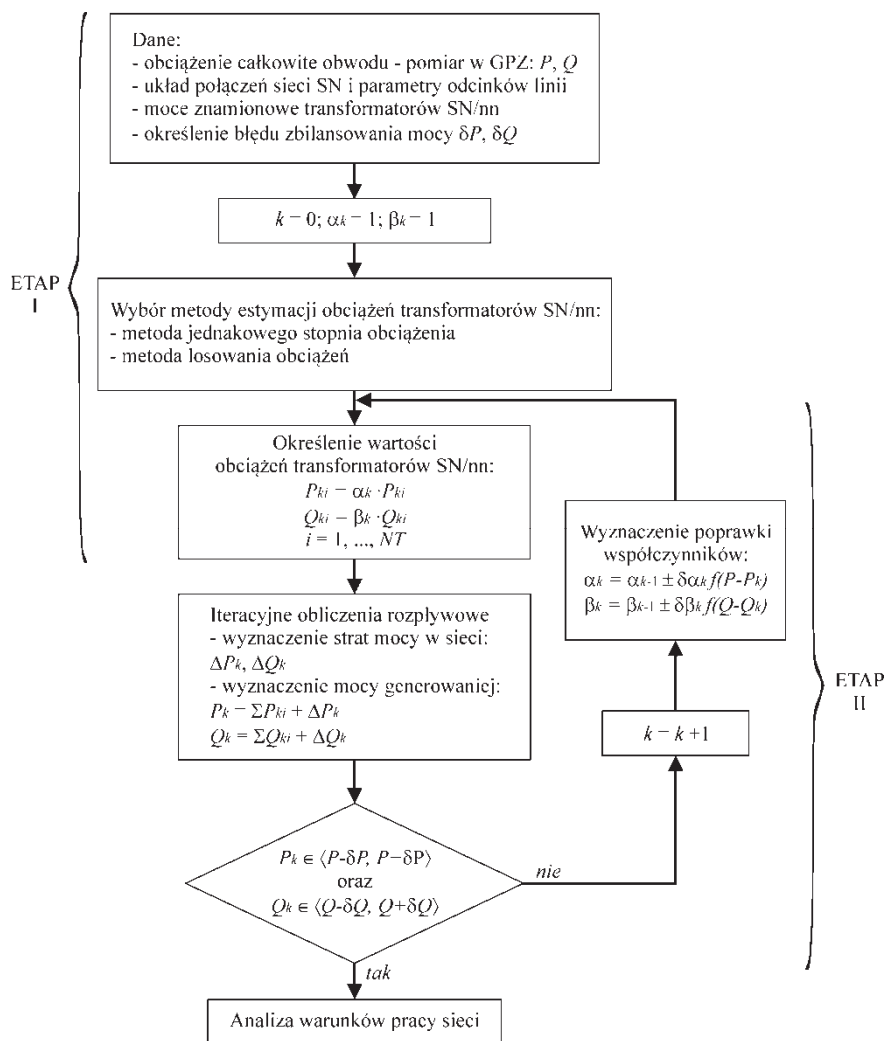
Powyższa zależność wskazuje na trudność obliczeń rozptywowych, bowiem zbudowany dla sieci układ takich równań nieliniowych może być rozwiązany iteracyjnie. Z każdym węzłem związane są cztery wielkości. Są nimi: moc czynna  $P$ , moc bierna  $Q$ , moduł napięcia  $U$  i kąt przesunięcia fazowego. Przyjmuje się, że dla węzłów odbiorczych, wielkościami zadanymi są moce  $P$  i  $Q$ . Pozostałe dwie wielkości są celem obliczeń i umożliwiają następnie wyznaczenie mocy czynnych i biernych płynących gałęziami, a zatem również technicznych strat mocy. Szczegóły dotyczące zasad i metod obliczeń iteracyjnych można odnaleźć w literaturze problemu [4].

