

Zastosowanie modelu pogodowego w optymalizacji lokalizacji punktów rozcięć w sieciach dystrybucyjnych

Streszczenie. W artykule przedstawiono analizę porównawczą optymalizacji lokalizacji punktów rozcięć w promieniowych sieciach dystrybucyjnych jednostronnie zasilanych z zastosowaniem klasycznej metody wyznaczania wskaźników SAIDI i SAIFI oraz z wykorzystaniem trójstanowego modelu pogodowego uwzględniającego awaryjność w warunkach pogodowych normalnych, pogorszonych i ekstremalnych. Analizy dokonano w oparciu o dane rzeczywiste dla wybranego obszaru sieci.

Abstract. This paper presents a comparison of optimal switch placement techniques in radial distribution power grids with one-side feeder. For the optimization problem two objective function are used. SAIDI and SAIFI reliability index are calculated using the standard method and the method based on three-states weather model which takes into account failure rate and average outage time in normal, adverse and major adverse weather conditions. Real reliability data of a selected part of tested power grid are used in calculations. (**Application of Weather Model for Optimal Switch Placement in Distribution Power Grids**).

Słowa kluczowe: niezawodność, optymalizacja, SAIDI, SAIFI, model pogodowy.

Keywords: reliability, optimization, SAIDI, SAIFI, weather model.

Wstęp

Pomimo ciągłego rozwoju systemów elektroenergetycznych, nie jest możliwe przy standardowych warunkach zasilania pełne wyeliminowanie przerw w dostawach energii. Dlatego też podejmowane są ciągłe działania mające na celu minimalizowanie skutków tych awarii, w szczególności ograniczenie czasu braku zasilania u odbiorcy końcowego. Wiele prac naukowych powstałych w ostatnich latach w tym zakresie, obejmuje zarówno poszukiwanie metod ograniczenia wpływu awarii na zasilanie odbiorcy końcowego jak również metody prewencji w przypadku dużego prawdopodobieństwa wystąpienia awarii. Uwzględniając strukturę systemu elektroenergetycznego obejmującego sieci przesyłowe i dystrybucyjne, jak również ilość awarii oraz ich wpływ na odbiorcę końcowego, szczególną uwagę należy zwrócić na sieci dystrybucyjne.

W niniejszym artykule przedstawiono analizę wpływu warunków pogodowych na awaryjność sieci oraz średni czas braku zasilania poprzez wyznaczenie wartości wskaźników SAIDI (ang. *System Average Interruption Duration Index*) i SAIFI (ang. *System Average Interruption Frequency Index*) dla parametrów modelu pogodowego obejmującego trzy różne stany pogodowe, sklasyfikowane jako warunki normalne, warunki pogorszone oraz bardzo złe (ekstremalne). Dodatkowo, przeprowadzono analizę możliwości poprawy tych parametrów poprzez sekcjonowanie struktury sieciowej rozmieszczając w jej strukturze punkty rozcięć. Wykorzystując algorytmy ewolucyjne wyznaczono optymalne lokalizacje dla tych punktów. Przeprowadzone analizy i symulacje zostały dokonane dla wybranego obszaru sieci dystrybucyjnej znajdującej się w okolicach Krakowa (Polska) oraz dane dotyczące jej awaryjności w latach 2012-2013 oraz dane pogodowe dla tego samego okresu. Przeprowadzona analiza wpływu warunków pogodowych na wartości wskaźników SAIDI i SAIFI została przeprowadzona w oparciu o model pogodowy zaproponowany w pracy [1], gdzie obliczenia prowadzone były z wykorzystaniem danych teoretycznych.

Mając na uwadze założenia technologii Smart Grid, proponowane rozwiązania mogą stanowić podstawę do opracowania założeń wyboru miejsca lokalizacji aparatury łączeniowej oraz opracowania algorytmów automatycznej rekonfiguracji sieci w momencie awarii. Podobne

zagadnienia zostały podjęte w pracy [2], gdzie określono wpływ warunków pogodowych na niezawodność sieci dystrybucyjnej. W tej pracy również zostały określone i wyznaczone wskaźniki awaryjności dla sieci w trzech sytuacjach pogodowych tj. (normalnej, niekorzystnej oraz ekstremalnej). Przeprowadzono porównanie modeli 2- i 3- stanowych sieci energetycznej w kontekście warunków pogodowych. Praca [3] opisuje szczegółowo model dwustanowy podziału warunków pogodowych tj. sytuacja normalna i ekstremalna. Analizowany podział na dwie klasy w modelu matematycznym oceny niezawodności sieci energetycznych nie odnosi się jednak do sytuacji rzeczywistej. W pracy [4] autorzy przedstawiają dynamiczny niezawodnościowy model sieci dystrybucyjnej, w którym uwzględniono awaryjność dla linii napowietrznych podczas zwiększonych wartości prędkości wiatru. Dla sieci dystrybucyjnej zostały wyznaczone wskaźniki ECOST (ang. *Expected Customer Interruption Cost*) i EENS (ang. *Expected Energy Not Supplied*). W obliczeniach zastosowano metodę symulacji numerycznej Monte Carlo. Wpływ warunków pogodowych na wartości wskaźników niezawodnościowych tj. SAIDI, SAIFI i CAIDI (ang. *Customer Average Interruption Duration Index*) przedstawiono w pracy [5], gdzie zbadano korelacje pomiędzy różnymi warunkami pogodowymi.

