

Wojciech BĄCHOREK\*  
Janusz BROŻEK\*

## ZASTOSOWANIE ALGORYTMU EWOLUCYJNEGO W REKONFIGURACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze średniego napięcia (SN) mają struktury otwarte lub zamknięte, przy czym zawsze pracują w konfiguracjach otwartych. W torach głównych linii instalowane są łączniki umożliwiające realizację stałych podziałów w sieci, tzw. rozcięć. W referacie przedstawia się sposób określenia najlepszych lokalizacji rozcięć w sieci rozdzielczej średniego napięcia przy założeniu zmienności obciążeń w analizowanym okresie. Przyjętym kryterium lokalizacji rozcięć jest minimalizacja strat mocy czynnej w sieci. Do rozwiązania przedstawionego problemu zastosowano algorytm ewolucyjny. W artykule przedstawia się przykład obliczeniowy ilustrujący zastosowanie opracowanego programu komputerowego.

SŁOWA KLUCZOWE: elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, optymalizacja, straty mocy

### 1. WSTĘP

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze średniego napięcia (SN) mają struktury otwarte lub zamknięte, przy czym zawsze pracują w konfiguracjach otwartych. W torach głównych linii instalowane są łączniki umożliwiające realizację stałych podziałów w sieci, tzw. rozcięć.

Kryterium lokalizacji rozcięć związane jest zazwyczaj z ograniczeniem straty mocy czynnej. W takim przypadku wybór punktów podziałów sieci uzależniony jest m.in. od zmian obciążeń sieci elektroenergetycznej. Obciążenia te zmieniają się w np. w cyklu rocznym i dobowym, przez co wybór lokalizacji rozcięć dla wybranego poziomu obciążenia (najczęściej szczytowego) nie jest optymalny w całym rozpatrywanym okresie analizy.

W referacie przedstawia się metodę wyboru najlepszych lokalizacji rozcięć w sieci rozdzielczej średniego napięcia przy założeniu zmienności obciążeń w analizowanym okresie optymalizacyjnym. Przyjętym kryterium lokalizacji są straty mocy czynnej w sieci. Do rozwiązania przedstawionego problemu zastosowano opracowany algorytm ewolucyjny. W referacie zostaną omówione wyniki obliczeń oraz dokonana analiza celowości i efektywności przyjętej metody optymalizacji.

---

\* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie.

## 2. ZADANIE OPTYMALIZACYJNE

### 2.1. Sformułowanie problemu

Rozcięcia w sieciach dystrybucyjnych SN wyznacza się na podstawie rozplywu mocy wyznaczając straty mocy czynnej powstające w jej obwodach. Optymalnym miejscem rozcięcia w sieci jest to, które gwarantuje najmniejsze straty mocy. W celu wyznaczenia rozplywu mocy, a następnie strat, konieczna jest znajomość obciążeń stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nn. Obciążenia te nie są jednak znane ze względu na brak opomiarowania tych stacji. W praktyce dokonuje się zatem estymacji wielkości obciążeń na podstawie rejestrowanego w polach zasilających rozdzielni SN (w stacji WN/SN) obciążenia. Jedną z metod estymacji jest rozdział tego obciążenia proporcjonalnie do mocy znamionowych transformatorów SN/nn zainstalowanych w danym obwodzie. Oznacza to przyjęcie założenia o jednakowym obciążeniu względnym wszystkich transformatorów, co z oczywistości nie jest zgodne ze stanem faktycznym. W okolicznościach braku opomiarowania nie jest celowe częste wyznaczanie rozplywów mocy i dokonywanie korekty rozcięć w sieci. W praktyce rozplywy wyznaczane są dla obciążeń szczytowych w szerszym horyzoncie czasowym, a rozcięcia w sieci są korygowane sporadycznie np. sezonowo.

