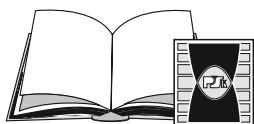


MONOGRAFIE, STUDIA, ROZPRAWY

M20

Jan C. Stępień

**METODY ANALIZY I OCENY NIEZAWODNOŚCI
KABLOWYCH UKŁADÓW ZASILAJĄCYCH
ŚREDNICH NAPIĘĆ**



WYDAWNICTWO
POLITECHNIKI ŚWIĘTOKRZYSKIEJ
W KIELCACH

Kielce 2011

MONOGRAFIE, STUDIA, ROZPRAWY NR M20

Redaktor Naukowy serii

NAUKI TECHNICZNE – ELEKTRYKA

prof. dr hab. inż. Roman NADOLSKI

Recenzent

prof. dr hab. inż. Zbigniew GACEK

Redakcja

Elżbieta WIKŁO

Redakcja techniczna

Irena PRZEORSKA-IMIOŁEK

Projekt okładki

Tadeusz UBERMAN

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2011

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część tej pracy nie może być powielana czy rozpowszechniana w jakiegokolwiek formie, w jakikolwiek sposób: elektroniczny bądź mechaniczny, włącznie z fotokopiowaniem, nagrywaniem na taśmy lub przy użyciu innych systemów, bez pisemnej zgody wydawcy.

PL ISSN 1897-2691



25-314 Kielce, al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 7, tel. 41 34 24 581
www.tu.kielce.pl/organizacja/wydawnictwo e-mail: wydawca@tu.kielce.pl

SPIS TREŚCI

Wykaz ważniejszych oznaczeń	5
1. Wstęp	9
2. Charakterystyka elektroenergetycznych linii kablowych średniego napięcia	13
2.1. Rola elektroenergetycznych linii kablowych średniego napięcia w systemie elektroenergetycznym	13
2.2. Struktury zasilania stacji elektroenergetycznych z linii kablowych średniego napięcia	16
2.3. Czas trwania awarii i czas przerwy w dostawie energii elektrycznej	23
2.4. Układanie linii kablowych	25
3. Konstrukcja i właściwości izolacji kabli elektroenergetycznych średniego napięcia	29
3.1. Konstrukcja kabli elektroenergetycznych średniego napięcia	29
3.2. Kable w izolacji z papieru	32
3.3. Kable w izolacji polietylenowej	38
3.4. Kable w izolacji z polietylenu usieciowanego	41
3.5. Mechanizmy degradacji izolacji kabli	44
4. Analiza niezawodności kabli elektroenergetycznych średniego napięcia	51
4.1. Uwagi ogólne	51
4.2. Metody badań niezawodnościowych linii kablowych	52
4.3. Podstawy wnioskowania statystycznego	56
4.4. Wybrane rozkłady zmiennych losowych	66
4.5. Zakres i charakterystyka przeprowadzonych badań	70
4.6. Analiza przyczyn i sezonowości awarii linii kablowych	74
4.7. Czas trwania awarii linii kablowych	81
4.8. Składniki czasu trwania awarii	86
4.9. Modele i ocena właściwości niezawodnościowych obiektu	89
4.10. Metoda oceny funkcji niezawodności linii kablowych	97
4.11. Ocena podstawowych współczynników niezawodnościowych linii kablowych	101
4.12. Ocena funkcji niezawodności kabli średniego napięcia 15 kV	103
5. Metody oceny niezawodności układów linii kablowych	115
5.1. Przegląd i charakterystyka przedstawionych metod	115
5.2. Metoda współczynników zawodności	117

5.3. Metoda średniej intensywności i średniego czasu awarii	120
5.4. Zastosowanie skończonych procesów Markowa do oceny niezawodności układów linii kablowych	123
5.5. Zastosowanie sieci Petriego do analizy niezawodności linii kablowych średniego napięcia	129
5.6. Zastosowanie zmodyfikowanego algorytmu genetycznego do oceny niezawodności i optymalizacji zastępczych tras zasilania za pomocą złożonych układów linii kablowych	144
6. Skutki zawodności kablowych układów zasilania w energię elektryczną	161
6.1. Wprowadzenie	161
6.2. Czas przerwy w dostawie energii	166
6.3. Energia elektryczna niedostarczona do odbiorców	170
6.4. Wpływ rezerwy strukturalnej na skutki zawodności linii kablowych	175
6.5. Koszty ponoszone przez dystrybutora energii elektrycznej spowodowane zawodnością układów kablowych średniego napięcia	180
6.6. Straty ekonomiczne u odbiorców spowodowane zawodnością zasilania w energię elektryczną	185
6.7. Ocena optymalnego okresu użytkowania kabli	190
7. Podsumowanie	199
Literatura	203
Streszczenie	217
Summary	217

Wykaz ważniejszych oznaczeń

- A_r – roczne zużycie energii elektrycznej,
 ΔA_r – roczna wartość niedostarczonej energii elektrycznej,
 ΔA_z – energia niedostarczona odbiorcom podczas trwania przerwy w zasilaniu,
 $E(\Delta A_r)$ – roczna wartość oczekiwana niedostarczonej energii elektrycznej,
 $E(A_{1aw})$ – średnia oczekiwana wartość niedostarczonej energii elektrycznej przypadającej na awarię,
 $E(k_A)$ – wskaźnik wartości niedostarczonej energii elektrycznej,
 $E(K_{slaw})$ – średnia, oczekiwana wartość kosztów strat powstałych na skutek awarii układu zasilania w energię elektryczną,
 $E(K_{zr})$ – roczna wartość oczekiwanych kosztów strat gospodarczych wywołanych zawodnością układu zasilania w energię elektryczną,
 $F(t)$ – dystrybuanta czasu poprawnej pracy do uszkodzenia (funkcja zawodności),
 $F(t_a)$ – dystrybuanta czasu trwania awarii (odnowy),
 $F(t_p)$ – dystrybuanta czasu pracy pomiędzy kolejnymi uszkodzeniami,
 F_i^* – estymator funkcji zawodności $F(t)$ dla i -tego roku eksploatacji,
 K_d – koszty dodatkowe związane z przerwą w produkcji,
 K_E – normatywny koszt nie zużytej energii elektrycznej w czasie przerwy w produkcji,
 K_m – normatywny koszt materiałów i surowców nie zużytych w czasie przerwy w produkcji,
 K_{uz} – straty ekonomiczne spowodowane utratą zysku,
 K_z – koszty wynikające z zawodności układu identyfikowanej struktury sieci kablowych,
 K_{zd} – straty występujące u dystrybutora energii elektrycznej,
 N_i – liczba awarii w i -tym roku badań,
 \bar{N} – średnia roczna spodziewanej intensywności awarii,
 R – rozstęp,
 $R(t)$ – funkcja niezawodności obiektu,
 S – obciążenie mocą pozorną,
 T – zmienna losowa czasu pracy obiektu,
 T_a – czas trwania awarii w ciągu roku,
 T_p – roczny czas przerwy w zasilaniu w energię elektryczną odbiorcy energii,

- T_r – czas zatrudnienia obiektu w ciągu roku,
 W – wartość produkcji w cenach zbytu,
 $X_{(1)}$ – najmniejsza statystyka pozycyjna z próby,
 $X_{(n)}$ – największa statystyka pozycyjna z próby,
 X_M – mediana,
 $\Lambda(t)$ – skumulowana intensywność uszkodzeń,
 Λ_i^* – estymator funkcji $\Lambda(t)$ dla i -tego roku eksploatacji linii,
 Θ – parametr rozkładu wykładniczego,
 a_j – jednostkowe zużycie energii elektrycznej,
 $a_r(t)$ – czynnik dyskontujący,
 b – parametr skali rozkładu Weibulla,
 d – stopa dyskonta,
 $f(K_s)$ – gęstość prawdopodobieństwa zmiennej losowej kosztów strat,
 $f(t)$ – gęstość prawdopodobieństwa czasu pracy elementu do uszkodzenia,
 $f(t_p)$ – gęstość prawdopodobieństwa czasu przerwy w zasilaniu w energię elektryczną,
 i – rok eksploatacji linii kablowej,
 j – rok badań niezawodnościowych linii kablowej,
 k_{ao} – średni koszt utraty zysku z jednostki energii elektrycznej niesprzedanej odbiorcy,
 k_E – koszt energii elektrycznej zużywanej w jednostce czasu,
 k_e – jednostkowy koszt energii elektrycznej,
 k_m – koszt zużytych materiałów i surowców w jednostce czasu,
 k_{ua} – średni koszt usuwania awarii linii kablowej,
 l_i – długość linii kablowych w i -tym roku eksploatacji,
 l_j – sumaryczna długość linii w j -tym roku,
 $l_{\bar{s}r}$ – średnia długość linii w okresie badań,
 m – liczba awarii w okresie badań,
 n – licznosc próbeki,
 n – liczba lat badań,
 p – współczynnik niezawodności,
 q – współczynnik zawodności,
 $r(t)$ – współczynnik rocznych kosztów kapitałowych,
 s – odchylenie standardowe z próby,
 t – czas eksploatacji,
 t_a – czas trwania awarii (odnowy),

- \bar{t}_a – średni czas trwania odnowy linii kablowych,
- t_{al1} – czas lokalizacji odcinkowej miejsca awarii,
- t_{al2} – czas lokalizacji punktowej miejsca awarii,
- t_{an} – czas naprawy,
- t_{ao} – czas opóźnienia lokalizacji uszkodzenia,
- t_{ap} – czas przełączeń po naprawie.
- t_p – czas przerwy w zasilaniu w energię elektryczną,
- $t_{pp}(t_p)$ – czas przerwy produkcyjnej w funkcji czasu trwania przerwy w zasilaniu w energię elektryczną,
- $t_r(t_p)$ – czas rozruchu maszyn i urządzeń w procesie produkcyjnym,
- $t_w(t_p)$ – czas własny, potrzebny do uzyskania znamionowych parametrów technologicznych,
- w – wartość rynkowa produkcji przypadająca na jednostkę czasu,
- w_j – wartość jednostkowa produkcji w cenach netto,
- $\lambda(t)$ – funkcja intensywności awarii,
- λ – parametr rozkładu wykładniczego,
- μ – intensywność odnowy (usuwania awarii) obiektu,
- ν – parametr kształtu rozkładu Weibulla,
- $\bar{\mu}_{LK}$ – średnia intensywności odnowy,
- λ_i^* – estymator średniej intensywności uszkodzeń linii w i -tym roku eksploatacji,
- σ – odchylenie standardowe z próby.

1 Wstęp

Linie kablowe średniego napięcia są częścią systemu elektroenergetycznego związanego z dystrybucją energii elektrycznej. Zadaniem ich jest dostarczenie energii elektrycznej, o odpowiednich parametrach jakościowych, wśród których niezawodność zasilania jest jednym z najważniejszych.

Linie takie stosowane są głównie na obszarach aglomeracji miejskich, które charakteryzują się dużym powierzchniowym zapotrzebowaniem mocy i energii. Głównymi odbiorcami energii elektrycznej znajdującymi się na tych na obszarach są odbiorcy bytowo-komunalni, przemysłowi oraz usługowi. Niektórzy z nich (obiekty służby zdrowia, straż pożarna, policja, wojsko, banki, centra informatyczne) mają wysokie wymagania dotyczące ciągłości zasilania.

Budowa sieci kablowych, jak większości obiektów elektroenergetycznych, wymaga dużych nakładów inwestycyjnych. Czas eksploatacji sieci kablowych wynosi kilkadziesiąt lat. Z tych względów podjęcie decyzji o ich budowie, parametrach technicznych oraz optymalnym okresie eksploatacji wymaga analiz technicznych i ekonomicznych. Analizom takim powinna podlegać konstrukcja kabli oraz dobór właściwości ich izolacji i parametrów technicznych m.in. w zależności od obciążenia zasilanych odbiorców.

Duże nakłady inwestycyjne oraz skutki techniczne i ekonomiczne podjęcia decyzji inwestycyjnych, w tym skutki ekonomiczne zawodności (w postaci kosztów napraw ponoszonych przez dystrybutora energii elektrycznej i strat ekonomicznych powstających wskutek awarii zasilania w energię elektryczną u jej odbiorców) powodują to, że problem oceny niezawodności kabli jest niezwykle istotny zarówno na etapie projektowania, produkcji, jak i eksploatacji.

W warunkach eksploatacji analiza niezawodności kabli odbywa się w oparciu o zaobserwowane awarie kabli na analizowanym obszarze. W tym celu niezbędny jest system do gromadzenia danych o uszkodzeniach. Zaprojektowanie takiego systemu rozpoczyna się od stworzenia odpowiedniego formularza, który powinien zawierać następujące informacje:

- dane potrzebne do identyfikacji uszkodzonego kabla,
- czas eksploatacji kabla do chwili awarii,

- opis awarii (przyczyny wystąpienia awarii oraz opis uszkodzonego elementu kabla),
- czas trwania awarii,
- czas przerwy w zasilaniu odbiorców,
- skutki techniczne i ekonomiczne awarii (wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców oraz koszty usuwania awarii).

Wartości wielkości opisujących niezawodność obiektów technicznych (w tym również kabli), ocenia się za pomocą metod statystycznych na podstawie zgromadzonej statystyki awarii. Ocena taka odbywa się poprzez weryfikację parametryczną i zmierza do określenia przedziału ufności dla analizowanej wielkości (na założonym poziomie istotności). Mogą być również wyznaczane inne statystyki charakteryzujące próbę, zgodnie z potrzebami i w miarę możliwości ich uzyskania z próby losowej.

O ile próba statystyczna na to pozwala, dalszym działaniem jest weryfikacja hipotezy o rozkładzie analizowanej zmiennej losowej, dokonywana za pomocą odpowiednich testów statystycznych. Otrzymuje się w ten sposób pełną informację statystyczną na temat próby, którą można wykorzystać do dalszych analiz.

Właściwości niezawodnościowe kabli mogą być określone poprzez:

- a) *wskaźniki niezawodnościowe*, takie jak współczynnik zawadności, średnia intensywność i średni czas trwania awarii, intensywność odnowy,
- b) *funkcję niezawodności i funkcje pochodne*, spośród których szczególnie przydatną do dalszych analiz jest intensywność awarii w zależności od czasu eksploatacji kabla.

Kable średniego napięcia użytkowane w krajowych systemach dystrybucyjnych wykonywane są przede wszystkim w trzech rodzajach izolacji: papierowej (tradycyjnej), z polietylenu termoplastycznego niemodyfikowanego (PE) oraz z polietylenu usieciowanego, czyli polietylenu modyfikowanego, oznaczanego akronimem XLPE.

Badania niezawodnościowe wykonane przez autora i zamieszczone w niniejszej monografii prowadzone były dla kabli o wszystkich wyżej wymienionych rodzajach izolacji. Ze względu na małe liczebności prób statystycznych, dla kabli wykonanych w izolacji z polietylenu usieciowanego nie można było jednak wyznaczyć funkcji niezawodności.

Wśród przyczyn, które wpływają na właściwości niezawodnościowe kabli najważniejszą są procesy starzeniowe. Można je opisać znając rodzaj (typ) i parametry rozkładu funkcji niezawodności. Z punktu widzenia teorii niezawodności, kable elektroenergetyczne są elementami nienaprawialnymi, w których proces naprawy (odnowy) nie wpływa zasadniczo na proces starzenia kabla.

Metoda zaproponowana przez autora i przedstawiona w monografii pozwala na wyznaczenie funkcji niezawodności na podstawie analiz otrzymanych w wyniku badań prób statystycznych. Otrzymane postacie funkcji niezawodności mogą być

określone za pomocą rozkładu Weibulla o takich wartościach współczynników kształtu, przy których intensywność awarii w funkcji czasu eksploatacji jest rosnąca.

Kable elektroenergetyczne średnich napięć tworzą złożone struktury zasilania odbiorców, dlatego też kolejnym problemem badań statystycznych jest określenie właściwości niezawodnościowych struktury zasilania. Ocena niezawodności strukturalnej zależy od uzyskanych parametrów niezawodnościowych. Oprócz metod opartych na wskaźnikach niezawodnościowych, w pracy przedstawiono metody symulacyjne z wykorzystaniem sieci Petriego oraz algorytmów genetycznych. Te stosunkowo proste metody mogą być zastosowane do oceny niezawodności zasilania odbiorców energii elektrycznej.

Badania i analizy statystyczne prowadzą w końcowym rezultacie do oceny skutków technicznych i ekonomicznych zawodności linii kablowych. Ocena taka musi obejmować nie tylko koszty użytkowania ponoszone przez dystrybutora energii elektrycznej, ale również koszty strat ponoszone przez odbiorców energii elektrycznej.

Taka analiza prowadzi w rezultacie do oceny ekonomicznej optymalnego okresu eksploatacji linii kablowych, co jest jednym z końcowych efektów analiz niezawodnościowych elementów składowych systemu elektroenergetycznego.

Wyniki badań i wiadomości zawarte w monografii mogą być wykorzystane w dalszych badaniach naukowych przez osoby zajmujące się problemami niezawodności linii kablowych średniego napięcia oraz inżynierów zajmujących się eksploatacją elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

Zaprezentowane metody badawcze: oceny funkcji niezawodności linii kablowych, weryfikacji statystycznych modeli niezawodnościowych mogą znaleźć szerokie zastosowanie w badaniu niezawodności linii elektroenergetycznych, podobnie jak przedstawione metody oceny niezawodności układów kablowych linii – za pomocą sieci Petriego i zmodyfikowanego algorytmu genetycznego.

Na koniec autor chciałby złożyć podziękowania za pomoc osobom na których wsparcie i życzliwość mógł liczyć przy realizacji niniejszej monografii.

Pragnę złożyć serdeczne podziękowania pani prof. dr hab. inż. Aleksandrze RAKOWSKIEJ za cenne materiały naukowe dotyczące konstrukcji i własności układów izolacyjnych kabli elektroenergetycznych.

Specjalne podziękowania składam na ręce prof. dr hab. inż. Waldemara KAMRATA za cenne uwagi i wielką życzliwość przy określeniu zakresu niniejszej monografii i serdeczne wsparcie podczas jej realizacji.

Głęboką i doznogoną wdzięczność pragnę wyrazić panu prof. dr hab. inż. Zbigniewowi GACKOWI, recenzentowi wydawniczemu niniejszej monografii, za wnikliwą i krytyczną analizę oraz cenne uwagi, które nadały ostateczny kształt tej pracy.

2 Charakterystyka elektroenergetycznych linii kablowych średniego napięcia

2.1. Rola elektroenergetycznych linii kablowych średniego napięcia w systemie elektroenergetycznym

Podstawowym zadaniem sieci elektroenergetycznych jest przesyłanie mocy i energii elektrycznej od źródeł wytwarzania do odbiorców, przy zapewnieniu niezawodności zasilania oraz zachowaniu parametrów jakościowych, takich jak: częstotliwość napięcia i prądu, poziom napięcia i jego zmiany w czasie, kształt krzywych napięcia i prądu, symetria napięć i prądu oraz charakter mocy [81].

Ze względu na rolę, jaką w systemie elektroenergetycznym pełnią sieci, wyróżnia się ich dwa podstawowe rodzaje [75, 76, 81, 84, 85]:

1. *Sieci przesyłowe* – łączą źródła wytwarzania energii elektrycznej z rejonami dużego zapotrzebowania na energię, jak również linie i stacje elektroenergetyczne realizujące oraz stanowiące połączenia międzyrejonowe lub między-systemowe. W krajowym systemie elektroenergetycznym są to obecnie eksploatowane sieci o napięciach znamionowych 220 kV i 400 kV. Połączenia międzysystemowe krajowego systemu elektroenergetycznego z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi realizowane są za pomocą linii o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV. Sieci przesyłowe eksploatowane są przez spółkę Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
2. *Sieci rozdzielcze i dystrybucyjne* – doprowadzają energię elektryczną do odbiorców. Rolę tę pełnią obecnie sieci o napięciu znamionowym 110 kV, które poprzednio należały do sieci przesyłowych, sieci średnich napięć (SN) – 6 kV, 10 kV, 15 kV, 30 kV, oraz sieci niskiego napięcia (nn) poniżej 1 kV. Sieci rozdzielcze są eksploatowane przez spółki dystrybucyjne.

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze są podsystemem rozdziału energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Mają one zróżnicowane struktury, w zależności od roli i warunków, jakie spełniają w dostawie i rozdziale energii elektrycznej.

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze dzieli się na sieci rozdzielcze wysokich (WN), średnich (SN) i niskich (nn) napięć, w związku z czym można wyróżnić następujące rodzaje sieci [75, 76, 81, 84, 85, 94, 96, 97, 191]:

- 1) sieci WN o napięciu 110 kV;
- 2) sieci SN o napięciu od 6 kV do 30 kV, wśród których jako napięcie przeważające występuje obecnie 15 kV, a docelowo 20 kV (na niewielkich obszarach występują jeszcze napięcia 6 kV, 10 kV, 30 kV, a w zakładach przemysłowych 6 kV i docelowo 10 kV). Sieci o napięciach 6 kV są jeszcze nadal użytkowane szczególnie w starych dzielnicach wielkich miast, ale w miarę upływu czasu będą sukcesywnie likwidowane. Wybór napięcia jest możliwy w przypadku budowy nowych sieci, w sieciach istniejących na wybór rzutuje wiele czynników, wśród których zasadniczym elementem jest stan wyjściowy. Napięcie 20 kV występuje już w kilku rejonach kraju (około 13% ogółu sieci rozdzielczej) [82, 96, 199] i jest uznane za rozwojowe, zarówno ze względu na kryteria ekonomiczne, jak i na unifikację międzynarodową;
- 3) sieci nn o napięciu do 1 kV, w których jako napięcie najbardziej rozpowszechnione było 220/380 V (obecnie 230/400 V). W sieciach rozdzielczych w zakładach przemysłowych występują również napięcia 500 V, 660 V i 1000 V.

TABLICA 2.1. Długości linii elektroenergetycznych przesyłowych i rozdzielczych [199]

Przedział wartości napięcia	Długość linii (w km)		Udział w całkowitej długości (w %)	
	2007 r.	2008 r.	2007 r.	2008 r.
Linie napowietrzne				
wysokie napięcia (WN)	45 533	45 464	8,02	7,98
400 kV	4 920	4 920	0,87	0,86
220 kV	8 151	8 151	1,44	1,43
110 kV	32 462	32 393	5,71	5,69
średnie napięcia (SN)	234 256	234 202	41,25	41,13
40-60 kV	24	24	≈ 0,004	≈ 0,004
30 kV	3 652	3 485	0,64	0,62
15-20 kV	229 119	229 273	40,35	40,26
poniżej 15 kV	1 461	1 420	0,26	0,25
niskie napięcia (nn)	288 067	289 723	50,73	50,88
Razem	567 856	569 389	100,00	100,00
Linie kablowe				
wysokie napięcia (WN)	97	116	0,05	0,06
średnie napięcia (SN)	64 945	66 309	33,19	33,06
30-60 kV	174	176	0,09	0,09
15-20 kV	56 487	57 907	28,87	28,87
niskie napięcia (nn)	130 605	134 163	66,76	66,88
Razem	195 647	200 588	100,00	100,00

Długości linii elektroenergetycznych eksploatowanych w latach 2007-2008 przedstawiono w tabelicy 2.1. Zestawiono długości linii elektroenergetycznych oraz ich udziały w stosunku do długości linii odniesionych do odpowiednich poziomów napięcia oraz całkowitych długości linii w danym roku.

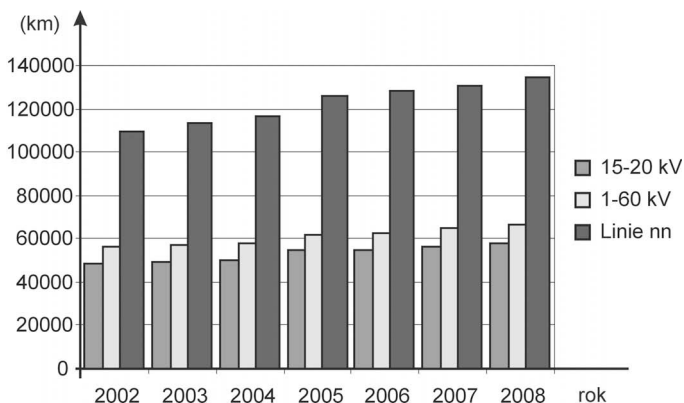
Z zamieszczonych w tabelicy 2.1 danych wynika, że wzrost długości linii występuje głównie w liniach napowietrznych i kablowych niskiego i średniego napięcia, na poziomie 15-20 kV. Maleją długości linii napowietrznych 110 kV, natomiast widać wzrost długości linii kablowych na tym poziomie napięcia. Udział linii kablowych średniego napięcia 15-20 kV w całkowitej długości linii kablowych i w obu analizowanych latach wynosi 28,9%.

Ponieważ niniejsza monografia dotyczy linii kablowych średniego napięcia, w tabelicy 2.2 przedstawiono długość linii kablowych w Polsce, eksploatowanych w latach 2002-2008.

Jak wynika z danych zamieszczonych w tabelicy 2.2 oraz na rysunku 2.1 następuje ciągły przyrost długości linii kablowych, zarówno na poziomie napięcia 110 kV, jak i – przede wszystkim – na poziomie średnich napięć (15-20 kV). Znaczący wzrost długości linii kablowych występuje również na poziomie niskiego napięcia.

TABLICA 2.2. Długość linii kablowych eksploatowanych w Polsce [120, 199]

Wyszczególnienie	Długość linii w danym roku (w km)						
	2002 r.	2003 r.	2004 r.	2005 r.	2006 r.	2007 r.	2008 r.
Linie kablowe WN	59	57	67	79	87	97	116
Linie kablowe SN	56 012	56 867	57 710	61 988	62 830	64 945	66 309
w tym: 30-60 kV	111	138	130	161	168	174	176
15-20 kV	48 483	49 464	50 377	54 544	55 128	56 487	57 907
Linie kablowe nn	109	113	116	125	128	130	134
	180	720	473	776	652	605	163



RYS. 2.1. Długość linii kablowych eksploatowanych w latach 2002-2008

2.2. Struktury zasilania stacji elektroenergetycznych z linii kablowych średniego napięcia

Wybór struktury sieci i stopień jej złożoności, na poziomie określonego napięcia, wynika z konieczności zapewnienia odbiorcom ciągłości dostawy i zachowania podstawowych parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej. Spełnienie tych warunków wpływa w zdecydowany sposób na złożoność struktury sieci. Sieci rozdzielcze mają zróżnicowane struktury, co wynika z roli jaką pełnią w dostawie i rozdziale energii elektrycznej.

Wybór struktury sieci kablowej średniego napięcia zależy przede wszystkim od gęstości powierzchniowej obciążenia sieci i od wymagań jakie sieć ma spełniać. Do tych wymagań zalicza się między innymi [84, 94, 95, 97]:

- uzyskanie odpowiedniej niezawodności dostawy energii elektrycznej,
- minimalizację kosztów eksploatacji sieci,
- zapewnienie elastyczności rozbudowy sieci,
- prostotę i przejrzystość struktury sieci,
- zapewnienie odpowiedniej jakości dostarczonej odbiorcom energii elektrycznej,
- ochronę środowiska naturalnego,
- możliwość usprawnienia eksploatacji i prowadzenia ruchu sieci przez wprowadzenie telemechaniki, automatyki zabezpieczeniowej i techniki komputerowej.

W skład struktury sieci wchodzi układy [75, 84, 85, 94, 95, 96]:

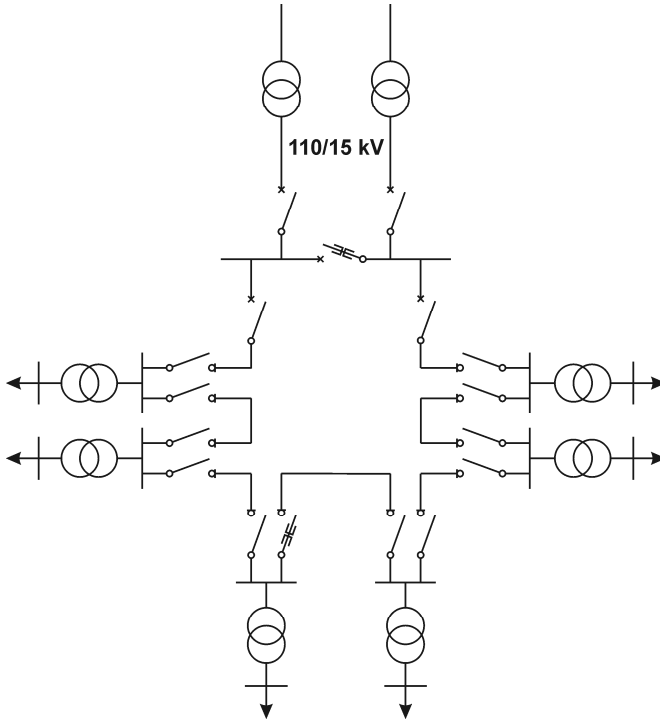
- a) ciągów liniowych (magistral) prowadzonych między stacjami i rozdzielniami sieciowymi,
- b) magistral z odgałęzieniami do poszczególnych stacji oraz stacji transformatorowo-rozdziałczych zasilających i odbiorczych.

Sieć rozdzielcza średniego napięcia zasilają transformatory zainstalowane w stacjach SN/nn. Ponieważ musi ją cechować duża niezawodność, dlatego też mają tu zastosowanie struktury zamknięte o układach [75, 84, 85, 93, 95, 96]:

- pętlowym przelotowym rozciętym,
- pętlowym przelotowym rozciętym z rezerwowaniem punktu zasilającego,
- kłosowym,
- kłosowym z kablem rezerwującym,
- wrzecionowym,
- dwuliniowym.

Układ pętlowy jest najczęściej stosowany w miejskich sieciach kablowych średniego napięcia. Może on być zasilany z jednego głównego punktu zasilającego (GPZ) 110 kV/SN, z dwóch sekcji w rozdzielni średniego napięcia, lub z dwóch GPZ 110 kV/SN. Najbardziej rozpowszechniony jest układ pętlowy zasilający przelotowo stacje SN/nn, w których zainstalowane są jeden lub dwa transformatory

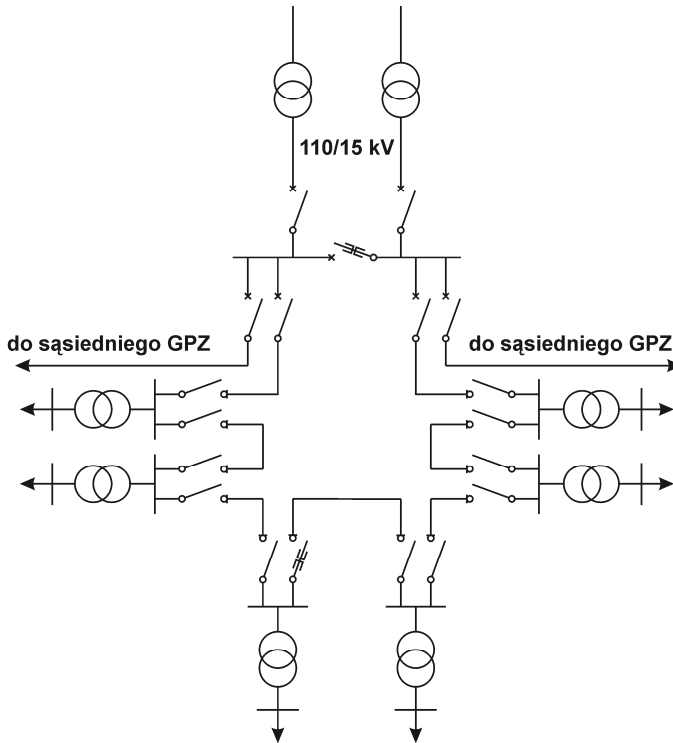
odbiorcze. Układ taki stwarza możliwość zmiany punktu rozcięcia pętli w celu zapewnienia równomiernego obciążenia. Przekrój kabli średniego napięcia jest w takim przypadku dobierany na pełne obciążenie pętli. Układ ten cechuje się dobrą elastycznością pracy, co zapewnia dostawę energii odbiorcom w przypadku awarii stacji zasilającej lub odcinka kabla. Stosuje się go do zasilania odbiorców, dla których wymagana jest duża pewność zasilania [84, 85, 94]. Schemat układu pętlowego przelotowego przedstawiono na rysunku 2.2.



Rys. 2.2. Schemat układu pętlowego przelotowego rozciętego

Wersją układu pętlowego jest układ pętlowy przelotowy rozcięty z rezerwowaniem punktu zasilającego. Różni się on od poprzedniego układu tym, że posiada dodatkowe linie rezerwowe łączące szyny średniego napięcia sąsiadujących GPZ, które w warunkach normalnej pracy nie są obciążone. W przypadku awarii transformatora 110 kV/SN w podstawowym GPZ, energia elektryczna przesyłana jest za pośrednictwem linii rezerwowych SN z sąsiednich GPZ.

Układ ten zapewnia dobrą elastyczność pracy sieci i głównych punktów zasilających nie tylko w przypadku awarii, ale także w razie konieczności pokrycia niezaplanowanych wzrostów obciążeń. Schemat układu pętlowego przelotowego rozciętego z rezerwowaniem GPZ przedstawiono na rysunku 2.3.



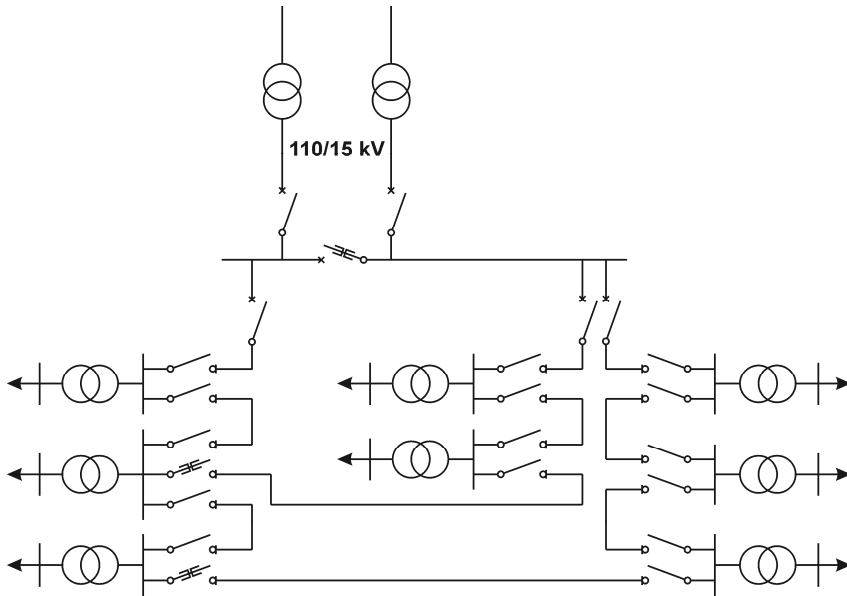
Rys. 2.3. Schemat układu pętlowego przelotowego rozciętego z rezerwowaniem GPZ

Układ kłosowy jest połączeniem kilku układów pętlowych. Podstawowa cecha tego układu polega na tym, że droga zasilania w energię elektryczną niektórych odbiorców jest dla kilku pętli wspólna. Część pętli jest prowadzona między różnymi stacjami GPZ 110 kV/SN, a część między GPZ 110 kV/SN i odbiorami należącymi do sąsiedniej pętli.

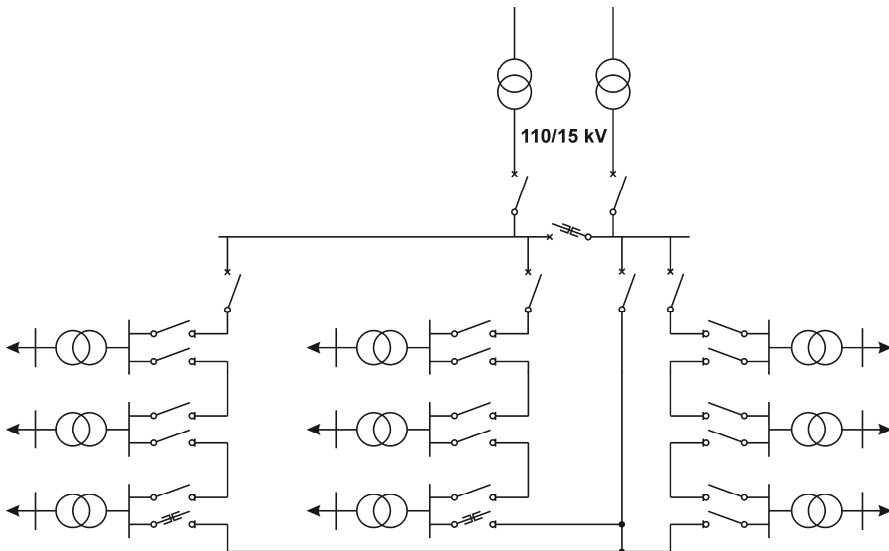
Układy kłosowe stosowane są w sieciach średniego napięcia, w których wymagana jest większa elastyczność w trakcie rozbudowy. Układy kłosowe pracują z reguły jako otwarte. Miejsca podziałów sieci lokalizowane są w stacjach SN/nn w taki sposób, aby nie wystąpiły przeciążenia ciągów kabli oraz aby zapewnić większą elastyczność pracy sieci. Schemat układu kłosowego przedstawiono na rysunku 2.4.

Zastosowanie znajdują również układy kłosowe z dodatkowym kablem rezerwującym. Przekrój takiego kabla dobiera się na warunki podstawowego obciążenia. Jeśli w polu liniowym stacji zasilającej lub na odcinku linii kablowej średniego napięcia wystąpi awaria, wówczas istnieje możliwość zasilania stacji SN/nn za pomocą kabla rezerwującego [84, 85].

Schemat układu kłosowego z kablem rezerwującym przedstawiono na rysunku 2.5 [84, 85, 94].



Rys. 2.4. Schemat układu kłosowego

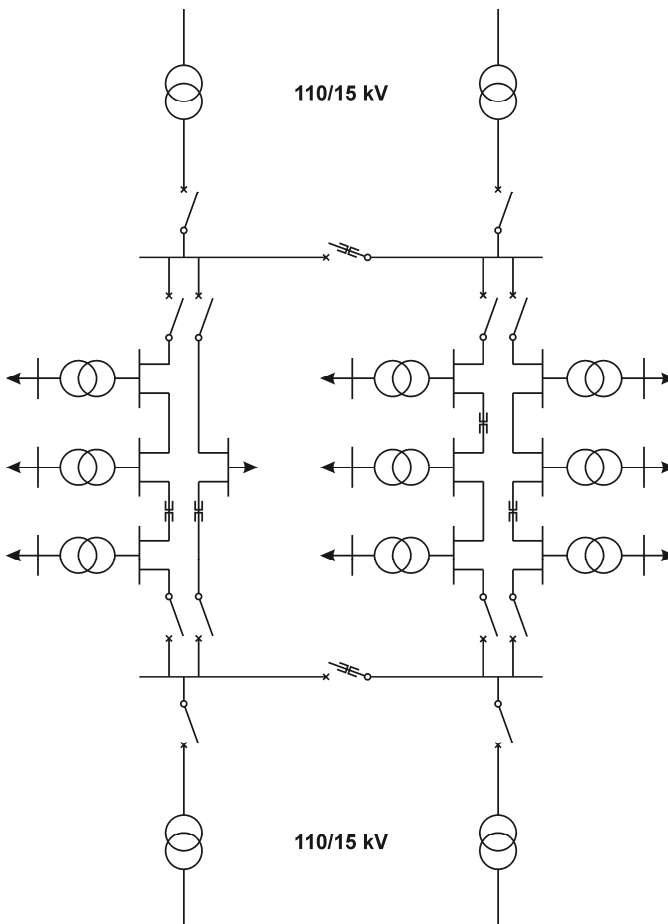


Rys. 2.5. Schemat układu kłosowego z kablem rezerwującym

Układ wrzecionowy jest układem wielopętlowym, którego pętle prowadzone są między głównymi punktami zasilającymi 110 kV/SN. Powstaje on zazwyczaj na skutek ewolucyjnej rozbudowy miejskiej sieci średniego napięcia. W początkowym stadium prowadzony jest kabel do rozdzielni sieciowej (RS) o odpowiednio

dużym przekroju. Kabel ten stanowi rdzeń wrzeciona, wokół którego prowadzone są pętle średniego napięcia. W trakcie rozbudowy układu i wzrostu zapotrzebowania na moc, stacja RS zostaje przekształcona w główny punkt zasilający (GPZ). Kabel dotychczas zasilający stację RS przestaje spełniać swoje zadanie głównego ciągu zasilającego: jego zadaniem staje się rezerwowanie układu zasilania GPZ oraz poprawa niezawodności sieci średniego napięcia [9, 84, 203].

Schemat układu wrzecionowego, w końcowym stadium rozwoju, przedstawiony jest na rysunku 2.6 [84, 94].

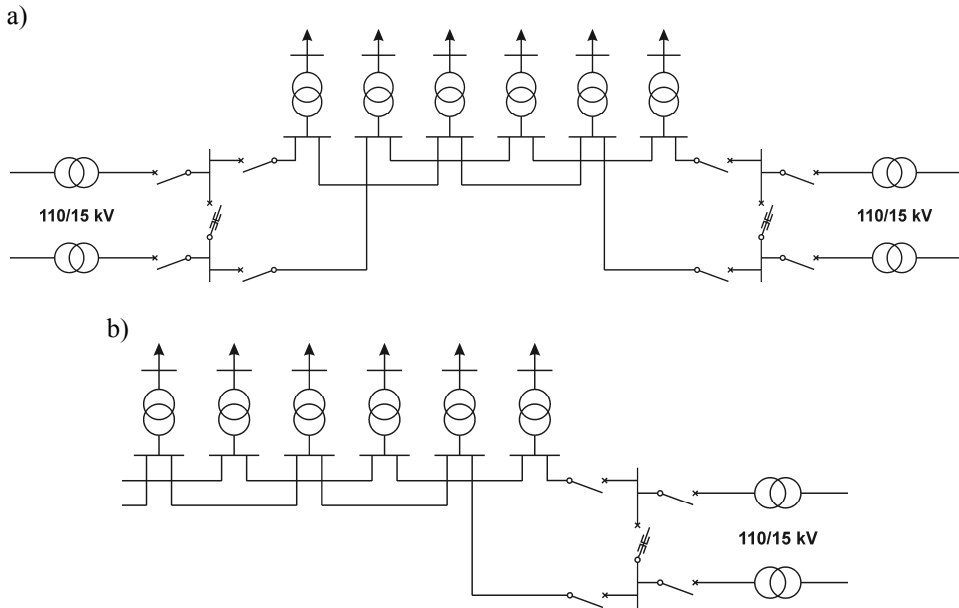


Rys. 2.6. Układ wrzecionowy

Układ dwuliniowy jest stosowany do zasilania odbiorców wymagających dużej pewności zasilania. W układzie dwuliniowym każdy transformator SN/nn może być zasilany z dwóch źródeł za pomocą dwóch niezależnych linii kablowych, których przekrój jest dobrany do obciążenia obu linii. Linie kablowe średniego napięcia

cia mogą być zasilane z dwóch różnych GPZ 110 kV/SN lub z różnych sekcji tego samego GPZ 110 kV/SN. Wszystkie stacje SN/nn w podstawowej wersji układu dwuliniowego są budowane jako dwutransformatorowe. Układy dwuliniowe stosuje się wtedy, gdy wymagana jest większa pewność zasilania niż ta, którą mogą zagwarantować układy pętlowe.

Schemat układu dwuliniowego przedstawiono na rysunku 2.7 [84, 85, 94].



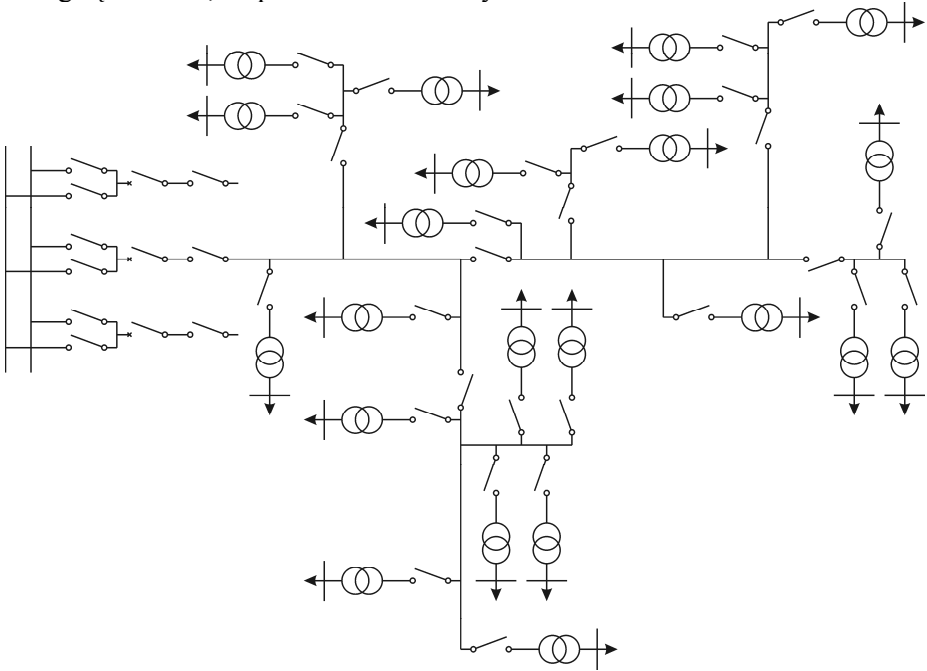
Rys. 2.7. Schematy układów dwuliniowych: a) zasilanych z dwóch GPZ, b) zasilanych z jednego GPZ

Sieci terenowe średniego napięcia zasilają odbiorców rozproszonych, znajdujących się na terenach wiejskich i w małych miastach. We wczesnych realizacjach tych sieci stosowano rozgałęzione układy promieniowe o strukturze drzewa. W strukturze takiej wyróżnia się: linię magistralną, linie odgałęźne i linie odczepowe. Każda taka struktura sieci średniego napięcia zasilana jest z jednej stacji 110 kV/SN, bez możliwości rezerwowania [84, 85].

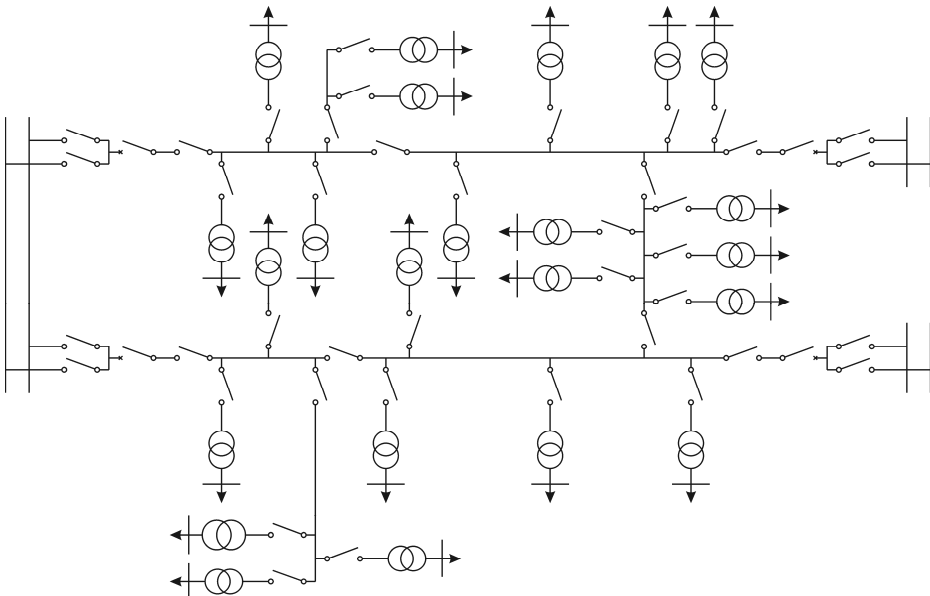
Strukturę terenowej sieci średniego napięcia o układzie promieniowym rozgałęzionym przedstawiono na rysunku 2.8 [84, 85].

Rozgałęzione układy promieniowe o strukturze drzewa (dendrytowej) tworzą zgrupowanie elementów o charakterze hierarchiczno-szeregowym. W przypadku wystąpienia awarii elementu poprzedniego, w kierunku zasilania, wszystkie następne elementy zostają pozbawione dostawy energii elektrycznej. Pojedynczy odbiorca jest w takiej strukturze zasilany szeregowo, więc przerwa w dostawie energii elektrycznej jest u niego nie mniejsza niż czas usuwania awarii toru zasilania.

jącego. Struktury takie są w miarę ich rozwoju przekształcane w układy magistralne z odgałęzieniami, co przedstawiono na rysunku 2.9.



Rys. 2.8. Wycinek terenowej sieci średniego napięcia o układzie promieniowym rozgałęzionym



Rys. 2.9. Układ magistralny terenowej sieci średniego napięcia z odgałęzieniami

2.3. Czas trwania awarii i czas przerwy w dostawie energii elektrycznej

Efektorem rozbudowanej struktury sieci kablowych średniego napięcia jest uzyskanie wysokiej niezawodności i jakości energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców. Jest to możliwe dzięki skróceniu czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej przesyłanej do odbiorców, poprzez zapewnienie zasilania rezerwowego. Inną z możliwości zmniejszenia czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej jest skrócenia czasu trwania awarii.

Czas trwania awarii t_a definiowany jest jako przedział czasu liczony od chwili powstania awarii do chwili zakończenia naprawy, z jednoczesną możliwością przesłania wymaganej przez odbiorcę mocy elektrycznej [79, 82, 110, 112, 130, 131, 133, 161, 170, 172]. Długości tego przedziału zależą od zakresu awarii oraz od wyposażenia technicznego i możliwości organizacyjnych służb eksploatacyjnych usuwających awarię.

Czas trwania awarii t_a , nazywany również czasem usuwania awarii lub czasem odnowy, jest sumą kilku czasów związanych z lokalizacją uszkodzenia oraz możliwością dokonywania naprawy. Zawiera on następujące składniki [161, 170, 172]:

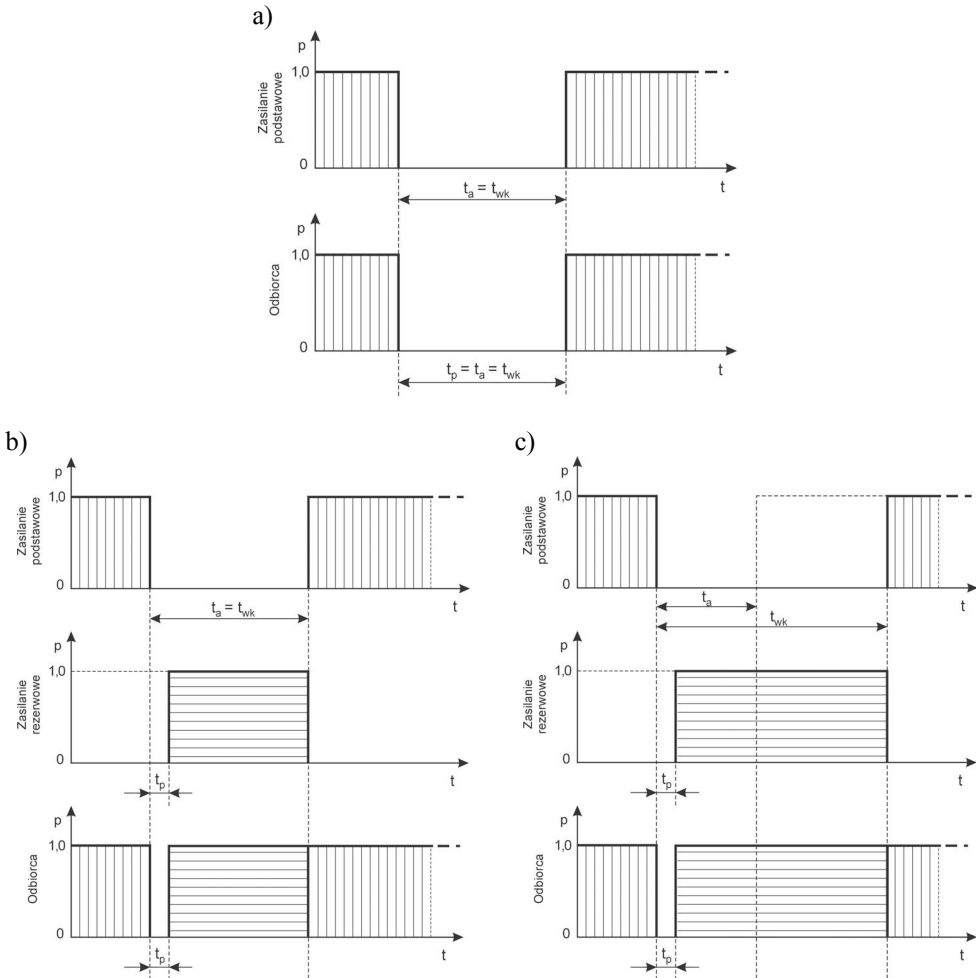
$$t_a = t_{ao} + t_{al1} + t_{al2} + t_{an} + t_{ap}, \quad (2.1)$$

gdzie:

- t_{ao} – czas opóźnienia lokalizacji uszkodzenia spowodowany przyczynami natury organizacyjnej,
- t_{al1} – czas lokalizacji odcinkowej miejsca awarii,
- t_{al2} – czas lokalizacji punktowej miejsca awarii,
- t_{an} – czas naprawy,
- t_{ap} – czas przełączeń po naprawie.

Czas przerwy w zasilaniu odbiorcy t_p jest to czas liczony od chwili powstania awarii do chwili przywrócenia zasilania odbiorcy. Jest to więc czas, kiedy odbiorca pozbawiony jest zasilania w energię elektryczną [79, 82, 110, 112, 113, 130, 131, 133, 158, 159, 170, 172]. W zależności od struktury sieci oraz jej możliwości przesyłowych mogą wystąpić różne relacje pomiędzy czasem trwania awarii a czasem przerwy w zasilaniu w energię a także różne możliwości wykorzystania zasilania rezerwowego (rys. 2.10). Na rysunku 2.10a przedstawiono przypadek promieniowego zasilania odbiorcy energią elektryczną. W takim przypadku, bez uwzględnienia czasu przełączeń po naprawie t_{ap} (w celu zachowania czytelności rysunku), czas trwania awarii t_a jest równy czasowi wyłączenia linii kablowej zasilania podstawowego t_{wk} i – jednocześnie – czasowi przerwy w zasilaniu odbiorcy t_p .

W sieciach kablowych średniego napięcia takie przypadki są rzadkie, chociaż nie odosobnione. Występują one w sieciach terenowych, będących jeszcze w fazie rozwoju, przy awarii zasilania rezerwowego lub w przypadku niedostatecznej przepustowości zasilania rezerwowego, co może wynikać z aktualnych obciążeń systemu.



Rys. 2.10. Relacje zachodzące pomiędzy czasem trwania awarii t_a a czasem przerwy w zasilaniu w energię t_p przy różnych możliwościach wykorzystania zasilania rezerwowego: a) zasilanie promieniowe, b) zasilanie drugostronne bez nadmiaru strukturalnego sieci kablowych, c) zasilanie drugostronne z niezawodnościowym nadmiarem strukturalnym sieci kablowych (objaśnienia w tekście)

Przypadek przedstawiony na rysunku 2.10b występuje najczęściej w sieciach kablowych średniego napięcia. Po zaniku zasilania podstawowego jego rolę przejmuje zasilanie rezerwowe. Czas przerwy t_p wynika z dokonania odpowiednich przełączeń zasilania rezerwowego, które przejmuje zasilanie odbiorcy. Po dokonaniu naprawy następuje ponowne przełączenie zasilania na podstawowe zasilanie odbiorców. Czas wyłączenia linii kablowej zasilania podstawowego t_{wk} jest równy czasowi trwania awarii t_a , a czas przerwy w zasilaniu odbiorcy t_p jest mniejszy od czasu trwania awarii t_a .

Rysunek 2.10c przedstawia przypadek, w którym istnieje rezerwa strukturalna w systemie sieci kablowych. Po powstaniu awarii zasilanie podstawowe odbiorcy przejmuje kabel zasilania rezerwowego. Kabel zasilania podstawowego podlega naprawie, która zostaje zakończona po czasie t_a . Pomimo zakończenia naprawy kabel stanowiący zasilanie podstawowe nie zostaje załączony, ponieważ zasilanie odbiorców może w dalszym ciągu być realizowane z kabla rezerwowego. Przełączenie odbiorców na zasilanie podstawowe następuje w chwili dogodnej dla systemu elektroenergetycznego i odbiorców. Zazwyczaj ma to miejsce przy najmniejszych wartościach obciążenia odbiorców (np. w nocy) lub w chwili najdogodniejszej dla obu stron – dystrybutora energii elektrycznej i odbiorcy. Czas wyłączenie kabla zasilania podstawowego t_{wk} jest wtedy większy od czasu trwania awarii t_a . Jest to najkorzystniejsza sytuacja, która pozwala na zmniejszenie skutków zawodności sieci kablowych SN.

Szczegółową analizę tego zagadnienia przedstawiono w rozdziałach 4 i 6, gdzie zaprezentowano wyniki analizy składników czasu trwania awarii linii kablowych, czasu przerwy u odbiorców i czasu wyłączenia zasilania podstawowego oraz wartości niedostarczonej energii.

2.4. Układanie linii kablowych

Jednym z warunków zapewnienia prawidłowej i niezawodnej pracy elektroenergetycznych linii kablowych jest prawidłowy wybór trasy oraz odpowiedni sposób ułożenia kabla. Zasady wyboru trasy i sposoby układania kabli precyzuje norma PN-E-05124:1976 (nieaktualna, ale zgodnie z którą były budowane linie kablowe analizowane w monografii) [189], oraz norma N SEP-E-004 [190] obecnie obowiązująca. Przedmiotem tych norm są przepisy budowy linii kablowych prądu stałego i przemiennego na napięcie znamionowe nieprzekraczające 110 kV.

Trasa kablowa określana jest jako pas terenu lub przestrzeń, której osią symetrii jest linia prosta, łamana lub falista, łącząca dwa lub więcej urządzeń elektrycznych, w których ułożonych jest jedna lub więcej linii kablowych.

Przy wyborze trasy linii kablowej należy kierować się określonymi zasadami, wśród których do najważniejszych należą zasady wyszczególnione poniżej [189, 190]:

- 1) trasa linii kablowej powinna być jak najkrótsza,
- 2) liczba skrzyżowań i zbliżeń kabla na trasie z innymi urządzeniami oraz liczbą przejść przez ściany, stropy oraz przestrzenie niebezpieczne pod względem wybuchowym bądź pożarowym powinna być możliwie mała,
- 3) odprowadzenie ciepła nie powinno być utrudnione, w związku z tym należy unikać zbliżania kabla do rurociągów ciepłowniczych i układania kabla wzdłuż ścian z przewodami kominowymi,
- 4) w przypadku prowadzenia kabla na wierzchu należy unikać miejsc nasłonecznionych,

- 5) przy wyborze trasy kabla należy ją tak ustalić, aby kabel był jak najmniej narażony na uszkodzenia mechaniczne i szkodliwe wpływy chemiczne,
- 6) przebieg trasy linii kablowej powinien zapewniać łatwy dostęp do kabli przy budowie i eksploatacji i powinien uwzględniać perspektywiczne zagospodarowanie terenu,
- 7) przy układaniu kabli w ziemi należy unikać terenów zapadlinowych, podmokłych i kamienistych.

Wszystkie powyższe zasady należy uwzględniać zarówno przy projektowaniu, jak i przy układaniu linii kablowych. Po ułożeniu kabla powinno się wykonać dokumentację powykonawczą uwzględniającą rzeczywisty przebieg linii kablowych w terenie. Brak lub niestaranność wykonania takiej dokumentacji jest, obok złego prowadzenia prac ziemnych przy układaniu kabli, jednym z najważniejszych powodów występowania dużej liczby awarii spowodowanych przyczynami mechanicznymi.

W zależności od właściwości obranej trasy kablowej stosuje się odpowiednie sposoby układania kabla. Linie kablowe prowadzone poza budynkami układa się bezpośrednio w ziemi lub w rurach, blokach, kanałach, tunelach, a niekiedy na zewnętrznych ścianach budynku lub na linkach nośnych. Kable wewnątrz budynków mogą być układane bezpośrednio na ścianach lub pod sufitem, na odpowiednio przygotowanych konstrukcjach przymocowanych do ścian, stropów, konstrukcji dachowych, rurach i blokach bądź w kanałach pod poziomem podłogi lub ścian.

Koszty inwestycyjne linii kablowych są największe przy układaniu kabli bezpośrednio w ziemi, a w przypadku linii wewnętrznych – bezpośrednio na ścianach lub pod stropem. Stosowanie rur i bloków, jako konstrukcji do prowadzenia kabli, jest droższe, a kanałów i tuneli – z reguły najdroższe [84, 85, 94, 95].

Kable układa się w rurach i blokach wówczas, gdy [189, 190]:

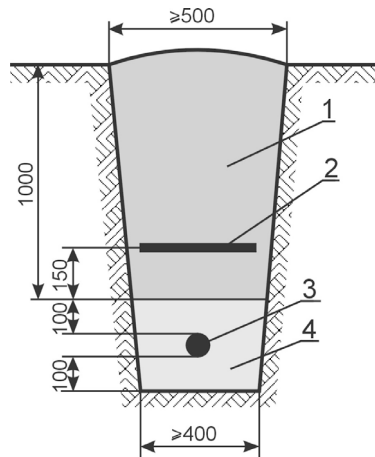
- a) skład chemiczny gleby jest szkodliwy dla kabli lub struktura gleby jest nieodpowiednia,
- b) teren pod budowę linii kablowej jest uzbrojony, co utrudnia dostęp do kabli,
- c) w warunkach eksploatacji zachodzi potrzeba szybkiej wymiany kabli,
- d) miejsce ułożenia kabli w budynku nie jest zabezpieczone od uszkodzeń mechanicznych.

Kanały i tunele kablowe stosuje się zwykle wtedy, gdy należy przeprowadzić większą liczbę kabli równoległych na niewielkim terenie. Kanały w budynkach umieszcza się najczęściej pod poziomem podłogi lub w ścianach, linie prowadzone poza budynkami buduje się w kanałach lub tunelach. Dotyczy to przede wszystkim większych zakładów przemysłowych, gdzie kabli jest dużo, a teren jest uzbrojony w instalacje infrastruktury technicznej.

Na otwartych terenach miejskich, częściowo uzbrojonych, kable układa się z reguły w ziemi. Układanie kabla w ziemi polega na umieszczeniu kabla na pewnej głębokości pod jej powierzchnią. Minimalne głębokości zakopania kabla zależą od

jego napięcia i przeznaczenia. Głębokość ułożenia kabli w ziemi mierzona od powierzchni warstwy ziemi do zewnętrznej powierzchni kabla górnej warstwy określona jest przez normy [189, 190].

Kable układa się na podsypce z piasku o grubości warstwy około 10 cm, przysypuje warstwą tej samej grubości, następnie sypie się warstwę rodzimego gruntu o grubości co najmniej 15 cm i zabezpiecza na całej długości i szerokości folią z tworzywa sztucznego w kolorze niebieskim (kable o napięciu znamionowym do 1 kV) oraz w kolorze czerwonym (kable o napięciu znamionowym powyżej 1 kV). Kable powinny być ułożone w wykopie linią falistą z zapasem od 1 do 3% długości wykopu, aby skompensować możliwe przesunięcia (oddziaływania) gruntu. Przekrój rowu kablowego pokazano na rysunku 2.11.



Rys. 2.11. Przekrój rowu kablowego dla kabla o napięciu 15 kV, gdzie: 1 – grunt rodzimy, 2 – folia z tworzywa sztucznego, 3 – kabel, 4 – podsypka z piasku

Oprócz tego trasa kabli ułożonych na terenach niezabudowanych powinna być oznaczona trwałymi oznacznikami trasy, np. słupkami betonowymi wkopanymi w ziemię.

Trasy kabli powinny być tak dobierane, aby znajdowały się poza częściami dróg i ulic przeznaczonych do ruchu kołowego, np. pod trawnikami, w odległości co najmniej 50 cm od granicy pasa drogowego i od fundamentów budynków. Przy wszelkich skrzyżowaniach i zbliżeniach kabli do innych urządzeń podziemnych i naziemnych stosuje się zasady przewidziane w normie [190].

Kable ułożone w ziemi powinny być na całej długości zaopatrzone w trwałe znaczniki rozmieszczone w odstępach i miejscach charakterystycznych, tj. przy skrzyżowaniach, wejściach do kanałów itp. Na znacznikach umieszcza się symbol kabla, jego numer ewidencyjny, oznaczenie według normy oraz znak użytkownika. Prawidłowe ułożenie kabla ma duże znaczenie dla jego prawidłowej pracy oraz

decyduje często o oddziaływaniach na sąsiadujące z nim urządzenia infrastruktury technicznej i oddziaływaniach tych urządzeń na kabel.

Właściwe zainstalowanie kabla, zgodne z przepisami i wykonywaną dokumentacją projektową, jest jednym z warunków zmniejszenia liczby awarii mechanicznych, spowodowanych uszkodzeniami kabla podczas prowadzenia prac ziemnych oraz naprężeniami mechanicznymi wynikającymi z nieprawidłowego ułożenia kabla i oddziaływaniem na niego innych urządzeń. Awarie takie są szczególnie liczne i groźne w skutkach w niektórych rejonach stref wydobywczych (np. na Górnym Śląsku).

Jak wykazano w rozdziale 4, udział awarii spowodowanych przyczynami mechanicznymi w całkowitej liczbie awarii wynosi: od ok. 3% dla kabli wykonanych w izolacji papierowej, do 18% dla kabli w izolacji z polietylenu niemodyfikowanego (PE) i aż ok. 60% w przypadku kabli wykonanych w izolacji z polietylenu usieciowanego. Awarie kabli spowodowane przyczynami mechanicznymi należy uznać za istotne i liczne, a zmniejszenie ich liczby powinno stanowić jeden z podstawowych celów działania służb eksploatacyjnych i budowlanych.

3 Konstrukcja i właściwości izolacji kabli elektroenergetycznych średniego napięcia

3.1. Konstrukcja kabli elektroenergetycznych średniego napięcia

Kabel elektroenergetyczny jest to zespół (wyrób techniczny) składający się z jednej lub kilku żył posiadających (lub nie) indywidualne pokrycie w postaci izolacji lub ekranów, mających (lub nie) warstwę ochronną i (lub nie) osłony ochronne [67, 116, 188]. Kabel określany jest też jako wyrób przemysłowy składający się z jednej lub większej liczby żył izolowanych, znajdujących się w powłoce lub w osłonie ochronnej, i pancerzu. Charakterystycznym elementem kabla jest żyła powrotna, która nie występuje w przewodach elektrycznych.

Żyła robocza kabla jest elementem przewodzącym prąd elektryczny. Żyły kabli elektroenergetycznych wykonuje się przede wszystkim z takich metali, jak miedź i aluminium. Decyduje o tym głównie wartość konduktywności tych metali.

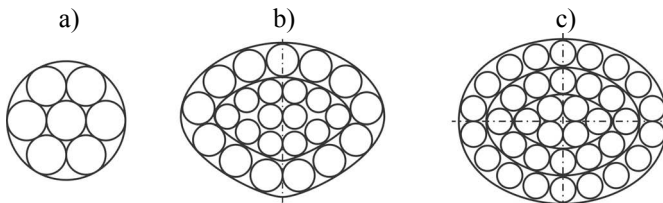
Miedź (Cu), którą stosuje się na przewody w elektrotechnice, ze względu na sposób wytwarzania dzieli się na: miedź beztlenową o zawartości 99,95-99,97% Cu i miedź elektrolityczną o zawartości 99,90-99,95% Cu [24, 25, 103]. Właściwości fizyczne miedzi zależą od czystości chemicznej metalu oraz od sposobu jego obróbki plastycznej (zob. tablica 3.1). Odporność miedzi na wpływy atmosferyczne jest duża. Cienka warstwa soli zasadowych (patyna) powstająca na powierzchni miedzi w wyniku oddziaływania czynników atmosferycznych jest szczelna i stanowi ochronę przed dalszą korozją.

Aluminium (Al) stosowane w elektrotechnice, w zależności od sposobu wytwarzania, dzieli się na: rafinowane 99,95-99,999% Al i hutnicze 99,0-99,8% Al. Na przewody kabli elektroenergetycznych stosuje się aluminium hutnicze, z którego wykonuje się druty na przewody i żyły kabli metodą ciągłego odlewania i walcowania. Właściwości fizyczne aluminium zależą również od czystości metalu oraz sposobu obróbki plastycznej i cieplnej. Aluminium charakteryzuje się dużą odpornością na wpływy atmosferyczne. Warstewka tlenku glinu chroni metal przed dalszym utlenianiem. Wykazuje ona również właściwości izolacyjne i dlatego przy wykonywaniu połączeń elektrycznych należy ją dokładnie usuwać. Najważniejsze właściwości fizyczne miedzi elektrolitycznej i aluminium hutniczego zestawiono w tablicy 3.1 [24, 57, 103].

TABLICA 3.1. Właściwości fizyczne miedzi elektrolitycznej i aluminium hutniczego [24, 57, 103]

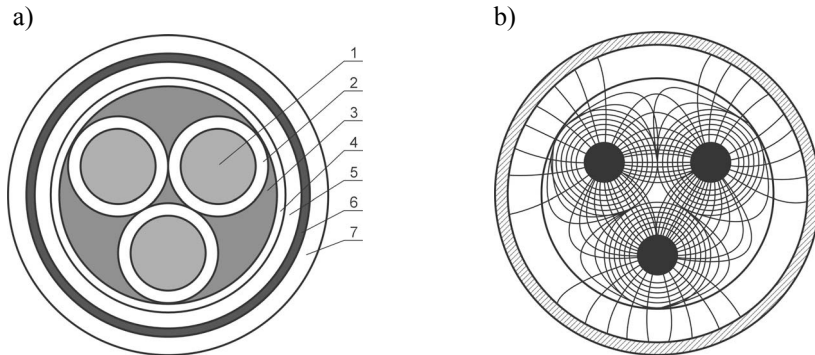
Wielkość fizyczna	Symbol	Jednostka	Rodzaj materiału	
			miedź	aluminium
Masa właściwa	ρ	kg/m ³	8890	2700
Temperatura topnienia	ϑ_t	°C	1083	658
Temperatura wrzenia	ϑ_{wr}	°C	2595	1560
Współczynnik rozszerzalności cieplnej	α_L	10 ⁻⁶ K ⁻¹	17	24
Współczynnik przewodnictwa cieplnego	λ_c	W/(m·K)	395	222
Wytrzymałość na rozciąganie	R_r	MPa	260-200 Cu miękka 380-330 Cu twarda	80-170
Wydłużenie przy zerwaniu	A	%	15-30 Cu miękka 1,5-3,5 Cu twarda	2,5
Konduktywność (w temp. 20°C)	γ	MS/m	58	34,8
Rezystywność (w temp. 20°C)	ρ	10 ⁻⁹ Ω·m	17,2	28,7
Współczynnik temperaturowy rezystancji	α	10 ⁻³ K ⁻¹	3,98	4,08

Przewody kabli mogą być wielożyłowe i jednożyłowe. Przekrój żył kabli może być okrągły, sektorowy lub owalny, co ilustruje rysunek 3.1.

