

Wykorzystanie metod optymalizacji heurystycznej do minimalizacji kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego

Streszczenie. W artykule przedstawiono wynik zastosowania metody roju cząstek do rozwiązania zadania SCOPF minimalizującego koszty bilansowania mocy w systemie elektroenergetycznym. Aczkolwiek zasadniczym elementem procesu obliczeniowego jest wielokrotne powtarzanie rozwiązanie układu równań rozplwyowych SEE to jednak dzięki odpowiedniemu wykorzystaniu korzystnych właściwości metody roju cząstek cały proces obliczeniowy wykazuje dobrą zbieżność i powtarzalność wyznaczanego stanu optymalnego.

Abstract. The paper presents results of the particle swarm method application to solve the SCOPF task that minimizes power balancing costs in the electric power system. Although the principal element of the calculation process is multiple iteration of the power flow equation system solution, owing to the apt application of the particle swarm method the whole calculation process exhibits good convergence and repeatability of the determined optimal state. (*Heuristic optimization methods applied to minimize the electric power system balancing costs*).

Słowa kluczowe: koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego, heurystyka, optymalizacja.

Keywords: power system balancing costs, heuristic, optimization.

doi:10.12915/pe.2014.04.38

Wstęp

Planowanie pracy i sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego jest procesem wymagającym rozwiązania wielu skomplikowanych i wzajemnie powiązanych zadań teoretycznych oraz problemów technologicznych. Pomimo znaczącego rozwoju metod dotyczących identyfikacji i optymalizacji stanów poszczególnych obiektów systemu elektroenergetycznego oraz szybkiego postępu w dziedzinie informatyzacji systemu, ciągle jeszcze w planowaniu pracy i sterowaniu pracą systemu dokonuje się szeregu uproszczeń.

Podstawowym zadaniem optymalizacyjnym, zdefiniowanym dla systemu elektroenergetycznego jest zadanie optymalizacji rozplwy mocy (OPF), dla którego funkcję celu można zdefiniować w różny sposób. Najbardziej atrakcyjna, z ekonomicznego punktu widzenia jest taka funkcja, która określa koszty bilansowania zapotrzebowania, przy czym ograniczeniami równościowymi są równania bilansu mocy czynnej i biernej w węzłach, a ograniczeniami nierównościowymi są dopuszczalne zakresy parametrów pracy SEE (napięcie, prądów, przekładni transformatorów, kątów). Oprócz wskazanych wyżej ograniczeń, w zadaniu OPF można również bezpośrednio uwzględnić ograniczenia związane z bezpieczeństwem systemu w stanach awaryjnych (*Security Constrained OPF*). Rozwiązanie tak określonego zadania optymalizacyjnego jest trudne z uwagi na nieliniowy charakter układu równań opisujących węzłowy bilans mocy systemu.

W artykule przedstawiono wynik zastosowania metody roju cząstek do rozwiązania zadania SCOPF minimalizującego koszty bilansowania mocy w systemie elektroenergetycznym.

Za istotne osiągnięcie zaproponowanego rozwiązania autorzy uważają praktyczne zastosowanie metody należącej do grupy metod optymalizacji heurystycznej, której korzystne właściwości numeryczne pozwoliły na rozwiązanie jednego z trudniejszych zadań obliczeniowych elektroenergetyki.

