

STUDIA I MONOGRAFIE

z. 225

Waldemar Skomudek

**Analiza i ocena
skutków przebiegów
w elektroenergetycznych
sieciach średniego
i wysokiego napięcia**



POLITECHNIKA OPOLSKA

Opole 2008

ISSN 1429-6063

POLITECHNIKA OPOLSKA

KOMITET REDAKCYJNY

Maksymilian GAJEK, Andrzej KNAPIK,
Tadeusz ŁAGODA – przewodniczący, Mariusz MIGAŁA,
Jan SADECKI, Małgorzata WRÓBLEWSKA, Jerzy WYRWAL

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Zbigniew GACEK
dr hab. inż. Dariusz ZMARZŁY, prof. Politechniki Opolskiej

Redaktor:

Jan SADECKI

Komitet Redakcyjny Wydawnictw Politechniki Opolskiej
ul. S. Mikołajczyka 5

Skład: Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej.
Nakład 115+25+10 egz. Ark. wyd. 15,0. Ark. druk. 14,5.
Druk i oprawa: Sekcja Poligrafii Politechniki Opolskiej.

SPIS TREŚCI

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH NAZW, OZNACZEŃ I SYMBOLI.....	7
PRZEDMOWA.....	9
1. WSTĘP	11
1.1. Przegląd aktualnego stanu wiedzy o odwzorowaniu przebiegów.....	11
1.2. Układ monografii.....	14
1.3. Cel i zakres monografii.....	16
2. STANY NIEUSTALONE W SIECIACH ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA SPOWODOWANE PRZEPIĘCIAMI	19
2.1. Przebiegi w ujęciu falowym	19
2.2. Charakterystyka i opis wybranych procesów przebiegowych w sieciach elektroenergetycznych	29
2.2.1. Przebiegi piorunowe.....	33
2.2.1.1. Przebiegi wywołane wylądowaniami bezpośrednimi	36
2.2.1.2. Przebiegi indukowane	41
2.2.2. Przebiegi sieciowe.....	44
2.3. Analiza awaryjności wybranych elementów sieci i urządzeń elektroenergetycznych	48
3. POMIARY I SYMULACJE PRZEPIĘĆ W SIECIACH ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA	55
3.1. Pomiar i analiza przebiegów w krajowych sieciach średniego i wysokiego napięcia.....	55
3.1.1. Pomiar szybkich zmian napięcia.....	55
3.1.2. Pomiar przebiegów przebiegowych.....	68
3.1.2.1. Wyniki pomiarów wykonanych za pomocą przenośnego systemu probierczego.....	71
3.1.2.2. Wyniki pomiarów wykonanych za pomocą oscylograficznego zestawu pomiarowego.....	79
3.2. Pomiar i analiza przebiegów w modelowych liniach kablowych średniego napięcia	85
3.3. Badania symulacyjne przebiegów w sieci dystrybucyjnej	92
3.3.1. Zastosowanie programu <i>PSpice</i> do symulacji przebiegów.....	93
3.3.2. Wyniki symulacji przebiegów	95
3.4. Analiza wyników pomiarów i symulacji	98

4. ANALIZA CZASOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA WYBRANYCH PRZEBIEGÓW PRZEPIĘCIOWYCH.....	103
4.1. Czasowo-częstotliwościowa analiza przepięć	104
4.2. Analiza wyników uzyskanych z zastosowaniem krótkoczasowej transformaty Fouriera	109
4.3. Analiza wyników uzyskanych z zastosowaniem ciągłej transformaty falkowej	123
4.4. Omówienie uzyskanych wyników analizy.....	127
5. OCENA SKUTKÓW PRZEPIĘĆ W SIECIACH ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA	133
5.1. Ocena narażenia przepięciowego i wynikającej stąd niezawodności układów izolacyjnych	133
5.2. Ocena wpływu wybranych czynników na poziom narażenia przepięciowego SN i WN.....	137
5.2.1. Wpływ konfiguracji sieci	137
5.2.2. Wpływ sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci	144
5.3. Ocena skutków oddziaływań przepięć w sieciach elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia.....	151
6. PRZESŁANKI MODYFIKACJI ZASAD KOORDYNACJI IZOLACJI ORAZ OCHRONY SIECI ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA PRZED PRZEPIĘCIAMI	155
6.1. Zasady ochrony sieci elektroenergetycznych przed przepięciami	156
6.2. Ocena prawidłowości uszeregowania poziomów wytrzymałości elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych.....	162
6.3. Ocena ryzyka uszkodzenia izolacji	171
6.4. Ocena możliwości modyfikacji zasad koordynacji izolacji oraz ochrony przed przepięciami	176
7. PODSUMOWANIE.....	183
LITERATURA	187
STRESZCZENIE.....	199
ZAŁĄCZNIKI	201

CONTENTS

LIST OF PRINCIPAL DENOTATIONS AND SYMBOLS.....	7
PREFACE.....	9
1. INTRODUCTION.....	11
1.1. Review of the actual state of knowledge on representation of overvoltages.....	11
1.2. Monograph layout.....	14
1.3. Purpose and scope of the monograph.....	16
2. TRANSIENT STATES IN MEDIUM AND HIGH VOLTAGE NETWORKS CAUSED BY OVERVOLTAGES.....	19
2.1. Overvoltages expression in terms of waveforms.....	19
2.2. Characteristics and description of selected overvoltage processes in power networks.....	29
2.2.1. Lightning overvoltages.....	33
2.2.1.1. Overvoltages caused by direct discharges.....	36
2.2.1.2. Induced overvoltages.....	41
2.2.2. Network overvoltages.....	44
2.3. Analysis of failure rate of selected power network elements and electrical equipment.....	48
3. MEASUREMENTS AND SIMULATIONS OF OVERVOLTAGES IN MEDIUM AND HIGH VOLTAGE NETWORKS.....	55
3.1. Measurements and analysis of overvoltages in national medium and high voltage networks.....	55
3.1.1. Measurements of rapid voltage changes.....	55
3.1.2. Measurements of overvoltage processes.....	68
3.1.2.1. Results of measurements conducted with portable test system.....	71
3.1.2.2. Results of measurements conducted with oscillographic measurins set.....	79
3.2. Recording and analysis of overvoltages in model medium-voltage cables power lines.....	85
3.3. Simulations of overvoltages in a distribution network.....	92
3.3.1. Application of <i>pspice</i> software for overvoltage simulation.....	93
3.3.2. Results of overvoltage simulation.....	95
3.4. Analysis of measurements and simulations results.....	98

4. TIME-FREQUENCY ANALYSIS OF SELECTED OVERVOLTAGE HISTORIES	103
4.1. Time - frequency analyses	104
4.2. Analysis of results geined with the use of short time fourier transform.....	109
4.3. Analysis of results geined with the use of continuous wavelet transform	123
4.4. Discussion of results	127
5. ASSESSMENT OF OVERVOLTAGE EFFECTS IN MEDIUM AND HIGH VOLTAGE NETWORKS	133
5.1. Assessment of a degree of overvoltage hazard of insulating systems in medium and high voltage power lines	133
5.2. Assessment of influence of selected factors on a degree of overvoltage hazard in mv and hv networks	137
5.2.1. Influence of network configuration	137
5.2.2. Influence of neutral point operation mode of network	144
5.3. Assessment of effects of overvoltage impact on medium and high voltage power networks	151
6. PREMISES FOR MODIFICATION OF INSULATION COORDINATION AND PROTECTION RULES AGAINST OVERVOLTAGES IN MEDIUM AND HIGH VOLTAGE NETWORKS	155
6.1. Principles of protection of power networks against overvoltages	156
6.2. Assessment of conformity related to establish electric strength in power networks.....	162
6.3. Assessment of risk of insulation failure.....	171
6.4. Assessment of possibilities for modification of insulation coordination and overvoltage protection rules	176
7. RECAPITULATION	183
REFERENCES	187
SUMMARY	200
ANNEXES.....	201

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH NAZW, OZNACZEŃ I SYMBOLI

- \vec{A} - potencjał wektorowy pola elektrycznego, w kV
- a - długość obiektu, w m
- a_{or} - odstęp między przewodem odgromowym a roboczym w środku przęsła, w m
- a_{iz} - długość łańcucha izolatorów, w m
- \vec{B} - wektor indukcji magnetycznej, w T
- b - szerokość obiektu, w m
- \vec{D} - wektor indukcji elektrycznej, w C/m²
- D_{el} - najmniejszy odstęp izolacyjny w powietrzu między przewodem fazowym a obiektami o potencjale ziemi, wymagany ze względu na wytrzymałość elektryczną przy napięciu udarowym o łagodnym (stromym) czole, w m
- D_{pp} - najmniejszy odstęp izolacyjny w powietrzu między przewodami fazowymi, wymagany ze względu na wytrzymałość elektryczną przy napięciu udarowym o łagodnym (stromym) czole, w m
- $D_{50Hz\ pe}$ - najmniejszy odstęp izolacyjny w powietrzu między przewodem fazowym a obiektami o potencjale ziemi, wymagany ze względu na wytrzymałość elektryczną przy napięciu o częstotliwości sieciowej, w m
- $D_{50Hz\ pp}$ - najmniejszy odstęp izolacyjny w powietrzu między przewodami fazowymi, wymagany ze względu na wytrzymałość elektryczną przy napięciu o częstotliwości sieciowej, w m
- \vec{E} - wektor natężenia pola elektrycznego, w kV/m
- E_s, E_o, E_r - średnie natężenia pola elektrycznego w układzie izolacyjnym w warunkach roboczych, w kV/m
- f_p - zwis najwyższego przewodu w przęsle, w m
- \vec{H} - wektor natężenia pola magnetycznego, w A/m
- I_{sd} - dopuszczalny prąd udarowy, w kA
- I_{rd} - dopuszczalny prąd udarowy łańcuchów izolatorów liniowych, uwzględniający ekranujące działanie przewodu odgromowego, w kA
- J - gęstość prądu, w A/m²
- k_1, k_2 - współczynniki zwarcia doziemnego
- K_a - współczynnik poprawkowy na wysokość nad poziomem morza
- K_{cd} - deterministyczny współczynnik koordynacji
- K_s - współczynnik bezpieczeństwa
- k_u - udarowy współczynnik sprzężenia przewodów
- l - długość linii, w km
- l_p - rozpiętość przęsła, w m
- L_a - odcinek linii napowietrznej o wskaźniku wyłączeń równym akceptowalnemu wskaźnikowi awarii, w m
- LIW - znormalizowane znamionowe napięcie udarowe piorunowe wytrzymywane przez układ izolacyjny, w kV
- LLS - system zdalnej rejestracji efektów elektromagnetycznych wyładowań piorunowych (lightning location system)

- n_u - liczba uderzeń piorunów w odniesieniu do 1 km² powierzchni i 1 dnia burzowego, w 1/(km² · dzień)
- N_{wobl} - wskaźnik wyłączeń burzowych linii w ciągu roku, w 1/rok
- N_w - spodziewana liczba wyłączeń linii w ciągu roku, w 1/rok
- $P(I_{sd}), P(I_{rd})$ - prawdopodobieństwo wystąpienia pioruna o wartości szczytowej przekraczającej dopuszczalny prąd udarowy I_{sd} lub I_{rd}
- $P(s_{id})$ - prawdopodobieństwo wystąpienia pioruna o wartości szczytowej przekraczającej dopuszczalną stromość czoła fali prądowej s_{id}
- R_a - dopuszczalny wskaźnik awaryjności urządzenia, w 1/rok
- R_{zu} - rezystancja udarowa uziemienia słupa, w Ω
- s_{id} - dopuszczalna stromość czoła fali prądowej pioruna, w kA/ μ s
- SDW - krótkotrwałe napięcie wytrzymywane częstotliwości sieciowej, w kV
- t_d - czas do półszczytu na grzbiecie fali przepięciowej, w μ s
- t_f - czas trwania czoła fali przepięciowej, w μ s
- u_{e2} - wartość przepięcia faza – ziemia, która może być przekroczone z prawdopodobieństwem 0,02, w kV
- u_{et} - wartość napięcia, przy której następuje ucięcie dystrybuanty przepięć faza – ziemia, w kV
- u_p - wartość szczytowa przepięcia, w kV
- u_{p2} - wartość przepięcia faza – faza, która może być przekroczone z prawdopodobieństwem 0,02, w kV
- u_{pt} - wartość napięcia, przy której następuje ucięcie dystrybuanty przepięć faza – faza, w kV
- U_{cw} - napięcie wytrzymywane koordynacyjne, w kV
- U_m - najwyższe napięcie urządzenia, w kV
- U_n - napięcie znamionowe, w kV
- U_{rp} - przepięcie reprezentatywne, w kV
- U_{rw} - wymagane napięcie wytrzymywane, w kV
- U_s - najwyższe napięcie sieci, w kV
- U_o - napięcie obniżone ogranicznika przepięć, w kV
- U_{wl} - znamionowe wytrzymywane napięcie udarowe piorunowe, w kV
- $U_{98\%}$ - wartość szczytowa napięcia udarowego, które nie spowoduje przeskoku z prawdopodobieństwem 0,98, w kV
- U_{u50} - pięćdziesięcioprocentowe udarowe napięcie przeskoku izolacji doziemnej, w kV
- $U_{10\%}$ - umowne, statystyczne wytrzymywane napięcie udarowe piorunowe izolacji linii, w kV
- η_s, η_0, η_r - prawdopodobieństwa przekształcenia się wyładowania iskrowego w łuk zwarciaowy
 - α - współczynnik tłumienia impulsu zakłócającego
 - β - parametr opisujący kształt fali przepięciowej
 - ε - bezwzględna przenikalność elektryczna ośrodka
 - μ - bezwzględna przenikalność magnetyczna ośrodka
 - γ - przewodność gruntu, w S/m
- ψ_s, ψ_0, ψ_r - prawdopodobieństwa uderzenia pioruna w element linii

PRZEDMOWA

W warunkach pracy ustalonej, określanej najczęściej jako normalne warunki pracy, gdy wytwarzana energia elektryczna jest zużywana przez urządzenia odbiorcze, w systemie panuje stan równowagi elektromagnetycznej. Gdy wielkości lub parametry charakteryzujące pracę urządzeń osiągają wartości przekraczające graniczne warunki pracy normalnej, w systemie występuje stan nieustalony. Nowy stan powoduje zakłócenie równowagi procesów elektromagnetycznych, któremu towarzyszą szybkozmienne przepływy energii między polem magnetycznym w elementach indukcyjnych i polem elektrycznym w elementach pojemnościowych. Z punktu widzenia charakteru zjawisk towarzyszących stanom nieustalonym można je podzielić na zjawiska falowe: elektromagnetyczne, elektromechaniczne i cieplne. Granice między nimi nie są ściśle określone, gdyż często istnieje możliwość zakwalifikowania danego zjawiska do więcej niż jednej grupy.

Wymiana energii między polem magnetycznym i polem elektrycznym powoduje powstawanie zakłóceń elektromagnetycznych, których konsekwencją jest pojawienie się przepięć. Powstawanie przepięć wpływa najczęściej negatywnie na układy izolacyjne urządzeń znajdujących się w sieciach elektroenergetycznych – służących do wytwarzania, przesyłu, rozdziału i użytkowania energii elektrycznej.

Przepięcia są bardzo zróżnicowane pod względem postaci przebiegów w czasie. Są one narażeniami, które mogą mieć bardzo duże wartości szczytowe oraz – niebezpieczne dla izolacji wzdłużnej urządzeń elektroenergetycznych – duże stromości przebiegów czasowych. Działania podejmowane w tym zakresie zmierzają do ich ograniczania do takich wartości, które układy izolacyjne są w stanie wytrzymać bez przeskoku lub przebicia.

Przedmiotem monografii jest analiza oddziaływania na sieć zjawisk o charakterze falowym (elektromagnetycznym), które towarzyszą wylądowaniom atmosferycznym i stanom zakłóceń w sieciach elektroenergetycznych oraz ocena stopnia zagrożenia i skuteczności ochrony przed skutkami tych zjawisk.

Znajomość przepięć i ich parametrów jest wskazana ze względu na konieczność:

- ustalenia wymagań w zakresie doboru urządzeń ochrony od przepięć, takich jak ograniczniki przepięć, układy łukoochronne, dławiki i in.,
- ustalenia wymagań w zakresie doboru napięć probierczych oraz wytrzymałości elektrycznej takich elementów systemu, jak maszyny elektryczne, transformatory, dławiki, osprzęt do linii kablowych (mufy, głowice),
- ustalenia wymagań w zakresie doboru aparatów zainstalowanych w systemie,
- opracowania niezbędnych układów probierczych do badań aparatów łączeniowych i ochronnych,
- analizowania przyczyn awarii.

W celu określenia spodziewanych przebiegów zakłóceń przepięciowych niezbędna jest również znajomość modeli matematycznych poszczególnych elementów systemu w warunkach analizowanego zakłócenia. Znając te modele można wykonać obliczenia lub przeprowadzić symulacje komputerowe dla wybranych stanów pracy zakłóceniuwej. Porównanie otrzymanych tą drogą wyników z badaniami wykonanymi na modelach fizycznych lub fragmentach rzeczywistej sieci elektroenergetycznej stanowi obszerny materiał badawczy. Na podstawie zgromadzonego materiału można określić zachowanie się sieci w warunkach zakłóceń przepięciowych, ocenić występujące wówczas zagrożenia i zweryfikować zasady ochrony stosowane w tym zakresie, oraz ocenić celowość i możliwości poprawy skuteczności środków ochrony.

W monografii szczególną uwagę zwrócono na zagadnienie przepięć występujących w sieciach elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia. Rozważania teoretyczne opierają się na rzeczywistych danych sieciowych i zostały jakościowo i ilościowo potwierdzone wynikami symulacji komputerowych, badaniami rzeczywistych układów sieci elektroenergetycznych oraz ich modeli. W pracy zaimplementowano najnowsze osiągnięcia dotyczące cyfrowych metod przetwarzania sygnałów, wykorzystując w tym celu metody analizy częstotliwościowej i czasowo-częstotliwościowej zakłóceń przepięciowych. Dzięki temu, wyniki prac badawczych wykonanych przez autora obiektywizują stopień zagrożenia układów izolacyjnych przez przepięcia.

W oparciu o wnioski wynikające z obszernego materiału badawczego, podjęto próbę określenia przesłanek modyfikacji zasad koordynacji izolacji oraz ochrony sieci średniego i wysokiego napięcia przed przepięciami.

Na podstawie przeprowadzonych przez autora badań, obliczeń i analiz, a także uwzględniając praktyczne doświadczenie zawodowe autora, w podsumowaniu monografii sformułowano wnioski, które określają kierunki rozwoju badań zakłóceń przepięciowych oraz zmian w zapisach wybranych aktów normatywnych, związanych z tematyką monografii.

1. WSTĘP

System elektroenergetyczny (SEE) – jako zespół wzajemnie połączonych i współpracujących urządzeń przeznaczonych do wytwarzania, przesyłania, rozdziału i przetwarzania energii elektrycznej na inne formy energii – powinien spełniać wymagania o charakterze technicznym i ekonomicznym, aby zapewnić: wysoką jakość energii i niezawodność zasilania odbiorców, niskie koszty utrzymania, skuteczność operacyjnego zarządzania siecią oraz bezpieczeństwo pracy obsługi i użytkowników [138, 172, 173]. W literaturze fachowej opisującej zagadnienia funkcjonowania krajowego SEE dużo uwagi poświęca się jakości energii dostarczanej odbiorcom [18, 19, 53, 85, 140, 184]*. Znaczenie jakości, a szczególnie ciągłości dostaw energii elektrycznej rośnie w miarę wzrostu stopnia skomplikowania procesów produkcyjnych, z reguły sterowanych automatycznie z wykorzystaniem techniki cyfrowej. Zmusza to dystrybutorów energii elektrycznej do podejmowania działań zmierzających do zastosowania takich rozwiązań technicznych i organizacyjnych, które wpływają na obniżenie wskaźnika awaryjności systemu elektroenergetycznego i jego elementów składowych [20, 22, 121, 126, 127, 130].

1.1. Przegląd aktualnego stanu wiedzy o odwzorowaniu przebiegów

Wśród przyczyn uszkodzeń elementów składowych sieci najistotniejszymi są ukryte wady materiałowe i produkcyjne, miejscowe osłabienia izolacji, ekstremalne czynniki atmosferyczne (takie jak huraganowe wiatry) oraz przebiegi wewnętrzne i wywołane przez wyładowania atmosferyczne przebiegi piorunowe bezpośrednie lub pośrednie [51, 74, 124, 145, 188]. Wszystkie te czynniki stwarzają duże zagrożenie dla konstrukcji wsporczych, przewodów, łączników, transformatorów oraz układów izolacyjnych znajdujących się w sieciach elektroenergetycznych. W grupie przyczyn uszkodzeń istotne znaczenie mają przebiegi.

*) Pozycje literatury wydrukowane czcionkami „wytłuszczonymi” („boldem”) są autorские lub współautorskie.

Są one specyficznymi narażeniami elektrycznymi^{*)}, które – w zależności od przyjętych kryteriów podziału – można różnie klasyfikować.

Najbardziej przydatnym podziałem w technice izolacyjnej jest podział według ich pochodzenia i czasu trwania. Stosując takie kryterium klasyfikacji można wyróżnić dwie grupy przebiegów, tj. przebiegi zewnętrzne (piorunowe) wywołane uderzeniem pioruna w obiekty sieciowe lub w ich pobliżu oraz przebiegi wewnętrzne spowodowane przez różnorodne procesy zachodzące w obwodach sieciowych [11, 12, 25, 28, 32, 33, **54**, 61, 68, 81, 104, 120, **125**, **141**, 146, 147, 148].

Bardzo istotnym zagadnieniem z punktu widzenia poprawności pracy SEE jest ocena narażenia spowodowanego przebiegami, wykonana dla wszystkich jego elementów. Uzupełnieniem wiedzy merytorycznej wynikającej z oceny narażenia przebiegowego jest analiza awaryjności sieci elektroenergetycznej, która jest jednym z istotniejszych elementów oceny jej stanu technicznego. Ocena stanu technicznego jest z kolei częścią dokumentacji eksploatacyjnej określającej zdolność do pracy i warunki eksploatacyjne sieci elektroenergetycznych i jej elementów. Konieczność przeprowadzania takiej oceny nie rzadziej niż co pięć lat jest prawnie usankcjonowana [172, 173]. Ocena stopnia narażenia układów izolacyjnych jest przedmiotem wielu publikacji naukowo-technicznych, w tym między innymi [1, 11, 13, 15, 16, 26, 36, **73**, **74**, **122**, **124**, **128**, **129**, **185**, **189**].

Ocena stopnia narażenia powodowanego przebiegami prezentowana w wielu publikacjach książkowych (monograficznych) i artykułach jest oparta na wynikach wielokryterialnych analiz. Uzyskane stąd wnioski są podstawą opracowywanych norm, wytycznych projektowych bądź wskazówek wykonawczych [14, 67, 83, 88, 96, **133**, **143**, 158, 159, 160, 161, 162, 165, 166, 169, 170, 178]. Na ich podstawie są również formułowane nowe lub zmodyfikowane zależności empiryczne.

Analiza awaryjności sieci dystrybucyjnej i ocena jej stanu technicznego powinny być poprzedzone matematycznym opisem zjawisk falowych. Podstawy teorii pola elektromagnetycznego obowiązujące w tym zakresie są odnoszone do dynamicznych modeli elementów systemu elektroenergetycznego [6, 7, 9, 34, 37, 40, 42, 43, 46, 47, 48, 60, 71, 90, 95, 103, 104, 154]. W ten sposób można uzyskać potwierdzenie zgodności wniosków wynikających z analiz teoretycznych, a także badań i symulacji modeli oraz obiektów rzeczywistych. W niniejszej monografii wyniki symulacji z wykorzystaniem narzędzi informatycznych, modeli laboratoryjnych i wybranych fragmentów sieci dystrybucyjnej konfrontuje się z teorią pola elektromagnetycznego.

^{*)} Oddziaływania, będące skutkiem niekorzystnych wpływów zewnętrznych (środowiskowych) o charakterze zakłócającym mają często charakter losowy i nakładają się na siebie.

Poziom narażenia przepięciowego elementów lub fragmentów sieci dystrybucyjnej można ocenić za pomocą komputerowych metod symulacyjnych (obliczeń numerycznych). Metody symulacyjne są coraz częściej stosowane do wykonywania analiz zaistniałych awarii i oceny poprawności pracy systemu elektroenergetycznego, zarówno w zakresie obwodów pierwotnych, jak i wtórnych.

W celu wykonywania analiz symulacyjnych stanów nieustalonych wywołanych przepięciami piorunowymi, w tym także w celu projektowania układów ochrony przed przepięciami, stosuje się komputerowe programy użytkowe (np. *EMTP - Electro Magnetic Transients Program*, *PSpice - Simulation Program with Integrated Circuits Emphasis*) lub programy wyspecjalizowane [30, 49, 50, 53, 59, 66, 76, 79, 93, 113, 114, 115, 151, 152, 174]. Otrzymane w ten sposób wyniki obliczeń są najczęściej weryfikowane poprzez porównanie ich z wynikami uzyskiwanymi na modelach fizycznych lub obiektach rzeczywistych.

W monografii podsumowano wyniki symulacji wykonanych dla fragmentów sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem techniki komputerowej, dla których wyznaczono przebiegi stanów nieustalonych zjawisk zachodzących w czasie rzeczywistym. Do symulacji wykorzystano program obliczeniowy *PSpice* – pakiet *Desing Center Eval* [23, 175, 176, 177]. Program obliczeniowy *PSpice* jest powszechnie wykorzystywanym środowiskiem do projektowania, symulacji oraz analizy obwodów elektrycznych i elektronicznych (analogowych i cyfrowych). Dzięki dużej funkcjonalności i dokładności jest dobrym narzędziem pracy dla elektryków i elektroników, chcących badać zachowanie się projektowanych przez siebie układów. Możliwości zastosowania do symulacji programu *PSpice*, szczególnie w półprzewodnikowych układach użytkowych, są szeroko opisane w literaturze przedmiotu [31, 73, 89, 99, 107, 125, 132, 134, 135, 136, 143, 186, 187].