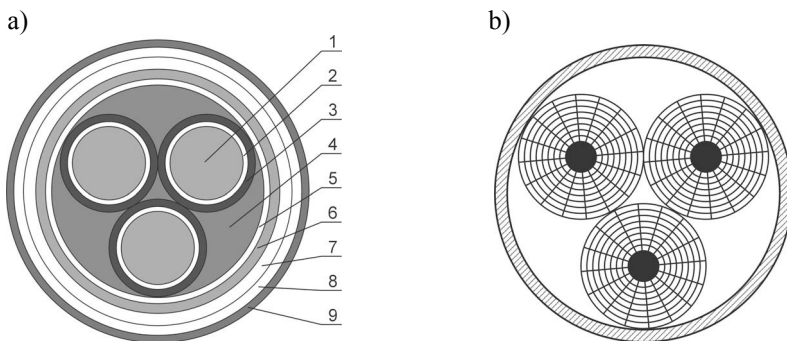
**Rys. 3.1.** Przekrój żył kabli wielożyłowych: a) okrągły, b) sektorowy, c) owalny

Żyły kabli jednożyłowych, kabli o przekroju promieniowym oraz kabli wielożyłowych, wykonywanych w izolacji rdzeniowej, o przekroju znamionowym do 10 mm², mają kształt okrągły. Izolacja żył kabli służy do odizolowania poszczególnych elementów kabla od siebie oraz od elementów uziemionych. Izolację wykonuje się w postaci obwojów (izolacja papierowa) lub w postaci wytłoczenia (polietylen i polietylen usieciowany). Kable, w których izolacją jest papier nasycony syciwem, nazywane są kablami z izolacją tradycyjną lub kablami masowymi. Wykonywane są one w dwóch rodzajach jako kable o izolacji rdzeniowej oraz kable z żyłami ekranowanymi [103, 116, 118, 120, 121, 123]. W kablach o izolacji rdzeniowej każda żyła kabla ma oddzielny układ izolacyjny, a rdzeń kabla, utworzony

z izolowanych żył i wypełnienia, zapewniającego odpowiedni kształt i ustalenie położenia i odległości żył pomiędzy sobą, posiada dodatkową izolację nazywaną izolacją rdzeniową. Na rysunkach 3.2 i 3.3 przedstawiono konstrukcję kabli z izolacją rdzeniową oraz z żyłami ekranowanymi, a ponadto rozkłady pola elektrycznego występującego w izolacji kabli [67, 103, 118, 120].



Rys. 3.2. Konstrukcja kabli z izolacją rdzeniową: a) przekrój kabli, b) rozkład pola elektrycznego. Oznaczenia: 1 – żyła kabli, 2 – izolacja papierowa nasycona, 3 – wypełnienie, 4 – izolacja rdzeniowa, 5 – powłoka ołowiana, 6 – osłona włóknista, 7 – pancierz z taśm stalowych

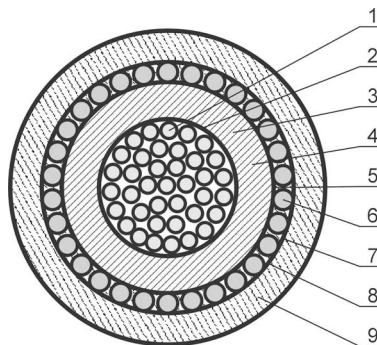


Rys. 3.3. Konstrukcja kabli z żyłami ekranowanymi: a) przekrój kabli, b) rozkład pola elektrycznego. Oznaczenia: 1 – żyła kabli, 2 – izolacja papierowa nasycona, 3 – ekran z papieru przewodzącego lub półprzewodzącego, 4 – wypełnienie, 5 – taśma elastyczna, 6 – powłoka ołowiana, 7 – taśma papierowo-jutowa, 8 – pancierz z taśm stalowych, 9 – osłona zewnętrzna

W kablach z żyłami ekranowanymi na izolację każdej z żył kabli nawinięta jest taśma z papieru półprzewodzącego lub metalizowanego, która stanowi ekran żyły. Wykonanie takiego układu izolacyjnego zapewnia równomierny rozkład pola elektrycznego i uniknięcie niebezpiecznych wartości natężenia pola elektrycznego. Ze

względu na poprawę warunków odprowadzania ciepła pozwala to na prawie dwukrotne zwiększenie dopuszczalnej długotrwałej wartości natężenia pola elektrycznego w stosunku do kabli o izolacji rdzeniowej oraz zwiększenie obciążalności prądowej o 10-20% w odniesieniu do obciążalności kabli nieekranowanych [60, 61, 103, 118, 120].

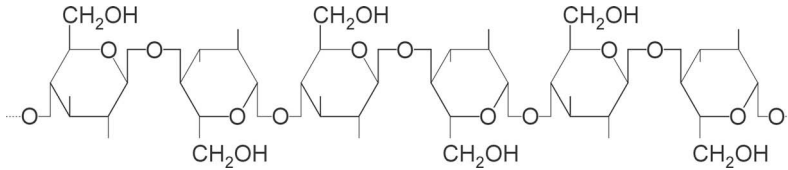
W kablach elektroenergetycznych średniego napięcia, o izolacji wytłaczanej, żyły otoczone są izolacją wykonaną z polietylenu termoplastycznego (PE) lub z polietylenu usieciowanego. We współczesnych konstrukcjach tych kabli ekran na żyłę kabla wykonywany jest jako wytłaczany. Izolacja kabla wykonana jest z polietylenu *PE* lub częściej z polietylenu usieciowanego (*XLPE*): ekran na izolacji wykonywany jest jako wytłaczany z barierą wodną. Żyła powrotna wykonywana jest z drutów lub taśm miedzianych albo powłok ołowianych lub aluminiowych, natomiast powłoki zewnętrzne – z polietylenu (PE) [60, 103, 118, 120]. Konstrukcję kabla jednożyłowego wykonanego w izolacji z polietylenu usieciowanego przedstawiono na rysunku 3.4 [67, 103, 118, 120].



Rys. 3.4. Konstrukcja kabla w izolacji z polietylenu usieciowanego, gdzie: 1 – żyła robocza wykonana z miedzi lub aluminium uszczelniona wzdłużnie, 2 – ekran półprzewodzący wytłaczany z polietylenu usieciowanego *XLPE*, 3 – izolacja z polietylenu usieciowanego *XLPE*; 4 – ekran półprzewodzący z *XLPE*, 5 – obwód z taśmy półprzewodzącej z barierą przeciwwilgociową, 6 – żyła powrotna z drutów miedzianych i spirali przeciwskrętnej z taśmy miedzianej, 7 – obwód na żyłę powrotną z taśmy półprzewodzącej z barierą wodną, 8 – taśma aluminiowa z kopolimerem ułożona wzdłużnie z zakładką, 9 – powłoka zewnętrzna z polietylenu powłokowego

3.2. Kable w izolacji z papieru

W kablach o izolacji papierowej warstwą izolacji jest papier kablowy, nasycony syciwem nieściekającym (zagęszczonym). Papier kablowy jest materiałem włóknistym, pochodzenia organicznego, którego podstawowym składnikiem jest celuloza ($C_6H_{10}O_5$)_n, związek wielocząsteczkowy o budowie łańcuchowej, którego wzór chemiczny jest następujący:



Wiązania pomiędzy łańcuchami celulozy są przede wszystkim wiązaniami o charakterze wodorowym. Decydują one o właściwościach mechanicznych wyrobów celulozowych. Wiążą atom wodoru należący do grupy hydroksylowej COOH jednego łańcucha z atomem tlenu należącym do drugiego łańcucha [24, 190].

Papier stosowany na izolację kabli elektroenergetycznych wykonany jest w 100% z masy celulozowej siarczanowej (świerkowej lub sosnowej) o barwie naturalnej. Papieru tego nie bieli się ze względu na obecność chloru, jaka jest we wszystkich czynnikach bielących, którego pozostałości zmniejszałyby wytrzymałość mechaniczną oraz pogarszałyby właściwości elektryczne. Papier izolacyjny uzyskuje się w wyniku zastosowania procesu zasadowego i długotrwałego mielenia. Mielenie masy celulozowej ma bardzo ważne znaczenie, ponieważ podczas przemiału zmniejsza się długość włókien i wzrasta ich rozdrobnienie. Gdy włókna są mało rozdrobnione, papier jest bardziej wytrzymały pod względem mechanicznym, ma dobrą nasiąkliwość i dobre właściwości izolacyjne. Wzrasta jednak wtedy przepuszczalność powietrza [55, 56, 57, 103, 118, 120].

Grubość papieru stosowanego na izolację żył kablowych mieści się w przedziale od 0,08 do 0,12 mm. Pozostałe właściwości papieru kablowego stosowanego w kraju przedstawiono w tablicy 3.2 [24, 56, 57, 103].

TABLICA 3.2. Podstawowe właściwości papieru izolacyjnego kablowego [103]

Parametr papieru	Jednostka	Wartość
Grubość	mm	0,12-0,008
Gęstość	kg/m ³	750-800
Obciążenie zrywające (nie mniej niż): – w kierunku podłużnym – w kierunku poprzecznym	N	127,5 59,0
Wydłużenie (nie mniej niż): – w kierunku podłużnym – w kierunku poprzecznym	%	2,0 4,5
Odporność na przedarcie w kierunku poprzecznym (nie mniej niż)	mN	980
Zawartość popiołu (nie więcej niż)	%	0,8
Wilgotność względna	%	6-8

Kable elektroenergetyczne o izolacji papierowej na napięcie większe od 6/10 kV powinny mieć ekrany na żyłach oraz na izolacji, wykonane z papieru półprzewodzącego lub metalizowanego perforowanego. W rozwiązaniach konstrukcyjnych kabli produkowanych w kraju, jako ochrona stosowany jest wyłącznie papier półprzewodzący, pokryty sadzą, o właściwościach zbliżonych do papieru izolacyjnego.

Wytrzymałość elektryczna papieru izolacyjnego jest tym większa, im większa jest jego gęstość, bardziej równomierne rozłożenie włókien (mniejsza przepuszczalność powietrza) oraz większa czystość [24, 60, 61, 103]. Zanieczyszczenia powodują zwiększenie współczynnika strat dielektrycznych ($\tan\delta$) oraz większy jego przyrost przy podwyższaniu temperatury, na przykład przy wzroście natężenia prądu przepływającego przez kabel.

O właściwościach izolacji papierowej decydują nie tylko właściwości izolacyjnego papieru kablowego, ale również właściwości syciw izolacyjnych stosowanych do nasycania izolacji papierowej. Do nasycania izolacji papierowej kabli elektroenergetycznych, na napięcia znamionowe do 18/30 kV, stosuje się dwa rodzaje syciw izolacyjnych olejowych wytwarzanych przez zagęszczenie oleju kablowego pochodzenia naftowego: zwykłe i nieściekające [25, 60, 61, 103].

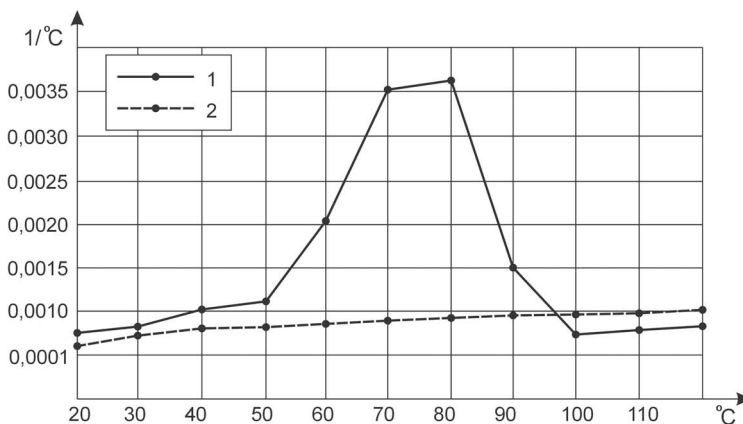
Syciwo zwykłe wytwarzane jest z oleju kablowego i kalafonii sosnowej dodanej do oleju w proporcji do 25%. Charakteryzuje się ono małą lepkością w temperaturze pracy kabla. Przy produkcji syciwa nieściekającego olej kablowy zagęszczany jest woskami syntetycznymi (np. woskiem polietylenowym) i poliizobutylem, który zwiększa elastyczność, oraz małą ilością (do 5%) kalafonii sosnowej, która pełni rolę stabilizatora właściwości syciwa. Podstawowe właściwości tych syciw przedstawiono w tabelicy 3.3 i na rysunku 3.5 [103].

Niekorzystną cechą syciw nieściekających stosowanych w kraju, powstających z oleju pochodzącego z destylacji ropy naftowej, jest stosunkowo duży współczynnik rozszerzalności cieplnej. Ze względu na to, że powłoka ołowiana jest nakładana na izolację kabla przesyconą syciwem zwykłym w temperaturze otoczenia, po całkowitym ostygnięciu syciwa, nie ma tendencji do tworzenia się w izolacji wtrącin gazowych. W przypadku syciwa nieściekającego powłokę ołowianą nakłada się w temperaturze 65-70°C, tj. w zakresie największych wartości współczynnika rozszerzalności, w wyniku czego w izolacji powstają wtrąciny gazowe, w których podczas eksploatacji mogą występować wyładowania niezupełne. Obecnie stosowane syciwa nieściekające syntetyczne mają właściwości zbliżone do syciwa zwykłego, pod względem zmian współczynnika w zależności od temperatury, więc wada ta została wyeliminowana. Zależność współczynnika rozszerzalności cieplnej syciw izolacyjnych od temperatury przedstawiono na rysunku 3.5 [24, 103, 116].

Uzyskane finalne właściwości izolacji papierowej, bez względu na właściwości zastosowanych w procesie technologicznym materiałów, zależą w znacznym stopniu od technologii produkcji, a przede wszystkim od prawidłowego wysuszenia i nasycenia izolacji syciwem.

TABLICA 3.3. Podstawowe właściwości syciw izolacyjnych kablowych [103]

Parametry syciwa	Jednostka	Rodzaj syciwa	
		zwykłe	nieściekające
Współczynnik strat dielektrycznych w temperaturze 70°C i przy częstotliwości 50 Hz (maksymalny): – przed starzeniem – po starzeniu przez 24 h w temperaturze 120°C – po starzeniu przez 240 h w temperaturze 120°C	–	0,03 0,06 0,10	
Rezystywność w temperaturze 70°C (minimalna): – przed starzeniem – po starzeniu przez 24 h w temperaturze 120°C – po starzeniu przez 240 h w temperaturze 120°C	MΩ·m	5·10 ¹¹ 5·10 ¹¹ 1·10 ¹¹	
Lepkość względna: – w temperaturze 70°C (minimalna) – w temperaturze 100°C (maksymalna) – w temperaturze 120°C (maksymalna)	°E	25 8 4	– – 8
Odporność na niskie temperatury (minimalna)	°C	–	-40
Współczynnik rozszerzalności cieplnej w temperaturze 70°C	1/°C	0,0010	0,0035
Temperatura kroplenia (minimalna)	°C	–	80
Stała dielektryczna względna w temperaturze 70°C	–	2,4	2,2

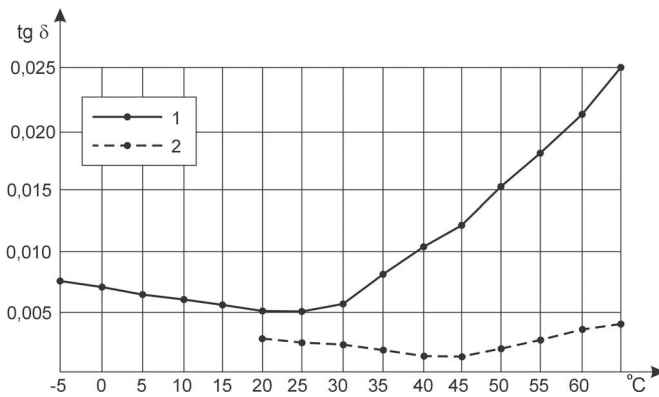
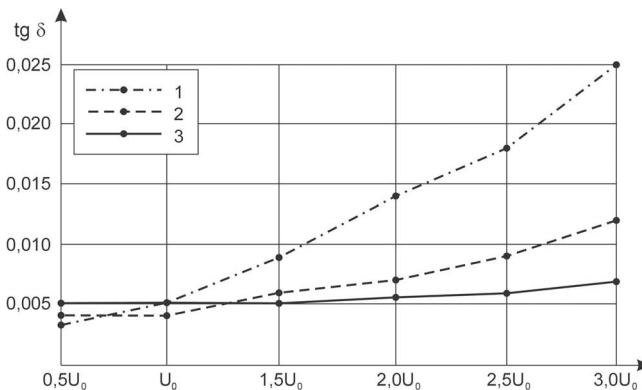


Rys. 3.5. Zależność współczynnika rozszerzalności cieplnej syciw izolacyjnych od temperatury [103], gdzie: 1 – syciwo nieściekające, 2 – syciwo zwykłe

W tabelicy 3.4 oraz na rysunkach 3.6 i 3.7 przedstawiono podstawowe właściwości izolacji papierowej przesyconej syciwami gęstymi.

TABLICA 3.4. Podstawowe właściwości izolacji papierowej przesyconej syciwami gęstymi kabli o napięciu do 18/30 kV [103]

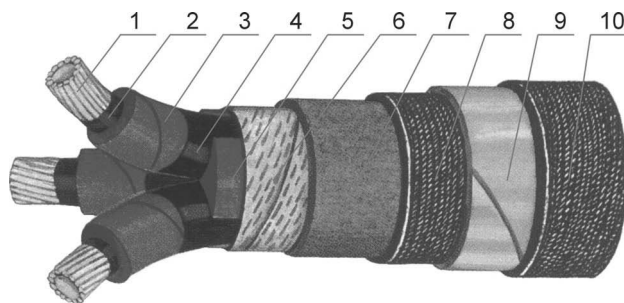
Właściwości	Jednostka	Wartość
Przenikalność elektryczna względna	–	3,5
Współczynnik stratności dielektrycznej (w temp. 20°C i $f=50$ Hz)	–	0,005
Temperatura dopuszczalna:		
– długotrwałe	°C	50-70
– przy zwarcia	°C	150-200
Rezystywność cieplna (w temp. 20°C)	K·m/W	6,0
Pojemność cieplna właściwa	J/m ³ ·K	2,0·10 ⁶

**RYS. 3.6.** Zależność współczynnika strat dielektrycznych od temperatury izolacji papierowej przesyconej syciwem nieściekającym [103], gdzie: 1 – izolacja przesycona syciwem nieściekającym, 2 – izolacja przesycona syciwem ściekającym**RYS. 3.7.** Zależność współczynnika strat dielektrycznych od napięcia izolacji papierowej przesyconej syciwami gęstymi kabli na znamionowe napięcie fazowe $U_0 = 18$ kV [103], gdzie: 1 – izolacja źle przesycona, 2 – izolacja przesycona syciwem nieściekającym, 3 – izolacja przesycona syciwem zwykłym

Podstawową charakterystyką izolacji papierowej przesyconej, która wskazuje na jakość jej wykonania, jest zależność współczynnika strat dielektrycznych od napięcia. Jak pokazano na rysunku 3.7, zależność zmian współczynnika strat dielektrycznych od zmian napięcia na izolacji ły przesyconej jest bardzo ważna i może w sposób zdecydowany wpływać na właściwości niezawodnościowe kabla. Współczynnik strat dielektrycznych izolacji przesyconej syciwem zwykłym zależy wyłącznie od właściwości zastosowanych materiałów, głównie syciwa lub oleju [61, 103, 116].

W izolacji przesyconej syciwem nieściekającym występują na ogół wtrąciny gazowe (wskutek skurczu syciwa podczas stygnięcia po nałożeniu powłoki ołowianej), w których mogą powstawać wyładowania niezupełne. Kable o izolacji papierowej przesyconej wykazują jednak dużą odporność na wyładowania niezupełne, co wynika między innymi z migracji syciwa pod wpływem nagrzewania i stale zmieniającej się konfiguracji wtrącin. W kablach o izolacji przesyconej syciwem nieściekającym dopuszcza się wyższy poziom współczynnika strat dielektrycznych, wynikający z wyładowań niezupełnych, w porównaniu z kablami o izolacji przesyconej syciwem zwykłym. Powodowane tym pogorszenie właściwości izolacji jest kompensowane większą trwałością kabli, ponieważ nie występuje ściekanie syciwa [103, 116].

Kable o izolacji z papieru nasyconego syciwem nieściekającym mają zwykle konstrukcję rdzeniową lub żyły ekranowane. Kable o izolacji rdzeniowej mają izolację na każdej żyłce oddzielnie, a rdzeń utworzony z izolowanych żył ma dodatkową izolację. Przykład konstrukcji kabla elektroenergetycznego o izolacji papierowej przesyconej syciwem nieściekającym i powłoce ołowianej przedstawiono na rysunku 3.8 [61, 67, 103, 116].



Rys. 3.8. Kabel elektroenergetyczny o polu promieniowym, z żyłkami miedzianymi HKnFtA lub aluminiowymi HAKnFtA, wykonany w izolacji papierowej przesyconej syciwem nieściekającym i powłoce ołowianej, opancerzony taśmą stalową, z osłoną włóknistą [61, 67, 103, 116]. Oznaczenia: 1 – żyła miedziana lub aluminiowa, okrągła, wielodrutowa, 2 – ekran na żyłce z papieru półprzewodzącego, 3 – izolacja papierowa z syciwem nieściekającym, 4 – ekran na izolacji z papieru przewodzącego, 5 – wypełnienie w postaci wkładek z papieru lub juty, 6 – taśma bawełniana przetykana drucikami miedzianymi, 7 – powłoka ołowiana, 8 – osłona ochronna pod pancierzem włóknistą, 9 – pancierz w postaci taśm stalowych pokrytych obustronnie warstwą ochronną, 10 – osłona ochronna włóknista

Kable o izolacji papierowej są ciężkie, sztywne i wymagają pracochłonnego montażu, szczególnie w zakresie zarabiania końcówek kabla oraz łączenia go w mufach kablowych. Zaletami izolacji papierowej są mały koszt jednostkowy i duża trwałość. Do wad natomiast należy zaliczyć: duży współczynnik stratności $\tan\phi$, konieczność stosowania szczelnej powłoki ołowianej lub aluminiowej, podczas wykonywania, której muszą być zachowane wysokie wymagania dotyczące zachowania parametrów jakościowych procesu produkcji [61, 103, 116].

Zasadniczą przeszkodą w stosowaniu i eksploatacji kabli o izolacji papierowej są aspekty ekologiczne. Uszkodzenie powłoki metalicznej kabli zawierających syciwo kablów lub olej powoduje przedostawanie tych produktów do wód gruntowych, powodując ich zanieczyszczenie. Dlatego też tworzywa sztuczne znalazły szerokie zastosowanie w przemyśle kablowym jako izolacja kabli, eliminując główne mankamenty kabli w izolacji papierowej.

3.3. Kable w izolacji polietylenowej

W krajowych wyrobach kablowych średniego napięcia jako izolacja szeroko stosowany był polietylen (PE). Polietylen jest polimerem, tj. substancją złożoną z makrocząsteczek zawierających liczne jednakowe lub rozmaite atomy albo połączone ze sobą grupy atomów. Makrocząsteczka powstała w wyniku procesu polimeryzacji składa się z dużej liczby cząsteczek podstawowych, tzw. monomerów (merów), między którymi występują silne wiązania kowalencyjne. Liczba merów z jakich składa się makrocząsteczka nazywana jest stopniem polimeryzacji n , który jest równy masie cząsteczkowej polimeru podzielonej przez masę meru [24, 103, 116, 118, 120].

Polietylen jest tworzywem sztucznym powstałym z makrocząsteczek pochodzenia organicznego. Otrzymuje się go w wyniku polimeryzacji etylenu $\text{CH}_2=\text{CH}_2$, zgodnie ze wzorem [24, 118, 120]:



Polimeryzacja jest procesem, w którym monomery łączą się w łańcuchy makrocząsteczek, bez wydzielania produktów ubocznych. Polietylen jest polimerem o strukturze liniowej $[-\text{CH}_2-\text{CH}_2-]_n$, z licznymi rozgałęzieniami, których liczba zależy od metody polimeryzacji. Liczba bocznych rozgałęzień cząsteczki polimeru ma zasadniczy wpływ na jego właściwości, ponieważ określa procentowy stosunek fazy bezpostaciowej do fazy krystalicznej. Sposób polimeryzacji wpływa również na ciężar cząsteczkowy polietylenu, który może się zmieniać w zakresie od 15 000 do 800 000. Grupy CH_2 są połączone silnymi wiązaniami o charakterze kowalencyjnym. Zakończenia łańcuchów głównych polimeru zawierają grupy metylowe ($-\text{CH}_3$) lub winylowe ($-\text{CH}=\text{CH}_2$) [24, 118, 120].

Właściwości polietylenu (PE) wytwarzanego na skalę przemysłową zależą od metod wytwarzania [24, 118, 120], przy czym:

- a) w metodzie wysokociśnieniowej polimeryzacja zachodzi przy ciśnieniu około 200 MPa i w temperaturze 200-300°C,
- b) w metodzie niskociśnieniowej występującej w dwóch odmianach (Zieglera i Phillipsa) polimeryzacja następuje:
- w temperaturze 60°C i przy ciśnieniu 1 MPa w obecności katalizatorów metalicznych (metoda Zieglera),
 - przy wyższym ciśnieniu 3 MPa w obecności tlenków metali jako katalizatorów.

W zależności od wartości ciśnienia stosowanego w procesie polimeryzacji etylenu, otrzymuje się polietylen o różnych właściwościach i o różnym stopniu krystalizacji. W wyrobach kablowych największe zastosowanie znalazł polietylen wysokociśnieniowy, którego polimeryzacja zachodzi pod ciśnieniem wynoszącym od kilkudziesięciu do kilkuset megapaskali. Polietylen ten jest określany również jako polietylen o małej gęstości (*LDPE – Low Density Polyethylene*). W znacznie mniejszym zakresie, głównie jako materiał powłokowy, znalazł zastosowanie polietylen niskociśnieniowy polimeryzowany pod ciśnieniem niższym od 1 MPa. Polietylen niskociśnieniowy jest określany również jako polietylen o dużej gęstości (*HDPE – High Density Polyethylene*).

TABLICA 3.5. Podstawowe właściwości polietylenu o małej i dużej gęstości [24, 118, 120]

Parametry polietylenu	Jednostka	Rodzaj polietylenu	
		<i>LDPE</i>	<i>HDPE</i>
Gęstość	kg/m ³	910-920	940-960
Faza krystaliczna w temp. 20°C	%	60	75
Przenikalność elektryczna względna w temp. 20°C	–	2,3	
Współczynnik strat dielektrycznych w temp. 20°C	–	0,0005	0,001
Wytrzymałość elektryczna w temp. 20°C	kV/m	20000-30000	1600-24000
Temperatura dopuszczalna:			
– długotrwałe	°C	70	75-80
– przy zwarciach		130-150	150-170
Temperatura mięknięcia	°C	100	115-130
Dopuszczalna temperatura instalowania	°C	-60	-40
Wytrzymałość na rozciąganie (co najmniej)	MPa	10	37
Wydłużenie przy zerwaniu (co najmniej)	%	300	500

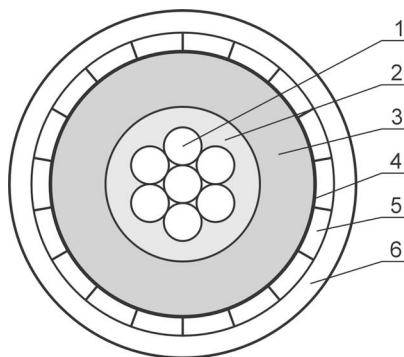
Właściwości tych dwóch rodzajów polietylenu przedstawiono w tabelicy 3.5. Wynika stąd, że polietylen otrzymywany metodą wysokociśnieniową (*LDPE*) ma małą masę cząsteczkową i gęstość zawartą w przedziale 910-920 kg/m³. Jego łańcuchy odznaczają się dużą liczbą bocznych rozgałęzień. Faza krystaliczna stanowi

60% objętości materiału. Odznacza się dużą elastycznością i średnimi właściwościami wytrzymałościowymi. Stopień polimeryzacji polietylenu *LPDE* mieści się w granicach 1500-3500 [116, 118, 120].

Polietylen wytwarzany jedną z metod niskociśnieniowych (*HDPE*) charakteryzuje się większą gęstością (940-960 kg/m³), małą liczbą gałęzi bocznych łańcucha i niewielką zawartością fazy bezpostaciowej. Polimer taki jest krystaliczny w 75%, a nawet 85%, i jest sztywniejszy niż *LDPE*. Charakteryzuje się dużą wytrzymałością mechaniczną oraz stopniem polimeryzacji w granicach od 7 000 do 14 000 [24, 118, 120]. Właściwości mechaniczne polietylenu określa głównie jego gęstość, która jest silnie powiązana z długością molekuly oraz długością i liczbą odgałęzień bocznych łańcucha w makromolekułach.

Do wykonywania izolacji kabli największe zastosowanie znalazł polietylen wysokociśnieniowy, o małej gęstości. Polietylen niskociśnieniowy jest stosowany w mniejszym zakresie, głównie jako materiał stosowany na powłoki kabli.

Polietylen (*PE*) był bardzo szeroko stosowany jako izolacja kabli w latach 70. ubiegłego wieku, zarówno jako izolacja kabli niskiego, jak i średniego napięcia. Obecnie jest już stosunkowo rzadko stosowany do wykonywania izolacji kabli elektroenergetycznych. W przypadku kabli niskiego napięcia 0,6/1 kV jest to związane z jego właściwościami termicznymi, a przede wszystkim z małą odpornością na krótkotrwałe działanie znacznie podwyższonej temperatury, będącej skutkiem prądów zwarciovych. W przypadku kabli elektroenergetycznych wysokiego napięcia ograniczone stosowanie tego materiału, zwłaszcza po wprowadzeniu do produkcji polietylenu usieciowanego, wynika z małej odporności na wyładowania niezupełne oraz na drzewienie wodne [118, 120].



Rys. 3.9. Budowa jednożyłowego kabla energetycznego o izolacji polietylenowej na średnie napięcie [67, 118, 120], gdzie: 1 – żyła przewodząca, 2 – ekran półprzewodzący, 3 – izolacja polietylenowa, 4 – ekran półprzewodzący, 5 – żyła powrotna, 6 – żyła zewnętrzna

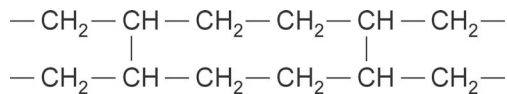
We wczesnych rozwiązaniach ekrany na żyły i izolacji kabla wykonywane były z taśm półprzewodzących. Następnym etapem w rozwoju konstrukcji kabli z poli-

etylenu *PE* i polietylenu sieciowanego *XLPE* były ekrany wykonywane w postaci warstwy z grafitu i taśmy półprzewodzącej. Istotną zmianą w konstrukcji kabli o izolacji z polietylenu było zrezygnowanie z nakładania grafitu na taśmę oraz z ekranu półprzewodzącego. Przykładowa konstrukcja kabla z polietylenu przedstawiona została na rysunku 3.9.

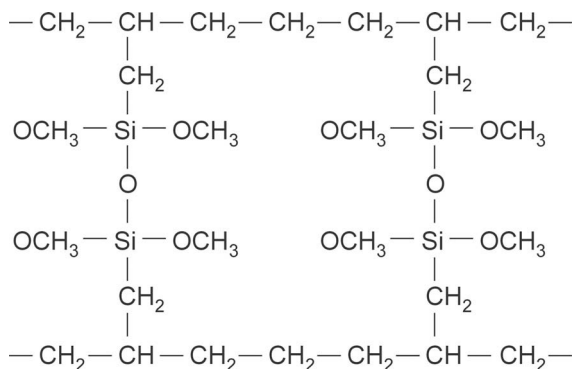
3.4. Kable w izolacji z polietylenu usieciowanego

Podstawowa wada polietylenu, jaką jest mała odporność na działania podwyższonych temperatur, została wyeliminowana przez zastosowanie przy wyrobie polietylenu procesu sieciowania. Proces sieciowania polietylenu polega na modyfikacji jego struktury molekularnej, którą dokonuje się metodami chemicznymi lub fizycznymi (przez napromieniowanie), w wyniku czego powstają dodatkowe wiązania pomiędzy atomami węgla łączące sąsiednie łańcuchy polimeru [24, 118, 120]. Na skutek tego procesu uzyskuje się poprawę właściwości termicznych polietylenu przez zwiększenie jego temperatury pracy długotrwale dopuszczalnej, od 70°C dla zwykłego polietylenu, do 90°C dla polietylenu usieciowanego. Sieciowanie polietylenu wykorzystywanego przy produkcji kabli odbywa się metodami chemicznymi. Środkami sieciującymi są nadtlenki organiczne lub silany organiczne.

W przypadku sieciowania nadtlenkami organicznymi, z których najczęściej używanym jest nadtlenek dikumylu ($C_{18}H_{22}O_2$), sieciowanie zachodzi w temperaturze 240°C pod ciśnieniem pary wodnej, gazu obojętnego lub cieczy. W wyniku takiego typu sieciowania powstają wiązania pomiędzy atomami węgla, które należą do innych łańcuchów polietylenu, co pokazano poniżej [24, 118, 120]:



Jeżeli do sieciowania używa się silanów (związków krzemu z wodorem), pomiędzy dwa łańcuchy polietylenu wprowadza się grupę siloksanową i powstaje poniższa struktura:



Szczegółowy opis wielu stosowanych metod i instalacji sieciowania izolacji kablowej przedstawiono w pracach [118] i [120]. W tabelicy 3.6 przedstawiono podstawowe właściwości izolacyjnego polietylenu usieciowanego [24, 118, 120].

TABLICA 3.6. Podstawowe właściwości izolacyjne polietylenu usieciowanego [118, 119]

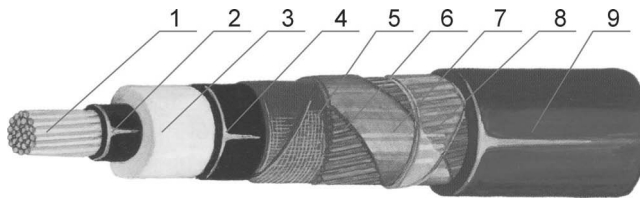
Parametry polietylenu usieciowanego	Jednostka	Wartość
Gęstość	kg/m ³	910-920
Krystaliczność w temp. 20°C	%	60
Przenikalność dielektryczna względna w temp. 20°C	–	2,3-2,5
Współczynnik stratności dielektrycznej w temp. 20°C	–	≤ 0,004
Rezystywność skrośna w temp. 20°C	–	1·10 ¹⁵
Wytrzymałość elektryczna (napięcie przemienne 50 Hz, temp. 20°C)	kV/mm	20-30
Temperatura dopuszczalna:		
– długotrwale	°C	90
– przy zwarciach	°C	250
Temperatura mięknięcia	°C	200
Temperatura instalowania	°C	-40
Wytrzymałość na rozciąganie (co najmniej)	MPa	12,5
Wydłużenie względne przy zerwaniu (co najmniej)	%	200

Porównując dane przedstawione w tablicach 3.4, 3.5 i 3.6 można stwierdzić, że polietylen usieciowany (*XLPE*) jest pod względem właściwości elektrycznych i cieplnych znacznie lepszym tworzywem z punktu widzenia użytkowania kabli energetycznych, niż nasycony papier kablowy i polietylen termoplastyczny. Dlatego też jest on obecnie szeroko stosowany jako materiał izolacyjny w kablach elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia. Dotyczy to szczególnie kabli elektroenergetycznych średniego napięcia. Na rysunku 3.10. przedstawiono widok kabla elektroenergetycznego w izolacji z polietylenu usieciowanego.

Obecnie polietylen usieciowany jest powszechnie stosowany jako materiał izolacyjny w kablach elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia głównie 64/110 kV, przy czym niektórzy producenci oferują już kable o takiej izolacji na napięcie 230/440 kV, a nawet i wyższe [118, 120, 123, 124].

Najważniejszymi czynnikami zapewniającymi dobrą jakość polietylenu usieciowanego jest odpowiednia jakość usieciowania gwarantująca wykorzystanie wszystkich zalet polietylenu usieciowanego, oraz nieobecność wtrącin gazowych i zanieczyszczeń. Największą wadą polietylenu usieciowanego i termoplastycznego jest mała odporność na wyładowania niezupełne oraz drzewienia wodne. Zjawiskom tym sprzyjają wtrąciny gazowe, zanieczyszczenia organiczne i nieorganiczne

ne, a także rozwarstwienia między ekranami a izolacją żył, których powstawaniu można w dużym stopniu zapobiec przez przestrzeganie parametrów technologicznych podczas wytłaczania izolacji [54, 55, 56, 57, 59, 60, 117, 118, 120, 135, 185]. Bardzo istotnym problemem jest zabezpieczenie izolacji polietylenowej kabla przed przenikaniem wilgoci, co zachodzi zarówno w procesie produkcyjnym, jak i podczas eksploatacji. W zależności od technologii i środowiska sieciowania, zawartość wilgoci w izolacji może zmieniać się w szerokim zakresie, co przedstawiono w tabelicy 3.7 [67, 118, 120].



Rys. 3.10. Kabel elektroenergetyczny jednożyłowy YHAKXS 12/20 kV, z żyłą aluminiową o izolacji z polietylenu usieciowanego i żyłą powrotną miedzianą, koncentryczną oraz powłoką polwinitową [67, 118, 120], gdzie: 1 – żyła aluminiowa wykonana z drutów półtwardych, 2 – ekran na żyłę wykonany z polietylenu półprzewodzącego, 3 – izolacja z polietylenu usieciowanego, 4 – ekran na izolacji z polietylenu półprzewodzącego, 5 – obwód ekranu z przewodzących taśm niemetalicznych, 6 – żyła powrotna z drutów miedzianych okrągłych i taśmy miedzianej zainstalowanej spiralnie, 7 – obwód ośrodka z taśmy poliestrowej, 8 – powłoka polwinitowa

TABLICA 3.7. Zawartość wilgoci w polietylenie usieciowanym w zależności od technologii sieciowania [67, 118, 120]

Technologia sieciowania	Środowisko sieciowania	Środowisko chłodzenia	Zawartość wilgoci w ppm
nadtlenkami	para wodna	woda	1000-2000
nadtlenkami	azot	woda	100-200
nadtlenkami	azot	azot	50-150
silinami	woda lub para wodna	–	100-200

Jak widać na podstawie tabelicy 3.7, zawartość wilgoci w izolacji, w przypadku sieciowania nadtlenkami i silanami w środowisku gazu obojętnego (azot), jest praktycznie jednakowa, dlatego producenci kabli na napięcia powyżej 0,6/1 kV stosują najczęściej suche sieciowanie izolacji.

Przedstawione przykłady budowy kabli elektroenergetycznych dotyczą przede wszystkim tych konstrukcji i sposobów wykonywania izolacji, które stosowane są w krajowych rozwiązaniach sieci kablowych średniego napięcia. Stały postęp technologiczny, jaki dokonuje się przy projektowaniu i konstrukcji kabli, związany jest

z zastosowaniem nowych materiałów izolacyjnych. Działania te mają na celu polepszenie parametrów niezawodnościowych i eksploatacyjnych sieci kablowych.

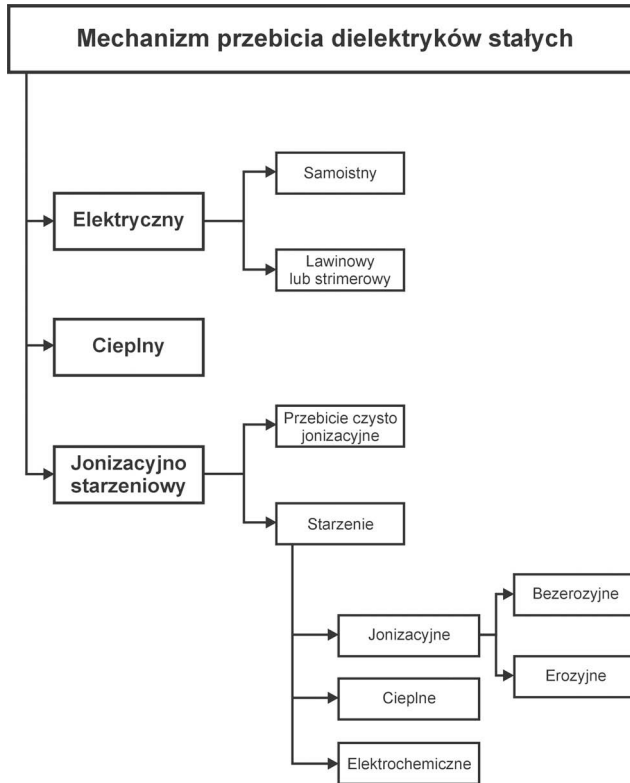
3.5. Mechanizmy degradacji izolacji kabli

Izolacja kabli wykonana jest z materiałów stałych, których wytrzymałość elektryczną należy rozumieć jako odporność na przebicie pod wpływem przyłożonego napięcia. Miarą wytrzymałości jest zazwyczaj graniczna (krytyczna) wartość natężenia pola elektrycznego, przy którym materiał izolacyjny traci swoje właściwości izolacyjne. Utrata właściwości izolacyjnych następuje na skutek zmian w dielektryku obejmujących zazwyczaj następujące fazy [54, 55, 56, 57, 58, 59, 61, 116, 120, 181]:

- 1) *faza obejmująca procesy przedprzebiciowe* polegające na zmniejszeniu wytrzymałości materiału wskutek oddziaływania napięcia, temperatury i narażeń środowiskowych,
- 2) *faza następna polegająca na zainicjowaniu i powstaniu wyładowań niezupełnych* w miejscach najbardziej osłabionych lub najbardziej narażonych na oddziaływanie zakłócające (w wyniku tych wyładowań powstaje kanał przewodzący pomiędzy elektrodami),
- 3) *faza wyładowania głównego* w kanale przewodzącym prowadząca do zwarcia elektrod.

Wyróżnia się co najmniej trzy mechanizmy przebicia izolacji dielektryków w zależności od czasu przyłożenia napięcia: elektryczny, cieplny i jonizacyjno-starzeniowy [54, 55, 56, 57, 58, 59, 61, 116, 120, 181].

Mechanizm elektryczny, zwany również mechanizmem przebicia istotnego, który następuje w czasie mniejszym od 1 s. *Mechanizm cieplny* występuje pod wpływem wzrostu temperatury dielektryka spowodowanej stratami ciepła na skutek przepływu prądów upływu (przewodzenia) oraz prądów polaryzacyjnych. Czas do wyładowania głównego zależy od wartości wymienionych rodzajów prądów oraz intensywności odprowadzania ciepła z kabla do otoczenia. Jeżeli występuje równowaga pomiędzy ciepłem wytwarzanym a oddawanym, temperatura izolacji kabla utrzymuje się na stałym poziomie, w przypadku wzrostu wydzielanego ciepła temperatura dielektryka wzrasta tylko do takiej wartości, przy której następuje nowy stan równowagi pomiędzy ciepłem wydzielanym a odbieranym. W wyniku nagrzania materiału izolacyjnego następują jednak zmiany jego struktury i właściwości, a w rezultacie – jego zniszczenie. Czas trwania takiego mechanizmu przebicia trwa od 1 s do 10^4 s. *Mechanizm jonizacyjno-starzeniowy* występuje w wyniku stopniowo zachodzącej degradacji dielektryka w następstwie lokalnych wyładowań niezupełnych w osłabionych miejscach dielektryka i pogarszania się jego właściwości izolacyjnych. Mechanizmy przebicia izolacji dielektryków stałych można przedstawić w postaci schematu zamieszczonego na rysunku 3.11.



Rys. 3.11. Mechanizmy przebicia izolacji dielektryków [54, 55, 56, 57, 58, 59, 61, 116, 120, 181]

Mechanizm elektryczny (przebiecia istotnego) występuje w dielektrykach czystych i jednorodnych, w których nie ma możliwości wystąpienia wyładowań niezupełnych, pod wpływem których wytrzymałość dielektryka stopniowo maleje. Mechanizm przebicia elektrycznego nie jest do końca wyjaśniony. Są dwie teorie opisujące ten mechanizm: teoria przebicia istotnego i teoria przebicia lawinowego lub strimerowego [54, 59].

W teorii *przebicia samoistnego* wyładowanie główne ma charakter elektronowy i zależy od właściwości materiału oraz natężenia pola, którego wartość jest rzędu 10^3 kV/mm [54, 59]. Zewnętrzne pole elektryczne musi zapewnić elektronom energię niezbędną do przejścia do pasma przewodnictwa i dodatkową energię ΔW , potrzebną do jonizacji zderzeniowej. Warunek ten ($\Delta W > 0$), niezbędny do przebicia materiału, jest spełniony przy osiągnięciu przez pole elektryczne wartości krytycznej E_{kr} [54, 59]. Wartość krytyczna natężenia pola związana jest z temperaturą krytyczną T_{kr} przy której, w wyniku oddziaływania pola elektrycznego na dielektryk, dochodzi do samoistnego przebicia wysokotemperaturowego. Wartość E_{kr} można oszacować ze wzoru [54]:

$$E_{kr} = C \exp\left(\frac{\Delta W}{2kT_{kr}}\right), \quad (3.1)$$

gdzie:

- C – stała zależna od właściwości dielektryka,
- ΔW – szerokość pasma przewodnictwa elektronów,
- T_{kr} – temperatura krytyczna,
- k – stała Boltzmana.

W teorii *przebiecia lawinowego* lub *strimerowego* rozpatruje się ciągły wzrost elektronowego prądu przewodzenia, aż do uzyskania przez dielektryk całkowitej przewodności [54, 59]. Pod wpływem przyłożonego pola elektrycznego energia swobodnych elektronów znajdujących się w pasmie przewodnictwa wzrasta, ale jednocześnie ulega rozproszeniu – oddając energię jonom znajdującym się w sieci krystalicznej dielektryka. Gdy natężenie pola osiągnie taką wartość, przy której energia dostarczana do elektronów przewyższa wartość energii rozpraszanej, wtedy w dielektryku następuje jonizacja zderzeniowo-elektronowa. W wyniku tych procesów powstają wtedy dodatkowe swobodne elektrony oraz ładunki przestrzenne w postaci ruchliwych dziur. Powoduje to zniekształcenie pola w dielektryku, zwiększenie wartości jego natężenia w pobliżu katody i dodatkową emisję elektronów z jej powierzchni, co prowadzi do dalszego wzrostu emisji zderzeniowej w tym obszarze, aż do przebiecia dielektryka [54, 59].

Przebiecie cieplne dielektryków związane jest z powstaniem nieodwracalnych zmian struktury fizykochemicznej dielektryka w wyniku wzrostu jego temperatury. W warunkach ustalonych, ciepło wydzielane w dielektryku powstające pod wpływem prądów upływu i strat polaryzacyjnych jest przekazywane do otoczenia. Temperatura dielektryka pozostaje niezmienna, a jej wartość wynika z bilansu ciepła powstającego w dielektryku i oddawanego do otoczenia. W przypadku gdy wzrasta wartość ciepła powstającego w dielektryku, przy stałej temperaturze otoczenia, temperatura dielektryka wzrasta do wartości zapewniającej nowy stan równowagi. Wzrost temperatury obniża wytrzymałość elektryczną, co w rezultacie może doprowadzić do przebiecia dielektryka przy niewielkim natężeniu pola. Czas wystąpienia przebiecia cieplnego zależy od wartości i prędkości zmian strumienia cieplnego powstającego w dielektryku. Im wartość tego strumienia jest większa, tym większy jest przyrost temperatury dielektryka i przebiecie następuje w krótszym czasie [59].

Przy opisie mechanizmu cieplnego przebiecia dielektryków zakłada się, że dielektryk jest jednorodny i jego ciepło właściwe oraz przewodność cieplna nie zależą od temperatury [59]. Na podstawie prawa Fouriera-Kirchhoffa, opisującego przewodnictwo ciepła, można określić zależność pomiędzy strumieniem ciepła (mocą cieplną) w dielektryku a wartością jego temperatury. Równanie Fouriera-Kirchhoffa dla jednorodnego dielektryka, w odniesieniu do jego jednostkowej objętości, ma następującą postać [59]:

$$p_v(\mathcal{G}) = c g \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} - \operatorname{div}(\lambda \nabla \mathcal{G}), \quad (3.2)$$

gdzie:

- $p_v(\mathcal{G})$ – moc cieplna dostarczana do dielektryka przypadająca na jednostkę objętości,
- c – ciepło właściwe dielektryka,
- g – gęstość dielektryka,
- λ – przewodność cieplna właściwa,
- $\nabla \mathcal{G}$ – gradient temperatury w określonym punkcie dielektryka równy liczbowo spadkowi temperatury z przeciwnym znakiem.

Na podstawie równania (3.2) wyznacza się – dla najbardziej nagrzanego punktu dielektryka – następujące funkcje temperatury \mathcal{G}_d w zależności od czasu t i odległości r :

- $\mathcal{G}_d(t, r)$ dla stanu nieustalonego,
- $\mathcal{G}_d(t)$ dla stanu ustalonego w ekwiskalarnym polu temperatury (gdy $\nabla \theta = 0$),
- $\mathcal{G}_d(r)$ dla stanu ustalonego,

które wymagają przyjęcia odpowiednich warunków dotyczących stanu pola temperaturowego oraz mocy cieplnej dostarczanej do dielektryka, przypadającej na jednostkę objętości i zależącej od: czasu trwania, rodzaju przyłożonego napięcia oraz konduktywności i współczynnika strat dielektrycznych. Z tego względu rozwiązanie równania (3.2) jest możliwe po przyjęciu szeregu założeń upraszczających i dlatego wyniki obliczeń wytrzymałości układów izolacyjnych na przebicie cieplne powinny być weryfikowane empirycznie [59]. Przykładowe wzory do obliczeń napięcia granicznego przebicia cieplnego dielektryków stałych w stanie ustalonym zestawione są m.in. w książce prof. Z. Gacka [59].

Mechanizm jonizacyjno-starzeniowy występuje pod wpływem wewnętrznych lub zewnętrznych wyładowań niezupełnych oraz pod wpływem starzenia cieplnego lub elektrochemicznego. Powstanie wyładowań niezupełnych związane jest z niejednorodnościami pola elektrycznego występującymi na skutek niejednorodności dielektryka, powstałych w wyniku szczelin i wtrącin wypełnionych gazem lub cieczą. Ponieważ przenikalność elektryczna takich miejsc jest na ogół mniejsza niż przenikalność dielektryka stałego, więc na skutek występującej wtedy niejednorodności pola elektrycznego jego natężenie we wtrącinie może przekroczyć wartość krytyczną nawet przy napięciu roboczym izolacji i zapoczątkować wyładowanie. W wyniku wyładowania następuje dalsza degradacja ścianek wtrąciny, co w dalszym ciągu pogarsza jej właściwości elektryczne.

Przebiecie czysto jonizacyjne wynika z kumulacji przebiec częściowych. Może wystąpić w stosunkowo krótkim czasie, jeżeli w przestrzeni oddziaływania pola elektrycznego występują niejednorodności związane z istnieniem wtrącin lub

szczelin. Warunkiem wystąpienia we wtrącinie naprężenia krytycznego jest osiągnięcie przez napięcie wartości krytycznej [54]:

$$U_{kr} = \left(\frac{\varepsilon_2 - \varepsilon_1}{\varepsilon_2} a_1 + \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} a \right) E_{1kr}, \quad (3.3)$$

gdzie:

$\varepsilon_1, \varepsilon_2$ – przenikalność elektryczna wtrąciny i dielektryka,
 a_1, a – grubość dielektryka i wtrąciny.

Proces starzenia jonizacyjnego powstaje w wyniku długotrwałego oddziaływania wyładowań niezupełnych w dielektryku. Wyładowania takie występują przy niezbyt dużych natężeniach pola elektrycznego, a w wypadku powstawania natężeń większych prowadzą do przebicia izolacji.

Można wyróżnić dwa przypadki rozwoju starzenia jonizacyjnego [54, 59]:

- starzenie bez erozji dielektryka,
- starzenie z występującą erozją, przekształcającą się w drzewienie.

Starzenie jonizacyjne powoduje przyspieszenie degradacji izolacji. Zazwyczaj nie występuje pojedynczo, ale razem ze starzeniem cieplnym i elektrochemicznym.

Czas starzenia bezerozyjnego, rozumiany jako czas rozwoju kanału, jest zależny od rodzaju dielektryka oraz wartości pola elektrycznego. Jest on równy czasowi życia dielektryka t_z , czyli przedziałowi czasu, po którym wartość parametru służącego do oceny stopnia spełniania podstawowych funkcji izolacyjnych przez układ maleje do poziomu uznawanego za krytyczny. Dla mechanizmu starzenia bezerozyjnego można go określić za pomocą zależności [54, 59, 120]:

$$t = C E^{-n}, \quad (3.4)$$

gdzie:

C, n – współczynniki zależne od rodzaju dielektryka,
 E – wartość natężenia pola elektrycznego.

Okres starzenia erozyjnego jest zależny przede wszystkim od tego, czy przekroczono napięcie początkowe jonizacji we wtrącinie dielektryka, natomiast znacznie mniej od intensywności wyładowań scharakteryzowanej przez liczbę zapłonów [54, 59, 120]. Aby zapoczątkować takie starzenie konieczne jest przekroczenie we wtrącinie początkowego napięcia jonizacji, uwarunkowanego obecnością ładunku pozornego [53]:

$$q_p = (U_z - U_g) \cdot C_a, \quad (3.5)$$

gdzie:

U_z, U_g – napięcie zapłonu i gaśnięcia wyładowania we wtrącinie,
 C_a – pojemność fragmentu dielektryka występującego w układzie szeregowym z wtrąciną.

Ciepłne starzenie jonizacyjne związane jest ze zmianami chemicznymi dielektryka pod wpływem temperatury.

Czas życia dielektryka t_z , w zależności od temperatury, określony jest przez prawo Arrheniusa i ma ogólną postać [120]:

$$t_z = A \exp\left(-\frac{B}{T}\right), \quad (3.6)$$

gdzie:

- A i B – stałe,
- T – temperatura, w K.

Znana jest również inna zależność, sformułowana przez Montsingera, która dobrze opisuje proces starzenia izolacji celulozowej [59], sformułowana następująco:

$$t_z = t_{oz} \exp[-m(T - 273)], \quad (3.7)$$

gdzie:

- t_{oz} – czas życia w temperaturze początkowej, charakteryzującej dany rodzaj izolacji,
- m – stała Montsingera ($m = 0,0865$),
- T – temperatura izolacji, w K.

Występująca we wzorze (3.7) wartość stałej Montsingera obowiązuje pod warunkiem, że temperatura pracy izolacji mieści się w zakresie 373-403 K (100-130°C). Należy podkreślić, że czas życia t_z , wynikający ze wzorów (3.6) i (3.7) maleje wykładniczo wraz ze wzrostem temperatury izolacji T .

Starzenie elektrochemiczne jest związane z powstaniem i rozwojem w dielektryku zanieczyszczeń i wilgoci. Zależy to od wpływu pola elektrycznego oraz rodzaju dielektryka i napięcia. Czynnikiem zapoczątkowującym taki proces starzeniowy są zmiany napięcia, pod wpływem których w dielektryku następuje segregacja jonów – na jony metaliczne (które biorą udział w tworzeniu przewodzących dendrytów) i niemetaliczne (pod wpływem, których następuje degradacja dielektryka). Wpływ wilgoci na proces starzenia jest dość istotny, szczególnie w dielektrykach organicznych. Penetracja wody przyspiesza bowiem proces powstawania kanałów podobnych do tych, jakie występują podczas oddziaływania jonizacyjnego.

Zgodnie z prawem Arrheniusa, wzrost temperatury jeszcze bardziej przyspiesza reakcje chemiczne prowadząc do dalszego zmniejszenia czasu życia izolacji, który można określić z zależności [54, 59, 120]:

$$t_z = t_0 \cdot A^{\frac{T_0 - T}{B}}, \quad (3.8)$$

gdzie:

- t_z, t_0 – czas życia izolacji przy temperaturach T i T_0 ,
- A i B – stałe czasowe zależne od rodzaju izolacji.

Przedstawione mechanizmy degradacji dielektryków stałych, z których zbudowana jest izolacja kabli elektroenergetycznych, są zaledwie zasygnalizowaniem zagadnień związanych z właściwościami izolacji wysokonapięciowej w elektroenergetyce, a szczególnie izolacji kabli. Właściwości dielektryków zaprezentowano jedynie przy uwzględnieniu podstawowych i pojedynczych mechanizmów ich przebicia. W przypadku eksploatacji kabli elektroenergetycznych dochodzi jednak do nakładania się na siebie wielu mechanizmów, ze względu na zmienne warunki pracy kabli oraz zmienne warunki zewnętrzne. Bardzo szeroki i wnikliwy opis właściwości izolacji kabli znajduje się w publikacjach na ten temat [55, 56, 57, 58, 59, 61, 116, 117, 118, 120, 181, 182, 183, 184], które zamieszczono w spisie literatury. Należy przy tym stwierdzić, że mechanizmy degradacji izolacji kabli są bardzo złożone i nie zależą tylko od właściwości izolacji, ale również w dużym stopniu, od ukształtowania układów izolacyjnych [55, 56, 57, 58, 59, 60, 62, 104, 118, 120, 121].

4 Analiza niezawodności kablów elektroenergetycznych średniego napięcia

4.1. Uwagi ogólne

Badania niezawodności kablów elektroenergetycznych średniego napięcia prowadzone są w kilku ośrodkach naukowych w kraju. Dotyczą one analiz wybranych parametrów niezawodnościowych uzyskanych na podstawie badań wybranych rejonów dystrybucji energii elektrycznej. Przykłady takich badań są zamieszczone w publikacjach [6, 33, 34, 35, 36, 60, 80, 95, 107, 109, 110, 119, 122, 123, 185]. Na szczególną uwagę zasługują prace prof. A. Rakowskiej dotyczące kablów o izolacji z polietylenu i polietylenu usieciowanego [117, 118, 120, 123, 124].

Przedstawione w tym rozdziale wyniki oceny wartości parametrów i funkcji niezawodnościowych są rezultatem wieloletnich badań linii kablowych średniego napięcia wykonywanych przez autora niniejszej monografii [148, 149, 154, 156, 158, 159, 161, 162, 163, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173]. Badania te prowadzone były według opracowanej przez autora metodyki oceny niezawodności linii kablowych. Jednym z elementów tej metodyki było opracowanie karty zawodności kablów elektroenergetycznych, która – wraz z dodatkową dokumentacją dotyczącą charakterystyki długości kablów i czasu ich eksploatacji – pozwala na ocenę funkcji niezawodności kablów [156, 162, 165, 166].

Ocena parametrów i właściwości niezawodnościowych została wykonana na podstawie analizy prób statystycznych zawodności kablów, zebranych w czasie ich eksploatacji. Opracowanie danych statystycznych i wyznaczenie wartości wybranych estymatorów z próby przeprowadza się metodami statystycznymi. W celu jednoznacznego określenia i zdefiniowania zastosowanych estymatorów oraz sposobu ich wyznaczania, w podrozdziale 4.3 przedstawiono podstawy wnioskowania statystycznego. Przedstawiono również sposób oceny parametrów rozkładu Weibulla metodą siatek funkcyjnych, która pozwala na wyznaczenie parametrów dystrybuanty funkcji niezawodności tego rozkładu. Ten sposób estymacji rozkładów jest zastosowany w zaproponowanej metodzie oceny funkcji niezawodności linii kablowych [156, 162, 165, 166].

Rozkłady wielkości opisujących niezawodność kablów, które zostały użyte do określania modeli statystycznych, przedstawiono w podrozdziale 4.4.

Badaniom poddano przede wszystkim kable o izolacji z papieru oraz polietylenu. Uzyskane próby statystyczne kablów w izolacji wykonanej z polietylenu usieciowane-

go były za małe, aby można było otrzymać na ich podstawie wiarygodne wyniki na zakładanym stopniu istotności α . Przeprowadzono badania, których zakres został wyszczególniony w podrozdziale 4.5. Miały one na celu ocenę zawodności kabli oraz skutków ich zawodności. Oprócz badań autora, podobnych analiz dokonał zespół naukowy kierowany przez prof. Z. Gacka, w oparciu o metodę opracowaną przez autora [35]. Otrzymane wyniki są zbieżne, co potwierdza i uwiarygodnia założenia zastosowanej metody oraz wyniki dokonywanych badań. Uzyskane wyniki posłużyły w dalszej części pracy do wyznaczania niezawodności struktur linii kablowych oraz do oceny ekonomicznej optymalnego okresu eksploatacji kabli.

4.2. Metodyka badań niezawodnościowych linii kablowych

Badanie parametrów niezawodnościowych elementów systemów elektroenergetycznych prowadzi się za pomocą trzech głównych metod badawczych: analitycznej, empirycznej i statystycznej [130, 131, 142, 143, 162, 172, 203, 204].

Metoda analityczna polega na badaniu oraz analizie zjawisk starzeniowych i zmęzeniowych, jakie zachodzą w elementach systemów, w określonych warunkach środowiskowych, w zależności od wybranych parametrów charakterystycznych, na przykład: temperatury, wilgotności, naprężeń mechanicznych lub natężenia pola elektrycznego. Otrzymanie wiarygodnych wyników badań uwarunkowane jest znajomością zachodzących procesów fizycznych oraz warunków, w jakich pracuje badany element systemu elektroenergetycznego.

W metodzie empirycznej stosuje się badania w warunkach zbliżonych do eksploatacyjnych lub bada się założone parametry niezawodnościowe elementu w laboratorium badawczym, wykonując zazwyczaj badania określające wartości parametrów krytycznych.

Metoda statystyczna oparta jest na badaniu i analizie statystycznej niezawodności elementów systemu elektroenergetycznego w trakcie prowadzonej eksploatacji.

Dwie pierwsze metody stosowane są na etapie projektowania oraz wstępnych badań wyprodukowanych elementów. Wyniki badań decydują o rozwiązaniach i wartościach parametrów konstrukcyjnych oraz o podjęciu produkcji danego elementu na skalę masową. Metoda statystyczna stosowana jest w czasie eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Nie wymaga ona dużych przedsięwzięć technicznych i kosztów, jakie występują przy badaniach laboratoryjnych (szczególnie niszczących). Badane elementy pracują w rzeczywistych warunkach, przy narażeniach zewnętrznych, na ogół trudnych do zamodelowania w warunkach laboratoryjnych. Oznacza to, że awaria badanego elementu następuje na skutek przyczyn eksploatacyjnych i różnego rodzaju narażeń środowiskowych, a nie na skutek celowego zniszczenia badanego elementu. Wnioski otrzymane podczas takich badań najlepiej określają parametry niezawodnościowe badanego elementu podczas eksploatacji, ponieważ wynikają z badań wykonanych w rzeczywistych warunkach obciążenio-

wych i przy narażeniach środowiskowych, obejmujących pełny ich zakres w czasie pracy elementu systemu elektroenergetycznego. Podstawową wadą tej metody jest długi czas badań, ponieważ czas eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych wynosi od kilku do kilkudziesięciu lat. Czas ten można skrócić stosując odpowiednie metody, o czym będzie mowa w podrozdziale 4.10. Nie umniejsza to znaczenia poprzednich metod, które mają znaczenie podstawowe.

W celu osiągnięcia odpowiednich i wiarygodnych rezultatów przy badaniach statystycznych, niezbędne jest sprecyzowanie zasad klasyfikowania i zbierania danych niezawodnościowych tak, aby były kompletne, jednolite i jednoznaczne. Metodyka oceny niezawodności linii kablowych, a w szczególności linii kablowych średniego napięcia, które ze względu na powszechne zastosowanie (szczególnie na obszarach miejskich) mają duży wpływ na niezawodność systemu elektroenergetycznego, jest problemem niezwykle ważnym.

Podstawowymi celami zawartymi w programie badań jest określenie właściwości i parametrów niezawodnościowych kabli elektroenergetycznych poprzez [117, 119, 128, 148, 156, 159, 162, 167, 168]:

- charakterystykę danych identyfikacyjnych kabla,
- charakterystykę danych uszkodzenia kabla,
- ocenę techniczną i ekonomiczną skutków awarii kabla,
- ocenę niezawodności (intensywności awarii) kabla w zależności od czasu eksploatacji.

Badane wielkości i parametry niezawodnościowe są zmiennymi losowymi, dlatego określenie ich wartości odbywa się poprzez estymację parametryczną wartości otrzymanych z próby, jak również poprzez estymację nieparametryczną polegającą na określeniu rozkładu prawdopodobieństwa badanej zmiennej losowej.

Dane identyfikacyjne kabla charakteryzują jego podstawowe parametry oraz datę zainstalowania. Takie dane potrzebne są do identyfikacji kabla w systemie elektroenergetycznym, w celu założenia odpowiednich baz populacji kabli o określonych parametrach konstrukcyjnych (rodzaj izolacji, przekrój żyły roboczej) oraz czasu eksploatacji (poprzez podanie daty zainstalowania kabla).

Charakterystyki eksploatacyjne kabla mają na celu określenie przyczyn awarii kabli i elementów osprzętu kablowego, ocenę czasu trwania awarii oraz sezonowości awarii kabli. Powyższe dane niezawodnościowe są bardzo ważne dla służb eksploatacyjnych, pozwalając na wyznaczenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii w ciągu roku oraz określenie rozkładu prawdopodobieństwa czasu odnowy, w celu optymalizacji organizacji i uzbrojenia technicznego służb eksploatacyjnych.

Ocena skutków technicznych i ekonomicznych uszkodzeń kabla polega w pierwszej kolejności na określeniu rozkładu prawdopodobieństwa czasu przerwy w zasilaniu odbiorców, który jest jednym z podstawowych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Następną analizowaną zmienną losową jest wartość energii elektrycznej

niedostarczonej odbiorcom, określonej przez rozkład prawdopodobieństwa tej zmiennej. Znajomość tego rozkładu ma podstawowe znaczenie dla określenia strat gospodarczych spowodowanych u odbiorców, a także strat wynikających z utraczonego zysku dystrybutora energii elektrycznej. Kolejną zmienną losową są koszty związane z usuwaniem awarii, na które składają się przede wszystkim koszty materiałów, robocizny oraz pracy sprzętu mechanicznego.

Daty zainstalowania kabla oraz jego awarii pozwalają na określenie funkcji niezawodności oraz pozostałych funkcji (pochodnych), takich jak: funkcja intensywności uszkodzeń w czasie eksploatacji, rozkład gęstości prawdopodobieństwa czasu do uszkodzenia oraz funkcja zawodności [156, 162, 166, 167]. Potrzebne są jednak również dodatkowe dane zbiorcze dotyczące na przykład długości badanych typów kabli w określonych latach eksploatacji.

Badania niezawodnościowe zmierzają do uzyskania wiarygodnych informacji, które mogą być wykorzystane przez dystrybutora energii elektrycznej oraz producenta kabli, dając wskazówki dotyczące celowości wykonania określonych dodatkowych badań laboratoryjnych (kabela, izolacji itp.). Pozwalają one również na probabilistyczną ocenę intensywności awarii kabli przy uwzględnieniu czasu ich eksploatacji, a w rezultacie, przy wykorzystaniu danych ekonomicznych, na optymalizację techniczno-ekonomiczną poziomu niezawodności analizowanego systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem uzasadnionego ekonomicznie czasu eksploatacji.

Biorąc pod uwagę przedstawione wyżej cele i zakres prowadzonych badań niezawodnościowych, zaproponowano kartę zawodności kabli elektroenergetycznych (rys. 4.1), która może istnieć w formie fizycznej (dokument eksploatacyjny), lub wirtualnej (komputerowa baza danych z odpowiednimi rekordami). Karta ta ma następujące części składowe:

- dane identyfikacyjne kabla, służące do identyfikacji miejsca oraz roku zainstalowania uszkodzonego kabla,
- dane uszkodzenia kabla, określające główne parametry związane z uszkodzeniem,
- skutki techniczne i ekonomiczne uszkodzenia, związane z przerwą w zasilaniu odbiorców oraz koszty remontu,
- uwagi dodatkowe, nie ujęte w poprzednich punktach.

Następnym dokumentem (bazą) do zbierania danych dodatkowych (służących do wyznaczania funkcji niezawodności i intensywności awarii kabli w zależności od czasu eksploatacji) jest zestawienie (tabl. 4.1), które dla danego roku badań określa długości zainstalowanych kabli w poszczególnych latach eksploatacji [162, 165, 167]. Zawiera ono następujące dane:

- rok prowadzonych badań,
- typ kabla,
- rok eksploatacji,
- długości kabli w poszczególnych latach eksploatacji w km.

KARTA ZAWODNOŚCI KABLI ELEKTROENERGETYCZNYCH			
1. Dane identyfikacyjne			
1.1. Nr kolejny karty	□□□□	1.2. Nazwa rejonu energetycznego	□□□□□□□□□□
1.3. Nazwa kabla (trasa)	□□□□□□□		
1.4. Napięcie znamionowe [kV]	□□□□	1.5. Typ kabla	□□□□□□□□□□
1.6. Przekrój kabla [mm ²]	□□□□	1.7. Rok zainstalowania	□□□□
2. Dane uszkodzenia			
2.1. Data uszkodzenia kabla [dz. m. rok]	□□ □□ □□□□	2.2. Przyczyna uszkodzenia	□□□□□□□□
2.3. Czas usuwania awarii [h]	□□□□□□	2.4. Rodzaj uszkodzenia (uszkodzony element)	□□□□□□□□□□
3. Skutki techniczne i ekonomiczne uszkodzenia			
3.1. Czas przerwy w zasilaniu odbiorców [h]	□□□□□□□□	3.2. Energia elektryczna niedostarczona do odbiorców [MW·h]	□□□□□□□□□□
3.3. Koszt usuwania awarii [zł]	□□□□□□□□		
4. Uwagi			

Rys. 4.1. Proponowana karta do oceny zawodności kabli elektroenergetycznych [156, 162, 166, 167]

TABLICA 4.1. Dane dodatkowe do wyznaczania funkcji niezawodności i intensywności awarii kabli

Rok prowadzonych badań <i>j</i>	Rok eksploatacji kabla <i>i</i>	Typ kabla	Długości określonego typu kabla w roku eksploatacji <i>i</i>
1	1		
2	2		
3	3		
.....		
.....		
.....		
<i>n</i>	<i>k</i>		

Zbiórcze wyniki badań niezawodnościowych linii kablowych obejmują długości kabli l_i w poszczególnych latach eksploatacji i ($i = 1, 2, 3, \dots, k$) oraz liczbę ich awarii m_i na przestrzeni lat badań j ($j = 1, 2, 3, \dots, n$), co przedstawiono w tabelicy 4.2.

