

Andrzej MAKUCH*, Wojciech BAĆCHOREK*, Mariusz BENESZ*

WPLYW ESTYMACJI OBCIĄŻEŃ NA ROZMIESZCZENIE ŹRÓDEŁ MOCY BIERNEJ W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH

W referacie dokonano analizy wpływu estymacji obciążeń sieci średniego napięcia na rozmieszczenie źródeł mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych. W celu estymacji obciążeń sieci SN wykorzystywana jest informacja o całkowitym obciążeniu linii SN zarejestrowanym w stacji zasilającej. 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. Obliczenia wykonano z zastosowaniem programu komputerowego dedykowanego do iteracyjnych obliczeń rozplływowych. W referacie ponadto omawia się wyniki obliczeń oraz przeprowadza analizę celowości stosowania przyjętych metod obliczeniowych.

SŁOWA KLUCZOWE: estymacja obciążeń sieci SN, kompensacja mocy biernej, sieć dystrybucyjna.

1. WPROWADZENIE

Przepływ mocy biernej w systemie elektroenergetycznym wywołuje wiele negatywnych skutków takich jak: zwiększenie strat mocy i energii w elementach sieci, wzrost spadków napięcia, ograniczenie możliwości generacji mocy czynnej oraz ograniczenie zdolności przesyłowej mocy czynnej. W celu pokrycia zapotrzebowania na moc bierną i umożliwienia jej przesyłu stosuje się takie środki jak: zwiększanie przekrojów przewodów, dobór transformatorów o większych mocach znamionowych oraz zastosowanie dodatkowych źródeł energii. W konsekwencji tych działań rosną koszty wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. W Polsce głównym źródłem mocy biernej wytwarzanej w sieciach odbiorców są baterie kondensatorów [4].

* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

2. EFEKTY KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ

Efektom kompensacji mocy biernej jest ograniczenie strat mocy i energii w sieci elektroenergetycznej. W przypadku odbiorów indukcyjnych można zastosować kompensację za pomocą kondensatorów o odpowiednio dobranej mocy. Baterie kondensatorów instaluje się za elementami sieci, w której dąży się do ograniczenia straty mocy i energii [1, 5].

Wielkość ograniczenia straty mocy czynnej wyznacza się jako różnicę strat mocy czynnej przed i po zainstalowaniu baterii kondensatorów korzystając z zależności:

$$\delta P_K = \frac{2Q Q_K - Q_K^2}{U^2} R \quad (1)$$

gdzie: Q_K – moc przyłączonego źródła, Q – moc bierna płynąca przez element sieci, R – rezystancja elementu sieci, U – napięcie.

Wielkość ograniczenia strat energii można obliczyć całkując równanie (1) względem czasu, w którym załączone było źródło mocy biernej:

$$\delta E_K = \frac{R}{U^2} \int_{t=0}^{t=T_p} (2Q_{(t)} Q_K - Q_K^2) dt \quad (2)$$

gdzie: $Q_{(t)}$ – wartość chwilowa mocy biernej płynącej przez element sieci, T_p – czas, w którym źródło mocy biernej jest włączone.

Można zauważyć, że rozwiązując równanie potrzebna jest znajomość obciążenia mocy biernej w czasie. Przyjmując, że $\int_{t=0}^{t=T_p} Q_{(t)} dt$ jest to ilość energii biernej A_b ,

która przepłynęła przez element o rezystancji R w czasie T_p , zależność (2) przyjmuje postać:

$$\delta E_K = \frac{R}{U^2} (2A_b Q_K - Q_K^2 T_p) \quad (3)$$

By dobrać moc baterii, przy której występuje maksymalne ograniczenie strat energii, zależność (3) różniczkowano względem mocy Q_K :

$$Q_{K(\max)} = \frac{A_b}{T_p} \quad (4)$$

3. KRYTERIA ROZMIESZCZENIA BATERII KONDENSATORÓW

Instalacja baterii kondensatorów wymaga poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych. Należą do nich koszt zakupu i montażu baterii kondensatorów oraz koszt urządzeń do zdalnej regulacji w przypadku baterii kondensatorów ze