Założenia do obliczeń

Jak już wspomniano wyżej, problem minimalizacji kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego rozwiązano jako nieliniowe zadanie optymalizacyjne. Pełna optymalizacja danego stanu pracy systemu

elektroenergetycznego ma jednak miejsce dopiero wtedy, gdy uwzględnione zostaną w sposób pełny warunki pracy sieci przesyłowej i związane z nimi ograniczenia [1, 3, 5]. Wprowadzając następujące oznaczenia trzech wektorów - stanu - zawierającego w sobie moduły napięć węzłowych U i ich argumenty δ

$$(1) \quad x = \begin{bmatrix} U \\ \delta \end{bmatrix}$$

który spełnia równania sieci uwzględniające wektor wymuszeń w (moce odbierane w węzłach)

$$(2) \quad w = \begin{bmatrix} P_L \\ Q_L \end{bmatrix}$$

oraz wektor sterowań s (moce generowane w węzłach)

$$(3) \quad s = \begin{bmatrix} P_G \\ Q_G \end{bmatrix}$$

można zadanie optymalizacyjne (zwane w tym przypadku zadaniem OPF – Optimal Power Flow) zapisać w postaci ogólnej

$$(4) \quad F_c(x, w, s) \rightarrow \min$$

przy ograniczeniach równościowych

$$(5) \quad g(x, w, s) = 0$$

i nierównościowych

$$(6) \quad h(x, w, s) \geq 0$$

Chcąc wyznaczyć minimalne koszty bilansowania SEE, funkcja celu zadania OPF powinna być określona następująco

$$(7) \quad F_c(s) = \sum_{j=1}^{N_z} c \cdot P_{Gj}$$

gdzie: P_{Gj} – moc czynna generowana przez źródło przyłączone do węzła j .

Jak widać funkcja celu zawiera w sobie proste sumowanie elementów wektora sterowań odpowiadających rozpatrywanym węzłom sieci (ich liczba jest określona jako N_z). Oczywiście jest, że elementami wektora sterowań pozostają moce wszystkich pracujących w nim źródeł.

Szczegółowa postać ograniczeń równościowych i nierównościowych wynika z zapisów i formuł klasycznego zadania rozplwywowego.

Ograniczenie nierównościowe wynikające z minimum technicznego systemu

Ograniczenia dla elementów wektora sterującego, tj. mocy czynnych i biernych generowanych w węzłach, wynikają z mocy znamionowych generatorów przyłączonych do rozpatrywanego węzła i ich właściwości ruchowych odniesionych do mocy znamionowych

$$(8) \quad \begin{aligned} P_{Gj\max} - P_{Gj} &\geq 0 \\ P_{Gj} - P_{Gj\min} &\geq 0 \end{aligned}$$

$$(9) \quad \begin{aligned} Q_{Gj\max} - Q_{Gj} &\geq 0 \\ Q_{Gj} - Q_{Gj\min} &\geq 0 \end{aligned}$$

Ograniczenie nierównościowe wynikające z dopuszczalnych mocy gałęziowych

Ograniczenia wynikające z możliwości przesyłowych elementów sieci (linii i transformatorów) wynikają z maksymalnej wartości prądu, która nie powoduje w tych elementach negatywnych skutków termicznych.

$$(10) \quad I_{kl\max} - I_{kl} \geq 0$$

Ograniczenie nierównościowe wynikające z dopuszczalnego salda wymiany zagranicznej

Równania zapewniające utrzymanie bilansu wymiany mocy z zagranicą na zadanym poziomie mają postać ograniczeń nierównościowych (dla $\Delta P_B=0$ stają się restrykcyjnym ograniczeniem równościowym)

$$(11) \quad P_B + \Delta P_B - \sum_{k=1}^{N_g} \sum_{j=1}^{l_k} P_{kj} \geq 0$$

$$(12) \quad \sum_{k=1}^{N_g} \sum_{j=1}^{l_k} P_{kj} - P_B + \Delta P_B \geq 0$$

gdzie: l_k – liczba węzłów zagranicznych połączonych z k-tym węzłem; N_g – liczba węzłów sieci określonych jako graniczne; P_B – zadany poziom bilansu wymiany zagranicznej; ΔP_B – tolerancja utrzymania bilansu wymiany zagranicznej.

