

Marek WANCERZ*
Piotr KACEJKO*

MINIMALIZACJA STRAT MOCY CZYNNEJ W SIECI PRZESYŁOWEJ – WYBRANE ASPEKTY PROBLEMATYKI OBLICZENIOWEJ

W referacie zostały przedstawione podstawowe problemy związane z optymalizacją rozplywów mocy biernej przy równoczesnej minimalizacji strat mocy czynnej. Działania te miały na celu poprawę warunków napięciowych systemu elektroenergetycznego. Celem przeprowadzonych obliczeń było wykazanie, iż odpowiednie sterowanie produkcją mocy biernej w generatorach oraz właściwa regulacja przekładni transformatorów systemowych może przyczynić się do obniżenia strat mocy czynnej w systemie oraz do zapewnienia odpowiednich warunków napięciowych we wszystkich węzłach sieci.

1. WSTĘP DO PROBLEMATYKI ROZPLYWU MOCY BIERNEJ

1.1. Znaczenie mocy biernej dla systemu elektroenergetycznego

Do poprawnej pracy systemu elektroenergetycznego niezbędne jest zapewnienie bilansowania się mocy biernej zarówno po stronie wytwarzania jak i poboru. Kompensacja mocy biernej jest bardzo ważnym elementem racjonalnego prowadzenia ruchu w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) [2]. Moc bierna służy m.in. do wytworzenia pola elektromagnetycznego, niezbędnego do działania silników indukcyjnych i transformatorów oraz do poprawnej pracy wielu odbiorników. Jednak przesył mocy biernej powoduje zwiększenie strat mocy czynnej, zwiększenie spadków napięć w sieci, ograniczenie możliwości generacji i przesyłu mocy czynnej, wzrost nakładów inwestycyjnych.

Jednym z klasycznych zadań optymalizacyjnych rozwiązywanych dla systemu elektroenergetycznego jest określenie takiego poziomu napięć jednostek wytwórczych, który zapewni optymalny rozplyw mocy biernej w sieci. Pomimo wprowadzenia różnych funkcji celu zadania optymalizacyjnego określonego w literaturze zagranicznej jako OPF, a krajowej jako ERO-Q, najczęściej spotykanymi są poszukiwania takich wartości napięć generatorów, które zapewnią minimalizację strat mocy czynnej. Praktyka dowodzi jednak, że problemy obliczeniowe związane z realizacją tego zadania często znacząco utrudniają efektywne zastosowanie metod optymalizacyjnych. Literatura

* Politechnika Lubelska.

przedmiotu jest w tym zakresie niezwykle bogata. W referacie przedstawiono i wykorzystano tylko niektóre pozycje.

1.2. Problemy związane z niedoborem mocy biernej w systemie

Awaria napięciowa, która wystąpiła w czerwcu 2006 r. wynikała właśnie z deficytu mocy biernej w północnej i centralnej części krajowego systemu elektroenergetycznego. Praktycznie wszystkie elektrownie zlokalizowane w tej części kraju pracowały z pełnym obciążeniem mocą bierną, tracąc możliwości dalszego utrzymywania zadanych wartości napięcia w punktach ich przyłączenia. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na moc czynną i bierną następowało stopniowe obniżanie się napięcia w kluczowych dla systemu węzłach sieci. Spadek napięcia dotyczył także rozdzielni dużych elektrowni systemowych, w tym rozdzielni do której były przyłączone jednostki wytwórcze elektrowni Ostrołęka. Zdarzeniem inicjującym awarię napięciową było samoczynne wyłączenie obu pracujących jednostek wytwórczych w elektrowni Ostrołęka [3].