W pracy [6] została przedstawiona analiza niezawodności sieci dystrybucyjnych, w wyniku której wykazano zachowania stochastyczne parametrów niezawodnościowych ze względu na warunki pogodowe. W artykule [7] przedstawiono model analityczny sieci dystrybucyjnych oraz model sieci skonstruowany w oparciu o procesy Markowa. Opisano wyniki symulacji łączących w sobie kilka aspektów opisanych modeli.

W odróżnieniu od dotychczasowych publikacji niniejszym w artykule podjęto się połączenia analizy wpływu warunków pogodowych na parametry niezawodnościowe i wartości wskaźników SAIDI i SAIFI oraz metod minimalizacji tych wskaźników poprzez optymalne rozmieszczenie w sieci punktów rozcięć działających automatycznie.

Jak wykazano w pracy [8] automatyzacja pracy sieci średniego napięcia poprzez instalowanie łączników sterowanych radiowo stanowi istotny element skracania czasu trwania przerw zasilania odbiorców oraz zmniejszania liczby wyłączanych odbiorców.

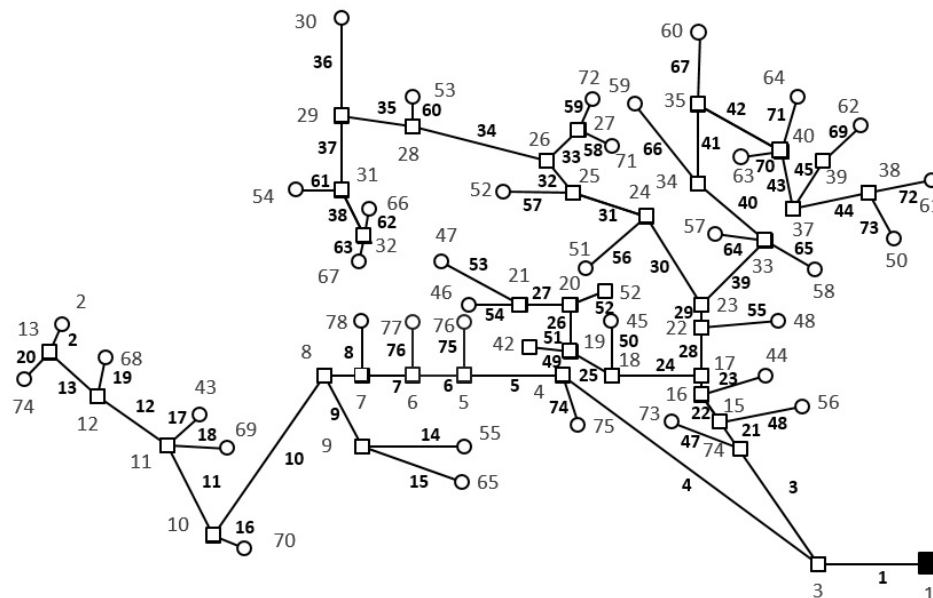
Charakterystyka analizowanej struktury sieciowej

W przeprowadzonych badaniach wykorzystano dane dotyczące wybranego obszaru rzeczywistej sieci dystrybucyjnej znajdującej się w okolicach Krakowa (Polska) udostępnione przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Ze względu na ograniczone możliwości prezentacji wyników badań oraz przyjętą metodykę, w obliczeniach wykorzystano tylko fragment dystrybucyjnej sieci napowietrznej. Strukturę sieci odwzorowano w postaci grafu przedstawionego na rys.1.