Rozwijające się technologie inteligentnych systemów pomiarowych (smart metering) pozwolą wkrótce na poznanie rzeczywistych obciążeń stacji SN/nn i uzasadnią częstsze korekty rozcięć, o ile będzie to prowadziło do odpowiednich zysków związanych ze zmniejszeniem strat mocy w sieci.

W referacie założono znajomość dobowych przebiegów obciążeń wszystkich stacji SN/nn przykładowego obwodu sieci SN. Analizowany obwód stanowi sieć SN zasilaną z dwóch głównych punktów zasilających (GPZ) - stacji WN/SN. Przebiegi obciążenia każdej stacji SN/nn zostały w sposób losowy zróżnicowane tak, aby stanowiły one symulację jednoczesnych pomiarów niezależnych. Na tej podstawie określono najkorzystniejsze lokalizacje rozcięcia, zakładając w dobowym okresie analizy możliwość codziennej zmiany jego położenia.

### 2.2. Funkcja celu

Przyjmuje się, że funkcją celu (FC) zadania optymalnej lokalizacji rozcięć są straty moc czynnej wyznaczanej na podstawie rozplywu prądów w sieci. Obliczenia rozplywu prądów wyznaczane są niezależnie dla każdego przyjętego okresu optymalizacji, w którym zakłada się stały poziom obciążenia. W takim przypadku otrzymuje się optymalny harmonogram zmian położenia rozcięć scharakteryzowany najmniejszymi sumarycznymi stratami mocy czynnej. Funkcję celu zadania opisuje zależność (1).

$$FC = \sum_{i=1}^o \sum_{j=1}^m 3 I_{ij}^2 R_j \rightarrow \min \quad (1)$$

gdzie:  $o$  – liczba okresów analizy,  $m$  – liczba odcinków sieci,  $I_{ij}$  – prąd  $j$ -ego odcinka w  $i$ -tym okresie analizy,  $R_j$  – rezystancja  $j$ -ego odcinka sieci.

### 2.3. Metoda rozwiązywania zadania

Opisany problem optymalizacyjny jest zadaniem dyskretnym. Miejsca lokalizacji rozcięć są wybierane z określonego zbioru lokalizacji dopuszczalnych. Dodatkowo problem jest utrudniony ze względu na możliwość wzajemnej zależności położenia rozcięć w sieciach o licznych powiązaniach. W takim przypadku dowolna lokalizacja rozcięć może przyczynić się do pozbawienia zasilania fragmentu sieci elektroenergetycznej. Przedstawione zadanie lokalizacji rozcięć komplikuje dodatkowo fakt zmienności obciążenia sieci. Złożoność obliczeniowa zadania jest w tym przypadku wielokrotniona poprzez konieczność analizy wielu stanów obciążenia sieci i dla każdego z nich wyznaczenia optymalnych lokalizacji rozcięć. W rozwiązywanym zadaniu uwzględniono dodatkowe założenie polegające na ograniczeniu zmian punktów podziałów sieci w przyjmowanym okresie analizy. Założenie to wynika z konieczności upraszczania czynności eksploatacyjnych oraz wydłużenia trwałości łączników sekcjonujących.

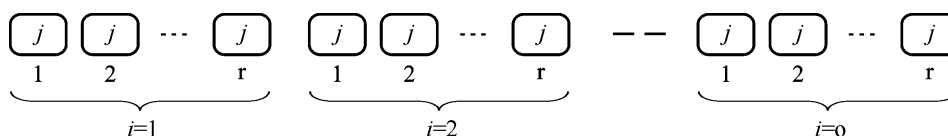
Dla niewielkich sieci elektroenergetycznych oraz sieci, dla których, ze względów praktycznych, ogranicza się zbiór możliwych lokalizacji rozcięć zadanie można rozwiązać stosując techniki przeglądu zupełnego. W przypadku analizy pełnej, obejmującej wszystkie odcinki sieci, metoda przeglądu zupełnego natrafia na jej główne ograniczenie jakim jest długi czas obliczeń, szczególnie przy konieczności ustalania lokalizacji rozcięć dla wielu stanów obciążenia sieci. W takim przypadku z powodzeniem mogą być zastosowane metody optymalizacji heurystycznej [4] jak np. algorytm ewolucyjny czy genetyczny [2].