Równoległe z komputerowymi symulacjami wykonywano badania na modelach laboratoryjnych [186, 187] oraz rzeczywistych elementach sieci dystrybucyjnej [181, 182, 183, 185]. Miały one na celu porównanie wyników badań przeprowadzonych różnymi technikami.

Część wykonanych badań została zrealizowana za pomocą specjalistycznego sprzętu pomiarowego z komputerową akwizycją, co umożliwiło analizę sygnałów pomiarowych. W tym przypadku zostały wykonane pomiary jakości energii elektrycznej w wybranych punktach sieci dystrybucyjnej dla wszystkich poziomów napięcia (WN, SN, nn). Analiza wyników rejestracji pozwoliła ocenić stan faktyczny w badanym zakresie oraz zaproponować niezbędne do wprowadzenia zmiany, korygujące wartości parametrów dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej – zgodnie z wymaganiami określonymi w dokumentach normalizacyjnych.

Do analizy zakłóceń przepięciowych wykorzystano również metody czasowo-częstotliwościowe, za pomocą których zaprezentowano zmienność widma częstotliwościowego w czasie trwania wybranych przepięć. Zastosowanie tych metod umożliwiło wydobycie z badanych przebiegów czasowych informacji o

tym, jak zmieniają się jego właściwości zarówno w dziedzinie czasu, jak i częstotliwości [142, 143, 144]. Czasowo-częstotliwościowe metody analizy sygnałów znajdują coraz to szersze zastosowanie w praktyce z uwagi na to, że w wielu przypadkach dają dużo ciekawsze rezultaty niż tradycyjne metody analizy czasowej [4, 5, 8, 41, 45, 109, 110, 111].

Bardzo istotnym zagadnieniem mającym wpływ na ciągłość zasilania jest zapewnienie właściwych warunków pracy układom izolacyjnym w sieci dystrybucyjnej [67, 71, 116, 117, 126]. Oznacza to konieczność przystosowania wytrzymałości elektrycznej izolacji urządzeń do przebiegów spodziewanych w danej sieci, z uwzględnieniem właściwości dostępnych środków ochrony od przepięć. W praktyce zadanie to polega na prawidłowej koordynacji izolacji [55, 69, 87, 108, 158, 159, 164, 167, 168, 169, 170]. Uwzględniając krajowe i europejskie opracowania normalizacyjne, losowy charakter przebiegów, a także praktyczne doświadczenie, zaprezentowano wyniki oceny narażenia przepięciowego układów izolacyjnych oraz oszacowano wartość wskaźnika zagrożenia izolacji, czyli ryzyko wystąpienia przeskoku w kategorii przebiegów piorunowych. Na tej podstawie przeanalizowano zasady doboru i instalowania (rozmieszczenia) środków ochrony od przepięć w sieci o napięciu $U_n \leq 110$ kV. Ponadto określono przesłanki modyfikacji zasad koordynacji izolacji. Ponieważ kluczowe zagadnienie, jakim jest koordynacja izolacji, wymaga odniesienia do zapisów zawartych w dokumentach normalizacyjnych, w monografii przeprowadzono również ocenę spójności zapisów zawartych w tych dokumentach – odnoszących się do zagadnień ochrony przed przepięciami i koordynacji izolacji.

1.2. Układ monografii

Monografia jest podzielona na 7 rozdziałów. Rozdział pierwszy zawiera przegląd aktualnego stanu wiedzy z zakresu teorii przebiegów w układach elektroenergetycznych, wykorzystania narzędzi informatycznych do symulacji zjawisk falowych w tych układach i oceny zagrożenia przepięciowego – wykonany w oparciu o literaturę. Literatura przywołana w monografii określa zasady skutecznej ochrony układów elektroenergetycznych przed przepięciami. Dodatkowo, w monografii dokonano przeglądu literatury z zakresu ekonomicznych aspektów optymalizacji rozwiązań ochrony przed przepięciami w sieciach SN i WN^{*)} oraz ich skutkami. W rozdziale pierwszym sformułowano również cel i zakres monografii.

W rozdziale drugim scharakteryzowano stany nieustalone zakłócające normalną pracę sieci, określono ich wpływ na poszczególne elementy sieci oraz przeprowadzono rozważania teoretyczne zmierzające do porównania dwóch najczęściej stosowanych modeli matematycznych linii, w których indukowane są przepięcia od wyładowania atmosferycznego w sąsiedztwie linii. W rozdziale tym omówiono również zakłócenia elektromagnetyczne wywołane przepięciami

^{*)} Sieci SN i WN to sieci dystrybucyjne o napięciu znamionowym $1 \text{ kV} < U_n \leq 110 \text{ kV}$.

porunowymi i łączeniowymi. Ponadto zaprezentowano wyniki analizy awaryjności urządzeń elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia związanych z przebiegami oraz miejscowymi osłabieniami izolacji. Dane statystyczne, stanowiące podstawę opracowania analizy awaryjności, dotyczą sieci dystrybucyjnej Zakładu Energetycznego Opole SA (obecnie O/Opole EnergiaPro Koncern Energetyczny SA) i obejmują lata 1996-2006.

W rozdziale trzecim zaprezentowano wyniki przeprowadzonych badań, polegających na rejestracji szybkich zmian napięcia w wielodobowych przedziałach czasu oraz rejestracji impulsów przebiegowych w wybranych fragmentach rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. Impulsy przebiegowe rejestrowano w różnych konfiguracjach sieci elektroenergetycznej SN, będącej własnością energetyki zawodowej oraz odbiorców. Rozdział trzeci zawiera również wyniki rejestracji zjawisk przebiegowych w sieciach elektroenergetycznych, wykonanych metodą symulacji komputerowych. Część analiz teoretycznych wykonano metodą modelowania matematycznego i za pomocą uniwersalnego programu obliczeń zjawisk elektromagnetycznych, dzięki czemu było możliwe rozszerzenie zakresu badań przeprowadzonych metodami bezpośrednimi i uogólnienie ich wyników. Ponieważ na rynku profesjonalnego oprogramowania komputerowego pojawiają się wysoko wyspecjalizowane programy przeznaczone do projektowania, symulacji i analiz obwodów elektrycznych (analogowych i cyfrowych), podjęto próbę wykorzystania w tym celu programu *PSpice*. Na podstawie przeprowadzonych symulacji komputerowych określono także przydatność tego programu do symulacji i analiz przebiegów przebiegowych.

Rozdział czwarty zawiera wyniki analizy przebiegów wykonanej metodą transformaty Fouriera i transformaty falkowej, generowanych w sieci SN i WN wskutek wyładowań atmosferycznych i procesów łączeniowych. W rozdziale tym zaprezentowano przebiegi dwu- i trójwymiarowych spektrogramów widm amplitudowych i gęstości mocy przebiegów przetworzonych krótkoczasowym przekształceniem Fouriera oraz uzyskane dla nich, za pomocą ciągłej transformaty falkowej, skalogramy. Wskazano również możliwości wykorzystania uzyskanych wyników do charakterystyki badanych przebiegów.

W rozdziale piątym, na podstawie uzyskanych wyników pomiarów i przeprowadzonych analiz, dokonano oceny stopnia narażenia przebiegowego izolacji urządzeń elektroenergetycznych. Określono również wpływ konfiguracji sieci i sposobu pracy punktu neutralnego sieci na poziom narażenia przebiegowego. Mając na uwadze badane czynniki powodujące zakłócenia przebiegowe, określono ich wpływ na zachowanie ciągłości zasilania odbiorców. Wskazano możliwości ograniczenia kosztów zawodności sieci poprzez optymalizację jej struktury oraz standaryzację rozwiązań sieciowych. W rozdziale tym dokonano również oceny skutków oddziaływań przebiegów w sieciach SN i WN.

Rozdział szósty poświęcony jest zasadom ochrony sieci elektroenergetycznych przed przebiegami. Oceniono proces koordynacji izolacji zastosowany w wybranych obiektach sieciowych, uwzględniając wymagania normalizacyjne w

zakresie uszeregowania poziomów wytrzymałości elektrycznej układów izolacji. Dokonano również oceny niezawodności układu izolacyjnego zdolnego do samoregeneracji, określając ryzyko przeskoku. W tym celu wykorzystano uproszczoną metodę statystyczną koordynacji izolacji, posługując się wybranymi, charakterystycznymi wielkościami: statystycznym przepięciem i statystyczną wytrzymałością udarową, dla których znane są rozkłady funkcji gęstości określonego rodzaju przepięć oraz dystrybuantą napięcia przeskoku dla danego układu. Przedstawiono również przesłanki modyfikacji zasad koordynacji izolacji i ochrony przed przepięciami.

W rozdziale siódmym podsumowano zgromadzony przez autora monografii materiał analityczny i badawczy z zakresu szybkozmiennych zakłóceń elektromagnetycznych występujących w sieci dystrybucyjnej. Na tej podstawie sformułowano najistotniejsze wnioski i uwagi końcowe oraz zaproponowano możliwe kierunki dalszych prac badawczych zmierzających do poprawnej interpretacji wyników pomiarów i w konsekwencji pozwalających na podejmowanie poprawnych decyzji związanych z oceną stopnia zagrożenia układów izolacyjnych. Zagadnienia przedstawione w monografii były przez autora prezentowane na konferencjach technicznych oraz publikowane w czasopismach naukowych w Polsce oraz o zasięgu międzynarodowym [73–75, 121–145].

1.3. Cel i zakres monografii

Głównym celem monografii jest:

scharakteryzowanie procesów przepięciowych występujących w sieciach elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia, dokonane na podstawie przeprowadzonych przez autora prac naukowo-badawczych uwzględniających wyniki pomiarów i nowoczesne metody przekształceń czasowo-częstotliwościowych sygnałów, oszacowanie poziomu narażenia przepięciowego układów izolacyjnych i określenie przesłanek modyfikacji zasad koordynacji izolacji i ochrony przed przepięciami.

Dla tak przyjętego celu, zakres monografii obejmuje następujące zagadnienia:

- ocenę wpływu zakłóceń elektromagnetycznych (o częstotliwościach bliskich lub równych częstotliwościom drgań własnych) na pracę sieci średniego i wysokiego napięcia oraz jej elementów,
- analizę ilościową i jakościową wyników pomiarów przepięć w rzeczywistych sieciach elektroenergetycznych SN i WN oraz w modelowych liniach kablowych SN, a ponadto analizę wyników symulacji komputerowych przepięć,
- ocenę możliwości zastosowania nowoczesnych metod przetwarzania sygnałów opartych na analizach czasowo-częstotliwościowych z zastosowaniem krótkoczasowej transformaty Fouriera i transformaty falkowej do charaktery-

- styki przepięć występujących w sieciach elektroenergetycznych SN i WN,
- ocenę wpływu kształtu przepięć na poziom narażenia przepięciowego izolacji linii napowietrznych i kablowych,
 - ocenę wpływu konfiguracji i sposobu pracy punktu neutralnego sieci na powstawanie zakłóceń przepięciowych,
 - ocenę możliwości zagwarantowania wymaganego stopnia pewności pracy sieci elektroenergetycznych SN i WN przy obecnie stosowanych środkach ochrony przed przepięciami,
 - zastosowanie metodyki koordynacji izolacji do wybranych obiektów elektroenergetycznych SN i WN,
 - ocenę możliwości modyfikacji zasad ochrony przed przepięciami, z uwzględnieniem współczesnych zasad koordynacji izolacji,
 - ocenę zgodności treści różnych dokumentów normalizacyjnych opisujących zjawiska przepięciowe występujące w sieciach rozdzielczych.

Zakres monografii nie obejmuje sieci niskich napięć (do 1 kV) i najwyższych napięć (220 i 400 kV). Nie analizuje się również stanu pracy sieci elektroenergetycznych o częstotliwościach zbliżonych do znamionowej i nie uwzględnia się zakłóceń powodowanych wyższymi harmonicznymi lub niesymetrią napięcia.

W monografii scharakteryzowano i oceniono stopień narażenia układów izolacyjnych sieci SN i WN przez przepięcia piorunowe i sieciowe, ale w analizie zasad koordynacji izolacji oraz ochrony sieci przed przepięciami uwzględniono wyłącznie przepięcia piorunowe.

Oceny i analizy w monografii opierają się na wynikach obliczeń i symulacji komputerowych oraz badań i pomiarów wykonanych przez autora, we współpracy ze służbami pomiarowymi energetyki zawodowej i pracownikami uczelni. Do najważniejszych prac badawczych należy zaliczyć:

1. Badania rzeczywistych fragmentów linii napowietrznych i kablowych wykonane na terenie działania Zakładu Energetycznego Opole SA oraz Oddziału Wrocław EnergiiPro KE SA, obejmujące rejestrację przebiegów falowych w liniach napowietrznych, kablowych i napowietrzno-kablowych; uwzględniono kable tradycyjne o izolacji papierowej oraz kable o izolacji z polietylenu termoplastycznego i sieciowanego. W sieci SN i WN wykonano ponadto badania jakości parametrów energii elektrycznej, rejestrując między innymi zapady i szybkie zmiany napięcia^{*)}.
2. Badania modeli fizycznych (laboratoryjnych) elementów sieci SN i WN wy-

^{*)} Badania te były częścią kilkuletniej pracy badawczej obejmującej swym zakresem rejestrację i analizę wyników pomiaru wskaźników jakości energii elektrycznej określonych w normie [171]; pracę wykonano na zlecenie i przy współudziale Zakładu Energetycznego Opole SA.

konane w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Opolskiej, których celem było:

- ustalenie wpływu zakłóceń o charakterze przepięciowym na pracę wybranych elementów systemu elektroenergetycznego,
- badanie wpływu kształtu fali przepięciowej na poziom narażenia przepięciowego izolacji żył linii kablowych.

3. Symulacje komputerowe przeprowadzone w celu oceny przydatności programu *PSpice* do modelowania, symulacji i analizy stanów nieustalonych w sieci SN i WN oraz jej elementów. Na podstawie porównania wyników symulacji komputerowych z wynikami uzyskanymi w trakcie pomiarów wykonanych na modelach fizycznych i obiektach rzeczywistych, dokonano m.in. oceny wpływu parametrów elektrycznych impulsu udarowego na kształt przepięcia.

Szczegóły wykonanych prac badawczych można znaleźć w materiałach niepublikowanych [181–183] i [185–187].

Do oceny narażenia przepięciowego sieci elektroenergetycznych SN i WN autor ponadto wykorzystał wyniki:

- analizy awaryjności urządzeń elektroenergetycznych [189],
- oceny zmian w zakresie intensywności burzowej w ciągu kilkudziesięciu lat jakie wystąpiły w województwie opolskim, wskazując jednocześnie przeważające kierunki przemieszczania się burz.

Do obliczeń i sporządzania wykresów, skalogramów i spektrogramów autor dodatkowo korzystał z programu komputerowego MATLAB (wersja 14.0.0163-2007).

Zaprezentowane w monografii oceny i analizy skutków przepięć w elektroenergetycznych sieciach SN i WN stanowią podsumowanie ponaddwudziesto-dwuletniego okresu pracy autora w przedsiębiorstwie energetycznym ZE Opole SA (obecnie Oddziału Opole EnergiiPro KE SA) oraz w Koncernie Energetycznym EnergiaPro SA z Grupy TAURON Polska Energia SA.

2. STANY NIEUSTALONE W SIECIACH ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA SPOWODOWANE PRZEPIĘCIAMI

Podstawowym stanem pracy SEE jest stan ustalony (normalny). Jego przeciwieństwem jest stan zakłóceńowy, zagrażający ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców oraz będący zazwyczaj także zagrożeniem dla ludzi i urządzeń elektroenergetycznych. Pomimo wyłączenia uszkodzonego obiektu, stany nieustalone powstające w trakcie zakłóceń mogą często wywoływać dalsze konsekwencje w postaci rozległych uszkodzeń. Do wyznaczenia przebiegów napięć i prądów występujących w stanie zakłóceńowym spowodowanym przepięciami konieczna jest znajomość modeli matematycznych poszczególnych elementów systemu oraz całego systemu w warunkach analizowanego zakłócenia.

2.1. Przepięcia w ujęciu falowym

Istnieje nierozzerwalny związek między polem elektrycznym i magnetycznym, bowiem przy zmianie pola elektrycznego w czasie powstaje pole magnetyczne, a zmianie pola magnetycznego towarzyszy powstanie pola elektrycznego. Wymiana energii między tymi polami przebiega z częstotliwościami bliskimi lub równymi częstotliwościom drgań własnych systemu elektroenergetycznego^{*)}, z reguły znacznie przewyższającymi częstotliwość znamionową napięcia sieci.

Podstawowymi równaniami pola elektromagnetycznego, odzwierciedlającymi ścisły związek między składową elektryczną i magnetyczną w ujęciu makroskopowym, są równania Maxwella o następującej postaci różniczkowej:

$$\operatorname{rot}\vec{H} = \gamma\vec{E} + \varepsilon\frac{\partial\vec{E}}{\partial t} = \vec{J} + \frac{\partial\vec{D}}{\partial t}, \quad (2.1)$$

$$\operatorname{rot}\vec{E} = -\mu\frac{\partial\vec{H}}{\partial t} = -\frac{\partial\vec{B}}{\partial t}, \quad (2.2)$$

w których:

\vec{H} – wektor natężenia pola magnetycznego,

\vec{E} – wektor natężenia pola elektrycznego,

\vec{D} – wektor indukcji pola elektrycznego,

\vec{J} – wektor gęstości prądu,

\vec{B} – wektor indukcji magnetycznej,

ε – bezwzględna przenikalność elektryczna ośrodka,

γ – konduktywność ośrodka,

μ – bezwzględna przenikalność magnetyczna ośrodka.

^{*)} Częstotliwości rezonansowe.

Jeżeli przyjąć, że ośrodek jest nieruchomy i że nie ma w nim ruchu ładunków i obcych pól, to wykonując operację rotacji na równaniach (2.1) i (2.2) otrzymamy

$$\text{rot rot}\vec{E} = -\mu \frac{\partial}{\partial t} \text{rot}\vec{H} \quad (2.3)$$

Uwzględniając tożsamość

$$\text{rot rot}\vec{E} = \text{grad div}\vec{E} - \nabla^2 \vec{E}, \quad (2.4)$$

w której ∇^2 oznacza operator Laplace'a, działający na każdą ze współrzędnych wektora \vec{E} oraz założoną bezźródłowość pola elektrycznego ($\text{div}\vec{E} = 0$) uzyskuje się zależność:

$$-\nabla^2 \vec{E} = -\mu \frac{\partial}{\partial t} \text{rot}\vec{H}. \quad (2.5)$$

Po uwzględnieniu równania (2.1) otrzymuje się następujące równanie falowe:

$$\nabla^2 \vec{E} = \mu\gamma \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} + \mu\epsilon \frac{\partial^2 \vec{E}}{\partial t^2}, \quad (2.6)$$

które w przypadku ośrodka nieprzewodzącego, czyli dielektryka idealnego ($\gamma = 0$), przekształca się do postaci

$$\nabla^2 \vec{E} = \mu\epsilon \frac{\partial^2 \vec{E}}{\partial t^2}. \quad (2.7)$$

Równanie to jest równoważne trzem równaniom skalarnym:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 E_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 E_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} &= \mu\epsilon \frac{\partial^2 E_x}{\partial t^2}, \\ \frac{\partial^2 E_y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 E_y}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 E_y}{\partial z^2} &= \mu\epsilon \frac{\partial^2 E_y}{\partial t^2}, \\ \frac{\partial^2 E_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 E_z}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 E_z}{\partial z^2} &= \mu\epsilon \frac{\partial^2 E_z}{\partial t^2}, \end{aligned} \quad (2.8)$$

opisującym składowe wektora pola elektrycznego \vec{E} , spełniającym równanie falowe w układzie współrzędnych prostokątnych. Równanie (2.7) przyjmuje szczególną postać dla przypadku, kiedy $E_x = 0$ i $E_z = 0$, natomiast E_y jest funkcją zmiennej niezależnej x i zmiennej t . Po uwzględnieniu powyższych warunków w równaniach (2.8) otrzymuje się jednorodne równanie falowe w postaci skalarnej

$$\frac{\partial^2 E_y}{\partial x^2} = \mu\epsilon \frac{\partial^2 E_y}{\partial t^2}. \quad (2.9)$$

Najogólniejszą postać rozwiązania równania (2.9) można otrzymać metodą d'Alemberta w postaci fal biegnących (wędrownych). Wprowadzając nowe zmienne: $y = x - vt$ i $g = x + vt$, rozwiązanie ogólne tego równania ma postać

$$E_y = f_1(y) + f_2(g) = f_1(x - vt) + f_2(x + vt), \quad (2.10)$$

przy czym:

$f_1(x - vt)$ – fala pierwotna poruszającą się w kierunku dodatnim osi x ,

$f_2(x + vt)$ – fala odbita poruszającą się w kierunku malejących wartości x ,

$v = \frac{1}{\sqrt{\mu\varepsilon}}$ – prędkość propagacji fali.

Eliminując wektor natężenia pola elektrycznego \vec{E} z równań (2.1) i (2.2), otrzymuje się równanie zawierające wektor natężenia pola magnetycznego

$$\nabla^2 \vec{H} = \mu\gamma \frac{\partial \vec{H}}{\partial t} + \mu\varepsilon \frac{\partial^2 \vec{H}}{\partial t^2}. \quad (2.11)$$

Stosując podobne przekształcenia, ale odnosząc je do natężenia pola magnetycznego, otrzymuje się równanie falowe w postaci skalarnej

$$\frac{\partial^2 H_y}{\partial x^2} = \mu\varepsilon \frac{\partial^2 H_y}{\partial t^2}, \quad (2.12)$$

którego rozwiązanie ogólne ma postać

$$H_z = \frac{1}{Z_c} [f_1(x - vt) - f_2(x + vt)], \quad (2.13)$$

gdzie: $Z_c = \sqrt{\frac{\mu}{\varepsilon}}$ – impedancja falowa ośrodka.

W wyniku rozwiązania równań (2.9) i (2.12) – dla dielektryka idealnego, w którym nie ma ładunków – otrzymuje się równanie fali natężenia pola elektrycznego (2.10) i równanie fali natężenia pola magnetycznego (2.13). Z porównania wyrażań (2.10) i (2.13) wynika, że wektory natężenia pola elektrycznego i natężenia pola magnetycznego są wzajemnie prostopadłe, a stosunek wartości tych wektorów jest równy impedancji falowej ośrodka, w którym fala się rozchodzi. W sensie fizycznym rozwiązanie równań (2.1) i (2.2) dowodzi, że istnieje tylko jedna wypadkowa fala elektromagnetyczna, składająca się ze ściśle z sobą związanych dwóch spolaryzowanych poprzecznie fal płaskich: natężenia pola elektrycznego i natężenia pola magnetycznego.

W praktyce rozprzestrzenianie się zaburzenia elektromagnetycznego wzdłuż przewodów sieci ujawnia się w postaci fal napięciowych i prądowych. Podstawowe równania różniczkowe, opisujące przebiegi falowe napięcia i prądu w

układzie przewodów – ziemia jedнопроводowej bezstratnej linii długiej wynikają z zależności (2.9) i (2.12) i są określone w następującej postaci:

$$\frac{\partial^2 u_y}{\partial x^2} = \mu\varepsilon \frac{\partial^2 u_y}{\partial t^2}, \quad (2.14a)$$

$$\frac{\partial^2 i_y}{\partial x^2} = \mu\varepsilon \frac{\partial^2 i_y}{\partial t^2}. \quad (2.14b)$$

Rozwiązaniem ogólnym równań (2.14a) i (2.14b) są funkcje:

$$u = F_p(y) + F_l(g) = F_p(x - vt) + F_l(x + vt) = u_p + u_l, \quad (2.15a)$$

$$i = \frac{1}{Z_c} [F_p(y) - F_l(g)] = \frac{1}{Z_c} [F_p(x - vt) - F_l(x + vt)] = i_p + i_l, \quad (2.15b)$$

w których:

- F_p, F_l – dowolne funkcje dwukrotnie różniczkowalne względem swych argumentów,
- u_p, u_l – składowe fale napięciowe biegnące w prawo i w lewo,
- $i_p = \frac{u_p}{Z_c}$ – składowa fala prądowa biegnąca w prawo,
- $i_l = -\frac{u_l}{Z_c}$ – składowa fala prądowa biegnąca w lewo.

Z równań (2.15a) i (2.15b) wynika, że w ogólnym przypadku należy liczyć się z istnieniem dwóch przemieszczających się wzdłuż przewodu fal: napięciowej i prądowej, biegnących w prawo (u_p, i_p) oraz w lewo (u_l, i_l); składowe fale napięciowe są proporcjonalne do składowych fal prądowych, przy czym współczynnikiem proporcjonalności jest impedancja falowa linii.

Zjawisko rozprzestrzeniania się fali napięciowej (prądowej) można analizować w dogodny sposób na przykładzie przemieszczania się zaburzenia elektromagnetycznego wzdłuż przewodów linii napowietrznej lub kablowej. Można to wykonać stosując metodę układu zastępczego, polegającą na przekształceniu układu sieciowego (zawierającego obwody o parametrach rozłożonych i punkty węzłowe) w równoważny układ zastępczy o parametrach skupionych. Metoda ta, wraz z obliczeniami przebiegów falowych w różnych układach sieciowych, jest szeroko opisana m.in. w [6, 11, 12, 15]. Znacznie mniej jest publikacji odnoszących się do modelowania matematycznego linii elektroenergetycznych w warunkach przepięć indukowanych. I choć skutki oddziaływań elektromagnetycznych piorunów w postaci przepięć indukowanych są znacznie mniej groźne dla

izolacji liniowej niż w przypadku przepięć piorunowych bezpośrednich, to jednak w ostatnich latach obserwuje się nasilenie prac teoretycznych i eksperymentalnych w tym zakresie. W dalszej części rozdziału przedstawiono dwa najczęściej wykorzystywane modele obliczeniowe przepięć indukowanych w liniach elektroenergetycznych: model Ruscka – polegający na wykorzystaniu wyrażeń wiążących natężenie pola elektrycznego z potencjałem skalarnym i wektorowym oraz model Agravala – oparty na antenowej teorii fal. Porównanie tych modeli ma na celu wskazanie różnic między nimi oraz określenie wpływu tych różnic na dokładność odwzorowania zjawiska indukowania się przepięć.