TABLICA 4.2. Zbiórcze wyniki badań niezawodności populacji linii kablowych

Rok badań	1		2		3			n		Razem	
Rok eksploatacji	l_i	m_i	l_i	m_i	l_i	m_i	l_i	m_i	l_i	m_i	l_i	m_i
1												
2												
3												
.....												
.....												
k												

Opracowana przez autora metodyka awaryjności linii kablowych przedstawiona została w pracach [156, 162, 166], a na jej podstawie przeprowadzono identyfikację modeli niezawodnościowych linii kablowych 15 kV, zaprezentowanych w [167] oraz w dalszej części niniejszej monografii.

4.3. Podstawy wnioskowania statystycznego

Ocena parametrów wielkości niezawodnościowych opiera się na metodach wnioskowania, którymi zajmuje się statystyka matematyczna i rachunek prawdopodobieństwa. Podstawowym problemem statystyki matematycznej jest wnioskowanie o cechach populacji generalnej na podstawie próby pobranej do badań statystycznych, zwanej próbą losową. Próba statystyczna to ciąg zmiennych losowych o rozkładzie takim, jak rozkład populacji generalnej [9, 17, 18, 19, 39, 52, 195, 197].

Jednym z podstawowych warunków otrzymania wiarygodnych oszacowań statystycznych badanych cech prób losowych jest zapewnienie reprezentatywności próby. Aby to mogło nastąpić, należy zapewnić spełnienie warunków, aby [9, 17, 18, 19, 39, 52, 195, 197, 197]:

- 1) każdy wynik badania populacji generalnej był uzyskiwany w takich samych warunkach,
- 2) wyniki poszczególnych badań były od siebie niezależne.

Wnioskowanie statystyczne, w zależności od potrzeb i dalszego wykorzystania wyników, może odbywać się dwojako [9, 17, 18, 19, 39, 52, 195, 197, 197, 198]:

- a) jako estymacja, czyli obliczanie dowolnych statystyk służących do oszacowania niezależnych wartości badanych parametrów populacji generalnej,

b) jako weryfikacja hipotez statystycznych rozkładu badanej cechy w populacji generalnej.

Estymacja może być punktowa lub przedziałowa. W estymacji punktowej szacuje się nieznaną wartość parametru populacji, przyjmując jego wartość jako wartość estymatora. Takim najczęściej stosowanym estymatorem jest wartość średnia z próby. Estymacja przedziałowa polega na zbudowaniu, dla wyznaczonego z badanej próby losowej, przedziału ufności. Przedział ufności jest to losowy przedział wyznaczony za pomocą rozkładu estymatora, który posiada taką właściwość, że z dużym – z góry założonym prawdopodobieństwem – zawiera wartość szacowanego estymatora. Określa się więc dolną i górną granicę przedziału ufności ze z góry założonym prawdopodobieństwem $(1-\alpha)$, gdzie α jest poziomem istotności, czyli prawdopodobieństwem popełnienia błędu pierwszego rodzaju. W zastosowaniach technicznych przyjmuje się zazwyczaj arbitralnie wartość $\alpha = 0,05$, co oznacza, że prawdopodobieństwo popełnienia błędu pierwszego rodzaju wynosi 5%.

Hipoteza statystyczna jest dowolnym przypuszczeniem dotyczącym rozkładu populacji generalnej. Hipoteza parametryczna jest to taka hipoteza statystyczna, która precyzuje wartość parametru w rozkładzie populacji generalnej danego typu. Hipoteza nieparametryczna precyzuje typ rozkładu populacji generalnej. Hipotezy parametryczne i nieparametryczne weryfikowane są za pomocą tzw. testów istotności. Test istotności, który weryfikuje hipotezę precyzującą wartość parametru w ustalonym typie rozkładu populacji generalnej, nosi nazwę *parametrycznego testu istotności*. *Nieparametryczny test istotności* to taki test, który dla założonej hipotezy (zerowej), precyzuje postać rozkładu populacji generalnej.

Najczęściej stosowanym estymatorem średniej wartości m próby losowej jest średnia arytmetyczna \bar{x} z próby, wyznaczana za pomocą wzoru [9, 17, 18, 19, 39, 52, 88, 195, 196, 198]:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (4.1)$$

gdzie:

- n – liczba elementów próby,
- x_i – wartość i -tej zmiennej losowej.

Jak już wcześniej wspomniano, w estymacji przedziałowej wyznacza się przedział liczbowy, który z założonym prawdopodobieństwem $(1-\alpha)$ zawiera wartość szacowanego parametru. Przedział ten, bez względu na typ rozkładu populacji generalnej, ale przy założeniu, że próba losowa jest liczna (czyli wynosi co najmniej kilkadziesiąt elementów), można wyznaczyć z następującej zależności [9, 17, 18, 19, 39, 52, 88, 195, 196, 198]:

$$P\left\{\bar{x} - u_\alpha \frac{s}{\sqrt{n}} < m < \bar{x} + u_\alpha \frac{s}{\sqrt{n}}\right\} = (1 - \alpha), \quad (4.2)$$

w której wartość średnia obliczona z próby:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^r x_j^o n_j, \quad (4.3)$$

a odchylenie standardowe z próby:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^r (x_j^o - \bar{x})^2 n_j}, \quad (4.4)$$

gdzie:

n – liczność próbki,

n_j – liczność przedziału klasowego,

x_j^o – środek przedziału klasowego,

r – liczba przedziałów klasowych,

$1-\alpha$ – przyjęty współczynnik ufności,

u_α – wartość zmiennej losowej U , standaryzowanego rozkładu normalnego $N(0,1)$.

Wartość u_α dla danego współczynnika ufności $1-\alpha$, wyznacza się z tablicy dystrybucyjnej rozkładu normalnego $N(0,1)$, aby spełniona była relacja:

$$P\{-u_\alpha < u < u_\alpha\} = 1 - \alpha. \quad (4.5)$$

Zapis we wzorze (4.5) oznacza, że wartość średnia z próby m , z prawdopodobieństwem $1-\alpha$, znajduje się w przedziale:

$$\bar{x} - u_\alpha \frac{s}{\sqrt{n}} < m < \bar{x} + u_\alpha \frac{s}{\sqrt{n}}. \quad (4.6)$$

Jeżeli próba losowa jest mało liczna ($n \leq 30$), przedział ufności dla średniej m wyznacza się ze wzoru [9, 17, 18, 19, 39, 52, 88, 195, 196, 198]:

$$P\left\{\bar{x} - t_\alpha \cdot \frac{s}{\sqrt{n-1}} < m < \bar{x} + t_\alpha \cdot \frac{s}{\sqrt{n-1}}\right\} = (1 - \alpha), \quad (4.7)$$

w którym wartość średnia obliczona ze wzoru:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_j, \quad (4.8)$$

a odchylenie standardowe z próby:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2}, \quad (4.9)$$

gdzie:

n – liczność próbki,

$1-\alpha$ – przyjęty współczynnik ufności,

t_α – wartość zmiennej losowej t -Studenta odczytana z tablicy tego rozkładu aby, dla założonego współczynnika ufności $1 - \alpha$, spełniona była relacja:

$$P\{-t_\alpha < t < t_\alpha\} = 1 - \alpha. \quad (4.10)$$

Dla określenia i scharakteryzowania właściwości próby losowej stosuje się również opisowe statystyki pozycyjne, do których między innymi należą [17, 18, 19, 79, 195, 196]:

- najmniejsza statystyka pozycyjna,
- największa statystyka pozycyjna,
- rozstęp,
- mediana.

Najmniejsza statystyka pozycyjna jest to najmniejsza wartość cechy z próby:

$$X_{(1)} = \min(X_1, X_2, \dots, X_n). \quad (4.11)$$

Największa statystyka pozycyjna jest największą wartością badanej cechy z próby:

$$X_{(n)} = \max(X_1, X_2, \dots, X_n). \quad (4.12)$$

Rozstęp jest różnicą pomiędzy wartościami $X_{(n)}$ oraz $X_{(1)}$ i wyraża granice przedziału wartości elementów próby losowej:

$$R = X_{(n)} - X_{(1)}, \quad (4.13)$$

gdzie X_1, X_2, \dots, X_n – wartości (realizacje) badanej cechy próby losowej.

Mediana jest to wartość, która w uporządkowanym szeregu pozycyjnym wartości cechy z próby losowej $X_{(1)} \leq X_{(2)} \leq \dots \leq X_{(n)}$ zajmuje w nim położenie środkowe. Jeżeli liczność próby n jest nieparzysta, to medianę definiuje się jako [18, 19, 114, 195, 196, 203, 204]

$$X_M = X_{(n+1)/2}, \quad (4.14)$$

gdy n jest parzyste, to mediana jest średnią arytmetyczną wartości $X_{(n/2)}$ i $X_{(n/2+1)}$, czyli:

$$X_M = \frac{1}{2} [X_{(n/2)} + X_{(n/2+1)}]. \quad (4.15)$$

Jak widać, mediana jest jedną z miar tendencji centralnej dla której połowa obserwacji (50%) leży powyżej tej wartości, a druga połowa poniżej. Relacja pomiędzy wartością mediany a wartością średnią z próby mówi o skośności rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej.

Zadaniem estymacji nieparametrycznej jest weryfikacja hipotezy o zgodności rozkładu empirycznego z założonym rozkładem teoretycznym. Weryfikacja takiej hipotezy statystycznej odbywa się za pomocą tzw. testów zgodności. Do oszacowania zgodności rozkładu empirycznego z rozkładem teoretycznym stosowane są siatki funkcyjne rozkładów. Z dokładnością wystarczającą do praktycznego zastosowania umożliwiają one nie tylko wytypowanie określonego rozkładu teoretycznego, ale również wyznaczenie wartości jego parametrów. Z tych powodów korzystanie z siatek funkcyjnych rozkładów jest szeroko wykorzystywane w praktyce [52, 130, 131, 194]. Zaletą stosowania siatek funkcyjnych rozkładów jest duża łatwość i szybkość oceny postaci rozkładu i jego parametrów. W przypadku takich rozkładów jak logarytmiczno-normalny, Weibulla lub gamma oszacowanie parametrów rozkładu jest dosyć złożone i sprowadza się do iteracyjnego rozwiązywania układów równań. Dobrym przybliżeniem jest oszacowanie postaci rozkładu i jego parametrów za pomocą siatek funkcyjnych, a następnie dokonywanie weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą innych testów, np. χ^2 Pearsona lub λ Kołmogorowa [5, 7, 18, 19, 32, 52, 88, 90, 92, 114, 196, 197].

Siatką funkcyjną danego rozkładu zmiennej losowej X o dystrybucji $F(x)$ nazywa się odpowiednio dobrany układ współrzędnych ortogonalnych o osiach: odciętej $\xi = \psi_1(x)$ i rzędnej $\eta = \psi_2[F(x)]$. W takim układzie dystrybuanta rozpatrywanego rozkładu zmiennej losowej $F(x)$ lub jej dopełnienie $1 - F(x)$ jest linią prostą o równaniu [52, 77, 90, 114, 129, 130, 203]:

$$\eta = a + b\xi. \quad (4.16)$$

W niniejszej monografii korzystano z siatek funkcyjnych w celu określenia parametrów rozkładu Weibulla, stosowanego w następnym rozdziale. Dlatego też przedstawiono sposób skalowania osi siatki funkcyjnej rozkładu Weibulla i metodę oceny parametrów tego rozkładu.

Dystrybuanta rozkładu Weibulla opisana jest następująco [17, 52, 110, 114, 130, 131]:

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{b} \right)^v \right], \quad (4.17)$$

gdzie:

ν – parametr kształtu,

b – parametr skali.

Wzór (4.17) można przekształcić do postaci:

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t^\nu}{\Theta} \right) \right], \quad (4.18)$$

przy czym parametr:

$$\Theta = b^\nu \quad (4.19)$$

jest umowną jednostką zmiennej losowej T^ν i nazywany jest parametrem skali rozkładu Weibulla.

Po dwukrotnym zlogarytmowaniu wzorów (4.17) i (4.18) otrzymuje się zależność:

$$\ln \ln \frac{1}{1-F(t)} = \nu \ln t - \ln \Theta = \nu \ln t - \nu \ln b. \quad (4.20)$$

W ten sposób otrzymuje się siatkę funkcyjną rozkładu Weibulla o odciętej ξ i rzędnej η , opisane za pomocą wzorów:

$$\xi = \ln t, \quad (4.21)$$

$$\eta = \ln \ln \frac{1}{1-F(t)}. \quad (4.22)$$

Na siatce tej wartości $\eta = 0$ odpowiada wartości dystrybuanty $F(t) = 1 - \exp(-1) \approx 0,632$. W takim układzie współrzędnych dystrybuanta $F(t)$ jest linią prostą o równaniu:

$$\eta = \nu \xi - \ln \Theta = \nu \xi - \nu \ln b, \quad (4.23)$$

której współczynnik kierunkowy jest równy parametrowi ν i która przecina oś rzędnych w punkcie $\eta = -\ln \Theta$, a oś odciętych – w punkcie $\xi = \ln b$, na skutek czego:

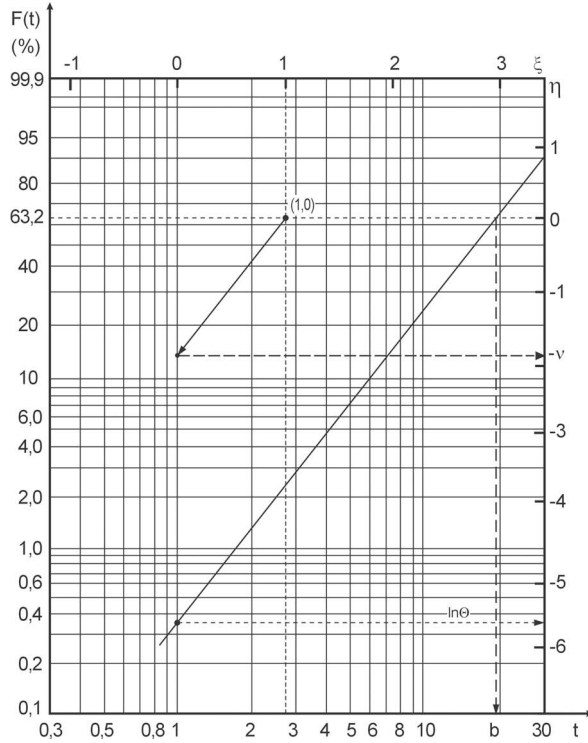
$$\eta(0) = -\ln \Theta, \quad (4.24)$$

$$F(b) = 1 - e^{-1} \approx 0,632. \quad (4.25)$$

Siatkę funkcyjną rozkładu Weibulla oraz sposób graficznego wyznaczania parametrów tego rozkładu przedstawiono na rysunku 4.2.

Odrębną grupą testów są nieparametryczne testy istotności, które weryfikują hipotezę dotyczącą rozkładu badanej cechy w populacji generalnej, nie precyzując

wartości parametrów rozkładu. Można je podzielić na dwie grupy. Grupę pierwszą stanowią testy zgodności, a grupę drugą – testy służące do potwierdzenia hipotezy, że dwie populacje mają ten sam rozkład.



Rys. 4.2. Siatka funkcyjna rozkładu Weibulla i sposób wyznaczania parametrów rozkładu za pomocą wartości dystrybuanty empirycznej $F(t, \theta, \nu)$ – opis w tekście

Testy zgodności polegają na sprawdzeniu hipotezy, że populacja generalna ma określony rodzaj rozkładu. Zakłada się, że badana próba losowa ma określony rodzaj rozkładu teoretycznego i założenie to traktuje się jako hipotezę zerową H_0 . Określenie istotnej różnicy pomiędzy weryfikowaną hipotezą H_0 a wynikami empirycznymi uzyskanymi z próby jest umowne. W celu bliższego sprecyzowania tej różnicy ustala się poziom istotności testu, oznaczany przez α , który określa dopuszczalne prawdopodobieństwo popełnienia błędu, polegającego na odrzuceniu weryfikowanej hipotezy jako fałszywej, w sytuacji gdy jest ona prawdziwa. Błąd polegający na odrzuceniu prawdziwej hipotezy i przyjęcie jej jako fałszywej nazywany jest *błędem I rodzaju*, natomiast błąd przyjęcia fałszywej hipotezy jako prawdziwej nazywany jest *błędem II rodzaju* [17, 18, 19, 52, 64, 66].

Jeżeli w wyniku weryfikacji przeprowadzonej za pomocą testu stwierdzona zostaje istotna różnica pomiędzy postawioną hipotezą H_0 a wynikami empirycznymi,

hipotezę H_0 należy odrzucić. W przypadku przeciwnym nie ma podstaw do odrzucenia postawionej hipotezy na ustalonym poziomie istotności α [17, 18, 19, 52, 64, 66]. Najczęściej stosowanymi testami zgodności są testy χ^2 Pearsona i λ Kołmogorowa [17, 18, 19, 52, 64, 66].

W teście χ^2 Pearsona zakłada się, że populacja generalna ma dowolny rozkład, którego dystrybuanta należy do pewnego zbioru Ω rozkładów o określonej postaci funkcyjnej. Na podstawie wyników z próby sprawdza się postawioną hipotezę H_0 , że populacja generalna ma rozkład Ω , tzn. $H_0: F(x) \in \Omega$, gdzie $F(x)$ jest dystrybuantą rozkładu populacji generalnej. Z populacji tej losuje się niezależną próbę losową (o licznosci n wynoszącej co najmniej kilkadziesiąt), którą dzieli się na r rozłącznych klas o licznosci n_i w każdej klasie, przy czym: $n = \sum n_i$. Należy przy tym uwzględnić warunek, aby licznosc poszczególnych klas nie była mniejsza od 5 do 8 elementów. Otrzymuje się w ten sposób rozkład empiryczny badanej próby losowej.

Aby wyznaczyć hipotetyczny rozkład Ω , dla każdej z r klas należy określić prawdopodobieństwa p_i przyjmowania przez zmienną losową x wartości należących do klasy o numerze i . Następnie mnoży się wartość prawdopodobieństwa p_i przez licznosc całej próby n i otrzymuje się liczebności teoretyczne klas np_i , które powinny wystąpić w klasie i , gdyby populacja miała rozkład typu Ω . Ze wszystkich licznosci empirycznych n_i oraz hipotetycznych np_i wyznacza się wartość następującej statystyki:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^r \frac{(n_i - np_i)^2}{np_i}, \quad (4.26)$$

mającej rozkład asymptotyczny o $r-k-1$ stopniach swobody, gdzie k jest liczbą parametrów rozkładu hipotetycznego, oszacowanych metodą największej wiarygodności.

Dla założonego z góry poziomu istotności i liczby stopni swobody $r-k-1$ porównuje się wartość statystyki rozkładu granicznego χ_α^2 z wartością χ^2 . Jeżeli zachodzi relacja:

$$\chi^2 < \chi_\alpha^2, \quad (4.27)$$

to wówczas nie ma podstaw (na poziomie istotności α) do odrzucenia zakładanej hipotezy $H_0: F(x) \in \Omega$. Można więc przyjąć, że populacja generalna ma cechę x o rozkładzie typu Ω . W przypadku kiedy $\chi^2 \geq \chi_\alpha^2$ hipotezę należy odrzucić.

W teście zgodności λ Kołmogorowa porównuje się dystrybuantę empiryczną otrzymaną z próby losowej z dystrybuantą teoretyczną rozkładu hipotetycznego. Podstawowym wymaganiem stosowania testu λ Kołmogorowa jest to, aby dystrybuanta hipotetyczna była ciągła. Takie ograniczenie nie występuje w teście χ^2 Pearsona, który może być stosowany również do badania rozkładów typu skokowego.

Z populacji generalnej losuje się niezależnie n elementów próby losowej. Na podstawie wylosowanej próby weryfikuje się hipotezę $H_0: F(x) = F_0(x)$, gdzie $F(x)$ jest dystrybuantą populacji, a $F_0(x)$ jest ciągłą dystrybuantą hipotetyczną. Wyniki próby porządkuje się w kolejności rosnącej lub grupuje się w stosunkowo wąskie przedziały, których wartości prawych końców wynoszą x_j a odpowiadające im licznosci n_j .

Dla każdej wartości x_j wyznacza się wartość $F_n(x)$ dystrybuanty empirycznej według zależności:

$$F_n(x_k) = \frac{n_{sk}}{n}, \quad (4.28)$$

gdzie n_{sk} oznacza skumulowaną licznosc od początku do x_k , tzn.:

$$n_{sk} = \sum_{j \leq k} n_j. \quad (4.29)$$

Następnie z rozkładu hipotetycznego wyznacza się, dla każdego x_j , wartość dystrybuanty teoretycznej $F(x)$ i oblicza się, dla każdego x_j , bezwzględną wartość różnicy $F_n(x) - F(x)$.

Na podstawie otrzymanych wyników wyznacza się wartość statystyki D określonej przez wyrażenie:

$$D = \sup_x |F_n(x) - F(x)|, \quad (4.30)$$

a następnie wyznacza się statystykę:

$$\lambda = D\sqrt{n}, \quad (4.31)$$

która – przy prawdziwości hipotezy H_0 – ma rozkład λ Kołmogorowa, niezależnie od postaci dystrybuanty hipotetycznej $F(x)$.

Dla ustalonego poziomu istotności α porównuje się otrzymaną wartość z wartością krytyczną λ_α granicznego rozkładu λ Kołmogorowa i sprawdza nierówność:

$$\lambda < \lambda_\alpha. \quad (4.32)$$

Przy spełnieniu powyższej nierówności nie ma podstaw, na poziomie istotności α , do odrzucenia stawianej hipotezy H_0 . W przypadku gdy:

$$\lambda \geq \lambda_\alpha \quad (4.33)$$

hipotezę H_0 należy odrzucić.

Nieparametryczne testy istotności służące do sprawdzenia hipotezy o jednakowym rozkładzie dwóch populacji stosuje się w przypadkach niemożliwości zastosowania testów parametrycznych, które wykorzystują znacznie więcej informacji zawartych w próbie. Testy te mają wprawdzie mniejszą moc od testów parame-

trycznych, lecz górują nad nimi prostotą budowy i wykonywania obliczeń [17, 18, 19, 52, 66]. Takie testy zostały wykorzystane do oceny rodzaju funkcji niezawodności linii kablowych, co przedstawiono w podrozdziale 4.12.

Jednym z ważniejszych nieparametrycznych testów istotności jest *test serii* [28, 52, 66]. *Serią* nazywa się każdy podciąg ciągu liczbowego złożony z kolejnych elementów jednego rodzaju, utworzony w ciągu uporządkowanych w dowolny sposób elementów dwóch rodzajów. Jeżeli elementy danego ciągu są losowe, wtedy zarówno liczba serii w danym ciągu, jak i ich długość są zmiennymi losowymi.

W teście serii, w celu sprawdzenia hipotezy, że dwie próby pochodzą z jednej populacji, z dwóch populacji generalnych losuje się dwie próby o licznosciach n_1 i n_2 . Na podstawie wyników tych prób weryfikuje się hipotezę H_0 , że rozkłady obu populacji nie różnią się. W tym celu wyniki obu prób ustawia się w jeden ciąg według rosnących wartości. Elementy jednej z prób oznacza się, na przykład, przez a , natomiast drugiej próby przez b . Następnie wyznacza się statystykę k , która jest sumą liczby serii a i b . Przy założeniu hipotezy o losowości próby, liczba serii k wykazuje znany i stabilizowany rozkład, zależny od wartości licznosci prób n_1 i n_2 oraz licznosci elementów a i b . Z rozkładu liczby serii odczytuje się, dla odpowiednich wartości n_1 i n_2 oraz ustalonego poziomu istotności α , taką wartość krytyczną k_α , aby spełniony był warunek [18, 19, 52, 66]:

$$P\{k \leq k_\alpha\} = \alpha . \quad (4.34)$$

Jeżeli otrzymana liczba serii k z danego ciągu spełnia nierówność $k \leq k_\alpha$, hipotezę H_0 należy odrzucić. Jeżeli relacja jest odwrotna, czyli $k > k_\alpha$, nie ma podstaw do odrzucenia postawionej hipotezy, że rozkłady obu populacji są takie same, czyli obie próby nie różnią się istotnie [18, 19, 52, 66].

Drugim, prostym w zastosowaniu testem nieparametrycznym w odniesieniu do hipotezy, że dwie populacje pochodzą z tej samej populacji generalnej, jest *test znaków* [18, 19, 52, 66]. Test ten, podobnie jak test serii, nie wymaga skomplikowanych obliczeń statystyk, a jednocześnie rozkłady badanych populacji mogą być dowolne (przy założeniu ich ciągłości). Jedynym warunkiem jaki musi być spełniony jest to, aby wyniki porównywalnych dwóch prób były jednakowo liczne i stanowiły pary odpowiadających sobie wzajemnie liczb. Podstawową statystyką, której rozkład służy do budowy obszaru krytycznego w teście znaków, jest liczba znaków (minus lub plus) różnic wyników stanowiących odpowiednie pary.

W teście znaków dane są dwie populacje generalne, których dystrybuanty $F_1(x)$ i $F_2(x)$ są ciągłe. Z populacji tych wylosowano jednakowe pary (x_i, y_i) odpowiadających sobie elementów. Na podstawie wyników prób sprawdza się hipotezę H_0 : $F_1(x) = F_2(x)$. Test polega na badaniu liczby znaków różnic x_i, y_i pomiędzy odpowiednimi parami. W wyniku badań wyznacza się statystykę:

$$L = \min(L^+, L^-), \quad (4.35)$$

gdzie L^+ , L^- – liczby znaków „+” i „-” odpowiednich różnic $(x_i - y_i)$.

Wyznaczoną wartość statystyki L porównuje się ze statystyką rozkładu liczby znaków L_α , dla ustalonego z góry poziomu istotności α . Jeżeli zachodzi nierówność:

$$L \leq L_\alpha, \quad (4.36)$$

hipotezę H_0 należy odrzucić, natomiast w przypadku, gdy zachodzi relacja

$$L > L_\alpha, \quad (4.37)$$

wówczas nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy H_0 .

4.4. Wybrane rozkłady zmiennych losowych

Rozkłady zmiennych losowych są matematycznymi modelami charakterystycznych cech występujących w procesach losowych, badanych w oparciu o statystykę matematyczną i wykorzystywanych w teorii niezawodności. W obszernej literaturze na ten temat [4, 7, 9, 13, 17, 18, 19, 20, 52, 63, 64, 65, 66, 74, 79, 88, 90, 91, 106, 110, 113, 114, 125, 129, 130, 131, 133, 202, 203] można znaleźć wiele rodzajów rozkładów: od stosunkowo prostych (jednoparametrycznych), do bardzo złożonych (wieloparametrycznych). W dalszej części tekstu omawiane są te rozkłady, które są przydatne do opisu niezawodności kabli elektroenergetycznych 15 kV.

W teorii niezawodności bardzo często wykorzystywany jest rozkład wykładniczy. Gęstość prawdopodobieństwa zmiennej losowej X , która jest określona za pomocą rozkładu wykładniczego, przedstawia wyrażenie:

$$f(x) = \frac{1}{\Theta} \exp\left(-\frac{x}{\Theta}\right), \quad (4.38)$$

gdzie Θ – parametr rozkładu.

Dystrybuanta rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej X ma postać:

$$F(x) = 1 - \exp\left(-\frac{x}{\Theta}\right). \quad (4.39)$$

Należy zwrócić uwagę, że w przypadku rozkładu wykładniczego zachodzi równość:

$$E(X) = \Theta. \quad (4.40)$$

Bardzo często jako parametr rozkładu wykładniczego stosuje się nie parametr Θ , ale jego odwrotność:

$$\lambda = \frac{1}{\Theta}. \quad (4.41)$$

Jeżeli zmienna losowa X oznacza czas do uszkodzenia obiektu T , można mówić o funkcji niezawodności rozpatrywanego obiektu, którą dla rozkładu wykładniczego przedstawia wyrażenie:

$$R(t) = \exp\left(-\frac{t}{\Theta}\right), \quad (4.42)$$

natomiast funkcja zawodności wynika ze wzoru:

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - \exp\left(-\frac{t}{\Theta}\right). \quad (4.43)$$

Ponieważ funkcję intensywności awarii w zależności od czasu eksploatacji można przedstawić za pomocą wyrażenia:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)}, \quad (4.44)$$

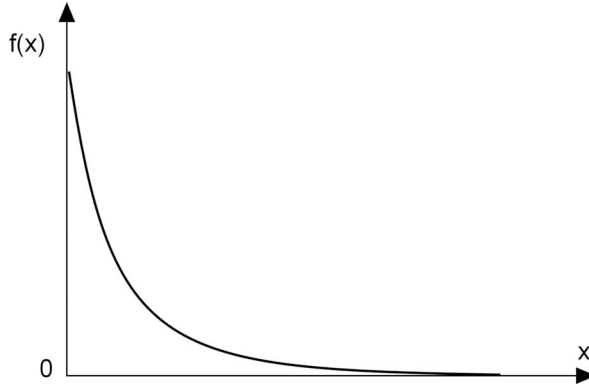
więc funkcja intensywności uszkodzeń w procesie opisanym rozkładem wykładniczym przedstawia się następująco:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{\frac{1}{\Theta} \exp\left(-\frac{t}{\Theta}\right)}{1 - \left[1 - \exp\left(-\frac{t}{\Theta}\right)\right]} = \frac{\frac{1}{\Theta} \exp\left(-\frac{t}{\Theta}\right)}{\exp\left(-\frac{t}{\Theta}\right)} = \frac{1}{\Theta} = \lambda. \quad (4.45)$$

Jak widać, funkcja intensywności uszkodzeń w przypadku rozkładu wykładniczego ma wartość stałą λ , równą odwrotności parametru rozkładu Θ ; jest ona równa odwrotności średniego czasu życia obiektu.

Przykładowy przebieg funkcji gęstości rozkładu wykładniczego przedstawia rysunek 4.3.

Stała intensywność uszkodzeń charakteryzuje obiekty w drugiej fazie eksploatacji, wtedy gdy ulegają one uszkodzeniom na skutek oddziaływania zakłóceń zewnętrznych, a nie na skutek zachodzących procesów zużycia. Rozkład wykładniczy czasu poprawnej pracy jest typowy dla takich obiektów, których uszkodzenia stabilizują się na pewnym stałym poziomie. Charakteryzuje obiekty, których uszkodzenia są głównie wynikiem losowych czynników zakłócających, a nie naturalnym zużyciem.



Rys. 4.3. Przykładowy przebieg funkcji gęstości rozkładu wykładniczego

Następnym rozkładem, również bardzo często stosowanym w teorii niezawodności, jest rozkład normalny. Zmienna losowa ma rozkład normalny, gdy jej rozrzut jest skutkiem wpływów wielu czynników, z których żaden nie jest dominujący. *Rozkład normalny*, nazywany inaczej *rozkładem Gaussa*, to taki rozkład zmiennej losowej ciągłej, którego funkcja gęstości rozkładu prawdopodobieństwa:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}\right] = \frac{1}{\sigma} \varphi\left(\frac{x-m}{\sigma}\right), \quad (4.46)$$

gdzie:

- m – jest wartością średnią z próby,
- σ – odchylenie standardowe z próby zmiennej losowej X ,
- $\varphi(u)$ – funkcja Gaussa.

Dystrybuanta rozkładu prawdopodobieństwa:

$$F(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t \exp\left[-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}\right] dx = 0,5 + \Phi\left(\frac{x-m}{\sigma}\right), \quad (4.47)$$

gdzie $\Phi(y)$ – całka Laplace'a.

Wartość średnia rozkładu normalnego:

$$E(X) = m. \quad (4.48)$$

Funkcja $\varphi(y)$, zwana funkcją Gaussa, ma postać:

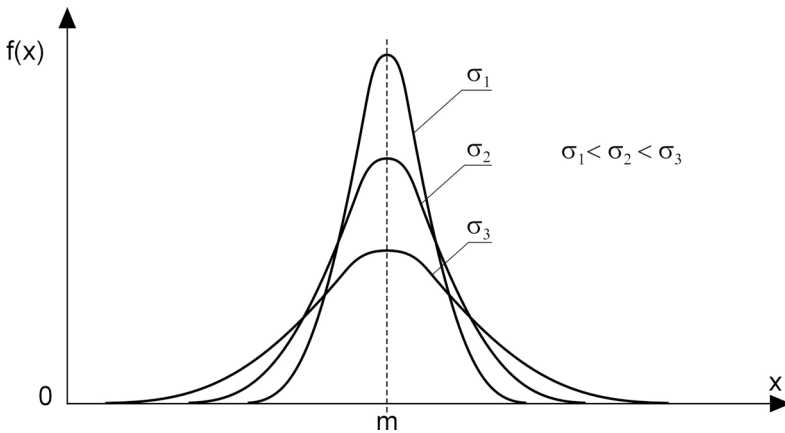
$$\varphi(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{y^2}{2}\right). \quad (4.49)$$

Funkcja $\Phi(y)$, zwana całką Laplace'a, jest określona zależnością:

$$\Phi(y) = \int_0^y \varphi(u) du. \quad (4.50)$$

Obie funkcje są stabilizowane i ich wartości można znaleźć w tablicach statystycznych [52, 205].

Gęstość prawdopodobieństwa rozkładu normalnego w zależności od wartości jego parametrów ($m = \text{const}$ i $\sigma = \text{var}$) przedstawiono na rysunku 4.4.



Rys. 4.4. Gęstość prawdopodobieństwa rozkładu normalnego w zależności od wartości jego parametrów m i σ

Przy badaniu parametrów niezawodnościowych obiektów elektroenergetycznych bardzo często występuje taki przypadek, że logarytm badanego parametru wykazuje rozkład normalny. Właściwości takiego obiektu opisać można wtedy za pomocą *rozkładu logarymiczno-normalnego*, którego funkcję gęstości $f(x)$ zmiennej losowej X określa zależność:

$$f(x) = \frac{M}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\lg x - m)^2}{2\sigma^2}\right] = \frac{M}{\sigma x} \varphi\left(\frac{\lg x - m}{\sigma}\right), \quad (4.51)$$

przy czym stała $M = \lg e = 0,4343$ jeżeli $Y = \lg X$ i $M = 1$ jeżeli $Y = \ln X$.

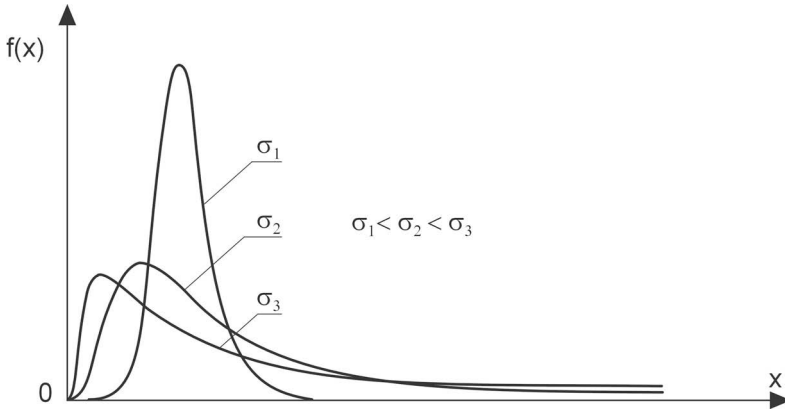
Dystrybuanta rozkładu logarymiczno-normalnego

$$F(x) = \frac{M}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \int_0^x \frac{1}{x} \exp\left[-\frac{(\lg x - m)^2}{2\sigma^2}\right] dx = \Phi\left(\frac{\lg x - m}{\sigma}\right), \quad (4.52)$$

natomiast wartość oczekiwana:

$$E(X) = \exp\left(\frac{m}{M} + \frac{\sigma^2}{2M^2}\right). \quad (4.53)$$

Na rysunku 4.5 przedstawiono gęstość rozkładu logarytmiczno-normalnego dla różnych parametrów σ .



Rys. 4.5. Przykładowe postacie funkcji gęstości rozkładu logarytmiczno-normalnego dla różnych wartości parametrów σ

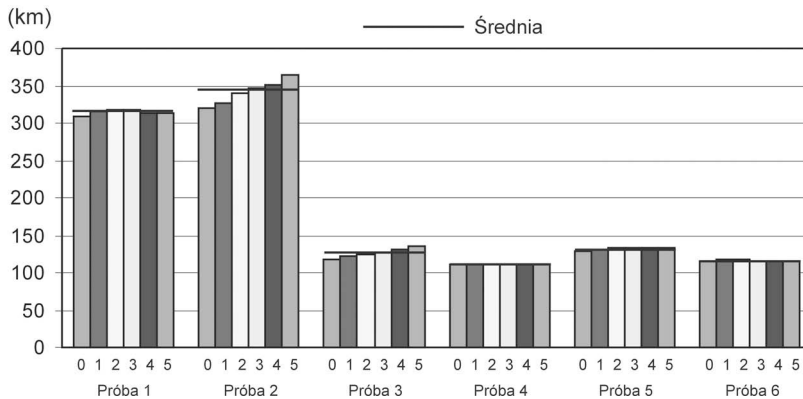
4.5. Zakres i charakterystyka przeprowadzonych badań

Dane niezawodnościowe dotyczące linii kablowych 15 kV pochodzą z sześciu rejonów energetycznych zlokalizowanych w środkowej Polsce. Badaniom podlegały linie kablowe o napięciu znamionowym 15 kV, o izolacji wykonanej z papieru, polietylenu i polietylenu usieciowanego. W tablicach 4.3-4.5 oraz na rysunkach 4.6-4.8 przedstawiono średnie długości kabli o zróżnicowanych rodzajach izolacji w rozpatrywanym okresie badań. Próby statystyczne 1-4 uzyskano z dużych uprzemysłowionych ośrodków miejskich, w których z kablowych sieci 15 kV (oprócz odbiorców komunalnych) zasilani są odbiorcy przemysłowi oraz zakłady usługowe (tabl. 4.3). Próby 5 i 6 uzyskano z mniejszych ośrodków miejskich, w których większość odbiorców to odbiorcy bytowo-komunalni. W celu zwiększenia liczności prób statystycznych badania niezawodnościowe prowadzone były przez okres sześciu lat. Okres eksploatacji badanych linii kablowych zawierał się w przedziale do 25 lat.

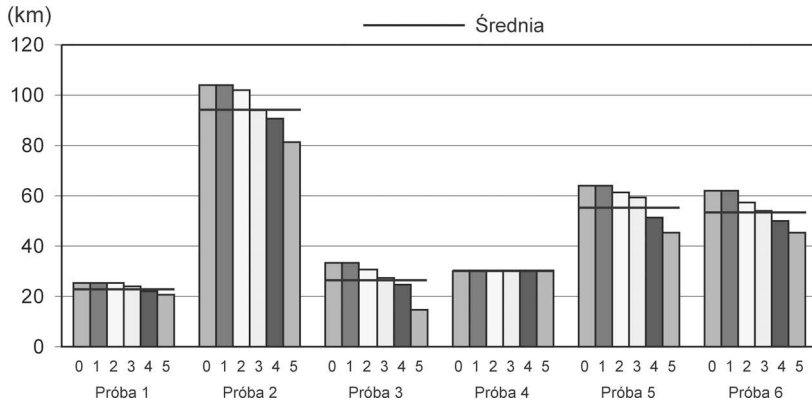
Jak wynika z danych przedstawionych w tablicach i na rysunkach, długość linii kablowych o izolacji wykonanej z polietylenu maleje w sposób zdecydowany, natomiast rośnie długość linii kablowych o izolacji z polietylenu usieciowanego. Długość linii kablowych o izolacji papierowej utrzymuje się na stałym poziomie, z niewielką tendencją wzrostową w niektórych badanych próbach statystycznych.

TABLICA 4.3. Długości linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej na koniec danego roku badań, w poszczególnych próbach statystycznych

Rok badań	Długość linii kablowych 15 kV na koniec roku (w km)					
	Próba 1	Próba 2	Próba 3	Próba 4	Próba 5	Próba 6
1	309,8	320,7	118,4	110,2	129,0	116,1
2	315,1	327,1	122,0	111,1	131,3	117,8
3	317,1	339,3	124,1	110,9	132,3	117,0
4	317,1	346,2	127,5	110,9	133,9	115,3
5	314,3	352,1	130,3	111,2	133,9	114,8
6	314,3	363,9	134,8	111,2	132,9	116,6
Średnia	315,6	345,8	127,7	111,1	132,8	116,3

**rys. 4.6.** Długości linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej na koniec danego roku badań, w poszczególnych próbach statystycznych**TABLICA 4.4.** Długości linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) na koniec danego roku badań, w poszczególnych próbach statystycznych

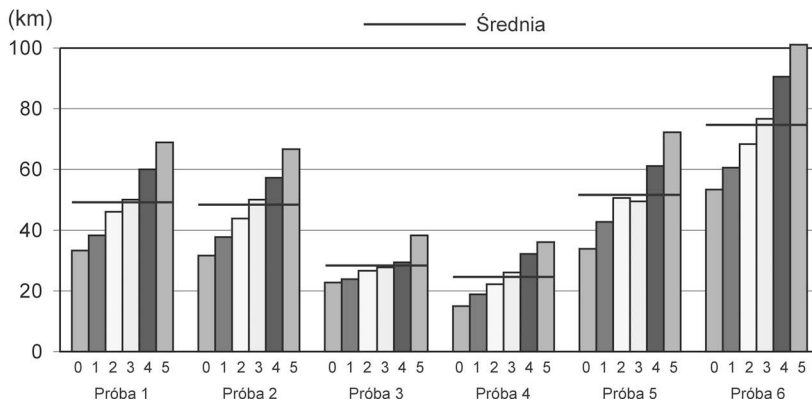
Rok badań	Długość linii kablowych 15 kV na koniec roku (w km)					
	Próba 1	Próba 2	Próba 3	Próba 4	Próba 5	Próba 6
1	25,1	103,9	33,1	30,1	63,8	62,1
2	25,1	103,9	33,1	30,1	63,8	62,1
3	25,1	101,8	31,0	30,1	61,5	57,4
4	24,0	93,9	27,6	30,1	59,6	54,2
5	22,0	90,7	24,5	30,1	51,2	50,3
6	21,0	81,1	14,5	30,1	45,2	45,2
Średnia	23,4	94,3	26,1	30,1	56,3	53,9



RYS. 4.7. Długości linii kablowych 15 kV wykonanych o izolacji polietylenowej (PE) na koniec danego roku badań, w poszczególnych próbach statystycznych

TABLICA 4.5. Długości linii kablowych 15 kV o izolacji z polietylenu usieciowanego na koniec danego roku badań, w poszczególnych próbach statystycznych

Rok badań	Długość linii kablowych na koniec roku (w km)					
	Próba 1	Próba 2	Próba 3	Próba 4	Próba 5	Próba 6
1	33,5	31,6	22,8	14,9	33,9	53,2
2	38,1	37,8	24,1	19,0	42,7	60,3
3	45,9	43,9	26,4	22,0	50,4	68,6
4	50,2	49,8	27,7	26,1	49,6	76,7
5	60,1	57,5	29,6	32,1	61,3	90,4
6	69,0	66,4	38,1	36,1	72,2	100,9
Średnia	49,5	47,8	28,1	25,0	51,7	75,0



RYS. 4.8. Długości linii kablowych 15 kV o izolacji z polietylenu usieciowanego na koniec danego roku badań, w poszczególnych próbach statystycznych

W tabelicy 4.6 zestawiono liczby awarii badanych linii kablowych w poszczególnych próbach statystycznych. Jest to jednak jedynie bardzo uogólniony obraz stanu linii, który nie pozwala na wyciągnięcie wniosków szczegółowych. Sytuację pogarsza fakt, że w przedsiębiorstwach energetycznych od dłuższego czasu nie prowadzi się jednolitej statystyki zawodności, więc zbieranie danych statystycznych było bardzo pracochłonne i wymagało zapoznania się z wieloma dokumentami. Celem było uzyskanie wiarygodnych informacji, które pozwolą określić:

- 1) sezonowość awarii kabli,
- 2) przyczyny powstawania awarii,
- 3) rodzaj uszkodzonych elementów składowych linii kablowych,
- 4) parametry i rodzaj rozkładu czasu trwania awarii,
- 5) parametry i rodzaj rozkładu czasu przerw w dostawie energii u odbiorców,
- 6) parametry i rodzaj rozkładu wartości energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcy,
- 7) parametry i rodzaj rozkładu kosztów usuwania awarii.

Jednym z najważniejszych celów przeprowadzonych badań było określenie rodzaju rozkładu i parametrów funkcji niezawodności kabli 15 kV o zróżnicowanych układach izolacyjnych, w celu wyznaczenia najważniejszych właściwości niezawodnościowych linii kablowych, jak również optymalizacji ekonomicznej okresu eksploatacji kabli.

TABLICA 4.6. Liczność awarii linii kablowych 15 kV o różnych rodzajach izolacji, w poszczególnych próbach statystycznych

Nr próby	Liczba awarii kabli o izolacji		
	papierowej	polietylenowej (PE)	polietylenowej usieciowanej (XLPE)
1.	188	227	9
2.	180	318	3
3.	95	227	3
4.	37	166	4
5.	84	203	0
6.	77	247	8

Pełny zakres badań przeprowadzono dla kabli o izolacji z papieru i polietylenu usieciowanego. Próba statystyczna uszkodzeń kabli wykonanych o izolacji z polietylenu usieciowanego była jednak zbyt mała, aby można było wyznaczyć wszystkie analizowane parametry niezawodnościowe.

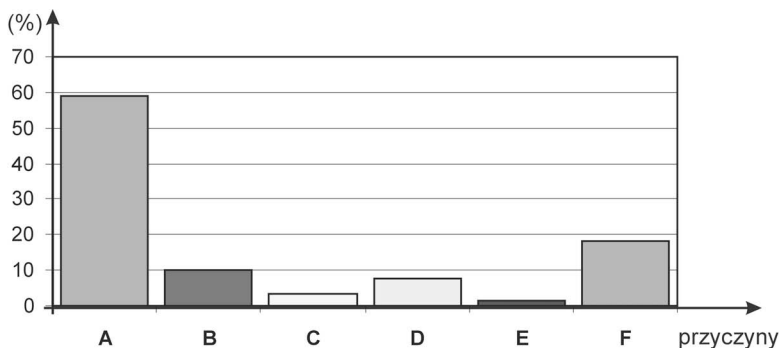
4.6. Analiza przyczyn i sezonowości awarii linii kablowych

W niniejszym podrozdziale zestawione są przyczyny powstawania awarii w powiązaniu z uszkodzonymi elementami linii kablowych. Wśród przyczyn awarii wyszczególniono: drzewienie izolacji, osłabienie izolacji, przepięcia atmosferyczne i łączeniowe, wady montażowe, starzenie izolacji, działanie wody i wilgoci oraz przyczyny mechaniczne powstające na skutek prac ziemnych lub nadmiernych naprężeń mechanicznych kabli. Analizowano uszkodzenia takich elementów linii kablowych, jak: mufy, głowice kablowe oraz kable. Częściowe wyniki tych badań przedstawiono w pracach [80, 148, 149, 150, 155, 159, 163, 164, 165, 166, 167, 168].

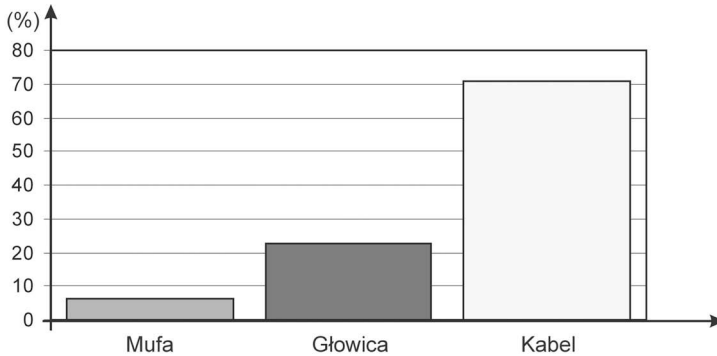
Próba statystyczna związana z oceną awaryjności linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej składała się z $n = 847$ elementów. W tablicy 4.7 oraz na rysunkach 4.9-4.11 przedstawiono udziały procentowe przyczyn awarii poszczególnych elementów linii kablowych.

TABLICA 4.7. Udziały procentowe przyczyn awarii elementów linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej

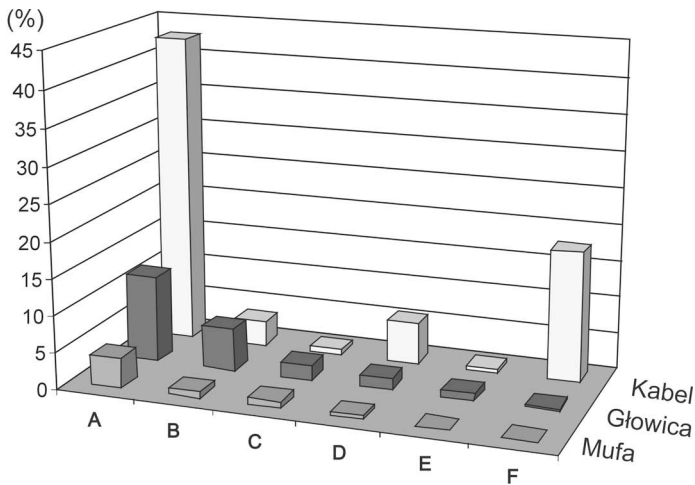
Przyczyna uszkodzenia (w %)	Oznaczenie	Mufa	Głowica	Kabel	Razem
Oslabienie izolacji	A	4,02	11,92	42,86	58,80
Przepięcia	B	0,83	5,90	3,42	10,15
Wady montażowe	C	0,94	2,01	0,59	3,54
Starzenie izolacji	D	0,47	1,65	5,67	7,79
Woda	E	0	0,94	0,59	1,53
Mechaniczne	F	0	0,24	17,95	18,18
Razem	–	6,26	22,66	71,08	100,00



Rys. 4.9. Udziały procentowe przyczyn awarii linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej (oznaczenia jak w tablicy 4.7)



Rys. 4.10. Udziały procentowe awarii elementów linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej



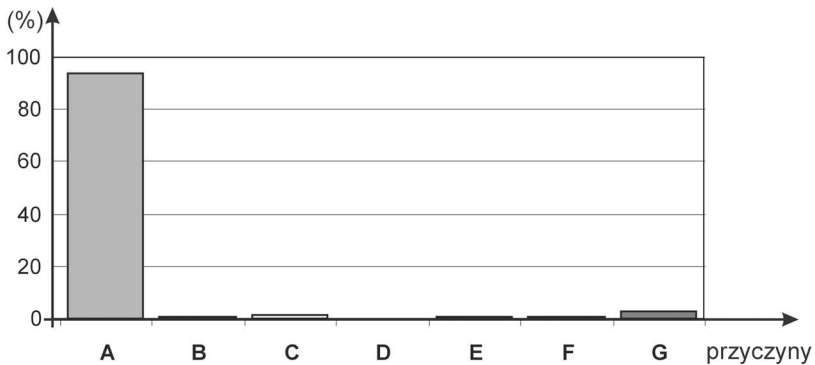
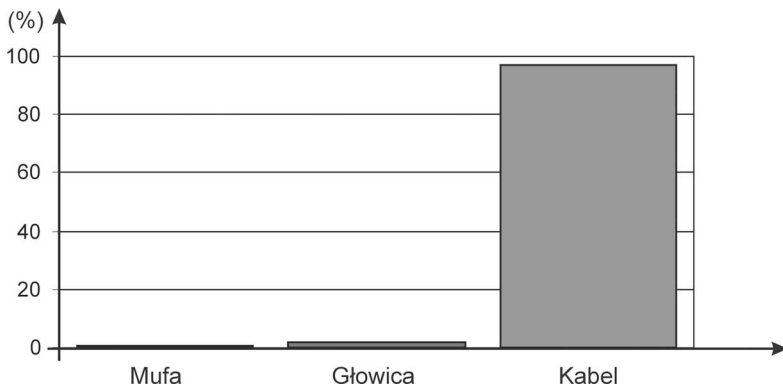
Rys. 4.11. Udziały procentowe przyczyn awarii elementów linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej (oznaczenia jak w tabelicy 4.7)

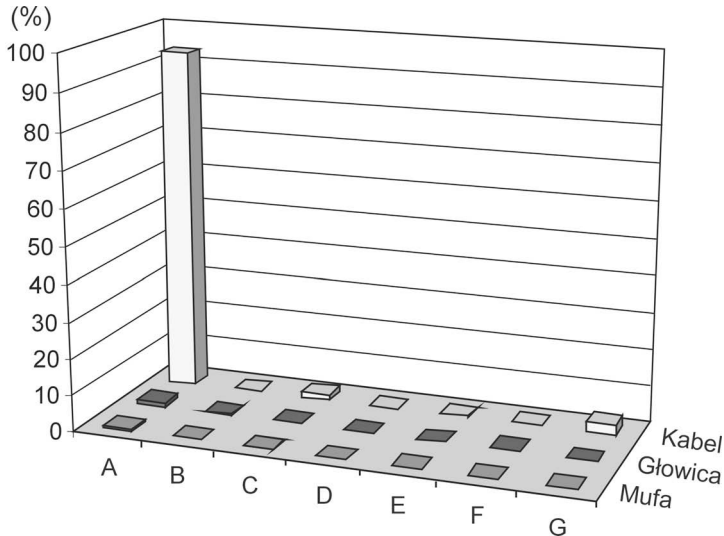
Próba statystyczna związana z oceną awaryjności linii kablowych 15 kV o izolacji z polietylenu (PE) składała się z $n = 1441$ elementów. W tabelicy 4.8 i na rysunkach 4.12-4.14 przedstawiono udziały procentowe przyczyn awarii poszczególnych elementów linii kablowych.

Liczność próby statystycznej związanej z oceną awaryjności linii kablowych 15 kV o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE) składała się zaledwie z $n = 27$ elementów. W tabelicy 4.9 oraz na rysunkach 4.15-4.17 przedstawiono udziały procentowe przyczyn awarii poszczególnych elementów linii kablowych.

TABLICA 4.8. Udziały procentowe przyczyn awarii elementów linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE)

Przyczyna uszkodzenia, %	Oznaczenie	Mufa	Głowica	Kabel	Razem
Drzewienie izolacji	A	0,56	1,18	93,66	93,66
Oslabienie izolacji	B	0,14	0,35	0,28	0,77
Przebiecia	C	0,07	0,14	1,46	1,67
Wada montażowa	D	0	0	0,07	0,07
Starzenie izolacji	E	0	0	0,35	0,35
Woda	F	0	0,35	0,28	0,63
Mechaniczne	G	0	0	2,85	2,85
Razem	–	0,77	2,02	97,21	100,00

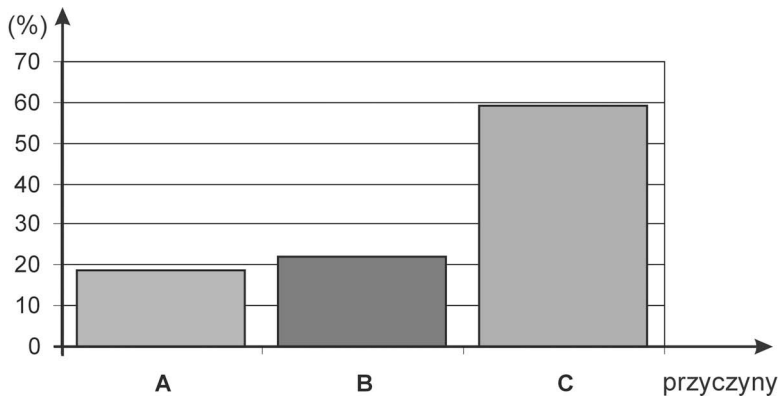
**Rys. 4.12.** Udziały procentowe przyczyn awarii linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) (oznaczenia jak w tabelicy 4.8)**Rys. 4.13.** Udziały procentowe awarii elementów linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) (oznaczenia jak w tabelicy 4.8)



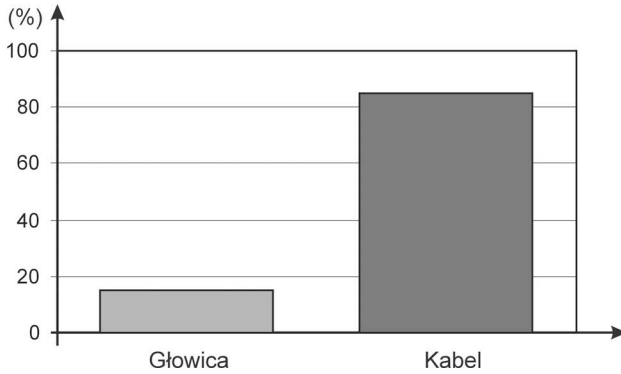
Rys. 4.14. Udziały procentowe przyczyn awarii elementów linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) (oznaczenia jak w tabelicy 4.8)

TABLICA 4.9. Udziały procentowe przyczyn awarii elementów linii kablowych 15 kV o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE)

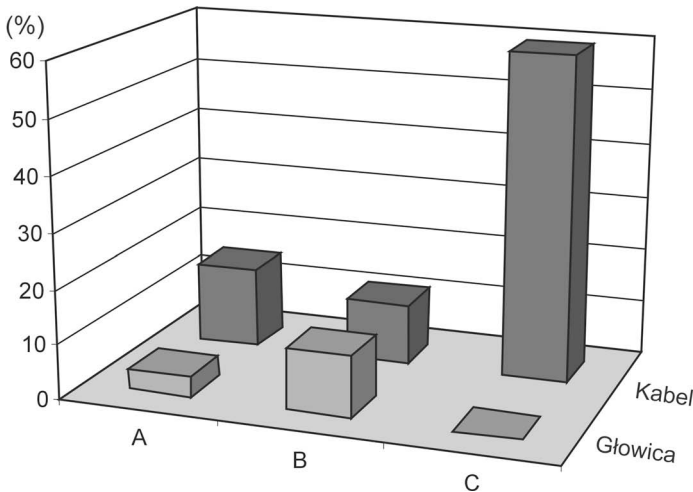
Przyczyna uszkodzenia (%)	Oznaczenia	Głowica	Kabel	Razem
Oslabienie izolacji	A	3,70	14,81	18,51
Wady montażowe	B	11,11	11,11	22,22
Mechaniczne	C	0	59,27	59,27
Razem	–	14,81	85,19	100,00



Rys. 4.15. Udziały procentowe przyczyn awarii linii kablowych 15 kV o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE) (oznaczenia jak w tabelicy 4.9)



Rys. 4.16. Udziały procentowe awarii elementów składowych linii kablowych 15 kV o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE)



Rys. 4.17. Udziały procentowe przyczyn awarii elementów składowych linii kablowych 15 kV o izolacji wykonanej z polietylenu usieciowanego (XLPE); (oznaczenia jak w tabelicy 4.9)

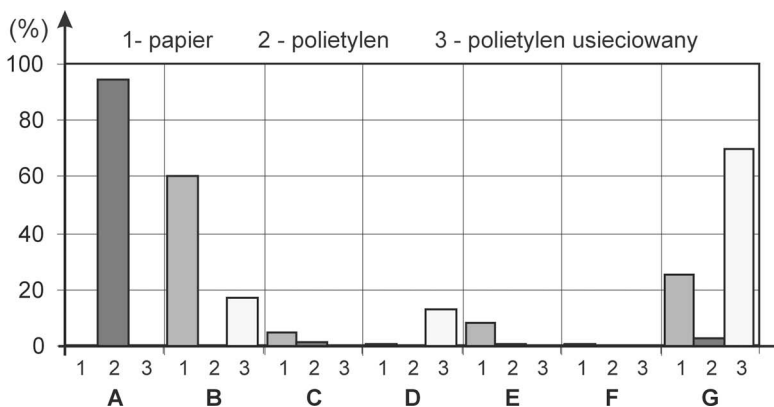
Ze względu na to, że kabel (jako obiekt badań niezawodnościowych) jest najbardziej uszkodzonym elementem linii kablowych, przeprowadzono analizę przyczyn takich awarii. W tabelicy 4.10 i na rysunku 4.18 zestawiono udziały procentowe przyczyn uszkodzeń kabli o zróżnicowanych układach izolacyjnych. Próby poddane analizie składały się z $n = 602$ elementów w przypadku kabli o izolacji papierowej, $n = 1401$ elementów w przypadku kabli wykonanych w izolacji z PE oraz $n = 23$ elementów w przypadku kabli o izolacji z XLPE.

Na podstawie analizy przyczyn powstawania awarii linii kablowych wysunięto następujące wnioski:

- najczęściej ulegającym uszkodzeniu elementem linii kablowych jest kabel,
- głównymi przyczynami awarii kabli o izolacji papierowej jest osłabienie izolacji (60,30%), o izolacji z PE – drzewienie izolacji (94,58%), o izolacji z XLPE – uszkodzenia mechaniczne (69,57%),
- na uwagę zasługuje duży udział awarii spowodowanych przez uszkodzenia mechaniczne, co jest charakterystyczne dla wszystkich rodzajów analizowanych kabli.

TABLICA 4.10. Udziały procentowe przyczyn awarii kabli 15 kV o zróżnicowanych układach izolacyjnych

Przyczyna uszkodzenia (%)	Rodzaj izolacji kabla			
	Oznaczenie	Papier	Polietylen termoplastyczny	Polietylen usieciowany
Drzewienie izolacji	A	0	94,58	0
Oslabienie izolacji	B	60,30	0,29	17,39
Przebiecia	C	4,82	1,50	0
Wada montażowa	D	0,83	0,07	13,04
Starzenie izolacji	E	7,97	0,36	0
Woda	F	0,83	0,29	0
Mechaniczne	G	25,25	2,91	69,57
Razem	–	100,00	100,00	100,00



RYS. 4.18. Udziały procentowe przyczyn awarii kabli 15 kV o zróżnicowanych układach izolacyjnych (oznaczenia jak w tablicy 4.10)

Jednym z istotnych elementów analizy niezawodnościowej w elektroenergetyce jest analiza sezonowości występowania awarii, która polega na badaniu wpływu

zespołu warunków zewnętrznych, w szczególności atmosferycznych, na częstość występowania awarii w poszczególnych częściach (porach) roku. Stwierdzenie takiej zależności związane jest z występowaniem w określonym przedziale czasu w ciągu roku zwiększonego czynnika lub zespołu czynników zakłócających. Informacja o występowaniu silnej sezonowości uszkodzeń jest istotną informacją dla służb eksploatacyjnych, odpowiedzialnych za przygotowanie sprzętu i części zamiennych niezbędnych do usuwania awarii linii kablowych w określonych porach roku.

Częstość awarii w poszczególnych miesiącach wyznaczono jako:

$$h_i = \frac{n_i}{\sum n_i} 100\%, \quad (4.54)$$

gdzie:

n_i – częstość awarii w miesiącu i ($i = 1, 2, \dots, 12$),

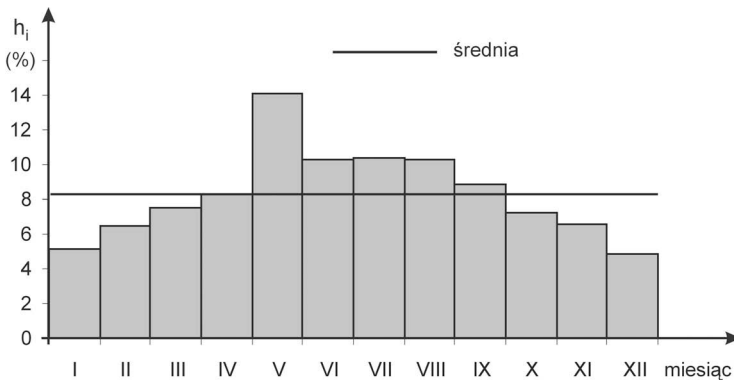
$\sum n_i$ – liczba wszystkich awarii.

Analizę sezonowości występowania awarii przeprowadzono dla kabli o izolacji papierowej (liczność próby $n = 809$ elementów) oraz polietylenowej (PE) (liczność próby $n = 1430$ elementów). Liczność próby kabli o izolacji wykonanej z XLPE była za mała, aby można było uzyskać wiarygodne wyniki.

W tablicach 4.11 i 4.12 oraz na rysunkach 4.19 i 4.20 przedstawiono analizę sezonowości linii kablowych o izolacji wykonanej z papieru i polietylenu (PE).

TABLICA 4.11. Sezonowa zmienność uszkodzeń linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej

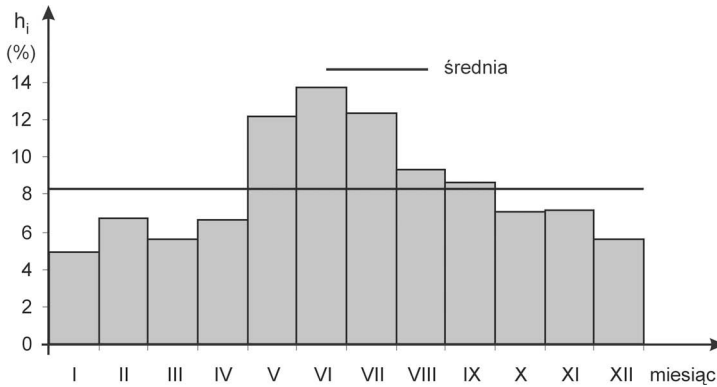
Miesiąc	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$h_i, \%$	5,19	6,43	7,54	8,28	14,09	10,26	10,38	10,26	8,90	7,20	6,55	4,82



Rys. 4.19. Sezonowa zmienność uszkodzeń linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej w porównaniu z wartością średnioroczną

TABLICA 4.12. Sezonowa zmienność uszkodzeń linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE)

Miesiąc	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$h_i, \%$	4,90	6,78	5,59	6,64	12,17	13,78	12,38	9,30	8,67	7,06	7,13	5,60

**Rys. 4.20.** Sezonowa zmienność uszkodzeń linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) w porównaniu z roczną wartością średnioroczną

Z przeprowadzonych analiz widać, że występuje wyraźna sezonowość awarii linii kablowych 15 kV. Wzrost liczby awarii powyżej wartości średniej występuje w okresie wiosennym, w którym następuje wnikanie wody do izolacji kabli po odmrożeniu gruntu (po okresie zimowym).

4.7. Czas trwania awarii linii kablowych

Czas trwania awarii t_a , jak to przedstawiono w podrozdziale 2.3, jest to czas od chwili powstania awarii linii kablowej do chwili zakończenia jej naprawy lub wymiany, z jednoczesnym przywróceniem jej zdolności do dostarczania energii elektrycznej odbiorcom [79, 82, 110, 112, 130, 131, 133, 161, 170, 172]. Ten parametr niezawodnościowy daje przede wszystkim statystyczny obraz jakości pracy służb eksploatacyjnych przy usuwaniu awarii oraz charakteryzuje rozległość awarii. Z tego względu wartości czasu trwania awarii i jego rozkłady mogą różnić się w zależności od rejonów energetycznych, w których przeprowadzono badania oraz mogą być różne dla rozmaitych konstrukcji kabli elektroenergetycznych. Jest to parametr niezawodnościowy, najczęściej wykazywany w statystykach prowadzonych przez rejon energetyczne.

Badania czasu trwania awarii wykonano dla wszystkich sześciu prób statystycznych, które scharakteryzowane zostały w podrozdziale 4.5, dla kabli o izolacji papierowej i polietylenowej (PE). W wyniku przeprowadzonej weryfikacji parametrycznej wyznaczono następujące wielkości niezawodnościowe:

- 1) licznosc próby,
- 2) wartosc srednia z próby,
- 3) dolna i gorna wartosc przedzialu ufności dla wartosci sredniej na poziomie istotności $\alpha = 0,05$,
- 4) medianę,
- 5) wartosc minimalną i maksymalną próby,
- 6) rozstep,
- 7) odchylenie standardowe w próbie.

W tablicach 4.13 i 4.14 podano podstawowe parametry czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE) w poszczególnych analizowanych próbach losowych. Wyznaczono również wartości średnie czasów trwania awarii ze wszystkich sześciu prób:

$$t_{a\acute{s}r} = \frac{1}{6} \sum_{i=1}^{i=6} t_{a\acute{s}ri}, \quad (4.55)$$

gdzie: $t_{a\acute{s}ri}$ – czas trwania awarii i -tej próby statystycznej.

Wartosc srednia czasu trwania awarii uzyskana z sześciu prób czasu trwania awarii linii kablowych o izolacji papierowej, zgodnie ze wzorem (4.55) wyniosła 12,87 h. W próbie (1) wystapila awaria, ktorej czas trwania wynosil az 131 h. Usuniecie tej awarii związane bylo z wymiana dlugiego odcinka kabla, dlatego czas jej trwania byl taki duzy.

Wartosc srednia czasu trwania awarii uzyskana na podstawie sześciu prób czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) jest rowna 10,83 h.

TABLICA 4.13. Podstawowe parametry czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierajacych kable o izolacji papierowej, w poszczególnych próbach losowych

Nr próby	Liczność próby	Średnia h	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana h	Wartość min. h	Wartość max. h	Rozstep h	Odchylenie standardowe h
			dolna h	gorna h					
			1.	188					
2.	180	12,67	11,89	13,45	12,35	0,7	30,0	29,3	5,31
3.	95	13,75	12,31	15,20	12,40	1,5	35,4	33,9	7,09
4.	37	10,71	9,05	12,36	9,90	1,1	26,3	25,2	4,95
5.	84	13,53	11,60	15,46	10,35	3,0	42,0	39,0	8,88
6.	77	12,35	10,82	13,88	10,40	2,9	35,0	32,1	6,74

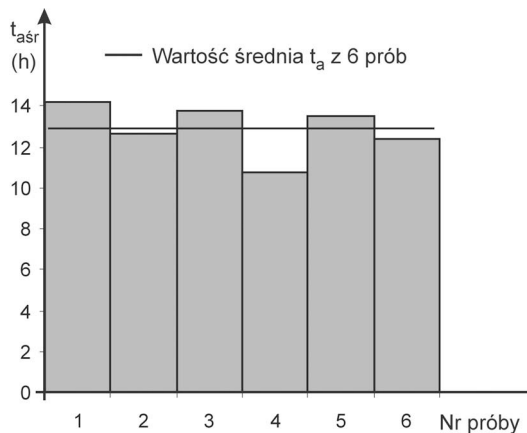
TABLICA 4.14. Podstawowe parametry czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE), w poszczególnych próbach losowych

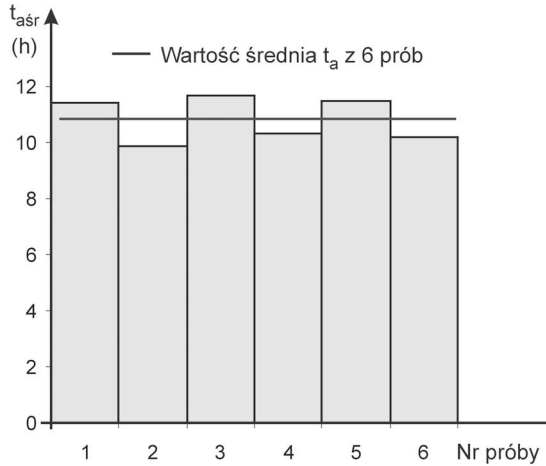
Nr próby	Liczność próby	Średnia	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana	Wartość min.	Wartość max.	Rozstęp	Odchylenie standardowe
			dolna	górna					
			h	h					
1	227	11,44	10,63	12,25	10,0	0,4	41,4	41,0	6,20
2	318	9,87	9,25	10,48	9,0	0,2	65,7	65,5	5,58
3	227	11,66	10,86	12,46	10,0	1,9	35,5	33,6	6,11
4	166	10,31	9,65	10,97	9,85	2,3	29,0	26,7	4,32
5	203	11,47	10,62	12,32	10,3	2,8	41,5	38,7	6,15
6	247	10,20	9,48	10,91	8,7	1,7	30,0	28,3	5,68

Na rysunkach 4.21 i 4.22 przedstawiono poglądowo wartości średnie czasów trwania awarii linii kablowych zawierających kable o izolacji papierowej i polietylenowej (PE) występujące w poszczególnych próbach, w porównaniu z wartością średnią pochodzącą ze wszystkich prób.