Algorytm ewolucyjny operuje na całych grupach rozwiązań zadania, nazywanych populacjami [2], [2], [1]. Populacje składają się z osobników, czyli konkretnych rozwiązań przedstawionego problemu zapisanych w postaci ciągu kodowego.

Pierwszym etapem działania algorytmu jest utworzenie tzw. populacji początkowej. Ta populacja składa się z losowo utworzonych osobników reprezentujących różne, na ogół nieoptymalne, rozwiązania postawionego zadania. Dalsze działanie algorytmu polega na cyklicznej realizacji mechanizmów ewolucji, którymi są: reprodukcja (selekcja), krzyżowanie, mutacja. Ogólny schemat opracowanego algorytmu wraz z krótkim opisem zastosowanych operatorów ewolucyjnych, został opisany w publikacji [1]. Algorytm ewolucyjny należy do grupy algorytmów metaheurystycznych, co oznacza, że wykorzystując uniwersalny mechanizm funkcjonowania algorytmu, możliwe jest jego zastosowanie do

rozwiązania różnych problemów optymalizacyjnych. Cechą unikalną każdego problemu optymalizacyjnego jest sposób utworzenia ciągu kodowego (chromosomu).

W prezentowanym zadaniu optymalizacyjnym ciąg kodowy obejmuje szereg wartości liczbowych (rys. 1). Liczba pozycji ciągu odpowiada liczbie będącej iloczynem liczby rozcięć ( $r$ ) i okresów optymalizacyjnych ( $o$ ). Wartość elementu każdej pozycji identyfikuje jedną z dopuszczalnych lokalizacji rozcięcia w sieci ( $j = 1 \div m$ ). Taka konstrukcja ciągu kodowego we właściwy sposób odwzorowuje rozwiązania przedstawionego problemu.



Rys. 1. Postać chromosomu

Jakość otrzymanych rozwiązań wyznacza wartość funkcji przystosowania. Przystosowanie osobników określane jest na podstawie wartości poszczególnych elementów ciągu kodowego. Każdy, opisany w ten sposób osobnik populacji charakteryzuje się pewnym przystosowaniem wyznaczającym jego użyteczność na tle całej populacji. W rozwiązywanym zadaniu przystosowanie ( $P$ ) wyznaczone jest na podstawie zależności (2).

$$P = C - FC \quad (2)$$

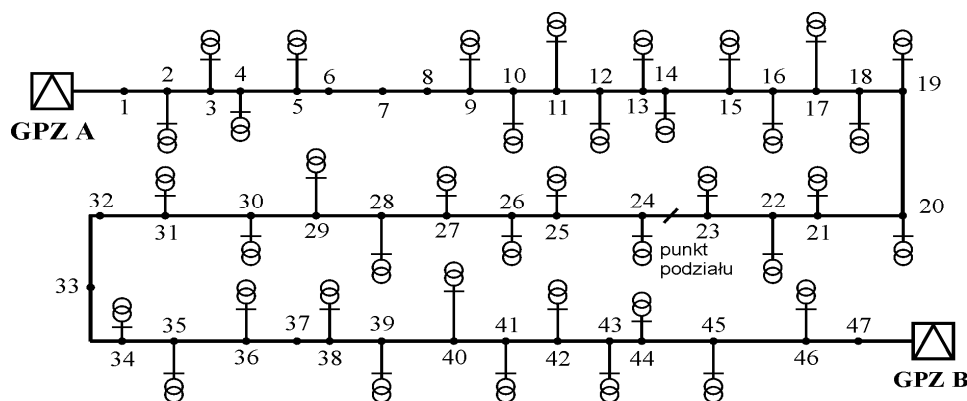
gdzie:  $C$  – stała,  $FC$  – funkcja celu wyznaczana wg (1).

