

EFEKTYWNOŚĆ KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ W ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH

Andrzej Makuch

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

Streszczenie. Moc bierna jest niezbędna dla pracy wielu urządzeń prądu przemiennego, jednak jej wytwarzanie i przesyłanie powoduje wiele negatywnych skutków. Jednym ze sposobów przeciwdziałania negatywnym skutkom przesyłania mocy biernej jest kompensacja mocy biernej polegająca na instalowaniu dodatkowych źródeł mocy biernej w wybranych punktach sieci. W artykule została przedstawiona metoda obliczania wielkości ograniczenia strat mocy i energii oraz sposób oceny efektywności ekonomicznej kompensacji mocy biernej. Przedstawione rozważania teoretyczne zostały zilustrowane przykładami obliczeń efektywności najczęściej stosowanych w polskich sieciach dystrybucyjnych sposobów kompensacji mocy biernej. W artykule przedstawiono również wnioski wynikające z analizy otrzymanych wyników oraz propozycje rozwiązań mających na celu poprawę efektywności ekonomicznej kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych.

Słowa kluczowe: kompensacja mocy biernej, sieć dystrybucyjna

THE EFFECTIVENESS OF REACTIVE POWER COMPENSATION IN POWER DISTRIBUTION NETWORKS

Abstract. Reactive power is essential to the work of many AC devices, but the generation and transmission causes many negative effects. One way to counteract the negative effects of reactive power transmission reactive power compensation involving the installation of additional reactive power sources in selected points in the network. The paper presents a method of calculating the limitation of power and energy loss, and the assessment of the economic efficiency of reactive power compensation. Theoretical considerations are illustrated with calculation examples of the effectiveness of the most commonly methods of reactive power compensation used in the Polish distribution networks. The paper also presents conclusions from the analysis of the results and proposed solutions to improve the economic efficiency of reactive power compensation in distribution networks.

Keywords: reactive power compensation, distribution network

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 w generatorach oraz ograniczenie zdolności przesyłowej dla mocy czynnej. W celu pokrycia zapotrzebowania na moc bierną i umożliwienia jej przesłania wykorzystuje się metody takie jak: zwiększanie przekrojów przewodów, dobór transformatorów o większych mocach znamionowych oraz zastosowanie dodatkowych źródeł energii na pokrycie strat wywołanych jej przesyłaniem. W konsekwencji rosną koszty wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. W Polsce głównym źródłem mocy biernej wytwarzanej w sieciach odbiorców są baterie kondensatorów[2].

1. Efekty kompensacji mocy biernej

Efektom kompensacji mocy biernej jest ograniczenie strat mocy i energii w sieci elektroenergetycznej oraz zwolnienie zdolności przesyłowej przez ograniczenie przesyłanej mocy biernej. W przypadku odbiornika indukcyjnego można zastosować kompensację równoległą za pomocą odpowiednio dobranych kondensatorów. Baterie kondensatorów instaluje się za elementami sieci, w której dąży się do ograniczenia strat mocy i energii.

Wielkość ograniczenia straty mocy czynnej wyznacza się jako różnicę strat mocy czynnej przed i po zainstalowaniu baterii kondensatorów korzystając z zależności[1]:

$$\delta P_k = \frac{2QQ_k - Q_k^2}{U^2} \cdot R \quad (1)$$

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[2]:

$$\delta E_{ak} = \frac{R}{U^2} \int_{t=0}^{t=T_p} (2Q_k Q_k - Q_k^2) dt \quad (2)$$

gdzie: Q_k – wartość chwilowa mocy biernej płynącej przez element sieci, T_p – czas, w którym źródło mocy biernej jest włączone.

Dla rozwiązania równania (2) potrzebna jest znajomość obciążenia zmian obciążenia mocą bierną w czasie.

Uwzględniając, że $\int_{t=0}^{t=T_p} Q_k dt$ jest to ilość energii biernej E_r , która przepłynęła przez element R w czasie T_p , wzór straty energii przyjmie postać:

$$\delta E_{ak} = \frac{R}{U^2} (2E_r Q_k - Q_k^2 T_p) \quad (3)$$

Dodatkowo, różniczkując wyrażenie (3) względem mocy baterii Q_k otrzymujemy moc baterii kondensatorów, przy której występuje maksymalne ograniczenie strat energii. Moc takiej baterii wyrażać się będzie wzorem:

$$Q_{k(max)} = \frac{E_r}{T_p} \quad (4)$$

2. Kryteria rozmieszczenia baterii kondensatorów w sieciach dystrybucyjnych

Instalowanie baterii kondensatorów wymaga poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych. Należą do nich koszt zakupu i montażu baterii kondensatorów oraz koszt urządzeń do sterowania w przypadku baterii kondensatorów ze stycznikiem. Nakłady inwestycyjne poniesione na instalowanie baterii kondensatorów można obliczyć z zależności:

$$K_i = \sum_{k \in N_{br}} c_{rk} n_{rk} + \sum_{k \in N_{bs}} c_{sk} n_{sk} + (k_{nr} + k_{zr}) n_r + k_{ms} n_s \quad (5)$$

gdzie: k_{zr} – 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.