stycznikiem. Nakłady inwestycyjne na instalację baterii kondensatorów można obliczyć z zależności:

$$K_I = \sum_{k \in N_{BR}} c_{Rk} n_{Rk} + \sum_{k \in N_{BS}} c_{Sk} n_{Sk} + (K_{mBR} + K_{RS}) n_R + K_{mBS} n_S \quad (5)$$

gdzie: K_{RS} – koszty urządzeń do zdalnej regulacji i sterowania, c_{Rk} – cena regulowanej baterii o k -tej mocy znamionowej, c_{Sk} – cena nieregulowanej baterii o k -tej mocy, n_{Rk} – liczba regulowanych baterii o k -tej mocy, n_R – liczba regulowanych baterii, n_S – liczba nieregulowanych baterii, n_{Sk} – liczba nieregulowanych baterii o k -tej mocy, N_{BR} – zbiór mocy znamionowych baterii o regulowanej mocy, N_{BS} – zbiór mocy znamionowych baterii o stałej mocy.

Przyjmuje się dwa warianty pracy baterii: włączona na stałe (bateria nieregulowana) i na określony czas (bateria regulowana). W drugim wariantcie koszt kondensatora należy powiększyć o koszt aparatury łączeniowej (stycznika).

Jako kryterium rozmieszczenia baterii kondensatorów można przyjąć wartość maksymalizacji zysku rocznego z ograniczenia strat energii lub wartość maksymalnego ograniczenia strat energii. W przypadku kryterium maksymalizacji zysku funkcja celu przyjmuje postać:

$$\max Z_r = \max (O_r - K_r) \quad (6)$$

gdzie: O_r – roczne przychody (oszczędności) z kompensacji mocy biernej, K_r – koszty roczne kompensacji mocy biernej.

Koszty roczne kompensacji mocy biernej obejmują: koszty kapitałowe K_K , koszty eksploatacyjne stałe K_{es} i zmienne K_{ez} . Poszczególne składowe kosztów można określić na podstawie następujących zależności:

$$K_K = K_I \frac{p(1+p)^{N_a}}{(1+p)^{N_a} - 1} \quad (7)$$

gdzie: K_I – nakłady inwestycyjne, N_a – zakładany okres eksploatacji, p – stopa dyskontowa.

$$K_{es} = K_I k_{es} \quad (8)$$

gdzie: k_{es} – współczynnik kosztów eksploatacyjnych stałych;

$$K_{ez} = \delta P_Q Q_K (k_P + T_P k_A) \quad (9)$$

gdzie: δP_Q – jednostkowe straty mocy czynnej w baterii kondensatorów, Q_K – moc baterii, k_P – jednostkowy koszt strat mocy, k_A – jednostkowy koszt strat energii, T_P – czas pracy baterii w ciągu roku.

Efektom zastosowania dodatkowych źródeł mocy biernej są roczne oszczędności ze zmniejszenia strat mocy i energii w elementach sieci, które można oszacować na podstawie zależności:

$$O_r = \delta P_a k_P + \delta E_a k_A \quad (10)$$

gdzie: δP_a – wielkość ograniczenia strat mocy czynnej, δE_a – roczne ograniczenie strat energii czynnej.

4. ESTYMACJA OBCIĄŻEŃ

Sieci elektroenergetyczne charakteryzują się znaczną zmiennością obciążeń w czasie. Zmiany te mogą być regularne (pora dnia, roku) lub przypadkowe (aktualne warunki atmosferyczne). W przypadku krajowych sieci dystrybucyjnych SN obserwuje się deficyt danych pomiarowych. Można przyjąć, że w większości stacji WN/SN dostępne są następujące dane:

- moduły napięć na szynach zbiorczych rozdzielni SN,
- moce czynne i bierne szczytowe oraz przepływ energii w transformatorze WN/SN;
- moce czynne i bierne szczytowe oraz przepływy energii w polach liniowych SN.