### 3. PRZYKŁAD OBLICZENIOWY

#### 3.1. Charakterystyka sieci elektroenergetycznej

Do analizy został wybrany fragment rzeczywistej sieci dystrybucyjnej SN. W normalnym układzie pracy sieć pracuje w konfiguracji otwartej tzn. ustalony jest punkt podziału sieci tzw. rozcięcie. Zakłada się, że podział sieci może być realizowany we wszystkich odcinkach. Optymalną lokalizacją rozcięcia jest to miejsce które zapewnia najmniejsze straty mocy czynnej. Uproszczony schemat sieci (bez odgałęzień od toru głównego) przedstawiono na rysunku 2. Symbol transformatora, przedstawiony na rysunku, może reprezentować odgałęzienie zasilające zbiór transformatorów.

Analizowany obwód obejmuje łącznie 72 stacje transformatorowe SN/nn. Zainstalowane w nich transformatory to jednostki o mocach 50÷630 kVA. W obliczeniach przyjęto zróżnicowany poziom obciążenia stacji transformatorowych – założono znajomość dobowych przebiegów obciążeń wszystkich stacji SN/nn.



Rys. 2. Schemat fragmentu sieci dystrybucyjnej

Przyjęto 24 stany obciążenia dobowego. Opisywaną sieć 15 kV stanowią w większości linie napowietrzne (88%). Długość analizowanego toru głównego wynosi 38.73 km. W torze głównym wyszczególniono 47 węzłów dzielących magistralę na 48 odcinków.

### 3.2. Wyniki obliczeń

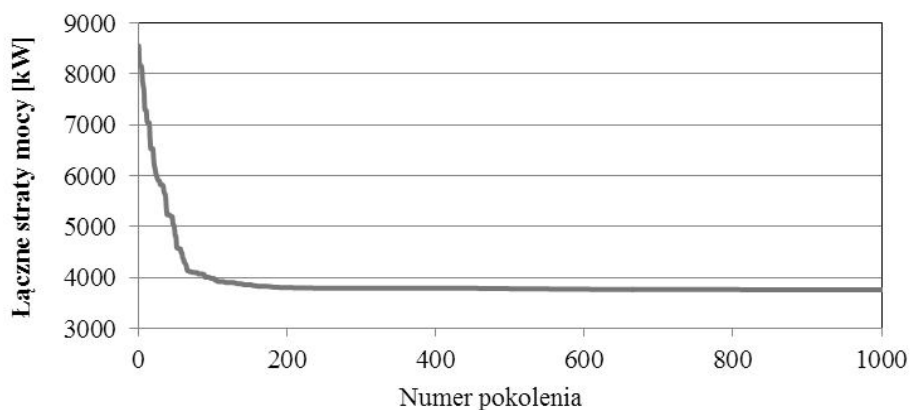
Lokalizację rozcięć ustalono stosując dwie metody. Pierwsza metoda, nazwana analityczną, polegała na wyznaczeniu rozptyłów mocy dla każdego z 24 stanów obciążenia. Zastosowano w tym celu program komputerowy realizujący obliczenia iteracyjne metodą Gaussa-Seidla. Rozptywy były wyznaczone dla sieci pracującej w konfiguracji zamkniętej, co pozwoliło na określenie tzw. punktów spływu prądów i następnie ustaleniu najlepszych miejsc rozcięć sieci. Wyniki przedstawiono w tabeli 3.1. W tabeli podano, dla każdej godziny doby, najlepszą lokalizację rozcięcia (oznaczenia węzłów zgodne z rysunkiem 2) oraz wartość strat mocy w poszczególnych okresach optymalizacyjnych. Łączne straty mocy wyniosły 3755.04 kW. Przedstawione wyniki obliczeń pozwoliły na ocenę jakości rozwiązań uzyskanych drugą metodą polegającą na obliczeniach z zastosowaniem opracowanego algorytmu ewolucyjnego.