Analizowany fragment odpowiada terenowej sieci dystrybucyjnej w układzie promieniowym z jednostronnym

zasilaniem. Sieć posiada dwa główne ciągi liniowe. W przyjętym modelu wyróżniono następujące elementy newralgiczne z punktu widzenia analizy niezawodnościowej – węzeł zasilający, węzły odbiorcze, węzły rozdzielcze oraz linie łączące poszczególne węzły. Analizowany fragment sieci obejmował:

- 1 węzeł zasilający,
- 77 odcinków łączących,
- 39 węzłów rozdzielczych,
- 38 węzłów odbiorczych, z których zasilanych jest 1484 odbiorców końcowych,



Rys.1. Graf analizowanego obszaru sieciowego o strukturze promieniowej zasilanej jednostronnie

Dla każdej grupy elementów sieci wyznaczono parametry niezawodnościowe w postaci średniej liczby awarii na rok oraz średniego czasu trwania awarii (parametry niezawodnościowe wyznaczono w oparciu o dane dotyczące awaryjności dla tego obszaru z lat 2012-2013):

- zasilanie – awaryjność 0,001/rok; średni czas awarii 25 min;
- odcinki łączące węzły (gałęzie) – awaryjność 0,031 km/rok; średni czas awarii 61,5 min;
- węzły rozdzielcze – awaryjność 0,002/rok; średni czas awarii 30 min;
- węzły odbiorcze – awaryjność 0,03/rok; średni czas awarii 60 min;
- długości poszczególnych odcinków (w metrach) w analizowanym obszarze są następujące (w nawisie podane są nr odcinków): 2564 (5), 1766 (30), 1494 (23), 1347 (32), 1171 (11), 985 (53, 65), 975 (69), 934 (57), 905 (71), 895 (29), 860 (6), 768 (45), 750 (51), 747 (52), 718 (28), 710 (44), 698 (10), 673 (40), 662 (67), 661 (34), 655 (42), 608 (24), 607 (7), 581 (47), 548 (9), 525 (8), 500 (1, 2, 3), 490 (37, 61), 489 (38), 488 (25, 26, 27), 460 (62), 439 (21), 425 (15), 421 (59), 409 (63), 404 (14), 385 (72), 375 (39), 369 (31, 33), 260 (74), 246 (73), 240 (75, 77), 226 (18), 215 (46), 200 (70), 193 (54), 192 (41), 190 (43), 168 (68), 165 (66), 155 (76), 154 (60), 152 (4), 144 (55), 140 (12, 13), 130 (56), 126 (19), 106 (22), 100 (16), 99 (36, 50), 87 (58), 80 (35), 62 (48, 49), 54 (64), 52 (17), 19 (20).

Dla tego samego obszaru przeanalizowano dane meteorologiczne w postaci prędkości wiatru, opadów,

temperatury oraz wilgotności w celu znalezienia korelacji pomiędzy awariami i warunkami pogodowymi.

Przyjmując kryteria awarii zgodnie z katalogiem stosowanym przez OSD przy ich gromadzeniu, dokonano klasyfikacji statystycznej wyłączeń, w tym awarii, ze względu na ich przyczyny. Sklasyfikowano 12 przyczyn wyłączeń zasilania w sieci, których względną częstość występowania w okresie 2 lat dla analizowanego obszaru przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1. Przyczyny występowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej

Lp.	Przyczyna wyłączenia	%
1	telemechanika i EAZ*	12,6%
2	przerwy planowane	11,4%
3	przełączenia	10,4%
4	burza	8,6%
5	wiatr i drzewo lub gałąź	6,5%
6	miejscowe osłabienie izolacji	4,7%
7	wady fabryczne lub montażowe	4,4%
8	zestarzenie, zmęczenie	2,9%
9	prace brygad własnych przy urządzeniach	1,5%
10	wiatr	0,1%
11	wandalizm (zarzutki, kradzież, demontaż, itp.)	16,1%
12	inne	20,8%
	SUMA	100%

Wśród wskazanych przyczyn wyłączeń spowodowanych awarią, pomijając wandalizm, najczęściej wskazywane są te wywołane czynnikami atmosferycznymi (Tabela 1, poz. 4, 5, 10) stanowiące 15,2% wszystkich przyczyn wyłączeń. Wśród wszystkich tych awarii można wskazać wiatr jako przyczynę awarii, szczególnie w przypadku niejednoznaczności przyjętej klasyfikacji oraz przy założeniu, że w warunkach burzowych również występuje wiatr o dużej prędkości. Dlatego też to zjawisko atmosferyczne przyjęto jako podstawę prowadzonej dalej analizy. Oczywiście wpływ czynników atmosferycznych może być dużo większy biorąc pod uwagę dużą liczbę wyłączeń niesprecyzowanych pod względem przyczyn i skategoryzowanych jako „inne” (Tabela 1, poz. 12 – ponad 20%).

Analiza danych literaturowych w zakresie identyfikacji czynników wpływających na awaryjność sieci dystrybucyjnych również wskazuje wiatr, wśród warunków pogodowych, jako główny czynnik powodujący awarie. W pracy [9] wskazano dla warunków polskich, że dla linii napowietrznych średnich napięć najczęstszymi przyczynami awarii są: wichura 21,4% i burza 6,3%.