Analizę modeli matematycznych linii przeprowadzono w oparciu o równania Maxwella, opisujące pole elektromagnetyczne. W prowadzonych rozważaniach pole elektromagnetyczne można opisać albo za pomocą równań ujętych w niniejszym podrozdziale monografii, albo dwóch funkcji – potencjału skalarnego V i potencjału wektorowego \vec{A} pola elektromagnetycznego. Ponieważ przepięcia indukowane zależą jednocześnie od dwóch wielkości składowych: składowej elektrycznej $u_{ie}(x, t)$ i składowej magnetycznej $u_{im}(x, t)$, uzależnionych od współrzędnych rozpatrywanego punktu w przestrzeni i czasu, w dalszych rozważaniach skorzystano z wielkości charakteryzujących pole elektromagnetyczne za pomocą funkcji potencjału skalarnego V i potencjału wektorowego \vec{A} .

Potencjał wektorowy \vec{A} opisany jest następująco:

$$\vec{B} = \text{rot}\vec{A}. \quad (2.16)$$

Równanie to nie określa jednak w sposób jednoznaczny potencjału wektorowego, gdyż istnieje wiele wektorów \vec{A} , odpowiadających tej samej indukcji magnetycznej. W tym przypadku dla każdego z wektorów \vec{A} oraz $\vec{A} + \text{grad} V$ (gdzie V jest dowolną różniczkowalną funkcją skalarną, a $\text{grad} V$ jej gradientem) otrzymuje się zależność (2.16), ze względu na tożsamość wektorową $\text{rot grad} V = 0$. Zgodnie z tym, przy określaniu potencjału wektorowego możemy narzucić dodatkowy warunek na $\text{div} \vec{A}$.

Poprzez eliminację \vec{B} z równań (2.2) i (2.16) otrzymamy równanie

$$\text{rot}\left\{\vec{E} + \frac{\partial\vec{A}}{\partial t}\right\} = 0. \quad (2.17)$$

Ponieważ pole wektora $\vec{E} + \frac{\partial\vec{A}}{\partial t}$ jest bezwirowe, więc można określić funkcję skalarną V , dla której istnieje gradient

$$-\text{grad}V = \vec{E} + \frac{\partial\vec{A}}{\partial t}. \quad (2.18)$$

Zatem

$$\vec{E} = -\text{grad}V - \frac{\partial \vec{A}}{\partial t}. \quad (2.19)$$

Dla pola elektrostatycznego $\frac{\partial \vec{A}}{\partial t} = 0$ i wzór (2.19) upraszcza się do postaci

$E = -\text{grad} V$. Oznacza to, że potencjał skalarny V jest w tym przypadku odpowiednikiem potencjału elektrostatycznego.

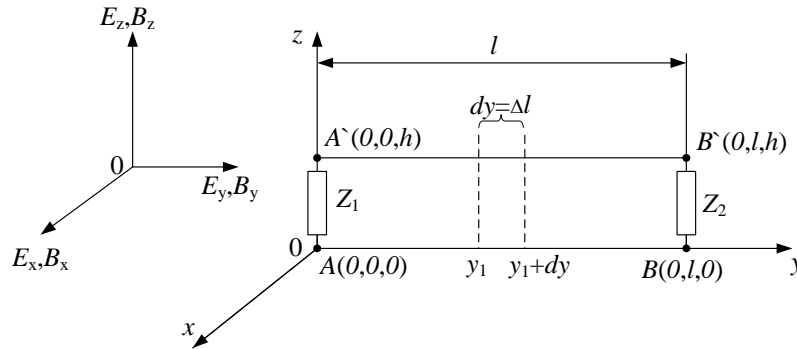
W celu wyznaczenia zależności matematycznej, na podstawie której będzie można określać wartość maksymalną fali napięciowej przemieszczającej się wzdłuż linii elektroenergetycznej, wygodnie jest posłużyć się fragmentem linii umieszczonej w układzie współrzędnych prostokątnych x, y, z (rys. 2.1) oraz wzorami (2.16) i (2.19).

W układzie współrzędnych prostokątnych wartość skalarną V^i i wektor potencjału \vec{A}^i (rozpatrywanych w warunkach przepięć indukowanych w linii elektroenergetycznej) można przedstawić następująco:

$$\text{grad}V^i = \frac{\partial V^i(x, y, z, t)}{\partial x} a_x + \frac{\partial V^i(x, y, z, t)}{\partial y} a_y + \frac{\partial V^i(x, y, z, t)}{\partial z} a_z, \quad (2.20)$$

$$\vec{A}^i = A_x^i a_x + A_y^i a_y + A_z^i a_z, \quad (2.21)$$

gdzie: a_x, a_y, a_z są wersorami potencjału wektorowego \vec{A} w układzie współrzędnych prostokątnych x, y, z .



Rys. 2.1. Układ współrzędnych prostokątnych z wrysowanym fragmentem linii elektroenergetycznej; Z_1 – impedancja falowa linii, w Ω , Z_2 – impedancja obciążenia linii, w Ω , l – długość linii, w m, h_s – wysokość słupa, w m

Fig. 2.1. Rectangular co-ordinate system including the fragment of a power line; Z_1 – wave impedance of a line (Ω), Z_2 – line load impedance (Ω), l – length of a line, (m), h_s – height of line support, (m).

W rozpatrywanym układzie współrzędnych zależności opisujące pola elektryczne i magnetyczne mają następującą postać

$$\vec{E}^i = a_x E_x^i(x, y, z, t) + a_y E_y^i(x, y, z, t) + a_z E_z^i(x, y, z, t), \quad (2.22)$$

$$\vec{B}^i = a_x B_x^i(x, y, z, t) + a_y B_y^i(x, y, z, t) + a_z B_z^i(x, y, z, t). \quad (2.23)$$

Składowe pola elektrycznego opisanego wzorem (2.22) można wyrazić następująco:

$$E_x^i(x, y, z, t) = -\frac{\partial V^i(x, y, z, t)}{\partial x} - \frac{\partial A_x^i(x, y, z, t)}{\partial t}, \quad (2.24)$$

$$E_y^i(x, y, z, t) = -\frac{\partial V^i(x, y, z, t)}{\partial y} - \frac{\partial A_y^i(x, y, z, t)}{\partial t}, \quad (2.25)$$

$$E_z^i(x, y, z, t) = -\frac{\partial V^i(x, y, z, t)}{\partial z} - \frac{\partial A_z^i(x, y, z, t)}{\partial t}. \quad (2.26)$$

W analogiczny sposób można opisać pole magnetyczne. Całkowite pola elektryczne i magnetyczne określają zależności:

$$\vec{E} = a_x E_x(x, y, z, t) + a_y E_y(x, y, z, t) + a_z E_z(x, y, z, t), \quad (2.27)$$

$$\vec{B} = a_x B_x(x, y, z, t) + a_y B_y(x, y, z, t) + a_z B_z(x, y, z, t), \quad (2.28)$$

które są sumą pól określonych wzorami (2.22) i (2.23) i rozproszenia w postaci

$$\vec{E}^s = a_x E_x^s(x, y, z, t) + a_y E_y^s(x, y, z, t) + a_z E_z^s(x, y, z, t), \quad (2.29)$$

$$\vec{B}^s = a_x B_x^s(x, y, z, t) + a_y B_y^s(x, y, z, t) + a_z B_z^s(x, y, z, t). \quad (2.30)$$

Posługując się określonymi wcześniej zależnościami opisującymi pole elektromagnetyczne, w tablicy 2.1 zestawiono wzory uzyskane w wyniku kolejnych przekształceń dla obu rozpatrywanych modeli (Agrawala i Ruscka). Doprowadzając wzór o lp. 3 w tabl. 2.1 do postaci określającej napięcie rozproszenia oraz uwzględniając jednocześnie równanie (2.26) otrzymuje się równanie:

$$\begin{aligned} u^s(y, t) &= u(y, t) + \int_0^h E_z^i(0, y, z, t) dz = \\ &= u(y, t) - \int_0^h \left\{ \frac{\partial V^i(0, y, z, t)}{\partial z} + \frac{\partial A_z^i(0, y, z, t)}{\partial t} \right\} dz. \end{aligned} \quad (2.31)$$

Podstawiając do powyższego równania wzór o lp. 3' w tabl. 2.1, określający napięcie całkowite linii, otrzymuje się zależność:

$$u^v(y, t) = u^s(y, t) + \int_0^h \frac{\partial V^i(x, y, z, t)}{\partial z} dz. \quad (2.32)$$

Po uwzględnieniu zależności (2.32) we wzorach o lp. 1' i 2' w tabl. 2.1, otrzymuje się równania końcowe o lp. 6' i 7' w tabl. 2.1, które w porównaniu z wzorami o lp. 6 i 7 w tabl. 2.1 różnią się o składnik

$$-\frac{\partial A_y^i(0, y, h, t)}{\partial t}. \quad (2.33)$$

Składnik ten nie występuje wtedy, gdy wektor potencjału pola elektrycznego jest prostopadły do kanału łuku głównego wyładowania piorunowego. Wówczas jego wartość jest równa zeru.

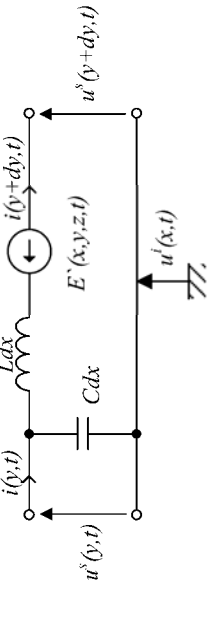
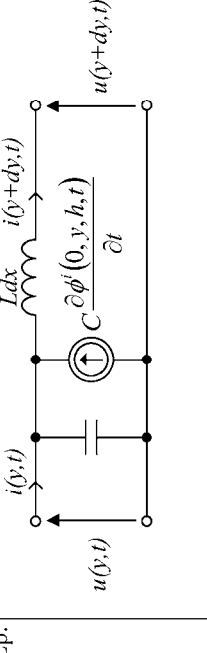
Z przeprowadzonej analizy wynika, że model matematyczny Agrawala uwzględnia dodatkowo dwie składowe wektora natężenia pola elektrycznego: pionową związaną z napięciem indukowanym i pionową związaną z polem własnym linii (według wzoru o lp. 6 w tabl. 2.1). Wprowadzenie składowych do wzorów opisujących ten model oraz na schemacie zastępczym linii elektroenergetycznej ma charakter dodatkowego źródła napięcia.

Mimo tego, że w modelu Ruscka pominięty jest wpływ indukcji magnetycznej związanej z kanałem wyładowania piorunowego, dla potrzeb wielu analiz jest on traktowany jako wystarczająco dokładny. Można podać wiele przypadków, kiedy różnice w przebiegu napięć indukowanych wyznaczonych według dwóch modeli są niewielkie i mogą być uznane za nieistotne. Odnosi się to do linii długich oraz przypadków, gdy kanał łuku wyładowania piorunowego znajduje się w odległości większej od czterokrotnej wysokości słupa linii.

Są jednak przypadki, kiedy różnice w przebiegu napięć indukowanych wyznaczonych na podstawie każdego z modeli są istotne. Na rys. 2.2 pokazano przykładowe przebiegi napięcia indukowanego w linii o długości 500 m wskutek wyładowania atmosferycznego. Kanał łuku głównego wyładowania piorunowego przecina oś linii w odległości 50 m od końca linii. Przepięcia na końcu linii bliskim kanałowi wyładowania (rys. 2.2a) osiągają amplitudę ok. 19 kV według modelu Ruscka i 33 kV według modelu Agrawala, a przepięcia na drugim końcu linii (rys. 2.2b) – odpowiednio 51 kV i 10 kV. W rozważanym przypadku model Ruscka nie może być traktowany jako wystarczająco dokładny. Należy zatem uznać za właściwe stosowanie do analizy przepięć indukowanych spowodowanych wyładowaniami atmosferycznymi modelu Agrawala, uwzględniającego dodatkowo wpływ indukcji magnetycznej związanej z kanałem wyładowania piorunowego.

Tablica 2.1.

Porównanie podstawowych równań opisujących dwa modele linii napowietrznej dla warunków przepięć indukowanych [60, 103]

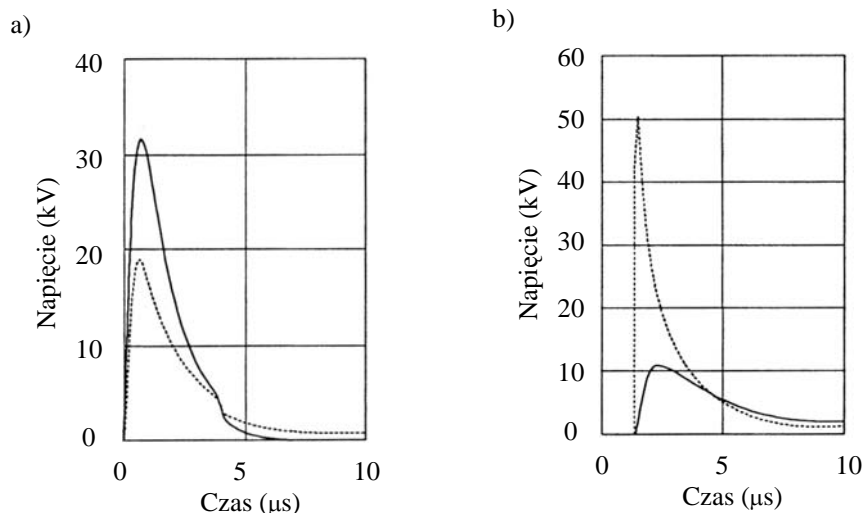
Lp.	Model Agrawala	Model Ruscka
1		
2	$\frac{\partial u^s(y,t)}{\partial y} + L \frac{\partial i(y,t)}{\partial t} = E_y^i(0,y,h,t)$ $\frac{\partial i(y,t)}{\partial y} + C \frac{\partial u^s(y,t)}{\partial t} = 0$	$\frac{\partial u^v(y,t)}{\partial y} + L \frac{\partial i(y,t)}{\partial t} = 0$ $\frac{\partial i(y,t)}{\partial y} + C \frac{\partial u^v(y,t)}{\partial t} = C \frac{\partial V^i(0,y,h,t)}{\partial t}$
3	$u(y,t) = u^s(y,t) - \int_0^h E_z^i(0,y,z,t) dz$	$u(y,t) = u^v(y,t) + \int_0^h \frac{\partial A_z^i(0,y,z,t)}{\partial t} dz$
4	$u^s(y,t) = - \int_0^h E_z^s(0,y,z,t) dz$	$u^i = \int_0^h \frac{\partial A_z^i(0,y,z,t)}{\partial t} dz$

Tablica 2.1 cd.

Porównanie podstawowych równań opisujących dwa modele linii napowietrznej dla warunków przepięć indukowanych

Lp.	Model Agrawala	Lp.	Model Ruscka
4	$u^s(y, t) = - \int_0^h E_z^s(0, y, z, t) dz$	4'	$u^A = \int_0^h \frac{\partial A_z^i(0, y, z, t)}{\partial t} dz$
5	$u(y, t) = u^s(y, t) - u^i(y, t)$	5'	$u(y, t) = u^v(y, t) + u^A(y, t)$
6	$\frac{\partial u^s(y, t)}{\partial y} + L \frac{\partial i(y, t)}{\partial t} = - \frac{\partial V^i(0, y, h, t)}{\partial y} - \frac{\partial A_z^i(0, y, h, t)}{\partial t}$	6'	$\frac{\partial u^s(y, t)}{\partial y} + L \frac{\partial i(y, t)}{\partial t} = - \frac{\partial V^i(0, y, h, t)}{\partial y}$
7	$\frac{\partial i(y, t)}{\partial y} + C \frac{\partial u^s(y, t)}{\partial t} = 0$	7'	$\frac{\partial i(y, t)}{\partial y} + C \frac{\partial u^s(y, t)}{\partial t} = 0$

Objaśnienia:
 u^i, u^v – napięcie indukowane w przewodach linii wskutek wyładowania piorunowego w pobliżu linii (indeks i - wg modelu Agrawala, indeks v - wg modelu Ruscka),
 u^s, u^A – napięcie rozproszenia pola elektrycznego w przewodach linii (indeks s - wg modelu Agrawala, indeks A - wg modelu Ruscka)



Rys. 2.2. Przebiegi napięcia indukowanego: a) na końcu linii bliskim wyładowaniu, b) na drugim końcu linii [47]

Fig. 2.2. Induced voltage – time characteristics: a) at the line end near to discharge, b) at the other end of the line [47].

2.2. Charakterystyka i opis wybranych procesów przebiegowych w sieciach elektroenergetycznych

Zakłócenia występujące w systemie elektroenergetycznym uniemożliwiają normalne funkcjonowanie poszczególnych urządzeń. Charakteryzują się one różnym stopniem złożoności i zagrożenia dla systemu. Podstawową klasyfikację zakłóceń oraz główne przyczyny ich powstawania zawiera tablica 2.2. Bezpośrednimi skutkami zakłóceń mogą być uszkodzenia elementów systemu, przekształcające się następnie w rozległe awarie systemowe. Do najważniejszych skutków zakłóceń należy zaliczyć:

- uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń elektroenergetycznych wskutek przepływu prądu zwarciovego o parametrach przekraczających poziom dopuszczalny, zarówno co do wartości jak i czasu trwania,
- powstawanie niebezpiecznych napięć rażenia dotykowego na częściach normalnie nie będących pod napięciem lub niebezpiecznych napięć rażenia krokowego między bliskimi punktami ziemi w otoczeniu czynnych urządzeń elektroenergetycznych (szczególnie groźnych w przypadku sieci SN pracujących z punktem neutralnym uziemionym bezpośrednio lub przez rezystor),
- powstawanie przepięć ziemnozwarciowych towarzyszących zwarciom łukowym (groźnych szczególnie w sieciach SN o izolowanym punkcie neutralnym),

- d) powstawanie zakłóceń elektromagnetycznych w liniach przesyłu sygnałów pomiarowych, teletechnicznych i teleinformatycznych,
- e) możliwość utraty równowagi systemu elektroenergetycznego wskutek utraty synchronizmu generatorów znajdujących się w pobliżu miejsca zakłócenia,
- f) możliwość zakłócenia ciągłości dostaw energii elektrycznej, powodujących straty u odbiorców; rozmiar strat spowodowanych nieciągłością zasilania (zawodnością) zależy od rodzaju odbiorcy (w przypadku zakładu przemysłowego zależy również od zastosowanej technologii i fazy procesu technologicznego, w której powstała przerwa w zasilaniu).

Zakłóceniem występującym najczęściej w systemie elektroenergetycznym jest zwarcie. Główną przyczyną powstawania zwarć są przebiegi łączeniowe oraz przebiegi spowodowane wyładowaniami atmosferycznymi. Klasyfikacja przebiegów zależy od przyjętych kryteriów podziału: miejsca występowania, pochodzenia, czasu trwania, mechanizmu powstawania. W technice wysokich napięć najbardziej przydatnym jest podział przebiegów według ich pochodzenia i czasu trwania.

Tablica 2.2.
Klasyfikacja zakłóceń w pracy sieci elektroenergetycznej i główne przyczyny ich powstawania

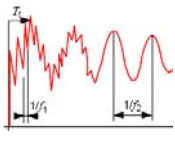
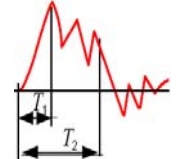
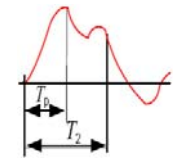
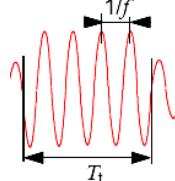
Rodzaje zakłóceń	Rodzaje zaburzeń i zakłóceń		Przyczyny powstawania
1	2	3	4
Zaburzenie	Zwarcia	pojedyncze i wielomiejscowe	- przepięcia atmosferyczne, łączeniowe i rezonansowe
		symetryczne i niesymetryczne	- błędy operacji łączeniowych
		jednoczesne i niejednoczesne	- długotrwałe przeciążenia ruchowe
		zewnątrzne i wewnętrzne	- zmniejszenie się wytrzymałości elektrycznej izolacji
Zagrożenie	Praca niepełnofazowa	trwale i przemijające	- uszkodzenia mechaniczne
		impedancyjne i bezimpedancyjne	- nieprawidłowa obsługa
		doziemne i bez udziału ziemi	- wady fabryczne urządzeń
		małoprądowe i wielkoproudowe	- zerwanie przewodu roboczego
Zagrożenie	Praca niepełnofazowa	-	- przepalenie mostka na słupie linii napowietrznej
		-	- nieprawidłowe położenie biegunów łącznika
		-	- przerwa w uzwojeniu roboczym transformatora, generatora
		-	- przekładnika prądowego lub innego urządzenia
Zagrożenie	Przeciążenie	Asynchroniczne kołysanie mocy	- udary mocy
		Synchroniczne kołysanie mocy	- zakłócenia zwarciove
		-	- zmiana konfiguracji układu pracy systemu
		-	- wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną
Zagrożenie	Przeciążenie	-	- zmiana konfiguracji układu sieci
		-	- niewłaściwa praca urządzeń regulacyjnych

Tablica 2.2 cd.

1	2	3	4
Zagrożenie	Wahania poziomu napięcia	-	<p>Obniżenie napięcia:</p> <ul style="list-style-type: none"> - deficyt mocy biernej we fragmencie sieci - przeciążenie linii przesyłowych i transformatorów - wadliwa praca urządzeń regulacyjnych generatorów i transformatorów - zwarcia w sieci <p>Wzrost napięcia:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nadmiar mocy biernej w danym fragmencie sieci - wadliwa praca urządzeń regulacyjnych generatorów i transformatorów - nagłe odciążenie układu elektroenergetycznego
	Zmiany częstotliwości	-	Stan po awaryjnych wyłączeniach, które podzieliły system na podsystemy, w których nie występuje zrównoważony bilans mocy wytwarzanej i pobieranej
	Ferrorezonans	-	Gwałtowne, skokowe zmiany napięcia wywołane procesami łączeniowymi w układach sieciowych (połączenie elementów pojemnościowych i indukcyjnych nieliniowych ze źródłem zasilania)

Tablica 2.3.

Ogólna klasyfikacja przepięć w sieciach średniego i wysokiego napięcia
oraz ich spodziewane kształty (wg [158])

PRZEPIĘCIA			
PIORUNOWE		SIECIOWE	
bezpośrednie	pośrednie	łączeniowe	dorywcze
			
Przedziały wartości parametrów przepięć			
$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ Hz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$	$0,1 \text{ } \mu\text{s} < T_1 < 20 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \text{ } \mu\text{s}$	$20 \text{ } \mu\text{s} < T_p < 5000 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_i \leq 3600 \text{ s}$
Parametry czasowe napięć probierczych			
Do określenia indywidualnego	$T_1 = 1,2 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \text{ } \mu\text{s}$	$T_1 = 250 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 = 2500 \text{ } \mu\text{s}$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_i = 60 \text{ s}$

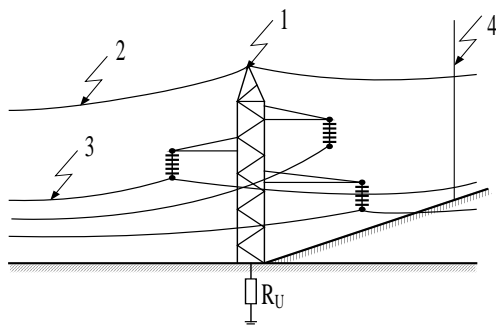
W tablicy 2.3 przedstawiono ogólną klasyfikację przepięć oraz przyporządkowano im spodziewane kształty zgodnie z normą [158]. W tablicy są również podane parametry czasowe znormalizowanych kształtów napięcia probierczego, zastępującego typowe postacie przepięć.

2.2.1. Przepięcia piorunowe

Z doświadczeń praktycznych – popartych analizą awaryjności urządzeń elektroenergetycznych – wynika, że największym zagrożeniem dla izolacji liniowej i urządzeń stacyjnych są przepięcia piorunowe bezpośrednie i indukowane. Uderzenia piorunów w obiekty elektroenergetyczne lub w ich pobliżu wywołują zaburzenia elektromagnetyczne, ujawniające się w postaci fal napięciowych i prądowych. Rozprzestrzeniają się one z dużą prędkością wzdłuż elementów metalowych (przewody robocze linii, przewody odgromowe, konstrukcje stalowe słupów itp.), które spełniają w tym przypadku rolę swoistych falowodów. Ich kształt i wartości szczytowe zależą od parametrów falowych i konstrukcyjnych urządzeń elektroenergetycznych, wśród których najistotniejszymi są: impedancja falowa przewodów linii, rezystancja uziomów i właściwości urządzeń służących do ochrony przed przepięciami (odgromniki, ograniczniki przepięć, iskierniki, przewody odgromowe).

Charakterystyczne przypadki powstawania przepięć wskutek uderzenia pioruna w linię napowietrzną lub obok linii ilustruje rys. 2.3. W przypadku pierwszym i drugim możliwe są przeskoki odwrotne, tj. od uziemionej konstrukcji wsporczej

lub uziemionego przewodu odgromowego do przewodu roboczego. W trzecim przypadku możliwy jest przeskok od przewodu roboczego do ziemi. Przypadek czwarty jest zdarzeniem, w którym następuje uderzenie piorunu w pobliżu linii (jest to przyczyną powstawania przepięć piorunowych indukowanych).