W przypadku stacji SN/nn w skutek braku opomiarowania niezbędne jest wykorzystanie metody wyznaczania obciążeń tych stacji [3, 6].

W metodzie proporcjonalnego rozdziału obciążeń stacji SN/nn przyjmuje się szereg założeń upraszczających, spośród których najczęściej stosowane są:

- jednakowa we wszystkich stacjach zasilanych z danego obwodu sieci SN wartość współczynnika mocy $\cos\phi$;
- obciążenia wszystkich transformatorów SN/nn są proporcjonalne do ich mocy znamionowych;

Oszacowanie wartości obciążeń powinno zapewniać taki rozplływ mocy w sieci rozdzielczej, aby po uwzględnieniu strat mocy otrzymać przyjętą moc wpływającą do analizowanego obwodu (pomiar w GPZ). Uwzględniając wyżej wymienione założenia, moce odbierane z i -go transformatora można oszacować na podstawie następujących zależności [2]:

$$P_i = \alpha \sqrt{3} U_Z I_o \cos \phi \frac{S_{ni}}{\sum_{i \in N_{Tr}} S_{ni}} \quad (11)$$

$$Q_i = \beta \sqrt{3} U_Z I_o \sin \phi \frac{S_{ni}}{\sum_{i \in N_{Tr}} S_{ni}} \quad (12)$$

$$\phi = \arctan\left(\frac{A_b}{A_c}\right) \quad (13)$$

gdzie: U_Z – napięcie zasilające na szynach SN w GPZ [kV], I_o – prąd wpływający do analizowanego obwodu z GPZ [A], S_{ni} - znamionowa moc i -go transformatora zasilanego obwodu, N_{Tr} – zbiór transformatorów zasilanych z danego obwodu, A_b – energia bierna wpływająca do analizowanego obwodu GPZ

[Mvarh], A_c – energia czynna wpływająca do analizowanego obwodu GPZ [Mvarh], α , β – współczynniki uwzględniające straty mocy w sieci.

W przypadku estymacji losowej, obciążenia w węzłach odbiorczych określone są w sposób losowy. Wartości obciążeń transformatorów oraz współczynnika mocy odbiorów wyznaczone są przy użyciu generatora programowego liczb pseudolosowych.

Wartości współczynników α , β dobiera się w taki sposób, aby suma mocy węzłów odbiorczych oraz strat na elementach sieci była równa mocy wpływającej do sieci.

5. ALGORYTM LOKALIZACJI BATERII KONDENSTORÓW

W powyższym algorytmie jako kryterium wyboru lokalizacji kondensatorów wykorzystano ograniczenie strat energii (2).

Wyboru lokalizacji kondensatorów dokonano według następującego algorytmu zawierającego 8 kroków obliczeniowych:

Krok 1 – Wybór metody estymacji obciążeń sieci.

Krok 2 – Wyznaczenie obciążeń węzłów odbiorczych sieci SN.

Krok 3 – Wyznaczenie strat mocy na elementach sieci SN;

Krok 4 – Uwzględnienie współczynników α , β przy określeniu mocy węzłów odbiorczych.

Krok 5 – Realizacja kolejno kroków 2, 3 i 4 do momentu aż suma mocy odbiorów i strat mocy na elementach sieci będzie równa mocy wpływającej do sieci;

Następnie:

Krok 6 – Przyłączenie baterii kondensatorów kolejno do każdej możliwej lokalizacji i wyznaczenie wartości zysku z ograniczenia strat. Pomija się węzły, w których zainstalowano już baterie kondensatorów.

Krok 7 – Przyłącza się baterię kondensatorów w tej lokalizacji, dla której zysk z ograniczenia strat jest największy (6).