Zgodnie z IRiESP [1], operator systemu przesyłowego prowadzi regulację napięć i rozptyłów mocy biernej w sieci zamkniętej m.in. dla utrzymania napięć w węzłach sieci w dopuszczalnych granicach oraz zapewnienia warunków stabilności pracy KSE. Zadanie to realizowane jest na trzech poziomach: regulacja pierwotna jest to poziom generatorów i transformatorów, regulacja wtórna – poziom nadrzędnych automatów ARST i ARNE oraz regulacja trójna – poziom centralny. Do poprawy warunków napięciowych, w referacie rozwiązano zadanie optymalizacyjne z uwzględnieniem dwóch pierwszych poziomów regulacji.

2. ZAŁOŻENIA WSTĘPNE WYKORZYSTANE DO ROZWIĄZANIA ZADANIA OPTYMALIZACYJNEGO

2.1. Analiza środowiska obliczeniowego oraz sieć testowa

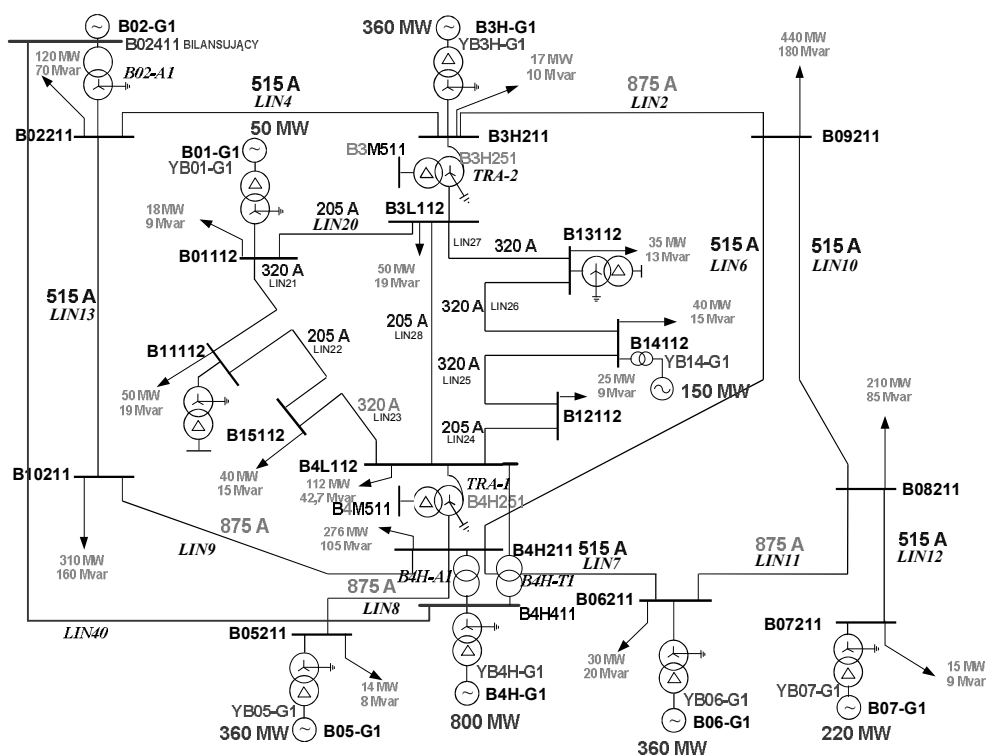
Do wykonania nakreślonego w referacie zadania został użyty program DigSilent (DIGital SIMuLator for Electrical NeTwork). Jego zaletą jest możliwość prowadzenia efektywnych analiz systemu elektroenergetycznego dla różnych obiektów energetycznych. Jako system testowy wykorzystano zmodyfikowany system CIGRE składający się z 8 generatorów, 20 linii, 30 rozdzielni oraz 16 transformatorów (Rys. 1). W testowej sieci można wyróżnić napięcia przesyłowe 220 i 400 kV, napięcie 110 kV oraz napięcie średnie w węzłach elektrownianych.

2.2. Optymalizacja w programie Digsilent

Podstawową funkcją wykorzystanego programu symulacyjnego jest wykonanie rozptywu mocy przy określonych założeniach m.in. uwzględnienie limitów mocy

bierniej i czynnej, regulacji zaczepej transformatorów czy podatności napięciowej odbiorów. Dodatkową możliwością jest rozwiązanie zadania rozpylowego z opcjami optymalizacyjnymi. Zadanie optymalizacyjne polegało na takim sterowaniu rozpyłem mocy bierniej aby zminimalizować straty mocy czynnej. W złożonej, wielowęzłowej sieci straty mocy zależą od wielu czynników: układu pracy sieci i parametrów jej elementów, wielkości przesyłanych mocy czynnych i biernych, utrzymywanych poziomów napięć, regulacji przekładni transformatorów [5].

Założony efekt związany z ograniczeniem strat mocy czynnej uzyskany został przez optymalne sterowanie produkcją mocy bierniej w wybranych węzłach sieci oraz optymalnym wykorzystaniem przełączników zaczepej transformatorów systemowych. Redukcja strat mocy czynnej została zrealizowana przy pewnych założeniach ograniczających, polegających na: utrzymaniu założonych poziomów napięć w obserwowanych węzłach (Tabela 1), niedopuszczenie do przeciążeń gałęzi (linii i transformatorów), utrzymanie produkcji mocy bierniej w generatorach w założonych progach.



Rys. 1. Schemat sieci testowej, w której przeprowadzono obliczenia symulacyjne

Dłgsilent do wykonania zadań optymalizacyjnych wykorzystuje m.in. Metodę Punktu Wewnętrzneę. Jest ona oparta na iteracyjnej procedurze minimalizacji funkcji celu i charakteryzuje się tym, że poszukiwanie minimum rozpoczyna się od punktu wewnętrznego czyli od rozwiązania, które spełnia ograniczenia i leży wewnątrz obszaru przez nie zdefiniowanego, a następnie bieżące rozwiązanie poprawiane jest krok po kroku, zgodnie z kierunkiem spadku wartości funkcji celu. Realizacja metody oznacza, że OPF (Optimal Power Flow) będzie wewnętrznie minimalizował wynik funkcji Lagrange'a:

$$L(\vec{x}, \vec{s}, \vec{\lambda}) = f(\vec{x}) - \mu \sum_i \log(s_i) + (\vec{\lambda})^T [g(\vec{x}) + h(\vec{x}) + s] \quad (1)$$

$\vec{\lambda}$ - mnożniki Lagrange'a.

Funkcja Lagrange'a jest zbieżna jeżeli: funkcja celu jest zbieżna do punktu stacjonarnego lub gradient funkcji celu jest zbieżny do zera [4].

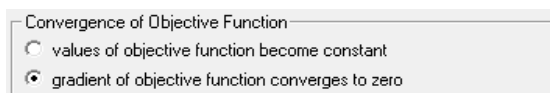


Tabela 1. Dopuszczalne warunki napięciowe w KSE [1]

Napięcie znamionowe w kV	400	220	110
Najwyższe napięcie robocze systemu w kV	420	245	123
Dopuszczalne napięcie minimalne w kV	360	200	105

3. WYNIKI PRZEPROWADZONYCH SYMULACJI

3.1. Optymalizacja rozplywu mocy biernej

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki symulacji wielowariantowej, której celem było wykazanie skuteczności przyjętych założeń optymalizacyjnych. Mimo, iż minimalizowano straty mocy czynnej w sieci, to otrzymany (optymalny) rozplyw mocy biernej przyczynia się do poprawy warunków napięciowych w analizowanym systemie. Podstawą obiektywizacji wyników badań była wartość straty mocy czynnej w systemie testowym. Dla wariantu podstawowego, w normalnych warunkach pracy sieci przy klasycznym rozplywie mocy, straty te wynosiły 53,69 MW. W wyniku podjętych działań optymalizacyjnych (OPF1) uzyskano wyniki przedstawione w Tabeli 2. Straty mocy czynnej zostały ograniczone do wartości 47,47 MW czyli o ponad 11 %, a generacja mocy biernej zmniejszyła się aż o 11,6%. Zmiany generacji mocy biernej wynikające z podjętych działań optymalizacyjnych zostały przedstawione na wykresie (Rys. 2). Jak widać w kilku elektrowniach doszło do zmniejszenia produkcji mocy biernej, przy wyraźnej wyższych poziomach napięć w prawie wszystkich węzłach sieci

(Rys. 3). W obu przypadkach bilans mocy czynnej został zachowany (moc odbiorów nie ulegała zmianie – nie uwzględniono podatności napięciowej odbiorów):

$$P_{\text{gen}} = P_{\text{load}} + \Delta P \rightarrow 1974,89 \text{ MW} = 1921,2 \text{ MW} + 53,69 \text{ MW} \quad (\text{PF})$$

$$P_{\text{gen}} = P_{\text{load}} + \Delta P \rightarrow 1968,95 \text{ MW} = 1921,2 \text{ MW} + 47,75 \text{ MW} \quad (\text{OPF1})$$

Tabela 2. Generacja mocy czynnej i biernej wszystkich generatorów przed i po optymalizacji

	PF ¹		OPF1 ²	
	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
B02411-G1	352,60	201,08	352,60	219,40
YB01-G1	61,99	4,50	56,05	-41,47
YB05-G1	42,00	47,58	42,00	72,84
YB06-G1	352,60	92,17	352,60	106,36
YB07-G1	352,60	162,16	352,60	157,98
YB14-G1	195,67	88,92	195,67	76,57
YB3H-G1	117,28	66,92	117,28	108,77
YB4H-G1	500,15	566,16	500,15	386,72
suma	1974,89	1229,48	1968,95	1087,16

3.2. Optymalizacja rozplywu mocy biernej oraz przełącznika zaczeptw transformatorów systemowych

Prowadzone badania, oprócz standardowego podejścia związanego z optymalizacją produkcji mocy biernej w elektrowniach, uwzględniały możliwość wykorzystania przełącznika zaczeptw transformatorów. Wykorzystanie obu tych sterowań pozwoliło na dalsze zmniejszenie strat mocy czynnej. W wyniku podjętych działań optymalizacyjnych (OPF2) uzyskano wyniki przedstawione w Tabeli 3.

Straty mocy czynnej zostały ograniczone do wartości 44 MW czyli o 18 %, a produkcja mocy biernej zmniejszyła się aż o 16%. W obu przypadkach bilans mocy czynnej został zachowany.

$$P_{\text{gen}} = P_{\text{load}} + \Delta P \rightarrow 1974,89 \text{ MW} = 1921,2 \text{ MW} + 53,69 \text{ MW} \quad (\text{PF})$$

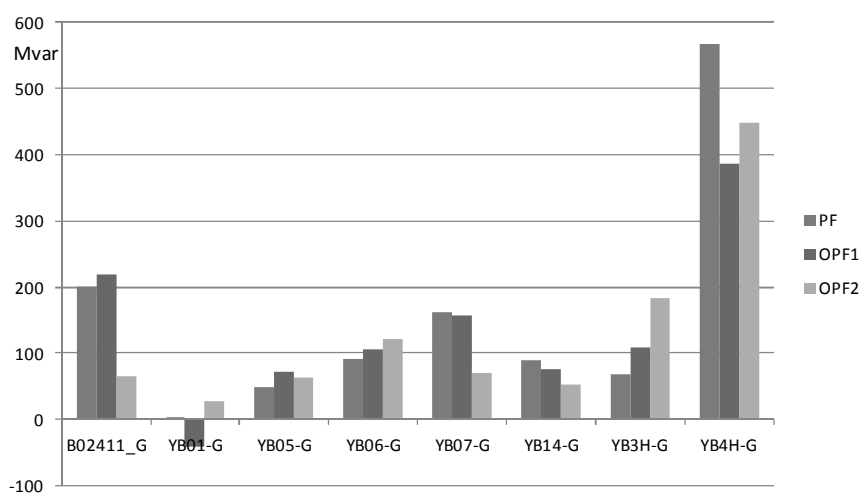
$$P_{\text{gen}} = P_{\text{load}} + \Delta P \rightarrow 1965,20 \text{ MW} = 1921,2 \text{ MW} + 44,00 \text{ MW} \quad (\text{OPF2})$$

¹ Naturalny rozplywu mocy (PF - Power Flow).