Rys. 2.3. Charakterystyczne przypadki powstawania przepięć przy uderzeniu pioruna: 1 – uderzenie w słupek, 2 – uderzenie w środek przęsła przewodu odgromowego, 3 – uderzenie w przewód roboczy (wskutek zawadności ochrony odgromowej), 4 – uderzenie obok linii; R_u – rezystancja uziemienia słupa

Fig. 2.3. Characteristic cases of overvoltages due to lightning stroke: 1 – stroke into a tower, 2 – stroke into the centre of lightning conductor span, 3 – stroke into the phase conductor (resulting from a failure of lightning protection); 4 – stroke into the area around the line; R_u – earth resistance of a tower.

W rozważaniach nad zjawiskami wywołanymi przez piorun uwzględnia się przede wszystkim parametry prądu wyładowania głównego pioruna. Wartości tych parametrów uzyskuje się z badań terenowych [12, 14, 129]. Dla przykładu, w tabelicy 2.4 zebrano wartości najistotniejszych parametrów elektrycznych wyładowań piorunowych.

Probabilistyczną ocenę parametrów prądów piorunowych dokonuje się najczęściej za pomocą przybliżonych zależności empirycznych. Prawdopodobieństwo osiągnięcia lub przekroczenia zadanej wartości szczytowej prądu pioruna (i_{\max}) można oszacować korzystając ze wzoru [12]:

$$P(i_{\max}) = 0,5 + \Phi \left[\frac{\ln(i_{\max}) - 3,22}{0,97} \right], \quad (2.34a)$$

w którym i_{\max} – wartość szczytowa prądu wyładowania głównego pioruna, w kA, Φ – stabilizowana funkcja Laplace'a.

W podobny sposób można wyrazić prawdopodobieństwo osiągnięcia lub przekroczenia zadanej wartości stromości czoła udaru prądowego pioruna ($s_{i_{\max}}$) stosując wzór [12]:

$$P(s_{i_{\max}}) = 0,5 + \Phi \left[\frac{\ln(s_{i_{\max}}) - 3,09}{0,69} \right], \quad (2.34b)$$

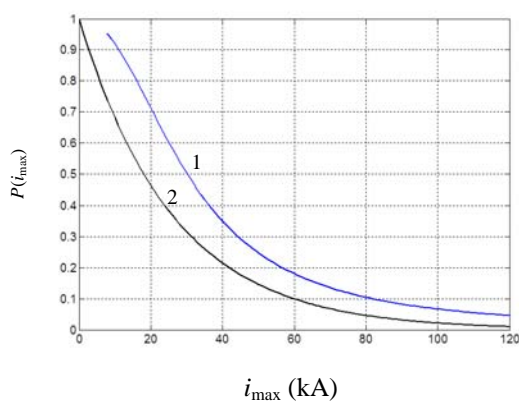
przy czym $s_{i_{\max}}$ – największa stromość czoła prądu wyładowania głównego pioruna, w kA/ μ s.

Wzory (2.34a) i (2.34b) są zależnościami zgodnymi z zaleceniami międzynarodowymi w zakresie parametrów obliczeniowych dla terenów nizinnych, stosowanymi do wyznaczania zagrożenia układów izolacyjnych spowodowanego przepięciami piorunowymi bezpośrednimi. Wartości prawdopodobieństw $P(i_{\max})$ i $P(s_{i_{\max}})$ można również oszacować stosując wzory uproszczone do postaci [12]:

$$P(i_{\max}) = 10^{-\frac{i_{\max}}{60}}, \quad (2.35a)$$

$$P(s_{i_{\max}}) = 10^{-\frac{s_{i_{\max}}}{36}}. \quad (2.35b)$$

W celu określenia różnicy między wartościami prawdopodobieństw przekroczenia zadanej wartości i_{\max} , obliczonej według wzorów (2.34a) i (2.35a), sporządzono wykresy (rys. 2.4), z których wynika, że wartości $P(i_{\max})$ określone z wzoru uproszczonego są zaniżone średnio o ok. 15 %, przy czym różnica między wartościami prawdopodobieństw maleje wraz ze wzrostem wartości i_{\max} (np. dla $i_{\max} = 120$ kA rozbieżność wynosi ok. 3 %). Ponieważ ocena parametrów prądów piorunowych ma charakter probabilistyczny, a wyniki obliczeń dokonanych według wzorów (2.34a) i (2.34b) są zwykle zawyżone, stąd oszacowane wartości prawdopodobieństwa można uznać za wystarczająco dokładne.



Rys. 2.4. Wykres prawdopodobieństwa przekroczenia zadanej wartości szczytowej prądu pioruna i_{\max} : 1 – według wzoru (2.34a), 2 – według wzoru (2.35a)

Fig. 2.4. Curves of probability of lightning with peak value of main return stroke current i_{\max} : 1 – in accordance with relation (2.34a), 2 – in accordance with relation (2.35a).

Tablica 2.4.

Wybrane parametry elektryczne wyładowań piorunowych (wg [12])

Rodzaj parametru	Biegunowość pioruna					
	ujemna			dodatnia		
	Prawdopodobieństwo przekroczenia podanej wartości					
	0,05	0,5	0,95	0,05	0,5	0,95
Wartość szczytowa prądu wyładowania głównego i_{\max} (w kA)	80	30	14	250	35	4,6
Średnia stromość czoła prądu wyładowania głównego $s_i = \frac{di}{dt}$ (w kA/ μ s)	32	12	5,5	32	2,4	0,2
Czas trwania czoła pierwszego wyładowania głównego T_1 (w μ s)	18	5,5	1,8	200	22	3,5

Z badań i wieloletnich obserwacji wyładowań piorunowych wynika, że wartość szczytowa i stromość czoła fali prądowej pioruna są wielkościami losowymi o pomijalnym stopniu skorelowania. Oznacza to, że wielkości te mogą być rozpatrywane w analizach w sposób od siebie niezależny, a prawdopodobieństwo jednoczesnego osiągnięcia lub przekroczenia zadanych wartości i_{\max} i s_{\max} można wyznaczyć z iloczynu odpowiednich prawdopodobieństw określonych wzorami (2.34) i (2.35).

2.2.1.1. Przepięcia wywołane wyładowaniami bezpośrednimi

Zagadnieniem ważnym z punktu widzenia prawidłowości funkcjonowania sieci elektroenergetycznych jest ocena ich narażenia piorunowego. Narażenie to wynika z możliwości przeskoku na izolacyjnych odstępach powietrznych i izolatorach lub nawet przebicia izolacji stałej. Ponadto uderzenia piorunów w linie napowietrzne mogą prowadzić do powstawania fal udarowych, rozprzestrzeniających się wzdłuż przewodów i stwarzających zagrożenie dla izolacji kabli oraz urządzeń stacyjnych. Wielkościami umownymi, charakteryzującymi odporność izolacji liniowej na przepięcia piorunowe, są: dopuszczalny prąd udarowy I_d i dopuszczalna stromość czoła udarowego prądu pioruna s_{id} . Od tych wielkości zależy między innymi liczba spodziewanych wyłączeń linii w zadanym przedziale czasu.

Narażenie piorunowe linii napowietrznych wynika przede wszystkim z aktywności burzowej w danym obszarze, które wyznacza się na podstawie map burzowych lub za pomocą systemu LLS. Druga metoda pozwala na stwierdzenie, że liczba awarii sieciowych jest lepiej skorelowana z liczbą zarejestrowanych uderzeń pioruna, niż z liczbą dni burzowych. Ze względu jednak na bogaty

zbiór danych pogodowych, gromadzonych w trakcie wieloletnich obserwacji, do analiz wykorzystuje się mapy burzowe dla obszaru kraju bądź regionu. Mapy burzowe zawierają tzw. *poziomy izokerauniczne*, których miarą jest przeciętna liczba dni burzowych w roku (N_d). Przykłady takich map dla obszaru Polski oraz terenu województwa opolskiego, opracowane na podstawie danych pomiarowych będących w dyspozycji Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej oraz Zakładu Meteorologii i Klimatologii Uniwersytetu Wrocławskiego, znajdują się na rysunku 2.5. Mapa województwa opolskiego z zaznaczonymi przeważającymi kierunkami przemieszczania się burz, znajduje się na rysunku 2.6.

Znając liczbę dni burzowych (średnia dla części północnej i środkowej Polski wynosi $N_d = 20$, dla obszarów południowo-zachodnich kraju $N_d = 30$), można obliczyć średnią liczbę wyładowań piorunowych w ciągu roku (N_r), przypadających na 1 km^2 powierzchni, korzystając z wzoru empirycznego

$$N_r = aN_d^b \quad (2.36)$$

gdzie: $a = 0,036$ i $b = 1,3$ – współczynniki liczbowe dla obszaru Polski.

Uwzględniając liczbę dni burzowych dla różnych obszarów Polski, średnia liczba wyładowań piorunowych w ciągu roku przypadających na 1 km^2 powierzchni zawiera się w przedziale $1,77 - 2,99$ (odpowiednio w terenie nizinnym i górskim). Dla terenu województwa opolskiego, dla którego wartość $N_d = 27$, średnia liczba wyładowań piorunowych w ciągu roku przypadających na 1 km^2 powierzchni $N_r = 2,61$.

Liczba uderzeń piorunów w konkretny obiekt zależy jednocześnie od wielu czynników: liczby, czasu trwania i intensywności burz, warunków topograficznych i hydrologicznych terenu oraz wysokości obiektu. Za czynnik decydujący o liczbie uderzeń uważa się wysokość obiektu. Liczbę uderzeń piorunów w ciągu roku w obiekty o różnych wymiarach poziomych i wysokości można oszacować według wzoru

$$N = N_r A \cdot 10^{-6}, \quad (2.37)$$

gdzie: N_r – roczna liczba wyładowań piorunowych przypadających na 1 km^2 powierzchni; $A = ab + 2(a + b)mh + \pi m^2 h^2$ – powierzchnia zbierania wyładowań; a i b – poziome wymiary obiektu, w m; m – przeciętny zasięg powierzchni A określony jako $m = 13,4h^{-0,5}$, gdy $h \leq 40$ m, lub jako $m = 2$, gdy $h > 40$ m; h – wysokość obiektu, w m.

W przypadku modelowej linii napowietrznej (o długości 100 km) liczbę uderzeń piorunów w ciągu roku można oszacować ze wzoru (2.37), przyjmując odpowiednią wartość wskaźnika N_r . Otrzymuje się wówczas, że

$$N = 4,8 h^{0,5} \quad \text{dla } N_r = 1,77 \quad (2.38)$$

i

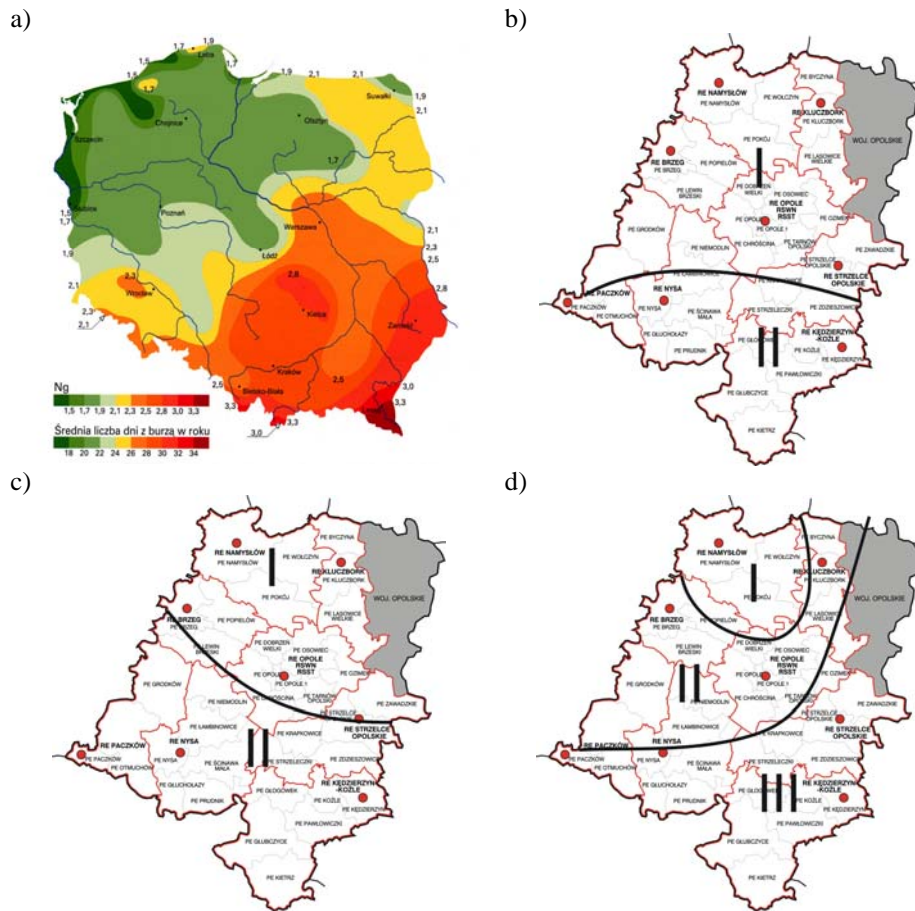
$$N = 8,1 h^{0,5} \quad \text{dla } N_r = 2,99. \quad (2.39)$$

Liczbę spodziewanych uderzeń piorunów w linię napowietrzną w ciągu roku można również obliczyć w przybliżeniu ze wzoru

$$N \approx N_{uobl} \frac{l}{100} \cdot \frac{N_d}{20} \cdot \frac{n_u}{0,1}, \quad (2.40)$$

w którym: $N_{uobl} \approx 1,2 h_{sr}$ – wskaźnik uderzeń piorunów w ciągu roku dla modelowej linii napowietrznej o długości 100 km; $h_{sr} = h_s - \frac{2}{3} f_p$ – średnia wysokość zawieszenia najwyższego przewodu odgromowego lub roboczego, w m; h_s – wysokość słupa, w m; f_p – zwis najwyższego przewodu w przęśle, w m; l – długość linii napowietrznej, w km; $n_u = (0,1 - 0,2)$ – liczba uderzeń piorunów w odniesieniu do 1 km² powierzchni i 1 dnia burzowego (odpowiednio w terenie nizinnym i górskim).

Korzystając z zależności (2.38) i (2.40) oszacowano roczną liczbę trafień piorunów w różne obiekty elektroenergetyczne, a wyniki zestawiono w tablicy 2.5. Rozbieżność uzyskanych wyników jest spowodowana niepewnością oszacowania wartości danych obliczeniowych (dane te podlegają przede wszystkim ocenie statystycznej) i stopniem przyjętych uproszczeń w zastosowanych wzorach obliczeniowych. Uzyskane maksymalne różnice procentowe wartości N obliczone na podstawie równań (2.38) i (2.40) wynoszą ok. 30% dla linii napowietrznych SN i ok. 83% dla linii napowietrznych WN. Dla obu rodzajów linii większe wartości N uzyskuje się stosując wzór (2.40).



Rys. 2.5. Średnia liczba dni burzowych: a) dla terenów Polski; b), c), d) dla województwa opolskiego określona odpowiednio w latach: 1951 – 1960, 1961 – 1970, 1971 – 2000; liczba dni burzowych dla obszarów I, II, III wynosi odpowiednio: rys. b) I – $N_d = 23 - 25$, II – $N_d = 25 - 27$; rys. c) I – $N_d = 18 - 20$, II – $N_d = 20 - 22$; rys. d) I – $N_d = 24 - 26$, II – $N_d = 27 - 28$, III – $N_d = 28 - 30$

Fig. 2.5. Average number of days with lightning occurrences for : a) the overall area of Poland, b), c), d) for Opole province determined in the decades between: 1951 – 1960, 1961 – 1970, 1971 – 2000; number of lightning occurrences for the areas I, II, III determined: rys. b) I – $N_d = 23 - 25$, II – $N_d = 25 - 27$; rys. c) I – $N_d = 18 - 20$, II – $N_d = 20 - 22$; rys. d) I – $N_d = 24 - 26$, II – $N_d = 27 - 28$, III – $N_d = 28 - 30$.



Rys. 2.6. Ilustracja przeważających kierunków przemieszczania się burz na terenie województwa opolskiego

Fig. 2.6. Illustration of predominant directions of lightning movement in the area of Opole province.

Tablica 2.5.

Zestawienie liczby trafień piorunów w ciągu roku w różne obiekty elektroenergetyczne

Lp.	Rodzaj obiektu	Roczna liczba uderzeń piorunów na 1 km ²		
		$N_r = 1,77$	$N_r = 2,99$	$N_r = 2,61^{3)}$
1	Pojedynczy maszt ¹⁾	42,8	72,4	63,2
2	Linia napowietrzna ²⁾ – obliczona wg (2.38)			
	a) średniego napięcia b) wysokiego napięcia	15,1 26,2	25,5 44,2	22,3 38,6
3	Linia napowietrzna ²⁾ – obliczona wg (2.40)			
	c) średniego napięcia d) wysokiego napięcia	11,6 30,0	31,3 81,0	23,5 60,1

¹⁾ Dla pojedynczego masztu a=b=0, stąd $N = N_r \pi m^2 h^2 \cdot 10^{-6}$; $h = 35$ m.
²⁾ Dla linii SN i WN odpowiednio: $h_s = 10 \dots 30$ m, $f_p = 0,5 \dots 1,8$ m.
³⁾ Roczna liczba uderzeń piorunów na 1 km² dla terenu woj. opolskiego.

Znaczne rozbieżności uzyskanych wyników są spowodowane szacowaniem wartości danych określających m.in. liczbę dni burzowych w ciągu roku dla danego obszaru, częstość uderzeń piorunów i powierzchnię przyjmowania piorunów przez linię. Jednak wobec braku dostatecznej liczby wiarygodnych danych zakłada się, że zastosowane uproszczenia wzorów i szacowanie wartości danych pozwalają, z wystarczającą dokładnością, ocenić realne zagrożenie piorunowe.

Określenie liczby trafień piorunów w obiekty elektroenergetyczne lub elementy urządzeń znajdujących się na tych obiektach ma zasadnicze znaczenie przy określeniu stopnia ich narażenia wskutek bezpośrednich uderzeń piorunów oraz wpływa na dobór środków ochrony odgromowej.

2.2.1.2. Przepięcia indukowane

Przepięcia indukowane powstają przy uderzeniu pioruna obok linii (w ziemię lub w pobliski obiekt naziemny) i rzadko osiągają wartości szczytowe przekraczające kilkaset kilowoltów. Czas trwania tych przepięć nie przekracza kilkuset mikrosekund. Mechanizm powstawania przepięć piorunowych indukowanych jest uzależniony od:

- 1) pola elektrycznego pierwotnego (związanego z gromadzeniem się ładunków w chmurze burzowej),
- 2) pola elektrycznego wstępnego (wytwarzanego przez przemieszczający się kanał lidera schodkowego wyładowania piorunowego).

W czasie oddziaływania pola elektrycznego pierwotnego, w przewodach linii zostaje zgromadzony ładunek dopływający przez uziemione uzwojenia transformatorów, co wynika z konieczności kompensacji zewnętrznego pola elektrycznego w przestrzeni między przewodami linii a ziemią. W chwili wyładowania głównego, zanikające pole zewnętrzne powoduje uwolnienie zgromadzonego w przewodach linii ładunku w postaci fali prądowej. Powstała fala przepięciowa rozchodzi się w obie strony linii. Przepięcia indukowane jest trudno określić pod względem ilościowym, ze względu na jednoczesną zależność od składowych elektrycznej $u_{ie}(x, t)$ i magnetycznej $u_{im}(x, t)$, związanych ze zmianami w czasie pól elektrycznego i magnetycznego. Przepięcie piorunowe indukowane w przewodzie linii napowietrznej jest zatem sumą składowych elektrycznej i magnetycznej, wyrażoną wzorem:

$$u_i(x, t) = u_{ie}(x, t) + u_{im}(x, t). \quad (2.41)$$

Na podstawie wzorów opisujących modele matematyczne linii (przywołanych np. w podrozdz. 2.1) można określić praktyczną zależność opisującą całkowite napięcie indukowane w układzie przewód - ziemia. Wartość tego napięcia zależy przede wszystkim od: odległości linii od kanału łuku wyładowania piorunowego, wysokości zawieszenia przewodów i parametrów opisujących kształt fali napięciowej. Uwzględniając te czynniki za pomocą odpowiednich współczynników, wartość szczytową takiego przepięcia (w kV) można określić korzystając z wzoru [84]:

$$U_{\max}(d) = k_u I_0 \exp[k_0 + k_1 \ln d + k_5 (\ln d)^5] \quad (2.42)$$

w której:

$$k_0 = 2,25 + 3,25 \exp\left(-\frac{|T - 0,1|^{1,45}}{0,55}\right), \quad k_1 = -\frac{k_0 - \sqrt{k_0}}{3,45},$$

$$k_5 = [-0,9 + 7,5(T - 0,02)] \cdot 10^{-4} \quad \text{dla } 0 < T \leq 0,1 \mu\text{s},$$

$$k_s = \left[0,7 \exp\left(-\frac{|T - 0,19|^{1,4}}{0,19}\right) + 0,18 \left(1 - 0,667 \frac{\tau - 28,85}{28,85}\right) - 1,15 \right] \cdot 10^{-4} \text{ dla } T > 0,1 \mu\text{s},$$

$$k_u = \frac{h_p}{10} \left[1 - 0,1975 (T - 0,8) - 3,333 \cdot 10^{-4} \frac{4}{h_p^{0,6}} \tau \right].$$

Według [11, 12, 36] wartość szczytową przepięcia indukowanego można również oszacować korzystając z wzoru empirycznego:

$$U_{\max}(d) \cong 30 \frac{i_{\max} h_p}{d} \quad \text{dla } d \geq 4h_p, \quad (2.43)$$

w którym: h_p – wysokość zawieszenia przewodu, w m; d – odległość słupa linii od miejsca uderzenia pioruna, w m.

Przy odległościach mniejszych niż $4h_p$ kanał pioruna kieruje się bezpośrednio ku przewodom linii i nie występują wyładowania pobliskie.

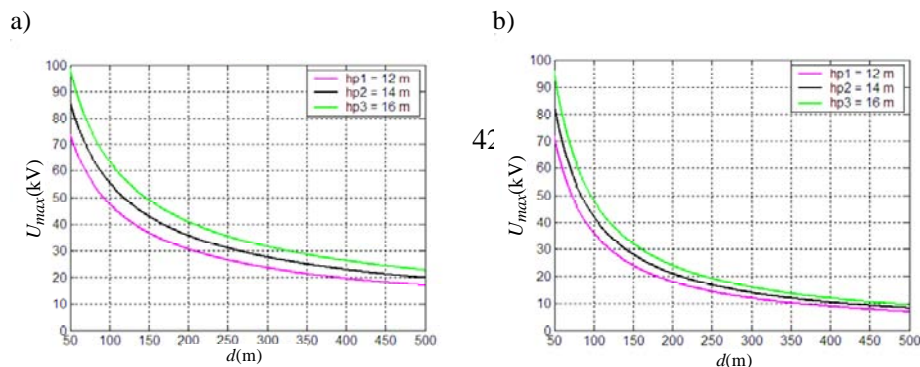
Korzystając z wzorów (2.42) i (2.43) sporządzono wykresy zależności $U_{\max}(d)$ dla odległości d z przedziału 50 m – 500 m i dla trzech różnych wysokości zawieszenia przewodów linii nad ziemią. Otrzymane wykresy obrazują zbieżność kształtu uzyskanych krzywych (bez względu na zastosowany wzór obliczeniowy) oraz pozwalają na stwierdzenie, że wartości U_{\max} rosną wraz ze wzrostem wysokości zawieszenia przewodów linii (rys. 2.7a i b).

W celu określenia różnicy wartości szczytowych przepięcia indukowanego w przewodach linii napowietrznej $U_{\max 1}$ i $U_{\max 2}$, obliczonych odpowiednio ze wzorów (2.42) i (2.43), wyznaczono procentowe odchylenia napięcia korzystając z zależności:

$$\delta U_{\%} = \frac{U_{\max 1} - U_{\max 2}}{U_{\max 1}} \cdot 100\%. \quad (2.44)$$

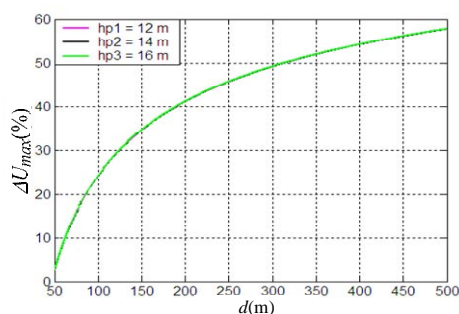
Na podstawie uzyskanych wyników sporządzono zależność parametryczną $\delta U_{\%}$ od odległości (d), przedstawioną na rysunku 2.8.

Z porównania otrzymanych wykresów wynika, że odchylenie wartości U_{\max} , obliczonej ze wzoru (2.43) dla przyjętych odległości d , zawiera się w szerokim przedziale od 2,7% do 58,8% (tablica 2.6) i rośnie wraz ze wzrostem odległości kanału łuku wyładowania piorunowego od linii, przy czym największa wartość odchylenia występuje dla $d = 50 - 200$ m.



Rys. 2.7. Zależności wartości szczytowej przepięcia indukowanego w przewodach linii napowietrznej (U_{\max}) od odległości kanału łuku wyładowania piorunowego od linii (d), dla różnych wysokości zawieszenia przewodów nad ziemią (h_p), określono: a) wg wzoru (2.42), b) wg wzoru (2.43)

Fig. 2.7. Relation between the maximum values of overvoltage (U_{\max}) induced in overhead conductors line and distance of the lightning discharge arc channel (d) for various heights of the overhead line conductors (h_p) determined from: a) formula (2.42), b) formula (2.43).



Rys. 2.8. Zależność odchylenia wartości szczytowej przepięcia indukowanego $\delta U_{\max\%}$ od odległości linii od kanału łukowego pioruna

Fig. 2.8. Relation between deviation from the peak value of induced overvoltage $\delta U_{\max\%}$ and distance to lightning discharge arc channel.

Tablica 2.6.