Bazując na danych pogodowych udostępnionych przez IMGW (Synopy) za okres 2 lat (stacje pogodowe: Kraków Balice, Nowy Sącz, Limanowa) obejmujących dobowe wartości temperatury (T), ilość opadów (O), prędkość wiatru (V) oraz wartość wilgotności względnej (W) sprawdzono występowanie korelacji między nimi i ewentualnie konieczności uwzględnienia tego w dalszej analizie. Otrzymane współczynniki korelacji (Tabela 2) wskazują, że nie ma wyraźnego związku równoczesnego występowania tych czynników. W związku z powyższym przeprowadzono analizę wpływu warunków pogodowych na awaryjność ograniczając się do wpływu prędkości wiatru. Istnieje ujemna korelacja (ok. -0.30) pomiędzy wilgotnością i prędkością wiatru oraz wilgotnością i temperaturą.

Tabela 2. Współczynnik korelacji r określony dla danych pogodowych (T-temp., O -opad, V- prędkość wiatru i W-wilgotność względna)

R(i,j)	W	T	O
V	-0,32±0,01	-0,10±0,02	-0,06±0,02
W	-	-0,29±0,01	-0,17±0,01
T	-	-	-0,12±0,02

Do analizy wpływu warunków pogodowych na awaryjność sieci, w pracy przyjęto trójstanowy model pogody [1] zakładający występowanie trzech stanów warunków pogodowych: normalnych (n – normal), niekorzystnych (a – adverse) oraz bardzo niekorzystnych (ekstremalnych) (m – major adverse).

Zmiana stanu jest możliwa pomiędzy wszystkimi stanami przyjętymi w modelu. Zakładając, że zmiana pogody jest procesem losowym, w pracy [1] wyznaczono zależności prawdopodobieństwa występowania danego stanu pogodowego w oparciu o założone wartości teoretyczne dotyczące czasu przejścia pomiędzy poszczególnymi stanami.

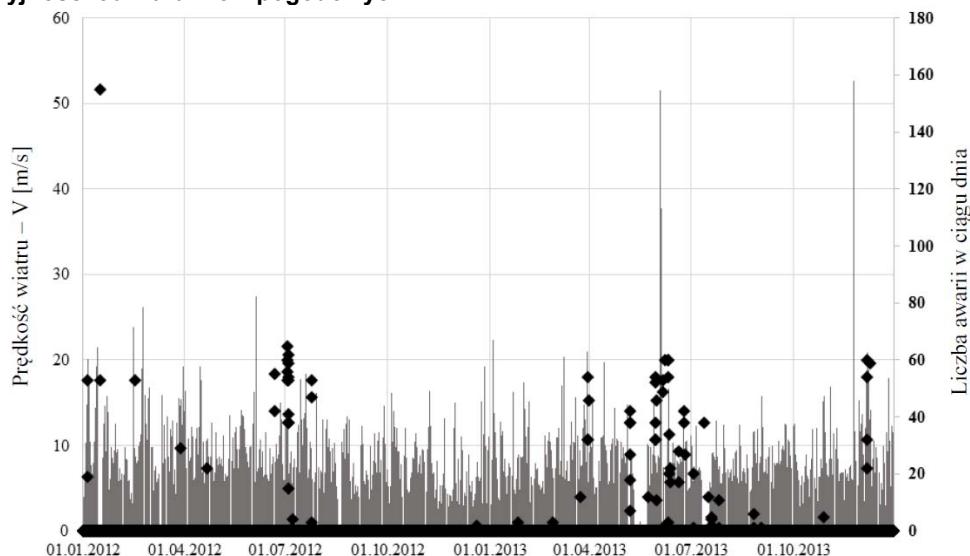
Natomiast w niniejszej pracy, dla tak zdefiniowanego modelu, prawdopodobieństwo występowania danego stanu pogodowego wyznaczono w oparciu o wartości empiryczne dotyczące wiatru ($w = 17\ 544$ zapisów wartości prędkości w odstępach godzinowych). Zdefiniowano zakresy prędkości wiatru dla każdego z 3 stanów zgodnie z systematyką podaną w [10]. Dodatkowo wyznaczono prawdopodobieństwo wystąpienia warunków pogodowych (P_k) danego typu (Tabela 3) będące stosunkiem liczby rekordów odpowiadających prędkości wiatru z przyjętego przedziału do całkowitej liczby rekordów.