## 2.2. Estymacja obciążeń – algorytm obliczeniowy

Ze względu na nieznaną obciążenia  $P$  i  $Q$  węzłów odbiorczych, konieczne jest oszacowanie tych wartości na podstawie innych znanych parametrów charakteryzujących daną sieć. W celu przeprowadzania obliczeń rozptywowych i strat mocy wymagane jest zebranie następujących danych:

- układ połączeń - schemat sieci z informacją o parametrach poszczególnych odcinków:
  - rodzaj linii (napowietrzna, kablowa),
  - długość,

- przekrój przewodu,
- rezystancja jednostkowa przewodu lub konduktywność materiału przewodowego,
- reaktancja jednostkowa przewodu.
- informacje pomiarowe z GPZ dla analizowanego obwodu:
  - szczytowa wartość prądu wpływającego do obwodu z GPZ, wartość napięcia w GPZ i wartość współczynnika mocy,
  - wartość mocy czynnej i biernej oraz wartość napięcia w GPZ.



Rys. 2. Algorytm obliczeniowy estymacji obciążeń transformatorów SN/nn

Procedura estymacji obciążeń węzłów odbiorczych obejmuje dwa etapy. Schemat blokowy algorytmu estymacji przedstawiono na rysunku 2.

W pierwszym etapie należy określić wstępne wartości obciążeń. Dokonuje się tego rozdzielając, znaną z pomiarów w GPZ, całkowitą moc obwodu pomiędzy wszystkie węzły odbiorcze sieci. Przyjmuje się w tym przypadku założenie, że moc przydzielona do danego węzła nie powinna wykraczać poza ustalony zakres zmienności obciążenia, którego wartość oczekiwana wynika z całkowitego obciążenia obwodu i sumy mocy znamionowych wszystkich transformatorów. Znacząc moc znamionową transformatora można założyć, że estymowane obciążenie transformatora może przyjąć wartość z zakresu np. 0,05 do 0,9 jego mocy znamionowej (zakres przyjęty w niniejszej pracy). Zakres ten może być ustalony na podstawie informacji dostarczonych przez służby techniczne dokonujące wrywkowych pomiarów obciążenia w stacjach SN/nn. W podobny sposób określa się wartość współczynnika mocy  $\cos\varphi$ . Wstępny rozdział obciążeń może być dokonany np. w sposób losowy (metoda losowego rozdziału obciążeń), przyjmując określone przedziały zmienności mocy i  $\cos\varphi$  lub zakładając ten sam względny poziom obciążenia transformatorów (metoda proporcjonalnego rozdziału obciążeń), wówczas obciążenie i współczynnik mocy wynika bezpośrednio z danych pomiarowych z GPZ.

Należy zaznaczyć, że moc całkowita obwodu, znana na podstawie pomiaru w GPZ, obejmuje nie tylko zapotrzebowanie w węzłach odbiorczych, lecz również ujmuje straty mocy powstające w elementach (np. liniach) analizowanego obwodu. Po dokonaniu obliczeń rozpliwowych obliczona moc generowana różni się od mocy wynikającej z pomiaru w GPZ. Ten problem jest rozwiązywany w drugim etapie procedury estymacji.

Drugi etap procedury estymacji polega na korekcie wstępnie oszacowanych obciążeń węzłów odbiorczych. W procedurze iteracyjnej zmieniane są wartości obciążeń oddzielnie dla mocy czynnej i biernej, przyjmując taki sam współczynnik korekcyjny dla wszystkich węzłów odpowiednio  $\alpha$  i  $\beta$ . Jeżeli obliczona moc generowana (moc wpływająca do obwodu) różni się nie więcej niż  $\delta P$  i  $\delta Q$  od wartości zmierzonej w GPZ, ostatecznie wyniki estymacji obciążeń można uznać za ostateczne, a wyniki analizy rozpliwowej mogą być wykorzystane do analizy warunków pracy sieci (np. strat mocy).