² Optymalizacja rozplywu tylko mocy biernej (OPF1 – Optimal Load Flow).

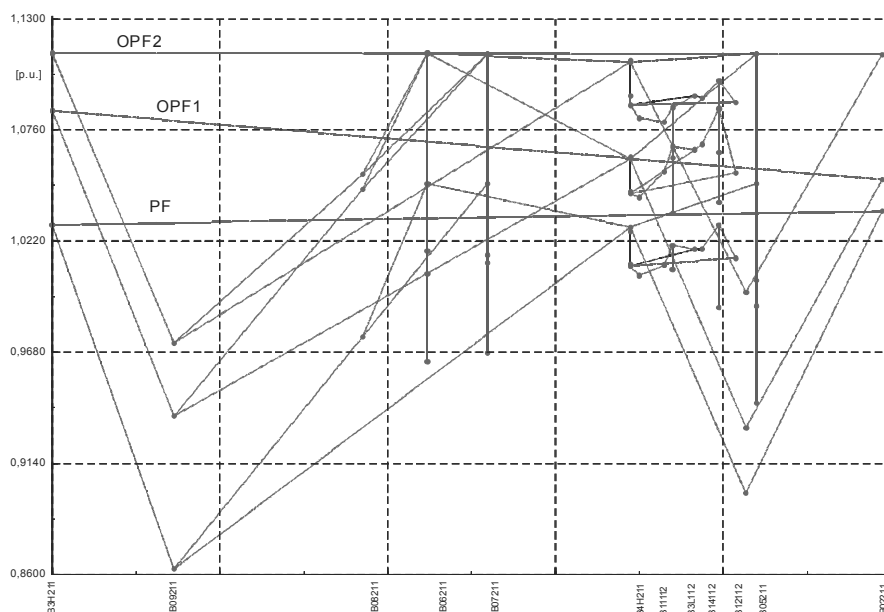
Tabela 3. Generacja mocy czynnej i biernej wszystkich generatorów przed i po optymalizacji

	PF		OPF2 ³	
	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
B02411-G1	352,60	201,08	52,30	65,91
YB01-G1	61,99	4,50	42,00	28,11
YB05-G1	42,00	47,58	352,60	64,29
YB06-G1	352,60	92,17	352,60	120,49
YB07-G1	352,60	162,16	195,67	70,39
YB14-G1	195,67	88,92	117,28	51,80
YB3H-G1	117,28	66,92	352,60	183,44
YB4H-G1	500,15	566,16	500,15	447,97
suma	1974,89	1229,48	1965,20	1032,39



Rys. 2. Zmiany generacji mocy biernej dla normalnego rozptywu mocy (PF) oraz dwóch typów optymalizacji (OPF1 i OPF2)

³ Optymalizacja rozptywu mocy biernej i przekładni transformatorów (OPF2 – Optimal Load Flow).