Tabela 3. Procentowe występowanie warunków pogodowych pod względem wartości prędkości wiatru; okres od 2012.01.01 do 2013.12.31 (17 544 rekordów)

Warunki pogodowe - k	skala Beauforta [$^{\circ}B$]	Prędkość wiatru: v (m/s)	Liczba zarejestrowanych prędkości wiatru	Prawdopodobieństwo wystąpienia P_k
n – normalne	0 – 4	<0,0; 7,9>	15 088	0,86000
a – niekorzystne	5 – 6	<8,0; 13,8>	2327	0,13264
m – ekstremalne	>7	$\geq 13,9$	129	0,00735

Dla tak zdefiniowanych warunków pogodowych dokonano porównania czasu występowania awarii linii spowodowanej czynnikami pogodowymi oraz średniogodzinowej prędkości wiatru. Zestawienie prędkości wiatru oraz liczby awarii w ciągu dnia pokazano na rysunku. 2.

Zależność awaryjności od warunków pogodowych



Rys.2. Awarie linii (♦ - liczba awarii w danym dniu) oraz wartość prędkości wiatru w okresie od 2012.01.01 do 2013.12.31. W rozważanym okresie zarejestrowano 2775 awarii

Porównanie czasu wystąpienia awarii i ich przyczyn z czasem wystąpienia warunków niekorzystnych pozwoliło na wyznaczenie procentowej liczby awarii występujących przy prędkościach wiatru z przyjętego zakresu oraz średni czas trwania tych awarii (Tabela 4).

Tabela 4. Zależność liczby awarii od prędkości wiatru dla lat 2012-2013 w analizowanym obszarze (2775 zdarzeń)

Prędkość wiatru (m/s)	Liczba awarii dla danej prędkości wiatru	% liczba awarii	Średni czas awarii [h:min]
$v < 8$	1563	56,32%	0:55
$8 \leq v < 13,9$	810	29,19%	1:00
$13,9 \leq v$	402	14,49%	1:30
Suma	2 775	100%	

Wpływ warunków pogodowych na współczynnik awaryjności λ_{avg} dla przyjętego modelu można opisać poniższą zależnością:

$$(1) \quad \lambda_{avg} = P_n \cdot \lambda^n + P_a \cdot \lambda^a + P_m \cdot \lambda^m$$

gdzie: P_n , P_a , P_m – prawdopodobieństwa wystąpienia danych warunków pogodowych: normalnych, podwyższonych, ekstremalnych; λ^n , λ^a , λ^m – współczynniki awaryjności dla warunków pogodowych normalnych, podwyższonych, ekstremalnych.

Współczynniki awaryjności dla poszczególnych stanów warunków pogodowych wyznacza się wg zależności [1] podanych poniżej:

$$(2) \quad \lambda^n = \lambda_{avg}(1 - F_b)/P_n$$

$$(3) \quad \lambda^a = \lambda_{avg}F_b(1 - F_m)/P_a$$

$$(4) \quad \lambda^m = \lambda_{avg}F_bF_m/P_m$$

gdzie: F_b – stosunek liczby awarii występujących w warunkach niekorzystnych i ekstremalnych do całkowitej liczby awarii, F_m – stosunek liczby awarii występujących w warunkach ekstremalnych do całkowitej liczby awarii występujących w warunkach niekorzystnych i ekstremalnych.

Dla analizowanego przypadku wartości współczynników F_b i F_m wyznaczono na podstawie danych dotyczących awaryjności (Tabela 1) oraz korelacji wystąpienia awarii do prędkości wiatru (Tabela 4), w efekcie czego otrzymano:

$$F_b = 0.4368, \quad F_m = 0.3317$$

Podstawiając powyższe dane oraz prawdopodobieństwa podane w tabeli 3 do zależności (2)-(4), dla analizowanego modelu wpływ poszczególnych warunków pogodowych na awaryjność wynosi:

$$(5) \quad \lambda^n = \lambda_{avg} \cdot 0.655$$

$$(6) \quad \lambda^a = \lambda_{avg} \cdot 2.201$$

$$(7) \quad \lambda^m = \lambda_{avg} \cdot 19.712$$

gdzie: λ_{avg} – średnia awaryjność dla danego elementu modelu sieci wyznaczona empirycznie.

Wzory (5)-(7) obowiązują dla odcinków łączących węzły i pokazują ilościowo w jaki sposób warunki pogodowe wpływają na zmianę wskaźników awaryjności. Dla węzłów przyjęto brak wpływu warunków pogodowych na awaryjność. Założono, że awaryjność w każdych warunkach pogodowych jest równa wartości średniej.

Zależność wskaźników SAIDI i SAIFI od warunków pogodowych oraz możliwość ich poprawy

Znajomość awaryjności w odniesieniu do warunków pogodowych umożliwi wyznaczenie wpływu przerw w zasilaniu na odbiorcę końcowego, również z uwzględnieniem warunków pogodowych, a więc ze wskazaniem, które awarie spowodowane warunkami pogodowymi mają największy wpływ.