Z przedstawionych wyników obliczeń wynika, że wartości median różnią się od wartości średnich, ponieważ rozkłady analizowanych czasów są rozkładami skośnymi.

Przeprowadzono również weryfikację nieparametryczną polegającą na badaniu rodzaju rozkładu i jego parametrów. Weryfikacji dokonano za pomocą testów χ^2 Pearsona i λ Kołmogorowa na poziomie istotności $\alpha = 0,05$. W wyniku przeprowadzonej weryfikacji stwierdzono, że nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, na poziomie istotności $\alpha = 0,05$, że przedstawione w tablicach rozkłady teoretyczne opisują badane rozkłady empiryczne czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV.

**RYC. 4.21.** Porównanie wartości średnich czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej w poszczególnych próbach losowych



Rys. 4.22. Porównanie wartości średnich czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji z polietylenu (PE) w poszczególnych próbach losowych

TABLICA 4.15. Parametry rozkładów czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej

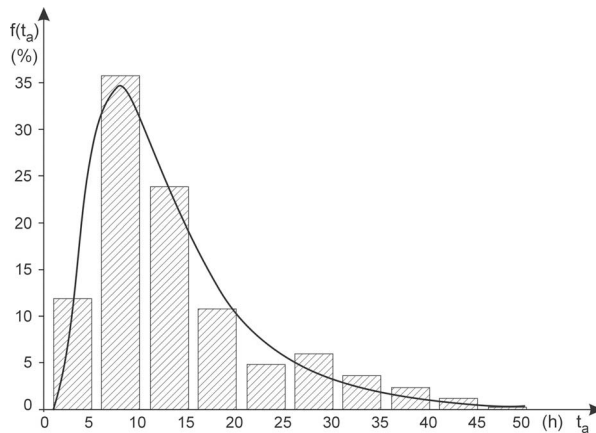
Nr próby	Typ rozkładu	Parametry	
		h	h
1.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,53$	$\sigma = 0,21$
2.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,43$	$\sigma = 0,27$
3.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,47$	$\sigma = 0,34$
4.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,25$	$\sigma = 0,32$
5.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,41$	$\sigma = 0,39$
6.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,38$	$\sigma = 0,27$

TABLICA 4.16. Parametry rozkładów czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE)

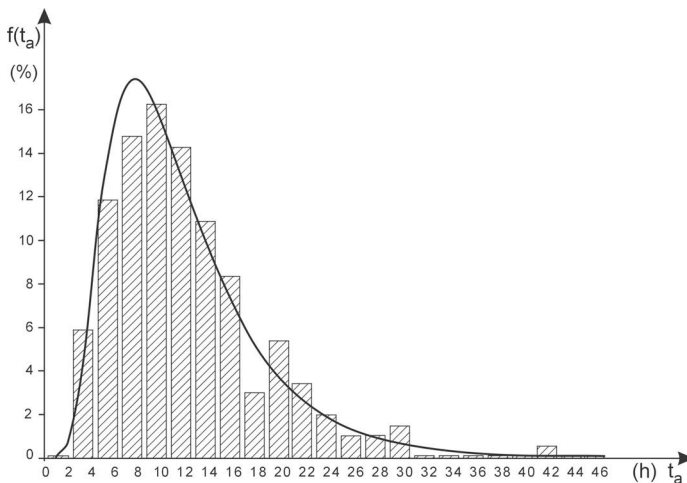
Nr próby	Typ rozkładu	Parametry	
		h	h
1.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,30$	$\sigma = 0,30$
2.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,16$	$\sigma = 0,31$
3.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,33$	$\sigma = 0,25$
4.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,25$	$\sigma = 0,17$
5.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,31$	$\sigma = 0,28$
6.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,18$	$\sigma = 0,28$

W tablicach 4.15 i 4.16 przedstawiono rodzaj i parametry rozkładów czasu trwania awarii linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE). Czas trwania awarii we wszystkich próbach można (na poziomie istotności $\alpha = 0,05$) opisać za pomocą rozkładu logarytmiczno-normalnego, którego funkcję gęstości zmiennej losowej X określa wzór (4.51).

Na rysunkach 4.23 i 4.24 przedstawiono przykładowe wykresy funkcji gęstości czasów trwania awarii linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej.



Rys. 4.23. Funkcja gęstości rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) czasu trwania awarii linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji papierowej – próba 5; rozkład logarytmiczno-normalny: $m = 2,41$; $\sigma = 0,39$



Rys. 4.24. Funkcja gęstości rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) czasu trwania awarii linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – próba 5; rozkład logarytmiczno-normalny: $m = 2,31$; $\sigma = 0,28$

Rozkład logarytmiczno-normalny opisuje czasy trwania awarii kabli zarówno o izolacji papierowej, jak i polietylenowej. Niesymetryczny kształt funkcji gęstości rozkładów wynika z małych prawdopodobieństw występowania dużych wartości czasu trwania awarii. Świadczą o tym również wartości mediany, które – jak wynika z obliczeń przedstawionych w tablicach 4.13 i 4.14 – są mniejsze niż wartość średnia.

4.8. Składniki czasu trwania awarii

Czas trwania awarii t_a , jak to przedstawiono w podrozdziale 2.3, jest to czas od chwili powstania awarii do chwili zakończenia naprawy (z jednoczesną możliwością przesłania wymaganej przez odbiorców mocy elektrycznej). Podobnie jak czas trwania awarii poszczególne jego składniki, są zmiennymi losowymi. W celu ich analizy przeprowadzono badania czasów trwania awarii, podczas których dokonywano szczegółowych pomiarów czasów potrzebnych do wykonania poszczególnych czynności.

Przeanalizowano $n = 131$ awarii kabli 15 kV o izolacji papierowej, dla których wyznaczone zostały następujące czasy:

- czas opóźnienia lokalizacji uszkodzenia t_{ao} ,
- czas lokalizacji uszkodzenia kabla t_{al} , będący sumą czasu lokalizacji odcinkowej t_{al1} i czasu lokalizacji punktowej miejsca awarii t_{al2} :

$$t_{al} = t_{al1} + t_{al2}, \quad (4.56)$$

- czas naprawy t_{an} .

Nie przeprowadzono analizy czasu przełączeń po naprawie t_{ap} , ponieważ przełączenia zasilania z rezerwowego na podstawowe wykonywane były zazwyczaj nie po zakończeniu naprawy, ale w chwili dogodnej do wykonania takich czynności – ze względu na zmniejszenie skutków przerwy w dostawie energii (rys. 2.10c).

Wyniki przeprowadzonej analizy parametrycznej przedstawiono w tablicy 4.17.

TABLICA 4.17. Podstawowe parametry składników czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej

Czas	Średnia	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana	Wartość min.	Wartość max.	Rozstęp	Odchylenie standardowe
		dolna	górna					
–	h	h	h	h	h	h	h	h
opóźnienia t_{ao}	0,49	0,42	0,55	0,37	0,03	1,83	1,80	0,38
lokalizacji t_{al}	4,39	3,61	5,17	2,72	0,25	20,42	20,17	4,51
naprawy t_{an}	7,72	6,81	8,62	6,17	1,28	33,58	32,30	5,25
trwania awarii t_a	13,41	12,01	14,80	9,54	1,25	35,86	34,61	8,04

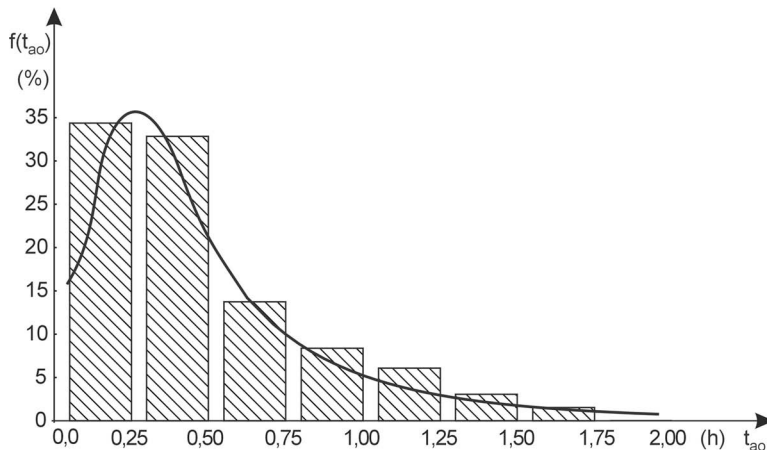
Za pomocą testów χ^2 Pearsona i λ Kolmogorowa przeprowadzono również weryfikację nieparametryczną hipotezy o postaci rozkładów badanych czasów (na poziomie istotności $\alpha = 0,05$). Stwierdzono, że brak jest podstaw do odrzucenia hipotezy, że przedstawione w tabelicy 4.18 rozkłady teoretyczne opisują badane rozkłady empiryczne składników czasu trwania awarii analizowanych linii kablowych.

TABLICA 4.18. Parametry rozkładów czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej

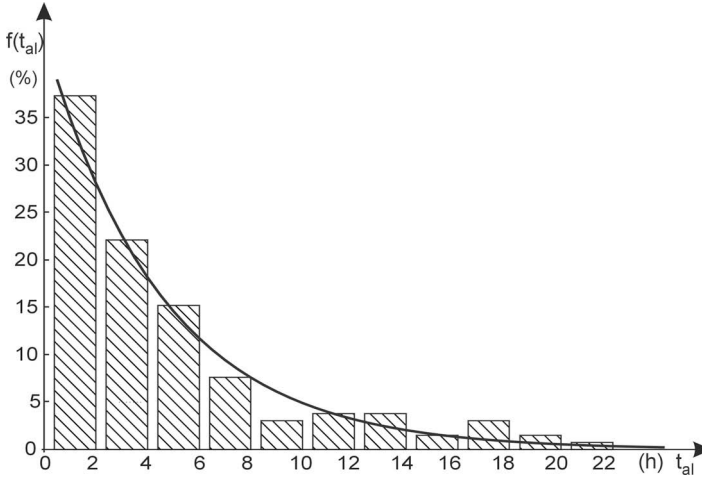
Czas	Typ rozkładu	Parametry i ich jednostki	
opóźnienia t_{ao}	logarytmiczno-normalny	$m = 0,24$ h	$\sigma = 0,76$ h
lokalizacji t_{al}	wykładniczy	$\lambda = 0,228$ 1/h	
naprawy t_{an}	logarytmiczno-normalny	$m = 1,84$ h	$\sigma = 0,42$ h
trwania awarii t_a	logarytmiczno-normalny	$m = 2,43$ h	$\sigma = 0,34$ h

Na rysunkach 4.25, 4.26 i 4.27 przedstawiono funkcje gęstości prawdopodobieństwa poszczególnych składników czasu trwania awarii badanych linii kablowych, a na rysunku 4.28 – czasu trwania awarii linii t_a .

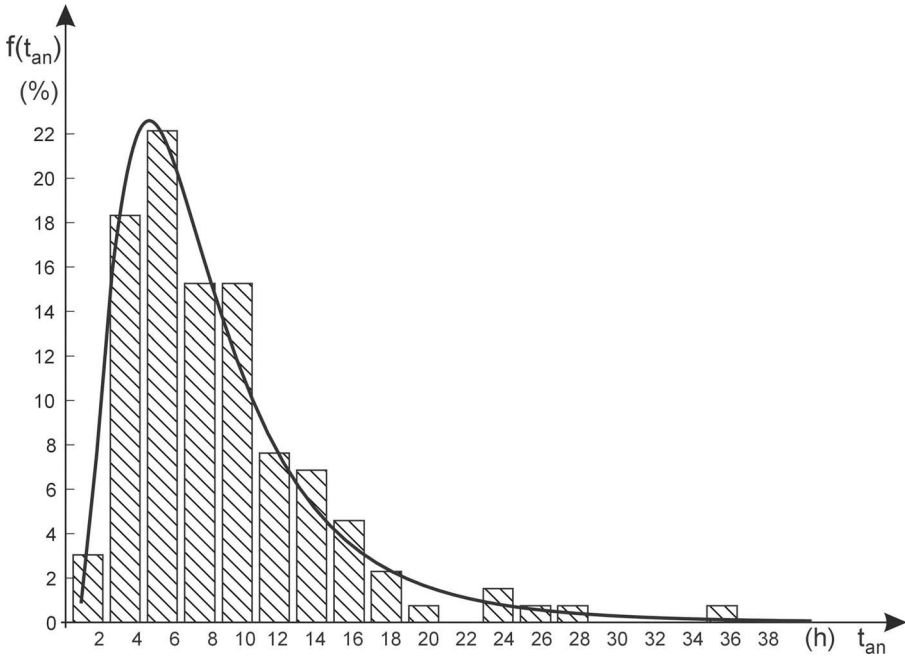
Na podstawie wykonanej analizy można stwierdzić, że największy udział w wartości czasu trwania awarii mają czasy naprawy t_{an} oraz lokalizacji miejsca uszkodzenia linii t_{al} . Rozkład czasu naprawy można opisać za pomocą rozkładu logarytmiczno-normalnego, podobnie jak wypadkowy rozkład czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji z papieru.



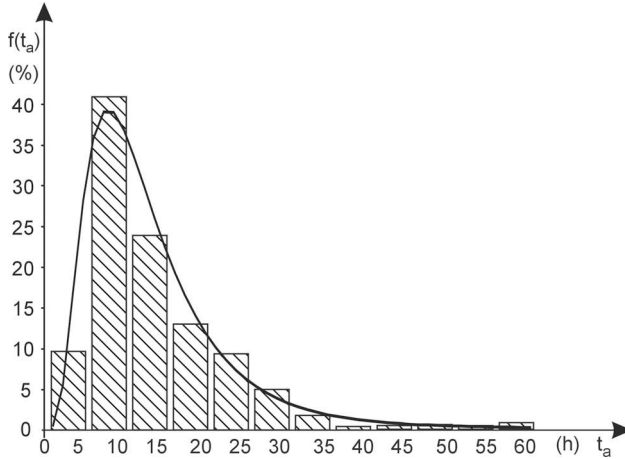
Rys. 4.25. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) czasu opóźnienia lokalizacji uszkodzenia t_{ao} linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej



Rys. 4.26. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) czasu lokalizacji uszkodzenia kabla t_{al} linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej



Rys. 4.27. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) czasu naprawy t_{an} linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej



Rys. 4.28. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) czasu trwania awarii t_a linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej

4.9. Modele i ocena właściwości niezawodnościowych obiektu

Jedną z podstawowych właściwości obiektu, jako przedmiotu poddawanemu badaniu i ocenie niezawodności, jest tzw. *zdatność*. *Stan zdatności* jest to taki stan niezawodnościowy, w którym obiekt spełnia wszystkie swoje zadania, zgodnie z wymaganiami, czyli realizuje poprawnie wszystkie swoje funkcje użytkowe, dla których został zaprojektowany i wykonany, zachowując wartości parametrów technicznych zgodnie z projektem, wykonawstwem i dokumentacją techniczną [4, 7, 20, 110, 203, 204].

Trwałość jest miarą odporności obiektu na zużycie i zmiany fizyczno-chemiczne w ustalonych warunkach użytkowania. Inaczej, trwałość jest to zdolność obiektu do zachowania określonych właściwości w określonych granicach i w określonych warunkach eksploatacji. Miarą trwałości obiektu jest czas trwania w ustalonym zbiorze stanów zdatności.

Przejście od stanu zdatności do stanu niezdatności następuje na skutek uszkodzenia (awarii) obiektu. Przejście od stanu niezdatności do stanu zdatności następuje z kolei na skutek odnowy (usunięcia awarii) obiektu.

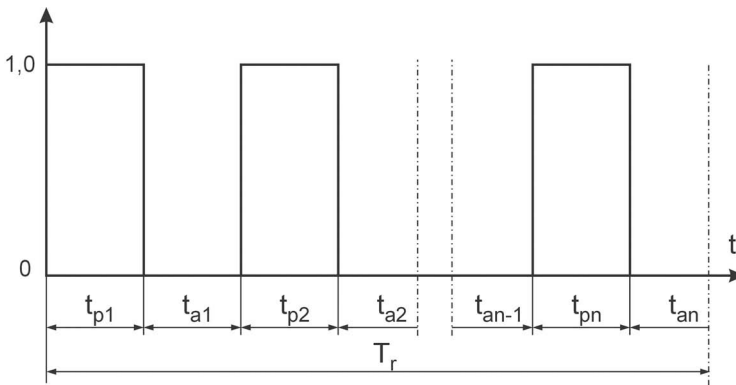
Odnowa polega na naprawie, dzięki której obiektowi przywraca się właściwości decydujące o jego poprawnej pracy, lub wymianie obiektu na nowy, mającego takie same właściwości jak obiekt przed uszkodzeniem.

Ze względu na *naprawialność* obiekty dzieli się na [4, 7, 20, 110, 203, 204]:

- odnawialne (naprawialne), to jest takie, których konstrukcja przewiduje i pozwala na przywrócenie im zdatności po uszkodzeniu,
- nieodnawialne (nienaprawialne), których konstrukcja nie przewiduje możliwości przywrócenia im zdatności po uszkodzeniu.

Podstawowym modelem oceny niezawodności obiektów odnawialnych stosowanych w elektroenergetyce jest model dwustanowy, w którym wyróżnia się dwa stany niezawodnościowe obiektu: stan poprawnej pracy i stan awarii.

Przebieg eksploatacji obiektu odnawialnego zilustrowany jest na rysunku 4.29 w postaci cykli, gdy znajduje się w stanie pracy (1) albo awarii (0). Przedziały pracy są przedstawione na rysunku jako $t_{p1}, t_{p2}, \dots, t_{pn-1}$, a czasy odnowy (awarii) obiektu jako $t_{a1}, t_{a2}, \dots, t_{an-1}$. Są one realizacjami odpowiednich zmiennych losowych: czasu pracy $T_{p1}, T_{p2}, \dots, T_{pn-1}$ i czasu awarii $T_{a1}, T_{a2}, \dots, T_{an-1}$.



Rys. 4.29. Praca obiektu podlegającego procesowi odnowy (objaśnienia w tekście)

Model oceny niezawodności obiektu dwustanowego opiera się na następujących założeniach [110, 130, 202, 204]:

- stan niezawodnościowy obiektu opisany jest przez stacjonarny proces losowy,
- procesy opisujące taki stan niezawodnościowy są zmiennymi losowymi niezależnymi.

Model ten jest modelem dyskretnym, pojedynczym i niezależnym. W takim przypadku, zgodnie z teorią procesów stochastycznych, zarówno długości czasu do uszkodzenia jak i czasu usuwania awarii (odnowy) są wielkościami niezależnymi od początku procesu oraz od liczby i czasu powstania poprzednich awarii obiektu. Można więc przyjąć, że wartości tych czasów są stałe i równe wartości średniej czasu pracy pomiędzy uszkodzeniami \bar{t}_p , oraz czasu trwania awarii \bar{t}_a , które można wyznaczyć ze wzorów:

$$\bar{t}_p = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{pi}, \quad (4.57)$$

oraz

$$\bar{t}_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{ai}, \quad (4.58)$$

gdzie:

- t_{pi} – czas pracy obiektu między uszkodzeniami ($i-1, i$),
- t_{ai} – czas trwania awarii po i -tym uszkodzeniu,
- n – liczba cykli: praca-awaria (odnowa).

W przypadku, gdy rozkłady czasu pracy pomiędzy uszkodzeniami $F(t_p)$ i czasu trwania awarii (odnowy) $F(t_a)$ są rozkładami wykładniczymi o stałych wartościach intensywności – trwałości λ i odnowy μ – wówczas zgodnie z właściwościami rozkładu wykładniczego można napisać, że intensywność uszkodzeń (awarii) jest odwrotnością czasu pracy pomiędzy kolejnymi uszkodzeniami, czyli:

$$\lambda = \frac{1}{t_p} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n t_{pi}}, \quad (4.59)$$

natomiast intensywność odnowy (usuwania awarii) jest odwrotnością czasu trwania awarii:

$$\mu = \frac{1}{t_a} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n t_{ai}}. \quad (4.60)$$

Właściwości niezawodnościowe obiektu opisanego za pomocą analizowanego modelu można przedstawić również za pomocą współczynników zawodności q i niezawodności p , które wyrażają prawdopodobieństwa przebywania obiektu w stanie awarii (q) lub w stanie sprawności (p). Jeżeli przyjmie się, że czas pracy obiektu w ciągu roku wynosi T_r , to w przypadku takiego modelu dwustanowego jest on sumą czasów pracy obiektu w ciągu roku T_p i sumarycznego czasu trwania awarii T_a i wtedy prawdopodobieństwo awarii obiektu równe jest współczynnikowi zawodności:

$$q = \frac{T_a}{T_r} = \frac{T_a}{T_p + T_a}, \quad (4.61)$$

a prawdopodobieństwo zdatności obiektu

$$p = \frac{T_p}{T_r} = \frac{T_p}{T_p + T_a}, \quad (4.62)$$

przy czym:

$$T_r = T_d + T_a. \quad (4.63)$$

Ponieważ w przyjętym modelu obiekt znajduje się – alternatywnie – albo w stanie pracy albo awarii, więc suma prawdopodobieństw p i q jest prawdopodobieństwem zupełnym, czyli:

$$q + p = 1. \quad (4.64)$$

Powyższy wzór pozwala na wyznaczenie p na podstawie znajomości q lub odwrotnie.

Korzystając ze wzorów (4.57)-(4.62) można wykazać, że:

$$q = \frac{\sum_{i=1}^n t_{ai}}{\sum_{i=1}^n t_{pi} + \sum_{i=1}^n t_{ai}} = \frac{\bar{t}_a}{\bar{t}_p + \bar{t}_a} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}, \quad (4.65)$$

$$p = \frac{\sum_{i=1}^n t_{pi}}{\sum_{i=1}^n t_{pi} + \sum_{i=1}^n t_{ai}} = \frac{\bar{t}_p}{\bar{t}_p + \bar{t}_a} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}. \quad (4.66)$$

Wyrażenie (4.65) można przekształcić do postaci:

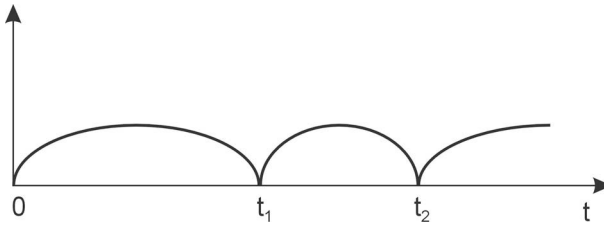
$$q = \frac{\lambda \bar{t}_a}{1 + \lambda \cdot \bar{t}_a}, \quad (4.67)$$

a ponieważ $\lambda \bar{t}_a \ll 1$, więc można przyjąć, że

$$q = \lambda \cdot \bar{t}_a. \quad (4.68)$$

Współczynniki q i p , mimo że zawierają podstawową informację dotyczącą niezawodności obiektu, są bardzo często wykorzystywane w analizach niezawodnościowych. Podstawową ich zaletą jest stosunkowo niewielki zasób informacji potrzebny do ich wyznaczenia. Jest to jednocześnie informacja podstawowa, jaką analizuje się i gromadzi w przedsiębiorstwach energetycznych. Współczynniki te nie uwzględniają wpływu czasu na starzenie się obiektów i zmiany ich właściwości w czasie eksploatacji. Jeżeli rozpatrywana populacja obiektów jest jednorodna pod względem typu i czasu eksploatacji, to wyznaczony wypadkowy współczynnik zawodności rozpatrywanych obiektów charakteryzuje badaną populację z dużą dokładnością. Jeżeli jednak obiekty są niejednorodne, szczególnie pod względem czasu ich eksploatacji, to występują przypadki, gdzie w miarę wzrostu lat eksploatacji analizowanej populacji współczynnik zawodności obiektów maleje. Dzieje się to wtedy, gdy wprowadzane są do eksploatacji obiekty nowe, o małej zawodności. Do wartości współczynnika zawodności populacji obiektów niejednorodnej pod względem czasu eksploatacji należy więc podchodzić ostrożnie, aby nie doprowadzić do sformułowania niewłaściwych wniosków.

Specyficznym modelem niezawodności obiektów odnawialnych jest model z odnową natychmiastową, nazywany inaczej modelem z zerowym czasem odnowy [110, 130, 203, 204]. W modelu odnowy natychmiastowej zakłada się, że wykonanie odnowy (naprawy) wymaga bardzo małego czasu, w porównaniu z czasem poprawnej pracy badanego obiektu. Model ten może być dość szeroko przyjmowany w energetyce, gdzie czas odnowy (usuwania awarii) jest rzędu kilkunastu godzin, natomiast czas do pierwszego uszkodzenia elementów wynosi kilka tysięcy godzin. Interpretację geometryczną odnowy z zerowym czasem odnowy przedstawiono na rysunku 4.30.

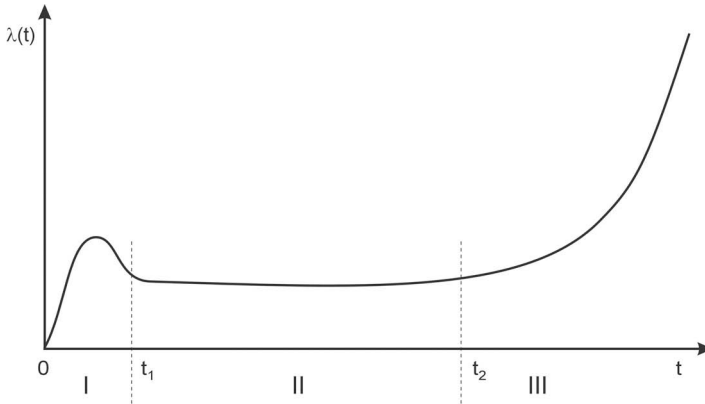


Rys. 4.30. Interpretacja geometryczna odnowy z zerowym czasem odnowy

Funkcjonowanie obiektu rozpoczyna się w chwili $t_0 = 0$, po czym obiekt pracuje do czasu t_1 , w którym następuje pierwsze uszkodzenie. Czas pracy obiektu wynosi T_1 . W chwili t_1 obiekt poddawany jest odnowie. Czas trwania odnowy $\Delta t = 0$, co – zgodnie z poczynionymi założeniami oznacza – że drugi cykl pracy obiekt rozpoczyna w chwili t_1 . Cykl ten trwa do chwili t_2 , a czas jego trwania, zgodnie z oznaczeniami, wynosi T_2 . W chwili t_2 następuje odnowa, której czas $\Delta t = 0$ i rozpoczyna się trzeci cykl pracy obiektu. Proces taki może trwać dowolnie długo.

Pominięcie w tym modelu czasu odnowy t_a nie znaczy, że czas ten nie może być analizowany na potrzeby określenia jakości pracy służb eksploatacyjnych i rozległości usuwanych awarii. Analiza taka nie ma związku z modelem niezawodności obiektu, określającym zmianę jego właściwości w zależności od czasu eksploatacji.

W trakcie eksploatacji obiektów zmieniają się ich właściwości fizyczne, co powoduje zmianę właściwości niezawodnościowych podczas eksploatacji. Typowy przebieg intensywności awarii w funkcji czasu eksploatacji t dla obiektów technicznych przedstawiono na rysunku 4.31. Zwiększona intensywność uszkodzeń w początkowym okresie eksploatacji obiektu (I) jest spowodowana błędami produkcyjnymi lub niewłaściwym użytkowaniem obiektu. Okres ten ($<0, t_1>$) nazywany jest *czasem adaptacji*. Po upływie czasu adaptacji obiektu występuje stosunkowo długi przedział czasowy właściwej eksploatacji (II) ($<t_1, t_2>$), w którym intensywność uszkodzeń jest stała. W końcowym okresie eksploatacji (III) (dla $t > t_2$) intensywność uszkodzeń jest rosnąca. Jest to spowodowane procesami starzenia i zużycia elementu na skutek procesów tarcia, korozji itp.



Rys. 4.31. Typowy przebieg intensywności awarii technicznych obiektów w funkcji czasu eksploatacji

Model niezawodnościowy, który pozwala na ocenę wpływu czasu eksploatacji na zmiany intensywności awarii, odnosi się do obiektów, których właściwości niezawodnościowe bada się od chwili wprowadzenia ich do eksploatacji do chwili uszkodzenia. Obiekty, którym nie przywraca się utraconej sprawności po wystąpieniu uszkodzenia, nazywa się *obiettami nienaprawialnymi*. Umowny kres życia takiego obiektu następuje z chwilą pojawienia się pierwszej niesprawności albo powstania takich warunków ekonomicznych lub innych czynników, które powodują zaniechanie jego użytkowania [130, 203].

Ocena niezawodności obiektów nieodnawialnych dokonywana jest poprzez ocenę probabilistycznych charakterystyk zmiennej losowej T , określającej czas od chwili rozpoczęcia pracy obiektu do chwili jego uszkodzenia. Jest to inaczej czas poprawnej pracy obiektu do uszkodzenia lub oczekiwana trwałość obiektu [130, 203].

Miarą zmiennej losowej, jaką jest czas T , jest wartość prawdopodobieństwa, jakie ta zmienna przyjmuje dla określonych wartości czasu T . Niezawodność obiektu $R(t)$ jest mierzona przez wartość prawdopodobieństwa poprawnej pracy obiektu przez czas t , a więc jest ona równa prawdopodobieństwu przyjęcia przez zmienną losową T wartości większej niż t , czyli:

$$R(t) = P\{T \geq t\}, \quad (4.69)$$

gdzie T – czas od chwili rozpoczęcia pracy obiektu do chwili jego uszkodzenia.

Wartość funkcji $R(t)$, jako funkcji wyrażającej prawdopodobieństwo występowania wartości zmiennej losowej t , zawiera się w przedziale $0 < R(t) < 1$. Rozkład czasu poprawnej pracy do uszkodzenia, który charakteryzuje pracę obiektów nieodnawialnych, może być opisany za pomocą różnych funkcji, takich jak [130, 203]:

- dystrybuanta czasu poprawnej pracy do uszkodzenia $F(t)$,
- gęstość prawdopodobieństwa $f(t)$,

- funkcja niezawodności $R(t)$,
- intensywność uszkodzeń $\lambda(t)$,
- intensywność skumulowanej (funkcja wiodąca) $\Lambda(t)$.

Dystrybuanta $F(t)$ czasu poprawnej pracy do uszkodzenia T jest to funkcja, która określa prawdopodobieństwo zdarzenia, że obiekt uszkodzi się w przedziale czasu $<0, t)$.

$$F(t) = P\{T < t\} = 1 - R(t). \quad (4.70)$$

Zajście zdarzenia $T < t$ jest równoznaczne z uszkodzeniem obiektu (elementu), czyli $F(t)$ określa prawdopodobieństwo uszkodzenia w przedziale czasu t , stąd $F(t)$ nazywana jest również funkcją zawodności. Określa ona zawodność obiektu od początku jego eksploatacji, przy założeniu, że obiekt na początku eksploatacji był w stanie zdatności.

Ponieważ $F(t)$ i $R(t)$ są prawdopodobieństwami wzajemnie się wykluczającymi, więc ich suma jest równa jedności, czyli:

$$R(t) + F(t) = 1. \quad (4.71)$$

Funkcja niezawodności $R(t)$ posiada następujące właściwości:

- $R(t)$ jest funkcją monotonicznie malejącą, co oznacza że $R(t_2) < R(t_1)$, jeżeli $t_2 > t_1$ i spełnia równość $R(0) = 1$ oraz $R(\infty) = 0$,
- $R(t) \rightarrow 0$, jeżeli $t \rightarrow \infty$, co oznacza, że każdy element uszkodzi się z biegiem czasu.

Gęstość zmiennej losowej T charakteryzującej rozkład czasu pracy obiektu do uszkodzenia $f(t)$, jest to funkcja, która określa, że prawdopodobieństwo przyjęcia przez zmienną losową T wartości w przedziale od t do $t + dt$ wynosi $f(t) dt$.

Funkcję $f(t)$ określa wzór:

$$f(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P\{t < T < t + \Delta t\}}{\Delta t}. \quad (4.72)$$

Funkcja $f(t)$ jest funkcją nieujemną, spełniającą zależność:

$$\int_0^{\infty} f(t) dt = 1. \quad (4.73)$$

Funkcja niezawodności $R(t)$ może być określona za pomocą funkcji $f(t)$ według zależności:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(\tau) d\tau, \quad (4.74)$$

natomiast dystrybuanta czasu poprawnej pracy może być opisana funkcją:

$$F(t) = \int_0^t f(\tau) d\tau. \quad (4.75)$$

Jeżeli dystrybuanta $F(t)$ czasu poprawnej pracy jest funkcją ciągłą i różniczkowalną, to

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt}. \quad (4.76)$$

Intensywność uszkodzeń $\lambda(t)$ jest funkcją wyrażającą względne pogorszenie się niezawodności obiektu występujące w jednostce czasu Δt . Wyraża ona prawdopodobieństwo uszkodzenia się obiektu w przedziale czasu $(t, t + \Delta t)$, pod warunkiem że w chwili t obiekt był sprawny. Intensywność uszkodzeń

$$\lambda(t) = P\{T < t + \Delta t \mid T > t\} \quad (4.77)$$

jest lokalną (w sensie czasu) charakterystyką niezawodności (trwałości) obiektu.

Statystyczną interpretacją intensywności uszkodzeń w chwili t jest stosunek liczby obiektów jednorodnej zbiorowości, które uległy uszkodzeniu w jednostce czasu do liczby obiektów, które nie uległy uszkodzeniom do chwili t . Funkcja intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ uważana jest za podstawową charakterystykę czasu życia obiektu. Funkcję tę można określić na podstawie funkcji niezawodności ze wzoru:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{R(t)\Delta t} = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{F'(t)}{1 - F(t)} = -\frac{R'(t)}{R(t)}. \quad (4.78)$$

Skumulowana intensywność uszkodzeń jest miarą wyczerpywania się zapasu możliwości spełnienia przez obiekt wymagań. Jest to funkcja określona wzorem [129, 130]:

$$\Lambda(t) = \int_0^t \lambda(u) du. \quad (4.79)$$

Funkcja ta nazywana jest również skumulowaną intensywnością uszkodzeń lub funkcją wiodącą.

Określenie funkcji niezawodności nie zawsze jest możliwe, a nawet celowe do opisu właściwości niezawodnościowych obiektu. Do takiego opisu stosuje się wskaźniki, które charakteryzują określone cechy niezawodnościowe obiektu. Wskaźniki te są zazwyczaj średnimi ważonymi określonych funkcji zmiennej losowej T . Na podstawie znanej funkcji rozkładu lub wartości wskaźnika można wnioskować o charakterze funkcji czasu poprawnej pracy do uszkodzenia.

Najczęściej stosowanym wskaźnikiem, określającym właściwości niezawodnościowe obiektu, jest wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy $E(T)$. Wyznaczyć ją można na podstawie zależności:

$$E(T) = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} t \frac{dF(t)}{dt} dt = - \int_0^{\infty} t \frac{dR(t)}{dt} dt. \quad (4.80)$$

Po scałkowaniu wyrażenia (4.80) otrzymuje się:

$$E(T) = -tR(t) \Big|_0^{\infty} + \int_0^{\infty} R(t) dt, \quad (4.81)$$

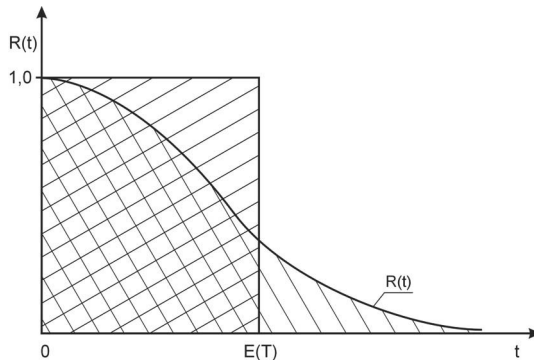
a ponieważ wyrażenie $-tR(t)$, w przedziale od 0 do ∞ jest równe:

$$-tR(t) \Big|_0^{\infty} = -t[1 - F(t)] \Big|_0^{\infty} = \lim_{t \rightarrow 0} t[1 - F(t)] = 0, \quad (4.82)$$

więc wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy do uszkodzenia:

$$E(T) = \int_0^{\infty} R(t) dt. \quad (4.83)$$

Wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy do uszkodzenia $E(T)$ jest to więc zastępczy czas pracy obiektu o pełnej niezawodności $R(t) = 1$. Interpretację geometryczną wartości oczekiwanej czasu poprawnej pracy przedstawiono na rysunku 4.32.



Rys. 4.32. Interpretacja czasu poprawnej pracy obiektu technicznego do uszkodzenia $E(T)$ oraz funkcja jego niezawodności $R(t)$

4.10. Metoda oceny funkcji niezawodności linii kablowych

Metoda oceny funkcji niezawodności linii kablowych 15 kV, przedstawiona w niniejszym podrozdziale i opracowana przez autora, była początkowo wykorzy-

stywana do oceny niezawodności sieci ciepłych [142, 143]. Osiągnięciem autora w tej dziedzinie było opracowanie modeli niezawodnościowych sieci ciepłych o różnych izolacjach termicznych, przedstawionych w monografii [143].

Ze względu na oryginalność i uniwersalność metody została ona wykorzystana do oceny niezawodności energetycznych układów przesyłowych [143] i niezawodności linii napowietrznych 15 kV [145], a następnie do oceny niezawodności linii kablowych 15 kV. Prace autora z tego zakresu przedstawione zostały w rozmaitych referatach i artykułach (np. [156, 158, 163, 168, 172]).

Ocena niezawodności elektroenergetycznych linii kablowych podczas eksploatacji napotyka na następujące problemy [156, 158, 159, 163, 165, 166, 167, 168, 172]:

1. Linię elektroenergetyczną nie można w sposób jednoznaczny podzielić na jednostkowe odcinki. Nie jest więc możliwe wyznaczenie liczby zainstalowanych obiektów i przypisanie awarii jednemu z nich, jak to ma miejsce w przypadku elementów systemu elektroenergetycznego, takich jak: transformator, wyłącznik, przekaźnik itp.
2. Nie jest możliwe równoczesne wprowadzenie do eksploatacji dostatecznie dużej populacji linii i śledzenie ich zawodności przez odpowiednio długi czas, w celu wyciągnięcia wiarygodnych wniosków statystycznych.
3. Właściwości niezawodnościowe obiektów naprawialnych, jakimi są linie kablowe, charakteryzuje się za pomocą rozkładów czasu do pierwszego uszkodzenia oraz czasu pomiędzy kolejnymi uszkodzeniami. Ponieważ linii nie można w sposób jednoznaczny podzielić na odcinki jednostkowe, którym można przypisać awarię, wyznaczenie takich rozkładów nie jest możliwe.
4. Odnowa linii kablowej polega przeważnie na wymianie krótkiego odcinka kabla lub osprzętu kablowego (mufa, głowica). Zmienia się w ten sposób stan niezawodnościowy linii – ze stanu awarii do stanu gotowości do pracy – natomiast nie zmieniają się właściwości niezawodnościowe linii.
5. Czas odnowy linii jest mały w porównaniu z czasem jej eksploatacji i dlatego w analizie niezawodności można go pominąć, przyjmując że odnowa jest natychmiastowa.

Przedstawione problemy sprawiają, że niezawodności linii kablowych nie można określić za pomocą parametrów charakteryzujących obiekty naprawialne. W związku z tym, że jednostkowa odnowa nie zmienia właściwości niezawodnościowych linii kablowych, można pominąć jej wpływ na proces starzenia i określić właściwości niezawodnościowe linii za pomocą funkcji niezawodności $R(t)$. Z tego punktu widzenia elektroenergetyczne linie kablowe są podobne do układów przesyłowych innych systemów energetycznych, takich jak: ciepłowniczy, gazowy lub naftowy.

Zaproponowano więc metodę oceny niezawodności linii kablowych, która oparta jest na dwóch opisanych poprzednio modelach niezawodności obiektów: modelu

odnowy natychmiastowej (z zerowym czasem odnowy) oraz modelu niezawodności stosowanego dla obiektów nieodnawialnych.

Podstawowe założenia metody to [142, 156, 162, 165, 166, 167, 168, 172]:

- 1) proces odnowy linii kablowej nie zmienia jej właściwości niezawodnościowych,
- 2) czas trwania odnowy linii kablowej jest pomijalnie mały (odnowa jest natychmiastowa),
- 3) właściwości niezawodnościowe linii określane są przez funkcję niezawodności $R(t)$, charakteryzującą starzenie się obiektu podczas eksploatacji oraz funkcje pochodne: intensywność awarii $\lambda(t)$, funkcję zawodności $F(t)$ lub funkcję wiodącą (skumulowaną intensywność uszkodzeń) $\Lambda(t)$,
- 4) funkcję niezawodności ocenia się na podstawie wyników analizy statystycznej populacji linii elektroenergetycznych badanych w różnych latach eksploatacji.

W określonym roku badań j ($j=1,2,3,\dots, n$) długość linii można przedstawić w postaci sumy długości odcinków linii znajdujących się w poszczególnych latach eksploatacji i ($i=1,2,3, \dots, k$), czyli:

$$l_j = l_1 + l_2 + l_3 + \dots + l_k, \quad (4.84)$$

gdzie:

l_j – sumaryczna długość linii w j -tym roku,

$l_1, l_2, l_3, \dots, l_k$ – długość linii kablowych będących w $i = 1,2,3,\dots, k$ latach eksploatacji.

Liczba awarii linii, która wystąpi w roku j , składa się z sumy awarii linii o różnych okresach eksploatacji:

$$m_j = m_1 + m_2 + m_3 + \dots + m_k, \quad (4.85)$$

gdzie:

m_j – sumaryczna liczba awarii linii w j -tym roku badań,

$m_1, m_2, m_3, \dots, m_k$ – liczby awarii linii znajdujących się w $i=1,2,3,\dots, k$ latach eksploatacji.

Jeżeli badania prowadzi się przez $j = 1,2,3,\dots, n$ lat, to można określić zarówno sumaryczne długości linii, będących w różnych okresach eksploatacji:

$$l_i = l_{i1} + l_{i2} + l_{i3} + \dots + l_{ij}, \quad (4.86)$$

jak i sumaryczne liczby awarii m_i , związane z tymi liniami

$$m_i = m_{i1} + m_{i2} + m_{i3} + \dots + m_{ij}, \quad (4.87)$$

gdzie:

$i = 1,2,3,\dots, k$ – kolejne lata eksploatacji,

$j = 1,2,3,\dots, n$ – kolejne lata prowadzenia badań.

Ponieważ proces odnowy nie powoduje zmiany długości linii elektroenergetycznej, więc estymator średniej intensywności uszkodzeń linii znajdujących się w i -tym roku eksploatacji ma następującą postać:

$$\lambda_i^* = \frac{2m_i}{l_i + l_{i+1}}, \quad (4.88)$$

gdzie $\frac{l_i + l_{i+1}}{2}$ jest zastępczą długością linii znajdujących się w i -tym roku eksploatacji, przy założeniu zmieniających się liniowo długości linii w latach i oraz $i+1$, co wynika zarówno z wprowadzania nowych odcinków linii do eksploatacji jak i wymiany starych linii na nowe.

Metoda oceny nieznannej funkcji niezawodności linii elektroenergetycznych oparta jest na wykorzystaniu funkcji wiodącej $\Lambda(t)$, równoważnej skumulowanej intensywności awarii:

$$\Lambda(t) = \int_0^t \lambda(\tau) d\tau. \quad (4.89)$$

Estymatorem funkcji $\Lambda(t)$, dla i -tego roku eksploatacji linii, jest:

$$\Lambda_i^* = \sum_{i=1}^k \lambda_i^* \Delta t_i, \quad (4.90)$$

a na podstawie związków pomiędzy $\Lambda(t)$ i $F(t)$ estymator funkcji zawodności $F(t)$, dla i -tego roku eksploatacji, określony jest zależnością:

$$F_i^* = 1 - \exp(-\Lambda_i^*) = 1 - \exp\left(-\sum_{i=1}^k \lambda_i^* \Delta t_i\right). \quad (4.91)$$

Wartości dyskretne F_i^* wyznaczone za pomocą wzoru (4.91), są empirycznymi realizacjami ciągłej funkcji zawodności $F(t)$, dla poszczególnych lat eksploatacji i . Oszacowanie parametrów nieznannej funkcji $F(t)$ dokonuje się z dostateczną w praktyce dokładnością, za pomocą siatek funkcyjnych.

Ponieważ nie jest znana liczba elementów mogących ulec awarii, weryfikacji hipotezy o rozkładzie nie można przeprowadzić za pomocą testów nieparametrycznych χ^2 Pearsona lub λ Kołmogorowa. Trzeba w tym celu zastosować testy nieparametryczne, na przykład test znaków lub test Walda-Wolfowitza, zwany inaczej testem serii [19, 52].

Przedstawiona metoda oceny niezawodności linii kablowych pozwala na pełną identyfikację funkcji niezawodności $R(t)$ oraz funkcji z nią związanych (pochodnych), a przede wszystkim istotnej (z punktu widzenia optymalizacji ekonomicznej

czasu eksploatacji kabli) funkcji intensywności awarii $\lambda(t)$. Takie podejście metodologiczne, uwzględniające zmiany intensywności awarii w czasie czasu eksploatacji, zapewnia uzyskanie szerszych informacji niż wynikających z wartości średniej intensywności awarii linii.

4.11. Ocena podstawowych współczynników niezawodnościowych linii kablowych

Oceny podstawowych współczynników niezawodnościowych linii kablowych dokonano w oparciu o założenia modelu dwustanowego obiektu podlegającego procesowi odnowy, przedstawionego w podrozdziale 4.8. Obliczenia wykonano dla linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE), dla wszystkich prób scharakteryzowanych w podrozdziale 4.5 (tabl. 4.3, 4.4 i 4.6) obejmujących dane niezawodnościowe pochodzące z okresu sześciu lat prowadzonych badań.

Na podstawie danych zawartych w tablicach 4.3 i 4.4 określono średnie długości linii kablowych, a na podstawie danych przedstawionych w tabelicy 4.6 obliczono liczby awarii w rozpatrywanym okresie badań niezawodnościowych. Wartości średnie czasów trwania awarii t_a linii kablowych zawierających kable o izolacji papierowej zaczerpnięto z tabelicy 4.13, a linii kablowych zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE) – z tabelicy 4.14.

Ponieważ jednostkowym okresem obserwacji linii kablowych był okres jednego roku, więc wszystkie wyznaczone współczynniki odnoszą się do okresu jednorocznego. Wartość intensywności awarii linii λ wyznaczono ze wzoru:

$$\lambda = \frac{m}{n l_{sr}}, \quad (4.92)$$

gdzie:

- m – liczba awarii w okresie badań,
- n – liczba lat badań ($n = 5$),
- l_{sr} – średnia długość linii w okresie badań.

Intensywność odnowy, w stosunku do okresu rocznego, wyznaczono ze wzoru:

$$\mu = \frac{T}{t_a} = \frac{8760}{t_a}, \quad (4.93)$$

gdzie:

- T – czas trwania roku ($T = 8760$ h),
- t_a – wartość średnia czasu trwania awarii.

Współczynniki zawodności q oraz niezawodności p opisane są zależnościami:

$$q = \frac{m \bar{t}_a}{n T}, \quad (4.94)$$

oraz

$$p = 1 - q . \quad (4.95)$$

Otrzymane wyniki obliczeń przedstawiono w tablicach 4.19 i 4.20.

TABLICA 4.19. Ocena współczynników niezawodnościowych badanych populacji linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej

Numer próby	Liczba awarii	Średnia długość linii	Intensywność awarii λ	Średni czas trwania awarii \bar{t}_a	Intensywność odnowy μ	Współczynnik zawodności q	Współczynnik niezawodności p
	szt.	km	1/(km·a)	h	1/(km·a)	10^{-3} 1/km	1/km
1.	188	315,6	0,119	14,20	616,90	0,1929	0,9998
2.	180	345,8	0,104	12,67	691,40	0,1504	0,9998
3.	95	127,7	0,149	13,75	637,09	0,2338	0,9997
4.	37	111,1	0,067	10,71	817,93	0,0819	0,9999
5.	84	132,8	0,127	13,53	647,45	0,1961	0,9998
6.	77	116,3	0,132	12,35	709,31	0,1860	0,9998
Średnia	–	–	0,116	12,87	680,65	0,1704	0,9998

TABLICA 4.20. Ocena współczynników niezawodnościowych badanych populacji linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE)

Numer próby	Liczba awarii	Średnia długość linii	Intensywność awarii λ	Średni czas trwania awarii \bar{t}_a	Intensywność odnowy μ	Współczynnik zawodności q	Współczynnik niezawodności p
	szt.	km	1/(km·a)	h	1/(km a)	10^{-3} 1/km	1/km
1.	227	23,4	1,940	11,44	765,73	2,5335	0,9975
2.	318	94,3	0,674	9,87	887,54	0,7594	0,9992
3.	227	26,1	1,739	11,66	751,29	2,3146	0,9977
4.	166	30,1	1,103	10,31	849,66	1,2981	0,9987
5.	203	56,3	0,721	11,47	763,73	0,9440	0,9991
6.	247	53,9	0,917	10,20	858,82	1,0677	0,9989
Średnia	–	–	1,182	10,83	808,86	1,4613	0,9985

Przy obliczaniu współczynników niezawodnościowych uwzględniono wszystkie przyczyny awarii kabli, przedstawione w podrozdziale 4.6.

4.12. Ocena funkcji niezawodności kabli średniego napięcia 15 kV

Badania intensywności awarii w funkcji czasu eksploatacji zostały wykonane dla kabli 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE). Dane pochodzą z sześciu prób, których charakterystykę podano w tablicach 4.3, 4.4 i 4.6. Do badań wyselekcjonowano tylko te awarie, które dotyczyły kabli i spowodowane były procesami zużycia i starzenia. Wylimitowane zostały wszystkie przypadki uszkodzenia osprzętu kablowego i inne przyczyny uszkodzeń, między innymi uszkodzenia mechaniczne.

Próby 1-4 pochodzą z systemów elektroenergetycznych dużych aglomeracji miejskich, w których, oprócz odbiorców bytowo-komunalnych, z sieci kablowych zasilane były zakłady przemysłowe i usługowe. Próby 5 i 6 dotyczyły małych rejonów energetycznych, w których przeważali odbiorcy bytowo-komunalni oraz drobni odbiorcy przemysłowi i usługowi. Te ogólne cechy mogą decydować o charakterze obciążenia linii kablowych, chociaż badań takich nie prowadzono (ze względu na niemożność ich zrealizowania).

W tablicy 4.21 przedstawiono ogólną charakterystykę analizowanych prób losowych kabli 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE). Kabli o izolacji z polietylenu usieciowanego nie rozpatrywano, ze względu na małe liczności uzyskanych prób losowych.

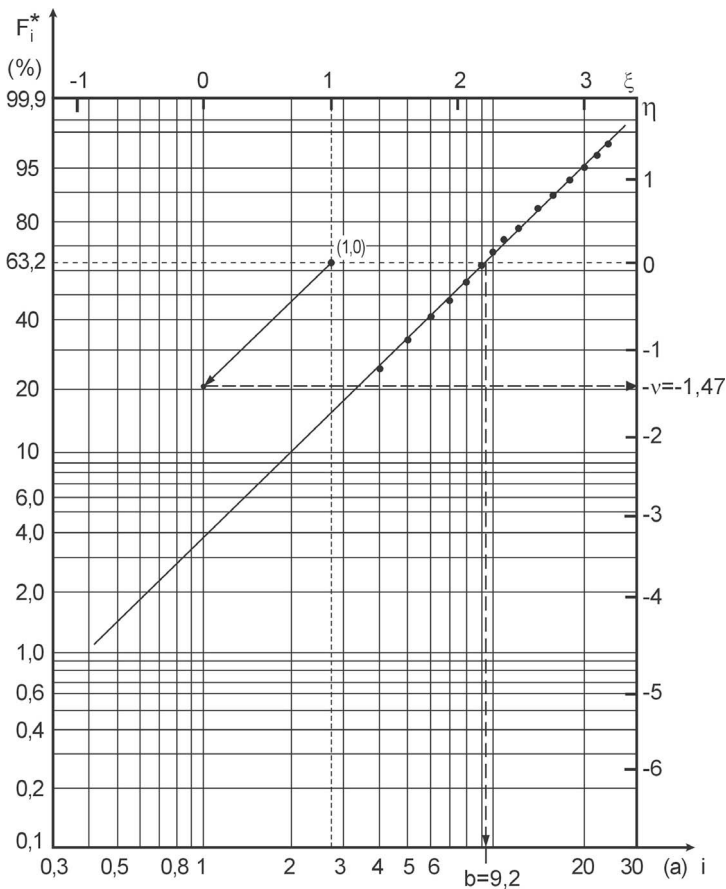
TABLICA 4.21. Charakterystyka prób losowych kabli 15 kV o różnych rodzajach izolacji przeznaczonych do badań funkcji niezawodności

Numer próby	Izolacja kabla			
	papierowa		polietylenowa (PE)	
	zakres czasu eksploatacji	liczność próby	zakres czasu eksploatacji	liczność próby
	a	szt.	a	szt.
1.	0-29	80	0-24	227
2.	0-41	180	0-27	315
3.	0-31	94	0-25	224
4.	0-33	37	0-26	166
5.	0-29	80	0-24	202
6.	0-26	72	0-26	227

Do oceny funkcji niezawodności posłużono się metodyką przedstawioną w podrozdziałach 4.1 i 4.10. Oceny parametrów funkcji niezawodności i intensywności awarii dokonano za pomocą siatek funkcyjnych, przedstawionych w podrozdziale 4.2, natomiast weryfikacji hipotezy o rozkładzie, na poziomie istotności $\alpha = 0,05$, dokonano za pomocą testu znaków i testu serii [18, 19, 52, 66].

W celu zaprezentowania toku obliczeń nieznannej funkcji niezawodności linii kablowych przedstawiono przykład oceny intensywności awarii w funkcji czasu eksploatacji oraz funkcji niezawodności kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE), próby 3. W tabelicy 4.22 przedstawiono wyniki badań zawodności tych kabli. Na podstawie tych wyników obliczono estymatory intensywności empirycznej λ_i^* i intensywności skumulowanej (funkcji wiodącej) Λ_i^* oraz wyznaczono wartości dystrybuanty empirycznej funkcji zawodności F_i^* , zgodnie ze wzorami (4.88), (4.90) i (4.91). Wyniki tych obliczeń przedstawiono w tabelicy 4.23. Parametry rozkładu teoretycznego wyznaczono za pomocą siatki rozkładu Weibulla przedstawionej na rysunku 4.2 i zgodnie z opisem zamieszczonym w podrozdziale 4.2.

Ocenę parametrów rozkładu Weibulla przedstawiono na rysunku 4.33. Otrzymano następujące wartości rozkładu opisujące rozkład teoretyczny funkcji zawodności $F(t)$: $b = 9,2a$ i $v = 1,47$.



Rys. 4.33. Ocena parametrów rozkładu Weibulla za pomocą wartości dystrybuanty empirycznej F_i^* kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – próba 3 (tabelica 4.21)

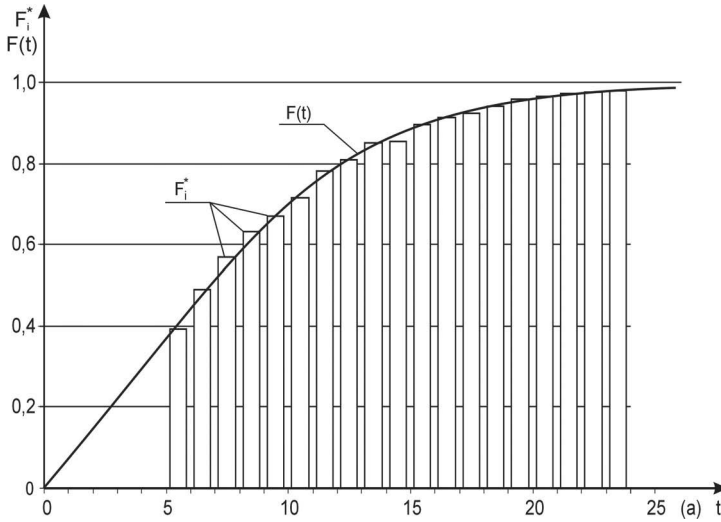
Funkcje zawodności empirycznej F_i^* i teoretycznej $F(t)$ kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) z próby 3, wykonane na podstawie danych z tablicy 4.23, przedstawiono na rysunku 4.34.

TABLICA 4.22. Wyniki badań zawodności kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – próba 3 (tablica 4.21)

Rok	$j = 1$		$j = 2$		$j = 3$		$j = 4$		$j = 5$		Razem	
	l_i	m_i	l_i	m_i	l_i	m_i	l_i	m_i	l_i	m_i	Σl_i	Σm_i
1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
6	5,30	5	–	–	–	–	–	–	–	–	5,30	5
7	9,50	2	5,30	2	–	–	–	–	–	–	14,80	4
8	16,80	2	9,50	2	5,30	3	–	–	–	–	31,60	7
9	18,99	1	16,80	3	9,50	3	5,30	2	–	–	50,59	9
10	14,50	0	18,99	3	16,80	3	9,50	2	5,30	0	65,09	8
11	21,45	2	14,50	3	18,95	3	16,80	3	9,50	2	81,20	13
12	21,00	4	21,45	6	14,50	5	18,95	4	16,79	8	92,69	27
13	34,00	0	21,26	5	21,45	3	14,50	4	18,95	3	110,16	15
14	31,02	4	34,00	6	21,26	5	21,45	6	14,50	7	122,23	28
15	31,68	0	31,02	1	18,20	1	16,12	2	13,42	1	110,44	5
16	19,80	2	24,68	5	31,02	9	18,20	10	8,45	6	102,15	32
17	24,20	1	19,80	1	24,68	8	20,08	4	8,65	3	97,41	17
18	21,05	0	17,20	1	19,80	2	15,62	3	2,60	2	76,27	8
19	20,24	3	21,05	3	17,20	4	15,80	7	6,56	4	80,85	21
20	11,50	2	11,96	5	21,05	5	13,21	3	9,80	5	67,52	20
21	10,40	0	11,50	0	11,96	5	12,11	3	6,26	1	52,23	9
22	–	–	10,40	0	3,50	1	6,96	2	11,20	1	32,06	4
23	–	–	–	–	7,40	0	1,40	0	3,06	1	11,86	1
24	–	–	–	–	–	–	7,40	1	0	0	7,40	1
25	–	–	–	–	–	–	–	–	2,40	–	2,40	–

TABLICA 4.23. Wyznaczenie funkcji intensywności empirycznej awarii λ_i^* , funkcji zawodności empirycznej F_i^* i teoretycznej $F(t)$ oraz wyniki testowania hipotezy o rozkładzie funkcji zawodności (za pomocą testu znaków) kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – próba 3 (tablica 4.21)

i	Σm_i	Σl_i	λ_i^*	Λ_i^*	F_i^*	$F(t)$	Wyniki testu znaków
1	–	–				0,0376	
2	–	–				0,1007	
3	–	–				0,1752	
4	–	–				0,2547	
5	–	–				0,3351	
6	5	5,30	0,4975	0,4975	0,3920	0,4134	–
7	4	14,80	0,1724	0,6699	0,4882	0,4879	+
8	7	31,60	0,1703	0,8402	0,5684	0,5570	+
9	9	50,59	0,1556	0,9958	0,6306	0,6202	+
10	8	65,09	0,1094	1,1052	0,6689	0,6771	–
11	13	81,20	0,1493	1,2545	0,7148	0,7276	–
12	27	92,69	0,2659	1,5204	0,7814	0,7719	+
13	15	110,16	0,1291	1,6495	0,8079	0,8110	–
14	28	122,23	0,2407	1,8902	0,8490	0,8433	+
15	5	110,44	0,0470	1,9372	0,8559	0,8715	–
16	32	102,15	0,3207	2,2579	0,8954	0,8952	+
17	17	97,41	0,1958	2,4537	0,9140	0,9151	–
18	8	76,27	0,1018	2,5555	0,9223	0,9316	–
19	21	80,85	0,2831	2,8386	0,9415	0,9452	–
20	20	67,52	0,3340	3,1726	0,9581	0,9563	+
21	9	52,23	0,2135	3,3861	0,9662	0,9654	+
22	4	32,06	0,1821	3,5682	0,9718	0,9727	–
23	1	11,86	0,1038	3,6720	0,9746	0,9786	–
24	1	7,40	0,2041	3,8761	0,9793	0,9833	–
25	–	2,40					



Rys. 4.34. Funkcje zawodności empirycznej F_i^* (histogram) i teoretycznej $F(t)$ kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – próba 3 (tablica 4.21)

W wyniku weryfikacji hipotezy o postaci rozkładu, dokonanej za pomocą testu znaków, stwierdzono, że: $L = \min(L^+, L^-) = \min(8, 11) = 8$ dla $n = 19$ i $\alpha = 0,05$ oraz $l_\alpha = 4$ [19, 52]. Ponieważ $L = 8 > l_\alpha = 4$, więc brak jest podstaw do odrzucenia hipotezy o zgodności badanego rozkładu empirycznego z teoretycznym rozkładem Weibulla o parametrach: $b^* = 9,20$, $a, v = 1,47$. Przeprowadzono również weryfikację hipotezy o postaci rozkładu funkcji zawodności badanych kabli 15 kV za pomocą testu serii (dane i wyniki obliczeń zamieszczono w tablicy 4.24).

TABLICA 4.24. Dane do weryfikacji hipotezy o rozkładzie funkcji zawodności kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – próba 3 (tablica 4.21)

$F_i^*, F^*(t)$	0,3920	0,4134	0,4879	0,4882	0,5570	0,5684	0,6202	0,6306
Znak serii	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>
$F_i^*, F^*(t)$	0,6689	0,6771	0,7148	0,7276	0,7719	0,7814	0,8079	0,8110
Znak serii	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
$F_i^*, F^*(t)$	0,8433	0,8490	0,8559	0,8715	0,8952	0,8954	0,9140	0,9151
Znak serii	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
$F_i^*, F^*(t)$	0,9223	0,9316	0,9415	0,9452	0,9563	0,9581	0,9654	0,9662
Znak serii	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>
$F_i^*, F^*(t)$	0,9718	0,9727	0,9746	0,9786	0,9793	0,9833		
Znak serii	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>		

Uzyskano następujące serie: a bb a b a b aa b a bb aa bb aa bb aa b a b a bb a b aa b a b a b . Liczność serii a była równa $n_1 = 14$, natomiast licznosc serii b była równa $n_2 = 14$. Wartość statystyki $k = n_1 + n_2 = 14 + 14 = 28$. Dla wartości $n_1 = 14$ i $n_2 = 14$ wartość krytyczna statystyki k_α , na poziomie istotności $\alpha = 0,05$, wynosi $k_\alpha = 14$ [19, 52].

Ponieważ $k > k_\alpha$, więc nie ma podstaw do odrzucenia postawionej hipotezy, że rozkłady obu populacji są takie same. Oznacza to, że funkcję empiryczną F_i^* dla kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – próba 3 (tabl. 4.21), można opisać (na poziomie istotności $\alpha = 0,05$) za pomocą rozkładu Weibulla o parametrach: $b = 9,2a$, $v = 1,47$.

Dystrybuantę funkcji rozkładu Weibulla przedstawiają wzory (4.13) i (4.14), natomiast funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu Weibulla ma postać

$$f(t) = \frac{v}{b} \left(\frac{t}{b} \right)^{v-1} \exp \left[- \left(\frac{t}{b} \right)^v \right], \quad (4.96)$$

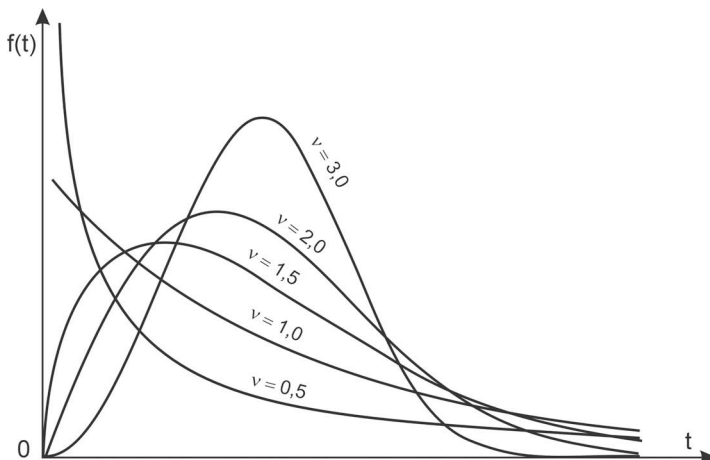
a funkcja odpowiadająca jej niezawodności

$$R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{b} \right)^v \right], \quad (4.97)$$

gdzie:

- b – parametr skali rozkładu Weibulla,
- v – parametr kształtu rozkładu Weibulla.

Postacie funkcji $f(t)$, w zależności od wartości parametru v , przedstawiono na rysunku 4.35. Wynika stąd, że o kształcie funkcji $f(t)$ decyduje wartość parametru kształtu v .



Rys. 4.35. Funkcja gęstości rozkładu Weibulla $f(t)$ w zależności od parametru v , przy $b = \text{const}$

Ze względu na zakres wykonywanych badań, najistotniejszą jest funkcja intensywności uszkodzeń, którą dla rozkładu Weibulla opisuje zależność:

$$\lambda(t) = \frac{\nu}{b} \left(\frac{t}{b} \right)^{\nu-1}. \quad (4.98)$$

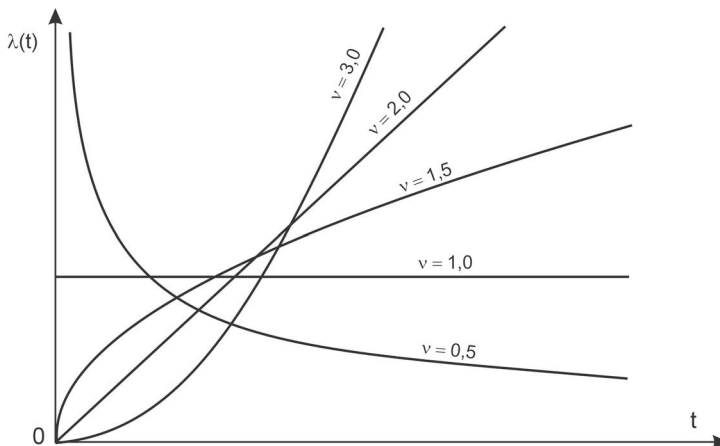
Wartość oczekiwana czasu do uszkodzenia jest równa:

$$E(T) = b \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\nu} + 1\right), \quad (4.99)$$

przy czym: $\Gamma(p)$ – funkcja gamma Eulera opisana zależnością [52]:

$$\Gamma(p) = \int_0^{\infty} x^{p-1} e^{-x} dx. \quad (4.100)$$

Na podstawie analizy wzoru (4.98) można wykazać, że postać funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$, opisaney za pomocą rozkładu Weibulla, zależy również od wartości parametru kształtu ν , ponieważ: jeżeli $0 < \nu < 1$, to funkcja jest funkcją monotonicznie malejącą, a jeżeli $\nu = 1$, to rozkład Weibulla przechodzi w rozkład wykładniczy i $\lambda(t) = \text{const}$; gdy $\nu > 1$, to funkcja $\lambda(t)$ jest monotonicznie rosnącą. Różne postacie funkcji $\lambda(t)$ rozkładu Weibulla w zależności od parametru ν przedstawiono na rysunku 4.36.

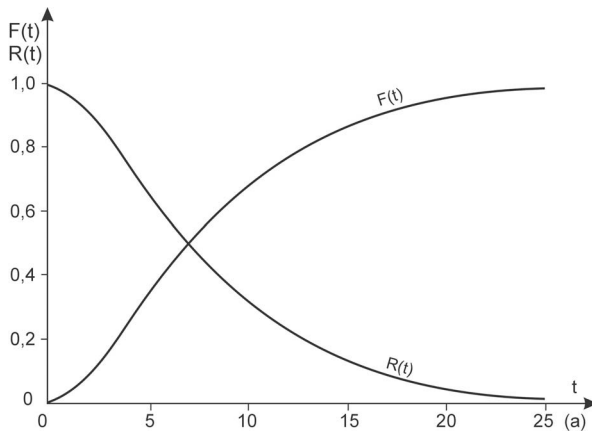


Rys. 4.36. Intensywność awarii $\lambda(t)$ opisana przez rozkład Weibulla w zależności od parametru kształtu ν (dla $b = \text{const}$)

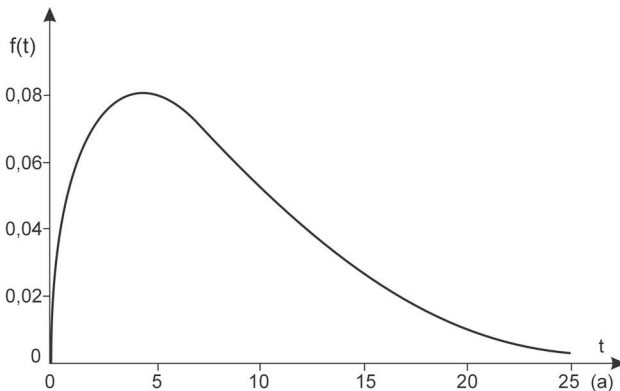
W nawiązaniu do typowego przebiegu intensywności uszkodzeń, opisanego w podrozdziale 4.9 i przedstawionego na rysunku 4.31, można stwierdzić, że za pomocą

rozkładu Weibulla można opisać przebieg funkcji intensywności awarii w zasadzie w każdym okresie eksploatacji. W pierwszym okresie eksploatacji (I) wartość $\nu < 1$, w drugim (II) $\nu \approx 1$ lub $\nu \geq 1$ i wreszcie w trzecim (III) $\nu > 1$. Z tego względu rozkład ten ma duże znaczenie w teorii niezawodności, chociaż znane są również takie rozkłady, jak na przykład rozkład Ciechanowicza [52], za pomocą którego typowy przebieg $\lambda(t)$ można opisać w całym przedziale czasu eksploatacji. Szczególnie jednak rozkład Weibulla używany jest do opisywania procesów zużycia, w których głównymi przyczynami są procesy starzeniowe, takie jak degradacja izolacji elektrycznej, korozja itp.

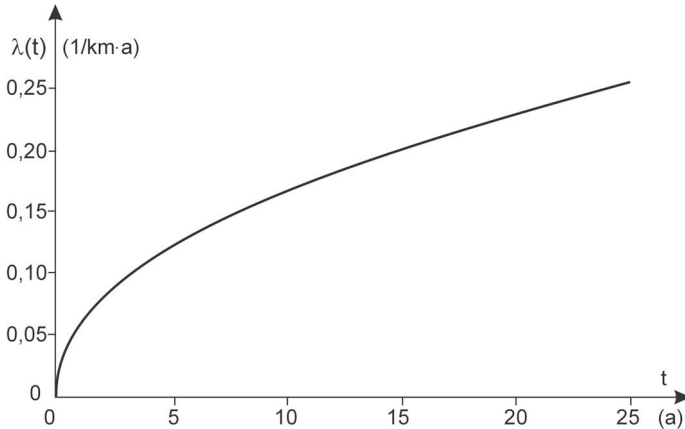
Na potrzeby analizowanego przykładu obliczeń funkcji niezawodności kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE), próby 3, na rysunkach 4.37, 4.38 i 4.39 przedstawiono funkcje: niezawodności $R(t)$, zawodności $F(t)$, gęstości prawdopodobieństwa czasu do uszkodzenia $f(t)$ oraz intensywności awarii $\lambda(t)$.



Rys. 4.37. Funkcje niezawodności $R(t)$ i zawodności $F(t)$ kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – rozkład Weibulla o parametrach $b = 9,2a$ oraz $\nu = 1,47$



Rys. 4.38. Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu do uszkodzenia kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – rozkład Weibulla o parametrach $b = 9,2a$ oraz $\nu = 1,47$



Rys. 4.39. Funkcja intensywności uszkodzeń kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) – rozkład Weibulla o parametrach $b = 9,2a$ oraz $\nu = 1,47$

Obliczenia funkcji niezawodności wykonano dla kabli 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE) dla prób losowych kabli, których charakterystyki przedstawiono w tabelicy 4.21. Na tej podstawie stwierdzono, że funkcję niezawodności kabli 15 kV, wyznaczoną dla wszystkich prób, można opisać (na poziomie istotności $\alpha = 0,05$) za pomocą rozkładu Weibulla.

Wyniki obliczeń parametrów rozkładu Weibulla, opisującego funkcję niezawodności badanych prób kabli 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE) przedstawiono w tabelicach 4.25 i 4.26. Przy wyznaczaniu parametrów rozkładów na siatce rozkładu Weibulla dla kabli o izolacji polietylenowej przyjęto skalę długości równą 100 m, natomiast dla kabli o izolacji papierowej – równą 1 km.

TABLICA 4.25. Parametry rozkładów funkcji niezawodności $R(t)$ kabli 15 kV o izolacji papierowej w poszczególnych próbach losowych (na 1 km)

Nr próby	Parametry rozkładu Weibulla		
	b	ν	$E(T)$
	a	–	a
1.	12,0	3,28	10,76
2.	12,0	2,24	10,62
3.	9,0	2,30	7,97
4.	13,0	3,35	11,66
5.	13,0	2,33	11,52
6.	11,0	2,14	9,74

TABLICA 4.26. Parametry rozkładów funkcji niezawodności $R(t)$ kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) w poszczególnych próbach losowych (na 100 m)

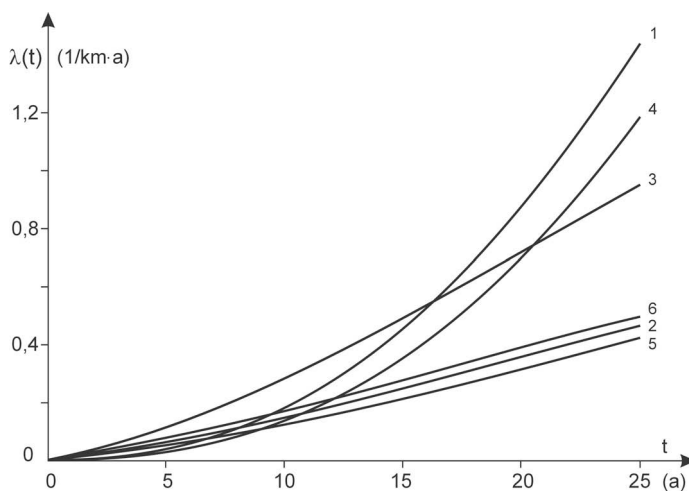
Nr próby	Parametry rozkładu		
	b	ν	$E(T)$
	a	–	a
1.	7,40	1,55	6,92
2.	12,0	1,85	10,66
3.	9,20	1,47	8,33
4.	12,0	1,88	10,64
5.	7,20	1,20	6,76
6.	16,5	1,24	15,39

Funkcje intensywności uszkodzeń przedstawiono na rysunkach 4.40 i 4.41. Ze względu na przyjętą skalę ($1/\text{km}\cdot\text{a}$), przy wyznaczaniu wartości intensywności awarii przeliczono zgodnie ze wzorami:

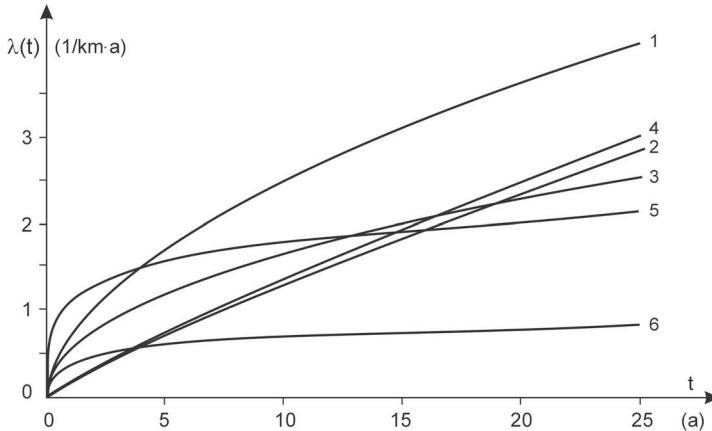
$$\lambda(t) = 10 \frac{\nu}{b} \left(\frac{t}{b} \right)^{\nu-1}, \quad (4.101)$$

$$E(T) = 0,1 b \Gamma \left(\frac{1}{\nu} + 1 \right), \quad (4.102)$$

gdzie b i ν – parametry znajdujące się w tablicach 4.25 i 4.26.



RYS. 4.40. Funkcje intensywności kabli 15 kV o izolacji papierowej, gdzie: 1-6 numery prób losowych badanych kabli (tablica 4.21)

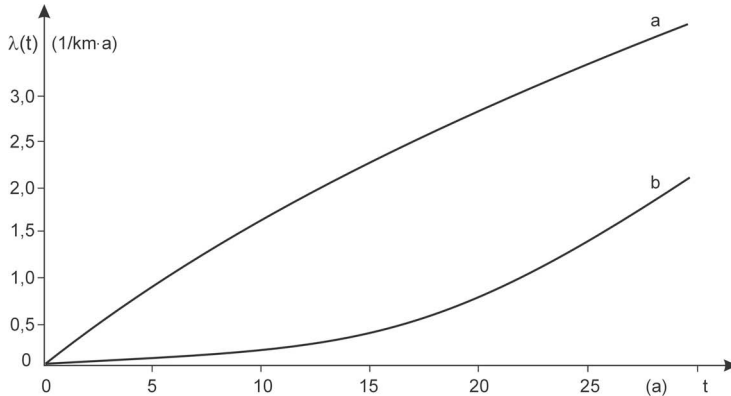


Rys. 4.41. Funkcje intensywności uszkodzeń kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE), gdzie: 1-6 numery prób losowych badanych kabli (tablica 4.21)

Na podstawie przeprowadzonych badań i obliczeń można wysnuć wnioski dotyczące nie tylko wartości funkcji intensywności awarii, ale również świadczące o charakterze zmian tych funkcji.

Na rysunku 4.42 porównano typowe funkcje intensywności uszkodzeń kabli o izolacji papierowej i polietylenowej (PE). Wynika stąd nie tylko ich wzajemna relacja ilościowa, ale również zróżnicowanie analizowanych funkcji. Parametry kształtu rozkładów Weibulla (opisujących intensywność uszkodzeń kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE)) są mniejsze od 2, co oznacza, że intensywność uszkodzeń tych kabli zmienia się prawie liniowo wraz z czasem eksploatacji. Pomimo tego, że względu na relacje pomiędzy współczynnikami skali, intensywność uszkodzeń kabli o izolacji polietylenowej (PE) jest dużo większa niż intensywność uszkodzeń kabli o izolacji z papierowej. Przykładowo, intensywność uszkodzeń kabli o izolacji polietylenowej (PE) po dziesięciu latach eksploatacji jest dziesięciokrotnie większa od intensywności uszkodzeń kabli o izolacji papierowej. Stosunek intensywności uszkodzeń tych kabli maleje do 2 po trzydziestu latach eksploatacji.

W poszczególnych próbach statystycznych widać zróżnicowanie postaci funkcji intensywności uszkodzeń. Mniejsze wartości intensywności uszkodzeń kabli w tym samym przedziale czasu stwierdzono w mniejszych ośrodkach miejskich; są one prawdopodobnie spowodowane mniejszym obciążeniem kabli. Przekroje kabli w tych ośrodkach dobierane były na większe obciążenie w związku z planowanym rozwojem budownictwa, co jednak nie nastąpiło. Hipotezy tej nie można jednak udowodnić z powodu braku odpowiednich danych, które pozwoliłyby na analizę korelacji pomiędzy obciążeniem kabli a intensywnością ich awarii. Wiadomo jednak, jak to przedstawiono w podrozdziale 3.4, że taka korelacja istnieje. Celowo nie analizowano łącznej próby, aby zaznaczyć występujące różnice.



Rys. 4.42. Porównanie postaci funkcji intensywności awarii kabli 15 kV o izolacji: a – polietylenowej (PE), b – papierowej

Uzyskane wyniki badań są zbieżne z wynikami przedstawionymi przez prof. Z. Gacka [35], uzyskanymi na podstawie badań kabli 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE). Otrzymane w wyniku badań funkcje intensywności awarii są opisane za pomocą rozkładu Weibulla. Próby obejmują większy przedział czasu eksploatacji. Dla porównywalnych okresów eksploatacji otrzymano następujące parametry rozkładu Weibulla: $\nu = 1,48$, $b = 13,81a$ dla kabli o izolacji papierowej i $\nu = 2,23$ oraz $b = 15,10a$ dla kabli izolacji polietylenowej (PE).

Wynika stąd, że badania niezawodności kabli średniego napięcia przeprowadzone niezależnie w dwóch ośrodkach naukowych potwierdzają charakter zmian intensywności kabli o określonych typach izolacji oraz postaci rozkładu opisującego te zmiany.

5 Metody oceny niezawodności układów linii kablowych

5.1. Przegląd i charakterystyka przedstawionych metod

W dotychczas przedstawionych badaniach wyznaczane były parametry i funkcje związane z oceną niezawodności elektroenergetycznych linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej i polietylenowej (PE). W rozdziale 2 przedstawiono podstawowe struktury połączeń kablowych, które – jak wynika z przedstawionych przykładów – mogą być bardzo złożone. Pojedyncze linie kablowe tworzą układy zasilania odbiorców, które są systemami w sensie analiz niezawodnościowych i które – jako obiekt niezawodnościowy o określonych właściwościach – są rozważane w niniejszym rozdziale.

Określenie parametrów niezawodnościowych elementu lub jego charakterystyk uwarunkowane jest możliwościami uzyskania odpowiednich danych niezawodnościowych, co niekiedy jest bardzo trudne lub wręcz niemożliwe. Stąd też stosuje się różne podejście do charakteryzowania cech i parametrów niezawodnościowych obiektu, zależnych od możliwości uzyskania wiarygodnych danych [2, 11, 38, 64, 106, 107, 145, 154, 158].

Systemy stanowią połączenie obiektów w odpowiednie struktury. Niezawodność systemu, jako struktury, zależy nie tylko od parametrów poszczególnych elementów wchodzących w skład struktury, ale także od wzajemnych powiązań określających wypadkową niezawodność systemu [65, 101, 203, 204]. Strukturę niezawodnościową systemu można opisać za pomocą funkcji strukturalnej, która przyporządkowuje stanom niezawodnościowym elementów stan niezawodnościowy systemu. W teorii niezawodności rozważane są elementy, które mogą znajdować się w dwóch stanach: stanie zdatności, któremu przypisuje się wartość 1 oraz niezdatności – wartość 0. W przypadku takich systemów, składających się z n elementów, funkcja strukturalna systemu określana jest jako funkcja $\Phi[\mathbf{X}(t)]$ wektora zero-jedynkowego $\mathbf{X}(t)$ stanu systemu.

$$\Phi[\mathbf{X}(t)] = \Phi[x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)], \quad (5.1)$$

gdzie:

$[x_i(t)]$ – binarna funkcja losowa określająca stan niezawodnościowy i -tego elementu składowego systemu,

$i = 1, 2, \dots, n$ – numer elementu składowego systemu.

Jeżeli funkcja $\Phi[X(t)]$ przyjmie wartość 1 to system jest zdatny, jeżeli 0 to system jest niezdatny.

Metody obliczeń niezawodności struktury elementów (systemu) można podzielić na [65, 101, 109, 110, 114, 203, 204]:

- 1) analityczne, które polegają na analizie zdarzeń lub procesów losowych,
- 2) symulacyjne, w których symuluje się zdarzenia i procesy losowe,
- 3) kombinowane, które polegają na kompilacji wyżej wymienionych metod.

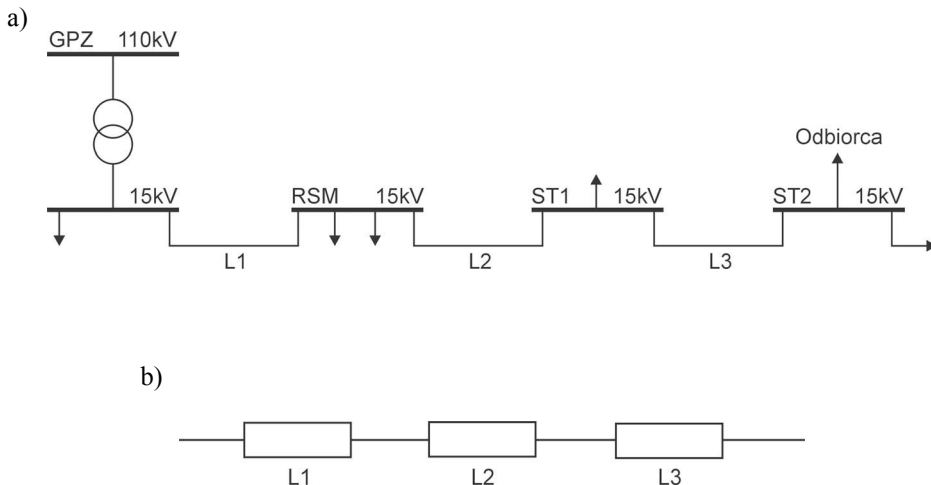
Dalej rozpatrywane są najważniejsze metody określania właściwości niezawodnościowych struktur obiektów (systemów), na podstawie ich charakterystyk niezawodnościowych i najczęściej stosowane w elektroenergetyce metody oceny niezawodności [12, 13, 16, 20, 28, 37, 79, 86, 92, 106, 107, 108, 110, 115, 167, 173, 174]:

- metoda współczynników zawodności,
- metoda intensywności i średniego czasu trwania awarii,
- metoda oparta na procesach Markowa.

Oprócz tego przedstawione zostaną metody, które powstały i zostały rozwinięte m.in. w Katedrze Podstaw Energetyki Politechniki Świętokrzyskiej i które znalazły zastosowanie w licznych pracach badawczych [25, 26, 27, 40, 41, 42, 43, 44, 140, 144, 146, 151, 157, 158, 160], a mianowicie:

- metoda symulacyjna oparta na sieciach Petriego,
- metoda symulacyjna oparta na algorytmach genetycznych.

W celu ilustracji metod oceny niezawodności struktur linii kablowych za pomocą zaproponowanych metod, rozpatrzony zostanie schemat układu zasilania w energię elektryczną za pośrednictwem linii kablowych, przedstawiony na rysunku 5.1.



Rys. 5.1. Schemat układu zasilania w energię elektryczną przyjęty do analizy: a) schemat elektryczny, b) zastępczy schemat blokowy

Jest to wycinek sieci kablowej systemu dystrybucyjnego dużej aglomeracji miejskiej, z którego wydzielono charakterystyczny fragment zawierający główny punkt zasilający (GPZ) 110/15 kV oraz rozdzielczą stację miejską (RSM), z której wychodzą linie kablowe łączące ciągi stacji transformatorowych 15/0,4 kV. Uwzględniono dwa odcinki linii, na końcu których znajduje się odbiorca. W celu pokazania podstawowych właściwości prezentowanych metod oceny niezawodności strukturalnej, nie uwzględniono niezawodności elementów rozdzielni stacji transformatorowych i GPZ.

Parametry niezawodnościowe poszczególnych odcinków linii różniących się między sobą wartościami intensywności awarii i czasów trwania awarii (odnowy) zestawiono w tablicy 5.1.

TABLICA 5.1. Parametry analizowanej struktury zasilania odbiorcy energii elektrycznej

Parametr	Oznaczenie	Wymiar	Element 1	Element 2	Element 3
Długość odcinków linii kablowych	l_{lk}	km	2,5	1,2	0,8
Czas trwania awarii odcinków linii	t_{alk}	h	9,8	11,2	9,3
Jednostkowa intensywność awarii	λ_{lk}	1/km·a	0,15	1,50	0,80

5.2. Metoda współczynników zawodności

Jeżeli znane są współczynniki zawodności poszczególnych obiektów tworzących strukturę systemową, to ocena niezawodności tego systemu metodą współczynników zawodności sprowadza się do wyznaczenia wypadkowego współczynnika zawodności dla całego systemu. Ocena wartości wypadkowego współczynnika zawodności systemu zależy nie tylko od wartości współczynników zawodności obiektów składowych, ale również od struktury ich połączeń.

W przypadku gdy struktura rozpatrywanego systemu jest szeregową, czyli wyjście obiektu poprzedniego połączone jest z wejściem obiektu następnego, do prawidłowego działania systemu, konieczne jest prawidłowe i niezawodne działanie wszystkich obiektów składowych. Jeżeli uszkodzenia poszczególnych obiektów składowych są zdarzeniami niezależnymi, prawdopodobieństwo zdarzenia p_w , polegającego na tym, że wszystkie obiekty składowe będą nieuszkodzone, jest równe iloczynowi współczynników niezawodności wszystkich obiektów składowych [7, 11, 13, 16, 20, 69, 79, 82, 84, 94, 98, 100, 107, 108, 109, 110, 113, 125, 130, 113, 133, 173, 174, 203, 204], stąd:

$$p_w = \prod_{i=1}^n p_i = \prod_{i=1}^n (1 - q_i), \quad (5.2)$$

gdzie:

- p_i – współczynnik niezawodności i -tego obiektu,
- q_i – współczynnik zawodności i -tego obiektu;
- $i = 1, 2, 3, \dots, n$.

Współczynnik zawodności szeregowej struktury niezawodnościowej obiektów

$$q_w = 1 - p_w = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_i), \quad (5.3)$$

a ponieważ zwykle wartości współczynników zawodności są bardzo małe ($q_i \ll 1$), więc wartość wypadkowego współczynnika zawodności q_w może być wyrażona za pomocą uproszczonego wzoru [20, 79, 82, 110, 130, 131]:

$$q_w = \sum_{i=1}^n q_i. \quad (5.4)$$

Struktura równoległa systemu charakteryzuje się tym, że do prawidłowego działania systemu wymagane jest prawidłowe działanie określonej liczby k obiektów składowych wybranych spośród całkowitej liczby obiektów n . W przypadku gdy obiekty te są jednakowe (a takie założenie upraszczające przyjmuje się często w analizach niezawodnościowych systemu), prawdopodobieństwo uszkodzenia k spośród n obiektów określa się za pomocą rozkładu Bernoulliego [20, 79, 82, 110, 130, 131]:

$$q_{k,m} = \binom{n}{k} q^k (1 - q)^{n-k}. \quad (5.5)$$

Jeżeli do prawidłowego działania systemu wymagane jest działanie tylko jednego obiektu, to wypadkowy współczynnik zawodności

$$q_w = q^n. \quad (5.6)$$

Struktury systemów linii kablowych, jak to przedstawiono w rozdziale 2, są niejednokrotnie bardzo złożone. Przy ich analizie niezawodnościowej można wyodrębnić struktury szeregowo oraz równoległe. Analiza niezawodności za pomocą metody współczynników zawodności może być wykonana poprzez zastępowanie struktur równoległych strukturami zastępczymi, a następnie wyznaczenie współczynnika wypadkowego poprzez zastąpienie struktur szeregowych obiektem zastępczym.

Metoda współczynników zawodności jest jedną z podstawowych metod stosowanych przy analizie niezawodności układów elektroenergetycznych. Metoda ta pozwala na wyznaczenie wartości niedostarczonej energii do odbiorców, co jest niezbędne do prowadzenia analiz ekonomicznych. Roczną spodziewaną wartość niedostarczonej odbiorcy energii elektrycznej ΔA_r , gdy zastępczy współczynnik

zawodności układu zasilania wynosi q_w , a przewidywane roczne zużycie energii elektrycznej A_r , wyraża wzór:

$$\Delta A_r = q_w A_r . \quad (5.7)$$

Wyznaczenie wielkości tak istotnej dla analizy techniczno-ekonomicznej poziomu niezawodności zasilania odbiorcy jest więc dość łatwe. Przy stosowaniu tej metody oceny niezawodności układów zasilania w energię elektryczną należy mieć jednak na uwadze, że wartości współczynników zawodności analizowanych układów sieciowych mogą się znacznie różnić od wartości podawanych w źródłach literaturowych, wyznaczanych na podstawie prób statystycznych z określonego terenu i w określonym czasie. W zależności od frakcji linii, które mogą mieć inny okres eksploatacji, średnie wartości wyznaczonego w ten sposób współczynnika zawodności mogą się znacznie różnić od współczynnika zawodności dla innego obszaru. Przyczyną jest zróżnicowana intensywność awarii linii znajdujących się w różnych latach eksploatacji.

W celu przedstawienia aplikacji omówionej metody wyznaczono wypadkowy współczynnik zawodności szeregowego układu linii kablowych (rys. 5.2). Podstawowe dane do obliczeń oraz analizowany układ rzeczywisty przedstawiono w podrozdziale 5.1.



Rys. 5.2. Schemat blokowy układu zasilania w energię elektryczną złożonego z połączenia szeregowego linii kablowych ($LK1$, $LK2$, $LK3$) do oceny jego niezawodności za pomocą współczynnika zawodności

Na podstawie danych zamieszczonych w tabelicy 5.2 wyznaczono wartości intensywności awarii poszczególnych odcinków linii kablowych (LK) oraz współczynniki zawodności i niezawodności:

$$\lambda_{LK} = \lambda_{lk} \cdot l_{lk} , \quad (5.8)$$

$$q_{LK} = \frac{\lambda_{LK} \cdot t_{alk}}{T} , \quad (5.9)$$

$$p_{LK} = 1 - q_{LK} . \quad (5.10)$$

Wartość T we wzorze (5.11) przyjęto równą czasowi jednego roku, zatem $T = 8760$ h.

Wypadkowy współczynnik zawodności $q_w = 34,805 \cdot 10^{-4}$, wyznaczony na podstawie wzoru (5.4) a współczynnik niezawodności $p_w = 0,99652$.

TABLICA 5.2. Parametry niezawodnościowe odcinków linii kablowych (*LK1*, *LK2*, *LK3*) układu zasilania w energię elektryczną przedstawionego na rysunku 5.2

Parametr	Oznaczenie	Wymiar	Linia <i>LK1</i>	Linia <i>LK2</i>	Linia <i>LK3</i>
Długość odcinków linii kablowych	l_{ik}	km	2,5	1,2	0,8
Czas trwania awarii odcinków linii	t_{alk}	h	9,8	11,2	9,3
Jednostkowa intensywność awarii odcinków linii kablowych	λ_{ik}	1/km·a	0,15	1,50	0,80
Intensywność awarii odcinków linii kablowych (wzór (5.10))	λ_{LK}	1/a	0,375	1,80	0,64
Współczynnik zawodności odcinków linii kablowych (wzór (5.11))	q_{LK}	–	$4,195 \cdot 10^{-4}$	$2,301 \cdot 10^{-3}$	$6,795 \cdot 10^{-4}$
Współczynnik niezawodności odcinków linii kablowych (wzór (5.12))	p_{LK}	–	0,99958	0,99770	0,99932

W wyniku przeprowadzonej analizy otrzymuje się wartości wypadkowych współczynników q_w i p_w , które pozwalają (zgodnie ze wzorem (5.7)) wyznaczyć roczną spodziewaną wartość niedostarczonej energii elektrycznej.

5.3. Metoda średniej intensywności i średniego czasu awarii

Metoda średniej intensywności i średniego czasu awarii, obok metody współczynników zawodności, jest stosowana od dawna w zagadnieniach oceny niezawodności obiektów i systemów elektroenergetycznych [13, 20, 78, 79, 82, 84, 98, 107, 108, 110, 113, 130, 131, 134]. Opiera się na ocenie dwóch parametrów niezawodnościowych: średniej spodziewanej intensywności awarii \bar{N} (wyrażanej w 1/a lub 1/(km·a)) oraz średniej spodziewanej wartości czasu trwania awarii \bar{t}_a (wyrażanej w h).

Średnią, spodziewaną wartość intensywności awarii w ciągu wyznacza się ze wzoru:

$$\bar{N} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n N_i \quad [1/a], \quad (5.11)$$

gdzie:

n – liczba lat badań,

N_i – liczba awarii w i -tym roku badań.

Jeżeli intensywność awarii odnosi się nie tylko do przedziału czasu, ale również do długości linii, jak to ma miejsce w przypadku linii kablowych, to wartość średniej spodziewanej intensywności zakłóceń wyznacza się ze wzoru:

$$\bar{N} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{l_{i\text{śr}}}, \quad (5.12)$$

gdzie:

$$l_{isr} = \frac{l_i + l_{i+1}}{2} \quad \text{– średnia długość linii w } i\text{-tym roku,}$$

l_i – długość linii na początku roku i -tego,

l_{i+1} – długość linii na początku roku $i+1$.

W przypadku systemu o szeregowej strukturze niezawodnościowej elementów, przy założeniu niezależności awarii elementów tego systemu, wypadkowe wartości parametrów niezawodnościowych \bar{N}_w i \bar{t}_{aw} oraz q_w wyznacza się ze wzorów [79, 82, 110, 130, 131, 133]:

$$\bar{N}_w = \bar{N}_1 + \bar{N}_2 + \dots + \bar{N}_n = \sum_{i=1}^n \bar{N}_i, \quad (5.13)$$

$$\bar{t}_{aw} = \frac{\bar{N}_1 \bar{t}_{a1} + \bar{N}_2 \bar{t}_{a2} + \dots + \bar{N}_n \bar{t}_{an}}{\bar{N}_1 + \bar{N}_2 + \dots + \bar{N}_n} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{N}_i \bar{t}_{ai}}{\sum_{i=1}^n \bar{N}_i}, \quad (5.14)$$

$$q_w = \frac{\bar{N}_1 \bar{t}_{a1} + \bar{N}_2 \bar{t}_{a2} + \dots + \bar{N}_n \bar{t}_{an}}{T_r} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{N}_i \bar{t}_{ai}}{T_r} = \frac{\bar{N}_w \bar{t}_{aw}}{T_r}, \quad (5.15)$$

gdzie:

$\bar{N}_1, \bar{N}_2, \dots, \bar{N}_n$ – średnie spodziewane wartości intensywności uszkodzeń elementów w systemie,

$\bar{t}_{a1}, \bar{t}_{a2}, \dots, \bar{t}_{an}$ – średnie spodziewane wartości czasu awarii elementów systemu,

T_r – planowy czas ruchu systemu o szeregowej strukturze niezawodnościowej.

Jeżeli planowy czas ruchu systemu T_r jest równy czasowi trwania roku T , co ma zazwyczaj miejsce przy eksploatacji obiektów systemu elektroenergetycznego, wypadkowy współczynnik zawadności:

$$q_w = \frac{\bar{N}_w \bar{t}_{aw}}{T}. \quad (5.16)$$

W przypadku rozpatrywania systemu składającego się z elementów o strukturze równoległej, co przedstawione zostanie na przykładzie dwutorowego zgrupowania równoległego, ocena niezawodności oparta jest na założeniu upraszczającym, polegającym na tym, że obiekty równoległe rezerwują się w 100% [20, 79, 82, 84, 110, 130, 131]. Przy takim założeniu otrzymuje:

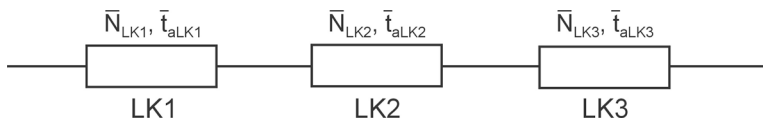
$$\bar{N}_w = \bar{N}_1 \frac{\bar{N}_2 \bar{t}_{a2}}{T} + \bar{N}_2 \frac{\bar{N}_1 \bar{t}_{a1}}{T}, \quad (5.17)$$

$$\bar{t}_{aw} = \frac{2 \bar{N}_1 \bar{N}_2 \bar{t}_{a1} \bar{t}_{a2}}{\bar{N}_1 \bar{N}_2 (\bar{t}_{a1} + \bar{t}_{a2})}, \quad (5.18)$$

$$q_w = \frac{2 \bar{N}_1 \bar{N}_2 \bar{t}_{a1} \bar{t}_{a2}}{T^2} = \frac{\bar{N}_w \bar{t}_{aw}}{T}. \quad (5.19)$$

W przypadku rozpatrywania systemów o strukturach połączeń szeregowo-równoległych, podobnie jak w poprzednim przypadku, rozpatruje się najpierw obiekty równoległe, dla których wyznacza się parametry wypadkowe, a następnie wyznacza się parametry wypadkowe powstałego w ten sposób połączenia szeregowego.

Metoda intensywności i średniego czasu awarii wymaga znajomości dwóch parametrów niezawodnościowych dla każdego obiektu składowego systemu: \bar{N} i \bar{t}_a . W rezultacie, w wybranym analizowanym punkcie układu elektroenergetycznego można wyznaczyć wartości \bar{N}_w , \bar{t}_{aw} oraz q_w i p_w , czyli uzyskać informację szerszą od wynikającej z metody współczynników zawodności. Zastosowanie tej metody zostanie rozpatrzone, tak jak w poprzednim przypadku, na fragmencie systemu elektroenergetycznego składającego się z szeregowego połączenia trzech linii kablowych, przedstawionych na rysunku 5.3, których parametry zestawiono w tabelicy 5.3.



Rys. 5.3. Schemat blokowy układu zasilania w energię elektryczną złożonego z połączenia szeregowego linii kablowych ($LK1$, $LK2$, $LK3$) do oceny jego niezawodności za pomocą metody średniej intensywności i średniego czasu awarii

TABLICA 5.3. Parametry niezawodnościowe odcinków linii kablowych ($LK1$, $LK2$, $LK3$) układu zasilania w energię elektryczną przedstawionego na rysunku 5.3

Parametr	Oznaczenie	Wymiar	Linia $LK1$	Linia $LK2$	Linia $LK3$
Długość odcinków linii kablowych	l_{lk}	km	2,5	1,2	0,8
Czas trwania awarii odcinków linii	t_{aLK}	h	9,8	11,2	9,3
Jednostkowa intensywność awarii odcinków linii kablowych	λ_{LK}	1/km·a	0,15	1,50	0,80
Intensywność awarii odcinków linii kablowych	\bar{N}_{LK}	1/a	0,375	1,80	0,64

Na podstawie wzorów (5.13), (5.14) i (5.15) otrzymuje się, że $\bar{N}_w = 2,815$ 1/a i $\bar{t}_{aw} = 10,58$ h, $\bar{q}_{aw} = 3,400 \cdot 10^{-3}$ oraz $p = 0,9966$. Jak widać, stosując tę metodę otrzymuje się informację dużo szerszą niż w metodzie współczynników zawodności. Oprócz wartości współczynników zawodności i niezawodności otrzymuje się wartości średniej intensywności uszkodzeń \bar{N}_w oraz średniego czasu trwania awarii \bar{t}_{aw} .

5.4. Zastosowanie skończonych procesów Markowa do oceny niezawodności układów linii kablowych

Przedstawione w poprzednich podrozdziałach modele niezawodnościowe opierają się na wartościach średnich intensywności awarii oraz czasu ich trwania, wyznaczonych w stosunkowo długim przedziale czasu. Jeżeli założy się właśnie taki model niezawodnościowy elementów składowych systemu, to jest on równoznaczny z przyjęciem modelu niezawodnościowego o stałej intensywności awarii, stąd $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$. Model o stałej intensywności awarii oznacza, że funkcja niezawodności opisana jest przez rozkład wykładniczy, czyli:

$$R(t) = \exp(-\lambda t). \quad (5.20)$$

Prawdopodobieństwo poprawnej pracy elementu w przedziale (t_1, t_2) można określić za pomocą zależności

$$p(t_1, t_2) = \frac{\exp\left[-\int_0^{t_1} \lambda(\tau) d\tau\right]}{\exp\left[-\int_0^{t_2} \lambda(\tau) d\tau\right]}, \quad (5.21)$$

skąd

$$p(t_1, t_2) = \exp\left[-\int_{t_1}^{t_2} \lambda(\tau) d\tau\right]. \quad (5.22)$$

Jeżeli $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$, to prawdopodobieństwo $p(t_1, t_2)$ nie zależy od poprzedniego czasu pracy t_1 elementu, ale od wartości przedziału $\Delta t = t_2 - t_1$. Jeżeli można zrobić takie założenie, to taki proces można przedstawić za pomocą procesu Markowa, w którym stan w czasie t nie zależy od stanów poprzednich [12, 37, 64, 92, 102, 110, 114, 129, 171].

Proces losowy $\{X(t_0 + \tau), t \in T\}$ jest procesem Markowa, gdy dla dowolnych wartości czasu t ($t_1, t_2, \dots, t_n \in T$) takich, że $t_1 < t_2 < \dots < t_n$ i dowolnych liczb rzeczywistych x_1, x_2, \dots, x_n zachodzi równość:

$$\begin{aligned}
 P[X(t_n) < t_n \mid X(t_{n-1}) = x_{n-1}, X(t_{n-2}) = x_{n-2}, \dots, X(t_1) = x_1] = \\
 = P[X(t_n) = x_n \mid X(t_{n-1}) = x_{n-1}].
 \end{aligned}
 \tag{5.23}$$

Powyższy zapis oznacza, że rozkład prawdopodobieństwa zmiennej losowej $X(t_n)$ zależy tylko od rozkładu prawdopodobieństwa jednej ze zmiennych $X(t_{n-1})$, a wartości procesu w chwili t nie zależą do wartości, jakie proces przyjmował w chwilach $(t_1, t_2, \dots, t_{n-2})$.

W zagadnieniach związanych z oceną niezawodności zastosowanie znajdują najczęściej procesy Markowa ze skończoną przestrzenią stanów $S = \{0, 1, 2, \dots, n\}$. Jeżeli znane są intensywności przejścia pomiędzy poszczególnymi stanami: $\lambda_{01}, \lambda_{02}, \lambda_{03}, \dots, \lambda_{0n}, \lambda_{10}, \lambda_{12}, \lambda_{13}, \lambda_{14}, \dots, \lambda_{1n}, \dots, \lambda_{n0}, \lambda_{n1}, \lambda_{n2}, \dots, \lambda_{n,n-1}$, to prawdopodobieństwo znajdowania się obiektu w określonym stanie $P_0(t), P_1(t), P_2(t), P_3(t), \dots, P_n(t)$ jest opisane za pomocą następującego równania macierzowego [37, 110, 130, 133, 171]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \\ P_2(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ P_n(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{00} & \lambda_{01} & \lambda_{02} & \cdot & \cdot & \cdot & \lambda_{0n} \\ \lambda_{10} & \lambda_{11} & \lambda_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & \lambda_{1n} \\ \lambda_{20} & \lambda_{21} & \lambda_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & \lambda_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \lambda_{n0} & \lambda_{n1} & \lambda_{n2} & \cdot & \cdot & \cdot & \lambda_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \\ P_2(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ P_n(t) \end{bmatrix}.
 \tag{5.24}$$

Intensywności przejścia pomiędzy poszczególnymi stanami spełniają warunek [37, 110, 130, 133, 171]:

$$\sum_{j=0}^n \lambda_{ji} = 0.
 \tag{5.25}$$

Wynika stąd, że:

$$\lambda_{ii} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ji},
 \tag{5.26}$$

a ponadto musi być spełniony warunek normalizujący:

$$\sum_{j=0}^n P_j(t) = 1.
 \tag{5.27}$$

Na tej podstawie można wyznaczyć intensywność zdarzenia polegającego na pozostaniu obiektu w określonym stanie:

ści awarii $\bar{\lambda}_{LK}$ i odnowy $\bar{\mu}_{LK}$. Wartości $\bar{\lambda}_{LK}$ oznaczone jako \bar{N}_{LK} , co jest zgodne z oznaczeniami występującymi we wzorach (5.11)-(5.19), są zestawione w tabelicy 5.3. Wartość średnią intensywności odnowy $\bar{\mu}_{LK}$ można wyznaczyć ze wzoru [111, 148]:

$$\bar{\mu}_{LK} = \frac{\bar{\lambda}_{LK} \cdot (1 - q_{LK})}{q_{LK}}, \quad (5.32)$$

gdzie:

q_{LK} – współczynnik zawadności odcinka linii kablowej (LK).

Dane niezbędne do obliczeń zestawiono w tabelicy 5.4.

TABLICA 5.4. Parametry niezawodnościowe odcinków linii kablowych ($LK1$, $LK2$, $LK3$) układu zasilania w energię elektryczną przedstawionego na rysunku 5.4

Parametr	Oznaczenie	Wymiar	Linia $LK1$	Linia $LK2$	Linia $LK3$
Czas trwania awarii odcinków linii	t_{aLK}	h	9,8	11,2	9,3
Intensywność awarii odcinków linii	λ_{LK}	1/a	0,375	1,80	0,64
Współczynniki zawadności odcinków linii	q_{LK}	–	$4,195 \cdot 10^{-4}$	$2,301 \cdot 10^{-3}$	$6,795 \cdot 10^{-4}$
Intensywność odnowy odcinków linii	μ_{LK}	1/a	893,546	780,469	941,229

W przykładowym modelu, stworzonym w celu wykorzystania skończonych procesów Markowa do rozważań dotyczących czasów trwania awarii, struktura niezawodnościowa trójelementowa szeregową ma skończoną liczbę stanów: 0, 1, 2, 3. Poszczególne stany oznaczają:

- 0 – stan pełnej zdadności rozważanego toru zasilania,
- 1 – stan uszkodzenia odcinka linii $LK1$,
- 2 – stan uszkodzenia odcinka linii $LK2$,
- 3 – stan uszkodzenia odcinka linii $LK3$.

Znane są intensywności przejścia systemu pomiędzy poszczególnymi stanami (λ_{LK} i μ_{LK}).

Jeżeli prawdopodobieństwa znajdowania się systemu zasilania w danym stanie zostaną oznaczone odpowiednio przez $P_0(t)$, $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t)$, wówczas równanie macierzowe opisujące proces Markowa przyjmie postać:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \\ P_2(t) \\ P_3(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3) & \mu_1 & \mu_2 & \mu_3 \\ \lambda_1 & -\mu_1 & 0 & 0 \\ \lambda_2 & 0 & -\mu_2 & 0 \\ \lambda_3 & 0 & 0 & -\mu_3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \\ P_2(t) \\ P_3(t) \end{bmatrix}. \quad (5.33)$$

Aby znaleźć rozwiązanie ogólne powyższego równania macierzowego, należy rozwiązać równanie charakterystyczne:

$$\begin{vmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3) - r & \mu_1 & \mu_2 & \mu_3 \\ \lambda_1 & -\mu_1 - r & 0 & 0 \\ \lambda_2 & 0 & -\mu_2 - r & 0 \\ \lambda_3 & 0 & 0 & -\mu_3 - r \end{vmatrix} = 0. \quad (5.34)$$

Równanie macierzowe (5.33), zapisane w postaci wielomianowej, przyjmuje następującą postać:

$$\begin{aligned} & (\mu_1 + r) \cdot (\mu_2 + r) \cdot (\mu_3 + r) \cdot (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + r) - \mu_1 \cdot \lambda_1 \cdot (\mu_2 + r) \cdot (\mu_3 + r) + \\ & - \mu_2 \cdot \lambda_2 \cdot (\mu_1 + r) \cdot (\mu_3 + r) - \mu_3 \cdot \lambda_3 \cdot (\mu_1 + r) \cdot (\mu_2 + r) = 0 \end{aligned} \quad (5.35)$$

W wyniku rozwiązania tego równania, dla danych zawartych w tabelicy 5.4, otrzymano następujące wartości parametrów r :

$$\begin{aligned} r_1 &= -941,881294, & r_2 &= -893,921897, \\ r_3 &= -782,25582, & r_4 &= 0. \end{aligned}$$

Rozwiązaniem równania (5.33) jest układ równań opisujących zbiór następujących prawdopodobieństw:

$$\begin{aligned} P_0(t) &= A_1 \cdot e^{r_1 \cdot t} + A_5 \cdot e^{r_2 \cdot t} + A_9 \cdot e^{r_3 \cdot t} + A_{13} \cdot e^{r_4 \cdot t}, \\ P_1(t) &= A_2 \cdot e^{r_1 \cdot t} + A_6 \cdot e^{r_2 \cdot t} + A_{10} \cdot e^{r_3 \cdot t} + A_{14} \cdot e^{r_4 \cdot t}, \\ P_2(t) &= A_3 \cdot e^{r_1 \cdot t} + A_7 \cdot e^{r_2 \cdot t} + A_{11} \cdot e^{r_3 \cdot t} + A_{15} \cdot e^{r_4 \cdot t}, \\ P_3(t) &= A_4 \cdot e^{r_1 \cdot t} + A_8 \cdot e^{r_2 \cdot t} + A_{12} \cdot e^{r_3 \cdot t} + A_{16} \cdot e^{r_4 \cdot t}. \end{aligned} \quad (5.36)$$

Współczynniki A wyznacza się uwzględniając warunki brzegowe: $P_0(0) = 1$, $P_1(0) = 0$, $P_2(0) = 0$, $P_3(0) = 0$. Następnie wyznacza się pochodne funkcji: $P_0(t)$; $P_1(t)$; $P_2(t)$; $P_3(t)$. Po podstawieniu funkcji oraz ich pochodnych do równania macierzowego (5.33), wynikającego z procesów Markowa, powstaje układ 16 równań.

Pierwsze cztery równania (wynikające z warunków brzegowych) przyjmują postać:

$$\begin{aligned} P_0(0) &= A_1 + A_5 + A_9 + A_{13} = 1, \\ P_1(0) &= A_2 + A_6 + A_{10} + A_{14} = 0, \\ P_2(0) &= A_3 + A_7 + A_{11} + A_{15} = 0, \\ P_3(0) &= A_4 + A_8 + A_{12} + A_{16} = 0. \end{aligned} \quad (5.37)$$

W celu określenia pozostałych równań należy obliczyć pochodne poszczególnych funkcji (5.37), będących rozwiązaniem równania macierzowego, wynikającego z procesów Markowa, oraz podstawić funkcje i ich pochodne do równań (5.33) opisujących procesy Markowa.

Pochodne po czasie poszczególnych funkcji określone są następująco:

$$\begin{aligned}
 \frac{dP_0(t)}{dt} &= A_1 r_1 e^{r_1 t} + A_5 r_2 e^{r_2 t} + A_9 r_3 e^{r_3 t} + A_{13} r_4 e^{r_4 t}, \\
 \frac{dP_1(t)}{dt} &= A_2 r_1 e^{r_1 t} + A_6 r_2 e^{r_2 t} + A_{10} r_3 e^{r_3 t} + A_{14} r_4 e^{r_4 t}, \\
 \frac{dP_2(t)}{dt} &= A_3 r_1 e^{r_1 t} + A_7 r_2 e^{r_2 t} + A_{11} r_3 e^{r_3 t} + A_{15} r_4 e^{r_4 t}, \\
 \frac{dP_3(t)}{dt} &= A_4 r_1 e^{r_1 t} + A_8 r_2 e^{r_2 t} + A_{12} r_3 e^{r_3 t} + A_{16} r_4 e^{r_4 t}.
 \end{aligned}
 \tag{5.38}$$

Po podstawieniu (5.36) i (5.38) do (5.33) oraz porównaniu stronami współczynników przy odpowiednich potęgach liczby e , otrzymuje się układ dwunastu równań:

$$\begin{aligned}
 -(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3)A_1 + \mu_1 A_2 + \mu_2 A_3 + \mu_3 A_4 &= r_1 A_1, \\
 -(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3)A_5 + \mu_1 A_6 + \mu_2 A_7 + \mu_3 A_8 &= r_2 A_5, \\
 -(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3)A_9 + \mu_1 A_{10} + \mu_2 A_{11} + \mu_3 A_{12} &= r_3 A_9, \\
 -(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3)A_{13} + \mu_1 A_{14} + \mu_2 A_{15} + \mu_3 A_{16} &= r_4 A_{13}, \\
 \lambda_1 A_1 - \mu_1 A_2 &= r_1 A_2, \\
 \lambda_1 A_5 - \mu_1 A_6 &= r_2 A_6, \\
 \lambda_1 A_9 - \mu_1 A_{10} &= r_3 A_{10}, \\
 \lambda_1 A_{13} - \mu_1 A_{14} &= r_4 A_{14}, \\
 \lambda_2 A_1 - \mu_2 A_3 &= r_1 A_3, \\
 \lambda_2 A_5 - \mu_2 A_7 &= r_2 A_7, \\
 \lambda_2 A_9 - \mu_2 A_{11} &= r_3 A_{11}, \\
 \lambda_2 A_{13} - \mu_2 A_{15} &= r_4 A_{15}.
 \end{aligned}
 \tag{5.39}$$

Wartości współczynników A , otrzymane w wyniku rozwiązania powyższego układu równań (dla danych zawartych w tabeli 5.4) wynoszą:

$$\begin{aligned}
 A_1 &= 705,77 \cdot 10^{-6}, & A_2 &= -5,47 \cdot 10^{-6}, & A_3 &= -7,8705 \cdot 10^{-6}, \\
 A_4 &= -692,43 \cdot 10^{-6}, & A_5 &= 421,42 \cdot 10^{-6}, & A_6 &= -420,42 \cdot 10^{-6}, \\
 A_7 &= -6,6861 \cdot 10^{-6}, & A_8 &= 5,68 \cdot 10^{-6}, & A_9 &= 2267,19 \cdot 10^{-6},
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 A_{10} &= 7,64 \cdot 10^{-6}, & A_{11} &= -2283,92 \cdot 10^{-6}, & A_{12} &= 9,09 \cdot 10^{-6}, \\
 A_{13} &= 996605,61 \cdot 10^{-6}, & A_{14} &= 418,25 \cdot 10^{-6}, & A_{15} &= 2298,48 \cdot 10^{-6}, \\
 A_{16} &= 677,65 \cdot 10^{-6}.
 \end{aligned}$$

Po podstawieniu tych szesnastu wartości współczynników do układu równań (5.36) otrzymuje się postacie funkcyjne (czasowe) poszczególnych prawdopodobieństw. Przechodząc do granicy, przy $t \rightarrow \infty$, otrzymuje się następujące rozwiązania:

$$\begin{aligned}
 P_0(t \rightarrow \infty) &= A_{13} = 996605,61 \cdot 10^{-6}, \\
 P_1(t \rightarrow \infty) &= A_{14} = 418,25 \cdot 10^{-6}, \\
 P_2(t \rightarrow \infty) &= A_{15} = 2298,48 \cdot 10^{-6}, \\
 P_3(t \rightarrow \infty) &= A_{16} = 677,65 \cdot 10^{-6}.
 \end{aligned} \tag{5.40}$$

Współczynnik niezawodności rozważanego obiektu jest równy:

$$p = P_0(t \rightarrow \infty) = 0,9966, \tag{5.41}$$

natomiast współczynnik zawodności:

$$q = \sum_{i=1}^3 P_i(t \rightarrow \infty) = 0,00339. \tag{5.42}$$

Zaprezentowane wyniki są zbieżne z wynikami uzyskanymi za pomocą metody współczynników zawodności oraz średniej intensywności i średniego czasu awarii.

Pełne wykorzystanie procesów Markowa byłoby możliwe, gdyby można było uwzględnić wpływ awarii jednych elementów na drugie. Zebranie takich statystyk jest jednak bardzo trudne ze względu na ograniczone możliwości jednoznacznego określenia takich powiązań. Przypadki występowania takich zależności są jednak na ogół mało liczne, a więc wyznaczone statystyki mogą być obciążone dużymi błędami.

5.5. Zastosowanie sieci Petriego do analizy niezawodności linii kablowych średniego napięcia

Z przeprowadzonych wcześniej analiz niezawodnościowych linii kablowych średniego napięcia wynika, że zarówno modele niezawodności, jak i czasów trwania awarii (odnowy) nie mogą być opisane za pomocą rozkładów wykładniczych [148, 149, 155, 159, 165, 166, 167, 168], a operowanie tylko wartościami średnimi – nawet przy znajomości rozkładów prawdopodobieństwa odpowiednich wielkości niezawodnościowych – staje się niewystarczające. Występowanie rozkładów różnych od wykład-

nicznych uniemożliwia również w pełni wykorzystanie procesów Markowa do dalszej analizy otrzymanych wyników, jak to przedstawiono w podrozdziale 5.4, i skłania do szukania innych metod oceny niezawodności systemów elektroenergetycznych.

Kolejną trudnością spotykaną przy analizie niezawodności systemów elektroenergetycznych jest współbieżność procesów, to znaczy jednoczesne występowanie wielu stanów poszczególnych elementów systemu w tym samym czasie. Pomocne i konieczne są zatem takie sposoby analizy, które byłyby pogładowe, interpretowane we wszystkich zakresach stosowania (wyróżniające się dużym stopniem uproszczeń), a jednocześnie takie, które łatwo poddawałyby się weryfikacji.

Modelowanie stanów niezawodnościowych za pomocą sieci Petriego, przedstawione w niniejszym podrozdziale, spełnia w dużym stopniu powyższe oczekiwania, dzięki rozwojowi technik komputerowych i symulacyjnych. Pierwsze prace, jakie się ukazały w krajowej literaturze, dotyczące wykorzystania sieci Petriego do analizy niezawodności systemów energetycznych były wykonane przez autora wspólnie z prof. J. Cukrowskim [25, 26, 27, 140]. Dotyczyły one głównie analizy niezawodności systemu ciepłowniczego. W późniejszych pracach [26, 27, 144, 146, 156, 158, 170, 171] wykazano możliwość wykorzystania sieci Petriego również do analizy systemów elektroenergetycznych.

Symulacja cyfrowa opiera się na analizie stanów poszczególnych miejsc i realizacji poszczególnych przejść w kolejnych cyklach symulacji. Wykorzystuje się zarówno prezentację algebraiczną, jak i prezentację graficzną sieci. Symulacja oparta na prezentacji graficznej umożliwia lepsze zrozumienie procesów zachodzących w analizowanym systemie i ich bezpośrednie śledzenie, np. poprzez wykrywanie zależności, współbieżności i rezerwowanie poszczególnych wycinków systemu, czy rozpoznawanie konfliktów. Symulacja oparta na prezentacji algebraicznej daje obraz stanu dla dowolnego miejsca lub przejścia w dowolnej chwili lub zadanym przedziale czasu.

Sieci Petriego są abstrakcyjnymi modelami przepływu informacji, za pomocą których można realizować proces modelowania w jednolitym języku systemów i procesów przetwarzania informacji. Dzięki łatwemu przejściu z jednego poziomu abstrakcji (szczegółowości) na inny, umożliwiają one modelowanie zarówno pojedynczych elementów układu, jak i złożonych systemów.

Głównymi zastosowaniami sieci Petriego jest modelowanie układów, w których zdarzenia mogą występować współbieżnie [25, 26, 134, 140, 143, 144, 146, 180]. Przykładem takiego systemu jest system elektroenergetyczny, składający się z generatorów prądowców, linii elektroenergetycznych oraz maszyn i urządzeń, które pracują równolegle, w jednakowym czasie, w złożonych strukturach funkcjonalnych i niezawodnościowych. Mając to na uwadze można stwierdzić, że procesy zachodzące w systemie elektroenergetycznym i jego elementach podlegają zasadom współbieżności.

Autor teorii sieci Carl Adam Petri przyjął założenie, że pojęcie stanu nie może być pojęciem kluczowym służącym do opisu związków przyczynowych w układzie, ponieważ jest ono ściśle związane z prowadzeniem synchronizującej skali czasowej [134, 180]. Pojęcie stanu dotyczy zawsze układu, pojedynczego elementu, bądź obiektu. Uniknięcie pojęcia stanu stwarza możliwość zastosowania innego opisu współzależności czasowych.

Teoria sieci Petriego oparta jest na pojęciach warunku i zdarzenia. Pojęcie stanu pojawia się w niej jako pojęcie pochodne i określone przez zbiór warunków, jakie obowiązują w danej sytuacji. Zbiór współbieżnych warunków nazywa się konfiguracją, która może odwzorowywać modelowany układ w czasie i przestrzeni [134, 180].

Sieć Petriego opisana jest następującą zależnością [25, 26, 134, 140, 143, 144, 146, 180]:

$$\langle A, T, F, \mu_0, R \rangle, \quad (5.43)$$

gdzie:

- A – zbiór miejsc $A = S \cup L$,
- S – elementarne miejsca sieci,
- L – miejsca decyzyjne,
- T – zbiór przejść,
- F – relacja sąsiedztwa $F \subset A \times T \cup T \times A$,
- μ_0 – początkowe znakowanie sieci,
- R – zbiór rejestrów sieci.

Elementy S ze zbioru A nazywane są miejscami, a ich zadaniem jest oznaczanie warunku. Miejsca decyzyjne L opisują związki pomiędzy przejściami a wartościami rejestrów sieci. Jeżeli stan miejsca jest równy jedności (*true*), to warunek jest spełniony, jeżeli natomiast jest równy zeru (*false*), to oznacza niespełnienie warunku.

Przejścia T określają logiczne uwarunkowania funkcjonowania modelu sieci sterując ruchem znaczników. Z przejściem $t_i \in T$ związana jest procedura ρ_{t_i} , która opisuje modyfikację wartości rejestrów sieci. W celu wzbudzenia przejścia musi być spełniony następujący warunek:

$$\forall A_j \in I(t_i): \mu(A_j) \neq 0, \quad (5.44)$$

gdzie:

- $I(t_i)$ – zbiór miejsc wejściowych przejścia t_i ,
- $I(t_i) = \{A_j \mid A_j \in A \wedge (A_j, t_i) \in F\}$,
- $\mu(A_j)$ – stan miejsca A_j ,
- $\mu(A_j) = \begin{cases} 0, & \text{jeżeli } A_j \in S \text{ i miejsce jest puste lub } A_j \in L, \\ i & \text{nie jest spełniony warunek miejsca decyzyjnego,} \\ \neq 0, & \text{w wypadku przeciwnym.} \end{cases}$

W wyniku aktywizacji przejścia t_i znakowanie sieci jest modyfikowane zgodnie z następującą regułą [25, 26, 134, 143, 188, 198]:

$$\forall S_j \in I(t_i): \mu(S_j)^* = * \mu(S_j) - 1 \wedge \forall S_k \in O(t_i): \mu(S_k)^* = * \mu(S_k) + 1, \quad (5.45)$$

gdzie:

$* \mu(S_n), \mu(S_n)^*$ – znakowanie pozycji $S_n (n \in \{j, k\})$ przed i po aktywizacji przejścia t_i ,

$O(t_i)$ – zbiór miejsc wyjściowych przejścia t_i ,

$I(t_i) = \{S_k | S_k \in S \wedge (t_i, S_k) \in F\}$.

Wzbudzenie przejścia powoduje wykonanie związanej z nim procedury ρ_j . Przejście typu T nie opóźnia ruchu znacznika.

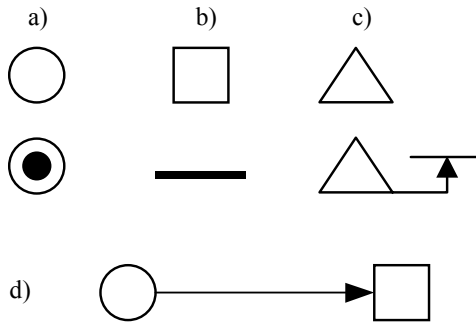
Rejestry sieci są komórkami pamięci przeznaczonymi do przechowywania wartości zmiennych dostępnych ze wszystkich przejść sieci.

Istnieją pewne pojęcia nazywane rozszerzeniami, które poszerzają środki wyrazu języka sieci. Rozszerzeniami sieci Petriego są specjalnego rodzaju tranzycje, zwane zakazami i faktami. Pierwsze z nich sprowadzają zawsze konfiguracje dopuszczalne do konfiguracji niedopuszczalnych, natomiast drugie określają niezmienniki schematowe, które stanowią stwierdzenia, pozostające prawdziwe podczas pracy sieci. Tranzycje te są „czyste” i nie stanowią ani zdarzenia, ani procesu w ujęciu sieci Petriego [25, 26, 134, 143, 144, 180].

Kolejnymi rozszerzeniami sieci Petriego są rozszerzenia dotyczące miejsc. Jednym z najczęściej wykorzystywanych rozszerzeń jest miejsce decyzyjne. Opisuje ono związki pomiędzy przejściami T a rejestrami sieci i umożliwia powiązanie analizowanego układu z parametrami zewnętrznymi. Za pomocą miejsc decyzyjnych przedstawiany jest stan spełnienia warunku wynikającego z parametrów zewnętrznych i stan miejsca wpływającego na przygotowanie tranzycji zmiany stanu.

Ułatwieniem w pracy z sieciami Petriego jest możliwość graficznej prezentacji poszczególnych elementów ze zbioru opisującego sieć. Utworzenie schematów reprezentujących sieć Petriego ułatwia obserwację przemieszczania się znaczników, powstawanie konfliktów i rozpoznawanie współzależności pomiędzy elementami i stanami. Sposoby znakowania sieci przedstawiono na rysunku 5.5.

Elementy S , służące do oznaczania warunków, są przedstawiane na schemacie w postaci kółek. W teorii sieci Petriego miejsca mogą mieć nieograniczoną pojemność, a więc jedno miejsce może opisywać kilka warunków. W zastosowaniach do analizy niezawodności miejsca reprezentują jednak najczęściej jeden ze stanów niezawodnościowych danego elementu. Istnieje dwuwartościowa zależność między elementem a jego pojedynczym stanem: albo element znajduje się w tym stanie, albo nie. Jeśli w kółku znajduje się znacznik (czarne kółko), to warunek z nim związany jest spełniony, jeśli kółko jest puste, warunek nie jest spełniony (rys. 5.5a). Miejsca w rozpatrywanych układach mogą mieć więc maksymalną pojemność równą jedności [25, 26, 134, 143, 144, 180].



Rys. 5.5. Sposoby znakowania elementów sieci: a) miejsca sieci Petriego, b) miejsca tranzycji, c) miejsca decyzyjne, d) relacje sąsiedztwa

Zbiór T , interpretowany jako zbiór zdarzeń, procesów lub tranzycji, przedstawiany jest w postaci graficznej jako kwadrat lub prostokąt; najczęściej przedstawiany jest jednak jako gruba linia symbolizująca barierę przejścia (rys. 5.5b). Określa ona logiczne uwarunkowania modelu sieci, sterując ruchem wskaźników (znaczników) w sieci.

Miejsca decyzyjne L oznaczone są na schematach trójkątami (rys. 5.5c). Opisują one związki pomiędzy przejściami T i rejestrami sieci. Są dodatkowymi elementami służącymi do opisanego warunków pracy sieci. Strzałki opisują relację sąsiedztwa, wskazując na zajście relacji między warunkiem i zdarzeniem (rys. 5.5d).

Innym sposobem przedstawiania sieci Petriego jest graf znakowań (osiągalności). Jest to graf skierowany, reprezentujący w skończony sposób wszystkie warianty wykonania sieci. Węzłami grafu są znakowania osiągalne, a łukami możliwe zmiany tranzycji. Podstawą grafu jest znakowanie początkowe, pozostałe grafy oznaczają znakowania końcowe lub znakowania powtórzone. Konstrukcja grafu rozpoczyna się od znakowania początkowego i polega na obliczaniu kolejnych znakowań sieci, w wyniku uaktywnienia wszystkich przygotowanych w danym znakowaniu tranzycji.

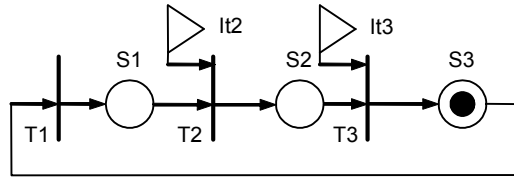
Na rysunku 5.6 przedstawiono przykładowy fragment konfiguracji układu opisanego w terminologii sieci Petriego. Reprezentuje on jeden odcinek linii kablowej, który – przy założonym stopniu szczegółowości – ma trzy możliwe do osiągnięcia stany:

- S_1 – stan poprawnej pracy odcinka linii,
- S_2 – stan uszkodzenia odcinka linii (odcinek znajduje się w naprawie),
- S_3 – stan gotowości do pracy (odcinek linii jest sprawny i czeka na włączenie).

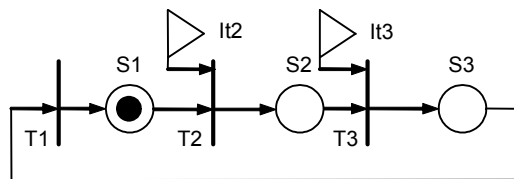
Na innym poziomie abstrakcji liczbę stanów można zwiększyć dodając, na przykład, stan przygotowania do naprawy czy stan testowania po naprawie, lub też zmniejszyć i przyjąć, że dana linia albo działa, albo nie (z formalnego punktu widzenia nie ma znaczenia, dlaczego nie działa).

Wzbudzenie przejścia i uaktywnienie odpowiedniego miejsca, zgodnie z regułą (5.45) powoduje wykonanie związanej z nim procedury. Graf konfiguracyjny z rysunku 5.6, po wzbudzeniu przejścia T_1 przedstawiono na rysunku 5.7. Rejestry sieci

są komórkami pamięci przeznaczonymi do przechowywania wartości zmiennych dostępnych ze wszystkich przejść sieci.

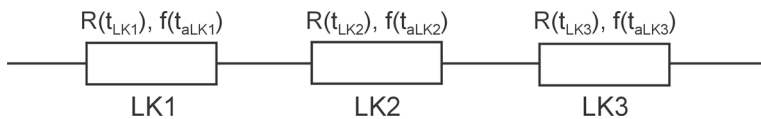


Rys. 5.6. Graf konfiguracyjny sieci Petriego (opis w tekście)



Rys. 5.7. Graf konfiguracyjny sieci Petriego z rysunku 5.6 po wzbudzeniu przejścia T1

W celu przedstawienia podstawowych założeń symulacyjnej metody oceny niezawodności zasilania odbiorcy energii elektrycznej, przeanalizowano tor zasilający od głównego punktu zasilającego (GPZ) do odbiorcy poprzez stację rozdzielczą (RSM), przedstawiony w podrozdziale 5.1. Układ zasilania wraz z oznaczeniami przedstawiono na rysunku 5.8.



Rys. 5.8. Schemat blokowy układu zasilania w energię elektryczną złożonego z połączenia szeregowego linii kablowych ($LK1$, $LK2$, $LK3$) do oceny jego niezawodności z zastosowaniem sieci Petriego, gdzie: $R(t_{LK1})$, $R(t_{LK2})$, $R(t_{LK3})$ – funkcje niezawodności linii kablowych $LK1$, $LK2$, $LK3$, $f(t_{aLK1})$, $f(t_{aLK2})$, $f(t_{aLK3})$ – funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania awarii (odnowy) linii kablowych $LK1$, $LK2$, $LK3$

Poszczególne linie kablowe różnią się rozkładami funkcji niezawodności i czasu trwania awarii (odnowy), których postacie i parametry przedstawiono w tabelicy 5.5.

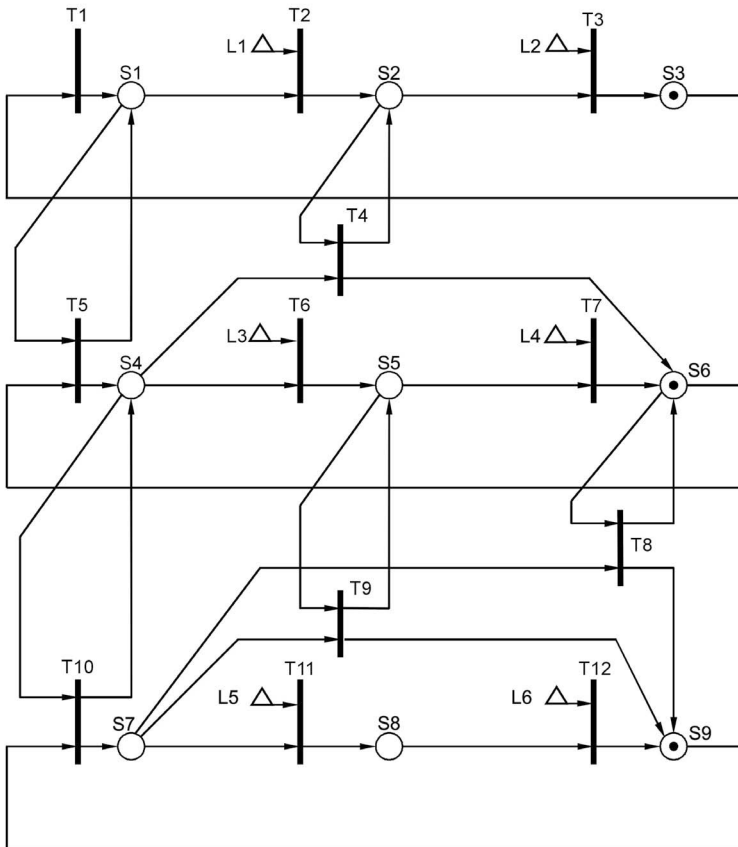
Przedstawiony model zasilania z systemu elektroenergetycznego, opracowany w terminologii sieci Petriego, pozwala m.in. na wyznaczenie rozkładów prawdopodobieństwa:

- czasu poprawnego działania poszczególnych odcinków toru zasilającego,
- czasu wyłączenia (przeostoj) sprawnych linii w wyniku awarii pozostałych linii,
- czasu i liczby przerw w dostawie energii elektrycznej.

TABLICA 5.5. Parametry niezawodnościowe odcinków linii kablowych (*LK1*, *LK2*, *LK3*) układu zasilania w energię elektryczną przedstawionego na rysunku 5.8

Linia	<i>LK1</i>	<i>LK2</i>	<i>LK3</i>
Rozkład funkcji niezawodności	Weibulla	Weibulla	Weibulla
Parametry rozkładu	$b = 22,0a$ $v = 0,91$	$b = 4,7a$ $v = 1,21$	$b = 13,1a$ $v = 1,12$
Rozkład funkcji czasu trwania awarii	logarytmiczno-normalny	logarytmiczno-normalny	logarytmiczno-normalny
Parametry rozkładu	$m = 2,26$ h $\sigma = 0,06$ h	$m = 2,71$ h $\sigma = 0,02$ h	$m = 1,99$ h $\sigma = 0,05$ h

Model analizowanego układu zasilania w energię elektryczną, zrealizowany w terminologii sieci Petriego, przedstawiono na rysunku 5.9.

**RYS. 5.9.** Schemat układu zasilania w energię elektryczną złożonego z połączenia szeregowego linii kablowych (*LK1*, *LK2*, *LK3*) z rysunku 5.8, opisany za pomocą graficznych symboli opartych na terminologii sieci Petriego

Z miejscami sieci związane są następujące warunki:

- $S1$ – linia $LK1$ pracuje poprawnie,
- $S2$ – naprawa linii $LK1$,
- $S3$ – sprawna linia $LK1$ oczekuje na włączenie,
- $S4$ – linia $LK2$ działa poprawnie,
- $S5$ – naprawa linii $LK2$,
- $S6$ – sprawna linia $LK2$ oczekuje na włączenie,
- $S7$ – linia $LK3$ działa poprawnie,
- $S8$ – naprawa linii $LK3$,
- $S9$ – sprawna linia $LK3$ oczekuje na włączenie.

Zgodnie z terminologią rozszerzonych sieci Petriego układ zasilania przedstawiony na rysunku 5.9 można opisać następująco:

$$N = \{A, T, F, \mu_0, R\}, \quad (5.46)$$

gdzie:

$$A = S \cup L,$$

$$S = \{S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8, S9\},$$

$$L = \{L1, L2, L3, L4, L5, L6\},$$

$$T = \{T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12\},$$

$$F = \{(L1, T1), (L2, T3), (T1, S1), (S1, T2), (T2, S2), (S2, T3), (T3, S3), (S3, T1), (S1, T5), (T5, S1), (S2, T4), (T4, S2), (S4, T4), (T4, S6), (L3, T6), (L4, T7), (T5, S4), (S4, T6), (T6, S5), (S5, T7), (T7, S6), (S6, T5), (S4, T10), (T10, S4), (S5, T9), (T9, S5), (S6, T8), (T8, S6), (S7, T8), (T8, S9), (S7, T9), (T9, S9), (L5, T11), (L6, T12), (T10, S7), (S7, T11), (T11, S8), (S8, T12), (T12, S9), (S9, T10)\},$$

$$\mu_0 = \{0, 0, 1, 0, 0, 1, 0, 0, 1\},$$

R – rejestry do przechowywania wartości zmiennych dostępnych ze wszystkich przejść sieci.

Z miejscami decyzyjnymi sieci związane są warunki opisujące czasy do uszkodzenia i czasy trwania awarii:

$L1$ – czas pracy do uszkodzenia linii kablowej $LK1$ (czas $td1$),

$L2$ – czas trwania awarii linii kablowej $LK1$ (czas $tn1$),

$L3$ – czas pracy do uszkodzenia linii kablowej $LK2$ (czas $td2$),

$L4$ – czas trwania awarii linii kablowej $LK2$ (czas $tn2$),

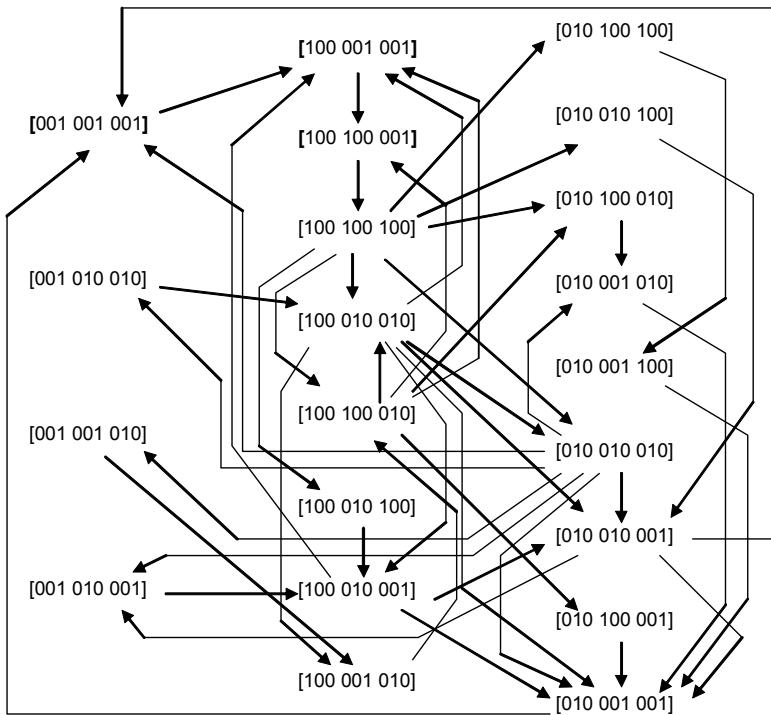
$L5$ – czas pracy do uszkodzenia linii kablowej $LK3$ (czas $td3$),

$L6$ – czas trwania awarii linii kablowej $LK3$ (czas $tn3$).

Graf znakowań (osiągalności) dotyczący sieci pokazanej na rysunku 5.9 przedstawia rysunek 5.10.

Działanie modelu rozpoczyna się od stanu pokazanego na rysunku 5.9. Następuje aktywizacja przejścia $T1$ (znacznik z miejsca $S3$ przechodzi do $S1$). Po umieszczeniu

znacznika w miejscu $S1$, za pomocą generatora liczb losowych zostaje określony czas działania linii kablowej $LK1$ ($td1$) i powiązany z miejscem decyzyjnym $L1$. Znaczniki znajdujące się w miejscach $S1$ i $S6$ przygotowują przejście $T5$. Po realizacji tego przejścia znacznik z miejsca $S1$ przenoszony jest z powrotem do miejsca $S1$, a znacznik z miejsca $S6$ – do miejsca $S4$. Po umieszczeniu znacznika w miejscu $S4$, za pomocą generatora liczb losowych zostaje określony czas działania linii kablowej $LK2$ ($td2$) i zostaje on powiązany z miejscem decyzyjnym $L3$. Znaczniki znajdujące się w miejscach $S4$ i $S9$ przygotowują przejście $T10$. Po realizacji tego przejścia znacznik z miejsca $S4$ przenoszony jest z powrotem do miejsca $S4$, a znacznik z miejsca $S9$ do miejsca $S7$ (następuje włączenie linii kablowej $LK3$). Po umieszczeniu znacznika w miejscu $S7$ za pomocą generatora liczb losowych zostaje określony czas działania linii kablowej $LK3$ ($td3$) i powiązany z miejscem decyzyjnym $L5$.



Rys. 5.10. Graf znakowań dotyczący schematu z rysunku 5.9

Do chwili gdy modelowy czas symulacji $time = t_1$ (gdzie $t_1 = \min(td1, td2, td3)$), stan sieci nie ulega zmianie. Jeżeli $t_1 = td2$, stan miejsca decyzyjnego $L3$ zostaje zmieniony na *true* (prawda), przygotowane jest miejsce $T6$ (awaria linii kablowej $LK2$). Wzbudzenie miejsca $T6$ powoduje przesunięcie znacznika z $S4$ do $S5$. Po umieszczeniu znacznika w miejscu $S5$, za pomocą generatora liczb losowych

zostaje określony czas trwania awarii linii kablowej $LK2$ ($tn2$) i powiązany z miejscem decyzyjnym $L4$ (zgodnie z rozkładem prawdopodobieństwa czasu trwania awarii linii kablowej $LK2$). Znaczniki w miejscu $S5$ i w miejscu $S7$ przygotowują przejście $T9$.

Po jego realizacji znaczniki z miejsc $S5$ i $S7$ przesuwają się do miejsc $S5$ i $S9$. Stan sieci do chwili $t_2 = \min(td1, tn2)$ nie ulega zmianie. Jeżeli $time = t_2$ (gdzie $t_2 = tn2$), to miejsce decyzyjne $L4$ przyjmuje wartość *true* (prawda) i wykonywane jest przejście $T7$, czyli znacznik przechodzi z $S5$ do $S6$. Znaczniki w miejscach $S1$ i $S6$ przygotowują przejście $T5$ (ponowne włączenie linii kablowej $LK2$) i przesuwane są do miejsc $S1$ i $S4$ (określana jest w ten sposób nowa wartość czasu działania linii kablowej $LK2$ - $td2$). Znaczniki z miejsc $S4$ i $S9$ przygotowują przejście $T10$, co powoduje określenie czasu $td3$ i ponowne znakowanie pozycji $S7$. Ponownie określany jest $time = t_3$ (gdzie $t_3 = \min(td1, td2, td3)$), aktywowane jest odpowiednie przejście i przesuwane są znaczniki. Powyższa procedura trwa aż do chwili, gdy kolejny czas $time = t_1$ przekroczy wartość zakładanego przedziału czasu modelowania ($time$).

Dla każdej jednostki czasu, z jaką jest modelowany układ, do rejestru R zapisywane są stany wszystkich elementarnych miejsc sieci (bez względu na to, czy w danym kroku symulacyjnym nastąpiła jakaś zmiana w sieci, czy nie). Rejestr sieci R stanowi podstawę do dalszej analizy układu (wyznaczenia parametrów dla poszczególnych stanów opisanych przez odpowiednie miejsca sieci). Symulację analizowanego układu przeprowadzono za pomocą programu komputerowego Petsym, powstałego w ramach pracy badawczej [167], realizowanej pod kierownictwem autora.

W tabelicy 5.6 przedstawiono postacie (rodzaje) i parametry rozkładów czasów działania poszczególnych odcinków linii, wynikające z ich zawodności, jak również zawodności odcinków pozostałych.

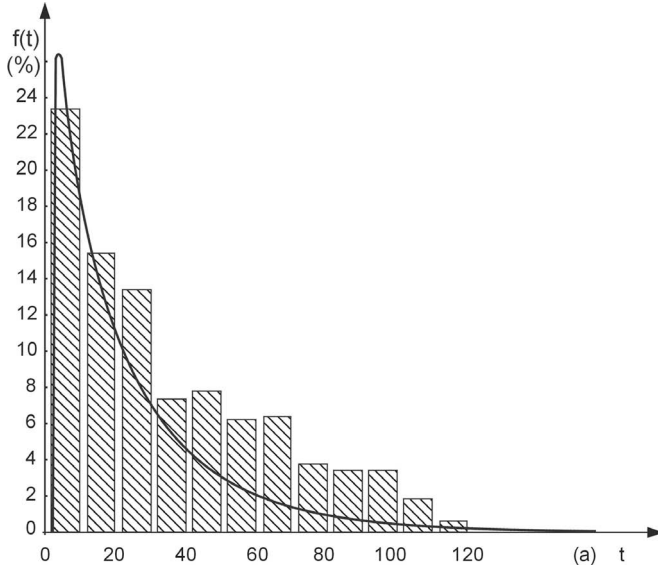
TABLICA 5.6. Parametry rozkładów wyznaczone dla czasów działania odcinków linii

Linia kablowa	$LK1$	$LK2$	$LK3$
Rozkład funkcji niezawodności	Weibulla	wykładniczy	wykładniczy
Parametry rozkładu	$b = 2,20$ a $v = 0,91$	$\lambda = 0,119$ 1/a	$\lambda = 0,177$ 1/a

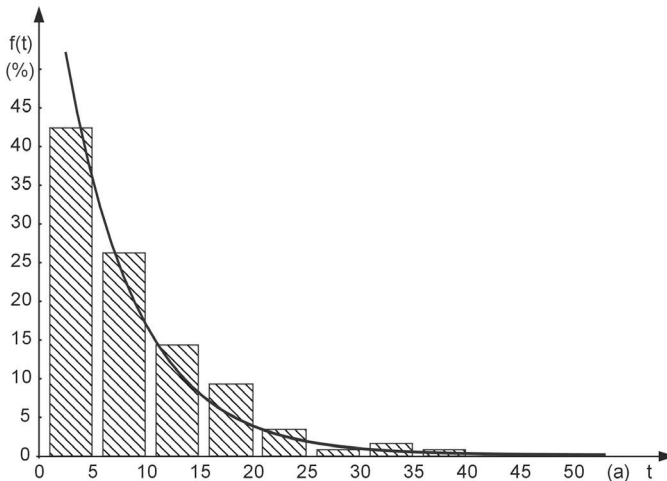
Jak łatwo zauważyć, rozkład przedstawiony na rysunku 5.11 (reprezentujący miejsce $S1$), jest taki sam, jak rozkład przyjęty w tabeli 5.5. Wynika to stąd, że na czas poprawnej pracy linii $LK1$ nie mają wpływu żadne dodatkowe elementy układu zasilającego (zgodnie z założeniem, że linia $LK1$ jest zasilana z systemu elektroenergetycznego bezpośrednio).

Na rysunkach 5.11, 5.12 i 5.13 przedstawiono histogramy funkcji gęstości prawdo-podobieństwa czasów poprawnej pracy poszczególnych odcinków linii,

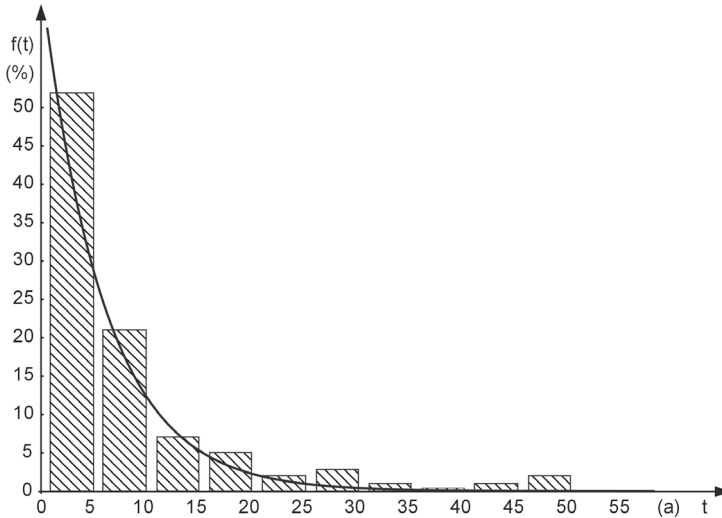
otrzymane w wyniku symulacji komputerowej za pomocą programu Petsym oraz – w postaci linii ciągłych – rozkłady teoretyczne wyznaczone i zweryfikowane na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ za pomocą testów χ^2 Pearsona i λ Kolmogorowa.



Rys. 5.11. Gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii LK1 (miejsce S1 na rysunku 5.9); rozkład empiryczny wyznaczony na podstawie symulacji (histogram) i teoretyczny (linia ciągła)



Rys. 5.12. Gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii LK2 (miejsce S4 na rysunku 5.9); rozkład empiryczny wyznaczony na podstawie symulacji (histogram) i teoretyczny (linia ciągła)

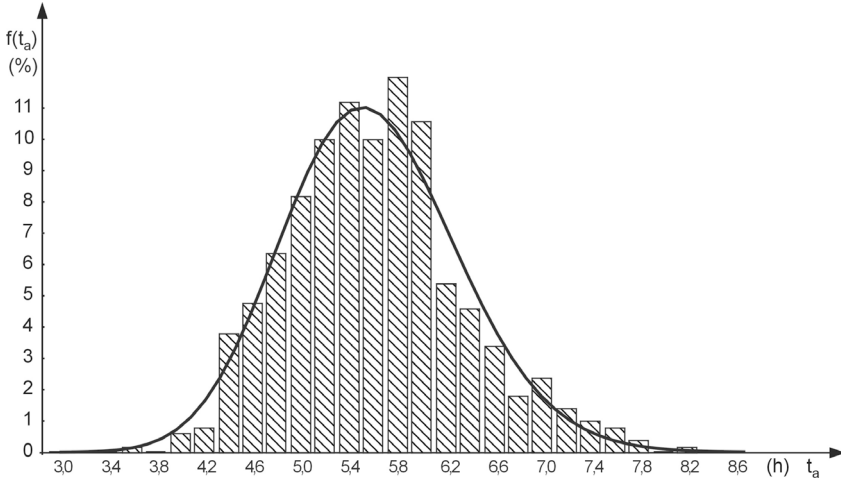


Rys. 5.13. Gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii *LK3* (miejsce *S7* na rysunku 5.9); rozkład empiryczny wyznaczony na podstawie symulacji (histogram) i teoretyczny (linia ciągła)

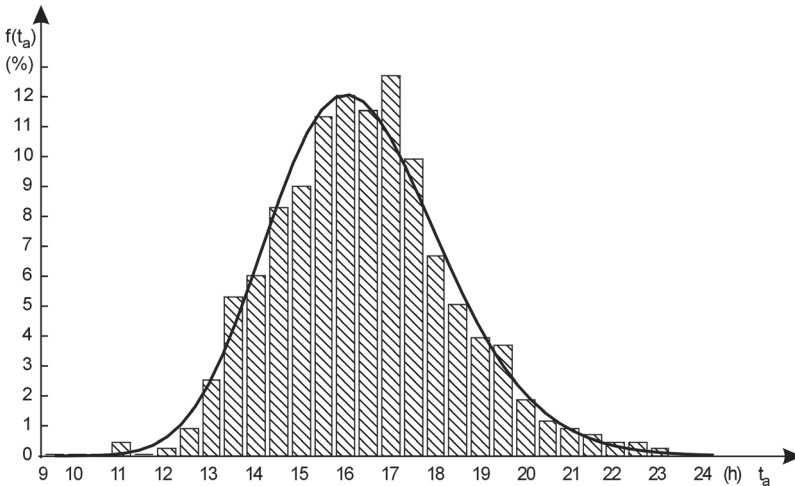
Inaczej jest w przypadku miejsc *S4* i *S7*. Rozkłady czasów pracy linii *LK2* i *LK3* uzyskane w trakcie symulacji różnią się od rozkładów, jakie przyjęto dla tych linii w tabelicy 5.5. Powodem tego jest wpływ czasów pracy jednej linii na pozostałe. Na czas pracy linii *LK2* ma wpływ czas przerwy awaryjnej linii *LK1* zasilającej tę linię. Z kolei na czas pracy linii *LK3* ma wpływ czas przerwy awaryjnej linii *LK2* oraz czas, gdy linia *LK2* jest wprawdzie sprawna, ale wyłączona z powodu braku zasilania ze strony linii *LK1*. Są to więc rozkłady, które uwzględniają zależności zachodzące w torze zasilającym odbiorcę.

Przeanalizowano również rozkłady czasów trwania awarii dla poszczególnych linii. Rozkłady te nie różnią się od przedstawionych w tabeli 5.5. Wynika to z braku zależności czasu naprawy poszczególnych linii od stanu, w jakim znajdują się pozostałe linie. Na rysunkach 5.14, 5.15 i 5.16 przedstawiono histogramy czasów trwania awarii dla linii *LK1*, *LK2* i *LK3*.

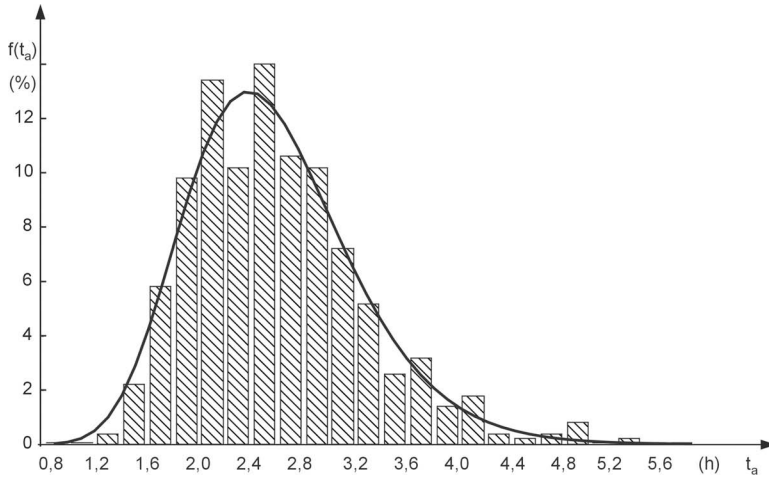
Na rysunkach 5.17 i 5.18 przedstawiono rozkłady gęstości prawdopodobieństwa (empiryczne i teoretyczne) czasu wyłączenia sprawnych linii t_p dla miejsc *S6* i *S9*. Czas ten jest w dużej mierze uzależniony od czasów trwania awarii linii *LK1* i *LK3*. Na wartość tego czasu mają również wpływ przypadki równoczesnego występowania czasów trwania awarii linii *LK1* i *LK3* oraz także takie awarie tych linii, które powstawały w trakcie awarii linii pozostałych. Podobne przypadki występują przy analizie czasu wyłączenia sprawnej linii *LK3* w odniesieniu do linii *LK1* i *LK2*.



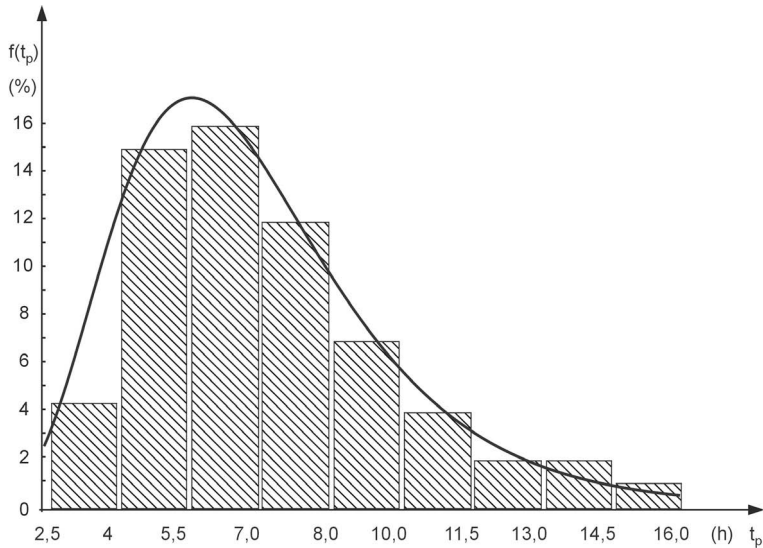
Rys. 5.14. Gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania awarii linii LK1 (miejsce S2 na rysunku 5.9); rozkład empiryczny wyznaczony na podstawie symulacji (histogram) i teoretyczny (linia ciągła)



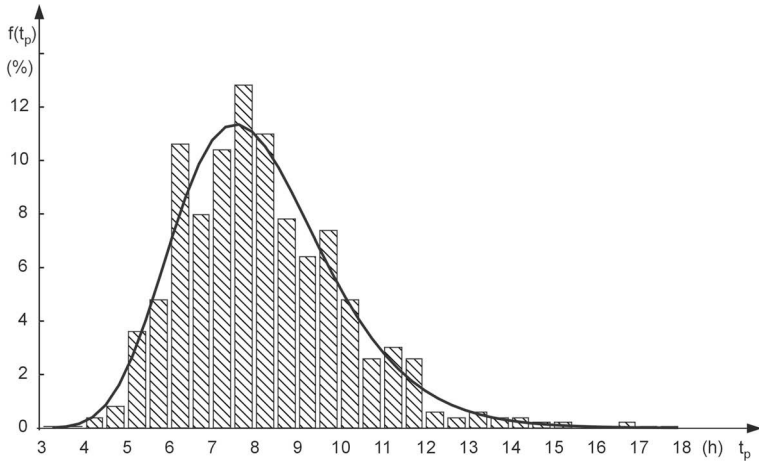
Rys. 5.15. Gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania awarii linii LK1 (miejsce S5 na rysunku 5.9); rozkład empiryczny wyznaczony na podstawie symulacji (histogram) i teoretyczny (linia ciągła)



Rys. 5.16. Gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania awarii linii LK3 (miejsce S8 na rysunku 5.9); rozkład empiryczny wyznaczony na podstawie symulacji (histogram) i teoretyczny (linia ciągła)



Rys. 5.17. Gęstości prawdopodobieństwa czasu wyłączenia sprawnej linii LK2 (miejsce S6 na rysunku 5.9); rozkład empiryczny wyznaczony na podstawie symulacji (histogram) i teoretyczny (linia ciągła)



Rys. 5.18. Gęstości prawdopodobieństwa czasu wyłączenia sprawnej linii LK3 (miejsce S9 na rysunku 5.9); rozkład empiryczny wyznaczony na podstawie symulacji (histogram) i teoretyczny (linia ciągła)

Parametry rozkładów teoretycznych uzyskane w trakcie symulacji dla wszystkich elementarnych miejsc sieci przedstawione są w tabelicy 5.7.

TABLICA 5.7. Parametry rozkładów czasów pracy, czasów trwania awarii i wyłączenia sprawnych linii wyznaczone dla poszczególnych miejsc symulowanej sieci Petriego

Miejsce sieci	Typ rozkładu	Parametry rozkładu
Linia LK1		
S1	Weibulla	$b = 22,04$ $v = 0,912$
S2	logarytmiczno-normalny	$m = 2,26$ h $\sigma = 0,06$ h
Linia LK2		
S4	wykładniczy	$\lambda = 0,119$ 1/a
S5	logarytmiczno-normalny	$m = 2,71$ h $\sigma = 0,02$ h
S6	logarytmiczno-normalny	$m = 2,48$ h $\sigma = 0,38$ h
Linia LK3		
S7	Wykładniczy	$\lambda = 0,177$ 1/a
S8	logarytmiczno-normalny	$m = 1,99$ h $\sigma = 0,05$ h
S9	logarytmiczno-normalny	$m = 3,04$ h $\sigma = 0,54$ h

5.6. Zastosowanie zmodyfikowanego algorytmu genetycznego do oceny niezawodności i optymalizacji zastępczych tras zasilania za pomocą złożonych układów linii kablowych

Ze względu na złożoność strukturalną, ocena niezawodności złożonych układów linii kablowych jest trudna. Podczas analiz zawodnościowych prowadzonych w Katedrze Podstaw Energetyki Politechniki Świętokrzyskiej powstała koncepcja, aby w celu oceny niezawodności różnych torów zasilania odbiorców wykorzystać algorytmy genetyczne [40]. W trakcie prowadzonych prac [41, 42, 43, 44, 45] okazało się, że algorytmy genetyczne mogą być wykorzystane nie tylko do oceny niezawodności linii kablowych, ale również do identyfikacji zastępczych torów zasilania odbiorców (w przypadkach awarii sieci rozdzielczej SN), charakteryzujących się optymalnym poziomem niezawodności – przy jednoczesnym uwzględnieniu minimalizacji kosztów eksploatacyjnych [46, 47, 49, 50].

Jednym z istotnych problemów eksploatacyjnych złożonych układów linii kablowych średniego napięcia jest przywracanie zasilania odbiorcom w przypadku wystąpienia awarii [2, 131, 172], co wiąże się z szukaniem zastępczych konfiguracji pracy sieci. Zaproponowano metodę, w której zastępcze trasy zasilania identyfikowane są przy przyjęciu następujących kryteriów [41, 42, 43]:

- maksymalizacji wypadkowych współczynników niezawodności torów zasilania odbiorców,
- minimalizacji kosztów strat mocy i energii, ponoszonych przez dystrybutora energii elektrycznej,
- minimalizacji kosztów związanych z zawodnością układów elektroenergetycznych, ponoszonych przez dystrybutora energii elektrycznej.

Algorytmy genetyczne są procedurami matematycznymi opartymi na mechanizmach doboru naturalnego i dziedziczenia. Są to algorytmy probabilistyczne, w którym w każdej iteracji generuje się populację osobników (chromosomów). Każdy osobnik przedstawia możliwe rozwiązanie rozpatrywanego zadania i jest reprezentowany przez odpowiednią strukturę danych [10, 23, 29, 30, 31, 51, 53, 71, 72, 89, 127].

Podstawy oraz założenia teoretyczne algorytmów genetycznych opierają się na reprezentacji rozwiązań za pomocą łańcuchów binarnych i na pojęciu schematów. Pojęcie schematu wprowadza się w celu określenia zbioru chromosomów o pewnych wspólnych cechach. Jeżeli pewien wybrany schemat H przewyższa średnie przystosowanie populacji o wartość $a\bar{f}$, gdzie a jest stałą, czyli że $f(H) = \bar{f} + a\bar{f}$, wówczas równanie schematów można zapisać następująco [68, 70]:

$$m(H, t+1) = m(H, t) \frac{(\bar{f} + a\bar{f})}{\bar{f}} = (1 + a)m(H, t), \quad (5.47)$$

gdzie:

- $m(H,t)$ – liczba reprezentantów schematu H w populacji $A(t)$,
 $m(H,t+1)$ – liczba reprezentantów schematu H w populacji $A(t+1)$,
 t – czas, pokolenie.

Jeżeli przyjmie się, że na początku procesu $t = 0$ oraz że a nie zmienia się w czasie procesu ewolucyjnego, wówczas długoterminowy efekt działań można przedstawić w postaci:

$$m(H,t) = m(H, 0)(1+a)^t. \quad (5.48)$$

Wyrażenie (5.48) przedstawia postęp geometryczny, dlatego można przyjąć, że schematy oceniane powyżej średniego przystosowania populacji, uzyskują w procesie reprodukcji wykładniczo rosnącą liczbę ciągów w następnych pokoleniach. Przy uwzględnieniu wpływu reprodukcji, krzyżowania i mutacji, oczekiwaną liczbę reprezentantów schematu H w kolejnym pokoleniu, przy pominięciu składników wyższego rzędu, można określić następującą nierównością [10, 71, 127]:

$$m(H,t+1) \geq m(H,t) \frac{f(H)}{f} \left[1 - p_k \frac{\delta(H)}{l-1} - o(H) p_m \right], \quad (5.49)$$

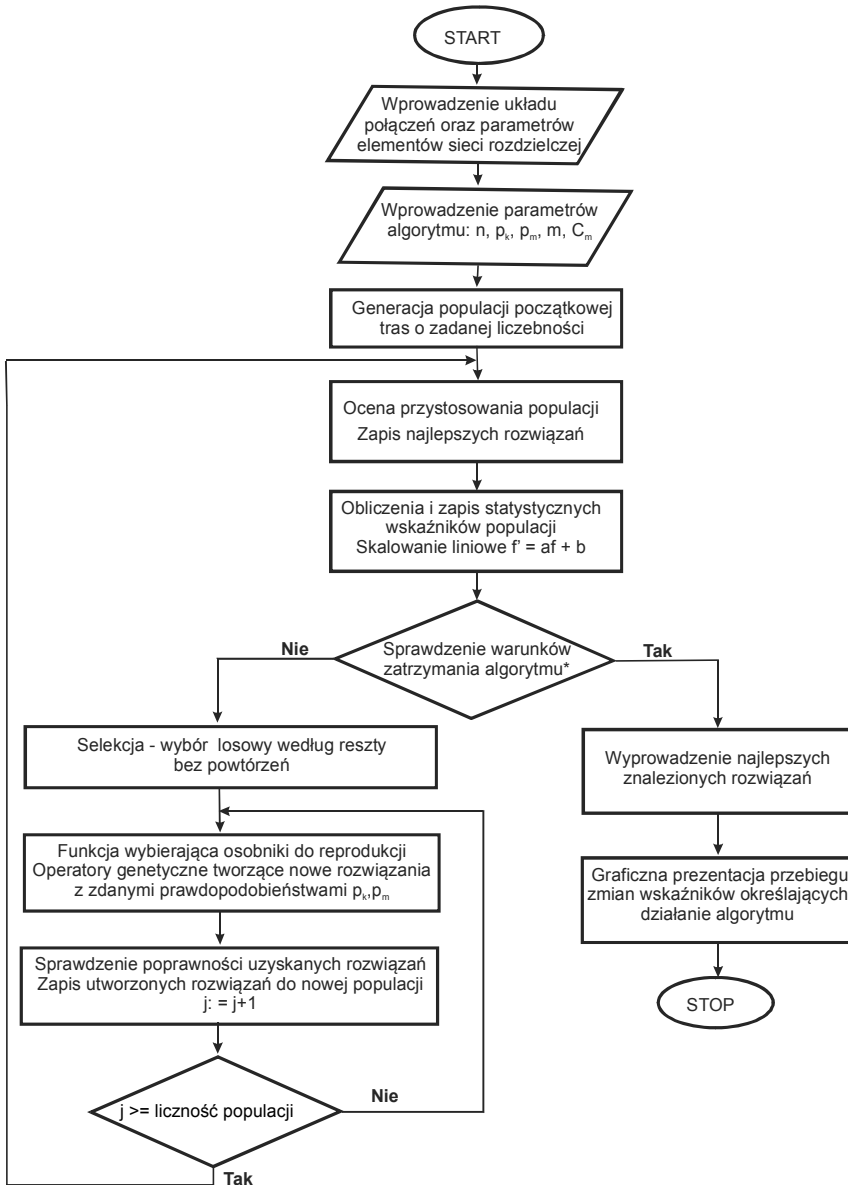
gdzie:

- $\frac{f(H)}{f}$ – składnik określający wpływ średniej wartości przystosowania,
 $1 - p_k \frac{\delta(H)}{l-1}$ – składnik określający wpływ operacji krzyżowania,
 $o(H) \cdot p_m$ – składnik określający wpływ operacji mutacji.

Analizując wpływ operacji ewolucyjnych na przetwarzanie schematów można stwierdzić, że selekcja zwiększa wykładniczo liczbę ciągów kodowych pasujących do schematu ocenianego powyżej średniej. Operacja krzyżowania umożliwia ukierunkowaną, ale jednocześnie losową wymianę informacji genetycznej. Operator mutacji powoduje zachowanie odpowiedniej różnorodności w populacji. Algorytm genetyczny wykorzystuje ponadprzeciętne, schematy niskiego rzędu, stanowiące częściowe rozwiązania oraz odkrywa nowe rozwiązania dzięki rekombinacji najlepszych częściowych rozwiązań obecnych w bieżącej populacji. Algorytmy genetyczne są metodą optymalizacyjną, którą można stosować w zagadnieniach nieliniowych o złożonej postaci funkcji celu.

Metoda identyfikacji zastępczych tras zasilania odbiorców z linii kablowych średniego napięcia z uwzględnieniem ich właściwości niezawodnościowych oparta jest na zmodyfikowanym algorytmie genetycznym, w którym oprócz struktury i właściwości niezawodnościowych elementów sieci uwzględnia konfigurację pracy sieci i bieżące rozprępy mocy w sieci [40, 41]. Zastosowane w algorytmie modyfikacje dotyczyły

struktury danych oraz operatorów genetycznych służących do rozwiązania rozważanego zadania. Poszczególne warianty tras zasilania przedstawione są w postaci wektorów całkowito-liczbowych. Cyfry zapisane w elementach wektorów określają kolejne węzły trasy, począwszy od węzła będącego źródłem do węzła odbiorczego.



* Zatrzymanie obliczeń następuje po wykonaniu zadanej liczby iteracji.

Rys. 5.19. Schemat blokowy odzwierciedlający działanie rozpatrywanego zmodyfikowanego algorytmu genetycznego

Druga zastosowana modyfikacja algorytmu dotyczy wprowadzenia operatorów genetycznych niezbędnych do rozwiązywanego zadania, wykorzystującą operację krzyżowania i mutacji. Schemat blokowy odzwierciedlający działanie rozpatrywanego zmodyfikowanego algorytmu genetycznego przedstawiono na rysunku 5.19.

Zaproponowany algorytm genetyczny, w zależności od wykorzystania wyników obliczeń, może mieć różne funkcje celu. Aby przedstawić możliwości stosowania tej metody do oceny zawodności, rozważone zostały trzy różne przykładowe postacie funkcji celu. Pierwsza z zaproponowanych postaci funkcji celu (5.50) uwzględnia tylko właściwości niezawodnościowe linii kablowych, wynikające ze znanych współczynników p_i oraz q_i dla i -tego elementu analizowanej struktury i umożliwia odszukiwanie tras przesyłu energii elektrycznej, których wypadkowy współczynnik niezawodności będzie miał największą wartość, stąd:

$$\max p_w = \prod_{i=1}^{i=n} p_i = \prod_{i=1}^{i=n} (1 - q_i), \quad (5.50)$$

gdzie:

- p_w – wypadkowy współczynnik niezawodności,
- n – liczba elementów danego toru zasilania,
- p_i – współczynnik niezawodności i -tego elementu trasy,
- q_i – współczynnik zawodności i -tego elementu trasy.

Druga z rozważanych funkcji celu uwzględnia strukturę sieci zasilającej, obciążenia i współczynniki niezawodności elementów tras przesyłu energii oraz straty przesyłu energii. Powstające straty mocy i energii wpływają w istotny sposób na koszty eksploatacyjne sieci. Straty obciążeniowe powstające w impedancjach podłużnych są proporcjonalne do kwadratu mocy lub prądu przepływającego przez dany element sieci. Straty jałowe powstają w admitancjach poprzecznych. Wartości strat jałowych są proporcjonalne do kwadratu napięcia w miejscu powstawania strat [75, 76, 84, 85, 87, 98].

Na podstawie wyników badań przedstawionych w pracy [87] wynika, że straty napięciowe w sieciach średnich napięć wynoszą około 5% strat obciążeniowych. Jeżeli pominiemy straty jałowe, oraz uwzględnimy duży stopień kompensacji mocy biernej, koszty strat mocy i energii w sieci SN można zapisać w postaci [84, 85, 87]:

$$K_e = \frac{R}{U_n^2} S^2 (k_p + \tau_o k_a) 10^{-3}, \quad (5.51)$$

gdzie:

- τ_o – czas trwania maksymalnych strat w h/a,
- k_p – jednostkowy koszt strat mocy w zł/(kW·h/a),
- k_a – jednostkowy koszt energii w zł/kW·h,

- R – rezystancja w Ω ,
 S – obciążenie mocą pozorną w $\text{kV}\cdot\text{A}$,
 U_n – napięcie znamionowe sieci w kV .

Straty ekonomiczne ponoszone przez dystrybutora energii elektrycznej związane są z usuwaniem awarii oraz ze stratami ekonomicznymi wynikającymi z utraty zysku z powodu niesprzedanej energii elektrycznej oraz z bonifikatami udzielanymi odbiorcom za niedostarczoną energię elektryczną. Zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie przepisami, za każdą jednostkę niedostarczonej energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przysługuje bonifikata w wysokości określonej krotnością ceny jednostkowej energii elektrycznej (m). Obecnie wartość ta wynosi $m = 5$.

Koszty strat ponoszone przez dystrybutora, przy uwzględnieniu powyższych składników, można określić zależnością [79, 111]:

$$K_{zd} = k_{na} N_r + (k_{oa} + m k_j) \Delta A_n, \quad (5.52)$$

gdzie:

- N_r – roczna intensywność uszkodzeń, wymuszająca wykonanie prac remontowych w 1/a,
 k_{na} – średni koszt naprawy związany z pojedynczym uszkodzeniem w 1/aw,
 k_{ao} – średni koszt utraty zysku z jednostki energii elektrycznej niesprzedanej odbiorcy w $\text{zł/kW}\cdot\text{h}$,
 m – krotność ceny energii elektrycznej, przysługującej jako bonifikata z powodu jej niedostarczenia,
 k_j – koszty jednostkowe energii elektrycznej, wynikające z ustalonych taryf, na podstawie których obliczane są opłaty za energię elektryczną, ponoszone przez odbiorców w $\text{zł/kW}\cdot\text{h}$,
 ΔA_n – niedostarczona do odbiorcy energia elektryczna wskutek przerw w zasilaniu w $\text{kW}\cdot\text{h}$.

Roczną intensywność uszkodzeń N_r , wymuszających wykonanie prac remontowych, można obliczyć posługując się zależnością:

$$N_r = \frac{q T_r}{t_a}, \quad (5.53)$$

przy czym \bar{t}_a – średni czas trwania odnowy linii kablowych (w h).

Funkcja celu, uwzględniająca powyższe założenia, jest następująca:

$$\min F = \sum_{j=1}^n \frac{R_j}{U_n^2} (k_p + \tau_j \cdot k_a) \cdot 10^{-3} S_j + \Delta A_i (k_{oa} + 5 \cdot k_j) + k_{na} N_i, \quad (5.54)$$

gdzie:

- j – numer kolejnego odcinka sieci w utworzonej trasie,
- n – liczba odcinków sieci w utworzonym wariantcie trasy,
- τ_j – roczny czas trwania maksymalnych strat w j -tym odcinku w h/a,
- K – liczba wszystkich węzłów sieci,
- i – numer węzła sieci, dla którego poszukuje się trasy zasilania,
- ΔA_i – nie dostarczona energia i -temu węzłowi odbiorczemu w kW·h,
- N_i – roczna intensywność uszkodzeń trasy zasilania i -tego węzła w 1/a.

W trzeciej, najbardziej rozbudowanej postaci funkcji celu, zostały ujęte koszty eksploatacyjne całego układu rozpatrywanej sieci kablowej. W funkcji celu uwzględniono następujące składniki kosztów:

1. Koszty strat mocy i energii, wyznaczone dla konfiguracji sieci, w której wprowadzane są zmiany wynikające z identyfikowanych tras rozdziału energii, określone zależnością:

$$K_{pe} = \sum_{j=1}^n \frac{R_j}{U_n^2} (k_p + \tau_j k_a) \cdot 10^{-3} S_j^2, \quad (5.55)$$

gdzie:

- j – numer kolejnego odcinka sieci,
 - n – liczba wszystkich odcinków sieci,
 - S_j – obciążenie pozorne j -tego odcinka w kV·A.
2. Koszty wynikające z zawodności układu identyfikowanej struktury sieci kablowych, do których zalicza się koszty usuwania skutków awarii, utratę zysku w wyniku niesprzedanej wartości energii elektrycznej oraz bonifikaty i upusty przysługujące odbiorcom:

$$K_z = \sum_{i=1}^k ((k_{oa} + m k_j) \Delta A_i + k_{na} N_i), \quad (5.56)$$

gdzie:

- k – liczba wszystkich węzłów sieci,
- ΔA_i – energia niedostarczona do i -tego węzła odbiorczego w kW·h,
- N_i – roczna intensywność uszkodzeń trasy zasilania i -tego węzła w 1/a.

Na podstawie tak poczynionych założeń funkcja celu, służąca do identyfikacji trasy zasilania określonego węzła, ma postać:

$$\min F = \sum_{j=1}^n \frac{R_j}{U_n^2} (k_p + \tau_j \cdot k_a) \cdot 10^{-3} \cdot S_j^2 + \sum_{i=1}^k ((k_{oa} + m \cdot k_j) \cdot \Delta A_i + k_{na} \cdot N_i), \quad (5.57)$$

gdzie:

- n – liczba wszystkich odcinków sieci,
- k – liczba wszystkich węzłów sieci.

Algorytm służący do rozwiązania postawionego problemu ma dwa operatory rekombinacji. Operator wykorzystujący mechanizm krzyżowania konstruuje nową trasę zasilania, na podstawie dwóch wariantowych tras, łącząc wybrane fragmenty tych tras. Algorytm działania tego operatora przebiega następująco [42, 43]:

- następuje losowy wybór węzła z trasy 1,
- następuje sprawdzenie czy wybrany węzeł lub któryś z węzłów sąsiednich ma krawędzie łączące go z trasą 2,
- jeżeli istnieją takie krawędzie, wtedy następuje losowy wybór jednej z nich i tworzony jest nowy wariant trasy na podstawie tras 1 i 2,
- jeżeli nie istnieją takie krawędzie, algorytm przechodzi do punktu 2 i rozpatruje kolejny węzeł z trasy 1.

Operator mutacji tworzy na podstawie wybranej trasy zasilania określonego węzła nowe rozwiązanie trasy zasilania, wprowadzając losowe zmiany do wybranej trasy. Algorytm tego operatora składa się z następujących etapów:

- 1) następuje losowy wybór węzła z wyznaczonej trasy,
- 2) rozpatruje się węzły mające połączenie z węzłem określonym w punkcie 1), jeżeli któryś węzeł lub węzeł sąsiedni ma połączenie z dalszą częścią trasy (ta informacja zostaje zapisana do dalszego wykorzystania),
- 3) spośród odnalezionych w punkcie 2) wariantów zmian w trasie następuje losowy wybór jednego z nich, na podstawie którego wprowadza się zmiany w tworzonej trasie.

Aby otrzymane rozwiązania należały do obszaru rozwiązań dopuszczalnych, przyjęto następujące warunki:

- a) nieprzekroczenie maksymalnych prądów przesyłowych odcinków linii,

$$0 \leq P_j \leq c_j \quad j = 1, 2, \dots, m, \quad (5.58)$$

gdzie:

- P_j – moc czynna przepływająca przez łuk j sieci,
- c_j – pojemność łuku równa jego przepustowości;

- b) nieprzekroczenie w zestawionej trasie dopuszczalnego spadku napięcia, zgodnie z obowiązującymi przepisami i aktualnymi normami [75, 76, 84, 85, 194]:

$$\sum_{j=1}^m b_{ij} \cdot \Delta U_j(P_j) \leq \Delta U_{\text{dopi}} \quad i = 1, 2, \dots, n_d, \quad (5.59)$$

gdzie:

$b_{i,j}$ – element macierzy incydencji b między drogami lub konturami grafu a łukami, przy czym:

$$b_{i,j} = \begin{cases} 1, & \text{jeśli droga } d_i \text{ zawiera łuk } l_j, \\ 0, & \text{jeśli droga } d_i \text{ nie ma łuku } l_j. \end{cases}$$

ΔU_{dopi} – dopuszczalny spadek napięcia na drodze d_i (w V);

c) uzyskanie prawidłowej (ze względu na konfigurację) pracy trasy zasilania węzła.

Na podstawie wielu obliczeń symulacyjnych wykonanych za pomocą napisanego w tym celu programu komputerowego [42, 43, 160, 167, 176], dobrano wartości poszczególnych parametrów określających działanie algorytmu, takich jak:

- prawdopodobieństwo stosowania operatora krzyżowania $p_k = 0,85$,
- prawdopodobieństwo stosowania operatora mutacji $p_m = 0,15$,
- licznosc pojedynczych struktur w populacji, przy której algorytm charakteryzował się najefektywniejszym działaniem, wynosząca 50-70 wariantów rozwiązania [43].

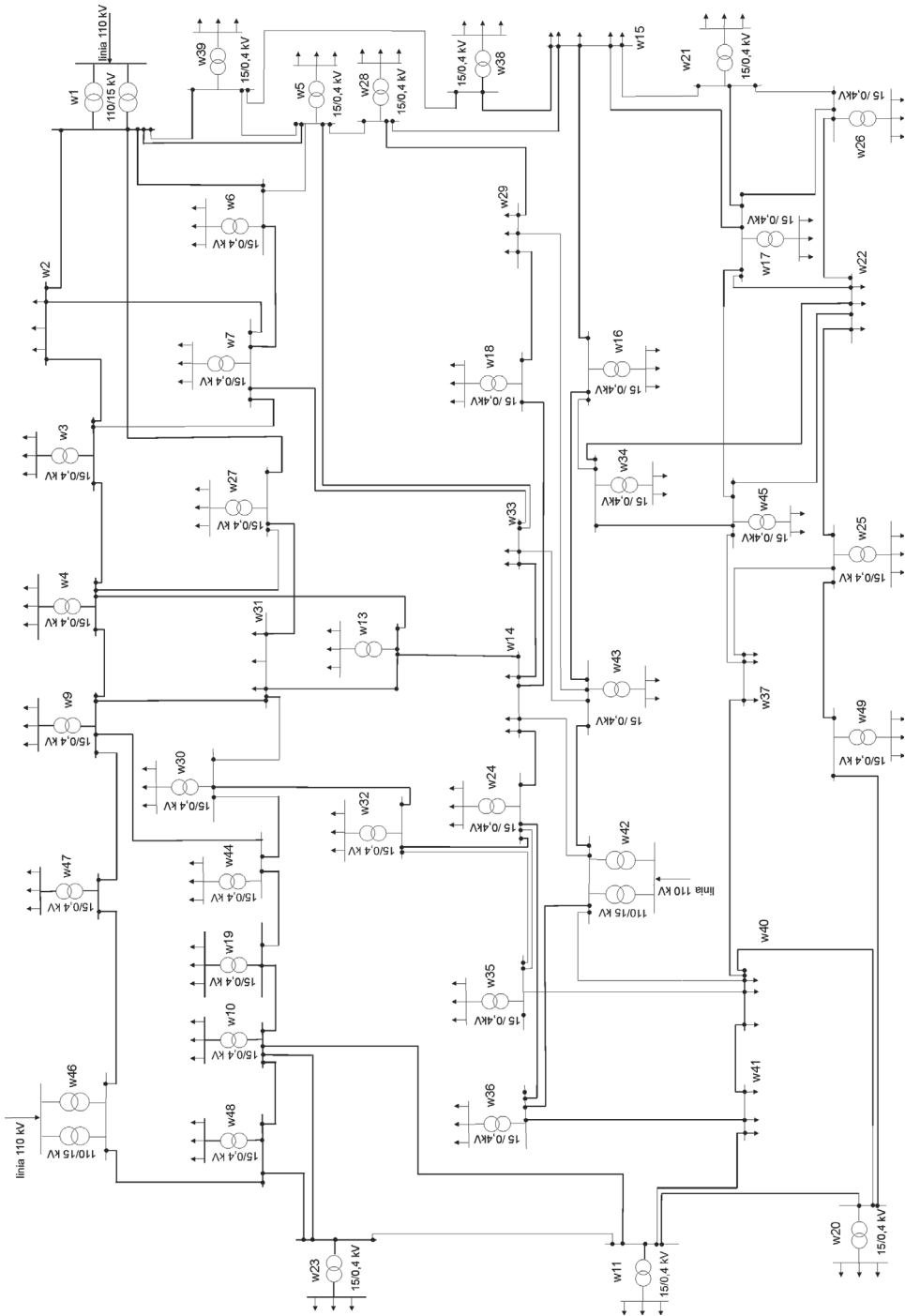
Jako ilustrację zaprezentowanej metody przedstawione są wyniki obliczeń symulacyjnych wykonanych dla układu miejskiej sieci kablowej średniego napięcia 15 kV, której schemat zamieszczony jest na rysunku 5.20. Jest to układ linii kablowych wielokrotnie zamknięty, w którym zastosowano punkty rozcięć, tworzące promieniowy układ zasilania odbiorców.

Na rysunku 5.21 przedstawiono graf analizowanej sieci średniego napięcia, wykonany na podstawie schematu z rysunku 5.20. Na prezentowanym grafie wypełnione węzły symbolizują główne punkty zasilające. Pozostałe wierzchołki grafu oznaczają węzły odbiorcze i rozdzielcze analizowanej sieci.

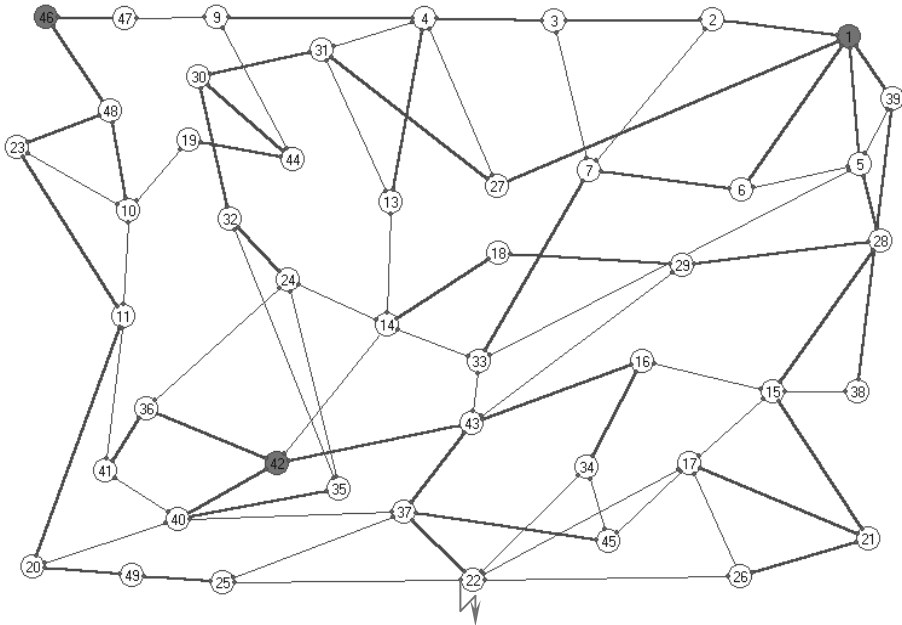
Obliczenia symulacyjne wykonywano przy założeniu, że następuje awaria odcinka sieci kablowej między węzłami 37 i 22. Zadaniem algorytmu było zidentyfikowanie tych sprawnych odcinków sieci kablowej zastępczego zasilania węzła 22, które charakteryzują się najkorzystniejszymi parametrami niezawodnościowymi (największą wartością współczynnika niezawodności) oraz parametrami technicznymi (najmniejszym spadkiem napięcia).

Identyfikację zastępczych tras przesyłu energii, przy zastosowaniu algorytmu genetycznego, przeprowadzono dla trzech różnych postaci funkcji celu. Pierwsze obliczenia wykonano biorąc pod uwagę funkcję celu określoną wzorem (5.50). Celem tych obliczeń było odszukanie w strukturze sieci najlepszej pod względem niezawodności trasy przesyłu energii między węzłem źródłowym 1 a węzłem odbiorczym 22.

Działanie algorytmu genetycznego rozpoczyna się od wygenerowania startowej populacji rozwiązań alternatywnych. W tablicy 5.8 przedstawiono trzy najlepsze warianty tras z populacji startowej, natomiast rysunek 5.22 zawiera histogram przystosowania tej populacji.



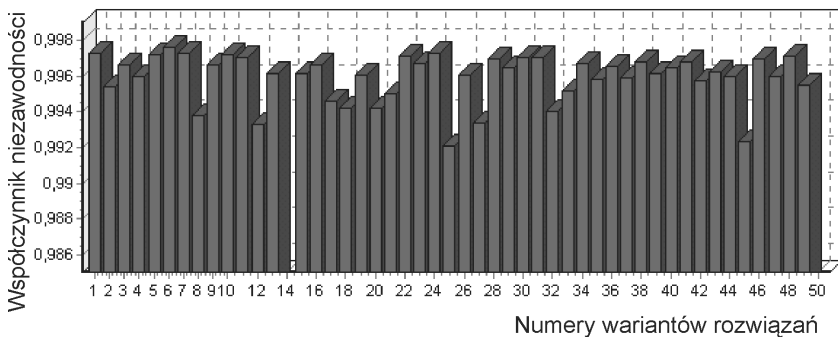
Rys. 5.20. Schemat elektryczny układu analizowanej sieci elektroenergetycznej



Rys. 5.21. Graf analizowanej sieci średniego napięcia z rysunku 6.20 (liniami grubymi zaznaczono zastępcze warianty zasilania przedstawione w tabelicy 5.8)

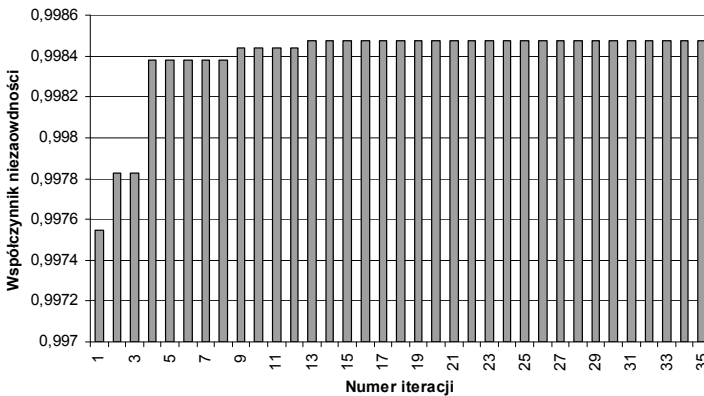
TABLICA 5.8. Najlepsze pod względem wartości współczynnika niezawodności p warianty zastępczych tras zasilania węzła 22 wygenerowane w populacji startowej działania programu

Lp.	Zastępcza trasa zasilania pomiędzy węzłami o numerach	Wypadkowy współczynnik niezawodności p trasy przesyłu energii
1.	1,39,5,28,15,17,26,22	0,997607
2.	1,2,7,6,5,28,15,21,26,22	0,997308
3.	1,2,7,6,5,33,43,37,25,22	0,997268



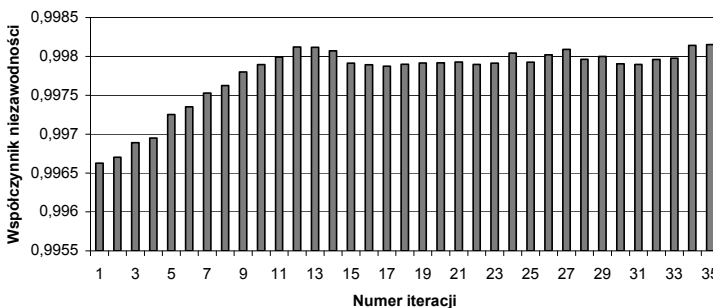
Rys. 5.22. Zmiany współczynnika niezawodności p zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22 w zależności od numeru wylosowanej losowo populacji początkowej

Dalsze obliczenia przebiegały zgodnie ze schematem blokowym przedstawionym na rysunku 5.19. Algorytmy genetyczne należą do klasy takich metod, w których występuje zbieżność do rozwiązania optymalnego, mimo iż w trakcie procesu obliczeniowego nie w każdej iteracji następuje powiększenie wartości funkcji celu. Przebieg zmian współczynnika niezawodności p zastępczej trasy zasilania w kolejnych iteracjach najlepszego rozwiązania pokazano na rysunku 5.23. Wynika z niego, że najlepsze rozwiązanie algorytm znalazł w iteracji 13.



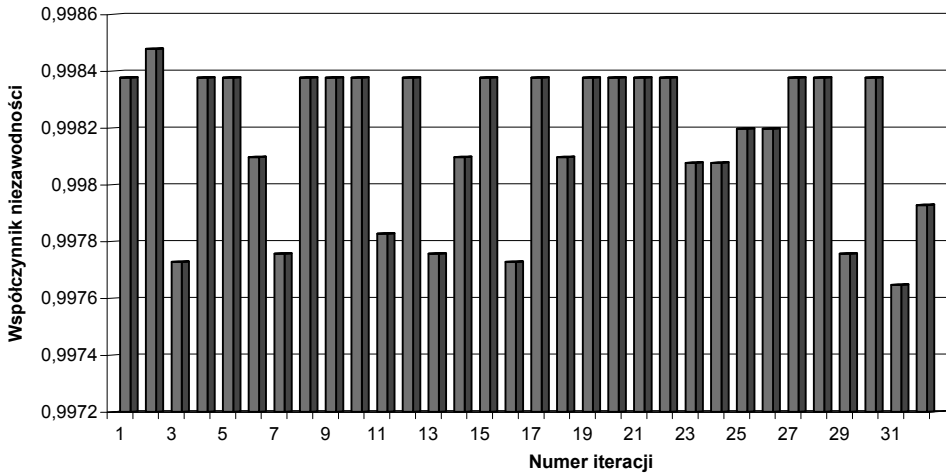
Rys. 5.23. Zmiany współczynnika niezawodności p wyznaczone dla zastępczej trasy zasilania rezerwowego węzła 22 w kolejnych iteracjach najlepszego rozwiązania

Rysunek 5.24 przedstawia histogram zmian współczynnika niezawodności w kolejnych iteracjach dla średniego wskaźnika przystosowania kolejnych populacji.



Rys. 5.24. Zmiany współczynnika niezawodności p zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22 w kolejnych iteracjach dla średniego wskaźnika przystosowania kolejnych populacji

Na rysunku 5.25 przedstawiono histogram wartości współczynnika niezawodności poszczególnych wariantów tras zasilania po wykonaniu 35 iteracji dla populacji końcowej.



Rys. 5.25. Zmiany współczynnika niezawodności p końcowej populacji (po 35 iteracjach) zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22

W tabelicy 5.9 przedstawiono trzy znalezione warianty tras zasilania węzła 26, charakteryzujące się najlepszymi wypadkowymi współczynnikami niezawodności.

TABLICA 5.9. Najlepsze znalezione rozwiązania zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22 dla pierwszej postaci funkcji celu (5.50)

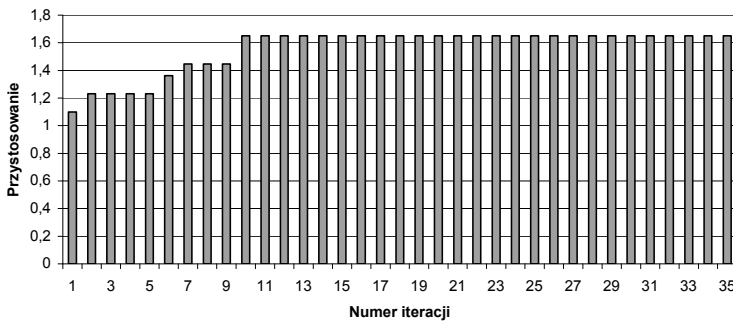
Lp.	Zastępcza trasa zasilania pomiędzy węzłami o numerach	Wypadkowy współczynnik niezawodności p trasy przesyłu energii
1.	42,43,37,22,26	0,998478
2.	42,43,37,25,22,26	0,998438
3.	1,5,28,15,17,26	0,998377

W dalszych obliczeniach rozważono drugą z zaproponowanych funkcji celu, w której uwzględniono straty ekonomiczne spowodowane zawodnością zasilania odbiorców w energię elektryczną oraz koszty strat mocy i energii w liniach. Obliczenia przeprowadzono podobnie jak w pierwszym przypadku. Ich celem było odszukanie optymalnej – ze względu na przyjęte kryteria – trasy zasilania węzła 26. W tabelicy 5.10 zestawiono trzy najlepsze warianty tras zasilania węzła 26 z populacji początkowej. Przystosowanie (P) poszczególnych wariantów rozwiązań, ze względu na specyfikę zastosowanej metody selekcji, obliczano jako odwrotność funkcji celu, pomnożoną przez współczynnik skali 10^4 .

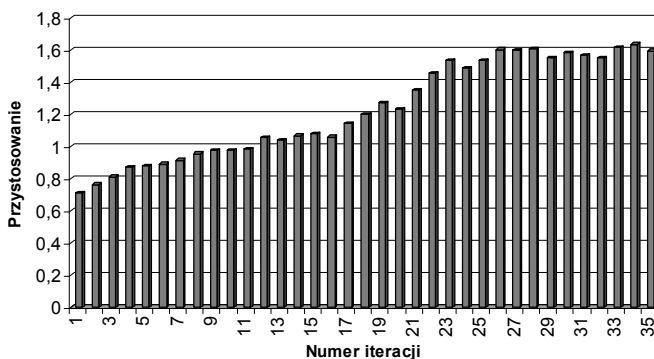
Na rysunku 5.26 zobrazowano przebieg zmian w trakcie obliczeń najlepszego rozwiązania, natomiast rysunek 5.27 przedstawia zmiany średniego przystosowania populacji w kolejnych iteracjach.

TABLICA 5.10. Najlepsze warianty zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22 w początkowej populacji dla drugiej postaci funkcji celu (5.54)

Lp.	Zastępcza trasa zasilania pomiędzy węzłami o numerach	Wypadkowy współczynnik niezawodności p	Koszty zawodności K_z	Koszty strat mocy i energii K_{smie}	Przystosowanie P
	–	–	zł	zł	$1/\text{zł} \cdot 10^4$
1.	1,6,5,28,15,17,26	0,997728	3516	6398	1,009
2.	1,39,38,15,21,17,26	0,99715	4411	5745	0,985
3.	1,5,39,38,15,17,26	0,997339	4118	6430	0,948



RYS. 5.26. Zmiany wartości przystosowania P wyznaczone dla zastępczej trasy zasilania rezerwowego węzła 22 w kolejnych iteracjach najlepszego rozwiązania dla drugiej postaci funkcji celu (5.54)



RYS. 5.27. Zmiany wartości średniego przystosowania P zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22 kolejnych iteracji dla drugiej postaci funkcji celu (5.54)

Zamieszczone rysunki 5.26 i 5.27 pozwalają porównać histogramy przystosowania populacji startowej oraz końcowej (po wykonanych 35 iteracjach). Można na

nich zaobserwować zmiany w strukturze populacji rozwiązań, jakie zaszły po wykonaniu obliczeń. W tabelicy 5.11 zestawiono trzy najlepsze warianty tras zasilania węzła 26, otrzymane przy uwzględnieniu funkcji celu określonej zależnością (5.57).

TABLICA 5.11. Najlepsze znalezione rozwiązania dla drugiej postaci funkcji celu

Lp.	Zastępcza trasa zasilania pomiędzy węzłami o numerach	Wypadkowy współczynnik niezawodności p	Koszty zawodności K_z	Koszty strat mocy i energii K_{smie}	Przystosowanie P
	–	–	zł	zł	$1/\text{zł} \cdot 10^4$
1.	42,43,37,22,26	0,998478	2355	3705	1,650
2.	42,43,16,15,17,26	0,998038	3878	3283	1,446
3.	1,39,38,15,17,26	0,997449	4175	3534	1,231

W trzecim z rozważonych przykładów obliczenia identyfikacji trasy zasilania węzła 26, w analizowanej sieci wykonano przy uwzględnieniu funkcji celu określonej zależnością (5.57). W zależności tej ujęto koszty eksploatacyjne analizowanego układu sieci elektroenergetycznej.

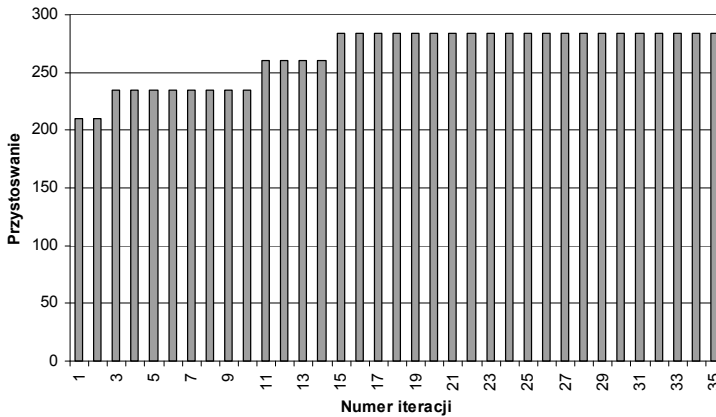
W tabelicy 5.12 przedstawiono najlepsze rozwiązania zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22 z początkowej populacji.

TABLICA 5.12. Parametry najlepszych zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22 w początkowej populacji dla trzeciej postaci funkcji celu (5.57)

Lp.	Zastępcza trasa zasilania pomiędzy węzłami o numerach	Koszty zawodności K_z	Koszty strat mocy i energii K_{smie}	Koszty eksploatacyjne zmienne K_e	Przystosowanie P
	–	zł	zł	zł	$1/\text{zł} \cdot 10^4$
1.	42,43,16,34,22,17,26	12200	418660	430860	232,09
2.	42,43,37,45,17,26	11758	418154	429913	232,61
3.	42,43,37,25,22,17,26	11800	419587	431337	231,84

Na rysunku 5.28 przedstawiono zmiany wartości przystosowania P w trakcie obliczeń najlepszego rozwiązania zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22.

Analizując uzyskane wyniki można stwierdzić, że algorytm znalazł najlepsze rozwiązanie, które wyznaczono na drodze analizy układu sieci, przed rozpoczęciem obliczeń z zastosowaniem zaproponowanego algorytmu. Najlepsze odszukane rozwiązania zestawiono w tabelicy 5.13, w której – dla poszczególnych wariantów rozwiązań – przedstawiono koszty związane z zawodnością elementów sieci, a także koszty strat mocy i energii w elementach przesyłowych i rozdzielczych sieci.



RYS. 5.28. Zmiany wartości przystosowania P najlepszej trasy zasilania rezerwowego węzła 22 dla trzeciej postaci funkcji celu (5.57)

TABLICA 5.13. Najlepsze znalezione rozwiązania wariantów zastępczych tras zasilania rezerwowego węzła 22 dla trzech rozpatrywanych funkcji celu (5.50), (5.54) i (5.57)

Funkcja celu	Zastępcza trasa zasilania pomiędzy węzłami o numerach	Koszty zawodności K_z	Koszty strat mocy i energii K_{smie}	Koszty eksploatacyjne zmienne K_e	Przystosowanie P
	–	zł	zł	zł	$1/\text{zł} \cdot 10^4$
(5.50)	1,39,38,15,17,22	12566	340118	352684	283,54
(5.54)	1,39,38,15,21,17,22	12699	344252	356951	280,15
(5.57)	42,43,16,34,45,17,22	12242	414214	426457	234,49

Przedstawiona metoda oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych umożliwia odszukanie w strukturze sieci najlepszych (w zależności od przyjętych kryteriów), zastępczych tras zasilania odbiorcy. W tabelicy 5.14 zestawiono dwie najlepsze trasy zasilania węzła 26, uzyskane przy przyjęciu trzech różnych funkcji celu, różniących się uwzględnionymi kryteriami. Jak widać niektóre węzły w strukturze tras zasilania węzła 26 powtarzają się we wszystkich wariantach. Natomiast różnice w strukturze tras występują we fragmentach trasy odległych od węzła zasilającego i odbiorczego.

Z otrzymanych wyników przeprowadzonych symulacji wynika, że przedstawiona metoda służy nie tylko do wyznaczania niezawodności wybranych torów zasilania w energię elektryczną. Pozwala ona również wyznaczyć takie konfiguracje zasilania rezerwowego odbiorców, które zapewniają najlepsze warunki dostarczania energii elektrycznej ze względu na właściwości niezawodnościowe i sieciowe (spadki napięć, obciążenie dopuszczalne rezerwowych torów zasilania).

TABELA 5.14. Najlepsze trasy zasilania rezerwowego węzła 22, w zależności od przyjętych kryteriów

Lp.	Rozważone funkcje celu	Dwie najlepsze trasy zasilania węzła odbiorczego 26 w zależności od funkcji kryterialnej
1.	Funkcja celu (5.50), uwzględniająca wypadkowe współczynniki niezawodności tras przesyłu energii	42,43,37,22 42,43,37,25,22
2.	Funkcja celu (5.54), uwzględniająca strukturę sieci zasilającej, obciążenia, współczynniki niezawodności elementów tras przesyłu energii, oraz straty przesyłu	42,43,37,22 42,43,16,15,17,22
3.	Funkcja celu (5.57), w której ujęto koszty eksploatacyjne całego układu sieci, tzn. koszty zawodności elementów sieci oraz koszty strat mocy i energii w elementach elektroenergetycznej sieci rozdzielczej	1,39,38,15,17,22 1,39,38,15,21,17,22

6

Skutki zawodności kablowych układów zasilania w energię elektryczną

6.1. Wprowadzenie

Powszechne użytkowanie energii elektrycznej, jako najwszechstronniejszego nośnika energii, stwarza bardzo poważne uzależnienie działania procesów technologicznych od ciągłości jej dostawy. Problem niezawodności zasilania w energię elektryczną ma wymiar nie tylko techniczny, ale również ekonomiczny. Zawodność systemu elektroenergetycznego powoduje ograniczenie poprawnego działania procesów produkcyjnych lub – co zazwyczaj ma miejsce w przypadku energii elektrycznej – całkowicie uniemożliwia prowadzenie tych procesów. W przypadku odbiorców bytowo-komunalnych przerwa w dostawie energii elektrycznej poważnie ogranicza ich działalność i uniemożliwia prowadzenie wielu prac związanych z funkcjonowaniem gospodarstw domowych [1, 15, 21, 79, 100, 110, 130, 131, 132, 133, 137, 138].

Awaria elektroenergetycznej linii kablowej pociąga za sobą skutki techniczne, do których należą ograniczenia mocy i energii dostarczanej do odbiorców. Wyznaczenie wartości energii niedostarczonej do odbiorców dokonuje się na podstawie przewidywanych ograniczeń mocy średniej, podczas przerwy w zasilaniu odbiorców oraz czasu trwania przerwy w zasilaniu [79, 100, 109, 112, 130, 1131, 133, 169, 171, 173, 174, 175]:

$$\Delta A_z = P_{z\acute{s}r} t_p, \quad (6.1)$$

gdzie:

ΔA_z – energia niedostarczona do odbiorców podczas trwania przerwy w zasilaniu,

$P_{z\acute{s}r}$ – średnia wartość mocy niedostarczonej do odbiorców podczas trwania przerwy w zasilaniu, wyznaczona na podstawie przewidywanych zmian obciążenia,

t_p – czas trwania przerwy w zasilaniu odbiorców.

Oprócz skutków technicznych awarii, istotne są skutki ekonomiczne, na które składają się koszty: usuwania awarii, strat gospodarczych u odbiorcy energii, utraty zysku przez dystrybutora energii oraz bonifikaty i upusty za niedostarczoną energię [110, 111, 164, 171, 173, 174, 175].

Na koszty usuwania awarii składają się koszty: pracy ludzi, pracy sprzętu oraz wymienianych elementów. Wszystkie wymienione składniki kosztów można ocenić na podstawie analizy protokołów awarii i dokumentów księgowych przedsiębiorstwa dystrybucji energii elektrycznej, chociaż problem ich określenia jest dość złożony. Określenie rzeczywistej wartości tych kosztów jest bardzo ważne ze względu na ocenę ekonomiczną działalności przedsiębiorstw dystrybucji energii elektrycznej.

Osobnym problemem jest wyznaczenie kosztów strat u odbiorcy energii elektrycznej. Problem ten jest obecnie marginalizowany przez przedsiębiorstwa i agendy zajmujące się zarządzaniem w energetyce, ponieważ uważa się, że bonifikaty, jakie odbiorca energii elektrycznej może uzyskać za jej niedostarczenie, wyczerpują cały problem. Nie jest to prawdą, ponieważ nieuwzględnianie kosztów strat ekonomicznych u odbiorcy energii, w szczególności energii elektrycznej, może prowadzić do błędnych wniosków dotyczących zapewnienia właściwego poziomu niezawodności systemu elektroenergetycznego.