Ograniczenie nierównościowe wynikające z dopuszczalnych wartości napięć w węzłach sieciowych

Ograniczenia dla wartości napięć w węzłach sieci, dla każdego węzła wynikają z wartości jego napięcia znamionowego U_{nj} .

$$(13) \quad \begin{aligned} U_{j\max} - U_j &\geq 0 \\ U_j - U_{j\min} &\geq 0 \end{aligned}$$

Ograniczenie równościowe wynikające z bilansu mocy czynnej i biernej wytwarzanej oraz pobieranej

Równania bilansowe, które muszą być spełnione dla

każdego węzła sieci ($i=1\dots N$) (ograniczenia równościowe) mają następującą postać

$$(14) \quad P_{Gi} - P_{Li} - f_p(U, \delta) = 0$$

$$(15) \quad Q_{Gi} - Q_{Li} - f_Q(U, \delta) = 0$$

Ograniczenie wynikające z uwzględnienia kryterium N-1

Dla SEE niezwykle ważna jest zdolność do niezawodnej realizacji funkcji wytwórczych i przesyłowych także w warunkach awaryjnych. W praktyce sprawdzanie, czy zdolność ta jest zachowana w stosunku do sieci systemu wykonuje się poprzez sprawdzenie spełnienia „kryterium N-1”. Liczba N oznacza liczbę gałęzi przyłączonych do rozpatrywanego węzła. Spełnienie „kryterium N-1” ma miejsce wtedy, gdy wyłączenie (pojedynczo) każdej z tych gałęzi nie doprowadzi do przekroczenia dopuszczalnych parametrów „napięciowo-prądowych” zarówno w tym węźle, jak i w całej sieci.

Zadanie OPF uwzględniające kryterium N-1 zalicza się do kategorii SCOPF (security constrain OPF).

Opis metody obliczeniowej

Wobec stwierdzonych w ramach prowadzonych badań oraz potwierdzonych w wielu publikacjach trudności z szybkim uzyskaniem rozwiązania zadań typu OPF i SCOPF metodami zbliżonymi do klasycznych, skupiono uwagę na możliwości wykorzystania alternatywnej metody rozwiązywania problemów optymalizacji nieliniowej, której podstawą jest heurystyka. Metody heurystyczne nie wymagają znajomości postaci pochodnej funkcji celu, są odporne na nieciągłości tej funkcji oraz na „utknięcie” procesu obliczeniowego w lokalnym minimum. Są to metody uniwersalne, mogące być używane do obliczeń z dowolną funkcją celu [1].

W niniejszym artykule zastosowana została metoda roju cząstek, której algorytm powstał dzięki obserwacji zachowań społecznych organizmów takich jak np. ryby, owady czy grupy ptaków. Przenosząc ich zachowania na grunt matematyczny zakłada się, że pojedyncza cząsteczka stanowi punkt, a właściwie wektor składający się ze zmiennych niezależnych, których „położenie” i „prędkość”, w kolejnych iteracjach, są odpowiednio modyfikowane aż do spełnienia warunku zakończenia i uzyskania optymalnego rozwiązania. [2].

Algorytm postępowania jest następujący [5]:

1. nadanie poszczególnym cząstkom losowego, początkowego położenia x_0^i oraz prędkości początkowych v_0^i . Położenia początkowe generowane są za pomocą generatora liczb losowych z zakresu $\langle x_{\min}, x_{\max} \rangle$, natomiast prędkości początkowe można ustawić na zero,
2. obliczenie wartości funkcji celu dla każdej cząstki,
3. wyłonienie najlepszej cząstki w roju oraz zapamiętanie najlepszej pozycji dla każdej z cząstek,
4. zaktualizowanie wektora prędkości każdej cząstki przy uwzględnieniu informacji posiadanej przez nią oraz cząstki o najlepszym położeniu według zależności:

$$(16) \quad v_{k+1}^i = w \cdot v_k^i + c_1 \cdot r_1 \cdot (p^i - x_k^i) + c_2 \cdot r_2 \cdot (p^g - x_k^i)$$