Bazując na powszechnie stosowanych wskaźnikach SAIDI i SAIFI oraz ich modyfikacjach dotyczących wpływu warunków pogodowych zaproponowanych w [1] wyznaczono ich wartości dla analizowanego fragmentu sieci. Dla poszczególnych stanów pogodowych wskaźniki były wyznaczane według następujących zależności:

$$(8) \quad SAIFI = \sum_k SAIFI^k; \quad SAIFI^k = P_k \frac{\sum_{i=1}^z \lambda_i^k \cdot N_i}{N}$$

$$(9) \quad SAIDI = \sum_k SAIDI^k; \quad SAIDI^k = P_k \frac{\sum_{i=1}^z U_i^k \cdot N_i}{N}$$

gdzie: k – indeks warunków pogodowych, odpowiednio – a , n , m ; λ_i^k – liczba awarii w ciągu roku k -tych warunków pogodowych w lokalizacji i ; N_i – liczba odbiorców dotkniętych awarią w i -tym elemencie sieci, N – całkowita liczba obsługiwanych odbiorców; U_i^k – średni czas braku zasilania w ciągu roku w k -tych warunkach pogodowych w lokalizacji

i będący iloczynem współczynnika awaryjności tego elementu i średniego czasu trwania awarii; z – liczba elementów sieci.

Na podstawie wyznaczonych wartości wskaźników SAIDI i SAIFI w zależności od stanu pogodowego i awaryjności spowodowanej wiatrem o parametrach przyjętych dla danego stanu pogodowego dokonano analizy możliwości poprawy wartości tych wskaźników poprzez ograniczenie wpływu awarii poprzez sekcjonowanie struktury sieciowej. Sekcjonowanie to może być zrealizowane poprzez rozmieszczenie w sieci rozłączników, które w przypadku wystąpienia awarii podzielą sieć na mniejsze obszary (automatycznie, w czasie mniejszym niż 3 min) ograniczając liczbę odbiorców dotkniętych awarią. Ma to szczególne znaczenie w sieciach rozdzielczych o strukturze drzewiastej jednostronnie zasilanych. W takim przypadku lokalizacja punktów rozłączenia ma zdecydowany wpływ na te wskaźniki.

Stosując jako kryterium optymalizacyjne wartość wskaźników SAIDI lub SAIFI wyznaczono optymalne lokalizacje punktów rozcięć dla różnej ich liczby oraz zbadano wpływ liczby punktów rozcięć na te wskaźniki jak również lokalizację tych punktów w przypadku uwzględniania zależności awarii od warunków pogodowych.

Obliczenia optymalizacyjne zostały wykonane z wykorzystaniem algorytmów ewolucyjnych (EA). Zastosowany algorytm bada możliwe lokalizacje punktów rozcięć poprzez działanie dwóch rodzajów operatorów mutacji: lokalnej, która przesuwa punkt rozłączenia w sposób losowy w sąsiedztwie analizowanej lokalizacji (jeśli są dostępne) oraz globalnej, która przesuwa punkt rozłączenia losowo w obrębie całej sieci. W kolejnych iteracjach EA analizuje różne wygenerowane warianty lokalizacji punktów rozcięć oraz bada jaki jest ich wpływ na wartość przyjętej funkcji celu.

Wykorzystywany elitaryzm jest realizowany jako wybór najlepszego rozwiązania znalezionego w danym cyklu i umieszczenie go w nowej populacji z pominięciem procesów selekcji, krzyżowania i mutacji. Prawdopodobieństwo mutacji jest przyjmowane adaptacyjnie na podstawie różnorodności populacji mierzonej za pomocą odchylenia standardowego rozwiązań wygenerowanych w danym cyklu.

Poszukiwanie optymalnej lokalizacji liczby punktów rozcięć $M \in \{1,2,\dots,10\}$ przeprowadzono dla dwóch różnych funkcji celu zdefiniowanych za pomocą wskaźników SAIDI i SAIFI.

Do obliczeń numerycznych zastosowano środowisko obliczeniowe MATLAB. Dokonano implementacji algorytmu genetycznego EA, w którym przyjęto liczbę iteracji równą 100 oraz rozmiar populacji równy 100.

Wyniki obliczeń wartości funkcji celu dla dwóch modeli awaryjności sieci (z uwzględnieniem warunków pogodowych i bez) przedstawiono w tabeli 5. Wyznaczono wartości dla następujących wariantów:

- SAIFI_1 – funkcja celu SAIFI wyznaczona dla sieci bez uwzględniania zależności awarii od warunków pogodowych;

- SAIFI_2 – funkcja celu SAIFI (8) wyznaczona z uwzględnieniem zależności awarii od warunków pogodowych;
- SAIDI_1 – funkcja celu SAIDI wyznaczona dla sieci bez uwzględniania zależności awarii od warunków pogodowych;
- SAIDI_2 – funkcja celu SAIDI (9) wyznaczona z uwzględnieniem zależności awarii od warunków pogodowych.