Ceny kondensatorów niskiego napięcia oraz ceny styczników zamieszczono w tabeli 1. Koszt montażu baterii bez stycznika wynosi $k_{ms} = 50$ zł/szt. a ze stycznikiem $k_{mr} = 250$ zł/szt.

Jeśli celem kompensacji jest ograniczenie strat mocy i energii w sieci, jako kryterium optymalnego rozmieszczenia baterii kondensatorów można przyjąć kryterium maksymalizacji zysku rocznego z ograniczenia strat energii lub kryterium maksymalnego ograniczenia strat energii.

Tabela 1. Ceny kondensatorów niskiego napięcia oraz ceny styczników

Moc znamionowa [kvar]	Cena kondensatora [zł/szt.]	Cena stycznika [zł/szt.]
1,5	119	193
2,0	123	
2,5	124	
3,0	125	
4,2	133	
6,3	135	
7,5	150	
10	175	
12,5	190	
15	220	
18,3	240	275
20	320	490
25	340	
30	380	

W przypadku kryterium maksymalizacji zysku funkcja przyjmuje postać [2]:

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

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

Na koszty roczne kompensacji mocy biernej składają się koszty kapitałowe, koszty eksploatacyjne stałe i zmienne. Koszty kapitałowe zależą od okresu eksploatacyjnego baterii kondensatorów oraz od stopy dyskontowej:

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

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

Koszty eksploatacyjne stałe stanowią pewien procent kosztów inwestycyjnych:

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

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

Koszty eksploatacyjne zmienne to koszty wynikające ze strat mocy i energii na kondensatorach:

$$K_{ez} = \delta P_q Q_k (k_p + T_p k_e) \quad (9)$$

gdzie: δP_q – jednostkowe straty mocy czynnej w baterii kondensatorów, Q_k – moc baterii, k_p – jednostkowy koszt strat mocy, k_e – jednostkowy koszt strat energii.

Efektem zastosowania dodatkowych źródeł mocy biernej są oszczędności ze zmniejszenia strat mocy i energii w elementach sieci. Roczne przychody wyznaczono z zależności:

$$O_r = \delta P_a k_p + \delta E_a k_e \quad (10)$$

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

Kryterium maksymalizacji zysku rocznego z ograniczenia strat energii nie gwarantuje otrzymania rozwiązania opłacalnego z ekonomicznego punktu widzenia, gdyż z punktu widzenia inwestora istotny jest dochód od poniesionych nakładów inwestycyjnych. W takim przypadku bardziej miarodajnym wskaźnikiem efektywności jest wartość wskaźnika zaktualizowanego netto $NPVR$ [2]. Zakładając, że oszczędności z ograniczenia strat energii są takie same w kolejnych, a nakłady inwestycyjne poniesione są na koniec roku zerowego wartość współczynnika $NPVR$ można wyznaczyć z zależności:

$$NPVR = \frac{O_r}{K_i} S_d - (1 + K_{es} S_d) \quad (11)$$

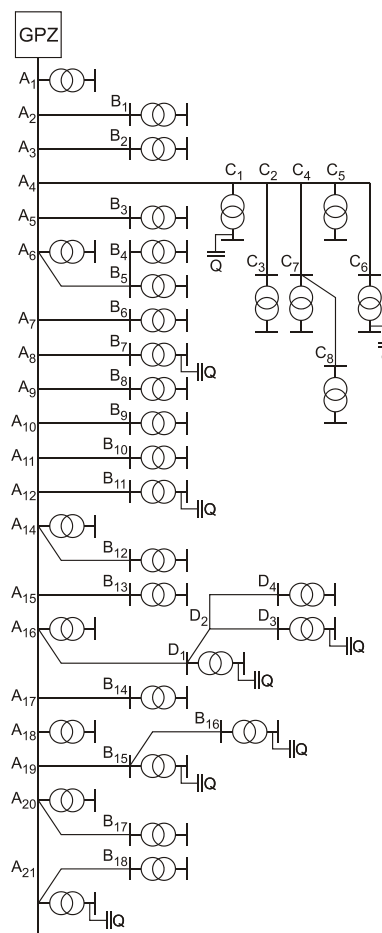
gdzie: S_d – suma czynników dyskontujących w latach n :