Zestawienie wartości odchylenia procentowego $\delta U_{\max\%}$ przepięcia indukowanego obliczonego na podstawie wzorów (2.42) i (2.43)

Odległości linii od kanału łuku wyładowania piorunowego d , w m	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
$U_{\max 1}^{1)}$, w kV	74	48	38	31	26	24	22	20	18	17
$U_{\max 2}^{2)}$, w kV	72	36	24	18	15	12	10	9	8	7
Odchylenie procentowe napięcia $\delta U_{\max\%}$	2,7	25	36,8	41,9	42,3	50	54,5	55	55,5	58,8
¹⁾ Wartość szczytowa przepięcia indukowanego obliczona wg wzoru (2.42).										
²⁾ Wartość szczytowa przepięcia indukowanego obliczona wg wzoru (2.43).										

Oznacza to, że wzór empiryczny (2.43) jest zależnością uproszczoną, a wartości przepięcia indukowanego U_{\max} obliczone na jego podstawie są zaniżone, szczególnie dla $d > 200$ m.

Z doświadczeń eksploatacyjnych wynika, że przepięcia indukowane są z reguły groźne jedynie dla linii niskiego i średniego napięcia, nie chronionych przewodami odgromowymi. Wartości szczytowe tych przepięć raczej nie przekraczają 200 kV, a stromości ich przebiegów wartości 10 kV/ μ s.

Jednakże przepięcia piorunowe indukowane w przewodach roboczych linii powstają również wskutek bezpośrednich uderzeń piorunów w przewody odgromowe lub konstrukcje wsporcze. Nakładają się one wtedy na przepięcia piorunowe bezpośrednie, zwiększając tym samym wartość napięcia udarowego, oddziałującego na izolację linii. W takim przypadku przepięcia indukowane mogą również stanowić zagrożenie izolacji linii napowietrznych WN.

2.2.2. Przepięcia sieciowe

Przepięcia sieciowe (wewnętrzne) zależą od napięcia roboczego sieci, mają charakter losowy, a ich przebiegi są zbliżone do tłumionych oscylacji. Przepięcia te są wynikiem rozmaitych zjawisk elektromagnetycznych występujących w obwodach o parametrach skupionych i rozłożonych: drgań własnych obwodów, zjawisk rezonansowych i ferorezonansowych oraz zwarć z łukiem przerywanym. Większość przepięć sieciowych ma postać przebiegów wyrównawczych o zróżnicowanej częstotliwości, zawierających również wyższe harmoniczne. Przepięcia te można podzielić na:

- zwarciove (głównie ziemnozwarciowe),
- łączeniowe, powstające przede wszystkim przy wyłączaniu obwodów energetycznych.

Można je również podzielić uwzględniając czas ich trwania, rozróżniając:

- przepięcia długotrwałe, często rezonansowe o częstotliwości sieciowej,
- przepięcia krótkotrwałe, o charakterze udarowym i czasach trwania rzędu mikrosekund.

Taki podział jest istotny z punktu widzenia wymagań stawianych układom izolacyjnym urządzeń. Charakterystyczną cechą przepięć sieciowych jest bowiem ich zależność od sposobu połączenia punktu neutralnego w sieci SN. Przepięcia te osiągają większe wartości szczytowe w sieciach kompensowanych oraz o izolowanym punkcie neutralnym.

Przepięcia wewnętrzne krótkotrwałe, o czasie trwania rzędu mikrosekund (lub kilku milisekund), są generowane głównie przez wyłączniki. Przyczyną tych przepięć są między innymi czynności łączeniowe w bateriach kondensatorów służących do kompensacji mocy biernej i wyłączanie nieobciążonych linii WN lub transformatorów. Największe wartości szczytowe przepięć zależą od konfiguracji i stopnia obciążenia sieci oraz od właściwości łączników. Stromość oscylacji napięcia, istotna ze względu na zagrożenie izolacji wzdłużnej, osiąga

wartości od 10 do 100 kV/ μ s. Jak wynika z badań, wytrzymałość izolacji na krótkotrwałe przepięcia łączeniowe o czasie trwania rzędu 1000 μ s może być o około 15 % mniejsza od wytrzymałości udarowej [19]. Przepięcia łączeniowe osiągają duże wartości przy wyłączaniu prądów pojemnościowych oraz załączeniu nieobciążonych silników i transformatorów połączonych z długimi odcinkami kabli. Wartość maksymalna tych przepięć zawiera się w przedziale 3 – 4 p.u. (1 p.u. – względna wartość amplitudy przepięcia (lub napięcia), odniesiona do $U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$). W sieciach wysokich i najwyższych napięć poziom ten jest nieco niższy i wynosi 2 – 3 p.u. [1, 11, 12].

Poziom przepięć łączeniowych wywołanych zjawiskami przejściowymi i przebiegami wyrównawczymi, związanymi na przykład z wyłączaniem małych prądów indukcyjnych oraz różnym czasem przerywania prądu w kolejnych fazach wyłącznika, może w skrajnych przypadkach osiągać wartość 6 p.u.

Znaczne przepięcia sieciowe mogą wystąpić również w liniach napowietrznych WN podczas likwidacji zwarc łukowych wskutek działania szybkich układów automatyki zabezpieczeniowej (SPZ). Samoczynne wyłączenie linii przez SPZ następuje w chwili przejścia przez zero prądu pojemnościowego podtrzymującego łuk elektryczny (napięcie doziemne osiąga wtedy w przybliżeniu wartość maksymalną). Wartość szczytowa takich przepięć zależy od wielu czynników: liczby faz biorących udział w zwarcu, parametrów źródła zasilania i linii, długości linii itd. Szczególnie niebezpieczne jest szybkie samoczynne powtórne załączenie linii, jeśli bezpośrednio przed załączeniem w linii występuje napięcie szczytkowe o znaku przeciwnym niż znak napięcia załączanego. W najbardziej niesprzyjających okolicznościach, gdy dochodzi do nałożenia na siebie amplitud tych napięć, przepięcia spowodowane działaniem automatyki SPZ mogą osiągnąć wartości szczytowe 2,2 – 2,3 p.u.

Przepięcia te można ograniczyć poprzez przyspieszenie procesu rozładowania linii w czasie trwania przerwy beznapięciowej, wykorzystując w tym celu równoległe dławiki kompensacyjne i przekładniki rozłączne. Rodzaje przepięć wewnętrznych wraz z ich krótką charakterystyką określającą między innymi możliwe maksymalne krotności przepięć zestawione są w tablicy 2.7.

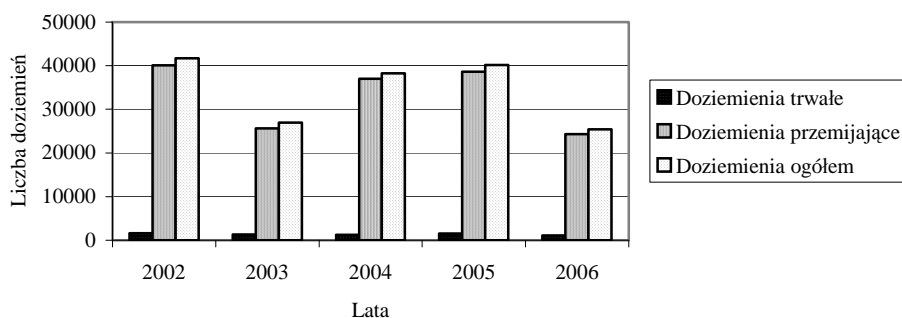
Analiza danych dotyczących liczby doziemień i zadań automatyki SPZ w sieciach SN (rys. 2.9) wskazuje również na inny sposób ograniczenia przepięć wywołanych działaniem automatyki SPZ. Jest on związany z jakością podstawowych zabiegów eksploatacyjnych wykonywanych w sieciach SN i WN. Dotyczy to w szczególności likwidacji przemijających przyczyn powstawania zwarc doziemnych, związanych z nieprawidłowo prowadzoną gospodarką wycieniania drzew rosnących w pobliżu linii napowietrznych lub ich gałęzi, a także związanych z utrzymaniem prawidłowego stopnia skompensowania sieci.

Tablica 2.7.

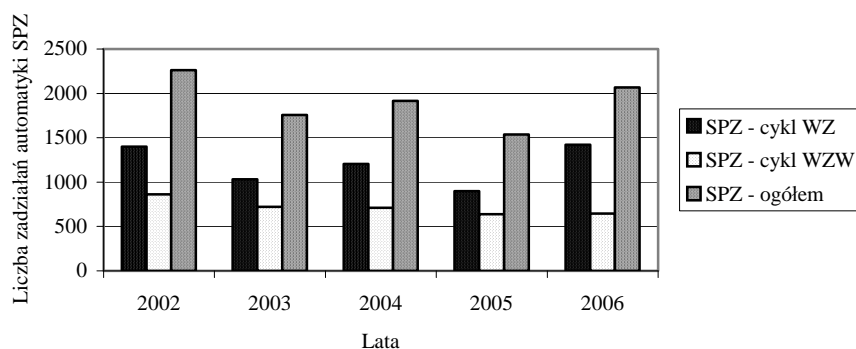
Rodzaje przebiegów wewnętrznych oraz ich krótka charakterystyka [1, 18, 21]

Rodzaj przebiegu	Przyczyna lub warunki powstawania	Charakterystyka	
		Największa wartość współczynnika k_p ¹⁾	Częstotliwość, w Hz
Dynamiczne	Nagła zmiana obciążenia oraz bezwładność regulatora napięcia i prędkości obrotowej turbiny	1,3 – 1,7 (dla turbo- i hydrogeneratorów)	ok. 50
Ziemnozwarciowe	Jednofazowe zwarcie z ziemią w sieci o izolowanym p. neutralnym:		
	bezłukowe	$\sqrt{3}$	50
	łukowe	3,5–4	kilkaset
	Jednofazowe zwarcie łukowe z ziemią w sieci kompensowanej	3,5–4	kilkaset
	Jedno- i dwufazowe zwarcie z ziemią w sieci o skutecznie uziemionym p. neutralnym:		
	bezłukowe	> 1,4	50
	łukowe	2,0–2,5	kilkaset
Łącentiowe	Wyłączanie zwarć	1,9–2,4	od kilkuset do kilkudziesięciu tysięcy
	Wyłączanie nieobciążonej linii długiej o uziemionym p. neutralnym	1,2–1,5 (do 3,5) ²⁾	50
	Wyłączanie dużych prądów indukcyjnych	2,0–3,0 (do 6,0) ²⁾	kilkaset
Ferrorezonansowe	Powstanie obwodów szeregowo połączonych indukcyjności i pojemności w warunkach zbliżonych do rezonansu szeregowego	do kilkunastu	kilkaset
¹⁾ Współczynnik przebiegu $k_p = \frac{\sqrt{3}u_p}{\sqrt{2}U_s}$.			
²⁾ Wartość odnosząca się do starszych konstrukcji wyłączników.			

a)



b)



Rys. 2.9. Liczba doziemień (a) i liczba zdarzeń automatyki SPZ (b) w sieciach średniego napięcia w latach 2002-2006 (dane z raportu EnergiiPro KE SA);
WZ – cykl wyłącz-załącz, WZW – cykl wyłącz-załącz-wyłącz

Fig. 2.9. Number of lightning earth-faults (a) and operations of automatic reclosing equipment during 2002-2006 (data from a raport of EnergiaPro KE SA);
WZ – cycle switch-enclose, WZW – cycle switch-enclose-switch.

Ograniczenie liczby doziemień, a tym samym zdarzeń automatyki SPZ, może przyczynić się w konsekwencji do zmniejszenia liczby przypadków przepięć sieciowych oraz wyeliminowania części krótkotrwałych przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej. Jak wynika z zebranych danych statystycznych, tylko niespełna 4% doziemień ma charakter trwały. Pozostałe doziemienia to zdarzenia przemijające, które mogą stanowić istotne źródło powstawania przepięć sieciowych.

2.3. Analiza awaryjności wybranych elementów sieci i urządzeń elektroenergetycznych

Przebiegi o częstotliwości własnej obwodu (bliskiej częstotliwości sieciowej) i przebiegi wywołane wylądowaniami bezpośrednimi lub indukowanymi scharakteryzowane w podrozdziale 2.2 monografii są dużym zagrożeniem dla układów izolacyjnych sieci SN i WN. Wskutek ich negatywnego oddziaływania ulega ograniczeniu niezawodność sieci. Liczba rejestrowanych zakłóceń^{*)} i uszkodzeń^{**)} jest ważną przesłanką do analiz tych zjawisk i podjęcia decyzji o niezbędnych czynnościach eksploatacyjnych lub modernizacyjnych.

Dane źródłowe o awaryjności zawierają między innymi informacje o liczbie zakłóceń i uszkodzeń poszczególnych urządzeń sieciowych, przyczynach ich powstania, czasie trwania i niedostarczonej energii elektrycznej. W zebranych materiałach dotyczących awaryjności dokonana jest charakterystyka statystyczna majątku sieciowego, obejmująca urządzenia pierwotne i wtórne sieci, a następnie prezentowane są wskaźniki awaryjności poszczególnych rodzajów urządzeń bądź ich elementów. Prezentacja wskaźników awaryjności uwzględnia podział wskazujący na przyczynę zdarzenia.

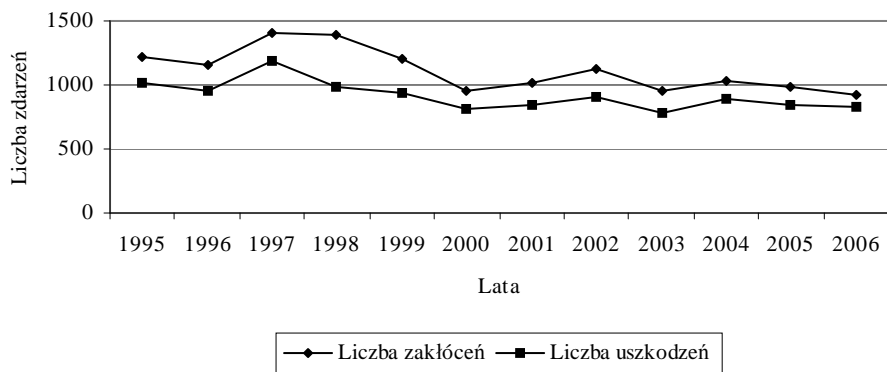
Do najczęściej występujących przyczyn uszkodzeń sieci elektroenergetycznych bądź ich elementów należą: huraganowe wiatry, miejscowe osłabienie izolacji, przebiegi sieciowe i piorunowe, korozja, starzenie materiału, zmęczenie mechaniczne materiału, zwierzęta oraz działanie osób postronnych. Przeprowadzona przez autora analiza danych zgromadzonych w okresie ostatnich 12 lat pozwala na stwierdzenie, że liczba zakłóceń i uszkodzeń urządzeń WN i SN zmniejsza się systematycznie (rys. 2.10). Przyczyną tego jest przede wszystkim odnotowany w ostatnich latach postęp w technice i technologii produkcji urządzeń elektroenergetycznych, zwłaszcza w zakresie materiałów izolacyjnych, aparatów łączeniowych i automatyki zabezpieczeniowej. Odnotowane zmniejszenie liczby zakłóceń i uszkodzeń odnosi się również do poszczególnych rodzajów urządzeń elektroenergetycznych. Porównanie wskaźników zakłóceń i uszkodzeń dla różnych rodzajów urządzeń SN i WN, wyrażonych procentowym udziałem w ogólnej liczbie tych zdarzeń przedstawiono na rysunku 2.11.

W rozpatrywanym okresie czasu (1995–2006) najmniejszy wskaźnik uszkodzeń stwierdzono w grupie transformatorów, a najwyższy – w grupie linii kablowych. Wysoki wskaźnik uszkodzeń linii kablowych jest spowodowany znaczną liczbą eksploatowanych kabli o izolacji z polietylenu termoplastycznego nieusieciowanego. Polietylen termoplastyczny jest nieodporny na proces drzewienia i

^{*)} Zakłócenie w systemie elektroenergetycznym to niekorzystny stan pracy charakteryzujący się utratą zdolności do spełniania wymaganych funkcji przez poszczególne urządzenia w systemie.

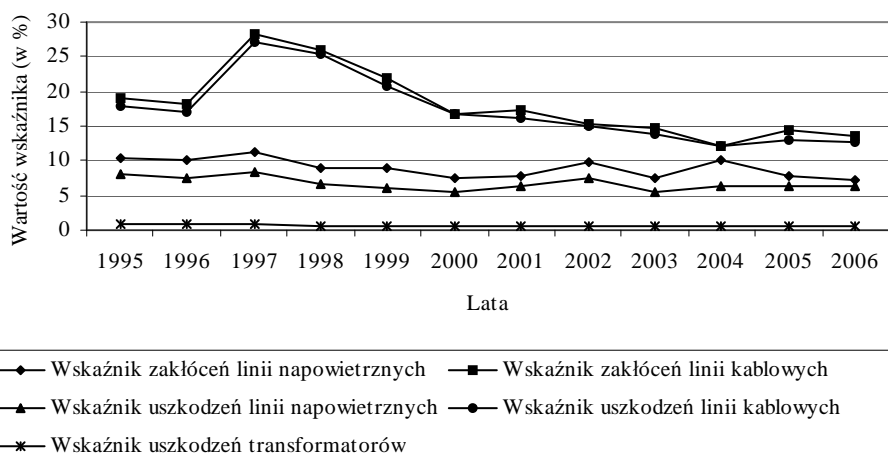
^{**)} Uszkodzenie jest to stan urządzenia (systemu), w którym nie jest ono zdolne do spełniania wymaganych funkcji.

powoduje znaczące zmniejszenie m.in. wytrzymałości udarowej izolacji linii kablowej, a tym samym wpływa na pogorszenie jej wskaźnika awaryjności.



Rys. 2.10. Porównanie liczby zakłóceń i liczby uszkodzeń urządzeń wysokiego i średniego napięcia w latach 1995–2006 [189]

Fig. 2.10. Comparison of failure frequency of high and medium voltage devices during the period of 1995–2006 [189].



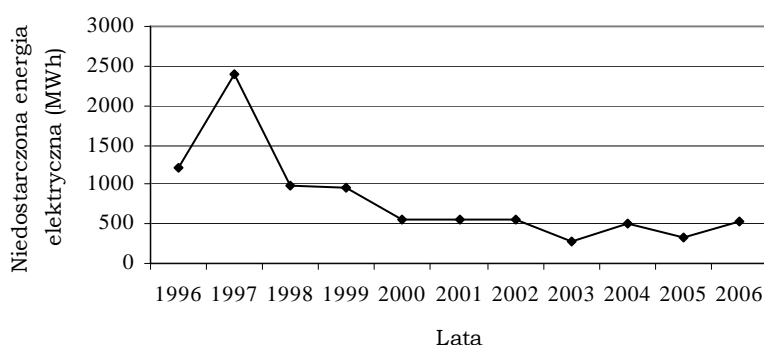
Rys. 2.11. Porównanie wskaźników zakłóceń i uszkodzeń dla różnych rodzajów urządzeń wysokiego i średniego napięcia w podziale na lata [189]

Fig. 2.11. Comparison of failure and fault rates for various types of high and medium voltage devices on periodic terms [189].

Zakłócenia w sieciach elektroenergetycznych są zjawiskiem niepożądanym głównie ze względu na ich skutki. Miarą racjonalności podejmowanych działań w kierunku ograniczenia tych zdarzeń, a tym samym zagwarantowania ciągłości dostaw energii elektrycznej, stabilności pracy systemu i możliwości rozwoju

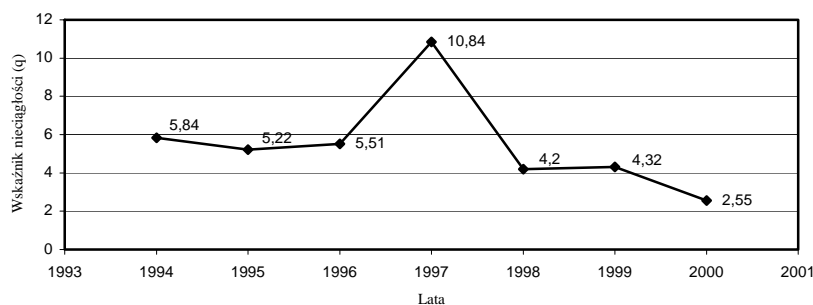
sieci, są wskaźniki określające w skali roku ilość niedostarczonej energii elektrycznej oraz wskaźniki nieciągłości zasilania.

Dane dotyczące energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom wskutek uszkodzeń występujących w sieci elektroenergetycznej SN i WN w latach 1996–2006 wykorzystano do sporządzenia wykresu przedstawionego na rys. 2.12. Bazą wyjściową do obliczania wskaźnika nieciągłości zasilania są ilości energii sprzedanej i energii niedostarczonej ($q = \text{energia niedostarczona} / \text{energia sprzedana}$). Wskaźniki nieciągłości zasilania są określone dla poziomu napięcia średniego i niskiego oraz uwzględniają niedostarczenie energii elektrycznej zarówno wskutek zakłóceń, jak i wykonywania prac planowych. Również w tym przypadku notowana jest korzystna tendencja obniżenia wskaźnika nieciągłości zasilania (rys. 2.13).



Rys. 2.12. Energia elektryczna niedostarczona odbiorcom wskutek uszkodzeń występujących w sieciach elektroenergetycznych SN i WN [189]

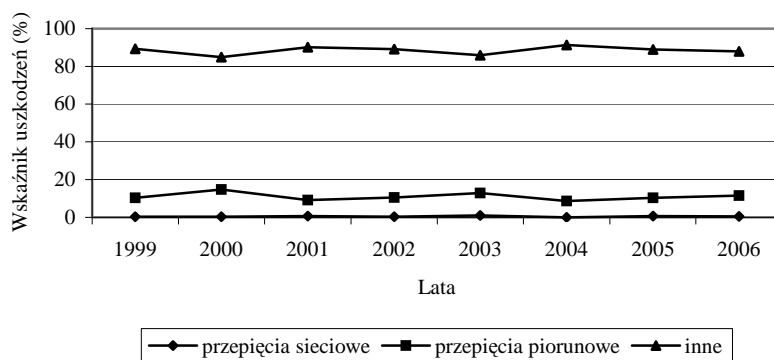
Fig. 2.12. Amounts of undelivered energy due to power network failure in power networks MV and HV [189].



Rys. 2.13. Wskaźnik nieciągłości zasilania ($q \cdot 10^{-4}$) dla sieci SN z powodu uszkodzeń [189]

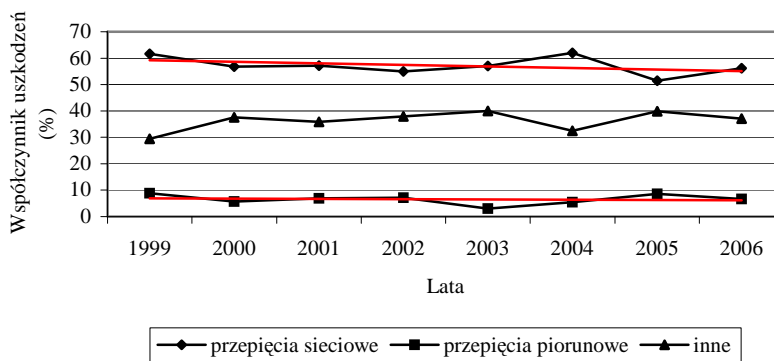
Fig. 2.13. Supply discontinuity rate ($q \cdot 10^{-4}$) for middle voltage networks resulting from failures [189].

Wśród wielu przyczyn zakłóceń lub uszkodzeń rejestrowanych w liniach napowietrznych, kablowych i stacjach transformatorowych na szczególną uwagę zasługują przebiecia. Na podstawie danych statystycznych zebranych z dokumentacji eksploatacyjnej urządzeń elektroenergetycznych Oddziału Opole EnergiiPro KE SA określono procentowy wskaźnik uszkodzalności linii napowietrznych SN i WN, linii kablowych średniego napięcia oraz stacji transformatorowych WN/SN i SN/nn spowodowanej przebieciami sieciowymi i piorunowymi. Uzyskane wyniki zostały przedstawione w formie wykresów na rysunkach 2.14–2.17.



Rys. 2.14. Procentowy udział uszkodzeń linii napowietrznych SN i WN wywołanych przebieciami sieciowymi i piorunowymi w ogólnej liczbie uszkodzeń tych linii [189]

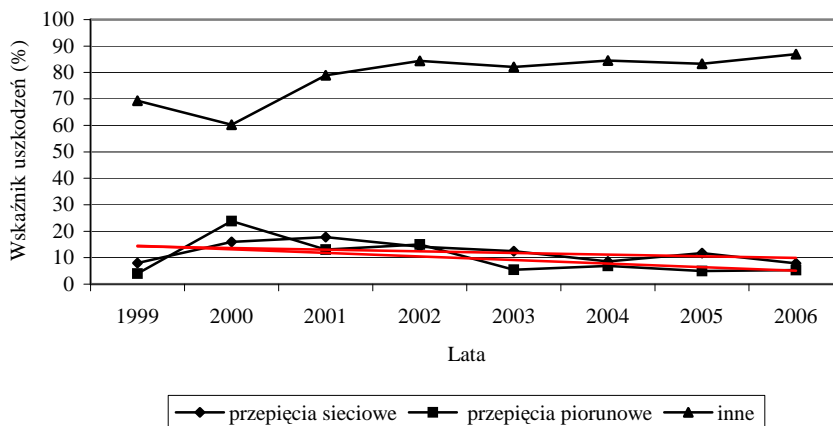
Fig. 2.14. Share of medium and high voltage overhead line failures resulting from internal and lightning overvoltages in the total number of failures in these lines [189].