gdzie: x_k^i – jest wektorem położenia i-tej cząstki w k-tej iteracji, v_k^i – jest wektorem prędkości i-tej cząstki w k-tej iteracji, p^i – jest najlepszym, dotychczas znalezionym

położeniem i -tej cząstki, p^g - jest najlepszym położeniem znalezionym przez lidera roju, w - jest współczynnikiem bezwładności ruchu cząstki, c_1, c_2 - są to ustalone współczynniki przyspieszenia lub uczenia się, r_1, r_2 - są liczbami uzyskiwanymi z generatora liczb losowych o rozkładzie równomiernym w przedziale $[0, 1]$.

5. Zaktualizowanie położenia każdej cząstki według zależności:

$$(17) \quad \mathbf{x}_{k+1}^i = \mathbf{x}_k^i + \mathbf{v}_{k+1}^i$$

Wzór (17) może budzić wątpliwość, ponieważ do położenia dodawana jest prędkość. Należy jednak zauważyć, że aktualizacja położenia każdej cząstki dokonywana jest po jednej iteracji algorytmu, więc jest on prawdziwy dla $t=1$ s. Dlatego w literaturze spotyka się taką, a nie inną jego postać.

6. Sprawdzenie kryterium stopu.

W celu efektywnego wykorzystania tej metody optymalizacyjnej konieczne jest zastosowanie bardzo szybkiego modułu obliczeniowego rozwiązującego zadanie rozptylowe. Istotne jest zastosowanie modułu w postaci „czystej”, bez bloków wejścia/wyjścia. W badaniach użyto

do tego celu system obliczeniowy PowerWorld wersja 13. System ten posiada dodatek SimAuto, który pozwala łączyć się z aplikacjami zewnętrznymi (Matlab, Excel, Delphi) głównie w celu wykonywania obliczeń rozptylowych. Pełni więc on funkcję „silnika obliczeniowego”.

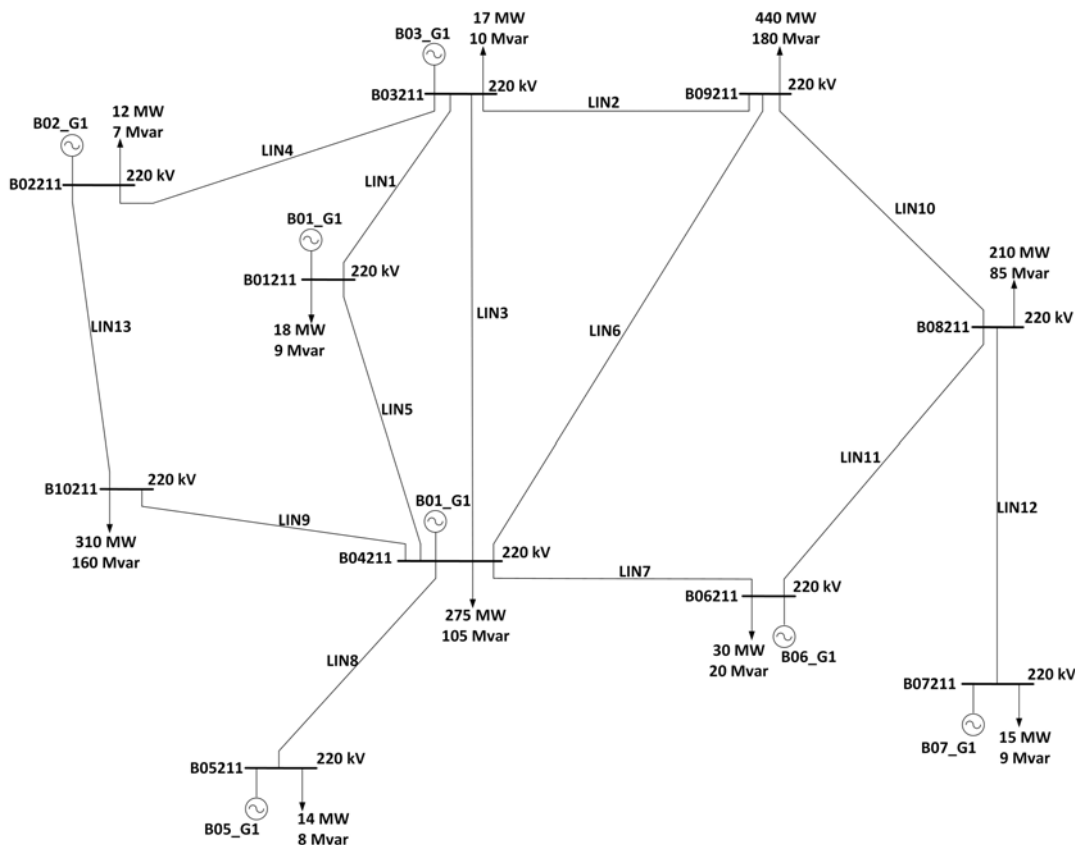
Do realizacji zadania optymalizacyjnego wykorzystano natomiast środowisko Matlab, w którym został napisany skrypt pozwalający wielokrotnie i bardzo szybko łączyć się z „silnikiem” SimAuto programu PowerWorld oraz wywołujący algorytm roju cząstek z programu Matlab.