Wyniki dla metody analitycznej pozwalają stwierdzić, że optymalny harmonogram zmiany położenia rozcięć wiąże się z dokonaniem 9 przełączeń w ciągu doby. Stosując do obliczeń algorytm ewolucyjny wykorzystano dodatkową opcję programu umożliwiającą obliczenia lokalizacji rozcięć dla zadanej maksymalnej liczby przełączeń. Zrealizowano obliczenia dla maksymalnej liczby przełączeń od 1 do 9. W obliczeniach przyjęto: populację 20 osobników, 2000 iteracji (pokoleń), prawdopodobieństwo krzyżowania 0.85, prawdopodobieństwo mutacji 0.02.

Tabela 3.1. Wyniki obliczeń lokalizacji rozcięć dla metody analitycznej

Godzina	1	2	3	4	5	6	7	8
Rozcięcie	24-25	24-25	24-25	24-25	24-25	24-25	23-24	22-23
$\Delta P$ [kW]	91.84	84.24	79.97	84.71	82.1	86.4	101.82	174.01
Godzina	9	10	11	12	13	14	15	16
Rozcięcie	21-22	22-23	22-23	22-23	22-23	22-23	22-23	22-23
$\Delta P$ [kW]	183.34	206.09	198.09	194.07	211.11	193.59	181.13	173.13
Godzina	17	18	19	20	21	22	23	24
Rozcięcie	23-24	23-24	23-24	23-24	24-25	23-24	24-25	23-24
$\Delta P$ [kW]	162.5	214.51	206.18	201.21	197.16	172.2	148.76	126.88

W tabeli 3.2 przedstawiono wyniki obliczeń optymalizacyjnych. Prezentowane wyniki dotyczą okresu jednej doby. Analizując otrzymane wyniki można stwierdzić, że dla 24 dopuszczalnych przełączeń (możliwość zmiany rozcięć co godzinę) otrzymano ten sam wynik co w przypadku metody analitycznej. Dla mniejszej liczby dopuszczalnych łączeń otrzymano, zgodnie z przewidywaniami, wyniki o wyższych wartościach strat mocy czynnej. Badania wykazały, że bez dokonywania zmian położenia punktu rozcięcia najniższe łączne straty mocy otrzymano by dla rozcięcia w odcinku 23-24 i straty te wyniosły by 3767.31 kW. Porównując ten wynik z wartościami z tabeli 3.2 można stwierdzić, że największy zysk uzyskuje się realizując jedno lub dwa przełączenia (zmiany rozcięć) w ciągu doby. Zwiększanie liczby przełączeń wiąże się z coraz mniejszym zyskiem, a w praktyce tak częste zmiany położenia rozcięcia w sieci są kłopotliwe.



Rys. 3. Przebieg procesu ewolucyjnego

Zauważalną wadą przedstawionej metody optymalizacyjnej jest długi czas trwania obliczeń. Dla populacji liczącej 20 osobników i 100 iteracji czas obliczeń wyniósł ok. 8 m i 40 s. Obliczenia wykonano na komputerze PC CPU 2.5 GHz, RAM 4GB. Na rysunku 3 przedstawiono przebieg procesu ewolucyjnego bez ograniczenia dobowej liczby przełączeń. Wyniki o wysokiej jakości (małe straty) można otrzymać już od pokolenia 200.

Tabela 3.2. Wyniki obliczeń lokalizacji rozcięć dla algorytmu ewolucyjnego

Liczba dopuszczalnych i zrealizowanych przełączeń (wartość w nawiasie)	Łączne straty mocy [kW]	Harmonogram realizacji rozcięć (odcinek z rozcięciem → godziny)
24 (9)	3755.04	24-25 → 1÷6; 23-24 → 7; 22-23 → 8; 21-22 → 9; 22-23 → 10÷16; 23-24 → 17÷20; 24-25 → 21; 23-24 → 22; 24-25 → 23; 23-24 → 24
8; 7 (7)	3755.09	24-25 → 1÷6; 23-24 → 7; 22-23 → 8; 21-22 → 9; 22-23 → 10÷16; 23-24 → 17÷20; 24-25 → 21÷23; 23-24 → 24
6 (6)	3755.29	24-25 → 1÷6; 23-24 → 7, 8; 21-22 → 9; 22-23 → 10÷16; 23-24 → 17÷20; 24-25 → 21÷23; 23-24 → 24
5 (5)	3755.55	24-25 → 1÷6; 23-24 → 7; 22-23 → 8÷16; 23-24 → 17÷20; 24-25 → 21÷23; 23-24 → 24
4 (4)	3755.86	24-25 → 1÷6; 22-23 → 7÷16; 23-24 → 17÷20; 24-25 → 21÷23; 23-24 → 24
3 (3)	3756.56	24-25 → 1÷6; 23-24 → 7; 22-23 → 8÷16; 23-24 → 17÷24
2 (2)	3756.87	24-25 → 1÷6; 22-23 → 7÷16; 23-24 → 17÷24
1 (1)	3760.85	24-25 → 1÷6; 22-23 → 7÷24

#### 4. PODSUMOWANIE

Niniejszy artykuł przedstawia metodę wyboru najkorzystniejszych miejsc lokalizacji rozcięć w sieci dystrybucyjnej SN. Jako kryterium lokalizacji przyjęto wartość najmniejszych strat mocy czynnej.

Rozwijające się technologie smart metering umożliwią w niedalekiej przyszłości powszechną rejestrację obciążeń stacji transformatorowych SN/nn. Tak obszerny zbiór informacji pomiarowych będzie uzasadniał opracowanie nowych algorytmów i metod zarządzania pracą sieci elektroenergetycznych. Próba

wykorzystania takich informacji jest metoda opisana w niniejszym referacie. Opracowany algorytm ewolucyjny umożliwia otrzymanie rozwiązań optymalnych przy założeniu maksymalnej liczby przełączeń (zmian położenia rozcięć) w zadanym okresie optymalizacji. Przyjęcie w praktyce tego parametru może okazać się konieczne m.in. ze względu na trwałość instalowanych łączników sekcjonujących. Zauważalną wadą opracowanego algorytmu jest długi czas obliczeń, który wynika z konieczności realizacji obliczeń rozptyłów mocy dla każdej analizowanej konfiguracji sieci. Obliczenia te jednak są konieczne w celu wyznaczenia strat mocy czynnej. Dalsze badania będą miały na celu poprawę efektywności algorytmu dynamicznej rekonfiguracji sieci.

### LITERATURA

- [1] Bąchorek W., Brożek J., Zastosowanie algorytmu ewolucyjnego do optymalnej lokalizacji łączników w sieci rozdzielczej średniego napięcia, Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, 17th conference on Computer Application in Electrical Engineering: Poznań, April 23–24, 2012.
- [2] Goldberg D. E., Algorytmy genetyczne i ich zastosowania, Warszawa WNT 1998.
- [3] Kulczycki J. (red.), Straty energii w sieciach dystrybucyjnych, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań, 2009.
- [4] Michalewicz Z., Algorytmy genetyczne + struktury danych = programy ewolucyjne, Warszawa WNT 2003.

### APPLICATION OF EVOLUTIONARY ALGORITHMS FOR DISTRIBUTION NETWORK RECONFIGURATION

The MV networks mostly forms a closed structures, but operates in an open configuration. In the distribution feeders there are installed switches that enable the realization of permanent divisions of the network (tie-points). The paper presents the method to determine the best location of the tie-points in the MV distribution network, assuming the network load changes in the optimization period. The criterion of tie-points location is minimization of active power losses in the network. The optimization task were solved with using evolutionary algorithm. The paper presents a calculation example that illustrates the use of a developed computer program.