Rys. 2.15. Procentowy udział uszkodzeń linii kablowych SN wywołanych przebieciami sieciowymi i piorunowymi w ogólnej liczbie uszkodzeń tych linii (linia czerwona oznacza tendencję) [189]

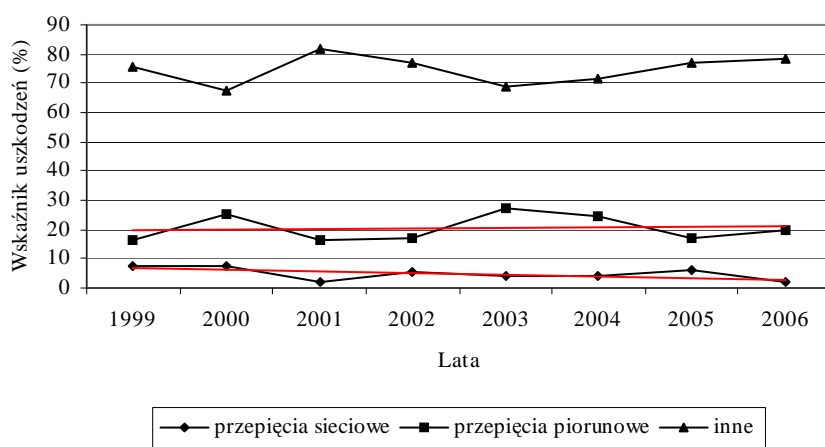
Fig. 2.15. Share of medium and high voltage cable line failures resulting from internal and lightning overvoltages in the total number of failures in these lines (the red line means tendency) [189].

Wynika z nich, że największe zagrożenie dla urządzeń elektroenergetycznych stanowią przebiecia piorunowe i sieciowe.



Rys. 2.16. Procentowy udział uszkodzeń stacji transformatorowych 110/15 kV wywołanych przebieciami sieciowymi i piorunowymi w ogólnej liczbie uszkodzeń tych linii (linia czerwona oznacza tendencję) [189]

Fig. 2.16. Share of 110/15 kV transformer station failures resulting from internal and lightning overvoltages in the total number of failures in these lines (the red line means tendency) [189].



Rys. 2.17. Procentowy udział uszkodzeń stacji transformatorowych 15/0,4 kV wywołanych przebieciami sieciowymi i piorunowymi w ogólnej liczbie uszkodzeń tych linii (linia czerwona oznacza tendencję) [189]

Fig. 2.17. Share of 15/0.4 kV transformer station failures resulting from internal and lightning overvoltages in the total number of failures in these lines (the red line means tendency) [189].

W celu dokonania oceny udziału liczby uszkodzeń linii napowietrznych WN i SN, linii kablowych oraz stacji transformatorowych wywołanych przepięciami sieciowymi i piorunowymi w ogólnej liczbie uszkodzeń tych urządzeń, w tablicy 2.8 zestawiono wartości średnie tych wskaźników, wyrażone w procentach. Na podstawie otrzymanych wykresów określono również tendencje ich zachowania w ciągu ostatnich ośmiu lat.

Analiza wartości wskaźnika uszkodzeń dla urządzeń wyszczególnionych w tablicy 2.8 wskazuje, że przepięcia sieciowe stanowią największe zagrożenie dla izolacji żył roboczych kabli SN. Natomiast przepięcia piorunowe stanowią największe zagrożenie dla izolacji urządzeń zainstalowanych na stacjach transformatorowych SN/nn.

Jednocześnie stwierdzono, że przepięcia sieciowe mają znikome znaczenie w przypadku izolacji linii napowietrznych SN i WN (rys. 2.14). Natomiast oba rodzaje przepięć stanowią narażenie przepięciowe – prawie na jednakowym poziomie – dla stacji transformatorowych WN/SN.

Wysoka wartość wskaźnika uszkodzeń powodowanych przepięciami sieciowymi (rys. 2.15) odnotowana dla linii kablowych wynika przede wszystkim z obniżonej wytrzymałości udarowej izolacji żył roboczych kabli (na podstawie danych statystycznych określono, że ok. 80% uszkodzeń dotyczy kabli, w których izolacja żył roboczych wykonana jest z polietylenu nieusieciowanego podatnego na rozwój procesu drzewienia wodnego^{*)}). Innym, również istotnym powodem wysokiej wartości wskaźnika uszkodzeń jest nieprawidłowo prowadzona kompensacja pojemnościowego prądu zwarcia doziemnego (rozpatrywane w analizie awaryjności linie kablowe pracują w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez indukcyjność – patrz podrozdz. 5.2.2).

Tablica 2.8.

Zestawienie zbiorcze wartości wskaźnika uszkodzeń spowodowanych przez przepięcia dla linii i stacji elektroenergetycznych

Lp.	Rodzaj linii lub stacji transformatorowej	Średni procentowy udział uszkodzeń spowodowanych przepięciami w ogólnej liczbie uszkodzeń	
		przepięcia sieciowe, w %/(tendencja)	przepięcia piorunowe, w %/(tendencja)
1	Linie napowietrzne SN i WN	0,5/(brak)	11,0/(brak)
2	Linie kablowe SN ¹⁾	57,2/(malejąca)	6,6/(brak)
3	Stacje transformatorowe 110/15 kV	12,1/(malejąca)	9,8/(malejąca)
4	Stacje transformatorowe 15/0,4 kV	4,8/(malejąca)	20,6/(brak)

¹⁾ Nie ujęto linii o napięciu znamionowym $U_n = 110$ kV (dotychczas bezawaryjnych), gdyż łączna długość tych linii na terenie EnergiiPro KE SA nie przekracza 1500 m.

^{*)} Degradacja izolacji polimerowej poddanej działaniu pola elektrycznego o natężeniu powyżej 10^7 Vm⁻¹ w obecności cząsteczek wody.

Szczególnym zagrożeniem dla izolacji żył roboczych kabli (wykonanych zarówno z polietylenu termoplastycznego jak i sieciowanego) są przebiegi ziemnozwarciowe z powtarzającym się zapłonem łuku. W tym przypadku występuje dodatkowo obniżenie wytrzymałości izolacji (o 10-20%) wskutek przebiegiowego efektu kumulacyjnego [1].

Poza opisanymi przypadkami oddziaływania przebiegów sieciowych, nie stanowią one większego zagrożenia dla sieci SN i WN. Zwykle znaczenie przebiegów sieciowych ogranicza się do linii przesyłowych o napięciu znamionowym powyżej 220 kV. Wówczas przebiegi sieciowe stanowią czynnik determinujący odstępy izolacyjne w powietrzu, wyznaczone przez odpowiednio dobraną długość izolatorów (łańcuchów izolatorów).

Ochrona stacji transformatorowych przed przebiegami piorunowymi i przenoszonymi przewodami roboczymi sieci jest zagadnieniem znacznie bardziej złożonym, gdyż przebiegi te mogą wystąpić we wszystkich miejscach i urządzeniach stacji. Ich intensywność zależy od skuteczności ochrony odgromowej stacji transformatorowej oraz połączonych z nią linii napowietrznych i kablowych. Z prezentacji wskaźników uszkodzeń wynika, że zagrożenie przebiegiowe dla tego rodzaju urządzeń utrzymuje się na stałym poziomie z lekką tendencją malejącą, na co wpływ mają między innymi: stosowanie materiałów izolacyjnych o lepszych parametrach wytrzymałościowych (np. izolacja kompozytowa, izolacja gazowa SF₆), stosowanie coraz lepszych urządzeń do ochrony przed przebiegami (np. warystorowe ograniczniki przebiegów), stosowanie dużej różnicy między poziomem podstawowym izolacji a poziomem ochrony w całym przedziale czasów do przeskoków lub przebiegów izolacji.

Dodatkowym narażeniem dla izolacji linii rozdzielczych są przebiegi indukowane, opisane w podrozdziale 2.2.1.2. W szczególnych przypadkach linii SN z uziemionymi poprzecznikami, przebiegi indukowane mają wpływ na wymaganą wytrzymałość udarową piorunową izolacji linii. Natomiast, gdy linia SN posiada nieziemione poprzeczniki (linie na słupach drewnianych), przebiegi indukowane nie mają znaczącego wpływu. Jednak wówczas duża wytrzymałość elektryczna układu przewodów roboczych – ziemia powoduje, że do stacji transformatorowych przyłączonych do takiej linii mogą docierać przebiegi o dużej amplitudzie. Stąd, na etapie prowadzenia prac projektowych należy zwrócić szczególną uwagę na właściwy dobór ograniczników przebiegów w stacjach transformatorowych.

3. POMIARY I SYMULACJE PRZEPIĘĆ W SIECIACH ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA

W następstwie wyładowań atmosferycznych, wykonywania czynności łączeniowych lub występowania innych zakłóceń, w sieciach elektroenergetycznych powstają przebiegi napięć o bardzo wysokich częstotliwościach i amplitudach przekraczających wartości najwyższego napięcia roboczego urządzeń. Przebiegi te są przepięciami, przemieszczającymi się w sieciach elektroenergetycznych, szczególnie niebezpiecznymi dla urządzeń energetycznych i elektronicznych.

Źródło przepięć może być wynikiem oddziaływań zewnętrznych, jak też może tkwić w samym układzie elektroenergetycznym. Szczegółowa analiza wartości, kształtu i sposobu rozprzestrzeniania się przepięć z uwzględnieniem ich rodzaju umożliwia racjonalny dobór izolacji o dostatecznej wytrzymałości udarowej i wspomaga proces doboru środków ochrony przed przepięciami.

3.1. Pomiary i analiza przepięć w krajowych sieciach średniego i wysokiego napięcia

W celu identyfikacji skali zagrożenia przepięciami występującymi w sieciach dystrybucyjnych dokonano rejestracji ich przebiegów, a otrzymane wyniki poddano wszechstronnej analizie. Rejestracje wykonywano zarówno w rzeczywistej sieci dystrybucyjnej, jak i w warunkach laboratoryjnych (badano modele fizyczne), a następnie przeprowadzono symulacje komputerowe.

Mając na uwadze to, że wiedza o elementach rzeczywistych sieci dystrybucyjnej i zjawiskach istotnych z punktu widzenia jej eksploatacji i konstrukcji jest bardzo szeroka, modele fizyczne rozpatrywane w badaniach laboratoryjnych wykonano w sposób uwzględniający wyłącznie potrzeby analiz związanych z uczestnictwem tych elementów w zjawiskach zachodzących w systemie.

Do analizy stanów nieustalonych wywołanych przepięciami piorunowymi lub sieciowymi wykorzystano pakiet programu użytkowego *PSpice - Simulation Program with Integrated Circuits Emphasis*. Wykonane symulacje miały również na celu określenie przydatności programu *PSpice* do symulacji szybkozmiennych zakłóceń elektromagnetycznych.

Wyniki uzyskane w trakcie rejestracji stanowią materiał, na podstawie którego można ustalić wpływ szybkozmiennych zakłóceń na pracę elementów systemu i całego systemu elektroenergetycznego. Wynikające stąd wnioski były podstawą oceny stopnia narażenia przepięciowego układów izolacyjnych w sieciach SN i WN.

3.1.1. Pomiary szybkich zmian napięcia

W warunkach pracy ustalonej sieci SN i WN wartość skuteczna napięcia może zmieniać się o nie więcej niż $\pm 10\%$. Procedura pomiarowa określona na

podstawie normy [171] zakłada, że w dowolnym tygodniu roku, 95% średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego, pochodzących ze zbioru 10-minutowych pomiarów, powinna mieścić się w określonym na wstępie przedziale zmian napięcia. Wartości napięcia sieci nie przekraczające granic dopuszczalnych zmian w zadanym przedziale czasowym można uznać za spełniające wymagania normy. Dla pozostałych 5% zbioru wartości skutecznych napięcia norma nie określa granic zmiany tego parametru.

Szybkie zmiany napięcia (nazywane też wahaniem napięcia^{*)}, wywołującym zjawisko migotania światła, tzw. fliker) i duże zaburzenia elektromagnetyczne, występujące w postaci fal napięciowych (przebieg) i prądowych można scharakteryzować za pomocą informacji określających miejsce występowania, mechanizm powstawania, pochodzenie i czas trwania zakłócenia. Z szybkimi zmianami napięcia mamy do czynienia wtedy, gdy przyrost napięcia przekracza 2% napięcia znamionowego na sekundę. Wahania napięcia w SEE mogą występować w źródle energii lub być wywołane zjawiskami zachodzącymi w sieci (np. nierównomierną pracą maszyn napędowych, zwarciami o dużych prądach, przełączaniem zaczepek transformatora pod obciążeniem). Najbardziej uciążliwymi są wahania napięcia wywołujące zjawisko migotania światła (zmiany napięcia o częstotliwości 6...10 Hz).

Do najistotniejszych cech wyróżniających przebiegi od szybkich zmian napięcia, występujących w sieciach SN i WN, należą: bardzo duże wartości szczytowe napięcia i prądu, duże stromości przebiegów czasowych i duża prędkość rozprzestrzeniania się wzdłuż przewodów sieci.

W celu dokonania oceny jakości parametrów energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom oraz zagrożenia spowodowanego szybkimi zmianami napięcia i przebiegami wykonano pomiary w różnych punktach sieci elektroenergetycznej, zlokalizowanej na terenie województw opolskiego i dolnośląskiego [184]. Pomiary wykonano w latach 2001–2003 i 2004–2005, dwóch porach każdego roku. Ogółem wykonano pomiary w 140 punktach, na wszystkich poziomach napięcia rozdzielczego sieci (tabl. 3.1).

Tablica 3.1.

Zestawienie zbiorcze liczby pomiarów wykonanych w latach 2001-2005 z podziałem na poziomy napięcia rozdzielczego sieci

Lata wykonania pomiarów	2001-2003			2004-2005			
	Napięcie sieci (lub obiektu), w kV	110	15	0,23/0,4	110	15	0,23/0,4
Liczba pomiarów	6	28	26	2	10	48	20

^{*)} Wartość wahań napięcia wyrażoną w procentach można określić ze wzoru:

$$\Delta U = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_r} \cdot 100\%$$

Wybierając punkty pomiarowe, uwzględniano przede wszystkim zakłócenia odnotowane w dokumentacji eksploatacyjnej i wcześniejsze interwencje odbiorców sugerujących zasilanie ich obiektów energią elektryczną o parametrach niezgodnych z wymogami przepisów. W celu zarejestrowania stanu istniejącego we wskazanych punktach sieci, w trakcie pomiarów określano: wartości napięcia, wahania napięcia (w tym wartości granicznych wskaźników długookresowego migotania P_{lt}^{*}) i krótkookresowego migotania P_{st}^{**}), harmoniczne wraz z współczynnikiem THD odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego, zapady napięcia, krótkie i długie przerwy w zasilaniu, asymetrię i częstotliwość napięcia. Punkty pomiarowe w sieciach SN i WN były lokalizowane przede wszystkim w GPZ-ach, natomiast w sieciach nn – u indywidualnych odbiorców bądź w małych lub średnich zakładach przemysłowych. Odbiorców podzielono na dwie grupy; kryterium podziału były poziom napięcia sieci i miejsce przyłączenia. Grupa pierwsza obejmowała odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci SN lub WN bądź też zasilanych z GPZ. Grupą drugą byli odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia.

Prezentacja wyników pomiarów została w monografii ograniczona do danych uzyskanych z punktów pomiarowych wyznaczonych w sieciach SN i WN. Jedynie w podsumowaniu prac pomiarowych (rys. 3.16 i 3.17) przedstawiono poziom niezgodności wskaźników P_{lt} i P_{st} w sieciach rozdzielczych na wszystkich poziomach napięcia.

Badania diagnostyczne oparto na rejestracji przebiegów napięcia i prądu w układach trójfazowych, wykonywanych w wyznaczonych punktach sieci i określonych przedziałach czasu. Otrzymany zbiór danych pomiarowych poddano analizie polegającej na porównaniu wartości wskaźników obliczonych w oparciu o wyniki pomiarów ze wskaźnikami o zadanych wartościach, wynikających z przepisów. Wyniki analizy porównawczej wskaźników były podstawą oceny zagrożenia układów izolacyjnych sieci elektroenergetycznej i urządzeń użytkowanych przez odbiorców przyłączonych do tej sieci. Otrzymane wyniki badań są również jednym z podstawowych elementów oceny stanu technicznego sieci rozdzielczej.

Do pomiarów wykorzystano analizator jakości energii elektrycznej typu MEMOBOX 800 (firmy LEM), który wraz z dodatkowym wyposażeniem przedstawiono na rys. 3.1. Pomiaru były wykonywane w układach sieci rzeczywistej, według schematów uproszczonych przedstawionych na rysunkach 3.2 i 3.3. Analizator zasilano z osobnego źródła (UPS), aby nie obciążał układu pomiarowego. Pomiar napięcia wykonywano za pomocą przekładników

*) Wskaźnik obliczany według wzoru: $P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$ [171, 172].

**) Wskaźnik obliczany według wzoru: $P_{st} = \sqrt{K_1 P_1 + K_2 P_2 + \dots + K_n P_n}$, gdzie: K_1, K_2, K_n – współczynniki wagowe, P_1, P_2, P_n – poziomy przekroczenia w funkcji dystrybucyjnej.

WN/(SN)/0,1 kV. Prądy mierzono za pomocą przekładników prądowych 300(150)(50)/5 A (klasa dokładności 0,5).



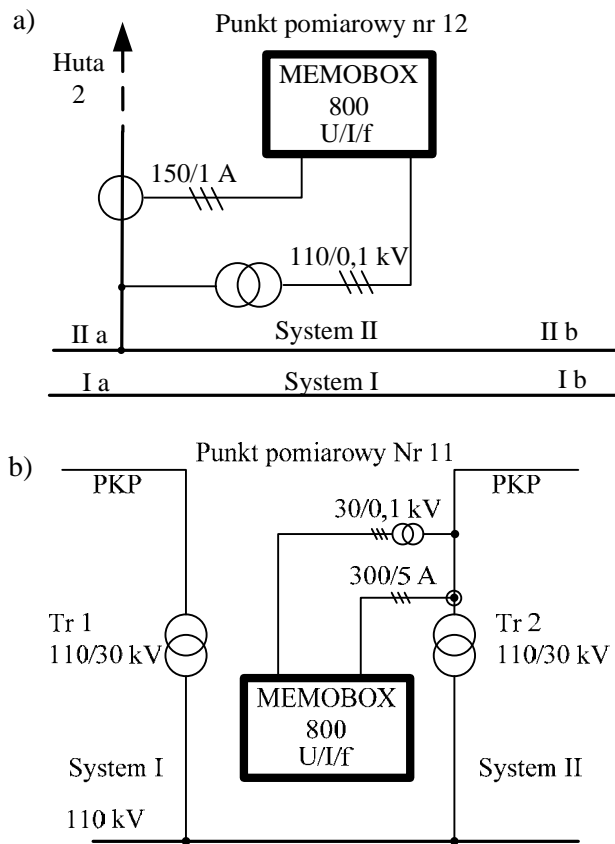
Rys. 3.1. Ogólny widok analizatora jakości energii elektrycznej typu MEMOBOX 800 firmy LEM

Fig. 3.1. General overview of power network analyzer MEMOBOX 800 (LEM).

Uzyskane pomiary – w postaci wielogodzinnych i wielodobowych rejestracji – zostały zgromadzone i opisane w wielotomowej, niepublikowanej pracy [184]. Wyniki badań były przedmiotem publikacji krajowych i zagranicznych, między innymi w [53, 54, 140, 141, 145]. W dalszej części rozdziału zaprezentowano tylko wybrane rejestracje, istotne z punktu widzenia rozważanych zjawisk napięciowych. Na ich podstawie dokonano oceny stopnia narażenia układów izolacyjnych.

Jedną z pierwszych rejestracji wykonano w GPZ Ozimek w rozdzielni o napięciu znamionowym 110 kV (rys. 3.2a) na odejściu liniowym w kierunku Huty Małapanew. Kolejne rejestracje wykonano w GPZ Hermanowice (rys. 3.2b) i GPZ Groszowice (rys. 3.3). GPZ Hermanowice połączony jest z siecią rozdzielczą za pomocą ciągów liniowych 110 kV relacji GPZ Groszowice – GPZ Hermanowice i GPZ Pawłów – GPZ Hermanowice. Transformatory Tr 1 i Tr 2 po stronie średniego napięcia pracują niezależnie, odpowiednio na systemy I i II rozdzielni SN. Z systemu II rozdzielni SN zasilana jest sieć trakcji kolejowej o napięciu znamionowym 30 kV. W trakcie wykonywania pomiarów w GPZ Hermanowice deklarowane napięcie zasilające na początku linii rozdzielczej było wyższe od napięcia znamionowego i wynosiło $U_c = 31,4$ kV.

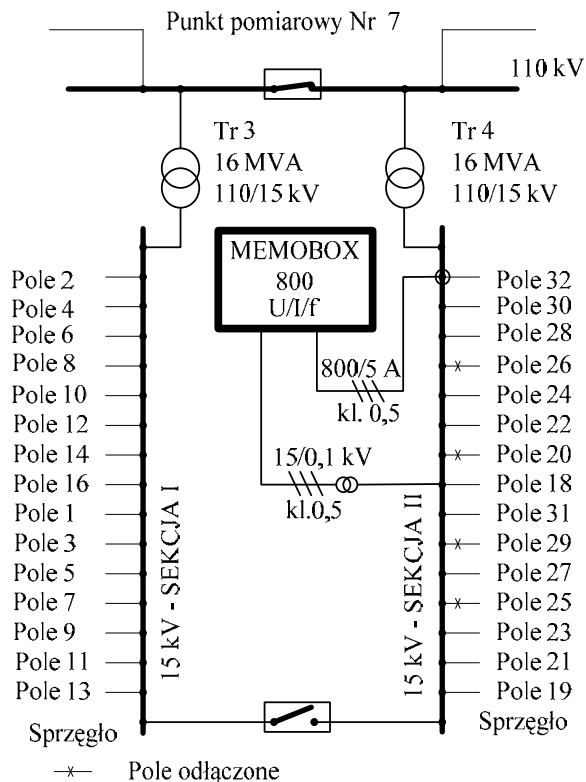
W rozdzielniach średniego napięcia, eksploatowanych przez spółkę dystrybucyjną, napięcie w punktach zasilania jest regulowane w cyklu dobowym według przyjętego programu, uwzględniającego prawidłowość funkcjonowania układów automatycznej regulacji napięcia (ARN). Stąd też przyjęta wartość napięcia U_c jest wartością znajdującą się w środku pasma wartości dziennych i nocnych – zadanych dla cyklu dobowego.



Rys. 3.2. Schemat układu do rejestracji przepięć i spadów napięcia w sieci SN i WN: a) układ połączeń do wykonania pomiarów na napięciu 110 kV w GPZ Ozimek, system II, odejście liniowe kierunek Huta Małapanew, b) układ połączeń do wykonania pomiarów na napięciu 30 kV w rozdzielni GPZ Hermanowice, system II, odejście liniowe kierunek PKP

Fig. 3.2. Diagram of a system for registration of overvoltages and voltage drop in low and medium voltage networks: a) connections diagram for measurements in 110 kV network in GPZ Ozimek, system II, overhead coupling to Małapanew Steel Works, b) connections diagram for measurements in 30 kV network in GPZ Hermanowice substation, overhead coupling to electrified railway.

We wszystkich wytypowanych punktach pomiarowych dokonano rejestracji napięć i prądów. Czynność ta była wykonana co najmniej dwukrotnie w różnych okresach czasu, a po każdej z nich otrzymane wyniki poddawano analizie. Na podstawie wniosków z takiej analizy formułowano zalecenia lub podejmowano bezpośrednie działania, pozwalające na likwidację stwierdzonych nieprawidłowości. W trakcie pomiarów wyodrębniono ponadto grupy odbiorów energii elektrycznej, charakterystyczne ze względu na ich wpływ na parametry jakości energii elektrycznej. Do grupy odbiorów mających duży wpływ na parametry jakości energii należą: odbiory trakcji kolejowej, centra telekomunikacji, duże zakłady obróbki drewna, odbiorcy wiejscy i miejscy, odnawialne źródła wytwórcze (OZE).



Rys. 3.3. Schemat układu do rejestracji przepięć i spadów napięcia wykonany w rozdzielni sieciowej o napięciu 15 kV, w sekcji II stacji węzłowej GPZ Groszowice, zasilanej z dwóch transformatorów 110/15 kV

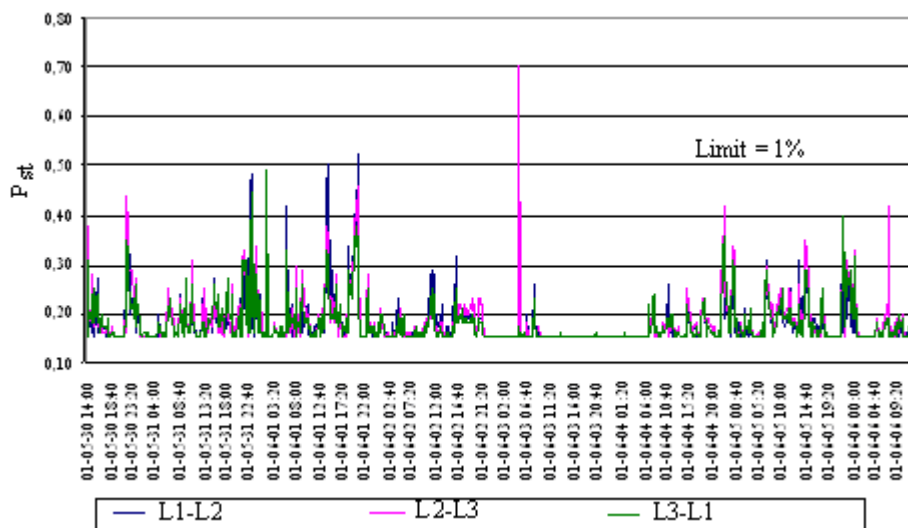
Fig. 3.3. Diagram of a system for registration of overvoltages and voltage drop in the 15 kV substation, in section II of GPZ Groszowice substation supplied with two 110/15 kV transformers.

Wyniki pomiarów wskaźników długo- i krótkookresowego migotania (odpowiednio P_{lt} i P_{st}) dla wybranych odbiorów przedstawiono na rysunkach od 3.4 do 3.11. Oddziaływanie odbiorów trakcji kolejowej na parametry energii elektrycznej przejawia się w podwyższonym poziomie harmonicznego napięcia, zmianach wartości napięcia i zwiększonych poziomach współczynników migotania światła. Porównano wyniki rejestracji wykonanych w 2001 i 2004 roku, ponieważ w 2001 roku modernizowano odcinek linii kolejowej zasilany z tego GPZ. To spowodowało zmniejszenie częstotliwości przejazdów pociągów towarowych i – jednocześnie – zwiększenie długości składu pociągu. Zastosowana taktyka przewozów w 2001 roku i znacznie zwiększone możliwości przewozowe w 2004 roku spowodowały różnice w poziomie 10-minutowych współczynników migotania światła (rys. 3.4 i rys. 3.5), przy nieznacznie zmienionym poziomie współczynników 2-godzinnych (rys. 3.6 i rys. 3.7).

W dalszej części rozdziału przedstawione zostaną wybrane wyniki rejestracji zmian wartości wskaźników krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania światła wykonane w sieciach: WN (rys. 3.4–3.7) i SN (rys. 3.8–3.11)

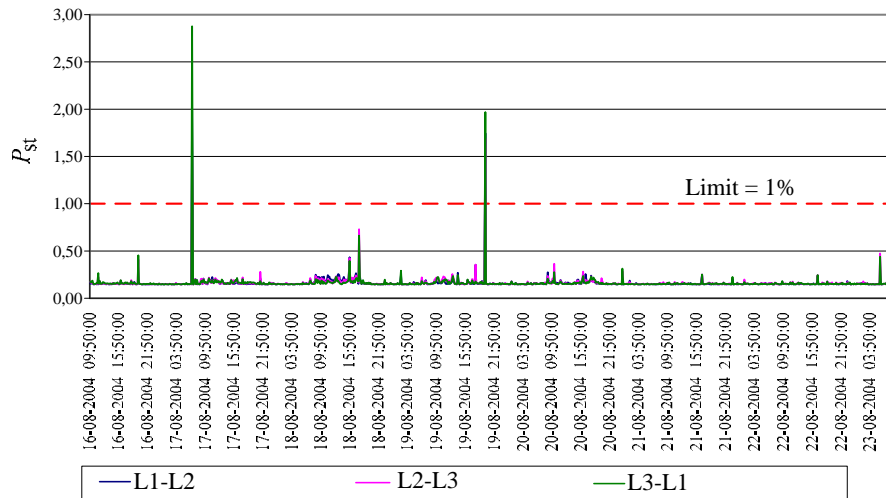
oraz wyniki rejestracji napięcia i prądu w punkcie przyłączenia do sieci SN małych elektrowni wodnych (rys. 3.12–3.15).

Porównanie wyników pomiarów z wymaganiami określonymi w [171, 172] wykazało przekroczenie wartości dopuszczalnych w zakresie wskaźnika migotania (flickery P_{It}) oraz liczby zdarzeń w okresie pomiaru. W czasie pomiarów wystąpiło 236 wahań napięcia, przekraczających wartość dopuszczalną przez przepisy.



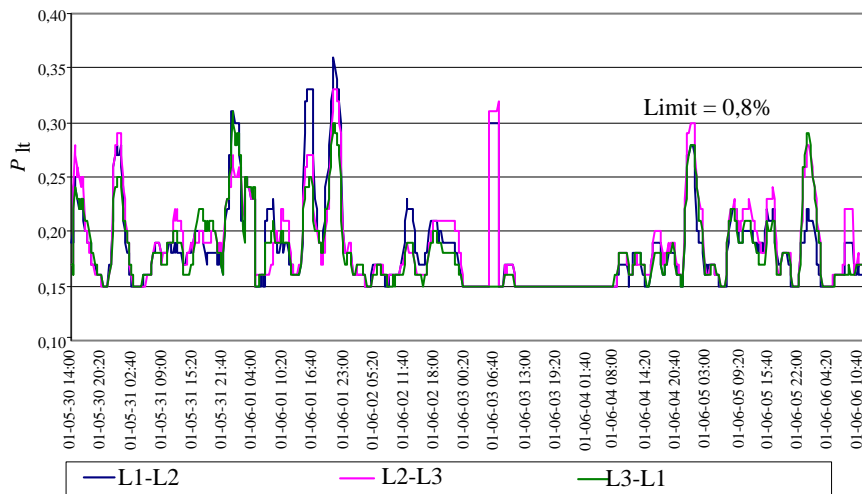
Rys. 3.4. Wyniki rejestracji zmian wartości wskaźnika krótkookresowego migotania światła w kilkudobowym przedziale czasu; pomiar wykonany w 2001 roku, linia 110 kV relacji GPZ Ozimek – Huta Małapanew [184]

Fig. 3.4. Registration results of fluctuations of light flicker short term indicator during a few twenty-four hours; measurement undertaken in 2001, the 110 kV line between GPZ Ozimek – Małapanew Steel works [184].



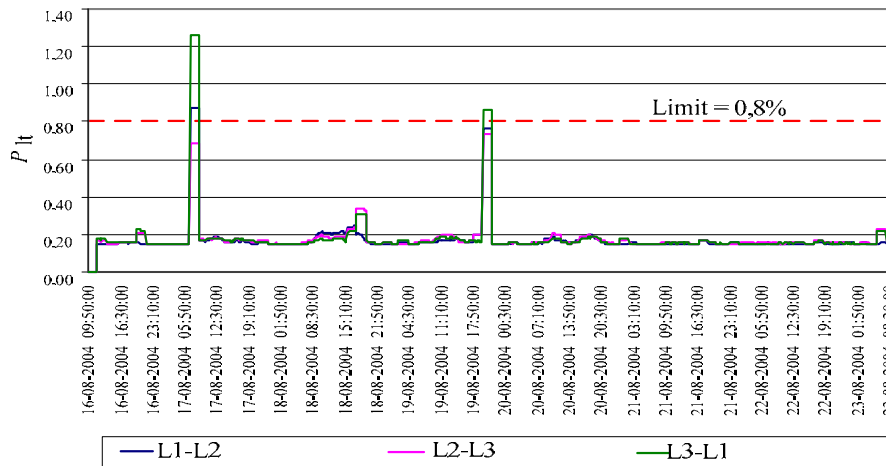
Rys. 3.5. Wyniki rejestracji zmian wartości wskaźnika krótkookresowego migotania światła w kilkudobowym przedziale czasu; pomiar wykonany w 2004 roku, linia 110 kV relacji GPZ Ozimek – Huta Małapanew [184]

Fig. 3.5. Registration results of fluctuations of light flicker short term indicator during a few twenty-four hours; measurement undertaken in 2004, the 110 kV line between GPZ Ozimek – Małapanew Steel works [184].



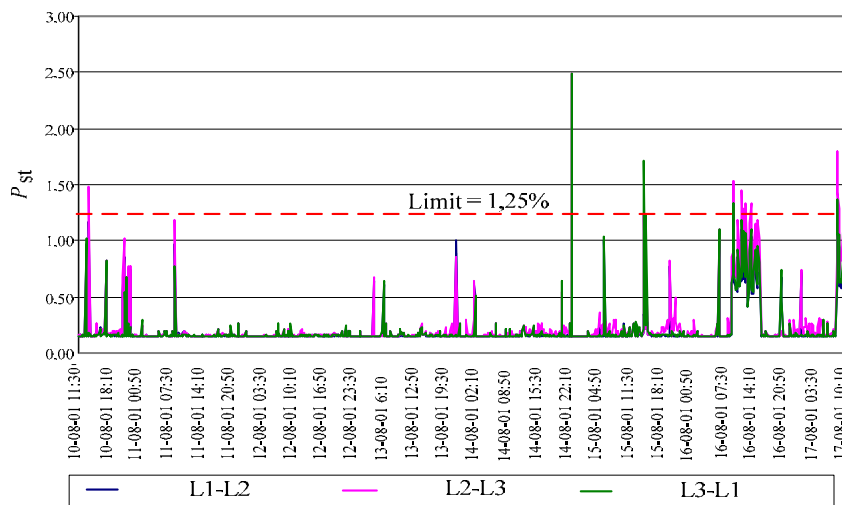
Rys. 3.6. Wyniki rejestracji zmian wartości wskaźnika długookresowego migotania światła w kilkudobowym przedziale czasu; pomiar wykonany w 2001 roku, w linia 110 kV relacji GPZ Ozimek – Huta Małapanew [184]

Fig. 3.6. Registration results of fluctuations of light flicker long term indicator during a few twenty-four hours; measurement undertaken in 2001, the 110 kV line between GPZ Ozimek – Małapanew Steel works [184].



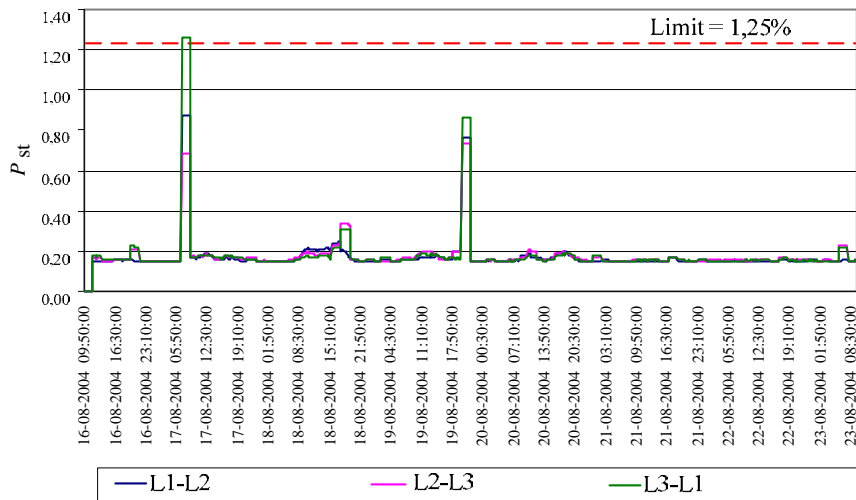
Rys. 3.7. Wyniki rejestracji zmian wartości wskaźnika długookresowego migotania światła w kilkudobowym przedziale czasu; pomiar wykonany w 2004 roku, linia 110 kV relacji GPZ Ozimek – Huta Małapanew [184]

Fig. 3.7. Registration results of fluctuations of light flicker long term indicator during a few twenty-four hours; measurement undertaken in 2004, the 110 kV line between GPZ Ozimek – Małapanew Steel works [184].



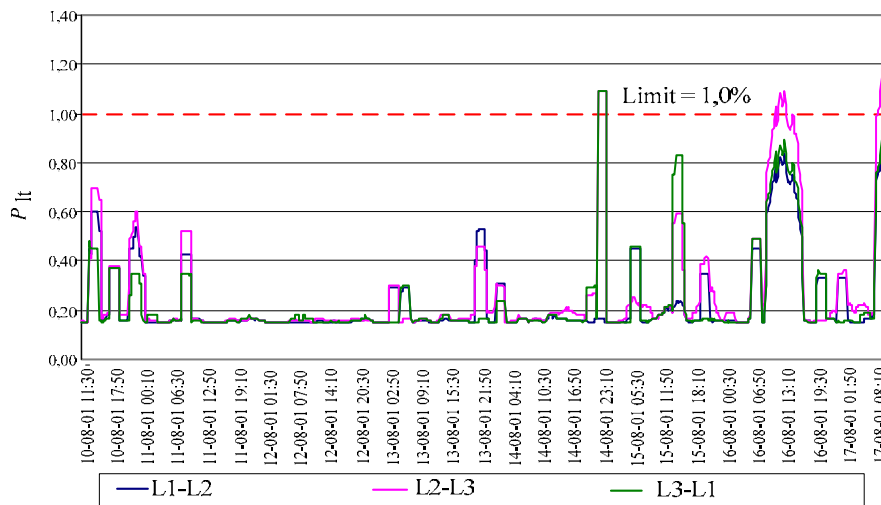
Rys. 3.8. Wyniki rejestracji zmian wartości wskaźnika krótkookresowego migotania światła w kilkudobowym przedziale czasu; pomiar wykonany w 2001 roku, rozdzielnia sieciowa GPZ Hermanowice, pole odpyłowe kierunek PKP [184]

Fig. 3.8. Registration results of fluctuations of light flicker short term indicator during a few twenty-four hours; measurement undertaken in 2001, in GPZ Hermanowice substation, straight coupling electrified railway [184].



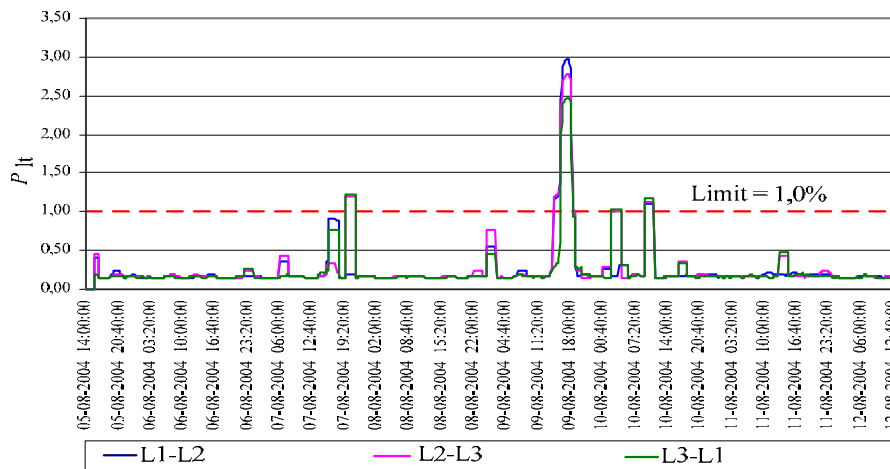
Rys. 3.9. Wyniki rejestracji zmian wartości wskaźnika krótkookresowego migotania światła w kilkudobowym przedziale czasu; pomiar wykonany w 2004 roku, rozdzielnia sieciowa GPZ Hermanowice, pole odpyłowe kierunek PKP [184]

Fig. 3.9. Registration results of fluctuations of light flicker short term indicator during a few twenty-four hours; measurement undertaken in 2004, in GPZ Hermanowice substation, straight coupling electrified railway [184].



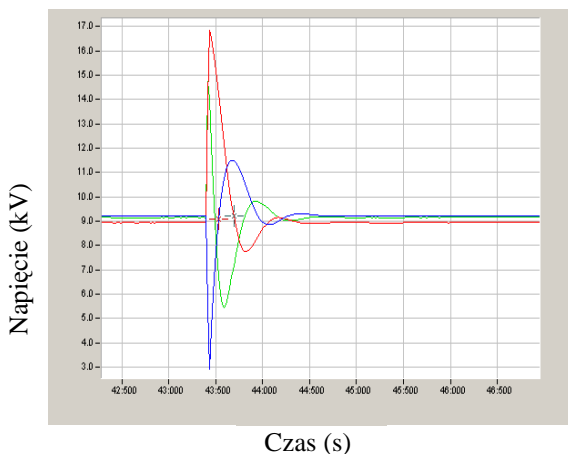
Rys. 3.10. Wyniki rejestracji zmian wartości wskaźnika długookresowego migotania światła w kilkudobowym przedziale czasu; pomiar wykonany w 2001 roku, rozdzielnia sieciowa GPZ Hermanowice, pole odpyłowe kierunek PKP [184]

Fig. 3.10. Registration results of fluctuations of light flicker long term indicator during a few twenty-four hours; measurement undertaken in 2001, in GPZ Hermanowice substation, straight coupling electrified railway [184].



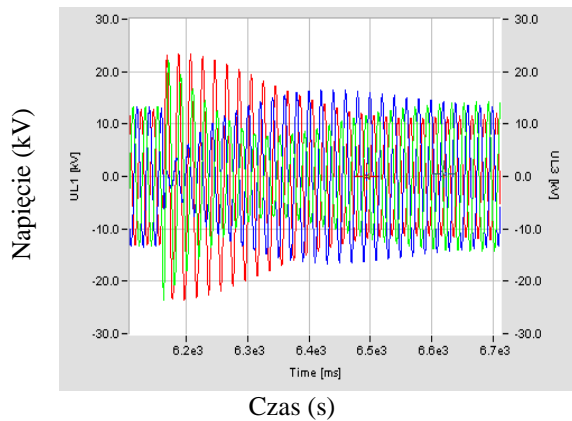
Rys. 3.11. Wyniki rejestracji zmian wartości wskaźnika długookresowego migotania światła w kilkudobowym przedziale czasu; pomiar wykonany w 2004 roku, rozdzielnia sieciowa GPZ Hermanowice, pole odpywowe kierunek PKP [184]

Fig. 3.11. Registration results of fluctuations of light flicker long term indicator during a few twenty-four hours; measurement undertaken in 2004, in GPZ Hermanowice substation, straight coupling electrified railway [184].



Rys. 3.12. Zaburzenie napięć fazowych w punkcie przyłączenia MEW Turawa po zakończeniu rozruchu; generator synchroniczny sprzężony z turbiną Kaplaną o mocy 900 kW, $n_{gen} = 428$ obr./min; rozruch hydrozespołu ze sterowaniem automatycznym lub ręcznym układu kierowniczego turbiny w celu zsynchronizowania napięć generatora z napięciami sieci [184]

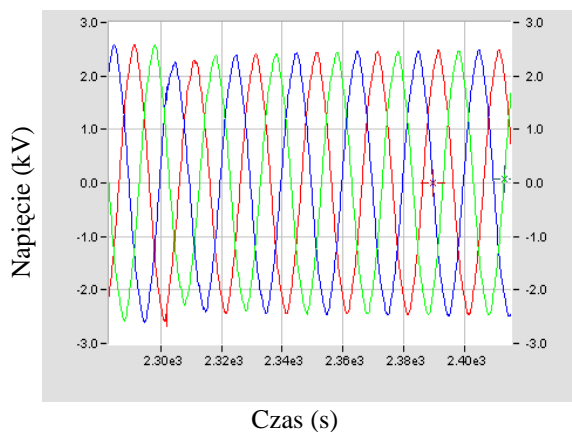
Fig. 3.12. Disturbances of phase voltages at the connection point of MEW Turawa following start-up; synchronous generator coupled with 900 kW Kaplan turbine, $n_{gen} = 428$ rpm; hydroassembly start up with automatic or manual turbine control system applied in the purpose of synchronizing generator voltages with the network [184].



Rys. 3.13. Zaburzenie napięć międzyfazowych generatora MEW Turawa w czasie krótkotrwałego odciążenia generatora [184]

Fig. 3.13. Inter-phase voltage disturbance of generator MEW Turawa during short-term generator load [184].

Szybkozmiennie zakłócenia przepięciowe, do których należy zakwalifikować tzw. flikery, osiągają najmniejsze wartości w sieciach SN i WN, zwykle nie przekraczające wartości dopuszczalnych (rys. 3.4–3.11). Stwierdzona prawidłowość zachodzi dla obu wskaźników P_{st} i P_{lt} . Przeprowadzone pomiary wykazały, że zakłócenia te osiągają wartości przekraczające dopuszczalny poziom najczęściej w sieciach niskiego napięcia, szczególnie w sieciach wiejskich.

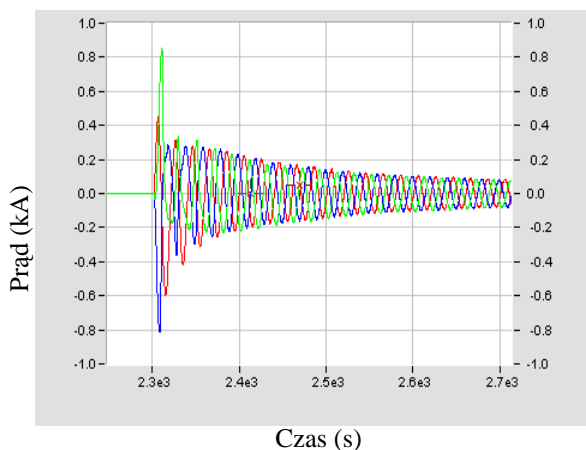


Rys. 3.14. Przebieg czasowy obniżenia amplitudy napięć w chwili załączenia generatora MEW Nysa do sieci; generator synchroniczny sprzężony z turbiną Francisa o mocy 315 kW, $n_{gen} = 750$ obr/min; rozruch hydrozespołu przez automatyczne otwarcie układu kierowniczego turbiny i automatyczne dołączenie generatora do sieci po uzyskaniu prędkości synchronicznej przez wirnik generatora [184]

Fig. 3.14. Reduction of voltage amplitudes during the connecting of MEW Nysa generator into network; synchronic generator coupled with 315 kW Francis turbine, $n_{gen} = 750$ rpm; hydroassembly start-up following an automatic opening of turbine control system and automatic generator closing into network when synchronic velocity of generator stator is achieved [184].

Zakłócenia te są jednak w znacznym stopniu tłumione przez impedancję transformatorów SN/nn. Stopień tłumienia tych zakłóceń jest tym większy, im

większa jest moc pozorna transformatora. Badania potwierdziły jednak, że część nie wytłumionych zakłóceń jest przenoszona przez transformator na różne poziomy napięcia. Jednak ich amplituda nie stanowi zagrożenia dla urządzeń pracujących w sieci SN i WN.



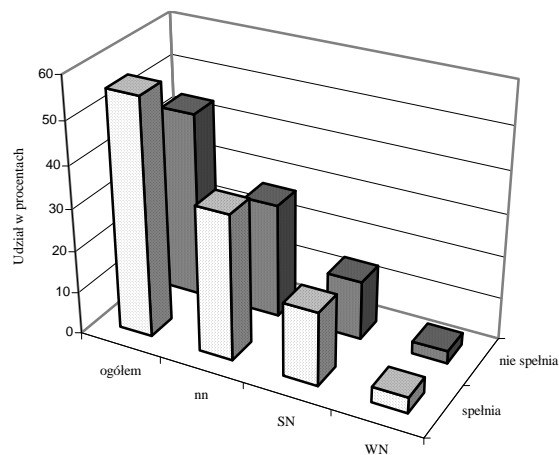
Rys. 3.15. Zaburzenie przebiegów prądów generatora MEW Nysa w czasie bezpośredniego załączenia do sieci [184]

Fig. 3.15. Current disturbances in MEW Nysa generator during direct network closing [184].

Na podstawie wykresów zamieszczonych na rys. 3.16 i 3.17, sporządzonych w oparciu o zgromadzony materiał badawczy, można wywnioskować, że w sieciach SN i WN szybkie zmiany napięcia najczęściej nie przekraczają poziomu dopuszczalnego. Natomiast zarejestrowane zmiany wartości wskaźników P_{st} i P_{lt} w sieci niskiego napięcia potwierdzają ich negatywny wpływ na jakość energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom [53, 54, 141].

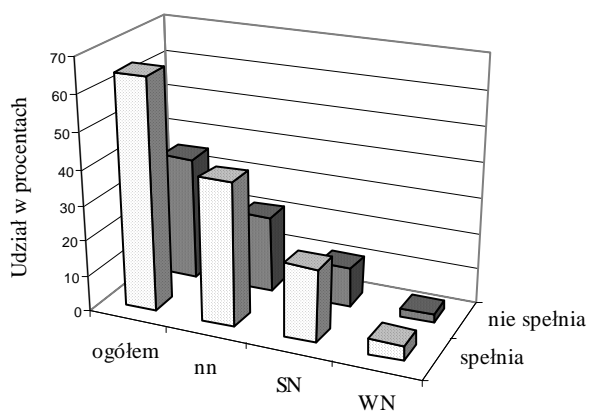
Interesującym przykładem propagacji szybkozmiennych zakłóceń są czynności łączeniowe z udziałem urządzeń małych elektrowni wodnych (MEW) przyłączonych do sieci SN. W tym przypadku, przy stosunkowo niewielkich mocach urządzeń zastosowanych do generacji (od 20 kW do 2 MW), w chwili załączania lub nieplanowanego wyłączenia pojawiają się niekorzystne zaburzenia przebiegów napięcia i prądu. Skutkują one przepięciami (rys. 3.12, 3.13) oraz chwilowymi zapadami napięcia (rys. 3.14).

Z wykonanych rejestracji wynika wniosek ogólny, że uzyskane wyniki nie mogą być podstawą do określenia zachowania przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego standardów jakości energii elektrycznej w sieci rozdzielczej, ale wskazują skalę przekroczeń wartości dopuszczalnych w miejscach, gdzie spodziewano się przekroczeń (w szczególności ze względu na charakterystykę przyłączonych odbiorów). Nie ulega zatem wątpliwości, że utrzymanie jakości energii elektrycznej na poziomie wymaganym przez uregulowania prawne [171, 172] jest na poziomie korzystniejszym wobec prezentowanego na rysunkach 3.16 i 3.17.



Rys. 3.16. Ilustracja zgodności wartości wskaźnika P_{lt} z wymaganiami przepisów [171, 172], zarejestrowana w trakcie badań wykonanych w sieci rozdzielczej

Fig. 3.16. Illustration of conformance of P_{lt} indicator to legal regulations [171, 172] registered during investigations in a distribution network.



Rys. 3.17. Ilustracja zgodności wartości wskaźnika P_{st} z wymaganiami przepisów [171, 172], zarejestrowana w trakcie badań wykonanych w sieci rozdzielczej

Fig. 3.17. Illustrations conformance of P_{st} indicator to legal regulations [171, 172] registered during investigations in a distribution network.