### 2.3. Metoda proporcjonalnego rozdziału obciążeń

Metoda proporcjonalnego rozdziału obciążeń zakłada, że względny poziom obciążenia wszystkich transformatorów SN/nn będzie taki sam. Oczekiwaną wartość stopnia obciążenia  $i$ -tego transformatora analizowanego obwodu wyznacza się z zależności (2).

$$\mu_i = S / \sum_{i=1}^{NT} S_{ni} \quad (2)$$

gdzie:  $S$  – moc całkowita obwodu, przyjęta na podstawie pomiaru realizowanego w polu rozdzielni SN zasilającej obwód,  $S_{ni}$  – moc znamionowa  $i$ -tego transformatora SN/nn,  $NT$  – liczba transformatorów SN/nn w obwodzie SN.

Obciążenie  $S_i$   $i$ -tego transformatora oblicza się na podstawie zależności:

$$S_i = \mu_i \cdot S_{ni} \quad (3)$$

Wyznaczając moc czynną  $P_i$  i bierną  $Q_i$  zakłada się taką samą wartość współczynnika mocy  $\cos\varphi$  dla każdego punktu odbiorczego sieci. W pierwszym etapie estymacji wartość współczynnika mocy odpowiada wartości współczynnika wynikającego z pomiaru całkowitego zapotrzebowania obwodu. Ostateczna wartość mocy węzłów odbiorczych jest korygowana po wykonaniu rozptylowych obliczeń iteracyjnych i ustaleniu współczynników poprawkowych  $\alpha$  i  $\beta$  podczas drugiego etapu estymacji.

#### 2.4. Metoda losowego rozdziału obciążeń

Metoda estymacji losowej zakłada, że obciążenie każdego punktu odbiorczego będzie określone w sposób losowy. Ostatecznie oszacowane wartości obciążeń powinno, podobnie jak w przypadku metody rozdziału proporcjonalnego, zapewnić taki rozptyw mocy w sieci rozdzielczej, aby po uwzględnieniu strat mocy otrzymać przyjętą na podstawie pomiaru moc wpływającą do analizowanego obwodu. Obciążenia oszacowane w sposób losowy wydają się lepiej odpowiadać rzeczywistym i z pewnością zróżnicowanym obciążeniom sieci. Lepsze dopasowanie obciążeń do warunków rzeczywistych może być osiągnięte przez wyznaczenie oczekiwanej wartości przeciętnego stopnia obciążenia transformatorów analizowanego obwodu  $\mu$  (2) oraz założenie realnego przedziału zmienności możliwych obciążeń stacji transformatorowych.

W celu wyznaczenia losowych wartości obciążeń transformatorów możliwe jest zastosowanie generatora liczb pseudolosowych. W celu wyznaczenia obciążenia danego transformatora należy, w pierwszym etapie, wylosować  $N$  liczb z przedziału  $\langle 0,1 \rangle$ . Dla wyznaczonych liczb należy wyznaczyć wartość średnią, a następnie odchylenie standardowe  $\sigma$ .

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N |x_n - \bar{x}|^2}{N-1}} \quad (4)$$

gdzie:  $x_n$  –  $n$ -ta wylosowana wartość z przedziału  $\langle 0,1 \rangle$ ,  $\bar{x}$  – wartość średnia z wylosowanych liczb,  $N$  – liczba wylosowanych liczb pseudolosowych.

Zgodnie z twierdzeniem Lindeberga-Levy'ego liczbę pseudolosową  $m'_i$  wyznaczyć można z zależności [10]:

$$m'_i = \frac{\sum_{n=1}^N x_n - \frac{N}{2}}{\sqrt{\frac{N}{12}}} \quad (5)$$

Liczba pseudolosowa  $m'_i$  jest w praktyce wystarczającym przybliżeniem rozkładu  $N(0,1)$  jeżeli  $N=12$  (w niniejszej pracy przyjęto  $N=100$ ). Stopień obciążenia  $i$ -tego transformatora wynikający z rozkładu normalnego  $N(\mu, \sigma)$  o parametrach  $\mu$  (2) i  $\sigma$  (4) wyznacza się z zależności:

$$m_i = \sigma \cdot m'_i + \mu \quad (6)$$

Ostatecznie wartość obciążenia  $i$ -tego transformatora wynosi:

$$S_i = m_i \cdot S \frac{S_{ni}}{\sum_{j=1}^{NT} m_j \cdot S_{nj}} \quad (7)$$

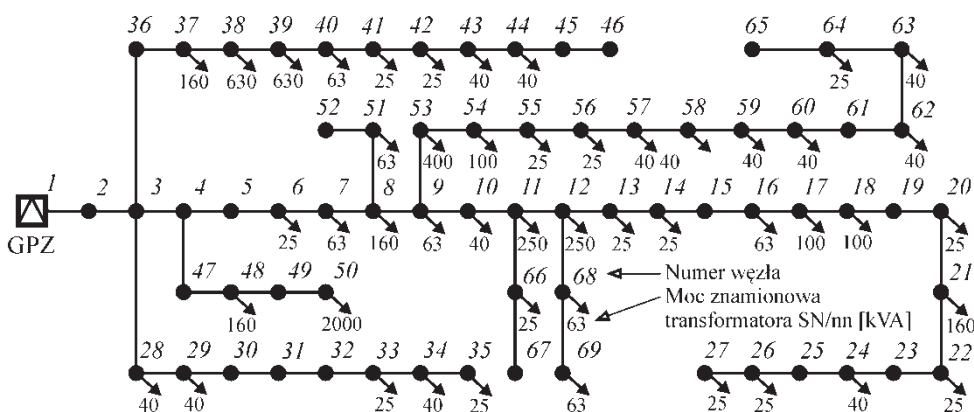
W celu wyznaczenia wartości mocy czynnej  $P_i$  i biernej  $Q_i$  konieczne jest określenie w sposób losowy wartości współczynnika mocy  $\cos\varphi$  dla każdego węzła odbiorczego. Końcowa wartość mocy węzłów odbiorczych ustalana jest w drugim etapie estymacji po wyznaczeniu współczynników poprawkowych  $\alpha$  i  $\beta$ .

### 3. PRZYKŁAD OBLICZENIOWY

#### 3.1. Charakterystyka elektroenergetycznej sieci testowej

Do analizy został wybrany system testowy IEEE obejmujący 69 węzłów [7]. Sieć testowa IEEE obejmuje komplet danych potrzebnych do wykonania obliczeń rozplływowych, w tym dane o zapotrzebowaniu mocy w węzłach odbiorczych. Jako, że celem referatu jest analiza wpływu metod estymacji obciążeń na wartość strat mocy założono, że wartości te ostatecznie nie są znane, a na ich podstawie i w ich miejsce określono moce znamionowe transformatorów SN/nn oraz wyznaczono całkowite zapotrzebowanie mocy obwodu, które w dalszych obliczeniach uznano za wartość określoną pomiarem w GPZ ( $\underline{S} = 4027,19 + j2796,77$  kVA). Moce znamionowe transformatorów dobrano na podstawie szeregu znormalizowanego mocy znamionowych przyjmując zbiór:  $S_{ni} \in \{25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 \text{ kVA}\}$ . Na rysunku 3 przedstawiono opisywaną sieć testową z zaznaczonymi węzłami odbiorczymi i przypisanymi do nich mocami znamionowymi transformatorów SN/nn. W sieci wyróżniono 48

stacji transformatorowych SN/nn. Łączna moc znamionowa wszystkich transformatorów wynosi 6436 kVA.



Rys. 3. Elektroenergetyczna sieć testowa (na podstawie IEEE69)

Dla przyjętej sieci testowej dokonano wyznaczenia strat mocy czynnej i biernej przyjmując następujące warianty obliczeń:

- znane obciążenia ( $P_i$ ,  $Q_i$ ) wszystkich węzłów odbiorczych (oryginalne dane sieci testowej IEEE),
- znane wartości mocy znamionowych transformatorów SN/nn węzłów odbiorczych oraz wartość całkowitego obciążenia obwodu ( $P$ ,  $Q$ ) – estymacja z zastosowaniem metody proporcjonalnego rozdziału obciążeń,
- znane wartości mocy znamionowych transformatorów SN/nn węzłów odbiorczych oraz wartość całkowitego obciążenia obwodu ( $P$ ,  $Q$ ) – estymacja z zastosowaniem metody losowego rozdziału obciążeń.

### 3.2. Wyniki obliczeń

W pierwszej kolejności przeprowadzono obliczenia rozptyłowe dla oryginalnych danych sieci testowej. Przyjmując dobrane uprzednio moce znamionowe transformatorów określono:

- minimalny i maksymalny poziom obciążenia transformatorów SN/nn wynoszący odpowiednio: 4,66% i 88,81%,
- minimalny i maksymalny zakres zmian współczynnika mocy  $\cos\varphi$  wynoszący odpowiednio: 0,76 i 0,86.

Wyniki te posłużyły do określenia dopuszczalnego zakresu zmian wartości obciążenia transformatorów dla metody losowego rozdziału obciążeń. Dla oryginalnych danych obciążeń sieci testowej wyznaczono straty mocy czynnej i biernej wynoszące odpowiednio:  $\Delta P = 225$  kW i  $\Delta Q = 102,17$  kvar.



Wykonując obliczenia z zastosowaniem proporcjonalnego rozdziału obciążeń ustalono obciążenie wszystkich transformatorów na poziomie 72,58%, a współczynnik mocy  $\cos\varphi$  wyniósł 0,82. W przypadku zastosowania metody losowego rozdziału obciążeń wykonano 10 prób wyznaczenia obciążeń transformatorów. Następnie dla każdego wariantu estymowanych wartości ustalono indywidualne współczynniki korygujące z zakresu:  $\alpha \in \langle 0,94; 0,98 \rangle$ ,  $\beta \in \langle 0,9; 0,97 \rangle$ . Wyniki opracowania statystycznego eksperymentów przedstawia tabela 1 [2]. Przedstawione wyniki dotyczą otrzymanych, na drodze losowania, wyników dla 48 punktów odbiorczych sieci testowej (rys. 3).

Tabela 1. Statystyka opisowa dla metody estymacji rozdziału losowego obciążeń – względne obciążenie transformatorów SN/nn [%].

Lp.	Średnia	Min	Max	Mediana	Wariancja	Standardowe odchylenie	Dolny kwartył	Górny kwartył
1	59,20	17,23	82,85	63,33	361,77	19,02	45,30	76,79
2	<u>60,81</u>	<u>14,35</u>	<u>84,14</u>	<u>64,56</u>	<u>383,17</u>	<u>19,57</u>	<u>47,93</u>	<u>79,63</u>
3	60,44	14,75	83,97	62,37	274,20	16,56	51,36	73,65
4	59,63	24,16	84,10	61,61	241,47	15,54	48,89	73,33
5	60,11	24,93	84,23	60,48	258,93	16,09	48,61	74,11
6	59,93	24,10	84,64	61,97	252,31	15,88	48,61	72,26
7	57,60	19,55	83,45	59,39	323,23	17,98	45,11	70,90
8	60,03	24,86	82,69	62,46	304,46	17,45	47,32	75,40
9	61,09	15,26	84,10	64,66	307,22	17,53	54,64	75,36
10	60,14	12,13	84,20	65,62	342,08	18,50	47,46	75,62

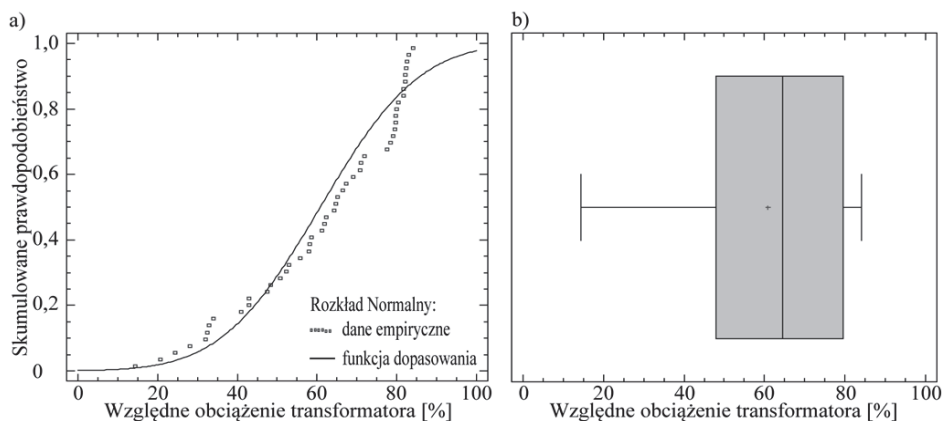
Wyniki strat mocy przedstawiono w tabeli 2. Z porównania otrzymanych wyników strat mocy czynnej wynika, że najmniejszą różnicę w odniesieniu do strat dla oryginalnych danych sieci testowej otrzymano dla drugiej próbki losowego rozdziału obciążeń (tabela 1, tabela 2).

Na rysunku 4 przedstawiono graficzną interpretację uzyskanych wyników wnioskowania (rys. 4a) i opracowania statystycznego (rys. 4b) drugiej próbki losowego rozdziału obciążeń transformatorów SN/nn. Zgodnie z założeniami rozkład uzyskanych wyników odpowiada rozkładowi normalnemu. Z kolei opracowanie statystyczne ma na celu określenie wielu parametrów charakteryzujących populację niezależnie od jej rozkładu. Rysunek „Box-and-Whiskers” pozwala ująć zbiorczo wyznaczone parametry określające położenie, rozproszenie i kształt rozkładu empirycznego badanej próbki (tabela 1).

Tabela 2. Wyniki obliczeń strat mocy czynnej i biernej.

Metoda estymacji		Straty mocy	
		czynnej [kW]	biernej [kvar]
proporcjonalny rozdział obciążeń		214,79	97,83
losowy rozdział obciążeń (nr losowania)	1	235,89	107,03
	2	226,79	103,47
	3	245,99	110,63
	4	234,02	106,46
	5	230,00	104,87
	6	233,08	105,72
	7	241,32	109,22
	8	239,14	108,05
	9	230,67	105,24
	10	234,50	106,63

Z przeprowadzonych analiz wynika, że zastosowanie przedstawionych metod estymacji prowadzi do zróżnicowanych wyników strat mocy. Przyjmując, jako wartość odniesienia straty mocy czynnej obliczone dla danych oryginalnych sieci testowej, można stwierdzić, że metoda losowego rozdziału obciążeń zapewniła najmniejszy błąd oszacowania strat wynoszący (średnio dla 10 prób): -4,3%. Estymacja rozdziału proporcjonalnego pozwoliła na oszacowanie z błędem: 4,8%. Należy zwrócić uwagę na zakres błędów dla poszczególnych prób dla estymacji rozdziału losowego, który wyniósł od -1,8% do -21%.



Rys. 4. Graficzna interpretacja estymacji losowej dla próbki nr 2: a) wykres skumulowanego prawdopodobieństwa, b) statystyka opisowa – „Box-end-Whiskers”

#### 4. PODSUMOWANIE

W referacie przedstawiono dwie metody estymacji obciążeń sieci SN. W obu metodach wykorzystywana jest informacja o całkowitym obciążeniu linii SN zarejestrowanym w stacji zasilającej. Pierwsza metoda zakłada rozdział obciążenia pomiędzy stacje SN/nn proporcjonalnie do mocy znamionowych ich transformatorów. Druga metoda zakłada losowy rozdział obciążenia pomiędzy poszczególne stacje SN/nn. Zaletą metody rozdziału proporcjonalnego jest prostota i szybkość realizowanych obliczeń. Metoda rozdziału losowego wymaga przeprowadzenia wielu prób generacji obciążeń, co znacząco ogranicza jej użyteczność.

Estymacja obciążeń szczytowych stacji transformatorowych SN/nn stanowi ważne zagadnienie wszelkich analiz dotyczących warunków pracy sieci dystrybucyjnych. Podstawowym problemem procesu estymacji obciążeń jest losowy charakter obciążenia sieci i zróżnicowana dobowo zmienność przebiegów obciążenia. Trudny do określenia błąd oszacowania obciążeń wpływa na dokładność obliczenia strat mocy, których wartość determinuje podejmowane działania eksploatacyjne np. wyznaczając optymalne miejsca „rozczyć” sieci.

Zagadnienie estymacji obciążeń jest problemem nadal aktualnym i ważnym. Rozwijające się technologie smart metering dają szansę na eliminację problemu szacowania obciążeń poprzez powszechną rejestrację obciążeń stacji transformatorowych SN/nn.

#### LITERATURA

- [1] Baczyński D., Parol M., Estymacja obciążeń szczytowych stacji transformatorowych SN/nn za pomocą metod statystycznych oraz metod sztucznej inteligencji, XI Międzynarodowa konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'03, Gdańsk-Jurata 11-13 czerwca 2003, ISBN 83-909885-2-6.
- [2] Benesz M., Zastosowanie metod statystycznych do poprawy jakości dostawy energii elektrycznej, Rozprawy Doktorskie, Monografie - Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydawnictwa Naukowe AGH (w druku).
- [3] Kot A., Kulczycki J., Szpyra W., Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć, Acta Energetica, nr 2, 2009.
- [4] Kremens Z., Sobierajski M.: Analiza systemów elektroenergetycznych, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1996.
- [5] Kulczycki J. (red.), Straty energii w sieciach dystrybucyjnych, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań, ISBN 978-83-925667-1-7, 2009.
- [6] Nazarko J.: Estymacja stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Wydawnictwa Politechniki Białostockiej, Rozprawy Naukowe Nr 9, Białystok, ISSN 0867-096X, 1991.

- [7] Savier J. S., Das D., Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution system, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.22, no.4, Oct, e-ISSN: 1937-4208, 2007.
- [8] Szpyra W., Estimation of Voltage Profile and Power Losses Using Neural Network Model of MV Power Distribution Network. 3rd International Symposium on Modern Electric Power Systems, Wrocław, September 6–8, 2006.
- [9] Szpyra W. Estymacja poziomów napięć oraz strat mocy w sieci rozdzielczej z rozproszonymi źródłami energii przy wykorzystaniu sztucznych sieci neuronowych. Przegląd Elektrotechniczny nr 9/2006, ISSN 0033-2097.
- [10] Włodek R., Nowak W., Metody statystyczne z przykładami zastosowań w technice wysokich napięć, Skrypty Uczelniane – Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica, Wydawnictwo AGH, ISSN 0239-6114, Kraków 1992.

**ANALYSIS OF ACTIVE POWER LOSSES OF A SELECTED FRAGMENT  
OF THE MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK IN THE ASPECT  
OF SELECTING THE NETWORK LOAD ESTIMATION METHOD**

The calculation of power losses usually requires iterative flow calculations. Data for calculation include, among other things, load values of the network receiving nodes. In the case of medium voltage (MV) distribution networks, these data are known not known and estimation methods are necessary.

Two methods of estimating MV network loads are presented in the paper: The first method involves distribution of the total load, measured in the power supply station, between MV/LV stations in proportion to the rated power of their transformers. The second method assumes a random distribution of the total load between MV/LV transformer stations. The paper presents the results of calculations for the test distribution network (IEEE69).

*(Received: 02.02.2018, revised: 02.03.2018)*