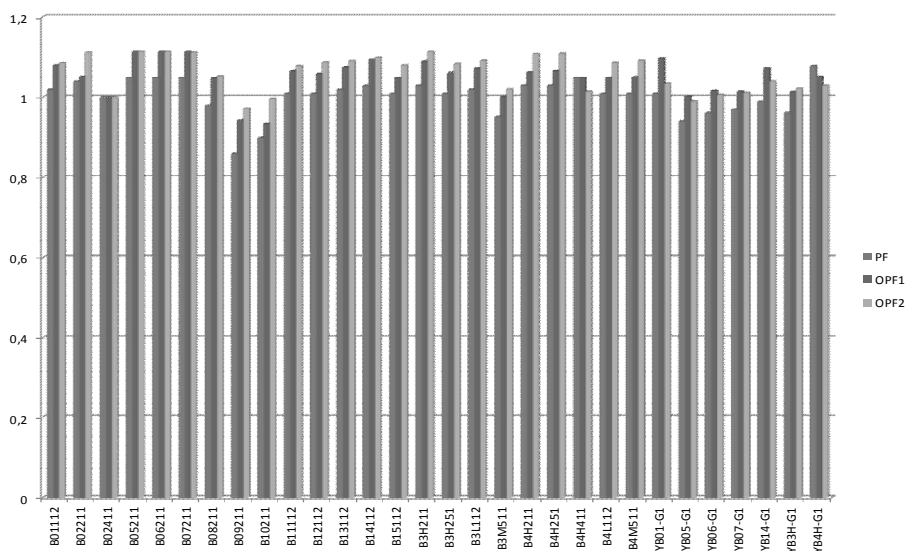


Rys. 3. Profile napięciowe w wybranych węzłach sieci dla trzech wariantów rozplywu mocy

4. PODSUMOWANIE

Wykorzystany podczas symulacji algorytm umożliwia określenie optymalnej generacji mocy biernej w jednostkach wytwórczych przy spełnieniu wymagań technicznych. Obejmują one między innymi utrzymanie dopuszczalnych przepływów mocy w gałęziach oraz napięć w węzłach sieci. W referacie jako kryterium optymalizacji przyjęto minimum strat mocy. Cel ten został osiągnięty poprzez odpowiednie sterowanie produkcją mocy biernej i regulację przekładni transformatorów. Tym samym zapewnione są optymalne poziomy napięć w węzłach sieci zasilającej oraz w węzłach przyłączenia źródeł wytwórczych. Zmiany napięć dla omawianych trzech wariantów (PF, OPF1 i OPF2) zostały przedstawione na Rys. 4.

Stosując metodę punktu wewnętrznego uzyskano ograniczenie strat mocy czynnej o 11 % przy zastosowaniu sterowania jedynie produkcją mocy biernej w wybranych generatorach oraz zmniejszenie tych strat o 19 % przy zastosowaniu sterowania produkcją mocy biernej oraz sterowania przekładnią wybranych transformatorów systemowych. Inną formą porównania omówionych wariantów symulacyjnych jest charakterystyka profilu napięciowego przedstawiona na Rys. 3.2. Dla węzła B09211 wzrost napięcia wyniósł prawie 9 % dla wariantu OPF1 oraz o prawie 13 % dla wariantu OPF2. W pozostałych węzłach także można zaobserwować wzrost napięcia, przy czym z uwagi na przyjętą metodę optymalizacyjną nigdzie nie zanotowano przekroczeń wynikających z Tabeli 2.



Rys. 4. Zmiany napięć w węzłach analizowanej sieci przed i po zastosowaniu optymalizacji

LITERATURA

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE – Operator S.A.
- [2] Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2007.
- [3] Komunikat w sprawie awarii napięciowej w dniu 26 czerwca 2006 r. – PSE-Operator S.A.
- [4] Digsilent Power Factory – dokumentacja techniczna.
- [5] Lis R., Błajszczak G.: Zarządzanie mocą bierną w krajowym systemie elektroenergetycznym w horyzoncie długoterminowym. Rynek Energii, nr 1/2010.

MINIMIZATION OF ACTIVE POWER LOSSES IN A POWER TRANSMISSION SYSTEM – SELECTED ASPECTS OF THE COMPUTATION PROBLEM SCOPE

The paper presents fundamental problems concerning optimization of reactive power flows at simultaneous minimization of active power losses performed in order to enhance voltage conditions in a power system. Calculations have been performed in order to show that adequate control of reactive power production in generators as well as proper transformation ratio control of system transformers can contribute to the reduction of active power losses in the system and ensure adequate voltage conditions in all system nodes.