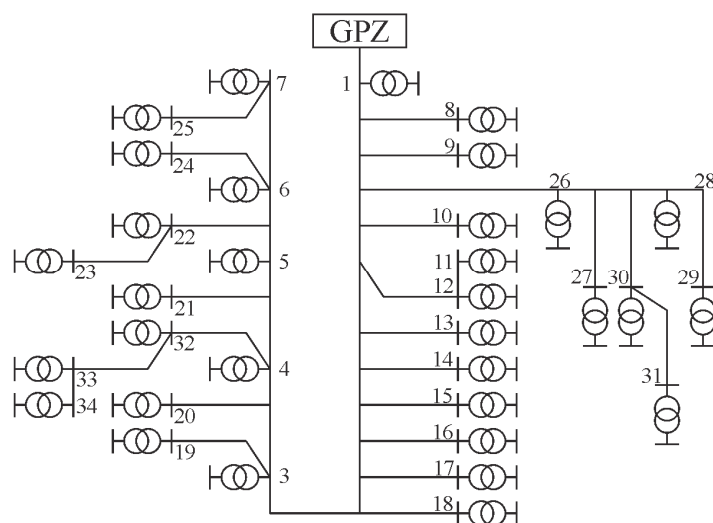
Krok 8 – Obliczenia według kroków 6 i 7 powtarza się do momentu, gdy przyłączenie kolejnej baterii kondensatorów powoduje zmniejszenie zysku z ograniczenia strat.

6. PRZYKŁAD OBLICZENIOWY

6.1. Charakterystyka analizowanej sieci

Dla zilustrowania powyższych rozważań wykonano obliczenia dla rzeczywistego obwodu sieci średniego napięcia przedstawionego na rysunku 1. Analizowany obwód to linia 15 kV o łącznej długości $l = 22,86$ km, zasilająca 34 stacje transformatorowe o łącznej mocy zainstalowanych transformatorów

$\Sigma S_N = 5791$ kVA. Moce znamionowe transformatorów SN/nn oraz węzły, w których zainstalowane są transformatory pokazano na rysunku 1 oraz 3. Moc wpływająca do linii w szczycie obciążenia wynosi $S = (3776 + j1460)$ kVA, natomiast ilość energii biernej wpływającej do linii w ciągu roku z GPZ wynosi $A_b = 4765$ kvarh.



Rys. 1. Schemat analizowanej sieci 15 kV

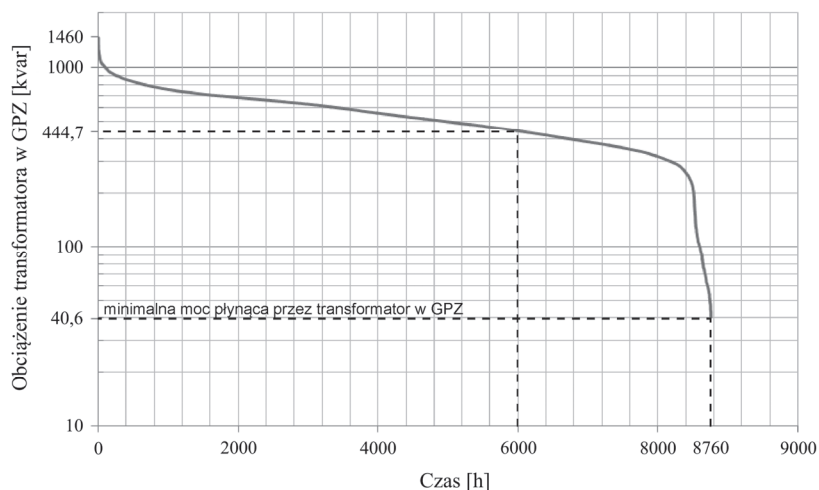
Przyjęto następujące warianty obliczeń:

– Wariant W_{BS} – instalacja, w wybranych stacjach, kondensatorów bez styczników, przyłączonych na stałe ($T_p = 8760$ h/a), o mocy znamionowej najbliższej większej niż moc wyznaczona z równania (4);

Instalacja w wybranych stacjach kondensatorów bez i ze stycznikami o mocy najbliższej większej od mocy znamionowej wyznaczonej z równania (4);

– Wariant W_{ZS} – baterie kondensatorów ze stycznikami załączane na 6000 godzin w ciągu roku ($T_p = 6000$ h/a), baterie bez styczników pracujące 8760 godzin w ciągu roku ($T_p = 8760$ h/a).