Wyniki optymalizacji przedstawione w Tabeli 5 uzyskano na podstawie $n=50$ przebiegów algorytmu ewolucyjnego. W każdym przypadku podano najlepsze rozwiązanie oraz odchylenie standardowe (SD) uzyskanych rozwiązań. Optymalne lokalizacje punktów rozcięć podano w tabeli 6.

Tabela 5. Wartości funkcji celu względem liczby punktów rozcięć M dla analizowanych wariantów

M	SAIFI_1	SD_1	SAIFI_2	SD_2	SAIDI_1	SD_1b	SAIDI_2	SD_2b
0	2,3891	0	2,3891	0	2,4058	0	2,3800	0
1	1,7952	0	1,7952	0	1,8138	0	1,7880	0
2	1,3204	0	1,3204	0	1,3410	0	1,3148	0
3	1,1169	0	1,1169	0	1,1378	0	1,1117	0
4	0,8420	0	0,8420	0	0,8633	0	0,8371	0
5	0,7494	0	0,7494	0	0,7636	0	0,7449	0
6	0,6777	0	0,6777	0	0,6924	0	0,6737	0
7	0,6221	0,0012	0,6221	0,0005	0,6368	0,0018	0,6180	0,0023
8	0,5813	0,0023	0,5813	0,0012	0,5964	0,0010	0,5776	0,0019
9	0,5495	0,0028	0,5495	0,0022	0,5642	0,0099	0,5454	0,0019
10	0,5179	0,0052	0,5179	0,0045	0,5322	0,0050	0,5134	0,0058

Tabela 6. Lokalizacje optymalne punktów rozcięć dla minimalnych wartości funkcji celu dla analizowanych wariantów

M	SAIFI_1										SAIFI_2									
1	22										22									
2	4	22									4	22								
3	4	22	30								4	22	30							
4	4	24	30	39							4	24	30	39						
5	3	4	24	30	40						3	4	24	30	40					
6	3	4	8	24	30	40					3	4	8	24	30	40				
7	3	4	8	24	30	39	42				3	4	8	24	30	39	42			
8	3	4	8	24	30	34	39	42			3	4	8	24	30	34	39	42		
9	3	4	5	10	24	30	34	39	42		3	4	5	10	24	30	34	39	42	
10	3	4	5	10	23	24	30	34	39	42	3	4	5	10	23	24	30	34	39	42
M	SAIDI_1										SAIDI_2									
1	22										22									
2	4	22									4	22								
3	4	22	30								4	22	30							
4	4	24	30	39							4	24	30	39						
5	3	4	24	30	40						3	4	24	30	40					
6	3	4	8	24	30	40					3	4	8	24	30	40				
7	3	4	8	24	30	39	42				3	4	8	24	30	39	42			
8	3	4	8	24	30	34	39	42			3	4	8	24	30	34	39	42		
9	3	4	5	10	24	30	34	39	42		3	4	5	10	24	30	34	39	42	
10	3	4	5	10	23	24	30	34	39	42	3	4	5	10	23	24	30	34	39	42

Podsumowanie

W ramach przedstawionych wyników badań dokonano porównania metody wyznaczania wskaźników SAIFI i SAIDI w sposób tradycyjny oraz z uwzględnieniem warunków pogodowych proponowany przez [1]. Wartości tych wskaźników zostały wykorzystane jako funkcja celu w optymalizacji położenia punktów rozcięć sekcjonujących sieć.

Przyjęty model pogodowy rozkłada wartości średnie awaryjności z odpowiednim prawdopodobieństwem pomiędzy trzy przyjęte stany pogodowe. Dla poszczególnych stanów pogodowych wyznaczono również średnie czasy trwania awarii.

Poprawa wskaźników przy stosowaniu sekcjonowania sieci wynosi blisko 80% przy 10 punktach rozcięć, w stosunku do wartości referencyjnej (bez punktów rozcięć). Efektywność ograniczenia oddziaływania awarii

poprzez sekcjonowanie sieci przy liczbie punktów rozcięć większej od 6 wynosi poniżej 2% dla każdego kolejnego punktu rozcięć. Wobec powyższego najefektywniejsze, dla analizowanej sieci, jest zastosowanie do 6 elementów sekcjonujących.

Wprowadzenie w sieci co najmniej 4 punktów rozcięć powoduje zmniejszenie wskaźników o ponad 50%. Lokalizacje punktów rozcięć we wszystkich modelach są tożsame.

