

# Ocena wskaźników niezawodnościowych stacji 110kV/SN i rozdzielni sieciowych SN w oparciu o metody analityczne oraz symulacyjne

**Streszczenie.** W artykule przedstawiona została analiza wskaźników niezawodnościowych stacji elektroenergetycznych 110kV/SN oraz rozdzielni sieciowych RS w oparciu o cząstkowe wskaźniki niezawodnościowe poszczególnych urządzeń oraz elementów tych stacji. Obliczenia zostały przeprowadzone w oparciu o metody analityczne oraz symulacyjne. Jako metodę analityczną zastosowano metodę minimalnych ścieżek niesprawności, natomiast metoda symulacyjna bazowała na teorii rozszerzonych sieci Petriego.

**Abstract.** The article presents an analysis of reliability indicators of 110kV / MV substations and switchgear station based on reliability partial indicators of the devices and elements of these stations. The calculations were carried out based on analytical and simulation methods. As an analytical method used method of minimal pathways malfunction, while the simulation method was based on the theory of extended Petri nets. (Evaluation of reliability indicators of 110kV / MV station and MV switchgear stations based on analytical and simulation methods).

**Słowa kluczowe:** stacje GPZ, rozdzielnie sieciowe RS, niezawodność, modele niezawodnościowe, minimalne ścieżki niesprawności, sieci Petriego.

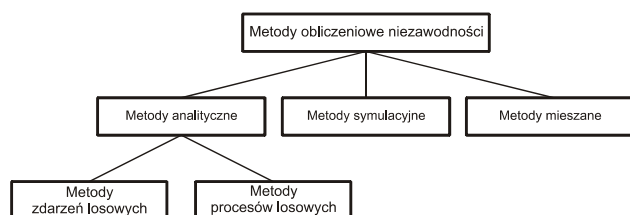
**Keywords:** main supply points, switchgear station, reliability, reliability models, the minimum path of disability, Petri nets.

## Wprowadzenie

Stacje 110kV/SN oraz rozdzielnie sieciowe RS są początkowym elementem sieci dystrybucyjnych SN. Mają one w związku z tym ogromny wpływ na ciągłość zasilania odbiorców energii elektrycznej. Wpływ ten jest znacznie większy w sieciach terenowych, gdzie poszczególne ciągi liniowe nie są rezerwowane z różnych stacji GPZ. Sytuacja powyższa wymusza konieczność prowadzenia szczegółowych analiz niezawodnościowych tych stacji. Analizy powyższe mogą być realizowane w oparciu o różne metody badawcze.

Metody obliczania niezawodności można podzielić na (Rys. 1) [5, 9, 11]:

- analityczne, polegające na analizie procesów lub zdarzeń losowych;
- symulacyjne, polegające na symulacji procesów i zdarzeń losowych;
- mieszane, będące połączeniem metod analitycznych i symulacyjnych.



Rys. 1. Klasyfikacja metod obliczania niezawodności

Analityczne metody określania niezawodności układów pozwalają zazwyczaj na wyznaczenie podstawowych wskaźników takich, jak współczynnik zawadności, współczynnik niezawodności, średnia intensywność występowania rozważanych stanów, itp. W wielu analizach praktycznych jest to wystarczająca informacja, która uzupełniona danymi z innych dziedzin, jak np. gospodarka elektroenergetyczna, ekonomia, itp., pozwala na przeprowadzenie wielu cennych analiz niezawodnościowych.

W przypadku układów prostych, zawierających jedynie niezawodnościowe zgrupowania szeregowo i równoległe, obliczenia można przeprowadzić z wykorzystaniem metody współczynników zawadności lub metody średniej intensywności i średniego czasu trwania zakłócenia. W przypadku układów złożonych należy zastosować metody bardziej skomplikowane. Do badania niezawodności

układów złożonych wykorzystywane są metody bazujące na zasadach rachunku prawdopodobieństwa, a także metody oparte na teorii stochastycznych procesów Markowa. Istnieje także wiele metod pochodnych, które powstały w oparciu o teorię łańcuchów i procesów Markowa.

Większość metod analitycznych zakłada stacjonarność zachodzących procesów. W rzeczywistości sytuacja taka zazwyczaj nie ma miejsca. Zachodzące procesy zmieniają się wraz z upływem czasu. Jeżeli więc wymagana jest informacja o rzeczywistej zmienności wielkości niezawodnościowych, metody analityczne nie mogą być stosowane. Konieczne jest wówczas określenie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa poszczególnych parametrów niezawodnościowych, jak czas poprawnej pracy do uszkodzenia, czas odnowy, intensywność, itp. W takim przypadku bardzo dobre rezultaty uzyskuje się stosując metody symulacyjne. Opierają się one na ocenie wskaźników niezawodnościowych dzięki symulacji losowego zachowania się badanego obiektu lub systemu.

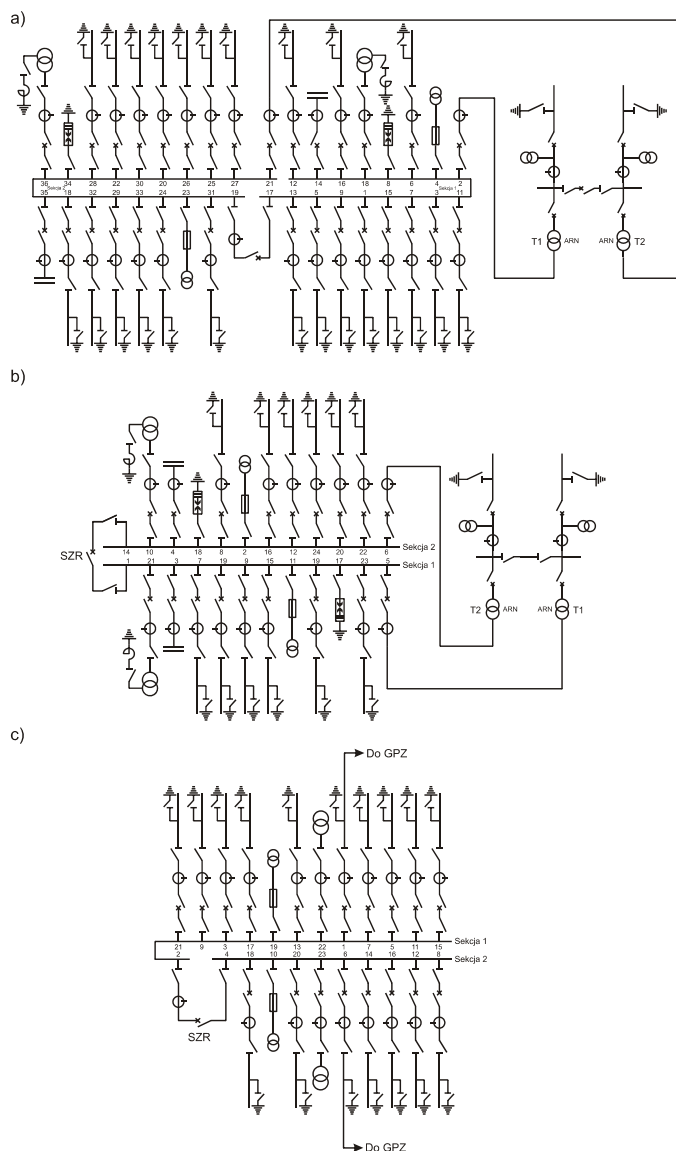
Często w celu połączenia zalet metod analitycznych oraz symulacyjnych wykorzystuje się je łącznie. Metody takie zalicza się do grupy metod mieszanych.

W niniejszym artykule Autor zaprezentował wyniki analizy niezawodności stacji GPZ i RS uzyskane na drodze obliczeń z wykorzystaniem metody minimalnych ścieżek niesprawności, która to metoda jest zaliczana do grupy metod analitycznych, oraz na drodze symulacji bazującej na rozszerzonych sieciach Petriego.

Struktury GPZ-u miejskiego oraz terenowego, a także rozdzielni RS (WRS), dla których przeprowadzona została analiza niezawodnościowa, przedstawia rysunek 2. Są to schematy rzeczywistych stacji eksploatowanych w województwie świętokrzyskim.

## Analiza w oparciu o metodę minimalnych ścieżek niesprawności

Podstawy teoretyczne metody minimalnych ścieżek niesprawności przedstawiono między innymi w pracach [1, 10, 13, 15]. Metoda ta wymaga znajomości średnich wartości intensywności oraz czasu trwania awarii poszczególnych elementów składowych, ale także określenia schematu zawadnościowego rozważanego obiektu, opartego o minimalne ścieżki niesprawności. Schemat taki ma inną postać niż schemat strukturalny obiektu, gdyż uwzględnia on wpływ danego elementu na zawadność obiektu, a nie jego usytuowanie w strukturze.



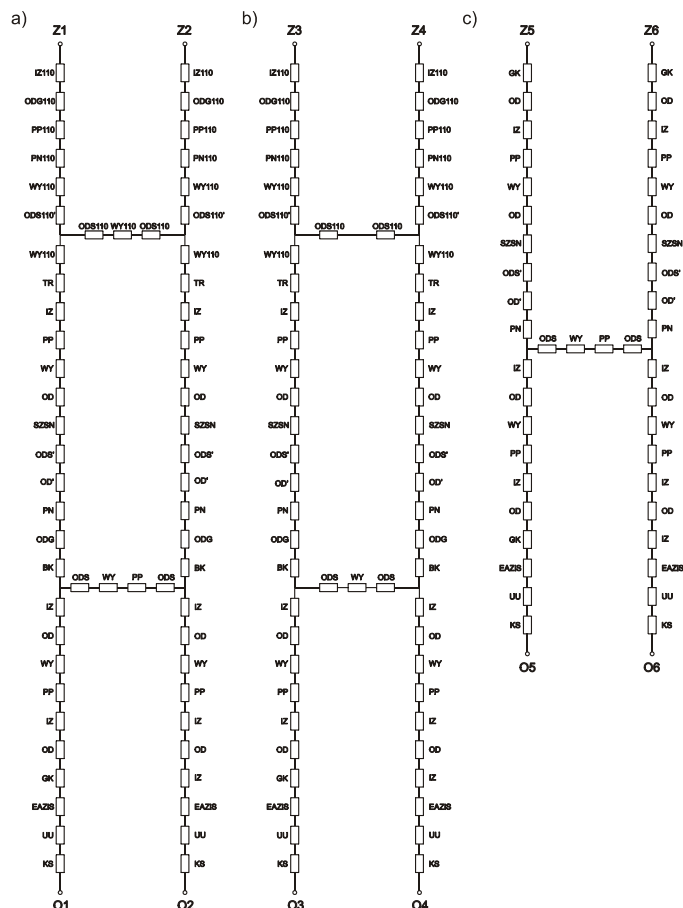
Rys. 2. Przykładowe układy stacji GPZ: a) miejskiej, b) terenowej oraz c) rozdzielni RS

Modele zawodnościowe stacji transformatorowo – rozdzielczych 110kV/SN, których strukturę prezentuje rysunek 2, przedstawia rysunek 3.

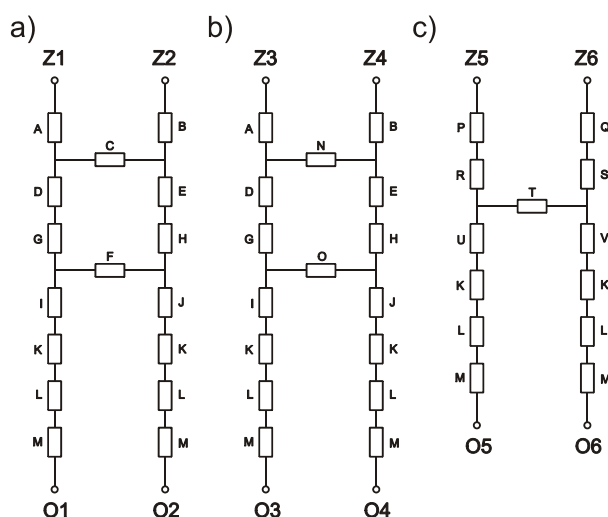
Na przedstawionym schemacie elementy oznaczone, jako ODS110', ODS' oraz OD' oznaczają stany awaryjne odłączników sekcyjnych 110 kV i 15 kV oraz odłączników szynowych 15 kV w polach odptywowych, uniemożliwiające pracę danej sekcji szyn. Uproszczoną strukturę zawodnościową analizowanych stacji przedstawia rysunek 4.

Należy zwrócić uwagę na fakt, iż urządzenia takie jak izolatory, głowice kablowe, odgromniki, przekładniki prądowe i napięciowe, itp., występują niezależnie dla każdej fazy układu. Należy więc uwzględnić w danym punkcie stacji trzy urządzenia jednofazowe, z których każde może spowodować zakłócenie w pracy stacji. W odniesieniu do szyn zbiorczych, których intensywność awarii odnieszona jest do jednego pola, należy wziąć pod uwagę liczbę pól rozważanej sekcji.

Dla rozważanych stacji rozpatrzono wskaźniki niezawodnościowe od punktu zasilania (Z1-Z6) do punktu odbiorczego, na wyjściu stacji, przy czym założono, iż punkty O1, O3, O5 zasilają linie kablowe 15 kV, natomiast punkty O2, O4, O6 linie napowietrzne.



Rys. 3. Modele zawodnościowe stacji 110kV/SN przedstawionych na rysunkach: a) 2 a, b) 2 b, c) 2 c (IZ110 – izolator 110 kV, ODS110 – odgromnik 110 kV, PP110 – przekładnik prądowy 110 kV, PN110 – przekładnik napięciowy 110 kV, ODS110 – odłącznik sekcyjny 110 kV, WY110 – wyłącznik 110 kV, TR – transformator 110kV/SN, IZ – izolator 15 kV, PP – przekładnik prądowy 15 kV, PN – przekładnik napięciowy 15 kV, WY – wyłącznik 15 kV, OD – odłącznik 15 kV, ODS – odłącznik sekcyjny 15 kV, SZSN – szyny zbiorcze 15 kV, ODG – odgromnik 15 kV, GK – głowica kablowa 15 kV, EAZB – układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej, UU – układy uziomowe, KS – elementy konstrukcyjne stacji)



Rys. 4. Uprozczone modele zawodnościowe stacji 110kV/SN, przedstawionych na rysunkach: a) 2 a, b) 2 b, c) 2 c

Jako przykład metody obliczeniowej zaprezentowany zostanie tok obliczeń dla przypadku zasilania odbiorcy O1 (Rys. 3 oraz 4) ze stacji GPZ miejskiej (Rys. 2 a). W celu

wyznaczenia minimalnych ścieżek niesprawności, należy wyznaczyć wszystkie rozłączne drogi zasilania od węzłów zasilających do rozważanego węzła odbiorczego. Dla odbiorcy O1 ustalono następujące drogi:

- droga 1: A, D, G, I, K, L, M
- droga 2: A, C, E, F, H, I, K, L, M
- droga 3: B, C, D, G, I, K, L, M
- droga 4: B, E, F, H, I, K, L, M

Na podstawie powyższego zapisu tworzy się macierz zero-jedynkową o wymiarach: liczba dróg x liczba elementów. W rozważanym przykładzie macierz ma wymiary 4 x 13 i przyjmuje postać:

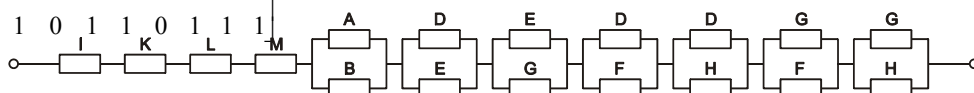
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
Droga 1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	1
Droga 2	1	0	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	1
Droga 3	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0	1	1	1
Droga 4	0	1	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1	1

Na podstawie powyższej macierzy wyznacza się minimalne przekroje niesprawności. Zbiór elementów systemu określa się jako minimalny przekrój, jeżeli system jest sprawny, gdy którykolwiek element z tego zbioru jest sprawny, niezależnie od stanu pozostałych elementów. Przejście wszystkich elementów przekroju w stan niezdatności oznacza niezdatność systemu.

Jako pierwsze wyznacza się jednoelementowe przekroje niesprawności. W rozważanym przypadku

jednoelementowymi przekrojami niesprawności są elementy I, K, L oraz M. Po ich wyznaczeniu należy przystąpić do wyznaczenia dwuelementowych przekrojów niesprawności. W rozważanym przypadku dwuelementowe przekroje niesprawności stanowią pary elementów: A-B, D-E, E-G, D-F, D-H, G-F oraz G-H. W praktycznych obliczeniach poszukiwanie przekrojów trój- lub więcej elementowych nie ma uzasadnienia, gdyż prawdopodobieństwo zdarzenia polegającego na jednoczesnym uszkodzeniu trzech lub więcej elementów jest znikomo małe. Ostatecznie więc schemat zawodnościowy zasilania odbiorcy O1 z GPZ-u miejskiego przyjmuje postać przedstawioną na rysunku 5.

W oparciu o współczynniki niezawodnościowe poszczególnych urządzeń stacyjnych (współczynnik zawodności, średnia intensywność), wyznaczone na podstawie danych empirycznych pochodzących z eksploatacji urządzeń i zaprezentowane w publikacji [2],



Rys. 5. Model zawodnościowy zasilania odbiorcy O1 ze stacji 110kV/SN miejskiej (Rys. 2 a) otrzymany w wyniku zastosowania metody minimalnych ścieżek niesprawności

przeprowadzono obliczenia współczynników niezawodnościowych analizowanych układów stacyjnych. Ich wyniki zestawiono w tabelach 1 – 3. Definicje wskaźników  $u$  oraz  $k$ , których wartości przedstawiono w tabeli 2, można znaleźć w publikacji [2]. W publikacji tej zamieszczone zostały także podstawy matematyczne oraz metodyka wyznaczania tych wskaźników.

Tabela 1. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania awarii stacji 110kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania węzła w stanie awarii
---	---	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	[h/a]
1	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O1	30,51	$1527,09 \cdot 10^{-4}$	$531,52 \cdot 10^{-6}$	0,99946848	4,66
2	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O2	30,39	$1518,99 \cdot 10^{-4}$	$526,61 \cdot 10^{-6}$	0,99947339	4,61
3	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O3	30,51	$1527,03 \cdot 10^{-4}$	$531,51 \cdot 10^{-6}$	0,99946849	4,66
4	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O4	30,39	$1518,93 \cdot 10^{-4}$	$526,60 \cdot 10^{-6}$	0,99947340	4,61
5	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O5	30,53	$1525,52 \cdot 10^{-4}$	$531,36 \cdot 10^{-6}$	0,99946864	4,65
6	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O6	30,53	$1525,52 \cdot 10^{-4}$	$531,36 \cdot 10^{-6}$	0,99946864	4,65

Tabela 2. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania wyłączeń awaryjnych stacji 110kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania węzła w stanie wyłączenia	$u$	$k$
---	---	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	[h/a]		
1	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O1	14,76	$912,11 \cdot 10^{-4}$	$153,70 \cdot 10^{-6}$	0,99984630	1,35	0,60	0,29
2	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O2	14,45	$904,70 \cdot 10^{-4}$	$149,23 \cdot 10^{-6}$	0,99985077	1,31	0,60	0,28
3	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O3	14,76	$912,07 \cdot 10^{-4}$	$153,69 \cdot 10^{-6}$	0,99984631	1,35	0,60	0,29
4	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O4	14,45	$904,66 \cdot 10^{-4}$	$149,22 \cdot 10^{-6}$	0,99985078	1,31	0,60	0,28
5	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O5	14,77	$911,07 \cdot 10^{-4}$	$153,61 \cdot 10^{-6}$	0,99984639	1,35	0,60	0,29
6	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O6	14,77	$911,07 \cdot 10^{-4}$	$153,61 \cdot 10^{-6}$	0,99984639	1,35	0,60	0,29

Tabela 3. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii stacji 110kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii węzła
---	---	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	[h/a]
1	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O1	1,32	$630,64 \cdot 10^{-4}$	$9,48 \cdot 10^{-6}$	0,99999052	0,08
2	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O2	1,31	$624,01 \cdot 10^{-4}$	$9,36 \cdot 10^{-6}$	0,99999064	0,08
3	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O3	1,32	$630,63 \cdot 10^{-4}$	$9,48 \cdot 10^{-6}$	0,99999053	0,08
4	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O4	1,31	$624,00 \cdot 10^{-4}$	$9,36 \cdot 10^{-6}$	0,99999064	0,08
5	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O5	1,32	$630,36 \cdot 10^{-4}$	$9,47 \cdot 10^{-6}$	0,99999053	0,08
6	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O6	1,32	$630,36 \cdot 10^{-4}$	$9,47 \cdot 10^{-6}$	0,99999053	0,08

### Analiza z wykorzystaniem symulacyjnej metody opartej na rozszerzonych sieciach Petriego

Program wykorzystany do symulacji napisany został w języku Visual Basic, jako narzędzie do analizy niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych. Oparty jest na metodzie rozszerzonych sieci Petriego [4, 6, 7, 8, 12, 14, 17]. Umożliwia on budowanie schematów z takich elementów, jak: miejsca, miejsca decyzyjne i tranzycje (przejścia). Do poszczególnych miejsc można przypisać odpowiednie rozkłady prawdopodobieństwa, wprowadzając niezbędne do prawidłowego przebiegu symulacji parametry tych rozkładów. Przed uruchomieniem symulacji należy podać także czas jej trwania oraz krok obliczeń.

Podczas trwania symulacji program rejestruje stany poszczególnych miejsc w czasie. Wyniki symulacji mogą być przedstawione w postaci danych liczbowych, w postaci histogramów lub w postaci stanów, dla konkretnych wybranych miejsc sieci. Jeżeli tylko znane są rozkłady określające stany poszczególnych elementów w czasie, w łatwy i szybki sposób można uzyskać informacje dotyczące całego układu. Jest to bardzo ważne, zwłaszcza gdy analizowane elementy charakteryzują się rozkładami różnymi od wykładniczego.

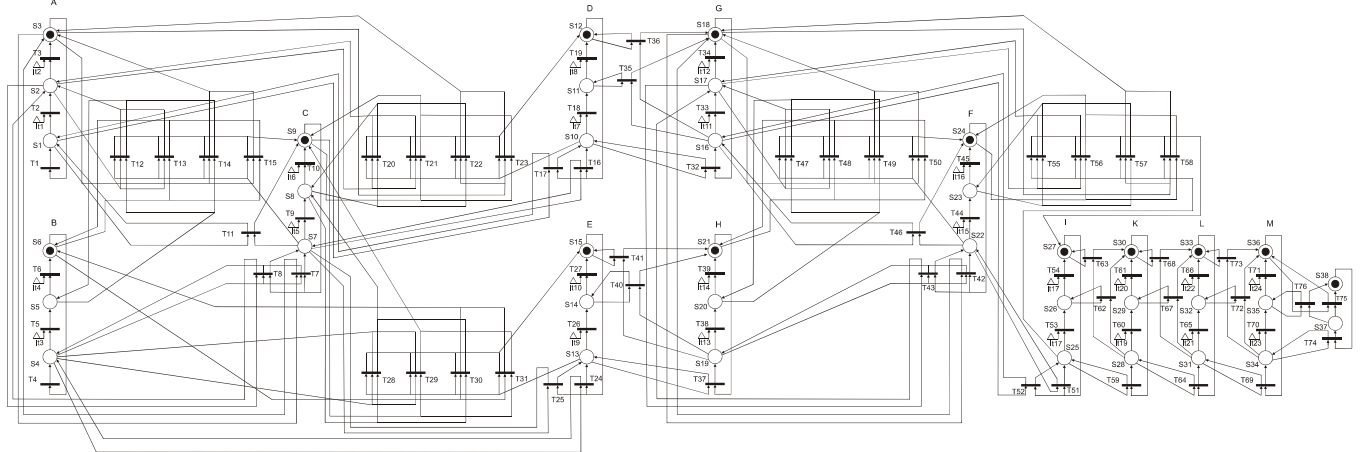
Przy wykorzystaniu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych na podstawie danych empirycznych pochodzących z eksploatacji urządzeń i zaprezentowanych w publikacji [2], przeprowadzono symulację stanów niezawodnościowych analizowanych rozwiązań konstrukcyjnych stacji. W tym celu należało opracować modele w/w stacji w terminach rozszerzonych sieci Petriego. Przykładowy uproszczony schemat stacji z rysunku 4 a), w terminach sieci Petriego przedstawia rysunek 6.

Schemat przedstawiony na rysunku 6 jest układem uproszczonym. Przedstawione na nim bloki reprezentują odpowiednio gałęzie A, B, C, D, E, F, G, H, I, K, L, M z rysunku 4. Każda z tych gałęzi składa się z szeregowo połączonych urządzeń elektroenergetycznych. Uproszczenie wprowadzone zostało ze względu na przejrzystość rysunku. Model wykorzystany do symulacji zawierał pełną strukturę i wszelkie powiązania pomiędzy wszystkimi urządzeniami.

Z miejscami sieci, oznaczonymi na rysunku 6, związane są następujące warunki pracy stacji:

- S1 – gałąź A pracuje poprawnie;
- S2 – gałąź A jest uszkodzona;
- S3 – gałąź A jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S4 – gałąź B pracuje poprawnie;
- S5 – gałąź B jest uszkodzona;

- S6 – gałąź B jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S7 – gałąź C pracuje poprawnie;
- S8 – gałąź C jest uszkodzona;
- S9 – gałąź C jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S10 – gałąź D pracuje poprawnie;
- S11 – gałąź D jest uszkodzona;
- S12 – gałąź D jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S13 – gałąź E pracuje poprawnie;
- S14 – gałąź E jest uszkodzona;
- S15 – gałąź E jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S16 – gałąź G pracuje poprawnie;
- S17 – gałąź G jest uszkodzona;
- S18 – gałąź G jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S19 – gałąź H pracuje poprawnie;
- S20 – gałąź H jest uszkodzona;
- S21 – gałąź H jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S22 – gałąź F pracuje poprawnie;
- S23 – gałąź F jest uszkodzona;
- S24 – gałąź F jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S25 – gałąź I pracuje poprawnie;
- S26 – gałąź I jest uszkodzona;
- S27 – gałąź I jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S28 – gałąź K pracuje poprawnie;
- S29 – gałąź K jest uszkodzona;
- S30 – gałąź K jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S31 – gałąź L pracuje poprawnie;
- S32 – gałąź L jest uszkodzona;
- S33 – gałąź L jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S34 – gałąź M pracuje poprawnie;
- S35 – gałąź M jest uszkodzona;
- S36 – gałąź M jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje);
- S37 – stacja jest zdalna – węzeł O1 jest zasilany (nie ma awarii, nie nastąpiło wyłączenie, nie ma przerwy w zasilaniu odbiorców);
- S38 – stacja jest niezdatna – węzeł O1 nie jest zasilany (wystąpił stan awaryjny, wyłączenie awaryjne lub przerwa w zasilaniu odbiorców).



Rys. 6. Uproszczony model stacji z rysunku 4 a) dla przypadku zasilania węzła O1, w terminach rozszerzonych sieci Petriego

Tabela 4. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy stacji 110kV/SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[a]	[a]			
---	---	[a]	[a]	[a]	[a]	---	---	---
1	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O1	14,60	9,85	14,09	15,11	Weibulla	b = 16,1752 v = 0,9512	$\chi^2 = 1,88 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,144 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O2	15,86	10,16	15,33	16,39	Weibulla	b = 18,2886 v = 1,4857	$\chi^2 = 2,31 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,044 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O3	15,73	11,25	15,15	16,31	Wykład.	$\lambda = 0,06356$	$\chi^2 = 1,62 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,335 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O4	15,92	11,14	15,35	16,50	Log norm.	m = 2,4375 $\sigma = 0,9157$	$\chi^2 = 2,53 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,802 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O5	16,22	11,47	15,63	16,82	Weibulla	b = 17,7572 v = 0,9777	$\chi^2 = 2,35 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,309 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O6	16,29	11,57	15,69	16,89	Wykład.	$\lambda = 0,06137$	$\chi^2 = 1,59 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,910 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii stacji 110kV/SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·węzeł)]	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	---	---
1	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O1	26,15	24,01	24,91	27,40	$1439,00 \cdot 10^{-4}$	$429,38 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,03823$	$\chi^2 = 4,76 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,149 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O2	25,86	35,39	24,02	27,70	$1426,00 \cdot 10^{-4}$	$420,79 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 2,5922 $\sigma = 1,1897$	$\chi^2 = 4,63 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,997 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O3	25,95	23,47	24,73	27,16	$1441,00 \cdot 10^{-4}$	$426,69 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 2,8843 $\sigma = 0,8961$	$\chi^2 = 4,77 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,212 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O4	25,99	23,54	24,76	27,21	$1421,00 \cdot 10^{-4}$	$421,42 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 2,8901 $\sigma = 0,8842$	$\chi^2 = 5,05 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,163 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O5	26,36	23,98	25,12	27,61	$1433,00 \cdot 10^{-4}$	$431,02 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	b = 19,7226 v = 0,7833	$\chi^2 = 5,65 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,208 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O6	26,14	23,63	24,92	27,37	$1437,00 \cdot 10^{-4}$	$428,62 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,03825$	$\chi^2 = 3,83 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,885 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 6. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych stacji 110kV/SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·węzeł)]	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	---	---
1	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O1	15,08	13,82	14,16	16,01	$864,00 \cdot 10^{-4}$	$148,71 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 2,4043 $\sigma = 0,7856$	$\chi^2 = 1,17 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,203 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O2	14,89	16,68	13,77	16,01	$852,00 \cdot 10^{-4}$	$144,80 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 2,1528 $\sigma = 1,1001$	$\chi^2 = 1,93 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,079 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O3	15,01	13,14	14,13	15,89	$861,00 \cdot 10^{-4}$	$147,51 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0666$	$\chi^2 = 1,26 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,552 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O4	14,73	12,27	13,91	15,56	$849,00 \cdot 10^{-4}$	$142,74 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	b = 14,1732 v = 0,9814	$\chi^2 = 1,34 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,578 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O5	15,22	13,58	14,31	16,14	$847,00 \cdot 10^{-4}$	$147,14 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,06568$	$\chi^2 = 1,46 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,536 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O6	15,19	13,18	14,29	16,08	$841,00 \cdot 10^{-4}$	$145,81 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,06585$	$\chi^2 = 1,43 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,551 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Po przeprowadzeniu symulacji komputerowych dla wybranych konstrukcji stacji, dla założonych funkcji gęstości prawdopodobieństwa poszczególnych urządzeń i elementów stacji, zaprezentowanych szczegółowo w monografii [2], a także dla założonego czasu eksploatacji 100 000 lat z krokiem 1 godziny, otrzymano wyniki, które poddano obróbce statystycznej.

Tabela 7. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii stacji 110kV/SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	---	---
1	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O1	1,58	0,90	1,51	1,65	$604,00 \cdot 10^{-4}$	$10,89 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 1,0260$ $v = 0,8438$	$\chi^2 = 5,00 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,937 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2	Jak na rysunku 4 a) – Odbiorca O2	1,65	1,01	1,56	1,73	$598,00 \cdot 10^{-4}$	$11,26 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,6077$	$\chi^2 = 5,43 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,114 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O3	1,54	0,82	1,48	1,61	$609,00 \cdot 10^{-4}$	$10,71 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 0,9074$ $v = 0,8705$	$\chi^2 = 5,12 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,949 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4	Jak na rysunku 4 b) – Odbiorca O4	1,48	0,73	1,42	1,54	$590,00 \cdot 10^{-4}$	$9,97 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 0,7842$ $v = 0,9266$	$\chi^2 = 1,00 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,194 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O5	1,64	1,13	1,55	1,73	$593,00 \cdot 10^{-4}$	$11,10 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 0,8725$ $v = 0,9663$	$\chi^2 = 2,67 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,893 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6	Jak na rysunku 4 c) – Odbiorca O6	1,59	0,95	1,51	1,66	$597,00 \cdot 10^{-4}$	$10,84 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 0,9768$ $v = 0,8649$	$\chi^2 = 0,927 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 1,142 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Na podstawie otrzymanych danych symulacyjnych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy stacji, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych oraz czasu przerw w zasilaniu odbiorców. Wyniki przedstawiono w tabelach 4 – 7.

#### Podsumowanie

W artykule Autor przedstawił wyniki analiz niezawodnościowych przeprowadzonych dla stacji elektroenergetycznych 110kV/SN oraz stacji RS, a dotyczących ich wskaźników niezawodnościowych. Analizy te zostały przeprowadzone na drodze obliczeń z wykorzystaniem metody minimalnych ścieżek niesprawności oraz na drodze symulacji z wykorzystaniem sieci Petriego.

Zaprezentowane zostały wskaźniki charakteryzujące czas trwania odnowy, czas trwania wyłączeń awaryjnych oraz czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców. W przypadku metody symulacyjnej określone zostały także parametry charakteryzujące czas poprawnej pracy stacji do uszkodzenia. Aspektem, który w zdecydowanym stopniu wpływa na dokładność obu metod wyznaczania niezawodności, jest określenie wpływu awarii danego urządzenia na stację, jako zintegrowany obiekt. Stąd też newralgicznym punktem zaprezentowanych analiz było opracowanie właściwych modeli służących do określenia minimalnych ścieżek niesprawności oraz do stworzenia prawidłowych modeli w terminach rozszerzonych sieci Petriego. W odniesieniu do wartości średnich poszczególnych wskaźników, metody przekrojów niesprawności i sieci Petriego dają porównywalne wyniki, przy czym nieco korzystniejsze wskaźniki niezawodnościowe uzyskuje się w wyniku symulacji opartej na rozszerzonych sieciach Petriego.

Metoda symulacyjna pozwala także, na określenie rozkładu gęstości prawdopodobieństwa analizowanych parametrów niezawodnościowych, której to możliwości nie posiada metoda minimalnych ścieżek niesprawności.

Niezależnie od zastosowanej metody badawczej należy zwrócić uwagę na znaczne rozbieżności między parametrami charakteryzującymi czas trwania awarii, czas trwania wyłączeń awaryjnych oraz czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców ze stacji 110kV/SN. Największy współczynnik zawodności (a także intensywność i wartość średnia czasu) charakteryzują czas trwania awarii, następnie czas trwania wyłączeń i czas przerw w zasilaniu odbiorców. Sugeruje to, iż wiele awarii jest usuwanych bez konieczności wyłączenia stacji, np. poprzez wykorzystywanie prac pod napięciem. Sytuacja ta potwierdza także, iż w przypadku wielu awarii w stacjach tych istnieje możliwość rezerwowego zasilania odbiorców.

**Autor:** dr hab. inż. Andrzej Ł. Chojnacki, Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Zakład Podstaw Energetyki, Al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 7, 25-314 Kielce, E-mail: a.chojnacki@tu.kielce.pl

#### LITERATURA

- [1] Barlow R. E., Proschan F., *Mathematical theory of reliability*. Wiley New York, 1965
- [2] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2013
- [3] Chojnacki A.Ł., *New reliability coefficients of MV/LV transformer/distribution substation and its components*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems Volume 43 (2012), Issue 1, pages 992– 995
- [4] Chojnacki A.Ł., *The use of extended Petri nets in analysing the reliability of MV/LV distribution transformer stations*. Electronics And Electrical Engineering No. 5/2012 (Vol. 121), p. 17-22
- [5] Filipiak S., *Metody analizy i syntezy niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN oraz optymalizacji ich poawaryjnych połączeń z wykorzystaniem algorytmów ewolucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce, 2010
- [6] Filipiak S., Kaźmierczyk A., *Zastosowanie Sieci Petriego oraz algorytmów ewolucyjnych do oceny niezawodności i planowania pracy miejskiej sieci dystrybucyjnej*. Przegląd elektrotechniczny, Nr 3a/2012, s.241-245
- [7] Kaźmierczyk A.K., *Zastosowanie sieci Petriego do oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2015
- [8] Malhotra M., Trivedi K.S., *Dependability modeling using Petri-nets*. IEEE Transactions on Reliability, Volume 44 Issue 3, pages: 428-440
- [9] Migdalski J. red., *Inżynieria niezawodności – poradnik*. ATR Bydgoszcz i Zetom Warszawa, 1992
- [10] Migdalski J. red., *Poradnik niezawodności, Podstawy matematyczne*. Wydawnictwo Przemysłu Maszynowego „WEMA”, Warszawa, 1982
- [11] Paska J., *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005
- [12] Petri C.A., *Concepts of net theory*. MFCS: P. of Symp. & Summer School, Strbske Pleso, Bratislava, 1973, p. 137-146
- [13] Reinschke K., *Zuverlässigkeit von Systemen*. Verlag Technik, Berlin, 1974
- [14] Salehfar H., Li T., *Stochastic Petri nets for reliability assessment of power generating systems with operating considerations*. Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE, 31 Jan-4 Feb 1999, Vol. 1, pages 459-464
- [15] Sołowiew A.D., *Analityczne metody w teorii niezawodności*. WNT, Warszawa 1983
- [16] Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa 1982
- [17] Starke P.H., *Sieci Petri*. WNT, Warszawa 1987