W przypadku wariantu W_{ZS} baterie kondensatorów bez styczników przyłączane są do osiągnięcia minimalnej mocy biernej płynącej w transformatorze w GPZ. Na podstawie rysunku 2, odczytano wartość minimalną mocy biernej płynącej przez transformator. Wartość graniczna mocy dla baterii kondensatorów bez styczników wynosi 40,6 kvar. Powyżej tej wartości przyłączane są baterie kondensatorów ze stycznikami z określonym czasem pracy w ciągu roku. W analizowanym przypadku załączano baterie kondensatorów – z czasem 6000 godzin, dla których maksymalna moc wynosi 444,7 kvar.

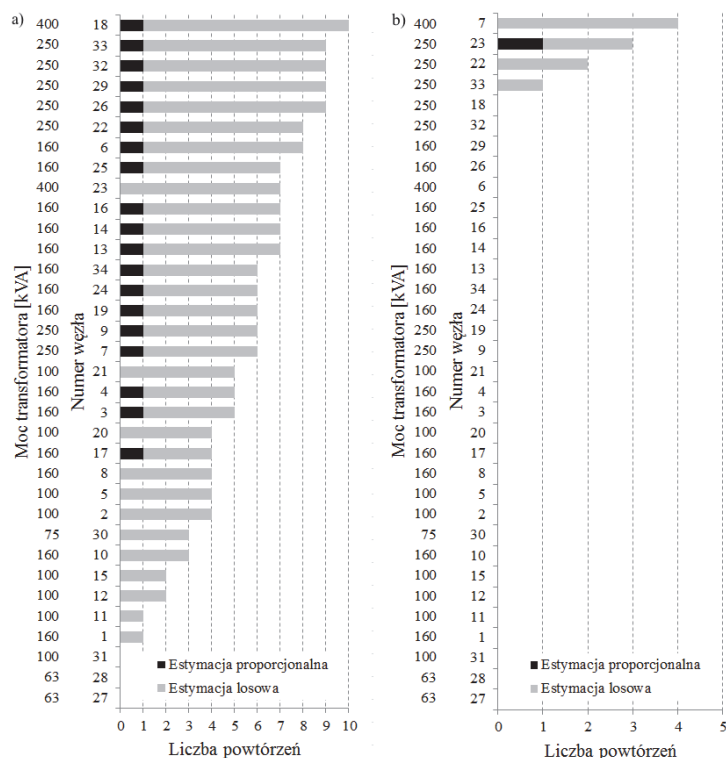


Rys. 2. Uporządkowany wykres obciążenia rocznego mocą bierną transformatora w GPZ

6.2. Wyniki obliczeń

Obliczenia zostały przeprowadzone dla estymacji proporcjonalnej i losowej obciążeń.

Dla estymacji losowej wygenerowano 10 próbek mocy obciążeń i współczynników mocy, dla których spełniony był warunek: suma mocy obciążeń oraz strat na elementach sieci jest równa mocy wpływającej do sieci. Przyjęto minimalne obciążenie transformatora na poziomie 8%, maksymalne 90%. Współczynnik mocy obciążeń przyjęto z zakresu $0,7 \div 0,93$ (charakter indukcyjny). Współczynniki α , β wyznaczono za pomocą dedykowanego programu komputerowego napisanego w języku C++. W kolejnym kroku dokonano lokalizacji baterii kondensatorów zgodnie z algorytmem opisanym w rozdziale 5. Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunku 3.

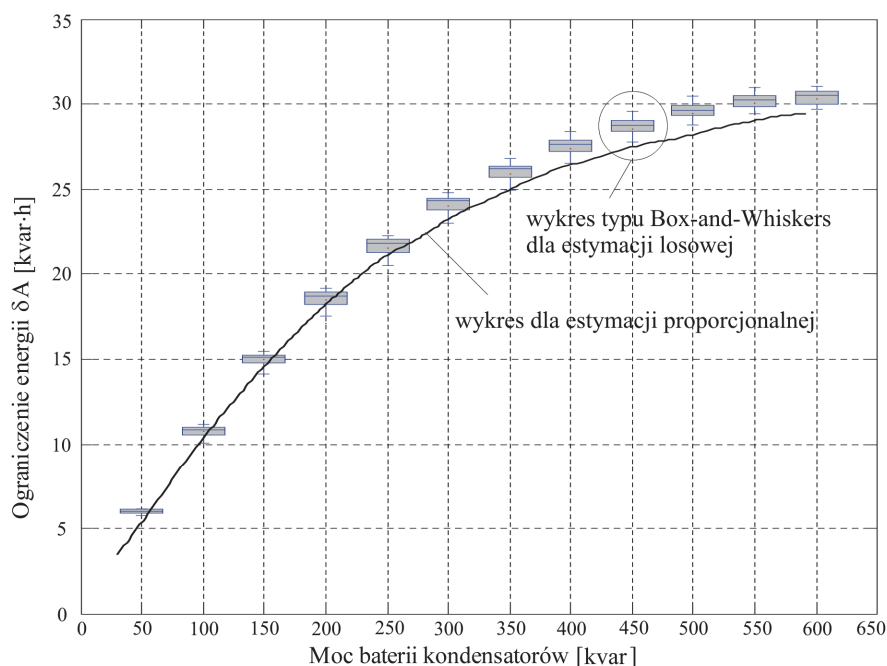


Rys. 3. Wpływ metod estymacji obciążeń na lokalizację baterii kondensatorów dla kolejnych próbek losowych. a) Wariant W_{ZS}, b) Wariant W_{BS}

Z przeprowadzonych analiz wynika, że rodzaj estymacji ma wpływ na miejsce instalacji baterii kondensatorów. Na rysunku 3 można zauważyć, że w obu wariantach i metodach miejsce instalacji baterii kondensatorów jest powtarzalne. Z rysunku 3 dodatkowo wynika, że częściej obsadzane są bateriami kondensatorów węzły, w których odbierana jest większa moc.

Następnie porównano zależność rocznego ograniczenia strat energii od mocy przyłączonych baterii kondensatorów. Wyniki dla wariantu W_{BS} przedstawiono na rysunku 4 a dla wariantu W_{ZS} na rysunku 5. Na obu wykresach linią ciągłą przedstawiono wyniki dla estymacji proporcjonalnej. W przypadku estymacji losowej naniesiono statystykę opisową typu „Box-and-Whiskers”. Wykres typu „Box-and-Whiskers” to metoda graficznego przedstawienia grup danych liczbowych za pośrednictwem ich kwartyli, pozwalająca ująć zbiorczo wyznaczone parametry określające położenie, rozproszenie i kształt rozkładu empirycznego badanej próbki. W analizowanym przypadku danymi liczbowymi są roczne ograniczenia strat energii dla poszczególnych mocy przyłączonych baterii kondensatorów. Szczegółowe parametry określające położenie, rozproszenie