Przedstawione wyniki pokazują, że uwzględnienie warunków pogodowy nie ma wpływu na wartości wskaźnika SAIFI jeśli zachowana jest wartość średnia współczynnika awaryjności dla każdego elementu sieci. W przypadku wskaźnika SAIDI różnice w wartości wskaźnika dla modelu SAIDI_1 i SAIDI_2 wynoszą do 3%. Zachowanie średniej wartości współczynnika awaryjności dla każdego elementu sieci nie implikuje utrzymania wartości współczynnika

SAIDI. Może to prowadzić do zmiany optymalnej lokalizacji punktów rozcięć. W przypadku rozważanej sieci różnic takich jednak nie stwierdzono.

W analizie wpływu warunków pogodowych na wartość wskaźnika SAIDI w oparciu o przyjęty model pogody, przedstawionej w [1], przyjęte czasy trwania awarii w poszczególnych stanach pogodowych nie były powiązane z wartością średnią czasu awarii przyjętą do obliczeń wskaźników w sposób tradycyjny. Dlatego też otrzymane wartości wskaźników SAIDI były różne i znacząco większe od wartości wskaźnika SAIDI liczonej w sposób tradycyjny. Przedstawione w artykule wyniki pokazują, że w przypadku wyznaczania wartości średniej czasu awarii na podstawie usystematyzowanych danych dla poszczególnych stanów pogodowych, wyznaczenie optymalnej lokalizacji punktów rozcięć w oparciu o wartość wskaźnika SAIDI zgodnie z zależnością (9), nie wpływa w sposób istotny na otrzymane wyniki.

Jednocześnie otrzymane wartości średnie czasów trwania awarii (patrz Tabela 4) potwierdzają zależność tego czasu od warunków pogodowych. Wobec powyższego wykorzystanie modelu pogodowego do wyznaczania wskaźników SAIDI i SAIFI może być uzasadnione w przypadku występowania obszaru, gdzie awaryjność w warunkach niekorzystnych lub bardzo niekorzystnych jest zdecydowanie większa niż w przypadku pozostałej części sieci i nie jest to uwidocznione w przypadku uśrednienia wszystkich awarii. Badania w tym zakresie są planowane w dalszym etapie prac.

Podziękowania: Praca powstała w wyniku realizacji projektu badawczego o nr 2014/15/B/ST8/02315 finansowanego ze środków Narodowego Centrum Nauki.

Autorzy: dr inż. Szczepan Moskwa, AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: szczepan@agh.edu.pl,
prof. dr inż. Sławomir Koziel, Reykjavik University, Engineering Optimization & Modeling Center, Menntavegur 1, IS-101 Reykjavik, Iceland, e-mail: koziel@ru.is,
dr Marek Siluszyk, Uniwersytet Przyrodniczo-Humanistyczny w Siedlcach, Marek Siluszyk <sil_m@uph.edu.pl>
prof. dr hab. inż. Zbigniew Galias, AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: galias@agh.edu.pl.

LITERATURA

- [1] Billinton R., Acharya A.R.: Weather-based distribution system reliability evaluation. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib* (2006);n. 53, 5, ;499-506.
- [2] Liang D., Yong-hong H., Wei-heng H.: Transmission and Distribution System Reliability Evaluation Based on Three-State Weather Model. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference* (2011); 1-4.
- [3] Yongjin C., Zhen R., Wenyng H.: Model and analysis of power system reliability evaluation considering weather change. *Power System Technology* (2004); n. 28, 21, 17-21.
- [4] Alvehag K.; Soder L.: A Stochastic Weather Dependent Reliability Model for Distribution Systems. Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (2008); 1-8.
- [5] Caswell H.C., Forte V.J., Fraser J.C., Pahwa A., Short T., Thatcher M., Werner V.G.: Weather Normalization of Reliability Indices. *IEEE Transactions On Power Delivery* (2011); n. 26, 2; 1273-1279.
- [6] Alvehag K., Söder L, A: Reliability Model for Distribution Systems Incorporating Seasonal Variations in Severe Weather. *IEEE Transactions On Power Delivery* (2011); n. 26, 2; 910- 919.
- [7] Andrade W.S., Borges C.L.T., Falcão D.M.: Modeling Reliability Aspects of Distributed Generation Connected to Distribution Systems. *IEEE Power Engineering Society General Meeting* (2006); 1-6.
- [8] Kornatka M.: Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności. *Przegląd Elektrotechniczny* (2014); n. 8/2014, 109-112.
- [9] Arciszewski A., Zawodniak J.J.: Linie średniego napięcia w aspekcie awaryjności oraz problemów formalno-technicznych. *Prace Instytutu Elektrotechniki* (2010); nr.247, 73-97.
- [10] Klucze FM 12 – XII Ext. SYNOP do szyfrowania wyników przyziemnych obserwacji meteorologicznych dla celów synoptycznych oraz klucze STORM-AVIO; Warszawa (1996).