W literaturze krajowej istnieje szereg analiz oceny kosztów strat ekonomicznych w odniesieniu do energii elektrycznej [21, 78, 79, 96, 97, 98, 100, 109, 110, 130, 131, 132, 133, 137, 138, 152, 153, 167, 169, 172, 174, 175] oraz ciepła [138, 139, 141, 152, 153], natomiast niewiele jest prac dotyczących strat z powodu niedostarczenia innych nośników energii, takich jak gaz, ropa naftowa lub paliwa stałe. Przedstawiana dalej metodyka analizy kosztów strat jest adaptacją metod stosowanych w elektroenergetyce, gdzie została ona zastosowana najwcześniej [21, 79, 110, 111, 130, 138].

Ekonomiczna strata S , powstała wskutek pojedynczego ograniczenia w dostawie energii elektrycznej dla odbiorcy przemysłowego, może być określona następującą funkcją [22]:

$$S = f(t_a, r_a, o_a, u_a, v_a, c_a), \quad (6.2)$$

gdzie:

- t_a – czas trwania ograniczenia,
- r_a – stan procesu w chwili ograniczenia,
- o_a – stopień ograniczenia dostawy energii,
- u_a – stopień zaskoczenia faktem ograniczenia w dostawie energii,
- v_a – stan warunków zewnętrznych w chwili wystąpienia ograniczenia,
- c_a – częstość powstawania ograniczeń w dostawie energii.

Najważniejszymi parametrami funkcji S są t_a , r_a oraz o_a . Pozostałe parametry mają mniejsze znaczenie i mogą być pomijane w analizach o charakterze ogólnym.

Straty ekonomiczne powstałe w wyniku ograniczenia w dostawie energii można wyznaczyć na podstawie [79, 110, 130, 131, 152, 153]:

- konkretnej wartości straty ekonomicznej występującej w czasie ograniczenia dostawy energii,

- charakterystyki strat ekonomicznych w funkcji czasu przerwy w zasilaniu $K_s(t_p)$,
- wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej.

Zależność pozwalającą na określenie strat ekonomicznych u odbiorcy dla jednej określonej awarii zasilania w energię elektryczną można wyrazić następująco:

$$K_s = W - K_m - K_E + K_d, \quad (6.3)$$

gdzie:

- W – wartość rynkowa niewykonanej produkcji (w cenach zbytu),
- K_m – normatywny koszt materiałów i surowców niezużytych w okresie postoju,
- K_E – normatywny koszt nie zużytej w czasie postoju energii,
- K_d – koszty dodatkowe związane z postojem.

Do kosztów dodatkowych K_d zalicza się [79, 110, 130, 131, 152, 153]:

- dodatkowe koszty osobowe, materiałów, surowców i energii związane z rozruchem,
- koszty zniszczonych materiałów i surowców, związane z niespodziewanym wyłączeniem maszyn i urządzeń produkcyjnych,
- koszty naprawy uszkodzonych maszyn,
- straty, jakie powstają z powodu obniżenia jakości partii wyprodukowanych produktów.

Wszystkie wielkości występujące we wzorze (6.3) zależą przede wszystkim od czasu przerwy produkcyjnej t_{pp} , dlatego wzór ten ma jedynie znaczenie ogólne i nie pozwala na uzyskanie pełnej informacji o wartości strat.

Istotną informację na temat wartości kosztów strat zawiera zależność $K_s(t_p)$, określająca charakterystykę strat ekonomicznych w funkcji czasu przerwy w zasilaniu. Problemem podstawowym przy wyznaczaniu zależności $K_s(t_p)$ jest określenie charakterystyki czasu przerwy produkcyjnej t_{pp} w zależności od czasu trwania przerwy w zasilaniu $t_{pp}(t_p)$.

Czas przerwy produkcyjnej t_{pp} jest zastępczym czasem przestoju, któremu odpowiada taki sam ubytek produkcji, jaki występuje przy stopniowym jej spadku, po wyłączeniu zasilania w energię i wzroście – po powtórny przywróceniu zasilania w energię [79, 110, 130, 131, 152, 153].

Ogólny związek pomiędzy czasem t_{pp} a czasem t_p można zapisać następująco:

$$t_{pp}(t_p) = t_p + t_r(t_p) + t_w(t_p), \quad (6.4)$$

gdzie:

- $t_r(t_p)$ – czas rozruchu maszyn i urządzeń w procesie produkcyjnym,
- $t_w(t_p)$ – czas własny, potrzebny do uzyskania znamionowych parametrów technologicznych.

Powiązanie wyrażen (6.3) i (6.4) daje następującą zależność:

$$K_s(t_p) = [w - k_m - k_E] t_{pp}(t_p) + K_d(t_p), \quad (6.5)$$

gdzie:

$w = \frac{W_r}{T_r}$ – wartość rynkowa produkcji przypadająca na jednostkę czasu,

$k_m = \frac{K_{pr}}{T_r}$ – koszt zużytych materiałów i surowców w jednostce czasu,

$k_E = \frac{K_{Er}}{T_r}$ – koszt energii elektrycznej zużywanej w jednostce czasu,

T_r – czas pracy zakładu w ciągu roku.

Procesy produkcyjne, które składają się z różniących się między sobą faz produkcyjnych, mają charakterystyki $K_s(t_p)$ różne dla każdej fazy produkcji. Wypadkowej charakterystyce $K_s(t_p)$ procesu produkcyjnego, odpowiada całkowity czas produkcji

$$t_c = t_1 + t_2 + \dots + t_i + \dots + t_n, \quad (6.6)$$

gdzie $t_1, t_2, \dots, t_i, \dots, t_n$ – czasy trwania poszczególnych faz.

Wypadkową charakterystykę $K_s(t_p)$ można wyznaczyć z zależności:

$$K_s(t_p) = p_1 K_{s1}(t_p) + p_2 \dots K_{s2}(t_p) + \dots + p_i K_{si}(t_p) + \dots + p_n K_n(t_p), \quad (6.7)$$

gdzie:

$p_i = \frac{t_i}{t_c}$ – prawdopodobieństwo pojawienia się awarii w i -tej fazie procesu produkcyjnego,

$K_{si}(t_p)$ – charakterystyka strat ekonomicznych w funkcji czasu trwania awarii dla i -tej fazy procesu produkcyjnego.

W pracach autora znajduje się szereg analiz dotyczących tego problemu, zarówno dla energii elektrycznej [132, 137, 138, 152, 153, 164, 167, 169, 171, 173], jak i dla ciepła [138, 139, 141, 143]; wydaje się, że były to jedyne analizy tego problemu przedstawiane w literaturze krajowej.

Charakterystyka $K_s(t_p)$ ma duże znaczenie dla określenia wartości krytycznych czasu trwania awarii układu zasilania w energię. Na jej podstawie nie można jednak wyznaczyć bezpośredniorocznych spodziewanych kosztów zawodności, potrzebnych do ekonomicznej optymalizacji. Problem ten można rozwiązać określając wskaźnik wartości niedostarczonej energii, wyrażający spodziewaną wartość strat ekonomicznych przypadających na jednostkę niedostarczonej energii elektrycznej:

$$E(k_A) = \frac{E(K_{s1aw})}{E(A_{1aw})}, \quad (6.8)$$

gdzie:

- $E(K_{s1aw})$ – średnia spodziewana wartość kosztów strat powstałych na skutek pojedynczej awarii układu zasilania w energię,
- $E(A_{1aw})$ – średnia spodziewana wartość niedostarczonej energii przypadającej na jedną awarię.

Spodziewaną wartość strat ekonomicznych przypadających na pojedynczą awarię układu zasilania w energię elektryczną $E(K_{s1aw})$ można obliczyć na podstawie:

- gęstości prawdopodobieństwa strat ekonomicznych $f(K_s)$ otrzymanej w wyniku analizy statystycznej strat ekonomicznych powstających na skutek awarii układu zasilania w energię elektryczną, i wtedy:

$$E(K_{s1aw}) = \int_0^{\infty} K_s f(K_s) dK_s; \quad (6.9)$$

- znanej analitycznej zależności strat ekonomicznych od czasu przerwy w zasilaniu $K_s(t_p)$ i funkcji gęstości prawdopodobieństwa czasu przerwy w zasilaniu energią elektryczną $f(t_p)$, i wtedy:

$$E(K_{s1aw}) = \int_0^{\infty} K_s(t_p) f(t_p) dt_p, \quad (6.10)$$

przy czym $f(K_s)$ – funkcja gęstości prawdopodobieństwa zmiennej losowej kosztów strat ekonomicznych K_s , powstałych na skutek awarii układu zasilania w energię elektryczną.

Aby obliczyć wskaźnik wartości niedostarczonej energii należy – dla spodziewanej wartości straty ekonomicznej – określić średnią energię elektryczną przypadającą na jedną awarię,

$$\bar{A}_{1aw} = P_{sr} \bar{t}_p, \quad (6.11)$$

gdzie:

- P_{sr} – średnia moc, jaką odbiorca miał pobierać w czasie przerwy w zasilaniu.
- \bar{t}_p – średnia spodziewana wartość czasu przerwy w zasilaniu:

$$\bar{t}_p = E(t_p) = \int_0^{\infty} t_p f(t_p) dt_p,$$

Wskaźnik wartości niedostarczonej energii elektrycznej wynika ze wzoru:

$$E(k_A) = \frac{E(K_{slaw})}{P_{sr} t_p} = \frac{\int_0^{\infty} K_s(t_p) f(t_p) dt_p}{P_{sr} \int_0^{\infty} f(t_p) dt_p} . \quad (6.12)$$

Wyznaczenie wskaźnika wartości niedostarczonej energii pozwala na wyznaczenie rocznych spodziewanych kosztów strat wywołanych zawodnością układu zasilania:

$$E(K_{zr}) = E(k_A) E(\Delta A_r), \quad (6.13)$$

gdzie:

$E(K_{zr})$ – roczna wartość spodziewanych kosztów strat gospodarczych wywołanych zawodnością zasilania w energię,

$E(\Delta A_r)$ – roczna, spodziewana wartość niedostarczonej energii.

Energię elektryczną niedostarczoną w ciągu roku można wyznaczyć m.in. z zależności:

$$E(A_r) = q A_r , \quad (6.14)$$

gdzie:

q – wypadkowy współczynnik zawodności toru zasilania odbiorcy w energię elektryczną,

A_r – przewidywana wartość rocznej zużywanej energii elektrycznej,

lub ze wzoru:

$$E(A_r) = \frac{T_p}{T_r} A_r , \quad (6.15)$$

gdzie:

T_p – roczny czas przerwy w zasilaniu energią elektryczną odbiorcy energii,

T_r – czas trwania roku kalendarzowego, $T_r = 8760$ h.

6.2. Czas przerwy w dostawie energii

Podobnie jak w przypadku analizy czasu trwania awarii, przedstawionej w podrozdziale 4.7, badania wykonano dla wszystkich sześciu prób statystycznych dotyczących kabli o izolacji papierowej i polietylenowej (PE). W wyniku przeprowadzonej weryfikacji parametrycznej wyznaczono wartości parametrów niezawodnościowych dla linii kablowych zawierających kable o izolacji papierowej i polietylenowej w poszczególnych analizowanych próbach losowych (tablice 6.1 i 6.2).

TABLICA 6.1. Podstawowe parametry czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej (dla poszczególnych prób losowych)

Nr próby	Liczność próby	Średnia	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana	Wartość min.	Wartość max.	Rozstęp	Odchylenie standardowe
			dolna	górna					
–	–	h	h	h	h	h	h	h	h
1.	188	1,27	0,97	1,56	0,70	0,10	19,00	18,90	2,20
2.	180	1,41	1,19	1,63	0,80	0,10	17,80	17,70	1,99
3.	95	1,88	1,55	2,21	1,15	0,10	21,60	21,50	2,53
4.	37	1,32	0,96	1,69	0,70	0,10	21,60	21,50	2,34
5.	84	1,68	1,46	1,91	1,30	0,20	15,00	14,80	1,60
6.	77	3,28	2,72	3,85	1,30	0,10	24,50	24,40	4,49

TABLICA 6.2. Podstawowe parametry czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE) (dla poszczególnych prób losowych)

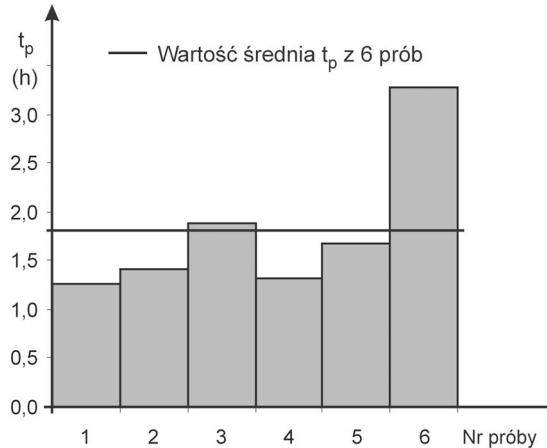
Nr próby	Liczność próby	Średnia	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana	Wartość min.	Wartość max.	Rozstęp	Odchylenie standardowe
			dolna	górna					
–	–	h	h	h	h	h	h	h	h
1.	227	0,88	0,76	1,00	0,70	0,10	8,50	8,40	0,80
2.	318	1,45	1,11	1,80	0,80	0,10	16,40	16,30	2,26
3.	227	2,32	1,55	3,09	1,50	0,30	29,50	29,20	3,75
4.	166	1,34	0,83	1,85	0,80	0,10	7,80	7,70	1,49
5.	203	2,90	1,89	3,90	1,60	0,30	34,70	34,40	4,60
6.	247	3,35	2,03	4,67	1,65	0,20	35,0	34,80	5,69

Dla wszystkich sześciu analizowanych prób wyznaczono również wartości średnie czasu przerwy w zasilaniu. Dla kabli o izolacji papierowej otrzymano $t_{p\bar{s}r} = 1,81$ h, natomiast dla kabli o izolacji z polietylenowej (PE) $t_{p\bar{s}r} = 2,04$ h.

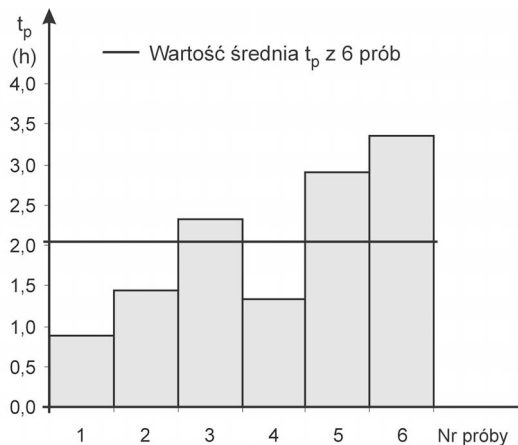
Na rysunkach 6.1 i 6.2 przedstawiono poglądowo wartości średnie czasów przerwy w dostawie energii elektrycznej wskutek awarii linii kablowych zawierających kable o izolacji papierowej i polietylenowej (PE).

Wartości czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej są podobne zarówno w poszczególnych próbach, jak i w odniesieniu do różnych rodzajów izolacji kabli. Większa wartość czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej, stwier-

dzona w przypadku linii kablowych zawierających kable o izolacji papierowej w próbie 6, może być tłumaczona brakiem możliwości zdalnego sterowania przy przełączaniu zasilania.



Rys. 6.1. Porównanie wartości średnich czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej wskutek awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej w poszczególnych próbach losowych



Rys. 6.2. Porównanie wartości średnich czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej przy awariach linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE) w poszczególnych próbach losowych

Przeprowadzono także weryfikację nieparametryczną, polegającą na badaniu typu rozkładu i jego parametrów. Weryfikacji dokonano za pomocą testów χ^2 Pearsona i λ Kołmogorowa na poziomie istotności $\alpha = 0,05$. W wyniku przeprowadzonej weryfikacji stwierdzono, że brak jest podstaw do odrzucenia hipotezy, że

przedstawione w tablicach rozkłady teoretyczne opisują badane rozkłady empiryczne czasu trwania awarii linii kablowych.

W tablicach 6.3 i 6.4 przedstawiono rodzaje (postacie) i parametry rozkładów czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej w przypadku awarii linii kablowych zawierających kable o izolacji papierowej i polietylenowej (PE).

TABELA 6.3. Parametry rozkładów czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej wskutek awarii linii kablowych zawierających kable o izolacji papierowej

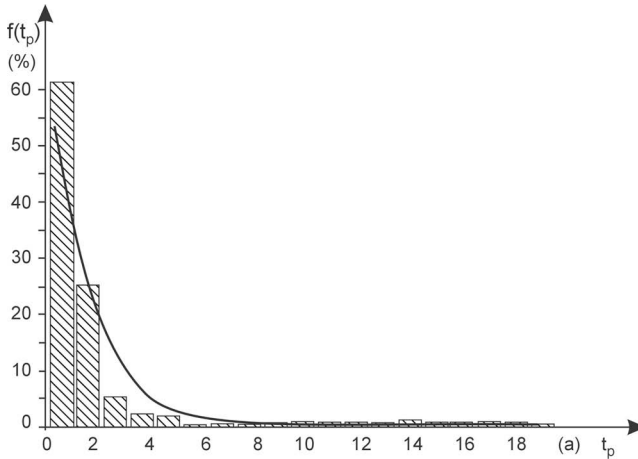
Nr próby	Typ rozkładu	Wartości parametrów	
1.	wykładniczy	$\lambda = 0,79$ 1/h	
2.	wykładniczy	$\lambda = 0,72$ 1/h	
3.	wykładniczy	$\lambda = 0,53$ 1/h	
4.	wykładniczy	$\lambda = 0,77$ 1/h	
5.	logarytmiczno-normalny	$m = 2,65$ h	$\sigma = 0,46$ h
6.	wykładniczy	$\lambda = 0,30$ 1/h	

TABELA 6.4. Parametry rozkładów czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej wskutek awarii linii kablowych zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE)

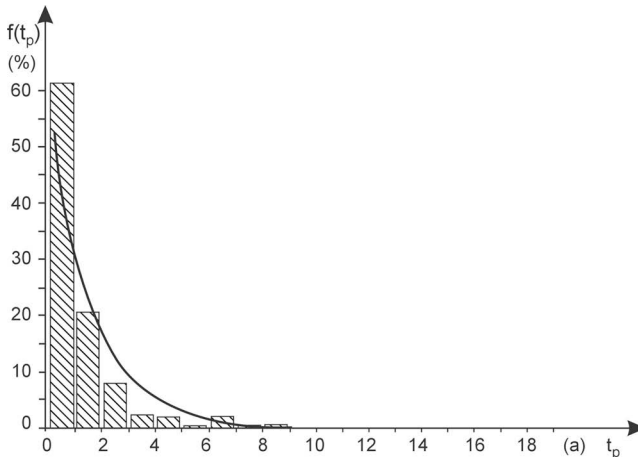
Nr próby	Typ rozkładu	Wartości parametrów	
1.	wykładniczy	$\lambda = 1,13$ 1/h	
2.	wykładniczy	$\lambda = 0,69$ 1/h	
3.	logarytmiczno-normalny	$m = 0,39$ h	$\sigma = 0,71$ h
4.	wykładniczy	$\lambda = 0,74$ 1/h	
5.	wykładniczy	$\lambda = 0,35$ 1/h	
6.	wykładniczy	$\lambda = 0,30$ 1/h	

Wynika stąd, że czas przerwy w dostawie energii elektrycznej wskutek awarii linii kablowych można opisać za pomocą rozkładów wykładniczego i logarytmiczno-normalnego, których funkcję gęstości prawdopodobieństwa opisują odpowiednio wzory (4.38), (4.41) i (4.51).

W celu zilustrowania otrzymanych funkcji gęstości prawdopodobieństwa, na rysunkach 6.3 i 6.4 przedstawiono przebiegi teoretyczne i empiryczne czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej, wskutek awarii linii kablowych zawierających kable o izolacji papierowej i polietylenowej (próby 2 i 4).



Rys. 6.3. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) czasu przerwy w zasilaniu odbiorców wskutek awarii linii kablowych zawierających kable z izolacji papierowej; próba 2, rozkład wykładniczy, $\lambda = 0,72$



Rys. 6.4. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) czasu przerwy w zasilaniu odbiorców wskutek awarii linii kablowych zawierających kable z izolacji polietylenowej (PE); próba 4, rozkład wykładniczy, $\lambda = 0,74$

6.3. Energia elektryczna niedostarczona do odbiorców

Wartość energii niedostarczonej do odbiorców wyznacza się na podstawie przewidywanych ograniczeń mocy średniej podczas przerwy w zasilaniu oraz czasu trwania przerwy w zasilaniu, zgodnie ze wzorem (6.1). Na podstawie przeprowadzonych badań statystycznych czasu trwania przerwy w zasilaniu oraz analizy planowanych przebiegów obciążeń uzyskanych z poszczególnych rejonowych dyspozycjach mocy analizowanych rejonów energetycznych, wyznaczono przewidy-

wane wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. W tablicach 6.5 i 6.6 przedstawiono wyniki weryfikacji parametrycznej badanych prób losowych dla kabli o izolacji polietylenowej (PE) i papierowej. Estymację przedziałową dla wartości średniej przeprowadzono na poziomie istotności $\alpha = 0,05$.

TABLICA 6.5. Podstawowe parametry energii elektrycznej niedostarczonej podczas awarii linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) w analizowanych próbach losowych

Nr próby	Średnia	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana	Wartość min.	Wartość max.	Rozstęp	Odchylenie standardowe
		dolna	górna					
–	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h
1.	2,33	2,02	2,64	1,50	0,10	13,60	13,5	2,27
2.	2,19	1,97	2,41	1,60	0,10	12,00	11,9	1,96
3.	3,23	2,84	3,62	2,30	0,20	22,40	22,2	2,99
4.	1,50	1,23	1,76	0,90	0,10	9,30	9,2	1,72
5.	2,77	2,49	3,04	2,40	0,10	10,20	10,1	1,98
6.	3,68	3,16	4,20	2,10	0,10	27,10	27	4,13

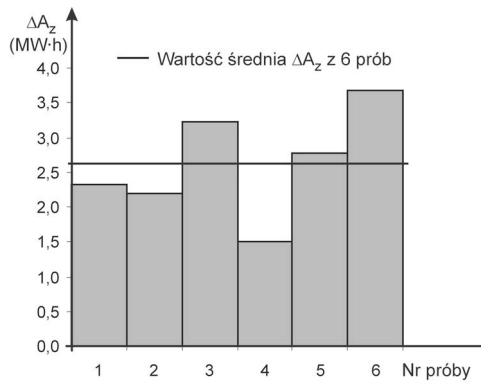
TABLICA 6.6. Podstawowe parametry energii elektrycznej niedostarczonej podczas awarii linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji papierowej w analizowanych próbach losowych

Nr próby	Średnia	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana	Wartość min.	Wartość max.	Rozstęp	Odchylenie standardowe
		dolna	górna					
–	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h
1.	1,87	1,59	2,15	1,30	0,10	11,40	11,30	1,82
2.	2,67	2,30	3,04	2,00	0,10	10,50	10,40	2,40
3.	3,34	2,59	4,08	2,50	0,20	27,90	27,70	3,64
4.	1,66	1,30	2,03	1,50	0,20	4,50	4,30	1,06
5.	3,14	2,56	3,72	2,70	0,10	19,60	19,50	2,65
6.	4,42	3,16	5,68	2,55	0,01	36,00	35,90	5,43

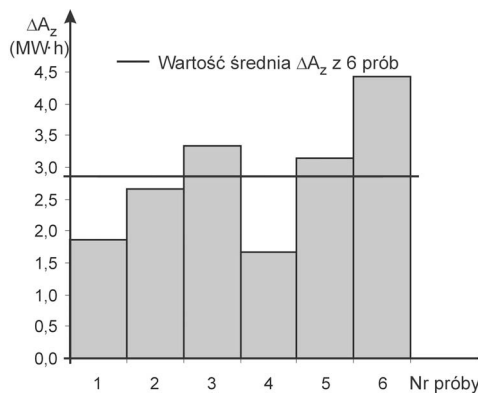
Wartości średnie energii elektrycznej niedostarczonej podczas awarii linii kablowych z otrzymanych prób wynoszą 2,62 MW·h dla kabli o izolacji polietylenowej (PE) i 2,85 MW·h dla kabli o izolacji papierowej. Są to więc wyniki niezbyt różniące się między sobą. Wynika to stąd, że wartość niedostarczonej energii zale-

ży przede wszystkim od obciążenia kabli (przewidywanej mocy pobieranej przez odbiorców), czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej, zależnego głównie w obecnie eksploatowanych systemach elektroenergetycznych linii kablowych od ich struktury i możliwości zasilania rezerwowego. Rozbudowa systemów linii kablowych średniego napięcia, poprawiająca niezawodność strukturalną tych systemów, ma tutaj decydujące znaczenie.

Na rysunkach 6.5 i 6.6 przedstawiono wartości energii elektrycznej w poszczególnych próbach oraz wartości średnie dla danego rodzaju linii kablowych.

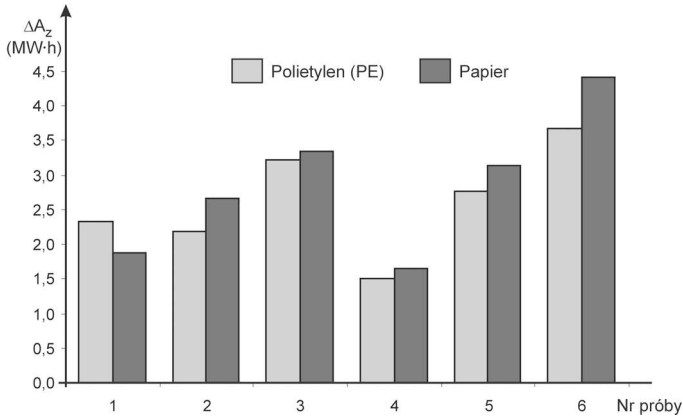


Rys. 6.5. Porównanie wartości średnich energii elektrycznej niedostarczonej wskutek awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE) w analizowanych próbach losowych



Rys. 6.6. Porównanie wartości średnich energii elektrycznej niedostarczonej wskutek awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej w analizowanych próbach losowych

Dla porównania, na rysunku 6.7 przedstawiono wyniki niedostarczonej energii elektrycznej przyporządkowane poszczególnym rodzajom izolacji kabli we wszystkich analizowanych próbach.



RYS. 6.7. Porównanie wyników niedostarczonej energii elektrycznej dla dwóch rodzajów izolacji linii kablowych 15 kV w analizowanych próbach

TABLICA 6.7. Parametry rozkładów energii niedostarczonej wskutek awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE)

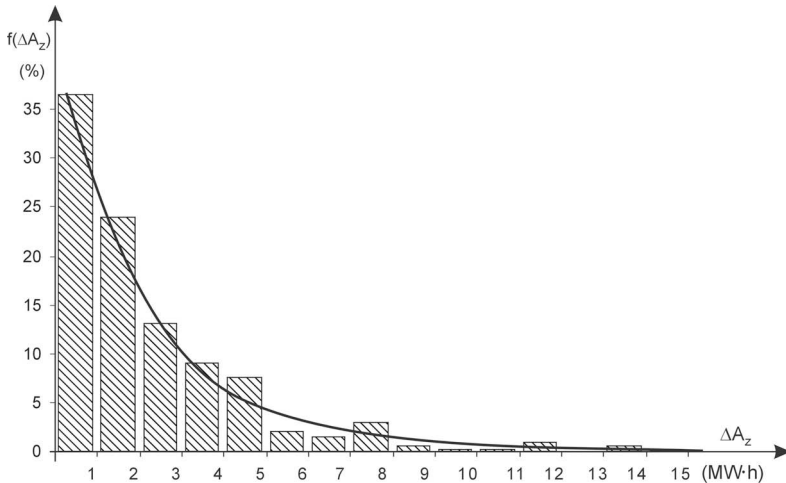
Nr próby	Typ rozkładu	Wartości parametrów	
1.	wykładniczy	$\lambda = 0,43$ 1/MW·h	
2.	wykładniczy	$\lambda = 0,46$ 1/MW·h	
3.	logarytmiczno-normalny	$m = 0,83$	$\sigma = 0,72$
4.	wykładniczy	$\lambda = 0,67$ 1/MW·h	
5.	logarytmiczno-normalny	$m = 0,73$ MW·h	$\sigma = 0,73$ MW·h
6.	wykładniczy	$\lambda = 0,27$ 1/MW·h	

TABLICA 6.8. Parametry rozkładów energii niedostarczonej wskutek awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej

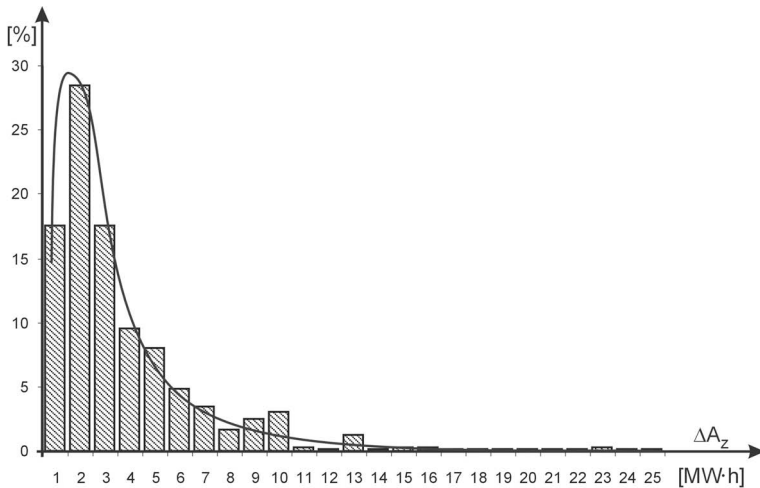
Nr próby	Typ rozkładu	Wartości parametrów	
1.	wykładniczy	$\lambda = 0,53$ 1/MW·h	
2.	wykładniczy	$\lambda = 0,37$ 1/MW·h	
3.	wykładniczy	$\lambda = 0,30$ 1/MW·h	
4.	wykładniczy	$\lambda = 0,60$ 1/MW·h	
5.	logarytmiczno-normalny	$m = 0,84$ MW·h	$\sigma = 0,77$ MW·h
6.	wykładniczy	$\lambda = 0,23$ 1/MW·h	

Następnie dokonano weryfikacji nieparametrycznej badanych prób losowych. W wyniku weryfikacji hipotezy o rozkładach funkcji prawdopodobieństwa energii niedostarczonej do odbiorców wskutek awarii linii kablowych 15 kV, którą prze-

prowadzono za pomocą testów χ^2 Pearsona i λ Kołmogorowa (na poziomie istotności $\alpha = 0,05$), stwierdzono, że nie ma podstaw do odrzucenia hipotez o zgodności rozkładów energii niedostarczonej z rozkładami teoretycznymi przedstawionymi w tablicach 6.7 i 6.8.



Rys. 6.8. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) energii elektrycznej niedostarczonej wskutek awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE); próba 1, rozkład wykładniczy, $\lambda = 0,43$



Rys. 6.9. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) energii elektrycznej niedostarczonej wskutek awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE); próba 3, rozkład logarytmiczno-normalny, $m = 0,83$; $\sigma = 0,72$

Jak wynika z przeprowadzonej analizy, rozkłady prawdopodobieństwa energii niedostarczonej do odbiorców z powodu awarii linii kablowych średniego napięcia 15 kV są zbliżone do wykładniczych lub logarytmiczno-normalnych. W celu ilustracji tych rozkładów na rysunkach 6.8 i 6.9 przedstawiono empiryczne i teoretyczne postacie funkcji gęstości prawdopodobieństwa występowania energii niedostarczonej do odbiorców.

6.4. Wpływ rezerwy strukturalnej na skutki zawodności linii kablowych

Do zasilania odbiorcy w energię elektryczną wystarczy, aby struktura niezawodnościowa toru zasilającego była szeregową. Ponieważ ryzyko powstania przerwy w zasilaniu odbiorców jest jednak w takim wypadku zbyt duże, niezawodność zasilania w energię zwiększa się wprowadzając dodatkowe powiązania sieciowe. Takie rozwiązania, których przykłady przedstawiono w rozdziale 2, stosuje się szczególnie w liniach kablowych średniego napięcia, jakie występują w układach sieci na terenach miejskich. Struktury tych sieci są bardzo złożone, szeregowo-równoległe, o wielu powiązaniach poprzecznych pomiędzy liniami zasilającymi.

Problem rezerwowania zasilania odbiorców w energię elektryczną można przeanalizować w zależności od spełnienia, lub nie, następujących stanów, w jakich znajdują się rezerwowe kablowe linie zasilające [147, 161, 167, 170, 172]:

- 1) linie rezerwowe są obciążone (podobnie jak linia podstawowa przeznaczona do podstawowego zasilania odbiorców w energię elektryczną), ale mają rezerwę, która zapewnia przesyłanie dodatkowej wymaganej mocy do odbiorcy;
- 2) linie rezerwowe nie są obciążone i mogą w pełni przejąć zasilanie odbiorców po dokonaniu niezbędnych przełączeń wykonywanych ręcznie lub przy zastosowaniu automatyki sieciowej samoczynnego załączania rezerwy;
- 3) linie rezerwowe nie mogą przejąć obciążenia odbiorcy, ponieważ są w pełni obciążone;
- 4) linie rezerwowe nie mogą przejąć obciążenia odbiorcy, ponieważ znajdują się w stanie awarii.

Podstawowymi wielkościami charakteryzującymi te stany są czasy: przerwy w zasilaniu odbiorców i wyłączenia zasilania podstawowego. Od wartości czasu przerwy w zasilaniu zależą skutki ekonomiczne awarii, natomiast czas wyłączenia zasilania podstawowego charakteryzuje możliwości zasilania układów sieciowych, czyli rezerwę strukturalną. Relacje pomiędzy wartościami tych czasów zależą przede wszystkim od stanów obciążeniowych i niezawodnościowych linii kablowych.

W przypadku gdy zasilanie jest promieniowe albo występuje przypadek 3) lub 4), czyli gdy linie rezerwowe są w pełni obciążone lub są w stanie awarii i nie mogą one przejąć roli zasilania rezerwowego, wtedy czas trwania awarii linii kablowych t_a oraz czasy przerwy w zasilaniu odbiorców t_p i wyłączenia kabla zasilania

podstawowego t_{wk} są takie same. Problem ten przedstawiono w podrozdziale 2.3 i na rysunku 2.10, na którym pokazano różne relacje pomiędzy czasami trwania awarii t_a a czasami przerwy w zasilaniu w energię t_p przy różnych możliwościach wykorzystania zasilania rezerwowego.

Przeprowadzono badania czasu przerwy w zasilaniu odbiorców t_p i czasu wyłączenia kabła zasilania podstawowego t_{wk} . Wyniki tych badań [78, 161, 170, 172] przedstawiono w tablicy 6.9. W wyniku weryfikacji hipotezy o rozkładach badanych parametrów stwierdzono, że na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ brak jest podstaw do odrzucenia hipotezy, że badane próby można opisać za pomocą rozkładów, których rodzaje (typy) i parametry podano w tablicy 6.10.

TABLICA 6.9. Podstawowe parametry czasu przerwy w zasilaniu odbiorców t_p i czasu wyłączenia linii kablowych 15 kV zasilania podstawowego t_{wk}

Czas	\bar{t}	M_t	$t_{(1)}$	$t_{(n)}$	R_t	s	$t_{d(\alpha)}$	$t_{g(\alpha)}$
–	h	h	h	h	h	h	h	h
t_p	2,36	1,17	0,23	21,83	21,60	3,71	1,73	2,99
t_{wk}	34,47	25,73	3,72	181,0	177,2	33,62	28,72	40,22

TABLICA 6.10. Parametry rozkładów czasu przerwy w zasilaniu odbiorców t_p i czasu wyłączenia kabła zasilania podstawowego t_{wk} linii kablowych 15 kV

Czas	Typ rozkładu	Wartości parametrów	
t_p	logarytmiczno-normalny	$m = 0,335$ h	$\sigma = 0,792$ h
t_{wk}	wykładniczy	$\lambda = 0290$ 1/h	

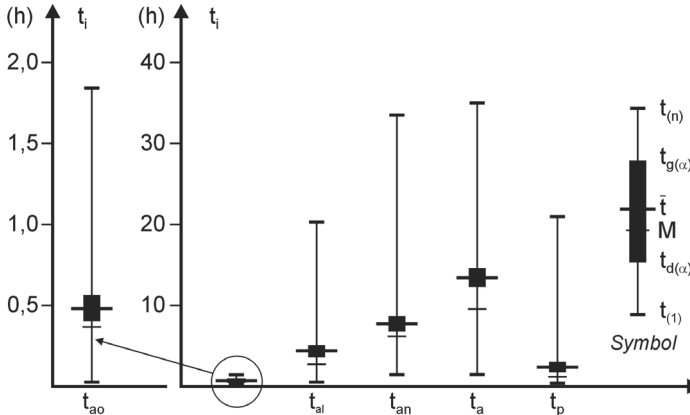
Z przeprowadzonych badań wynika, że wartości średnie czasów przerwy w zasilaniu są około piętnastokrotnie mniejsze od wartości czasów wyłączenia kabła zasilania podstawowego. Świadczy to o tym, że w układach kablowych 15 kV jest duża rezerwa strukturalna umożliwiająca rezerwowanie odbiorców po wystąpieniu awarii linii kablowych.

Wartości minimalne, maksymalne, średnie, mediany oraz przedziałów ufności dla wartości średnich analizowanych czasów, uzyskane na podstawie danych przedstawionych w podrozdziale 4.7 (tablica 4.17) oraz czasów w tablicy 6.9, przedstawiono na rysunku 6.10.

Wymiernym skutkiem awarii jest energia elektryczna niedostarczona odbiorcom, dlatego też przeprowadzono badania i wyznaczono:

- 1) energię elektryczną niedostarczoną wskutek przerwy w zasilaniu odbiorców ΔA_{nd} ,

- 2) energię elektryczną, jaka byłaby niedostarczona odbiorcom, gdyby czas przerwy w zasilaniu był równy czasowi trwania awarii (odnowy) zasilania podstawowego ΔA_{pnd} .



Rys. 6.10. Porównanie wartości czasów trwania awarii t_a i jego składników z czasem przerwy u odbiorców t_p zasilanych z linii kablowych 15 kV; wartości z tablic 4.17 i 6.9

Wartości energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom wyznaczano na podstawie symulacji opartej na wartościach czasów przerwy w zasilaniu t_{ap} i czasów trwania awarii t_a oraz mocy średnich pobieranych przez odbiorców, wyznaczanych na podstawie grafików obciążeń odpowiednich ciągów kablowych zasilających odbiorców [190]. Podstawowe parametry prób energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców zawarto w tabelicy 6.11.

TABLICA 6.11. Podstawowe parametry energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom zasilanych z linii kablowych 15 kV ΔA_{nd} oraz energii elektrycznej, jaka byłaby niedostarczona, gdyby czas przerwy w zasilaniu był równy czasowi trwania awarii ΔA_{pnd}

ΔA	$\Delta \bar{A}$	$M_{\Delta A}$	$\Delta A_{(1)}$	$\Delta A_{(n)}$	$R_{\Delta A}$	s	$\Delta A_{d(\alpha)}$	$\Delta A_{g(\alpha)}$
MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h	MW·h
ΔA_{nd}	2,30	1,55	0,21	16,88	16,67	2,53	1,78	2,73
ΔA_{pnd}	11,30	7,97	0,47	81,22	81,22	11,75	9,29	13,31

Aby scharakteryzować możliwości rezerwowania strukturalnego linii kablowych średniego napięcia, wyznaczono wskaźnik będący stosunkiem wartości średnich niedostarczonych energii $\Delta \bar{A}_{nd}$ i $\Delta \bar{A}_{pnd}$

$$a_{\%} = \frac{\Delta \bar{A}_{nd}}{\Delta \bar{A}_{pnd}} \cdot 100\%. \quad (6.16)$$

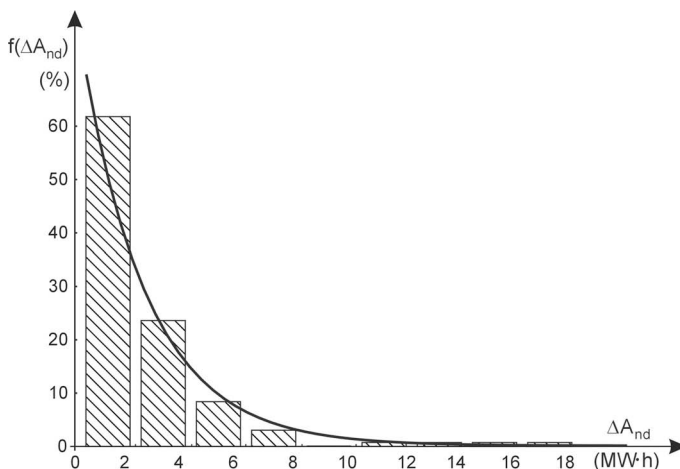
Wartość wskaźnika obliczona na podstawie wartości energii przedstawionych w tabelicy 6.11 wynosi $a\% = 20,35\%$. Oznacza to, że energia elektryczna niedostarczona do odbiorców zasilanych z linii kablowych 15 kV, przy uwzględnieniu zasilania rezerwowego, wynosi ok. 20% wartości energii, jaka byłaby niedostarczona, gdyby tego zasilania nie było.

Podobnie jak poprzednio, przeprowadzono weryfikację hipotezy o rozkładach badanych prób niedostarczonej energii. Stwierdzono, że na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ brak jest podstaw do odrzucenia hipotezy, że badane próby można opisać za pomocą rozkładów wykładniczych, których parametry podano w tabelicy 6.12.

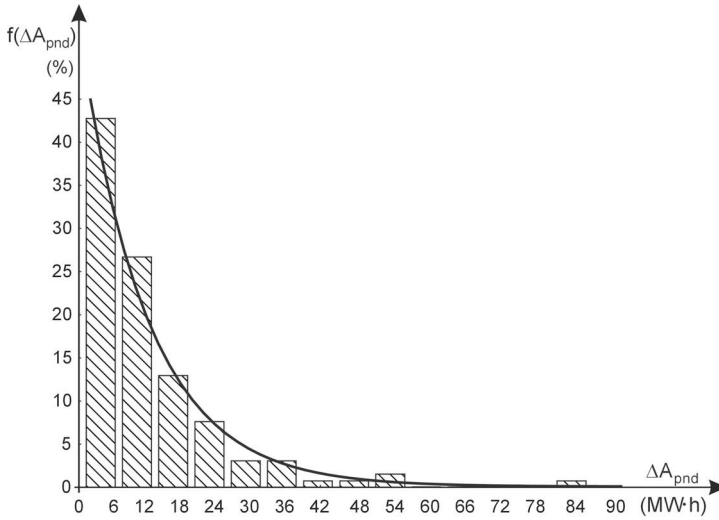
TABLICA 6.12. Parametry rozkładów energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców zasilanych z linii kablowych 15 kV ΔA_{nd} oraz energii elektrycznej, jaka byłaby niedostarczona gdyby czas przerwy w zasilaniu był równy czasowi usuwania awarii ΔA_{pnd}

Energia	Typ rozkładu	Wartości parametrów
ΔA_{nd}	wykładniczy	$\lambda = 0,435 \text{ 1/MW}\cdot\text{h}$
ΔA_{pnd}	wykładniczy	$\lambda = 0,089 \text{ 1/MW}\cdot\text{h}$

Na rysunku 6.11 przedstawiono funkcje gęstości rozkładów empirycznego i teoretycznego energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom ΔA_{nd} , a na rysunku 6.12 funkcje gęstości rozkładów empirycznego i teoretycznego energii elektrycznej ΔA_{pnd} , jaka byłaby niedostarczona, gdyby czas przerwy w zasilaniu t_p był równy czasowi trwania awarii t_a .

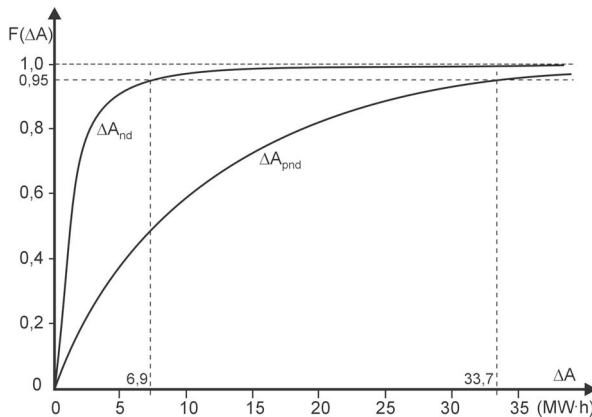


RYS. 6.11. Funkcja gęstości rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom ΔA_{nd}



Rys. 6.12. Funkcja gęstości rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) energii elektrycznej, jaka byłaby niedostarczona, gdyby czas przerwy w zasilaniu był równy czasowi usuwania awarii ΔA_{pnd}

Na rysunku 6.13 przedstawiono dystrybuanty teoretyczne funkcji energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom podczas przerwy w zasilaniu ΔA_{nd} i energii, jaka byłaby prawdopodobnie niedostarczona, gdyby czas przerwy w zasilaniu odbiorców był równy czasowi trwania awarii ΔA_{pnd} .



Rys. 6.13. Porównanie dystrybuant energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom podczas przerwy w zasilaniu ΔA_{nd} z energią, jaka byłaby prawdopodobnie niedostarczona, gdyby czas przerwy w zasilaniu odbiorców był równy czasowi trwania awarii ΔA_{pnd}

Wyznaczono również wartości ΔA_{nd} oraz ΔA_{pnd} , dla których dystrybuanty są równe 0,95. Znaczy to, że w 95% przypadków energia niedostarczona odbiorcom ΔA_{nd} nie

przekracza wartości $6,9 \text{ MW}\cdot\text{h}$, natomiast gdyby w sieciach średniego napięcia nie było rezerwowania strukturalnego 95%, energia prawdopodobnie niedostarczona nie przekraczałaby wartości $\Delta A_{pnd} = 33,7 \text{ MW}\cdot\text{h}$ [172].

Na podstawie wykonanych analiz można stwierdzić, że w sieciach kablowych średniego napięcia, jakie występują zazwyczaj na terenach aglomeracji miejskich, skutki awarii ograniczane są w bardzo skuteczny sposób dzięki niezawodnościowej rezerwie strukturalnej – polegającej na wykonaniu licznych rezerwowych połączeń sieciowych i występujących w tych połączeniach rezerwach przepustowych. Pozwalają one na dokonywanie zmian konfiguracji połączeń sieciowych w okresach korzystnych dla sieci i odbiorców, zazwyczaj w czasie małego obciążenia systemu elektroenergetycznego, co powoduje ograniczenie skutków zawodności systemu poprzez zmniejszenie energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców [172].

Średni czas przerwy w zasilaniu odbiorców $\bar{t}_p = 2,36 \text{ h}$ jest prawie sześciokrotnie mniejszy od średniej wartości czasu trwania awarii $\bar{t}_a = 13,41 \text{ h}$. Taka relacja jest o tyle ważna, że w statystykach zawodnościowych prowadzonych przez elektroenergetyczne przedsiębiorstwa dystrybucyjne podaje się zazwyczaj tylko wartości czasu trwania awarii. Z kolei wartość średnia czasu wyłączenia kabla zasilania podstawowego $\bar{t}_{wk} = 34,47 \text{ h}$ jest prawie trzykrotnie większa od czasu trwania awarii i prawie pięciokrotnie większa od wartości średniej czasu przerwy w zasilaniu odbiorców. Świadczy to o tym, że w sieciach kablowych średniego napięcia istnieje duża niezawodnościowa rezerwa strukturalna. Potwierdzają to również relacje pomiędzy wartościami średnimi energii niedostarczonej odbiorcom i energii, jaka byłaby niedostarczona, gdyby nie było zasilania rezerwowego, scharakteryzowane przez wskaźnik $a_{\%} = 20,35\%$ i potwierdzone przez analizę dystrybuant przedstawionych na rysunku 6.13.

6.5. Koszty ponoszone przez dystrybutora energii elektrycznej spowodowane zawodnością układów kablowych średniego napięcia

Koszty usuwania awarii są pokrywane przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne, które jest zazwyczaj właścicielem kabla elektroenergetycznego. W tych kosztach mieszczą się wydatki związane z pracą ludzi, sprzętu, materiałami niezbędnymi do usunięcia awarii oraz inne koszty dodatkowe, jeżeli takie występują. Uzyskanie danych dotyczących ponoszonych kosztów jest przy obecnie prowadzonych statystykach awaryjności dość trudne. Kosztów nie przypisuje się bowiem konkretnym awariom, lecz traktuje łącznie. Uzyskanie wartości kosztów związanych z konkretną awarią związane jest z analizą wielu dokumentów księgowych i dlatego takie analizy są rzadko wykonywane.

Na podstawie zebranych danych statystycznych, podobnie jak w poprzednich przypadkach (sześć prób i dwa rodzaje izolacji kabli), wykonano ocenę paramet-

trzną wartości średnich z próby oraz odchylenia standardowego. Wyznaczono również przedział dla średniej na poziomie ufności $\alpha = 0,05$, wartości maksymalne i minimalne oraz rozstęp. W tablicach 6.13 i 6.14 przedstawiono uzyskane wartości parametrów dla kabli o izolacji polietylenowej (PE) i papierowej.

TABLICA 6.13. Podstawowe parametry kosztów usuwania awarii linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji polietylenowej (PE) w poszczególnych analizowanych próbach losowych

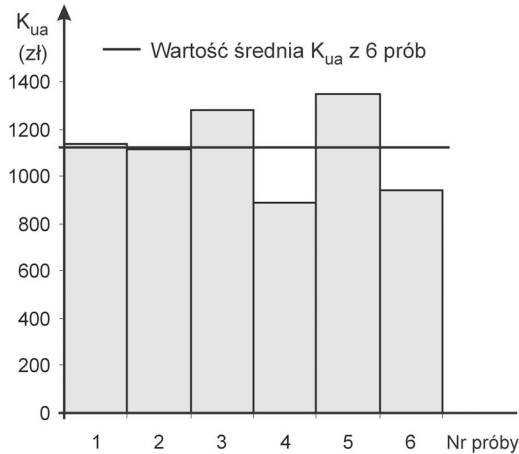
Nr próby	Średnia	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana	Wartość min.	Wartość max.	Rozstęp	Odchylenie standardowe
		dolna	górna					
–	zł	zł	zł	zł	zł	zł	zł	zł
1.	1140	1025	1254	830	350	6000	5650	873
2.	1111	1027	1195	960	180	7300	7120	762
3.	1278	1158	1398	990	160	8420	8260	915
4.	889	824	955	780	360	2750	2390	429
5.	1350	1194	1505	1080	200	10736	10536	1126
6.	940	866	1015	780	150	4800	4650	594

TABLICA 6.14. Podstawowe parametry kosztów usuwania awarii linii kablowych zawierających kable 15 kV o izolacji papierowej w poszczególnych analizowanych próbach losowych

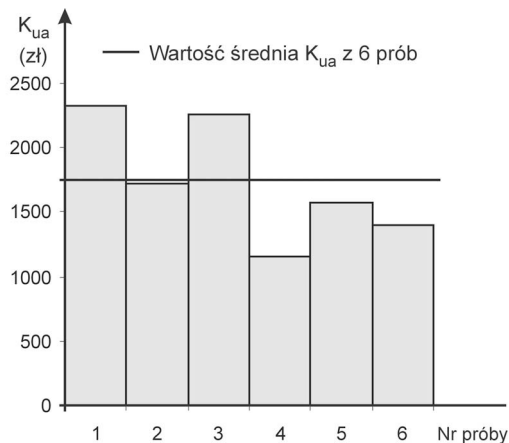
Nr próby	Średnia	Granice przedziału ufności dla $\alpha = 0,05$		Mediana	Wartość min.	Wartość max.	Rozstęp	Odchylenie standardowe
		dolna	górna					
–	zł	zł	zł	zł	zł	zł	zł	zł
1.	2329	2104	2554	2100	400	9600	9200	1563
2.	1718	1583	1853	1575	76	7200	7124	916
3.	2263	1952	2574	1750	250	8500	8250	1528
4.	1151	979	1324	1100	70	3000	2930	516
5.	1579	1391	1768	1310	380	5100	4720	869
6.	1404	1283	1524	1400	450	3200	2750	530

Wartość średnia kosztów usuwania awarii kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE), wyznaczona z wszystkich sześciu prób, wynosi $K_{ua} = 1118$ zł, a kabli o izolacji papierowej $K_{ua} = 1741,7$ zł. Wartość średnia kosztów usuwania awarii kabli o izolacji papierowej jest więc o 56% większa od kosztów usuwania awarii kabli o izolacji polietylenowej (PE). Jest to spowodowane większą pracochłonnością

prac związanych z usuwaniem awarii kabli o izolacji papierowej oraz większą ceną materiałów używanych przy pracach z kablami o izolacji papierowej. Uzyskane wyniki ilustrują rysunki 6.14 i 6.15.

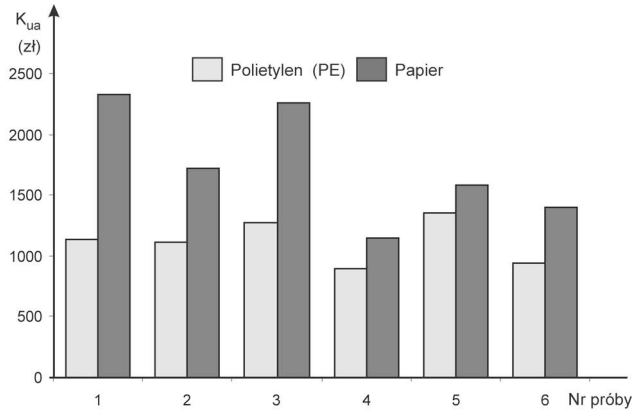


Rys. 6.14. Koszty usuwania awarii kabli 15 kV o izolacji polietylenowej (PE)



Rys. 6.15. Koszty usuwania awarii kabli 15 kV o izolacji papierowej

Na rysunku 6.16 porównano wartości średnie kosztów usuwania awarii dla dwóch rodzajów izolacji linii kablowych 15 kV w analizowanych próbach. Wartości średnie kosztów usuwania awarii kabli wykonanych w izolacji z papieru są we wszystkich próbach większe od analogicznych kosztów dotyczących kabli w izolacji polietylenowej.



RYS. 6.16. Porównanie średnich kosztów usuwania awarii w poszczególnych analizowanych próbach dla obu rodzajów izolacji kabli 15 kV

TABLICA 6.15. Parametry rozkładów kosztów usuwania awarii linii kablowych 15 kV o izolacji polietylenowej (PE)

Nr próby	Typ rozkładu	Wartości parametrów	
		h	h
1.	logarytmiczno-normalny	$m = 6,85$	$\sigma = 0,32$
2.	logarytmiczno-normalny	$m = 6,89$	$\sigma = 0,20$
3.	logarytmiczno-normalny	$m = 7,00$	$\sigma = 0,26$
4.	logarytmiczno-normalny	$m = 6,70$	$\sigma = 0,16$
5.	logarytmiczno-normalny	$m = 7,02$	$\sigma = 0,33$
6.	logarytmiczno-normalny	$m = 6,71$	$\sigma = 0,25$

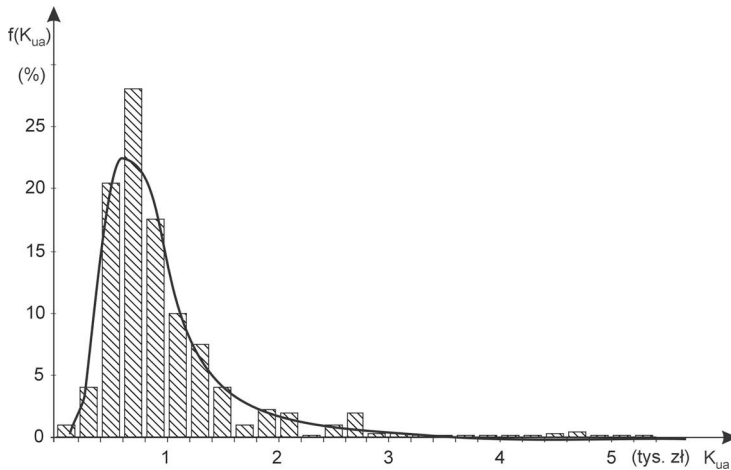
TABLICA 6.16. Parametry rozkładów kosztów usuwania awarii linii kablowych 15 kV o izolacji papierowej

Nr próby	Typ rozkładu	Wartości parametrów	
		h	h
1.	logarytmiczno-normalny	$m = 7,54$	$\sigma = 0,44$
2.	logarytmiczno-normalny	$m = 7,31$	$\sigma = 0,34$
3.	logarytmiczno-normalny	$m = 7,52$	$\sigma = 0,43$
4.	logarytmiczno-normalny	$m = 6,91$	$\sigma = 0,41$
5.	logarytmiczno-normalny	$m = 7,23$	$\sigma = 0,27$
6.	logarytmiczno-normalny	$m = 7,17$	$\sigma = 0,16$

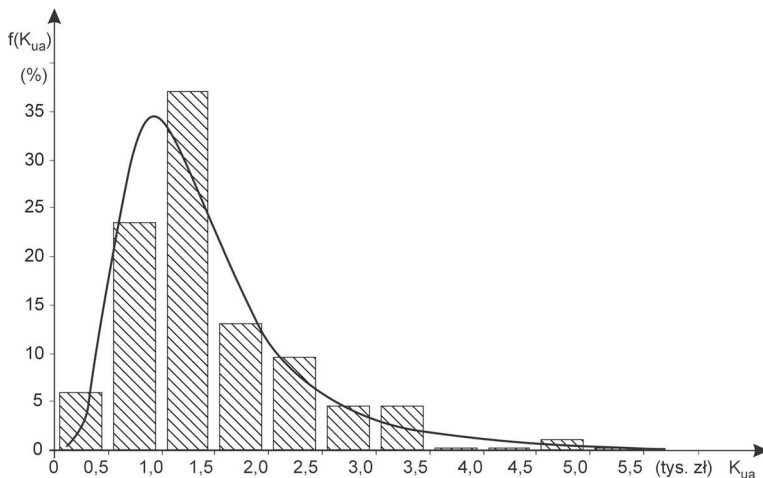
Za pomocą testów χ^2 Pearsona i λ Kołmogorowa przeprowadzono również weryfikację nieparametryczną rozkładów kosztów usuwania awarii. Na poziomie

istotności $\alpha = 0,05$ brak jest podstaw do odrzucenia hipotezy, że przedstawione w tablicach 6.15 i 6.16 rozkłady o podanych parametrach opisują koszty usuwania awarii w poszczególnych próbach. Wszystkie rozkłady kosztów usuwania awarii są zbliżone do rozkładu logarytmiczno-normalnego.

Dla ilustracji, na rysunkach 6.17 i 6.18 przedstawiono przykładowe empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa kosztów usuwania awarii kabli o izolacji polietylenowej (PE) i papierowej.



Rys. 6.17. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) kosztów usuwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji polietylenowej (PE); próba 6, rozkład logarytmiczno-normalny, $m = 6,71$, $\sigma = 0,25$



Rys. 6.18. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa rozkładów empirycznego (histogram) i teoretycznego (linia ciągła) kosztów usuwania awarii linii kablowych 15 kV zawierających kable o izolacji papierowej; próba 5, rozkład logarytmiczno-normalny, $m = 7,23$, $\sigma = 0,27$

Oprócz kosztów usuwania awarii, dystrybutor energii elektrycznej ponosi straty ekonomiczne z powodu utraty zysku oraz wskutek opłat karnych za niedostarczoną energię elektryczną.

Straty ekonomiczne spowodowane utratą zysku K_{uz} można wyznaczyć z zależności:

$$K_{uzk} = \Delta A_{nd} k_{uzk}, \quad (6.17)$$

gdzie:

ΔA_{nd} – energia elektryczna niedostarczona (niesprzedana) do odbiorców,

k_{uzk} – jednostkowy koszt utraty zysku.

Ze względu na proporcjonalną zależność $K_{uz} = f(\Delta A_{nd})$, rozkłady prawdopodobieństwa kosztów K_{uz} będą takie same, jak omówione wyżej rozkłady energii niedostarczonej ΔA_{nd} .

Następną grupą kosztów ponoszonych przez dystrybutora energii elektrycznej są koszty opłat karnych za niedostarczoną energię elektryczną, które przedstawiono w podrozdziale 5.6. Wartość tych kosztów zależy od czasu trwania przerwy w zasilaniu oraz od ceny energii elektrycznej. Koszty te stanowią wartość bonifikat, jakie odbiorcy mogą otrzymać jako rekompensatę za niedostarczenie energii. Ponieważ wypłacanie takich bonifikat nie obliuguje dystrybutora w sposób bezpośredni, więc następuje to zwykle na skutek wyraźnego żądania odbiorców; powiązanie i wyznaczenie takich kosztów dla każdego przypadku awarii nie jest możliwe. Koszty te można traktować łącznie jako składnik rocznych kosztów eksploatacyjnych przedsiębiorstwa.

6.6. Straty ekonomiczne u odbiorców spowodowane zawodnością zasilania w energię elektryczną

Przedstawiona w podrozdziale 6.1 metodyka wyznaczania strat ekonomicznych może służyć do wykonywania dokładnych analiz służących do oceny strat ekonomicznych spowodowanych zawodnością zasilania w energię elektryczną linii technologicznych i całych zakładów przemysłowych. Przykłady takich analiz można znaleźć w pracach [79, 100, 130, 131, 137, 138, 174]. Charakterystyki strat ekonomicznych w funkcji czasu trwania przerwy w zasilaniu mogą służyć do doboru struktury i parametrów układów zasilania zakładów przemysłowych lub ich linii technologicznych [79, 82, 97, 100, 110, 111, 130, 131]. Przy awariach układu zasilania obejmujących wielu odbiorców (co występuje w przypadku awarii sieci kablowych średniego napięcia), ocena strat ekonomicznych za pomocą charakterystyk $K_s(t_p)$, napotyka na trudności ze względu na różne charakterystyki poszczególnych odbiorców.

Analizy ekonomicznej strat dokonuje się także stosując do oceny kosztów wskaźnik wartości niedostarczonej energii elektrycznej $E(k_A)$, który wyraża średnią spodziewaną stratę ekonomiczną przypadającą na jednostkę niedostarczonej

energii. Wskaźnik ten zdefiniowany został za pomocą wzoru (6.8). Taki wskaźnik wyznacza się dla odbiorców energii elektrycznej o określonym charakterze i profilu działalności produkcyjnej lub dla określonej technologii produkcji. W takim przypadku wyraża on wartości średnie strat ekonomicznych wywołanych awarią układu zasilania w energię elektryczną dla tych odbiorców. Przybliżona ocena wartości wskaźnika dla podstawowych gałęzi działalności gospodarczej może być dokonana w oparciu o dane statystyczne dotyczące produkcji oraz zużycia energii [22, 63, 79, 130, 131].

Na podstawie wzoru (6.5), przedstawiającego zależność strat ekonomicznych w funkcji czasu przerwy w zasilaniu, przy pominięciu kosztów dodatkowych $K_d(t_a)$, można zapisać, że koszty jednostkowe wyrażające stratę ekonomiczną na jednostkę produkcji [130, 131]:

$$k_s = w_j - k_{jm} - a_j k_e, \quad (6.18)$$

gdzie:

w_j – wartość jednostkowa produkcji w cenach netto,

k_{jm} – koszt materiałów i surowców użytych do produkcji, przypadających na jednostkę produktu,

a_j – jednostkowe zużycie energii elektrycznej,

k_e – jednostkowy koszt energii elektrycznej.

Jeżeli przyjmie się, że udział jednostkowych kosztów materiałów i surowców wynosi:

$$\gamma = \frac{k_{jm}}{w_j}, \quad (6.19)$$

to zależność (6.18) można przedstawić jako:

$$k_s = w_j \cdot (1 - \gamma) - a_j k_e. \quad (6.20)$$

Przy wstępnym założeniu, że czas przerwy produkcyjnej t_{pp} jest równy czasowi przerwy w zasilaniu t_p , wskaźnik wartości niedostarczonej energii elektrycznej [130, 131]:

$$E(k_A) = \frac{w_j}{a_j} (1 - \gamma) - k_e. \quad (6.21)$$

Przyjęte wcześniej założenia upraszczające, polegające na nieuwzględnianiu kosztów strat dodatkowych oraz na przyjmowaniu równości czasów $t_{pp} = t_p$, uwzględnia się w sposób szacunkowy. Przyjmuje się bowiem dodatkowy współczynnik $\delta \geq 1$, który uwzględnia wzrost kosztów spowodowany kosztami dodatkowymi i czasami przerwy produkcyjnej dłuższymi od czasów przerwy w zasilaniu.

Przy takich założeniach [130, 131] można określić wartość $E(k_A)$ za pomocą danych statystycznych przedstawianych dla poszczególnych branż działalności gospodarczej [64], jako:

$$E(k_A) = \delta \left[\frac{w_j}{a_j} (1 - \gamma) - k_e \right]. \quad (6.22)$$

Ponieważ stosunek wartości $\frac{w_j}{a_j}$ jest równy stosunkowi wartości produkcji w cenach netto do wartości energii zużywanej na jego wytworzenie, więc wyrażenie (6.22) można przedstawić w postaci:

$$E(k_A) = \delta \left[\frac{W}{A} (1 - \gamma) - k_e \right], \quad (6.23)$$

gdzie:

W – wartość produkcji w cenach zbytu,

A – energia elektryczna zużyta na wytworzenie produktu.

Wartości produkcji w cenach zbytu W oraz ilości energii elektrycznej zużytej do wytworzenia produktu A podawane są w Rocznikach Statystycznych, wydawanych przez Główny Urząd Statystyczny (na podstawie informacji o stanie gospodarki w przemyśle). Badania takie przedstawione zostały były w pracach [130, 131], na poziomie cen z roku 1971 i 1978. Wartości δ szacowane były na podstawie wiedzy eksperckiej. Podobne badania przedstawiono w pracy [174], na poziomie cen z roku 2004. W tych badaniach przyjęto wartości $\delta = 1,0$.

W celu uaktualnienia wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej $E(k_A)$, autor przeprowadził obliczenia wykonane w oparciu o dane z Rocznika Statystycznego Przemysłu [64], na poziomie cen z roku 2008. Wyniki tych obliczeń zawiera tablica 6.17.

Interesujące wyniki badań wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej przedstawiono w pracy [110], będące wynikiem pracy badawczej prowadzonej w zespole pod kierownictwem prof. J. Paski. Wykonano tam badania ankietowe odbiorców energii elektrycznej. Na tej podstawie wyznaczono wskaźniki wartości niedostarczonej energii elektrycznej dla zróżnicowanych czasów trwania przerwy w zasilaniu. Wartości wskaźników $E(k_A)$ są duże dla niewielkich czasów przerwy w zasilaniu i maleją wraz ze wzrostem czasu przerwy w zasilaniu. Zgodnie ze wzorem (6.5) jest to spowodowane kosztami dodatkowymi, których udział w całkowitych kosztach $K_s(t_p)$ przy małych wartościach czasu przerwy jest większy. Wartości wskaźników zawierają się w przedziale od 7,60 zł/kW·h (dla czasów przerwy rzędu 0,25 h) do 65,10 zł/kW·h (dla czasów przerwy 8 h). Wyznaczono również krotności wartości wskaźników w stosunku do średnich cen energii elek-

trycznej ankietowanych przedsiębiorstw [110]. Krotności te zawierają się w zakresie od 406,7 dla czasów krótkich (1 h) do 21,8 dla czasów długich (8 h).

TABLICA 6.17. Wskaźnik wartości niedostarczonej energii elektrycznej $E(k_A)$ dla wybranych sfer działalności gospodarczej; poziom cen z roku 2008 [130, 131, 191]

Wyszczególnienie	Wartość produkcji	Zużycie pośrednie	Wartość produkcji netto	Zużycie energii elektrycznej	Współczynnik δ	$E(k_A)$
	mln zł	mln zł	mln zł	GW·h	–	zł/kW·h
Górnictwo	39619,7	16779,0	22840,7	70991	1,5	0,48
W tym górnictwo węgla	21542,6	8460,1	13082,5	7501	1,5	2,62
Przetwórstwo przemysłowe	794233,4	599551,9	194681,5	45536	1,5	6,42
Produkcja artykułów spożywczych i napoi	155082,9	122382,9	32700,0	4962	2,0	13,18
Włókiennictwo	11808,0	8210,2	3597,8	736	2,0	9,78
Produkcja odzieży i materiałów futrzarskich	9430,5	5655,5		113	1,5	50,11
Produkcja drewna i wyrobów z drewna	27071,1	19380,8	7690,3	1539	1,5	7,50
Produkcja masy włóknistej oraz papieru	17523,2	13074,6	4448,6	3031	3,0	4,40
Działalność wydawnicza i poligraficzna	22971,6	14228,4	8743,2	285	1,5	46,02
Produkcja koksu	47745,7	42509,7	5235,9	2783	1,5	2,82
Produkcja wyrobów chemicznych	53069,2	39782,1	13287,1	7644	3,0	5,21
Produkcja metali	42667,3	33646,3	9021,0	10870	1,5	1,24
Produkcja wyrobów z metali	65417,4	44760,2	20657,2	1546	2,0	26,73
Produkcja maszyn i urządzeń	53104,1	38274,7	14829,4	1378	1,5	16,14
Produkcja maszyn biurowych i komputerów	1971,5	1478,9	492,6	4	2,0	246,3
Produkcja maszyn i aparatury elektrycznej	31514,8	23521,9	7992,9	835	2,0	19,14
Produkcja sprzętu AGD i RTV	17026,6	15363,7	1662,9	234	1,5	10,66
Produkcja instrumentów medycznych i precyzyjnych	9602,1	5731,1	3871,0	118	2,0	65,61
Produkcja pojazdów samochodowych	80957,0	68264,8	12692,2	1732	1,5	10,99

cd. tablicy 6.17

Wyszczególnienie	Wartość produkcji	Zużycie pośrednie	Wartość produkcji netto	Zużycie energii elektrycznej	Współczynnik δ	$E(k_A)$
	mln zł	mln zł	mln zł	GW·h	–	zł/kW·h
Produkcja pozostałego sprzętu transportowego	14200,9	10121,7	4079,2	583	1,5	10,50
Produkcja mebli	32559,6	23803,9	8755,7	684	1,5	19,20
Przetwarzanie odpadów	5595,9	4125,5	1470,4	137	1,5	16,10
Wytwarzanie i zaopatrzenie w nośniki energii (energia elektryczna, gaz, para i woda gorąca)	77885,1	48710,8	29174,3	16265	1,5	2,69
Pobór i uzdatnianie wody	8075,4	2780,5	5294,9	1689	1,5	4,70

Odrębnym problemem jest wyznaczenie wartości $E(k_A)$ dla odbiorców komunalnych. Ze względu na niewymierność tych strat, ocena strat ekonomicznych spowodowanych przerwami w dostawie energii elektrycznej u odbiorców komunalnych jest trudna. Podstawowe założenia metod wyznaczania tych strat [21, 79, 110, 130, 131, 152] sprowadzają się do stwierdzenia, że czas przebywania mieszkańców w warunkach domowych jest równie ważny dla wytwarzania dochodu narodowego jak czas pracy poza domem. Należy przez to rozumieć, że czas wykonywania czynności domowych i czas odpoczynku mają swój wymiar ekonomiczny.