Analiza wskazuje minimalny koszt bilansowania systemu elektroenergetycznego przy spełnieniu wyżej określonych ograniczeń obciążeniowych, napięciowych i bilansowych. Algorytm obliczeniowy podaje rozkład mocy na poszczególne węzły, dla którego minimalne koszty bilansowania mogą zostać osiągnięte.

Opis sieci testowej

Do testów użyta została sieć testowa opracowana przez grupę roboczą CIGRE (Rys. 1).

Sieć składa się z 10 węzłów, 13 gałęzi, 10 odbiorów, 7 źródeł (w tym jedno źródło przyłączone jest do węzła bilansującego).



Rys.1. Schemat sieci testowej CIGRE

Założenia dla sieci testowej CIGRE do obliczeń optymalizacyjnych

Do obliczeń optymalizacyjnych założono sześć zmiennych podlegających optymalizacji. Przyjęto, że będą nimi wartości mocy czynnych zadawane w węzłach wytwórczych. Siódme źródło – przyłączone do węzła bilansującego – nie podlega optymalizacji z uwagi na jego

funkcję w obliczeniach rozptyłów mocy. Moc czynna generowana w nim uwzględniana jest jednak w funkcji celu, tak aby nie było ono uprzywilejowane.

Jako ograniczenia przyjęto:

- maksymalne i minimalne wartości napięć w węzłach sieci,

- maksymalne i minimalne wartości mocy czynnej w źródłach,
- maksymalne i minimalne wartości mocy biernej w źródłach,
- dopuszczalne obciążalności gałęzi,
- bilans mocy wytwarzanej i odbieranej w obszarze.

Tabela 1. Lista źródeł, w których zadawana jest wartość mocy czynnej (węzeł bilansujący pogrubiono) – stan bazowy

Lp	Nazwa generatora	Moc minimalna P_{\min} [MW]	Moc maksymalna P_{\max} [MW]	Moc generowana P_{gen} [MW]
-	-			
1	B01_211	0	1000	100
2	B02_211	0	1000	100
3	B03_211	0	1000	210
4	B04_211	0	1000	295,83
5	B05_211	0	1000	210
6	B06_211	0	1000	300
7	B07_211	0	1000	150