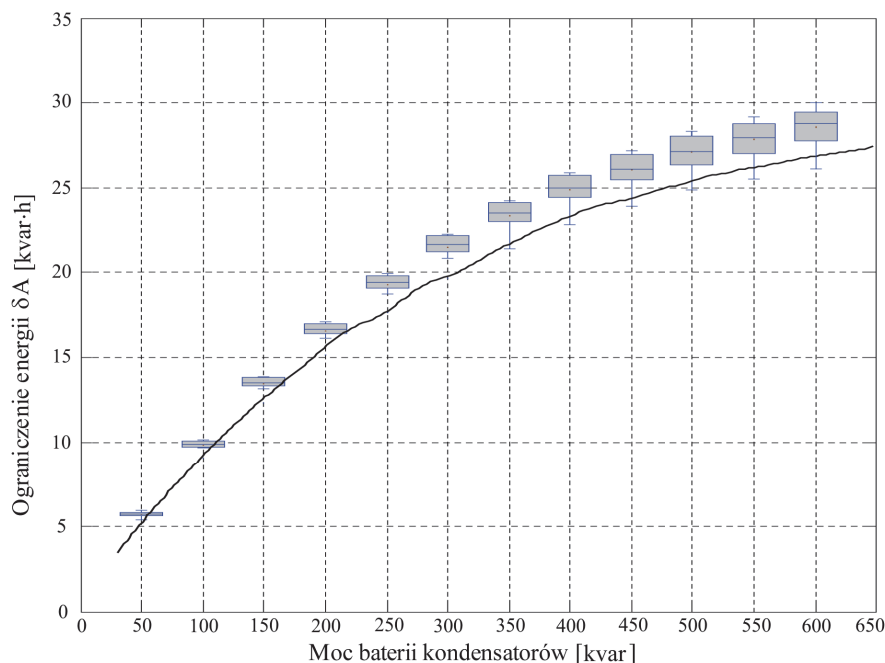
i kształt rozkładu badanych próbek dla estymacji losowej umieszczono na rysunku 6.



Rys. 4. Zależność rocznego ograniczenia strat energii od mocy przyłączonych kondensatorów dla wariantu W_{BS} z naniesioną statystyką opisową typu „Box-end-Whiskers”

W przypadku zależności rocznego ograniczenia strat energii od mocy przyłączonych baterii kondensatorów, można zauważyć, że wykres dla estymacji proporcjonalnej w większości przebiegu mieści się w granicach rozrzutu losowego próbek dla estymacji losowej w granicach od -2.698σ do $+2.698\sigma$, gdzie σ jest medianą próbek dla estymacji losowej. Dla wariantu W_{BS} maksymalne odchylenie względne pomiędzy średnią próbek losowych estymacji losowej do próbki estymacji proporcjonalnej wynosiło $-10,6\%$. W przypadku wariantu W_{ZS} odchylenie względne wynosiło $-6,9\%$. Ujemna wartość oznacza, że estymacja proporcjonalna zaniża wyniki rocznych ograniczeń strat energii w analizowanym układzie.

Można zatem stwierdzić, że estymacja proporcjonalna jest wystarczająca do szybkiej analizy stanu sieci oraz obliczeń rozptylowych w analizowanym układzie.

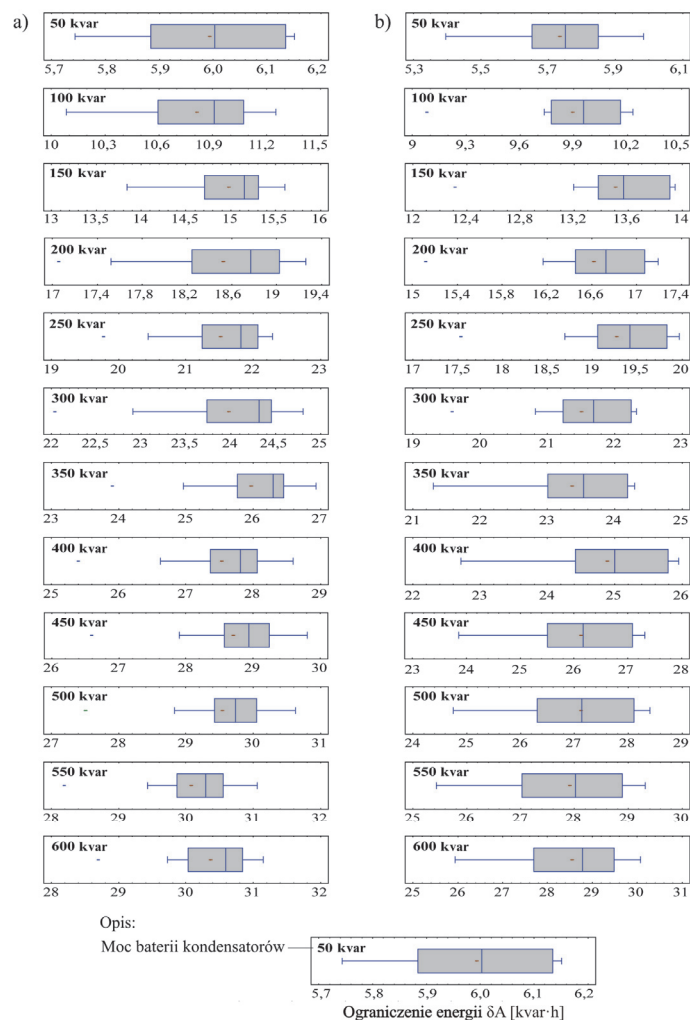


Rys. 5. Zależność rocznego ograniczenia strat od mocy przyłączonych kondensatorów dla wariantu W_{ZS} z naniesioną statystyką opisową typu „Box-end-Whiskers”

4. PODSUMOWANIE

W referacie został przedstawiony wpływ estymacji obciążeń na rozmieszczenie źródeł mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych. Analiza wykazała, że estymacja proporcjonalna jest wystarczająca do przeprowadzenia obliczeń sieciowych. Zaletą estymacji proporcjonalnej jest jej prostota oraz szybkość wykonywanych obliczeń. Metoda estymacji losowej wymaga przeprowadzenia wielu prób generacji obciążeń, co znacząco ogranicza jej użyteczność.

Instalacja baterii kondensatorów w sieciach dystrybucyjnych o strukturze otwartej i jednym kierunku przepływu energii może być skutecznym środkiem do ograniczenia strat energii w tej sieci.



Rys. 6. Statystyka opisowa dla estymacji losowej w postaci „Box-end-Whiskers”:
 a) wariant W_{BS} , b) wariant W_{ZS}

LITERATURA

- [1] Kot A., Nowak W., Szpyra W., Tarko R., Szpyra W., Efficiency Improvement of Reactive Power Compensation in Power Distribution Networks, Przegląd elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, Vol 6/2013.
- [2] Kulczycki J. (red), Straty energii w sieciach dystrybucyjnych, Polskie Towarzystwo Przemysłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 2009.

- [3] Marzecki J., Drab M., Obciążenia i rozprawy mocy w sieci terenowej średniego napięcia - problemy wybrane, Przegląd elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 91 NR 2/2015.
- [4] Szpyra W., Nowak W., Moskwa Sz., Tarko R., Bąchorek W., Benesz M., Kompensacja mocy biernej w stacjach SN/nn, Energia Elektryczna; ISSN 1897-3833, nr 12 s. 18–23, 2010.
- [5] Szpyra W., Bąchorek W., Kot A., Makuch A., Kryteria optymalnej kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych, Acta Energetica: electrical power engineering quarterly; ISSN 2300-3022, nr 4/21, s. 140-155, 2014.
- [6] Wasilewski J., Praktyczne aspekty statystycznej estymacji stanu pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w warunkach krajowych, Rynek Energii, Nr 2(105), ISSN 1425-5960, s. 31-45, 2013.

THE INFLUENCE OF LOAD ESTIMATION IN POWER DISTRIBUTION NETWORKS ON LOCATION REACTIVE POWER SOURCES

The paper concerns the effect of load estimation of location reactive power sources in MV distribution networks. In order to estimate the MV network load, information about the total load of the MV line registered in the power station is used. The first method assumes the distribution of the load, registered in the power station, between the MV / LV stations in proportion to the rated power of their transformers. The second method assumes the random distribution of the load between individual MV / LV stations. Additionally, the balancing of the supply node (the sum of load power and losses on network elements is equal to the power flows into the network) is used in described methods. The calculations were performed using the dedicated computer programme for iterative flow computations. The paper also discusses the results of calculations and the analysis of the desirability of using the applied calculation methods is performed.

(Received: 07.02.2018, revised: 12.03.2018)