Podstawowe założenia metody oceny strat ekonomicznych spowodowanych brakiem zasilania w energię elektryczną u odbiorców komunalnych są następujące [21, 79, 130, 131]:

- utrata aktywności domowej przez mieszkańców w jednostce czasu powoduje stratę ekonomiczną równą funduszowi spożycia mieszkańca, wyznaczoną w odniesieniu do jednostki czasu,
- stopień utraty aktywności domowej zależy jest od liczby i różnorodności funkcji użytkowych odbiorników energii elektrycznej zainstalowanych w mieszkaniu,
- wartość strat ekonomicznych uzależniona jest od prawdopodobieństwa utraty zasilania w energię elektryczną w okresie aktywności domowej mieszkańców.

Przyjmując takie założenia, wskaźnik wartości niedostarczonej energii elektrycznej może być wyznaczony jako [21, 79, 130, 131]:

$$E(k_A) = \frac{T_r}{a_r} \frac{K_{sp}}{T_{ak}} \alpha \beta, \quad (6.24)$$

gdzie:

- T_r – średni, roczny czas pracy (ruchu) odbiorników energii elektrycznej w mieszkaniach w h,
- a_r – jednostkowe zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w ciągu roku w kW·h/a,
- K_{sp} – roczny fundusz spożycia na mieszkańca w zł/M·a,
- T_{ak} – roczny czas domowej aktywności mieszkańca w roku w h/a,
- α – stopień utraty aktywności na skutek zawodności zasilania w energię elektryczną, $\alpha = 0,4-0,6$ [21, 130],
- β – prawdopodobieństwo przerwy w zasilaniu w czasie aktywności domowej mieszkańców, $\beta = 0,8-1,0$ [21, 130].

Przedstawiona metoda oceny strat ekonomicznych oraz wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej została rozwinięta i uszczegółowiona przez prof. Z. Kowalskiego [80]. Uwzględniono tam specyfikę rodzaju odbiorców pozabawianych zasilania, różnego stopnia utraty aktywności w poszczególnych okresach doby, związanych przede wszystkim z korzystaniem z oświetlenia elektrycznego oraz różnych charakterystyk określających straty materialne związane z długością przerw w zasilaniu. Metoda ta, której szczegóły nie będą dalej przedstawiane, jest najbardziej rozbudowaną z przedstawianych w literaturze krajowej. Pozwala ona na wyznaczenie wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej dla różnych grup odbiorców oraz uzależnia go od wartości czasu przerwy w zasilaniu [79].

Ostatnie, przedstawione w literaturze krajowej wyniki badań, pochodzą z cytowanej uprzednio pracy prof. J. Paski [110]. Wyniki badań wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej oparte są o badania ankietowe. Wyniki analizy opracowano wielowariantowo, w zależności od długości przerwy w zasilaniu oraz przedziału doby, w którym wystąpiła przerwa. Oszacowania dotyczą również: wartości rekompensaty za przerwę w zasilaniu (którą oceniali odbiorcy), deklarowanych kwot za rezerwę dostawy energii w czasie przerwy w zasilaniu na żądanie oraz rezerwy przez cały okres dostawy energii. Wyniki opracowano dla odbiorców komunalnych oraz zamieszkałych w domach jednorodzinnych.

Otrzymane wyniki wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej mieszczą się w dość szerokim przedziale $E(k_A) = 8,7-62,5$ zł/kW·h, w zależności od pory doby, czasu przerwy w zasilaniu oraz rodzaju odbiorcy [110].

6.7. Ocena optymalnego okresu użytkowania kabli

Z przeprowadzonych przez autora badań dotyczących zmian intensywności awarii linii kablowych w czasie ich eksploatacji, przedstawionych w rozdziale 4 wynika, że po pewnym czasie eksploatacji wynoszącym od 4 do 5 lat – w zależno-

ści od rodzaju izolacji linii kablowych – intensywności awarii rośnie wraz z upływem czasu eksploatacji. Wzrost liczby awarii oraz liczby napraw wpływa na zwiększenie kosztów eksploatacji systemu elektroenergetycznego i obniża poziom świadczonych przez dystrybutora energii elektrycznej usług. Naturalną metodą poprawy funkcjonowania systemu (zmniejszenia liczby awarii) jest wymiana fragmentów linii o dużej intensywności awarii. Z jednej strony, wymiana zwiększa sprawność systemu (zmniejsza intensywność awarii), ale z drugiej strony wymaga dodatkowych nakładów kapitałowych. W konsekwencji konieczna jest dokładna analiza ekonomiczna dotycząca celowości podjęcia obsługi eksploatacyjnej.

Ponieważ intensywność awarii kabli jest lub może być funkcją rosnącą więc wzrastają również koszty związane z niezawodnością przypadające na jednostkę czasu. Wynika stąd, że może istnieć taki okres eksploatacji, po upływie którego bardziej opłaca się wymienić linię na nową, niż ponosić coraz większe koszty jej użytkowania, wynikające z rosnących kosztów eksploatacyjnych związanych z usuwaniem awarii. Należy przy tym mieć na względzie, że zbyt wczesne wycofanie linii z ruchu nie jest opłacalne, ponieważ roczne koszty kapitałowe mogą być za duże. Można więc założyć, że istnieje optymalny przedział czasu, dla którego jednostkowe koszty użytkowania linii (z uwzględnieniem kosztów zawodności) minimalizują się, i w tym okresie powinna nastąpić planowana wymiana linii na nową. Optymalizacja czasów eksploatacji linii kablowych średniego napięcia umożliwi minimalizację kosztów użytkowania ponoszonych przez dystrybutora energii.

Awarie mogą wystąpić w dowolnym miejscu linii. Po wystąpieniu awarii następuje naprawa, która polega na wymianie krótkiego odcinka linii, który uległ awarii. Oznacza to, że w wyniku naprawy jedynie mały odcinek linii ulega odnowie. Ponieważ długość wymienianego odcinka jest nieznaczną w stosunku do długości całej linii, dlatego dla celów analizy niezawodnościowej zakłada się, że takie pojedyncze naprawy nie zmieniają charakterystyk niezawodnościowych linii. Założenia takie przyjęto również przy ocenie funkcji niezawodności linii.

W celu przeprowadzenia analizy optymalnego pod względem ekonomicznym okresu eksploatacji linii kablowych 15 kV autor przyjął następujące założenia [159, 162, 166, 167, 171]:

- 1) linia pracuje z reguły w sposób ciągły, a w przypadku pracy z przerwami jako zmienną t przyjmuje się łączny czas działania,
- 2) w razie uszkodzenia linii, w chwilach $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$, podlega ona naprawie polegającej na wymianie uszkodzonego odcinka,
- 3) czas naprawy (odnowy) jest pomijalnie mały w stosunku do czasu poprawnej pracy,
- 4) po dokonaniu naprawy linia nie zmienia swoich właściwości niezawodnościowych,
- 5) znane są średnie koszty wynikające z powstałych awarii.

Na wartość rocznych kosztów eksploatacyjnych elektroenergetycznych linii kablowych składają się również koszty strat mocy i energii. Koszty te zmieniają się w czasie, nie są jednak zależne od chwili wymiany linii. Nie zależą one również od tego czy linia jest nowa, czy też eksploatowana długotrwale (jeżeli zakłada się wymianę linii na nową o podobnych parametrach technicznych). Biorąc to pod uwagę, można przyjąć założenie upraszczające, polegające na pominięciu tych kosztów w kryterium optymalizacyjnym.

Za kryterium optymalizacyjne można przyjąć optymalny czas eksploatacji sieci kablowej, przy którym roczne koszty użytkowania sieci (z uwzględnieniem kosztów związanych z zawodnością) osiągają minimum. Jeżeli za umowną jednostkę czasu przyjmie się rok, wówczas funkcją celu są roczne koszty użytkowania linii z uwzględnieniem kosztów zawodności. Przy zastosowaniu takiego kryterium konieczne jest zastosowanie dynamicznych metod oceny ekonomicznej za pomocą rachunku dyskonta, gdyż koszty zawodności na skutek narastania uszkodzeń z upływem czasu są zmienne.

Założono, że znane są następujące dane [169, 171]:

- a) nakłady inwestycyjne na linię K_n ,
- b) średnie jednostkowe koszty naprawy awaryjnej, w skład których wchodzi koszty remontu, koszty strat ekonomicznych u odbiorcy energii, koszty utraty zysku dystrybutora energii, koszty bonifikat i upustów za niedostarczoną energię elektryczną k_z ,
- c) wartość intensywności uszkodzeń linii λ_i w i -tym roku eksploatacji.

Przy takich założeniach, koszty roczne użytkowania linii, z uwzględnieniem rachunku dyskonta i kosztów zawodności, można przedstawić za pomocą wyrażenia [130, 131, 169, 171]:

$$K_r(t) = K_n r(t) + a_r(t) k_z \sum_{i=1}^{i=t} \lambda_i (1+d)^{t-i}, \quad (6.25)$$

gdzie:

- $r(t)$ – współczynnik rocznych kosztów kapitałowych,
- $a_r(t)$ – czynnik dyskontujący,
- d – stopa dyskonta,
- t – czas eksploatacji.

Aby powyższe wyrażenie, będące funkcją kryterialną rozpatrywanego problemu, miało minimum, muszą być spełnione dwa warunki konieczne:

- 1) funkcja intensywności uszkodzeń musi być funkcją rosnącą,
- 2) wartość ilorazu zdyskontowanych kosztów strat wynikłych z zawodności od zdyskontowanych kosztów nakładów inwestycyjnych związanych z wymianą linii kablowej na nową musi być większa od jedności.

W przypadku niespełnienia chociaż jednego z podanych warunków funkcja kryterialna nie będzie miała minimum i wymiany profilaktyczne nie będą ekonomicznie uzasadnione. Brak minimum funkcji kryterialnej lub jego występowanie dla bardzo dużych wartości t oznaczałoby, że najlepszą strategią użytkowania linii kablowej jest ciągle dokonywanie napraw, aż do kresu technicznych możliwości.

Przy uwzględnieniu zależności na $r(t)$ i $a_r(t)$ [130, 131, 169, 171] funkcję tę można przedstawić w postaci:

$$K_r(t) = K_n \frac{d(1+d)^t}{(1+d)^t - 1} + \frac{d}{(1+d)^t - 1} k_z \sum_{i=1}^{i=t} \lambda_i (1+d)^{t-i}. \quad (6.26)$$

Powyższa zależność jest słuszna, jeżeli koszty zawodności nie są zmienne w czasie i wykazują jedynie zmienność losową, co pozwala na posługiwanie się wartością średnią k_z .

Średnie koszty wynikające z awarii można określić za pomocą zależności uwzględniającej: średnie koszty usuwania awarii, koszty utraty zysku przez dystrybutora, koszty bonifikat i upustów za niedostarczoną energię oraz koszty strat u odbiorcy energii, stąd:

$$k_z = k_{ua} + (k_{js} - k_{jk}) \Delta A_z + k_{js} \Delta A_z + E(k_A) \Delta A_z, \quad (6.27)$$

gdzie:

- k_{ua} – średni koszt usuwania awarii linii kablowej,
- $E(k_A)$ – wskaźnik wartości niedostarczonej energii elektrycznej,
- k_{jk} – jednostkowa cena energii, za jaką dystrybutor kupuje energię z sieci przesyłowych wyższych napięć,
- k_{js} – jednostkowa cena energii odbiorcy wynikająca z taryfy opłat,
- ΔA_z – energia niedostarczona odbiorcy wskutek przerwy w zasilaniu.

Po uwzględnieniu składników kosztów związanych z zawodnością, funkcja kryterialna określająca optymalny czas eksploatacji linii kablowej przybiera postać:

$$K_r(t) = K_n \frac{d \cdot (1+d)^t}{(1+d)^t - 1} + \frac{d}{(1+d)^t - 1} \cdot (k_{ua} + (k_{js} - k_{jk}) \Delta A_z + k_{js} \Delta A_z + E(k_A) \Delta A_z) \sum_{i=1}^{i=t} \lambda_i (1+d)^{t-i}. \quad (6.28)$$

Optymalny czas eksploatacji linii kablowych z uwzględnieniem ich zawodności można określać metodą kolejnych iteracji, których celem jest znalezienie takiej wartości czasu eksploatacji linii, dla którego wartość wyrażenia (6.28) jest najmniejsza. Wykonując obliczenia według zaproponowanego modelu, przy podstawieniu wartości wskaźników wchodzących w skład wyrażenia wyznaczonych na

podstawie badań i ich modeli probabilistycznych, można określić optymalny czas wymiany linii kablowej, co jest celem przedstawionej strategii użytkowania linii kablowych średniego napięcia.

W celu przedstawienia wpływu parametrów zawartych we wzorze (6.27) na wartość funkcji kryterialnej (6.28) przeprowadzono analizę zmian kosztów rocznych w zależności od czasu eksploatacji, odniesionych do długości linii kablowej 1 km, dla różnych wartości: stopy dyskonta d , niedostarczonej energii ΔA_z i kosztów usuwania awarii k_{ua} .

Aby zilustrować przedstawiony model oceny optymalnego okresu eksploatacji linii kablowych przeprowadzono obliczenia, w których wartości ΔA_z i k_{ua} dobierało się zgodnie z wartościami wyznaczonymi na podstawie przeprowadzonych badań, zamieszczonymi w poprzednich podrozdziałach. W tabelicy 6.18 i na rysunku 6.19 przedstawiono roczne koszty użytkowania 1 km linii kablowych, dla najczęściej przyjmowanych w elektroenergetyce wartości stopy dyskontowej [73, 74, 111] $d = 8,0\%$ oraz $d = 10,0\%$. Pozostałe dane przyjęte do obliczeń są następujące:

- koszty inwestycyjne linii $K_n = 150\,000$ zł/km,
- jednostkowe koszty zakupu przez dystrybutora energii $k_{jk} = 0,15$ zł/kW·h,
- jednostkowe koszty sprzedaży przez dystrybutora energii $k_{js} = 0,40$ zł/kW·h,
- wskaźnik wartości niedostarczonej energii elektrycznej $E(k_A) = 10,0$ zł/kW·h, (na podstawie średnich danych z tabelicy 6.17),
- średnie koszty usuwania awarii w liniach kablowych $k_{sua} = 2400$ zł (wyznaczone na podstawie badań, patrz tablice 6.13 i 6.14),
- średnia wartość niedostarczonej wskutek przerw w zasilaniu odbiorcy energii $A_n = 2600$ kW·h (na podstawie badań, patrz tablice 6.7 i 6.8).

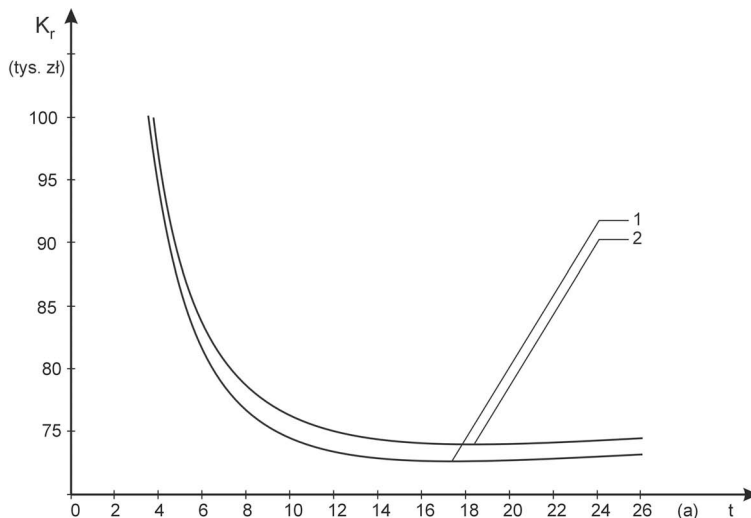
Funkcja intensywności awarii linii określona została za pomocą rozkładu Weibulla o postaci (4.98). Do obliczeń, na podstawie przeprowadzonych badań, przyjęto następujące wartości parametrów tego rozkładu: $v = 1,28$ i $b = 6,45a$.

TABLICA 6.18. Koszty użytkowania 1 km linii kablowej w poszczególnych latach eksploatacji, przy różnych wartościach stopy dyskonta d

Czas eksploatacji lata	Koszty użytkowania, w zł, dla:	
	$d = 8,0\%$	$d = 10,0\%$
1	214467	217467
2	130545	132915
3	104087	106250
4	91765	93819
5	84923	86909
6	80727	82662
7	78029	79921

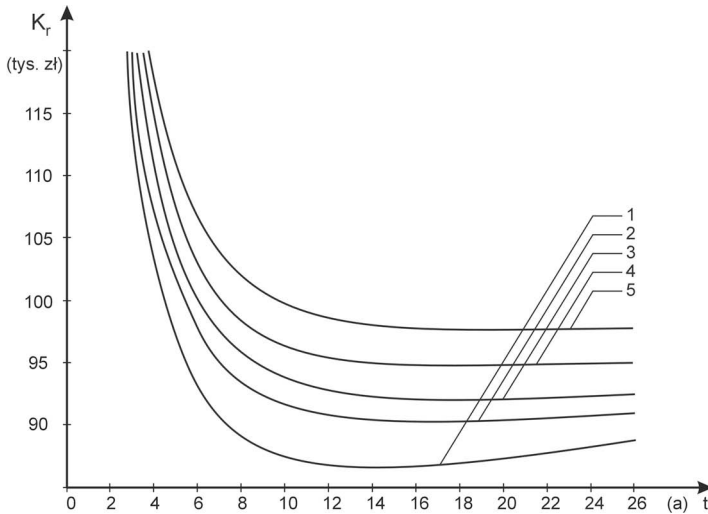
cd. tablicy 6.18

Czas eksploatacji lata	Koszty użytkowania, w zł, dla:	
	$d = 8,0\%$	$d = 10,0\%$
8	76229	78081
9	74997	76812
10	74135	75914
11	73538	75282
12	73133	74841
13	72860	74532
14	72698	74332
15	72600	74197
16	72562	74120
17	72562	74082
18	72599	74079
19	72659	74099
20	72730	74130
21	72760	74132
22	72857	74188
23	72958	74248
24	73064	74314
25	73172	74382
26	73280	74449



Rys. 6.19. Charakterystyki kosztów użytkowania 1 km linii kablowych 15 kV w zależności od czasu ich pracy $K_r(t) = f(t)$ i założonych wartości stopy dyskontowej d : 1 – $d = 0,08$, 2 – $d = 0,10$

Na rysunku 6.20 przedstawiono charakterystyki kosztów użytkowania linii kablowych w zależności od czasu ich pracy dla różnych wartości stopy dyskonta d .

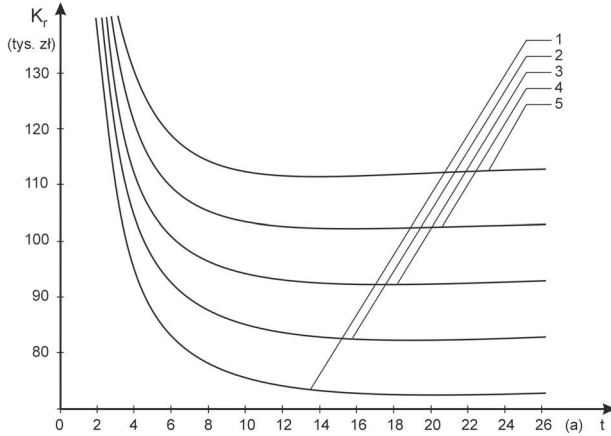


Rys. 6.20. Charakterystyki użytkowania 1 km linii kablowych 15 kV w zależności od czasu ich pracy $K_r(t) = f(t)$ dla różnych wartości stopy dyskonta d : 1 – $d = 0,07$, 2 – $d = 0,12$, 3 – $d = 0,14$, 4 – $d = 0,17$, 5 – $d = 0,20$

Z rysunków 6.19 i 6.20 można wnioskować, że przy wartości stopy dyskonta $d = 0,07$ optymalny czas użytkowania linii kablowej na podstawie funkcji celu (6.28), mieści się w granicach 12-14 lat. Należy również zauważyć, że zwiększając stopę dyskonta taki czas wydłuża się, a w miarę zmniejszania stopy dyskonta optymalny czas użytkowania ulega skróceniu. Przy wartości stopy dyskonta $d > 0,14$ koszty roczne linii praktycznie nie zmieniają się po 14 roku użytkowania. Wynika to z szybciej rosnących (wraz ze wzrostem czasu eksploatacji) kosztów kapitałowych, spowodowanych dużą wartością stopy dyskonta d .

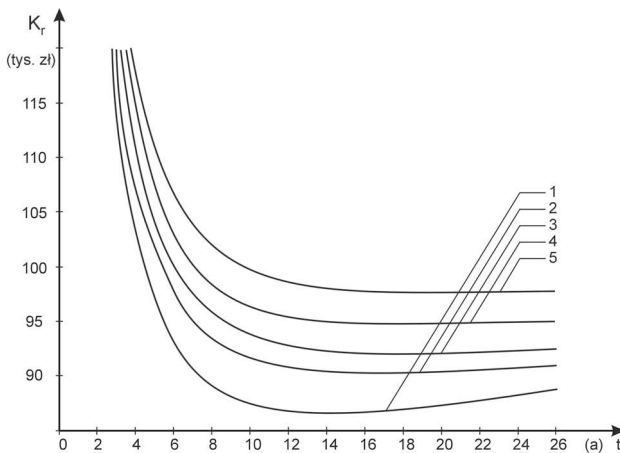
Na wartość czasu optymalnych wymian linii kablowych wpływa wartość niedostarczonej odbiorcom energii elektrycznej, wynikająca z awarii linii kablowych. Na rysunku 6.21 przedstawiono charakterystyki kosztów użytkowania linii kablowych $K_r(t) = f(t)$ przy różnych wartościach niedostarczonej energii. Obliczenia wykonano dla najczęściej stosowanej w elektroenergetyce wartości stopy dyskonta $d = 0,10$ [74].

Analizując otrzymane charakterystyki można zauważyć, że im większa wartość niedostarczonej energii, tym mniej zmienia się optymalny czas użytkowania linii kablowych. Jest to spowodowane niewielkim udziałem kosztów strat ekonomicznych wynikających z kosztów spowodowanych braku zasilania w energię elektryczną w porównaniu z rocznymi kosztami kapitałowymi linii kablowych 15 kV.



Rys. 6.21. Charakterystyki kosztów użytkowania 1 km linii kablowych 15 kV w funkcji czasu ich eksploatacji $K_r(t) = f(t)$ dla różnych wartości niedostarczonej energii A_n : 1 – $A_n = 1800$ kW·h, 2 – $A_n = 2200$ kW·h, 3 – $A_n = 2600$ kW·h, 4 – $A_n = 3000$ kW·h, 5 – $A_n = 3400$ kW·h

Na rysunku 6.22 przedstawiono charakterystyki kosztów użytkowania linii kablowych w zależności od czasu ich pracy dla różnych wartości kosztów usuwania awarii k_{sua} . Obliczenia wykonano przy założeniu, że $d = 10\%$ i $A_n = 2600$ kW·h. Analizując uzyskane krzywe można stwierdzić, że koszty usuwania awarii k_{sua} wpływają nieznacznie na wartość optymalnego czasu wymiany linii kablowych. Wynika to z niewielkiego udziału tych kosztów w całkowitych kosztach rocznych użytkowania linii kablowej. Dla rozpatrzonych wartości k_{sua} uzyskano optymalny czas eksploatacji linii kablowych wynoszący 17 lat (jedynie dla $k_{sua} = 4000$ zł uzyskano czas użytkowania linii 16 lat).



Rys. 6.22. Charakterystyki kosztów użytkowania 1 km linii kablowych 15 kV w funkcji czasu ich pracy $K_r(t) = f(t)$ dla różnych wartości kosztów usuwania awarii k_{sua} : 1 – $k_{sua} = 1600$ zł/aw, 2 – $k_{sua} = 2200$ zł/aw, 3 – $k_{sua} = 2800$ zł/aw, 4 – $k_{sua} = 3400$ zł/aw, 5 – $k_{sua} = 4000$ zł/aw

Na wartość optymalnego czasu eksploatacji linii kablowych zasadniczy wpływ mają więc wartości stopy dyskonta d oraz wartości niedostarczonej energii elektrycznej A_n i koszty usuwania awarii k_{sua} . W zależności od przyjętych do analizy parametrów, uzyskano wartości optymalnego czasu zawarte w granicach od 13 do 25 lat. Jest to duży przedział czasu eksploatacji. Wynika stąd, że każdy przypadek wymiany powinien być analizowany indywidualnie. Pomocne w tym zakresie są wyniki badań niezawodnościowych przeprowadzonych przez autora, zamieszczone w rozdziałach 4 i 5.

7

Podsumowanie

Elektroenergetyczne linie kablowe średniego napięcia 15 kV instalowane są przede wszystkim na terenach miejskich, które charakteryzują się dużymi wartościami powierzchniowej mocy zainstalowanej i szczytowej. Do linii tych przyłączone są stacje transformatorowe, z których zasilani są odbiorcy o charakterze przemysłowym, usługowym oraz odbiorcy komunalni. Ciągłość zasilania odbiorców jest jednym z decydujących parametrów jakościowych energii elektrycznej, a niezawodność urządzeń i układów dystrybucyjnych energii elektrycznej, do których należą linie kablowe średniego napięcia 15 kV, decyduje w dużym stopniu o jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom.

Oprócz aspektów technicznych, zapewnienie ciągłości zasilania odbiorców ma również aspekt ekonomiczny. Energia elektryczna jest bowiem wykorzystywana we wszystkich sferach działalności ludzkiej. Brak zasilania w energię powoduje straty ekonomiczne – stosunkowo łatwe do oszacowania w przypadku odbiorców przemysłowych oraz trudne do oszacowania u odbiorców komunalnych. Problematyka niezawodności kablowych układów zasilających średnich napięć jest wobec tego ważna ze względów technicznych i ekonomicznych. Monografia obejmuje problemy oceny technicznych i ekonomicznych skutków niezawodności układów linii kablowych średniego napięcia 15 kV.

W rozdziale pierwszym zostały przedstawione struktury zasilania stacji transformatorowych z linii kablowych średniego napięcia. Struktury takich linii kablowych są zazwyczaj bardzo złożone, o licznych powiązaniach pomiędzy stacjami transformatorowymi, co pozwala na rezerwowanie uszkodzonych odcinków linii w czasie ich naprawy. Przedstawione zostały również relacje pomiędzy czasami trwania awarii oraz przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej, występujące w takich strukturach linii.

Kable 15 kV eksploatowane w kraju mają obecnie izolację papierową, polietylenową (PE) i polietylenową usieciowaną (XLPE). W rozdziale trzecim przedstawiona i omówiona została budowa kabli w poszczególnych izolacjach. Przedstawiono też ogólny zarys problematyki mechanizmów degradacji izolacji kabli.

Ocena niezawodności linii kablowych dokonywana jest w oparciu o dane eksploatacyjne. W celu zebrania takich informacji potrzebne są odpowiednie bazy danych oraz musi być opracowana odpowiednia metodyka badań niezawodności-

wych, pozwalająca na jednoznaczne określenie analizowanych wielkości i parametrów niezawodnościowych. Metodę prowadzenia takich badań niezawodnościowych przedstawiono w rozdziale czwartym. Określono w nim również zakres przeprowadzonych przez autora badań niezawodnościowych oraz wyznaczono wartości i rozkłady statystyczne podstawowych parametrów opisujących niezawodność linii kablowych.

Jedną z istotnych części badań było opracowanie modeli niezawodnościowych kabli 15 kV o izolacjach papierowej i polietylenowej (PE). Modele te, wyznaczone zostały w oparciu o metodę opracowaną przez autora. Funkcje niezawodności kabli o izolacjach papierowej i polietylenowej (PE) można opisać za pomocą rozkładów Weibulla, których parametry kształtu $\nu > 1$. Wynika stąd, że intensywność awarii tych kabli jest rosnąca. Oszacowane parametry kształtu rozkładu Weibulla funkcji niezawodności kabli wynoszą $\nu > 2$ dla kabli o izolacji polietylenowej (PE) i $\nu > 1$ dla kabli o izolacji papierowej. Oznacza to, że wartości intensywności awarii kabli o tym samym czasie eksploatacji mogą się istotnie różnić. Tak jest w rzeczywistości, ponieważ po dziesięciu latach intensywność awarii linii kablowych o izolacji polietylenowej (PE) jest dziesięciokrotnie większa od intensywności kabli o izolacji papierowej.

Zidentyfikowane modele niezawodnościowe kabli 15 kV oraz wyznaczone modele czasu trwania awarii (odnowy) pozwalają na ocenę niezawodności kablowych układów zasilających średnich napięć za pomocą metod symulacyjnych. Taka metoda zaproponowana przez autora, oparta na wykorzystaniu rozszerzonych sieci Petriego została przedstawiona w rozdziale piątym pracy. Wykonano również zilustrowane przykłady obliczeniowe ilustrujące zastosowanie podstawowych metod oceny niezawodności kablowych układów zasilających – współczynników zawodności, średniej intensywności i średniego czasu trwania awarii (odnowy) oraz skończonych procesów Markowa. Wydaje się, że metoda oceny niezawodności i optymalizacji zastępczych tras zasilania, omówiona w dalszej części tego rozdziału jest krokiem naprzód w rozwoju metod oceny niezawodności złożonych układów linii kablowych średniego napięcia.

W rozdziale szóstym monografii przedstawione są skutki zawodności kablowych układów zasilania w energię elektryczną. Wyznaczono rozkłady czasu przerwy w zasilaniu odbiorców oraz rozkłady energii elektrycznej niedostarczonej w wyniku awarii. Pozwoliło to na ocenę ekonomiczną skutków awarii układów kablowych średniego napięcia 15 kV u odbiorców oraz u dystrybutora energii elektrycznej. Na podstawie wyznaczonych modeli niezawodnościowych przeprowadzono wariantową analizę optymalnego okresu eksploatacji kabli oraz zależności tego okresu od parametrów niezawodnościowych i ekonomicznych linii kablowych.

Przeprowadzone badania niezawodnościowe, zaproponowane modele oceny niezawodności kablowych układów zasilających średnich napięć i wyznaczone

wartości parametrów niezawodnościowych mogą być wykorzystane do dalszych badań naukowych oraz do oceny niezawodności kablowych układów zasilających w warunkach eksploatacyjnych.

Ze względu na ciągły rozwój techniki z zakresu wysokonapięciowych układów izolacyjnych kabli, badania ich niezawodności powinny być prowadzone przez cały czas oraz powinny być aktualizowane parametry rozkładów niezawodności kabli oraz okresów ich racjonalnej eksploatacji. Jednym z istotnych obecnie problemów jest ocena funkcji niezawodności kabli o izolacji wykonanej z polietylenu usieciowanego. W monografii nie przedstawiono wyników takich badań ze względu na zbyt małą licznosc próbek statystycznych dotyczących awarii kabli o takiej izolacji. Metody analizy i oceny niezawodności kabli przedstawione w monografii pozwalają jednak na wykonanie takich analiz.

Przeprowadzone przez autora badania niezawodnościowe nie wyczerpują tematyki oceny niezawodności kabli oraz złożonych układów linii kablowych średniego napięcia. Stały rozwój metod symulacyjnych pozwala na bardziej precyzyjne i szersze wykonywanie analiz niezawodnościowych. Potrzebne są uaktualniane i stale doskonalone modele niezawodności kabli oraz linii kablowych, dlatego też badania dotyczące uszkodzalności takich obiektów powinny być prowadzone na bieżąco.

Literatura

A. Książki, podręczniki, skrypty, monografie, artykuły, referaty

- [1] Allan F.F., Da Salva M.G.: *Evaluation of Reliability Indices and Outage Cost in Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1. 1995, pp. 413-419.
- [2] Allan R.N., Billinton R.: *Power System Reliability and its Assessment*, Power Engineering 5 Journal, July 1992, Nov. 1992, Aug. 1993.
- [3] Asgarpoor S., Mathine M.J.: *Reliability Evaluation of Distribution Systems with Non-Exponential Down Times*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, 1997, pp. 579-584.
- [4] Barlow R.E., Proschan F.: *Mathematical theory of reliability*, Wiley, New York 1965.
- [5] Bartkowiak A.: *Podstawowe algorytmy statystyki matematycznej*, PWN, Warszawa 1979.
- [6] Begier P., Grzybowski A., Hajdrowski K., Rakowska A.: *Awarystyka sieci elektroenergetycznej eksploatowanej przez spółki dystrybucyjne*, EUI'97, Zakopane 1997, s. 15-21.
- [7] Beichert F.: *Problemy niezawodności i odnowy urządzeń technicznych*, WNT, Warszawa 1974.
- [8] Beldowski T., Markiewicz H.: *Stacje i urządzenia elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa 1998.
- [9] Benjamin J.R., Cornell C.A.: *Rachunek prawdopodobieństwa, statystyka matematyczna i teoria decyzji dla inżynierów*, WNT, Warszawa 1977.
- [10] Bethke, A.D.: *Genetic algorithms as function optimizers*, University of Michigan 1978.
- [11] Billinton R., Ringlee R.I., Wood A.J.: *Power System Reliability Calculations*, The MIT Press Cambridge Massachusetts and London, England 1973.
- [12] Billinton R., Rollinger K.E.: *Transmission reliability evaluation using Markov Processes*, IEEE Transactions on Power Systems, Februry 1968, pp. 538-547.
- [13] Биллинтон Р., Аллан Р.: *Оценка надежности электроэнергетических систем*, Энергоиздат, Москва 1988.
- [14] Billinton R., Wang P.: *Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques*, IEEE Transactions on Power Systems, November 1998, pp. 1245-1250.
- [15] Billinton R., Zhang W.: *Cost related reliability evaluation of bulk power systems*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 2/2001, pp. 99-112.
- [16] Billinton R.: *Power-system reliability evaluation*, Gordon and Breach New York 1970.
- [17] Bobrowski D.: *Modele i metody matematyczne teorii niezawodności*, WNT, Warszawa 1985.

- [18] Bobrowski D.: *Probabilistyka w zastosowaniach technicznych*, WNT, Warszawa 1986.
- [19] Bobrowski D., Maćkowiak-Lybacka K.: *Wybrane metody wnioskowania statystycznego*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2001.
- [20] Bojarski W.W.: *Wprowadzenie do oceny niezawodności działania układów technicznych*, PWN, Warszawa 1967.
- [21] Bojarski W.W.: *Próba szacunku strat powodowanych przerwami w dostawie energii elektrycznej dla gospodarstw domowych*, Sympozjum Polskiej Akademii Nauk i Rzeszowskiego Towarzystwa Przyjaciół Nauk „Metody analizy niezawodności dostawy energii elektrycznej”, Rzeszów 1972, s. 169-177.
- [22] Bojarski W.: *Wytyczne metodyczne szacunku strat powodowanych w zakładach produkcyjnych ograniczeniami w dostawie czynników energetycznych*, Polska Akademia Nauk, Instytut Podstawowych Problemów Techniki, Zakład Problemów Energetyki, Warszawa 1978.
- [23] Brożek J., Tylek W.: *Zastosowanie algorytmów genetycznych do projektowania promieniowych sieci elektroenergetycznych*, IX Międzynarodowa Konferencja Naukowa, „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'99”. Gdańsk-Jurata 1999, t. V, s. 197-186.
- [24] Celiński Z.: *Materiałoznawstwo elektrotechniczne*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1994.
- [25] Cukrowski J., Stępień J.C.: *Możliwości zastosowania rozszerzonych sieci Petriego do analizy niezawodności zasilania odbiorników potrzeb własnych elektrowni*, Konferencja Naukowo-Techniczna „Potrzeby własne elektrowni. Eksploatacja – remonty”, Słok 1993, s. 209-212.
- [26] Cukrowski J.A., Stępień J.C.: *Graficzne modelowanie niezawodności linii przesyłowych*, III Sympozjum „Metody matematyczne w elektroenergetyce”, Zakopane 1993, tom I, s. 55-58.
- [27] Cukrowski J., Stępień J.: *Modelowanie sieciowe niezawodności elektroenergetycznych linii przesyłowych*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa: „Współpraca badawcza Politechniki Świętokrzyskiej z krajowymi i zagranicznymi ośrodkami naukowymi i przemysłowymi”, Kielce 1995, s. 65-74.
- [28] Czasonowski J.: *Zastosowanie zmodyfikowanego algorytmu genetycznego do poszukiwania optymalnych ścieżek w grafach*, V Konferencja Naukowo-Techniczna, „Zastosowania komputerów w elektrotechnice” Poznań/Kiekrz 2000, s. 243-246.
- [29] Davis L.: *Genetic Algorithms and Simulated Annealing*, Morgan Kaufmann Publishers, San Mateo, CA 1987.
- [30] Davis L.: *Handbook of Genetic Algorithms*, Van Nostrand Reinhold, New York 1991.
- [31] De Jong K.A.: *Learning with Genetic Algorithm: An Overview*, Machine Learning. 1988, Vol. 3, pp. 121-138.
- [32] Dobosz M.: *Wspomagana komputerowo statystyczna analiza wyników badań*, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 2001.

- [33] Duda D., Gacek Z.: *Analiza wybranych procesów uszkodzalności elektroenergetycznych kabli średniego napięcia*, VII Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EUI'99”, Zakopane 1999, s. 59-64.
- [34] Duda D., Gacek Z.: *Próba modelowania strumieni uszkodzeń i odnowień wybranych układów izolacyjnych*, VIII Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EUI'01”, Zakopane 2001, s. 99-104.
- [35] Duda D., Gacek Z., Przygodzki M.: *Optymalizacja terminów reinwestycji wybranych urządzeń elektroenergetycznych*, X Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EUI'2005”, Krynica 2005, Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje, vol. 3, nr 1, Warszawa 2005, s. 69-72.
- [36] Duda D., Gacek Z., Przygodzki M.: *Zawodność elementów sieciowych w strategii eksploatacyjnej spółki dystrybucyjnej*, XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowa, „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'09”, Gdańsk-Jurata 2009, t. 3: *Prognozowanie i ekonomia energetyki: prognozowanie, planowanie, problemy rozwoju, rynki energii i analizy techniczno-ekonomicznej*, s. 139-146.
- [37] Dynkin E.B., Januszkiewicz A.A.: *Twierdzenia i problemy procesów Markowa*, PWN, Warszawa 1970.
- [38] Endrenyi J., Anders G., Leite da Silva A.: *Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability - an application*, IEEE Transactions on Power Systems, May 1998, pp. 576-583.
- [39] Fidelis E.: *Matematyczne podstawy niezawodności*, PWN, Warszawa 1966.
- [40] Filipiak S., Stępień J.C.: *Zastosowanie algorytmów genetycznych do strukturalnej oceny niezawodności systemów elektroenergetycznych*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, nr 16, II Sympozjum Naukowe PTETiS „Wybrane zagadnienia elektrotechniki i elektroniki WZEE '2001”, Gdańsk 2001, s. 25-30.
- [41] Filipiak S.: *Algorytm ewolucyjny zastosowany do odszukiwania optymalnych tras przesyłu energii*, VI Seminarium Naukowe „Wybrane zagadnienia z elektroenergetyki”, Kielce 2002, s. 15-18.
- [42] Filipiak S.: *Strukturalna ocena niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych sieci rozdzielczych z zastosowaniem zmodyfikowanego algorytmu genetycznego*, praca doktorska, Kielce 2003.
- [43] Filipiak S.: *Strukturalna ocena niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych sieci rozdzielczych z zastosowaniem zmodyfikowanego algorytmu genetycznego*, Archiwum Energetyki, tom XXXIII (2004), s. 113-133.
- [44] Filipiak S.: *Ocena niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych sieci rozdzielczych z zastosowaniem zmodyfikowanego algorytmu genetycznego*, V Konferencja Naukowo-Techniczna, Elektroenergetyczne Sieci Rozdzielcze, Wrocław 2004, s. 309-316.
- [45] Filipiak S.: *Zastosowanie algorytmu ewolucyjnego do oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych*, XII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata 2005, t. IV, s. 207-214.
- [46] Filipiak S.: *Zastosowanie systemu klasyfikującego do optymalizacji poawaryjnych konfiguracji układów sieci dystrybucyjnych*, „Energetyka” 4/2007, s. 263-268.

- [47] Filipiak S.: *Algorytm obliczeniowy systemu wspomagającego podejmowanie decyzji przez operatorów systemów dystrybucyjnych w stanach awaryjnych*, „Rynek Energii” 4(77)/2008, s. 41-47.
- [48] Filipiak S.: *Metoda wyznaczania optymalnych zmian w konfiguracji sieci dystrybucyjnych SN w sytuacjach awarii*, „Przegląd Elektrotechniczny” 4/2008, s. 126-129.
- [49] Filipiak S.: *Evolutionary Approach to Optimisation of Development Regional Distribution Power Networks*, „Rynek Energii” 4(89)/2010, s. 113-118.
- [50] Filipiak S.: *Metody analizy i syntezy niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych oraz optymalizacji ich powaryjnych połączeń z wykorzystaniem algorytmów ewolucyjnych*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej w Kielcach, rozprawa habilitacyjna, Kielce 2010.
- [51] Filipowicz B.: *Modele stochastyczne w badaniach operacyjnych*, WNT, Warszawa 1996.
- [52] Firkowicz S.: *Statystyczne badanie wyrobów*, WNT, Warszawa 1970.
- [53] Fishman G.: *Symulacja komputerowa pojęcia i metody*, PWE, Warszawa 1981.
- [54] Flisowski Z.: *Technika wysokich napięć*, WNT, Warszawa 1992.
- [55] Florkowska B., Florkowski M., Włodek R., Zydrón P.: *Mechanizmy, pomiary i analiza wyladowań niezupełnych w diagnostyce układów izolacyjnych wysokiego napięcia*, Polska Akademia Nauk, Instytut Podstawowych Problemów Techniki, Wydawnictwo IPPT PAN, Warszawa 2001.
- [56] Florkowska B.: *Analiza mechanizmów wyladowań niezupełnych w układach elektroizolacyjnych wysokiego napięcia*, Wydawnictwa AGH, Kraków 1995.
- [57] Florkowska B.: *Wyladowania niezupełne w izolacji kablowej*, H. Mościcka-Grzesiak (red.) *Inżynieria wysokich napięć w elektroenergetyce*, cz. 1, Poznań, 1996, s. 171-185.
- [58] Florkowska B.: *Wyladowania niezupełne w układach izolacyjnych wysokiego napięcia – analiza mechanizmów, form i obrazów*, Wydawnictwo PAN/IPPT, Warszawa 1997.
- [59] Gacek Z.: *Technika wysokich napięć. Izolacja wysokonapięciowa w elektroenergetyce. Przepięcia i ochrona przed przepięciami*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1999.
- [60] Gacek Z.: *Kształtowanie wysokonapięciowych układów izolacyjnych stosowanych w elektroenergetyce*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002.
- [61] Gacek Z.: *Wysokonapięciowa technika izolacyjna*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2006.
- [62] Gacek Z., Szadkowski M.: *Wysokonapięciowa technika izolacyjna w przykładach obliczeniowych*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2008.
- [63] Gercbach J.B., Kordoński C.B.: *Modele niezawodnościowe obiektów technicznych*, WNT, Warszawa 1968.
- [64] Gnienenko B.W., Bielajew J.K., Sołowiew A.D.: *Metody matematyczne w teorii niezawodności*, WNT, Warszawa 1968.

- [65] Grabski F., Jaźwiński J.: *Funkcje o losowych argumentach w zagadnieniach niezawodności, bezpieczeństwa i logistyki*, WNT, Warszawa 2000.
- [66] Greń J.: *Statystyka matematyczna. Modele i zadania*, PWN, Warszawa 1982.
- [67] Grobicki J., Germata M.: *Przewody i kable elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa 2000.
- [68] Holland J.H.: *Genetic algorithms and adaptation*, University of Michigan, 1981.
- [69] Христинич Е.В., Христинич Р.М.: *Совершенствование методики выбора параметров систем электроснабжения с учетом надежности*, IV Міжнародної наукової конференції, Ефективність і якість електропостачання промислових підприємств, Маріуполь, Україна 2000, с. 179-182.
- [70] Ida M., Lee Ch.: *Hybridized Neural Network and Genetic Algorithms for Solving Nonlinear Integer Programming Problem*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, May 21, 1999.
- [71] Jonnavithula S., Billinton R.: *Topological analysis in bulk power system reliability evaluation*, IEEE Transactions on Power Systems, February 1997, pp. 457-461.
- [72] Kamrat W.: *Metodologia oceny efektywności inwestowania na lokalnym rynku energii*, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 1999.
- [73] Kamrat W.: *Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce*, Polska Akademia Nauk. Komitet Problemów Energetyki Polskiej Akademii Nauk, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 1005.
- [74] Karpiński J., Firkowicz S.: *Zasady profilaktyki obiektów technicznych*, PWN, Warszawa 1981.
- [75] Kinser K., Sobierajski M.: *Sieci elektroenergetyczne*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1993.
- [76] Kochel M., Niestępski S.: *Elektroenergetyczne sieci i urządzenia przemysłowe*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1995.
- [77] Kopociński B.: *Zarys teorii odnowy i niezawodności*, PWN, Warszawa 1973.
- [78] Kowalski Z.: *Problemy ciągłości w dostawie energii elektrycznej w elektroenergetyce krajowej*, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Łódź 1975.
- [79] Kowalski Z.: *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*, Wydawnictwa Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992.
- [80] Kowalski Z., Stępień J.: *Ocena skutków awarii linii kablowych 15 kV*, XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata 2003, tom 1, s. 145-151.
- [81] Kowalski Z.: *Jakość energii elektrycznej*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 2007.
- [82] Kowalski Z., Stępień J.C.: *Elektryfikacja zakładów przemysłowych. Zagadnienia wybrane*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2009.
- [83] Koźniewska I., Włodarczyk M.: *Modele odnowy, niezawodności i masowej obsługi*, PWN, Warszawa 1978.
- [84] Kujszczyk S. (red.): *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, t. I, PWN, Warszawa 1994.

- [85] Kujaszczyk S. (red.): *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, T II, PWN, Warszawa 1994.
- [86] Ковалев А.П., Муха В.П., Спиваковский А.В., Шевченко О.А.: *Оценка надежности структурно-сложных схем, элементы которых могут находиться в трех состояниях*, IV Міжнародної наукової конференції, Ефективність і якість електропостачання промислових підприємств, Маріуполь, Україна 2000, с. 157-159.
- [87] Laudyn D.: *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*, Warszawa 1997.
- [88] Lehmann E.L.: *Testowanie hipotez statystycznych*, PWN, Warszawa 1968.
- [89] Leite P., Carneiro A., Ponce A., Carvalho F.: *Energetic Operation Planning Using Genetic Algorithms*, IEEE Transactions on Power Systems, February 2002, pp. 173-181.
- [90] Lesiński S.: *Niezawodność urządzeń elektrycznych*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1989.
- [91] Lesiński S.: *Podstawy eksploatacji i niezawodności urządzeń elektrycznych*, Wydawnictwa Uczelniane Akademii Techniczno-Rolniczej, Bydgoszcz 1989.
- [92] Лиггет Т.: *Марковские процессы с локальным взаимодействием*, Мир, Москва 1989.
- [93] Malko J.: *Niektóre zagadnienia niezawodności pracy układów elektroenergetycznych*, „Energetyka” nr 8/1970, s. 255-257.
- [94] Marzecki J.: *Miejskie sieci elektroenergetyczne*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1996.
- [95] Marzecki J.: *Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne*, PWN, Warszawa 2001.
- [96] Marzecki J.: *Wybrane zagadnienia rozwoju miejskich sieci elektroenergetycznych w warunkach tworzonych rynku energii elektrycznej*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2002.
- [97] Marzecki J.: *Przemysłowe sieci elektroenergetyczne*, Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji, Warszawa 2007.
- [98] Marzecki J.: *Optymalizacja i modernizacja elektroenergetycznych sieci terenowych*, Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji, Warszawa 2007.
- [99] Melo A.C., Pereira M.V.: *Sensitivity Analysis of Reliability indices with Respect to Equipment failure and Repair Rates*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, 1995, pp. 1014-1019.
- [100] Michajłow W.: *Niezawodność zasilania zakładów przemysłowych energią elektryczną*, WNT, Warszawa 1976.
- [101] Migdalski J.: *Podstawy strukturalnej teorii niezawodności. Wstęp do niezawodności systemów ogólnych*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 1978.
- [102] Moskwa S., Włodek R.: *Zastosowanie procesów losowych Markowa w diagnostyce urządzeń elektroenergetycznych*, „Przegląd Elektrotechniczny”, Konferencja, R. 3, nr 1, s. 168-171.
- [103] Mościcka-Grzesiak H. (red.): *Inżynieria wysokich napięć w elektroenergetyce*, tom I, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 1996.

- [104] Mościcka-Grzesiak H. (red.): *Inżynieria wysokich napięć w elektroenergetyce*, tom II, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 1999.
- [105] Nahman J., Peric D.: *Analysis of cost of urban medium voltage distribution networks*, Electrical Power & Energy Systems, 1998, pp. 7-16.
- [106] Paska J.: *Identyfikacja modeli probabilistycznych wielkości losowych w elektroenergetyce*, Materiały II Sympozjum nt. „Metody matematyczne w elektroenergetyce”, Zakopane 1988, s. 13-21.
- [107] Paska J.: *Niezawodność systemu elektroenergetycznego, jej wskaźniki i ocena*, „Elektroenergetyka – Technika, Ekonomia”, Organizacja, Nr 4, 1995.
- [108] Paska J.: *Nowe trendy w analizie niezawodności systemu elektroenergetycznego*, „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 2001, t. I, s. 275-282.
- [109] Paska J.: *Ocena niezawodności układów zasilania energią elektryczną*, „Przegląd Elektrotechniczny” nr 11/2002, s. 257-264.
- [110] Paska J.: *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
- [111] Paska J.: *Ekonomika w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- [112] Popczyk J.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Nieciągłość zasilania z sieci rozdzielczych*, Wydawnictwa Politechniki Śląskiej, Gliwice 1980.
- [113] Popczyk J.: *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 1991.
- [114] Prażewska M.: *Podstawy niezawodności*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 1989.
- [115] Райншке К., Ушаков И.А.: *Оценка надежности систем с использованием графов*, Радио и связь, Москва 1988.
- [116] Rakowska A.: *Konstrukcje kabli elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia*, [w:] *Inżynieria wysokich napięć w elektroenergetyce*, t I. (red.) Mościcka-Grzesiak H., Wydawnictwa Politechniki Poznańskiej, Poznań 1996, s. 123-139.
- [117] Rakowska A.: *Kable elektroenergetyczne średniego napięcia o izolacji XLPE – doświadczenia eksploatacyjne*, VI Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EU’97”, Zakopane 1997, s. 291-296.
- [118] Rakowska A.: *Właściwości eksploatacyjne usieciowanego polietylenu izolacyjnego stosowanego w wysokonapięciowych kablach elektroenergetycznych*, Rozprawy nr 341, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 1998.
- [119] Rakowska A., Hausa M.: *Awaryjność linii kablowych średniego napięcia na przykładzie wybranego zakładu energetycznego*, „Energetyka” 1999, nr 7, s. 331-336.
- [120] Rakowska A.: *Kryteria oceny weryfikujące jakość polietylenu usieciowanego stosowanego jako izolacja kabli elektroenergetycznych*, Rozprawy nr 357, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2000.
- [121] Rakowska A., Hajdrowski K.: *Tendencje rozwoju konstrukcji kabli elektroenergetycznych średniego napięcia*, „Przegląd Elektrotechniczny” 36/2000, s. 69-72.

- [122] Rakowska A., Grzybowski A.: *Analiza porównawcza awaryjności linii kablowych i napowietrznych średniego napięcia na przykładzie wybranych spółek dystrybucyjnych*, VIII Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EUI'2001”, Zakopane 2001, s. 377-382.
- [123] Rakowska A.: *Linie kablowe wysokiego napięcia – stan obecny i tendencje rozwoju*, „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 11, s. 28-36.
- [124] Rakowska A.: *Rozwój linii kablowych - a oczekiwania eksploatacyjne*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2006, nr 3, s. 31-35.
- [125] Розанов М.М.: *Надежность электроэнергетических систем*, Энергоиздат, Москва 1984.
- [126] Руденко Ю.Н., Челъцов М.Б.: *Надежность и резервирование в электроэнергетических системах*, Наука, Новосибирск 1974.
- [127] Rutkowska D., Piliński M., Rutkowski L.: *Sieci neuronowe, algorytmy genetyczne i systemy rozmyte*, PWN, Warszawa 1997.
- [128] Schwan M., Koglin H.: *Reliability of power transits*, Electrical Engineering, 2001, pp. 287-289.
- [129] Sołowjew A.: *Analizyczne metody w teorii niezawodności*, WNT, Warszawa 1983.
- [130] Sozański J.: *Niezawodność urządzeń i układów elektroenergetycznych*, PWN, Warszawa 1974.
- [131] Sozański J.: *Niezawodność zasilania energią elektryczną*, WNT, Warszawa 1982.
- [132] Sozański J., Stępień J.: *Analiza strat gospodarczych wywołanych zawodnością węzłów elektroenergetycznych sieci przesyłowej najwyższych napięć*, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Elektryka 7, Kielce 1980, s. 17-28.
- [133] Sozański J.: *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa 1990.
- [134] Starke P.H.: *Sieci Petriego*, PWN, Warszawa 1987.
- [135] Steennis E.F.: *The behaviour od Water Trees In extruded Cable insulation*, KEMA, Arnhem 1989.
- [136] Stephens R.: *Algorytmy i struktury danych z przykładami w Delphi*, Wydawnictwo Helion, Gliwice 2000.
- [137] Stępień J., Strzelecki M.: *Próba określenia strat gospodarczych wywołanych totalną awarią systemu elektroenergetycznego zasilającego miasto Kielce*, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Elektryka 13, Kielce 1983, s. 153-160.
- [138] Stępień J., Stompór F.: *Rola zawodności zasilania w energię elektryczną i ciepłą w procesach garbarskich*, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Elektryka 13, Kielce 1983, s. 161-165.
- [139] Stępień J.: *Wpływ zawodności zasilania w energię ciepłą na pracę obiektów szklarniowych*, „Ciepłownictwo-Ogrzewnictwo-Wentylacja” 1985, nr 10, s. 223-238.

- [140] Stępień J.C., Cukrowski J.: *Symulacyjna metoda oceny niezawodności sieci ciepłych*, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Elektryka 24, Kielce 1990, s. 239-247.
- [141] Stępień J.C.: *Analiza kosztów strat gospodarczych wywołanych zawodnością zasilania w energię ciepłą*, „Ciepłownictwo-Ogrzewnictwo-Wentylacja” 1990, nr 11, s. 227-232.
- [142] Stępień J.C.: *Ocena funkcji niezawodności sieci ciepłych*, „Ciepłownictwo-Ogrzewnictwo-Wentylacja” 1991, nr 9, s. 199-202.
- [143] Stępień J.C.: *Analiza niezawodności elementów systemu energetycznego na przykładzie systemu ciepłowniczego*, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Elektryka 30, Kielce 1994, rozprawa habilitacyjna.
- [144] Stępień J.C., Cukrowski J.A.: *Modelowanie sieciowe niezawodności elektroenergetycznych linii przesyłowych*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Współpraca badawcza Politechniki Świętokrzyskiej z krajowymi i zagranicznymi ośrodkami naukowymi i przemysłowymi”, Kielce 1995.
- [145] Stępień J.C., Tytko J.: *Modele niezawodności i odnowy linii elektroenergetycznych średniego napięcia*, Materiały VII Międzynarodowej Konferencji Naukowej nt. „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'95”, Gdańsk-Jurata 1995, s. 223-230.
- [146] Stępień J.C.: *Ocena niezawodności zasilania odbiorcy energii elektrycznej z wykorzystaniem symulacji cyfrowej opartej na sieciach Petriego*, II Konferencja Naukowo-Techniczna „Zastosowanie Komputerów w Elektrotechnice”, Poznań-Kiekrz 1997, s. 211-213.
- [147] Stępień J.C.: *Symulacyjna ocena optymalizacji czasu trwania awarii zasilania w energię elektryczną*, II Konferencja Naukowo-Techniczna „Zastosowanie Komputerów w Elektrotechnice”, Poznań/Kiekrz 1997, s. 215-217.
- [148] Stępień J.C.: *Analiza niezawodności eksploatacyjnej linii kablowych 15 kV*, Materiały VIII Międzynarodowej Konferencji Naukowej nt. „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'97”, Gdańsk-Jurata 1997, t. II, s. 243-250.
- [149] Stępień J.C.: *Niezawodność linii kablowych 15 kV wykonanych w izolacji polietylenowej*, VI Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EU'97”, Zakopane 1997, s. 363-368.
- [150] Stępień J.C.: *Własności niezawodnościowe linii napowietrznych średniego i wysokiego napięcia*, VI Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EU'97”, Zakopane 1997, s. 369-374.
- [151] Stępień J.C., Blank S., Stobiecki A.: *Symulacja stanów niezawodnościowych systemów elektroenergetycznych za pomocą sieci Petriego*, III Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i Systemy Komputerowe w Automatyce i Elektrotechnice”, Częstochowa/Poraj 1999, s. 52-54.
- [152] Stępień J.C.: *Metody oceny kosztów strat spowodowanych zawodnością systemów zaopatrzenia w energię*, I Sympozjum Instytutu Ekonomii i Zarządzania Politechniki Świętokrzyskiej „Ekonomia Technika Zarządzanie”, Kielce 2000, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Nauki Ekonomiczne nr 28, s. 271-278.

- [153] Stępień J.C.: *Analiza kosztów strat spowodowanych zawodnościami systemów energetycznych*, I Sympozjum Instytutu Ekonomii i Zarządzania Politechniki Świętokrzyskiej „Ekonomia Technika Zarządzanie”, Kielce 2000, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Nauki Ekonomiczne nr 28, s. 263-270.
- [154] Stępień J.C.: *Niezawodność linii napowietrznych i kablowych 15 kV*, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej „Elektryka”, Kielce 2000, s. 149-160.
- [155] Stępień J.C.: *Niezawodność linii kablowych i napowietrznych 15 kV*, Seminarium Naukowe PTETiS „Wybrane zagadnienia w elektrotechnice i elektronice”, Kielce-Ameliówka 2000, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej „Elektryka” nr 35, s. 149-160.
- [156] Stępień J.C.: *Evaluation methods of power engineering objects reliability function*, Proceeding of Seminar on Electrical Engineering Beskidy 2000, Polish Scientific Society for Theoretical and Applied Electrical Engineering, Conference Archives, Vol. 11, 2000, Istebna-Pietraszonka 2000, pp. 85-92.
- [157] Stępień J.C., Blank S.: *Reliability evaluation of complex power electric systems*, Proceeding of Seminar on Electrical Engineering Beskidy 2000, Polish Scientific Society for Theoretical and Applied Electrical Engineering, Conference Archives, Vol. 11, 2000, Istebna-Pietraszonka 2000, pp. 93-99.
- [158] Stępień J.C.: *Metody oceny strukturalnej niezawodności systemów elektroenergetycznych*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, nr 16, II Sympozjum Naukowe PTETiS „Wybrane zagadnienia elektrotechniki i elektroniki WZEE '2001'”, Gdańsk, s. 145-150.
- [159] Stępień J.C.: *Reliability models of medium voltage cable lines*, X Międzynarodowa Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk – Jurata 2001, t. I, s. 323-330.
- [160] Stępień J.C., Filipiak S., Blank S., Stobiecki A.: *Zastosowanie zmodyfikowanego algorytmu genetycznego do optymalizacji niezawodności złożonego układu sieci rozdzielczej*, IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i systemy komputerowe w elektrotechnice”, Częstochowa-Poraj 2001, Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej nr 153, Elektrotechnika 16, t. 1, s. 65-67.
- [161] Stępień J.C.: *Analiza składników czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV*, „Przegląd Elektrotechniczny”, z. 5, 2002 r., s. 183-186.
- [162] Stępień J.C.: *Metodyka oceny niezawodności linii kablowych*, X Konferencja Szkoleniowo-Techniczna „Kabel 2003”, Szklarska Poręba 2003, s. 52-54.
- [163] Stępień J.C.: *Modele matematyczne niezawodności linii kablowych 15 kV*, X Konferencja Szkoleniowo-Techniczna „Kabel 2003”, Szklarska Poręba 2003, s. 55-58.
- [164] Stępień J.C., Madej Z.: *Probabilistyczna ocena skutków technicznych i ekonomicznych awarii linii napowietrznych i kablowych 15 kV*, IV Seminarium Naukowe „Wybrane Zagadnienia Elektrotechniki i Elektroniki – WZEE'2003”, Warszawa-Jadwisin 2003. s. 267-274.
- [165] Stępień J.C.: *Ocena funkcji niezawodności linii kablowych 15 kV*, IX Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia”, Zakopane 2003, Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje, rok 1, nr 1, s. 199-202.

- [166] Stępień J.C.: *Reliability evaluation of 15 kV overhead lines*, Electrical Power Quality and Utilisation 2003, Vol. IX, No. 2, pp. 5-12.
- [167] Stępień J. (kier. pracy), Kowalski Z., Filipiak S., Blank S., Szymoniak T.: *Probabilistyczne modele niezawodności i optymalizacji czasu pracy linii kablowych 15 kV*, Projekt badawczy KBN nr 8 T10B 016 21, termin realizacji 2001-2004, Kielce 2004.
- [168] Stępień J.C.: *Modele probabilistyczne niezawodności linii kablowych wykonanych w izolacji z papieru*, XII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata 2005, t. IV, s. 295-301.
- [169] Stępień J.C.: *Optymalny czas eksploatacji linii kablowych średniego napięcia z uwzględnieniem ich zawodności*, XII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata 2005, t. IV, s. 313-319.
- [170] Stępień J.C.: *Symulacyjna ocena czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV*, [w:] *Metody i systemy komputerowe w automatyce i elektrotechnice*, Wydawnictwa Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2005, s. 63-66..
- [171] Stępień J.C.: *Ocena optymalnego czasu eksploatacji linii kablowych 15 kV z uwzględnieniem ich zawodności*, „Przegląd Elektrotechniczny”, Konferencje, rok 3, nr 1/2005, s. 242-244.
- [172] Stępień J.C.: *Modele probabilistyczne wielkości niezawodnościowych linii kablowych 15 kV*, „Przegląd Elektrotechniczny”, Konferencje, rok 3, nr 1/2005, s. 245-249.
- [173] Stępień J.C.: *Intensywność awarii w funkcji czasu eksploatacji linii kablowych 15 kV wykonanych w izolacji z papieru i polietylenu*, „Przegląd Elektrotechniczny”, Konferencje, rok 3, nr 1/2005, s. 250-252.
- [174] Stępień J. (kier. pracy), Kowalski Z., Filipiak S., Chojnacki A., Stobiecki A., Wiraszka D., Szymoniak T.: *Kompleksowe modele niezawodnościowe sieciowych stacji elektroenergetycznych i metody ich badania*, Projekt badawczy KBN nr 3 T10B 064 27, termin realizacji 2004-2006, Kielce 2006.
- [175] Stępień J.C., Madej Z.: *Evaluation of Structural Redundancy Effects in Medium Voltage Cable Networks*, „Rynek Energii” 2009, nr 4 (83), s. 55-60.
- [176] Stępień J. (kier. pracy), Kowalski Z., Filipiak S., Chojnacki A., Stobiecki A., Madej Z.: *Ocena i metody poprawy niezawodności wiejskich sieci elektroenergetycznych*, Projekt badawczy MNiSzW N511 013 32/2551, termin realizacji 2007-2009, Kielce 2009.
- [177] Stobiecki A.: *Analiza parametrów niezawodnościowych transformatorów rozdzielczych średnich napięć*, praca doktorska, Kielce 2006.
- [178] Stobiecki A.: *Analiza kosztów zawodności transformatorów SN/nn Zainstalowanych w sieciach terenowych z uwzględnieniem ich mocy znamionowych*, VII Konferencja Naukowo-Techniczna „Postępy w elektrotechnice stosowanej” PES-7, Kościelisko 2009, s. 203-206.
- [179] Suraj Z., Komarek B.: *Graf – system graficznej konstrukcji i analizy sieci Petriego*. Akademicka Oficyna Wydawnicza PLJ, Warszawa 1994.
- [180] Szyrka M.: *Sieci Petriego w modelowaniu w analizie systemów współbieżnych*, WNT, Warszawa 2008.

- [181] Włodek R.: *Mechanizmy działania wyladowań niezupełnych w dielektryku*, PWN, Warszawa 1992.
- [182] Włodek R.: *Aktualny stan i tendencje w eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia*, VII Sympozjum „Problemy Eksploatacji Układów Izolacyjnych Wysokiego Napięcia”, Zakopane 1999, s. 9-13.
- [183] Włodek R.: *Kierunki rozwojowe w eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia*, VIII Sympozjum „Problemy Eksploatacji Układów Izolacyjnych Wysokiego Napięcia EUT01”, Zakopane, 18-20 października 2001, s. 9-14.
- [184] Włodek R., Moskwa S.: *Zastosowanie procedur probabilistycznych w eksploatacji elektroenergetycznych linii napowietrznych i kablowych*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2005, nr 4, s. 30-33.
- [185] Włodek R.: *Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia. Zawodność elementów sieciowych w strategii eksploatacyjnej spółki dystrybucyjnej*, XIV Międzynarodowa konferencja naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'09”, Gdańsk-Jurata 2009, t. 3: *Prognozowanie i ekonomia energetyki: prognozowanie, planowanie, problemy rozwoju, rynki energii i analizy techniczno-ekonomicznej*, s. 139-146.
- [186] Волков Г.А.: *Оптимизация надежности электроэнергетических систем*, Наука, Москва 1986.
- [187] Zieliński R.: *Tablice statystyczne*, PWN, Warszawa 1972.

B. Normy, przepisy, rozporządzenia, poradniki

- [188] 17.N SEP E 004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.
- [189] Agencja Rynku Energii S.A.: *Statystyka elektroenergetyki polskiej od 2002 do 2008*, Warszawa 2002-2008.
- [190] Furgał J., Włodek R.: *Materiały elektrotechniczne*, [w:] Vademecum Elektryka: Poradnik dla inżynierów, techników i studentów, Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw SEP, Warszawa 2004, s. 217-236.
- [191] Główny Urząd Statystyczny: *Rocznik Statystyczny Przemysłu*, Warszawa 2008.
- [192] PN-E-01002: 1997 Słownik terminologiczny elektryki – kable i przewody.
- [193] PN-E-05125:1976 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa. (nieaktualna).
- [194] PN-EN-50160:2008 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
- [195] PN-HD 620 S2:2010 Kable elektroenergetyczne o izolacji wytłaczanej na napięcie znamionowe od 3,6/(7,2) kV do 20,8/36(42) kV włącznie.
- [196] PN-HD 621 S1:2003 Kable elektroenergetyczne średniego napięcia o izolacji papierowej przesyconej.
- [197] PN-ISO 3534-1:2009 Statystyka. Słownik i symbole. Część 1: Ogólne terminy statystyczne i terminy wykorzystywane w rachunku prawdopodobieństwa.

- [198] PN-N-01052-00:1982 Statystyka matematyczna. Badania statystyczne. Zasady prowadzenia badań statystycznych.
- [199] PN-N-01052-07:1983 Statystyka matematyczna. Badania statystyczne. Badanie zgodności rozkładu właściwości w populacji z rozkładem teoretycznym.
- [200] PN-N-04030: 1987 Niezawodność w technice. Metody wnioskowania statystycznego. Graficzne testowanie hipotez o rozkładach zmiennych losowych.
- [201] PN-N-04041-06:1990 Niezawodność w technice. Zapewnienie niezawodności obiektów technicznych. Weryfikowanie hipotez o rozkładach zmiennych losowych w badaniach niezawodności.
- [202] Poradnik inżyniera elektryka. WNT, tom 3, Warszawa 2005.
- [203] Poradnik niezawodności. Podstawy matematyczne, t. 1, red. Migdalski J., Wydawnictwo WEMA, Warszawa 1982.
- [204] Poradnik niezawodności. Inżynieria niezawodności, t. 2, red. Migdalski J., Wydawnictwo ZETOM, Warszawa 1992.
- [205] StatSoft Polska: Statistica PL – Poradnik Użytkownika, Kraków 1997.

Streszczenie

METODY ANALIZY I OCENY NIEZAWODNOŚCI KABLOWYCH UKŁADÓW ZASILAJĄCYCH ŚREDNICH NAPIĘĆ

Monografia jest poświęcona zagadnieniom niezawodności linii kablowych średniego napięcia 15 kV. Układy takich linii stosowane są do zasilania stacji transformatorowych w dużych aglomeracjach miejskich i w zakładach przemysłowych. W pracy omówiono struktury zasilania stacji transformatorowych oraz budowę i konstrukcję izolacji kabli 15 kV. Na podstawie analiz wykonanych przez autora, przedstawione zostały własności niezawodnościowe kabli oraz dokonano oceny funkcji niezawodności i odnowy kabli o różnych izolacjach. Opisano także i zilustrowano przykładami wybrane metody oceny niezawodności układów linii kablowych, w tym metody symulacyjne oparte na sieciach Petriego i algorytmach genetycznych. Odrębną częścią pracy jest analiza skutków technicznych i ekonomicznych zawodności linii kablowych 15 kV, na podstawie której dokonano oceny optymalnego okresu eksploatacji kabli z uwzględnieniem ich własności niezawodnościowych.

Summary

METHODS OF RELIABILITY ANALYSIS AND EVALUATION OF MEDIUM VOLTAGE CABLE SUPPLY SYSTEMS

The monograph is devoted to the problems of reliability of 15 kV medium voltage cable lines. Such line systems are used for power supply of transformer stations in large urban agglomerations and industrial plants. Structures of transformer station supply, as well as the construction and properties of 15 kV cable insulation, have been described in the dissertation. On the base of the analyses carried out by the author, the reliability properties of the cables have been presented and the evaluation of reliability and recovery functions of cables in various insulation types has been performed. Selected methods of cable line systems reliability evaluation, including simulation methods based on Petri networks and genetic algorithms, have been also described and illustrated by examples. A separate part of the monograph is the analysis of technical and economical results of 15 kV cable lines unreliability, on the base of which the evaluation of optimum maintenance period of cables, taking into account their reliability properties, has been performed.