$$SD = \sum_{n=1}^N (1+p)^{-n} \quad (12)$$

3. Przykład obliczeniowy

3.1. Charakterystyka analizowanej sieci

Przedmiotem rozważań jest sieć 15 kV o łącznej długości $l = 22,86$ km, zasilająca 34 stacje transformatorowe o łącznej mocy zainstalowanych transformatorów wynosi $\Sigma S_n = 5791$ kVA. Moc wpływająca do linii w szczyście obciążenia wynosi $S = (3776 + j1460)$ kVA, natomiast ilość energii biernej wpływającej do linii w ciągu roku z GPZ wynosi $E_r = 4765$ kvar. Uproszczony schemat sieci pokazano na rysunku 1.



Rys. 1. Uproszczony schemat sieci 15 kV

Przyjęto następujące dane do obliczeń: jednostkowy koszt mocy: $k_p = 100$ zł/kW/a; jednostkowy koszt energii na pokrycie strat: $k_e = 0,25$ zł/kWh; stopa dyskontowa: $p = 0,08$ (8%) współczynnik odpisu na koszty eksploatacji baterii ze stycznikiem: $k_{es} = 0,025$ (2,5%), bez stycznika: $k_{es} = 0,005$ (0,5%) od wartości inwestycyjnej; okres analizy $N_a = 10$ lat.

3.2. Algorytm lokalizacji baterii kondensatorów

Wyboru lokalizacji kondensatorów dokonano metodą heurystyczną według następującego algorytmu:

Krok 1 – Zakłada się przyłączenie kondensatora kolejno do każdej możliwej lokalizacji i wyznacza wartość zysku z ograniczenia strat.

Krok 2 – Przyłącza się kondensator w tej lokalizacji, dla której zysk z ograniczenia strat jest największy i przechodzi do kroku 1 w celu ustalenia, w której lokalizacji należy dołączyć kolejny kondensator.

Krok 3 – Obliczenia według kroków 1 i 2 powtarza się do momentu gdy przyłączenie kolejnego kondensatora powoduje zmniejszenie zysku z ograniczenia strat.

W powyższym algorytmie jako regułę wyboru lokalizacji kondensatorów można zastosować ograniczenie strat energii lub wartość wskaźnika $NPVR$.

3.3. Warianty obliczeń

Warianty obliczeń przedstawiono poniżej:

Instalowanie w wybranych stacjach kondensatorów ze stycznikami o mocy najbliższej większej od mocy znamionowej wyznaczonej z równania 4, załączonych:

- Wariant W_{1A} – 6 000 godzin w ciągu roku ($T_p = 6\ 000$ h/a),
- Wariant W_{2A} – 4 000 godzin w ciągu roku ($T_p = 4\ 000$ h/a),

Instalowanie w wybranych stacjach kondensatorów bez styczników o mocy najbliższej większej od mocy znamionowej wyznaczonej z równania 4, załączonych:

- Wariant W_{1B} – baterie kondensatorów ze stycznikami 6 000 godzin w ciągu roku ($T_p = 6\ 000$ h/a), baterie bez styczników 8760 godzin w ciągu roku ($T_p = 8\ 760$ h/a);
- Wariant W_{2B} – baterie kondensatorów ze stycznikami 4 000 godzin w ciągu roku ($T_p = 4\ 000$ h/a), baterie bez styczników 8760 godzin w ciągu roku ($T_p = 8\ 760$ h/a);

W przypadku wariantu W_{1B} , W_{2B} baterie kondensatorów bez styczników przyłączane są do osiągnięcia minimalnej mocy biernej płynącej przez transformator w GPZ. Powyżej tej wartości przyłączane są baterie kondensatorów ze stycznikami z ograniczonym czasem pracy w ciągu roku.

3.4. Wyniki obliczeń

Wybrane wyniki obliczeń zostały zamieszczone w tabeli 2, oraz w postaci wykresów na rys. 2.

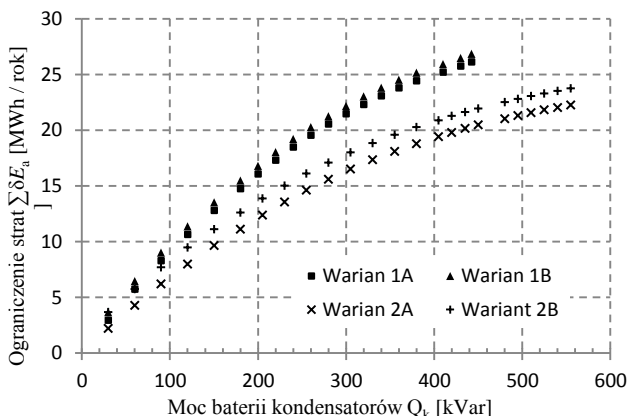
W tabeli podano wielkości obliczone dla dwóch przypadków:

- dla mocy przyłączonych kondensatorów, przy której roczny zysk z ograniczenia strat mocy i energii osiągnął wartość maksymalną – wiersze oznaczone w tabeli $\max\{Z_r\}$,
- dla mocy przyłączonych kondensatorów, przy której roczne ograniczenia strat energii osiągnęły wartość maksymalną – wiersze oznaczone $\max\{\delta E_a\}$.

Tabela 2. Zestawienie wybranych wyników obliczeń

Wielkość	Wariant	W 1A	W 1B	W 2A	W 2B
K_i [tys. zł]	$\max\{Z_r\}$	17,76	17,10	17,86	17,19
	$\max\{\delta E_a\}$	17,76	17,10	23,24	22,58
$\Sigma \delta E_a$ [MWh]	$\max\{Z_r\}$	21,16	26,87	20,15	21,64
	$\max\{\delta E_a\}$	21,16	26,87	22,27	23,76
Z_r [zł]	$\max\{Z_r\}$	4784,6	5087,1	3290,1	3785,6
	$\max\{\delta E_a\}$	4784,6	5087,1	2186,3	3611,2
NPVR [zł/zł]	$\max\{Z_r\}$	1,8	1,99	1,23	1,47
	$\max\{\delta E_a\}$	1,8	1,99	0,90	1,07

Z analizy wyników zawartych w tabeli 2 wynika, że rozmieszczenie optymalnie dobranych mocy baterii kondensatorów daje największy zysk i ograniczenie strat energii w przypadku wariantu W_{1B} . Również w tym wariantcie poniesione nakłady inwestycyjne są mniejsze niż w przypadku pozostałych wariantów. Zwiększone nakłady inwestycyjne występują w wariantach z samymi stycznikami oraz w wariantach z krótszym czasem załączenia kondensatorów. Dodatkowo biorąc pod uwagę wskaźnik wartości zaktualizowanej netto lepszym rozwiązaniem jest wariant W_{1B} . W tym wariantcie każda zainwestowana złotówka przyniesie większy zysk niż w przypadku każdego z pozostałych wariantów.



Rys. 2. Zależność rocznego ograniczenia strat od mocy przyłączonych kondensatorów

Z analizy wykresów na rysunku 2 wynika, że łączna moc przyłączonych kondensatorów przypadku wariantów W_{2A} i W_{2B} , przy której zysk z ograniczenia strat mocy i energii osiąga maksimum, jest mniejsza od mocy, przy której występuje maksymalne ograniczenia strat energii.

4. Podsumowanie

Na podstawie wykonanych obliczeń można sformułować następujące wnioski:

- rozmieszczenie baterii kondensatorów w sieciach rozdzielczych o strukturze otwartej energii może być skutecznym i efektywnym środkiem do ograniczenia strat energii w tej sieci;
- przed podjęciem decyzji o instalowaniu baterii kondensatorów w danej sieci należy wykonać analizę techniczno-ekonomiczną mającą na celu wybór najkorzystniejszego wariantu kompensacji.
- wykonane obliczenia wskazują, że rozwiązanie, które charakteryzuje się największą wartością zysku z ograniczenia strat w wyniku kompensacji mocy biernej jest jednocześnie rozwiązaniem najbardziej efektywnym z ekonomicznego punktu widzenia;
- jako miarę efektywności ekonomicznej należy wykorzystywać wskaźnik wartości zaktualizowanej netto, który informuje jaki dochód w założonym okresie eksploatacji przyniesie każda zainwestowana jednostka monetarna.

Literatura

- [1] Kot A., Nowak W., Szpyra W., Tarko R.: Efficiency Improvement of Reactive Power Compensation in Power Distribution Networks, Przegląd elektrotechniczny, Vol 6/2013, 190-195.
- [2] Szpyra W., Nowak W., Moskwa Sz., Tarko R., Bąchorek W., Benesz M.: Kompensacja mocy biernej w stacjach SN/nn — [Compensation of reactive power in MV/LV substations]. Energia Elektryczna, 12/2010, 18–23.

Mgr inż. Andrzej Makuch
e-mail: amakuch@agh.edu.pl

Studia magisterskie ukończył na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka. Od 2010 zatrudniony na stanowisku asystenta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki. Tematyką optymalizacji i efektywności rozmieszczenia źródeł mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych zajmuje się od 2012 roku.