Wyniki obliczeń uzyskane metodą roju cząstek

Stan bazowy sieci testowej CIGRE charakteryzował się brakiem przekroczeń prądowych i napięciowych. Zapotrzebowanie na moc czynną wynosiło 1342 MW. Straty mocy czynnej w tym stanie wynosiły 23,51 MW. Sumaryczna moc czynna generowana wynosiła 1365,51 MW. Sieć testowa została poddana następnie obliczeniom optymalizacyjnym pod kątem minimalizacji kosztów bilansowania. Obliczenia wykonano dla dwóch przypadków. Pierwszy z nich polegał na założeniu w jednym ze źródeł (B03_211) kosztów produkcji energii równej 0 umownych jednostek, natomiast w pozostałych źródłach - jednej umownej jednostce. W drugim przypadku założono, że koszty produkcji energii we wszystkich źródłach są jednakowe i równe jednej umownej jednostce. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Lista źródeł, w których zadawana jest wartość mocy czynnej (węzeł bilansujący pogrubiono) – stan optymalny

Lp	Nazwa generatora	Moc generowana, [MW]	
		Przypadek 1 Koszt w węźle B03_211 równy zero	Przypadek 2 Koszty równe
1	B01_211	0	0
2	B02_211	0	175,1
3	B03_211	902,3	240,1
4	B04_211	96,7	709,8
5	B05_211	33,5	0
6	B06_211	150,5	0
7	B07_211	188,8	238,34
Suma		1371,8	1363,34
Koszt bilansowania		472,75 j	1363,34 j

W pierwszym przypadku największa moc generowana jest przez źródło o kosztach zerowych, lecz prowadzi to do

do powiększenia strat mocy, w stosunku do stanu bazowego, do wartości 29,8 MW. W drugim przypadku, przy jednakowych kosztach produkcji energii, algorytm stara się minimalizować straty mocy, które uległy zmniejszeniu w stosunku do stanu bazowego i wynoszą 21,34 MW.

Podsumowanie

Rozwój elektroenergetyki, wzrost liczby przyłączanych odbiorów oraz źródeł, wymusza konieczność stosowania nowych, elastycznych, adaptacyjnych metod, pozwalających w trybie rzeczywistym sterować pracą sieci elektroenergetycznej. Szczególnie ważnym problemem staje się minimalizacja kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego. Jest to zagadnienie, które łączy w sobie zadanie OPF z niezawodnością funkcjonowania SEE. O ile nadzór nad pracą małych sieci nie jest zadaniem trudnym to w przypadku dużych systemów konieczne staje się wykorzystywanie algorytmów mających solidne podstawy matematyczne i charakteryzujących się wysoką skutecznością.

LITERATURA

- [1] Kacejko P., *Inżynieria elektryczna i informatyczna w nowych technologiach elektroenergetycznych*, Lublin 2011
- [2] Michalewicz Z., Fogel D.B., *Jak to rozwiązać czyli nowoczesna heurystyka*, WNT, Warszawa 2006
- [3] Kacejko P., Pijarski P., Ocena możliwości przyłączeniowych krajowej sieci przesyłowej planowanej na lata 2020-2025 w kontekście prawdopodobnych scenariuszy budowy nowych jednostek wytwórczych, *Rynek Energii*, 105 (2013), nr 2, 42-47
- [4] Kacejko P., Pijarski P., Możliwości podziału kosztów modernizacji na jednostki wytwórcze ubiegające się o przyłączenie, *Przegląd Elektrotechniczny*, 88 (2012), nr 9a, 27-31
- [5] Trojanowski K., *Metaheurystyki praktycznie*, WIT, Warszawa 2005

Autorzy:

prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko, Politechnika Lubelska, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, ul. Nadbystrzycka 38a, 20-618 Lublin, E-mail: p.kacejko@pollub.pl,
dr inż. Paweł Pijarski, Politechnika Lubelska, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, ul. Nadbystrzycka 38a, 20-618 Lublin, E-mail: p.pijarski@pollub.pl, uczestnik projektu "Kwalifikacje dla rynku pracy - Politechnika Lubelska przyjazna dla pracodawcy" współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego.