

## Wykorzystanie danych pomiarowych z systemów AMI do optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych

**Streszczenie.** Optymalizacja rozcięć jest jednym z podstawowych działań bezinwestycyjnych mających na celu zmniejszenie strat w sieci dystrybucyjnej, przy założeniu, że nie są instalowane nowe punkty podziału. Wprowadzenie metod optymalizacyjnych może doprowadzić do zmniejszenia sumarycznych strat mocy nawet o kilkanaście procent. W artykule przedstawiono wyniki obliczeń dokonanych dla rzeczywistego fragmentu sieci rozdzielczej SN i nN.

**Abstract.** Optimization of network configuration is one of the basic non-investment activities for reducing the losses in the distribution network. Introduction of optimization methods can lead to a reduction in aggregated losses by up to ten percent. The results of calculations made for the actual fragment distribution network MV and LV are presented in the paper. (The use of measurement data from AMI systems to optimize the configuration of distribution networks).

**Słowa kluczowe:** rozdzielcze sieci elektroenergetyczne, odwzorowanie sieci el-en, optymalizacja konfiguracji, system informatyczny.

**Keywords:** distribution power networks, network model, network reconfiguration, computer system.

### Wstęp

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne zobowiązane są do podnoszenia efektywności energetycznej. W tym zakresie, między innymi, powinny wpływać bezpośrednio na obniżanie strat technicznych w sieci energetycznej. Obowiązek podnoszenia efektywności wynika bezpośrednio z praw unijnych i krajowych.

Obowiązki OSD w zakresie efektywności i racjonalizacji wykorzystania energii specyfikuje Dyrektywa 2006/32/UE [1] o efektywności końcowej wykorzystania energii i usługach energetycznych. W art. 17 nakłada ona na OSD obowiązek ograniczenia przepływu mocy biernej oraz strat sieciowych w ciągach liniowych i transformatorach. Planowane są pewne zmiany w tej Dyrektywie. Mogą one doprowadzić do większej presji na podnoszenie efektywności i racjonalizacji wykorzystania energii w państwach członkowskich.

W zakresie prawa krajowego obowiązek zmniejszenia wskaźnika strat sieciowych w przesyłach i dystrybucji energii wynika z przyjętej przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 roku „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” [2]. Podobne obowiązki nakłada Ustawa o efektywności energetycznej, a jedną z form jej realizacji będzie organizowanie przez prezesa URE przetargów, obejmujących zwłaszcza prace związane ze zmniejszaniem strat energii elektrycznej w przesyłach lub dystrybucji (m.in. ograniczenie przepływów mocy biernej, strat sieciowych w ciągach liniowych i strat w transformatorach).

Obecnie wraz z rosnącym monitorowaniem parametrów w sieci SN coraz efektywniej prowadzona jest optymalizacja układu pracy sieci SN, choć i w tym obszarze sieci może istnieć duży potencjał szczególnie w zakresie kontroli przepływów mocy biernej. Obszarem o największych możliwościach optymalizacji pracy sieci, a tym samym redukcji strat technicznych, jest sieć niskiego napięcia. Wynika to z braku metod optymalizacji układu pracy tej sieci oraz braku monitorowania układu pracy sieci. Dotyczy to szczególnie obszarów miejskich z rozbudowaną siecią kablową, z wieloma połączeniami między poszczególnymi obwodami nN.

Kolejny etap rozwoju sieci określanej obecnie jako sieć inteligentna stwarza nowe możliwości w zakresie zarządzania i prowadzenia ruchu sieci, w tym liniami nN. Integracja i rozbudowa istniejących już systemów informatycznych, systemów monitorowania sieci oraz systemów telekomunikacyjnych dostarczą zbiór informacji które, mogą być wykorzystane do poprawy efektywności

pracy sieci (ograniczenie strat technicznych). Takie możliwości wynikają z integracji i rozbudowy:

- systemów informacji przestrzennej (GIS), w których gromadzone są informacje techniczne, topologia i topografia sieci energetycznej,
- systemów AMI dostarczających informacje o rzeczywistym zużyciu energii przez poszczególnych odbiorców,
- systemów SCADA rozbudowanych o warstwę sieci nN,
- systemów wspomagające zarządzanie siecią z powiązaniem punktów poboru energii elektrycznej (ppe) do miejsca przyłączenia do sieci.

Możliwe jest wyznaczanie optymalnych rozcięć jednocześnie w sieci SN oraz nN, wykorzystując jako dane wejściowe odwzorowanie sieci elektroenergetycznej z systemu GIS lub SCADA oraz obciążenia węzłów sieci przede wszystkim wprowadzone z systemów liczników zdalnego odczytu (np. AMI) lub wyznaczone w procesie estymacji.

### Projekt pilotażowy dotyczący ograniczania strat

Wszystkie straty występujące w procesie dystrybucji energii elektrycznej są to straty sieciowe bilansowe, będące różnicą między energią wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej (bądź jej wyodrębnionego fragmentu) oraz energią odebraną z tej sieci.

Obniżanie strat technicznych może być realizowane metodami bezinwestycyjnymi lub inwestycyjnymi [3]. Optymalizacja rozcięć jest jednym z podstawowych działań bezinwestycyjnych mających na celu zmniejszenie strat w sieci dystrybucyjnej, przy założeniu, że nie są instalowane nowe punkty podziału. Wprowadzenie metod optymalizacyjnych może doprowadzić do zmniejszenia sumarycznych strat mocy nawet o kilkanaście procent.

Obecnie przedsiębiorstwa dystrybucyjne coraz częściej posiadają systemy informatyczne zawierające niezbędne dane do obliczeń optymalizacyjnych w sieci SN i nN. Badania efektywności obliczeń optymalizacyjnych prowadzone są przez ENERGA-OPERATOR SA w obszarze pilotażowego wdrożenia sieci inteligentnych Smart Grid na Półwyspie Helskim.

W ramach projektu pilotażowego Smart Grid na Półwyspie Helskim wdrożono moduł podstawowy systemu ELGrid [4] obejmujący między innymi obliczenia rozplływowe i optymalizacyjne. Wdrożenie przeprowadzono w okresie październik – grudzień 2013r., na wskazanym

przez ENERGA-OPERATOR SA fragmencie rozdzielczej sieci elektroenergetycznej SN i nN, obejmującym obszar Półwyspu Helskiego. Wdrożenie obejmowało również proces weryfikacji pozyskanych od ENERGA-OPERATOR SA danych dotyczących odwzorowania sieci elektroenergetycznej oraz obciążeń węzłów tej sieci. Szczególnie istotnym elementem wdrożenia było wykorzystanie do obliczeń techniczno-ekonomicznych sieci rozdzielczej danych pochodzących z systemu AMI (danych z interwałowych liczników zdalnego odczytu).

W pierwszej fazie projektu wprowadzono do systemu ELGrid i zweryfikowano dane dotyczące odwzorowania rozdzielczej sieci elektroenergetycznej [5]. Zostało to zrealizowane w następujących etapach:

1. Do systemu ELGrid zaimportowano geograficzne odwzorowanie sieci SN i nN z plików SHP.
2. Dokonano weryfikacji topologii sieci elektroenergetycznej.
3. Dokonano identyfikacji braków danych katalogowych i uzupełniono braki wartościami przybliżonymi.
4. Wykonano powiązanie danych pomiarowych dotyczących odbiorców energii elektrycznej z węzłami sieci.

Konwersja modelu sieci i jej odwzorowania z systemu GIS do systemu ELGrid zakończyła się sukcesem. Obszar objęty analizą zawierał 93 transformatory SN/nN i dwa transformatory SN/SN (PZ Jurata). Moc pobierana analizowanego fragmentu sieci w szczycie obciążenia wyniosła 14 777,1 kW. Łączna długość odcinków linii nN wynosiła 109,8 km a odcinków linii SN 116 km. Łączna moc zainstalowanych transformatorów SN/nN to 32 883 kVA.

Nie wszyscy odbiorcy indywidualni na badanym obszarze zostali wyposażeni w interwałowe liczniki zdalnego odczytu. Dla odbiorców nie wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu moc szczytową wyznaczono w procesie estymacji obciążenia na podstawie danych o zużyciu energii elektrycznej zawartych w systemie billingowym.

#### Dane wykorzystane do obliczeń

Do przeprowadzenia testowych obliczeń dla analizowanego obszaru wykorzystano następujące dane:

1. Odwzorowanie sieci w układzie geograficznym w postaci plików SHP, pochodzące z systemu GIS.
2. Opisy parametrów linii SN (30 kV i 15kV) oraz transformatorów SN/nN.
3. Schemat sieci SN z systemu SCADA.
4. Wykaz stacji SN/nN wraz z wykazem obwodów.
5. Wykazy numerów PPE (punktów poboru energii elektrycznej).
6. Dane o zużyciu energii elektrycznej odbiorców z systemu CONVERGE – system rozliczeń dużych odbiorców (wielkości godzinowego zużycia energii elektrycznej), obejmujące okres od 1 marca 2013 do 28 października 2013.
7. Dane o zużyciu energii z systemu billingowego dla drobnych odbiorców (zużycie energii czynnej w okresach dwumiesięcznych) za okres od lutego 2011 do sierpnia 2013.
8. Dane pomiarowe z systemu AMI: zużycie energii czynnej dla 15-minutowych okresów czasu.
9. Pomiary w PZ Jurata: moce czynne i bierne oraz napięcia chwilowe dla każdej pełnej godziny.
10. Schematy stacji.
11. Dane o podziałach w sieci nN

#### Obliczenia rozplływowe

W procesie optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczej wykonywanych jest szereg obliczeń rozplływowych. W

przeprowadzonych obliczeniach zastosowano tryby pracy modułu rozplływowego „AMI+billing” - oprócz danych o zużyciu energii elektrycznej z systemu AMI i CONVERGE wykorzystane zostały również wyestymowane (na podstawie danych o zużyciu energii z systemu billingowego) moce szczytowe odbiorców [6]. Rozplływy wykonywane były dla mocy maksymalnej zarejestrowanej w punkcie zasilającym w okresie od 1 czerwca do 31 lipca 2013 roku.

Sumy strat mocy czynnej w transformatorach i liniach podano w tabeli 1, zarówno dla szczytu jak i doliny obciążenia.

Tabela 1. Suma strat mocy czynnej w transformatorach i liniach

	SZCZYT	DOLINA
Suma strat [kW]	531,8	86,5
Suma strat [%]	6,8	1,1

#### Optymalizacja konfiguracji sieci rozdzielczej

Zadanie wyznaczania optymalnych rozcięć definiuje się jako wyznaczenie takich punktów podziału (otwartych łączników), by spełnić podstawowe wymagania w odniesieniu do konfiguracji sieci rozdzielczej [7,8]:

1. Zapewnienie zasilania w energię elektryczną wszystkich odbiorców
2. Nie dopuszczenie do dwustronnego zasilania żadnego odbiorcy.

W wyniku optymalizacji rozcięć otrzymuje się sieć nie zawierającą cykli oraz o minimalnych całkowitych stratach obciążeniowych.

Przykłady metod optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych podano w [8,9,10,11,12]

W wykorzystanym systemie obliczeniowym ELGrid zaimplementowano metodę optymalizacji konfiguracji jednocześnie dla sieci SN oraz nN, opartą o algorytmy genetyczne [13]. Poszczególne pozycje w chromosomie reprezentującym pojedyncze rozwiązanie oznaczają numery otwartych łączników w pętach. Wykorzystano metodę generacji osobników w populacji początkowej gwarantującą otrzymanie osobników reprezentujących sieć otwartą. Po operacjach krzyżowania i mutacji uruchamiany jest algorytm naprawczy, w wyniku którego chromosom jest tak korygowany, by zapewnić prawidłową konfigurację sieci. Dla algorytmu genetycznego przyjęto strategię elitarną – najlepszy osobnik zawsze przechodzi do następnego pokolenia. Jako dane wejściowe wykorzystywane jest odwzorowanie sieci elektroenergetycznej importowane z systemu GIS lub SCADA oraz obciążenia węzłów sieci wyznaczone w procesie estymacji lub wprowadzone z systemów liczników zdalnego odczytu (np. AMI).

Jako funkcję kryterialną zastosowano prosty okres zwrotu nakładów:

$$(1) F = PB_s = \frac{n_{pl} K_{prl} + n_{pt} K_{prt} + n_{ltn} K_{ltn} + n_{ltn} K_{ltn}}{K_{z,1} - K_{z,0}}$$

gdzie:  $PB_s$  - prosty okres zwrotu nakładów,  $n_{pl}$  - ilość łączników o łatwości zmiany stanu „łatwy”, dla których dokonywana jest zmiana stanu,  $K_{prl}$  - średni koszt przełączenia pojedynczego łącznika o łatwości zmiany stanu „łatwy”, może być równy „0”,  $n_{pt}$  - ilość łączników o łatwości zmiany stanu „trudny”, dla których dokonywana jest zmiana stanu,  $K_{prt}$  - średni koszt przełączenia pojedynczego łącznika o łatwości zmiany stanu „trudny”,  $n_{ltn}$  - ilość nowych łączników w sieci nN,  $K_{ltn}$  - średni koszt zakupu i instalacji nowego łącznika w sieci nN,  $n_{ltn}$  - ilość nowych łączników w sieci SN,  $K_{ltn}$  - średni koszt zakupu i instalacji nowego łącznika w sieci SN,  $K_{z,0}$  - koszty zmienne strat sieciowych wyznaczone dla sieci nieoptymalizowanej,  $K_{z,1}$  - koszty zmienne strat sieciowych wyznaczone dla sieci zoptymalizowanej.

Każdy łuk wyposażony jest w atrybut „stopień zmiany stanu”, mogący przybierać następujące wartości:

- **łatwy** – tylko dla łuków będących łącznikami, oznacza możliwość zdalnego sterowania łącznikiem,
- **trudny** - tylko dla łuków będących łącznikami, oznacza konieczność ręcznej zmiany stanu łącznika,
- **inwestycyjny** – tylko dla łuków nie będących łącznikami – oznacza możliwość zainstalowania łącznika na jednym z końców łuku,
- **niemożliwy** – dla łuków będących łącznikami oznacza niemożność zmiany zadanego stanu łącznika, dla łuków nie będących łącznikami oznacza niemożność instalacji nowego łącznika.

Optymalizację konfiguracji sieci można realizować w trzech trybach działania:

1. Zmiana stanu dla łuków wyłącznie o stopniu określonym jako łatwy
2. Zmiana stanu dla łuków o stopniu określonym jako łatwy lub trudny
3. Zmiana stanu dla łuków o stopniu określonym jako łatwy, trudny lub inwestycyjny

W dwóch pierwszych trybach działania zmiana stanu odbywa się wyłącznie dla istniejących w sieci łączników – z wyjątkiem łączników, dla których określono stopień zmiany stanu jako „niemożliwy” (np. arbitralnie ustalone punktu podziału). W trzecim trybie wyznaczone mogą być również lokalizacje nowych łączników (proponowane inwestycyjne).

Uwzględniane są następujące ograniczenia techniczne:

- zachowanie otwartej konfiguracji sieci,
- nie przekraczanie dopuszczalnej obciążalności długotrwałej łuków sieci,
- nie przekraczanie dopuszczalnych poziomów napięć.

Otrzymane wyniki w procesie optymalizacji to:

1. Wyznaczone stany łączników dla analizowanego obszaru i chwili czasowej ustalonej przez użytkownika.
2. Lista zmian stanów łączników.
3. Wielkości strat w kWh/rok i PLN przed i po optymalizacji.
4. Liczba i koszt przełączy do wykonania, zysk (różnica strat w PLN – koszt przełączy).
5. Liczba, lokalizacja nowych łączników, koszt zakupu i instalacji, prosty okres zwrotu inwestycji.

Możliwe jest zadawanie ograniczenia inwestycyjnego – wartość graniczną dla łącznego kosztu inwestycyjnego rozwiązania. Przeprowadzenie procesu optymalizacji rozcięć może pozwolić na wskazanie optymalnych punktów instalacji nowych łączników w sieci rozdzielczej.

#### Wyniki obliczeń optymalizacyjnych

Przeprowadzone prace pilotażowe, miały pozwolić na:

- sprawdzenie rzeczywistych efektów jakie można uzyskać poprzez optymalizację pracy sieci i jej monitorowania,
- ocenę posiadanych danych i ich przydatność do dokonywania obliczeń optymalizacyjnych
- zweryfikowanie wymagań w stosunku do systemów obliczeń i monitorowania pracy sieci.

Przeprowadzone badania w ramach pilotażowego projektu wdrożenia rozwiązań Smart Grid w obszarze Półwyspu Helskiego wskazały na duże możliwości redukcji strat technicznych w sieci SN i nN.

W ramach przeprowadzonych badań, wykonano testowe obliczenia optymalizacji konfiguracji sieci z wykorzystaniem systemu obliczeń i analiz technicznych ELGrid. Obliczenia przeprowadzono dla okresu od 1 czerwca 2013r. do 31 lipca 2013r, dla obszaru Półwyspu helskiego jest to okres szczytowego obciążenia sieci. Obliczenia zrealizowano w trybie bezinwestycyjnym – nie proponowano instalacji nowych łączników. Dla każdego

łącznika założono trudny stopień zmiany stanu (przełączanie ręczne). Wyniki obliczeń optymalizacyjnych przedstawiono w tabeli 2.

Tabela nr 2. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych

Opis		Wartość
Początkowe straty energii	[kWh]	280 276
Końcowe straty energii	[kWh]	254 616
Zmniejszenie strat energii	[kWh]	25 660
Liczba przełączy	[szt.]	213
<b>Zmniejszenie strat po optymalizacji</b>	<b>[%]</b>	<b>9,2</b>

#### Podsumowanie

W czasie wdrażania systemu ELGrid i wykonania obliczeń weryfikacyjnych, nie wszyscy odbiorcy na analizowanym terenie wyposażeni byli w liczniki zdalnego odczytu systemu AMI. Oznaczało to konieczność estymowania mocy szczytowych takich odbiorców na podstawie danych z systemu billingowego. Tryb „AMI+billing” obliczeń rozpiętkowych wykorzystywany w takiej sytuacji należy traktować jako przejściowy, do czasu wyposażenia wszystkich odbiorców w liczniki zdalnego odczytu. W tym trybie konieczne jest bilansowanie mocy w punkcie zasilającym.

Dla prawidłowej pracy modułów obliczeniowych niezbędne jest uzyskanie poprawnego odwzorowania fragmentów sieci elektroenergetycznej, dla których planuje się przeprowadzenie analiz. W szczególności istotne jest:

1. Wprowadzenie punktów podziału sieci
2. Wprowadzenie danych dotyczących przełączy i zaczerwieni transformatorów oraz ich aktualnych nastaw
3. Poprawne i pełne przyporządkowanie odbiorców energii elektrycznej do węzłów sieci.

Wymagane jest także dysponowanie następującymi danymi pomiarowymi:

1. Pomiar w punkcie zasilającym
2. Dane o zużyciu energii z systemu CONVERGE (tzw. duży odbiór)
3. Dane o zużyciu energii z systemu AMI.

Wszystkie wymienione dane pomiarowe powinny mieć jednakową rozdzielczość czasową (aktualnie w przypadku systemu AMI jest to 15-minut, systemu CONVERGE 1 godz.).

Przydatne byłyby dane dotyczące odbieranej mocy biernej do analizy rozpiętków mocy biernej. Przy rozpiętkach mocy biernej wydaje się, że wystarczające mogłyby być pomiary mocy biernych na stacjach SN/nN i przyjmowanie współczynnika mocy średniego dla wszystkich odbiorców zasilanych z danej stacji.



Rys. 1. Obszar sieci nN wybrany do weryfikacji obliczeń optymalizacyjnych

W kolejnych pracach zostanie dokonana weryfikacja wyników obliczeń z rzeczywistymi wartościami ograniczenia start w sieci nN otrzymanych z bilansowania energii w

systemie AMI. Aby zachować jak największą dokładność danych wejściowych ograniczono obszar pilotażu do jednego miasta (zamknięta sieć nN). Został wybrany obszar miasta Jastarnia. Na rysunku 1 przedstawiono zakres sieci nN, zasilanej z 14 stacji transformatorowych SN/nn.

Planowana weryfikacja będzie polegać na porównaniu danych z obliczeń z rzeczywistymi danymi otrzymanymi z bilansowania energii w obszarze miasta Jastarni. Prace przeprowadzone będą w trzech etapach:

- Weryfikacja danych wejściowych. W ramach tych prac dokonana będzie ponowna, szczegółowa weryfikacja układu sieci nN w systemie GIS, uzupełniona między innymi o informacje o schematy złącz kablowych. Weryfikowana będzie poprawność przypisania ppe do miejsc przyłączenia do sieci. Analizowane również będą informacje o odbiorcach zasilanych poza systemem AMI (np. odbiory tymczasowe);
- Dokonanie obliczeń technicznych i wyznaczenie optymalnych punktów podziału w oparciu o dane pomiarowe z systemu AMI. Analiza zostanie dokonana w okresie szczytowego obciążenia tj. od początku czerwca do połowy lipca. Dodatkowo w systemie AMI zostanie dokonane bilansowanie energii w oparciu o dane z liczników bilansujących w stacjach SN/nN i indywidualne liczniki instalowane u odbiorców energii elektrycznej;
- Zmiana układu połączeń sieci nN i ponowne obliczenia i analizy – przełączenie do układu obliczonego z wykorzystaniem systemu ELGrid, zgodnie ze wskazanymi miejscami zmiany układu pracy sieci. Po upływie kolejnego 1,5 miesiąca wykonane zostaną obliczenia i bilansowanie mocy dla nowego układu pracy sieci

Powyższe powinno pozwolić na porównanie wyników obliczeń i danych otrzymanych z bilansowania energii oraz na zweryfikowanie wyników obliczeń z rzeczywistymi danymi pomiarowymi otrzymanymi z AMI.

#### LITERATURA

- [1] Dyrektywa 2006/32/UE  
 [2] Polityka energetyczna Polski do 2030 roku  
 [3] Kulczycki J. (red.) - Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych, PTPIREE, Poznań, 2009  
 [4] Helt P., Baczyński D., Maniecki M., Kołodziejczyk K.: Koncepcja systemu ELGrid do optymalizacji pracy i rozwoju rozdzielczych sieci energetycznych, *Przegląd*

- Elektrotechniczny (Electrical Review)*, ISSN 0033-2097, R. 87 NR 2/2011, 70-73  
 [5] Helt P., Baczyński D., Zduńczyk P.: Zagadnienia odwzorowywania elektroenergetycznej sieci rozdzielczej SN i nN dla celów obliczeniowych na przykładzie systemu ELGrid, *Śląskie Wiadomości Elektryczne*, Nr 6/2011, 20-24  
 [6] Baczyński D., Parol M.: Estymacja obciążeń szczytowych stacji transformatorowych SN/nN za pomocą metod statystycznych oraz metod sztucznej inteligencji, XI Międzynarodowa Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE’03, Gdańsk - Jurata, 11 - 13 czerwca 2003 r.  
 [7] Helt P., Zduńczyk P.: Możliwości optymalizacji konfiguracji rozległych sieci dystrybucyjnych SN i nN, XII Międzynarodowa Konferencja Naukowa Prognozowanie w Elektroenergetyce PE 2013, Podlesice 2013  
 [8] Parol M., Baczyński D., Brożek J.: Optimisation of Urban MV Multi-Loop Electric Power Distribution Networks Structure by Means of Artificial Intelligence Methods, *Control And Cybernetics*, 41 (2012), ISSN 0324-8569, No. 3, 667-689  
 [9] Sawa T., Radial Network Reconfiguration Method in Distribution System using Mutation Particle Swarm Optimization, IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.  
 [10] Souza B. A., Alves H. N., Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms With Sequential Encoding: Subtractive and Additive Approaches, *IEEE Transactions on Power Systems*, VOL. 26, NO. 2, MAY 2011, 582-593  
 [11] Nara K., Shiose A., Kitagawa M., Ishihara T., Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, Aug. 1992, 1044–1051  
 [12] Jeon Y.-J., Kim J.-C., Kim J.-O., Shin J.-R., and Lee K. Y., An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems, *IEEE Transactions on Power Del.*, vol. 17, no. 4, Oct. 2002, 1070–1078  
 [13] Goldberg David E., Algorytmy genetyczne i ich zastosowania, WNT, Warszawa, 1998

---

**Autorzy:** dr inż. Piotr Helt, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 72, 00-662 Warszawa, E-mail: [piotr.helt@ien.pw.edu.pl](mailto:piotr.helt@ien.pw.edu.pl); dr inż. Krzysztof Kołodziejczyk, Globema Sp. z o.o., ul. Wita Stwosza 22, 02-661 Warszawa, E-mail: [krzysztof.kolodziejczyk@globema.pl](mailto:krzysztof.kolodziejczyk@globema.pl), mgr inż. Piotr Zduńczyk, Globema Sp. z o.o., ul. Wita Stwosza 22, 02-661 Warszawa, E-mail: [piotr.zdunczyk@globema.pl](mailto:piotr.zdunczyk@globema.pl), mgr inż. Dominik Falkowski, ENERGA-OPERATOR SA, ul. Marynarki Polskiej 13, 080-557 Gdańsk, E-mail: [dominik.falkowski@energa.pl](mailto:dominik.falkowski@energa.pl), dr inż. Sławomir Noske, ENERGA-OPERATOR SA, ul. Marynarki Polskiej 13, 080-557 Gdańsk, E-mail: [slawomir.noskei@energa.pl](mailto:slawomir.noskei@energa.pl)