3.1.2. Pomiary przebiegów przepięciowych

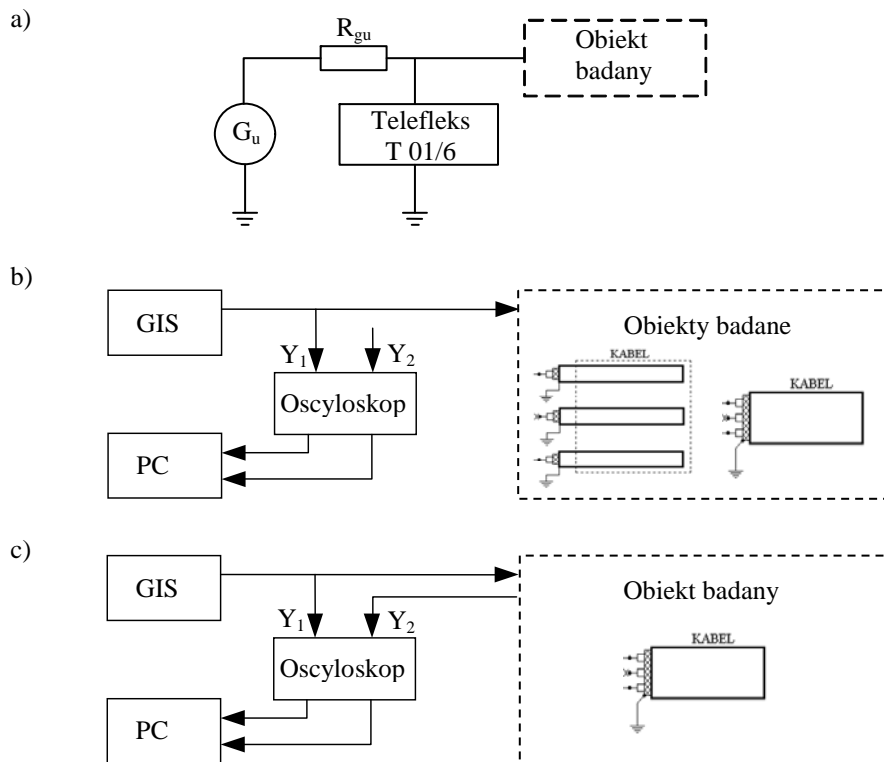
Celem wykonanych pomiarów było uzyskanie materiału eksperymentalnego potrzebnego do udokumentowania sposobu rozprzestrzeniania się impulsów udarowych w trójfazowych liniach napowietrznych, kablowych i napowietrzno-kablowych średniego napięcia. Pomiary prowadzono w liniach kablowych trójfazowych, zawierających trzy niezależne kable jednożyłowe lub kable trójżyłowe z jednym wspólnym ekranem (żyłą powrotną). W trakcie pomiarów rejestrowano również wpływ kształtu inicjującego impulsu udarowego na propagację przepięć. Wszystkie pomiary były wykonywane w stanie beznapięciowym sieci.

Tablica 3.2.

Zestawienie zbiorcze wybranych linii elektroenergetycznych

Lp.	Rodzaj linii	Rodzaj przewodu roboczego/kabla	Długość linii, w m	Trasa linii
1	Linia napowietrzna	AFI 3x70 mm ² ¹⁾	1652	GPZ Prudnik – St. 15/0,4 kV <i>Oczyszczalnia</i>
2	Lina kablowa	HAKnFtA 3x120 mm ² ²⁾	372	GPZ Prudnik – St. 15/0,4 kV <i>Oczyszczalnia</i>
3	Linia kablowa	HAKnFtA 3x120 mm ² ²⁾	820	RS Karlów – St. 15/0,4 kV <i>ZPC</i>
4	Lina kablowa	YHAKX 3x1x120 mm ² ³⁾	755	GPZ Tułowice – St. 15/0,4 kV <i>Pompownia</i>
5	Linia kablowa	YUHAKXS 3x(1x185/50) mm ² ⁵⁾	835	GPZ Cementownia Górażdże – St. 1
6	Linia kablowa	XRUHAKXS 3x(1x240/50 mm ²) ⁴⁾	350	GPZ Cementownia Górażdże – S4
7	Linia kablowa	XRUHAKXS 3x(1x70/25 mm ²) ⁴⁾	370	GPZ Cementownia Górażdże – S4
¹⁾ AFI 1x70 mm ² – przewód stalowo-aluminiowy, wielodrutowy, o przekroju znamionowym 70 mm ² . ²⁾ HAKnFtA 3x120 mm ² – kabel z żyłami ekranowanymi Al, izolacją papierową, powłocę ołowianej, opancerzony taśmami stalowymi, osłoną włóknistą, z żyłą roboczą 120 mm ² . ³⁾ YHAKX 1x120 mm ² – kabel jednożyłowy z żyłą ekranowaną Al, izolacją z polietylenu termoplastycznego, powłocę polwinitowej, z żyłą roboczą 50 mm ² , z żyłą powrotną 50 mm ² . ⁴⁾ XRUHAKXS 1x240/50 mm ² – kabel jednożyłowy z żyłą Cu, izolacją z polietylenu usieciowanego, uszczelniony podłużnie i promieniowo, powłocę z polietylenu, z żyłą roboczą 240 mm ² , z żyłą powrotną 50 mm ² (dla przykładu o lp.7 opis jw., przy czym przekroje żył roboczej i powrotnej wynoszą odpowiednio: 70 mm ² i 25 mm ²). ⁵⁾ YUHAKXS 1x185x50 mm ² – jw., ale bez uszczelnienia promieniowego, powłocę polwinitowej, z żyłą roboczą 185 mm ² i z żyłą powrotną 50 mm ² .				

Rejestracji przebiegów przepięciowych w sieci rzeczywistej dokonano w liniach elektroenergetycznych zarządzanych przez spółkę dystrybucyjną Energia-Pro KE SA oraz przedsiębiorstwo produkcyjne Cementownia Górażdże. W wyniku przeprowadzonych pomiarów zgromadzono obszerny materiał badawczy [181–186]. W dalszej części monografii są prezentowane jedynie wybrane wyniki rejestracji w liniach wyszczególnionych w tabl. 3.2.



Rys. 3.18. Schematy układów do pomiaru i rejestracji szybkozmiennych zakłóceń w rzeczywistych elementach sieci średniego napięcia: a) układ do badania propagacji przepięć w liniach napowietrznych i kablowych z wykorzystaniem generatora udarów wysokonapięciowych, b) układ do badania propagacji przepięć w liniach kablowych jednożyłowych i trójżyłowych z wykorzystaniem generatora impulsów udarowych, c) układ do badania wzajemnego oddziaływania żył kabla trójżyłowego z jednym wspólnym ekranem; GIS – generator impulsów udarowych; PC – komputer archiwizujący dane pomiarowe; Y1, Y2 – wejścia sygnałowe oscyloskopu

Fig. 3.18. System diagrams for control and measurement of quick- variable disturbances in real elements of medium voltage network: a) system for testing propagation of overvoltages in overhead and cable lines with the aid of high voltage surge generator, b) system for testing propagation of overvoltages in cable lines with single- and three-cores with the aid of peak impulse generator, c) system for the testing reciprocal effects of conductors of three-cores cable with a single common screen; GIS – peak impulse generator; PC – computer for data acquisition; Y1, Y2 – oscilloscope signal inputs.

Pomiary zostały wykonane stosując alternatywnie:

- a) generator udarów wysokonapięciowych, sprzężony z mikroprocesorowym urządzeniem typu Teleflex T 01/6, używany do monitorowania i lokalizacji

uszkodzeń w elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych liniach kablowych;

- b) generator impulsów szpilkowych, sprzężony z wielokanałowym oscyloskopem i komputerem klasy PC, służącym do rejestracji sygnałów.

Na rysunku 3.18 przedstawiono schematy układów do pomiaru propagacji impulsów w liniach wyszczególnionych w tablicy 3.2.

3.1.2.1. Wyniki pomiarów wykonanych za pomocą przenośnego systemu probierczego

Pomiary, wykonane za pomocą urządzenia Teleflex T 01/6 (rys. 3.20), polegały na rejestracji fali wędrownej wywołanej udarem napięciowym, stanowiącym rodzaj szybkozmiennego impulsu napięciowego, którego źródłem był wysokonapięciowy generator udarowy. Teleflex T 01/6 – mikroprocesorowe urządzenie sprzężone z rejestratorem reflektogramów – jest używane do monitorowania i lokalizowania uszkodzeń w elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych liniach kablowych.

Amplituda napięcia udarowego stosowanego w trakcie pomiarów zawierała się w przedziale od 3 kV do 12 kV. Zastosowany impuls napięciowy miał skokowo zmienianą stromość czoła i był odwzorowaniem rzeczywistych przebiegów przepięć łączeniowych i piorunowych, występujących w sieciach elektroenergetycznych. Pomiary prowadzono w liniach napowietrznych i kablowych według schematu przedstawionego na rys. 3.18a.

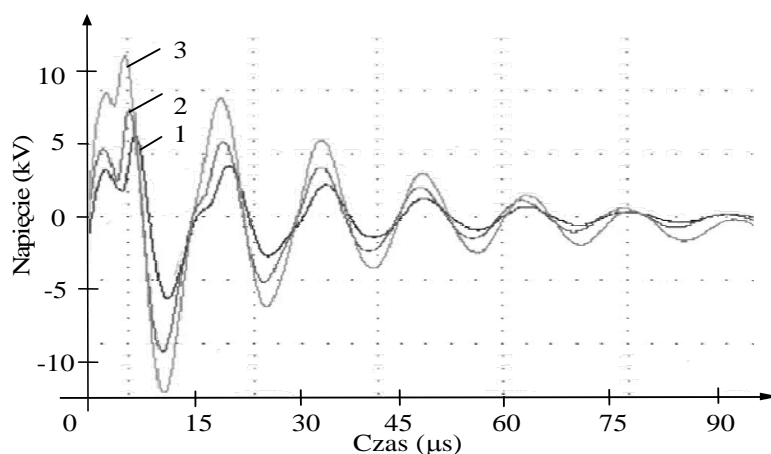
Pomiary wykonane za pomocą oscyloskopu rejestrującego (rys. 3.18b) polegały na zapisie przebiegów czasowych impulsów napięciowych pochodzących z generatora impulsów szpilkowych, rozchodzących się w badanych liniach kablowych. Zarówno w przypadku linii w postaci trzech niezależnych kabli, jak i jednego kabla trzyżyłowego pomiary wykonywano dla każdego przewodu oddzielnie. Impulsy z generatora przemieszczały się kablem koncentrycznym do wejścia oscyloskopu cyfrowego i dalej do żyły kabla. Sygnały zarejestrowane przez oscyloskop były następnie zapisywane przez komputer klasy PC i zapamiętywane w formie plików typu *dat*. Format plików o takim rozszerzeniu umożliwił ich wykorzystywanie przez programy graficzne do komputerowej obróbki wyników pomiarów. W trakcie badań wykonywano również rejestracje rozprzestrzeniania się impulsów napięciowych w liniach kablowych wielożyłowych (rys. 3.18c). Wówczas rejestracje napięcia na początku linii wykonywano jednocześnie w żyłach zasilanej i żyłach sąsiednich. Otrzymane w ten sposób wyniki ilustrują wzajemne oddziaływanie przewodów. W każdym badanym przypadku pomiary wykonywano dla różnych wartości amplitudy i czasów opisujących kształt impulsu napięciowego.



Rys. 3.19. Widok ogólny wyposażenia specjalistycznego samochodu pomiarowego użytego do lokalizacji miejsca uszkodzenia linii kablowej; podstawowe wyposażenie: generator udarowy i mikroprocesorowe urządzenie pomiarowe, sprzężone z rejestratorem reflektogramów

Fig. 3.19. General view of equipment of a specialized vehicle used for the identification of cable line failures; the equipment includes pulse generator and measurement device coupled with reflectogram recorder.

Przebiegi fal przemieszczających się wzdłuż przewodów linii rzeczywistych odbiegają znacząco swoim kształtem od przebiegów w bezstratnych liniach długich. Dzieje się tak dlatego, ponieważ propagacji fal w liniach rzeczywistych towarzyszą straty energii. Głównym powodem tych strat są: rezystancja przewodów, rezystywność ziemi (istotna szczególnie dla fal w układzie przewodziemia), upływność związana z konduktywnością ośrodka izolującego żyły robocze linii, wzajemne oddziaływanie poszczególnych przewodów (żył w kablach) spowodowane sprzężeniami pojemnościowymi i indukcyjnymi. Poza wpływem czynników wynikających z budowy linii lub właściwości ośrodka, znaczący wpływ na kształt przemieszczających się zakłóceń mają parametry opisujące fale. Należą do nich w szczególności: amplituda impulsu, prędkość narastania zboczy i czas ich trwania oraz stała czasowa składowej aperiodycznej opadania grzbietu impulsu.



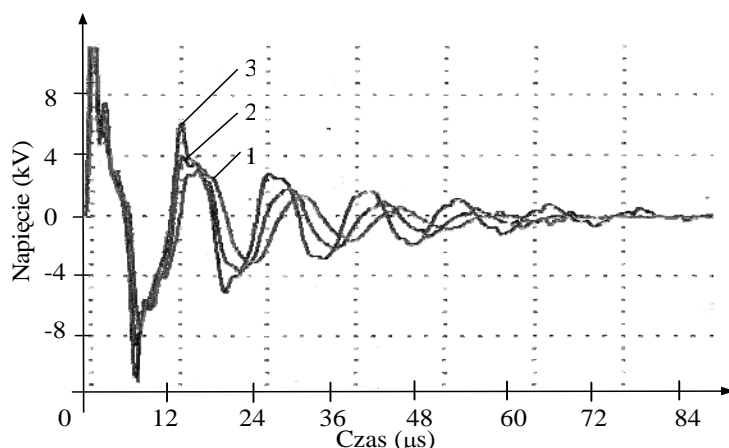
Rys. 3.20. Wyniki badania wpływu zmiany amplitudy impulsu udarowego na propagację zakłócenia w żyłach roboczych linii kablowej SN typu HAKnFtA $3 \times 120 \text{ mm}^2$; 1, 2, 3 – zarejestrowane przebiegi zakłócenia wywołane napięciowym impulsem udarowym o wartościach równych odpowiednio 3 kV, 6 kV i 12 kV

Fig. 3.20. Investigation results of the effect of kick amplitude change on disturbance propagation in MV cable conductors of HAKnFtA $3 \times 120 \text{ mm}^2$ cable; 1, 2, 3 – registered disturbances resulting from 3 kV, 6 kV i 12 kV voltage kicks, respectively.

Wpływ rezystancji przewodów (żył) powoduje niewielkie obniżenie stromości przebiegów i wartości szczytowych przepięcia. Znacznie większe tłumienie rezystancyjne jest skutkiem strat energetycznych w ziemi w obwodach ziemnowrotnych. Przyczyną tego jest silna naskórkowość, spowodowana szybkozmiennym strumieniem magnetycznym wytworzonym wokół przewodu (żyły). Wskutek takiego tłumienia następuje obniżenie wartości szczytowych przepięć o

kilka, a nawet o kilkanaście procent na długości 1 km linii [12, 16]. Efekty te są szczególnie wyraźne w przypadku fal bardzo krótkich i o stromych przebiegach.

W przypadku linii napowietrznych największe tłumienie i odkształcenie przebiegu powoduje ulot elektryczny wokół przewodów, okuć izolatorów i osprzętu łukochronnego. Ulot powoduje zmniejszenie stromości czoła i obniżenie wartości szczytowych przebiegów [12].

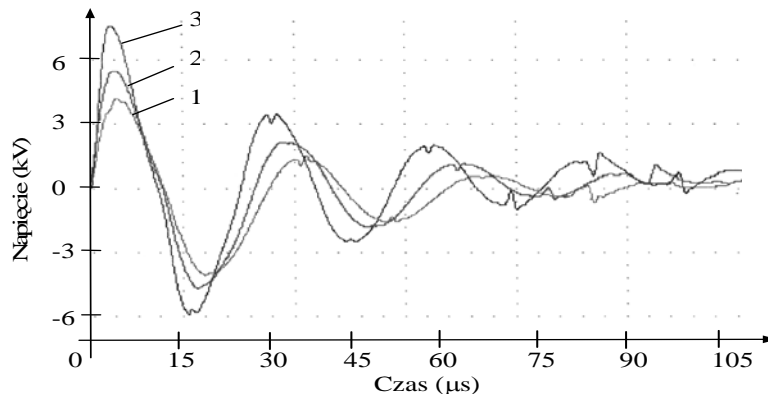


Rys. 3.21. Wyniki badania wpływu stromości przedniego zbocza impulsu uderowego na propagację zakłócenia w linii kablowej trójfazowej SN wykonanej kablem typu HAKnFtA 3x120 mm² o długości 372 m; 1, 2, 3 – przebiegi zakłócenia występujące przy różnym nachyleniu czoła impulsu uderowego ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$)

Fig. 3.21. Investigation results of the effect of steepness of a kick leading edge on disturbance propagation in a three-phase MV cable line laid with HAKnFtA 3x120 mm² cable, 372 m in length; 1, 2, 3 – disturbances for respective slopes of a kick ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$).

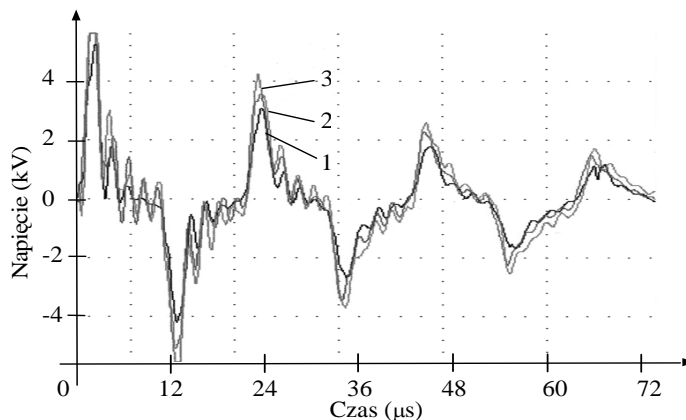
Potwierdzeniem określonych wcześniej wniosków są otrzymane wyniki pomiarów wykonanych w liniach kablowych i napowietrznych, pobudzanych impulsami uderowymi, przedstawione na rysunkach 3.20–3.24.

Z analizy wykonanych rejestracji wynika również, że w przypadku kabli o żyłach nieekranowanych zmniejszeniu stromości czoła impulsu uderowego towarzyszy dodatkowo przesunięcie punktów, w których amplituda przebiegu osiąga wartość maksymalną. Przesunięcie to następuje w kierunku rosnących wartości czasu (rys. 3.21 i 3.22). Oba zarejestrowane zjawiska są wynikiem wzajemnego oddziaływania poszczególnych żył roboczych linii wskutek sprzężeń pojemnościowych i indukcyjnych; zjawisko tłumienia i odkształcania fal przebiegowych opisane jest m.in. w [9, 11, 12, 19]. Prawidłowość ta nie zachodzi w przypadku linii kablowych wykonanych kablami jednożyłowymi z żyłami ekranowanymi (rys. 3.23).



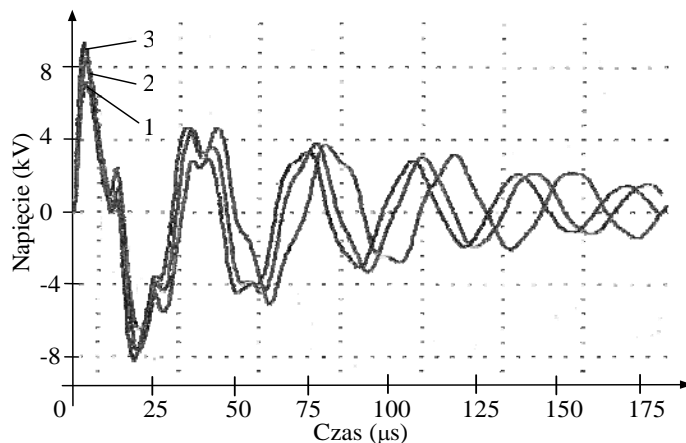
Rys. 3.22. Wyniki badania wpływu stromości przedniego zbocza impulsu uderowego na propagację zakłócenia w linii kablowej trójfazowej SN wykonanej kablem typu HAKnFtA 3x120 mm² o długości 820 m; 1, 2, 3 – przebiegi zakłócenia występujące przy różnym nachyleniu czoła impulsu uderowego ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$)

Fig. 3.22. Investigation results of the effect of a kick steepness of a kick leading edge on disturbance propagation in a three-phase MV cable line laid with HAKnFtA 3x120 mm² cable, 820 m in length; 1, 2, 3 – disturbances for respective slopes of a kick ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$).



Rys. 3.23. Wyniki badania wpływu stromości przedniego zbocza impulsu uderowego na propagację zakłócenia w linii kablowej trójfazowej SN wykonanej kablem typu YHAKX 3x1x120 mm² o długości 755 m; 1, 2, 3 – przebiegi zakłócenia występujące przy różnym nachyleniu czoła impulsu uderowego ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$)

Fig. 3.23. Investigation results of the effect of steepness of a kick leading edge of on disturbance propagation in a three-phase MV cable line laid with YHAKX 3x120 mm² cable, 755 m in length; 1, 2, 3 – disturbances for respective slopes of a kick ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$).



Rys. 3.24. Wyniki badania wpływu stromości przedniego zbocza impulsu uderowego na propagację zakłócenia w linii napowietrznej SN trójfazowej (przewody AFI 3x70 mm²) o długości 1652 m; 1, 2, 3 – przebiegi zakłócenia występujące przy różnym nachyleniu czoła impulsu uderowego ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$)

Fig. 3.24. Investigation results of the effect of steepness of a kick leading edge on disturbance propagation in a three-phase MV overhead line AFI 3x70 mm² conductor 1652 m in length; 1, 2, 3 – of disturbances for respective slopes of a kick ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$).

Ponadto, na podstawie uzyskanych wyników pomiarów stwierdzono, że wraz ze wzrostem długości linii kablowej zwiększa się odległość między punktami, w których amplituda przepięcia osiąga wartość największą. Badania kształtu impulsu uderowego przeprowadzono również w liniach napowietrznych. W tym przypadku otrzymane wyniki wskazują, że zmniejszenie stromości czoła impulsu uderowego powoduje przesunięcie amplitudy przepięcia w kierunku dłuższych czasów dopiero po upływie jednego okresu (rys. 3.24). Wydaje się, że w przypadku linii napowietrznych jest to spowodowane przede wszystkim większą wartością impedancji falowej i prędkością rozchodzenia się fal elektromagnetycznych (w porównaniu z linią kablową).

Wybrane wartości impedancji falowej Z_0 dla linii napowietrznej i kablowej wykonanej różnymi rodzajami kabli SN i WN, zestawiono w tablicy 3.3. Wartości Z_0 dla linii napowietrznych wyznaczono za pomocą programu komputerowego o nazwie PAR_LIN^{*)}.

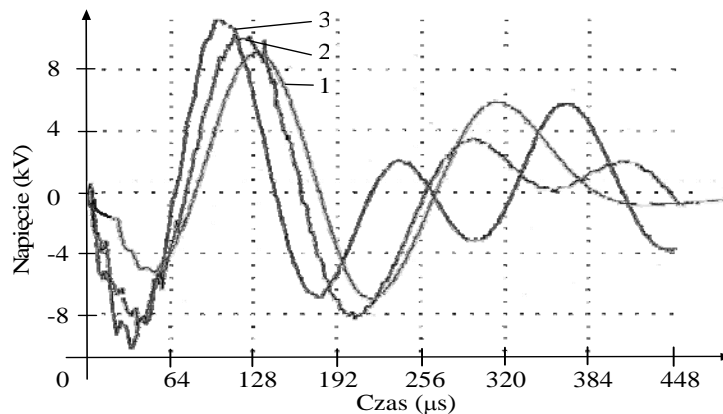
^{*)} Program komputerowy służy do obliczania wartości parametrów wzdłużnych i poprzecznych linii napowietrznych, dla różnych sylwetek konstrukcji wsporczych; opracowanie własne Zakładu Pomiarowo-Badawczego ENERGOPOMIAR Gliwice.

Tablica 3.3.

Zestawienie wartości impedancji falowych linii napowietrznych i kablowych SN i WN

Lp.	Rodzaj linii	Napięcie znamionowe, w kV	Rodzaj przewodu roboczego/kabla	Impedancja falowa, w Ω
1.	Linia napowietrzna	15	AFI 1x70 mm ²	455
		110	AFI 1x520 mm ²	520
2.	Linia kablowa	15	HAKnFtA 3x120 mm ²	30
			XRUHAKXS 1x240/50 mm ²	45
		110	XnRUHKXS 1x630/150mm ²	45

Rejestracja przepięcia przemieszczającego się wzdłuż przewodów roboczych linii mieszanej napowietrzno-kablowej pozwala określić, jaki wpływ na kształt tego zakłócenia ma miejsce wprowadzenia do układu impulsu udarowego, a więc czy impuls dochodzi od strony linii napowietrznej, czy linii kablowej.

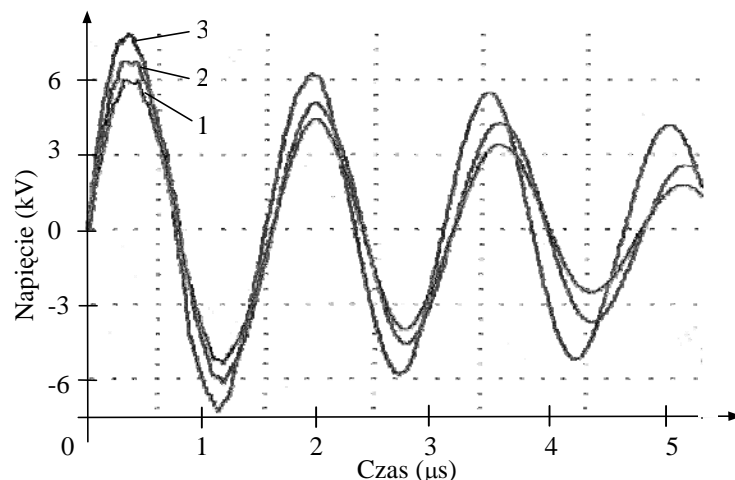


Rys. 3.25. Propagacja zakłócenia wprowadzonego do układu mieszanej linii elektroenergetycznych SN, od strony linii kablowej dla różnych stromości przedniego zbocza impulsu udarowego; 1, 2, 3 – przebiegi zakłócenia występujące przy różnym nachyleniu czoła impulsu udarowego ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$)

Fig. 3.25. Propagation of disturbance introduced into a mixed system of MV power line from the side of the cable line for various steepness of a kick leading edge: 1, 2, 3 – disturbances for respective slopes of a kick ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$).

Do badań wykorzystano linię napowietzną i linię kablową o parametrach określonych w tablicy 3.2 (poz. 1 i 2). Łączna długość badanej linii wynosiła

2024 m. Jak poprzednio, w badaniach zastosowano napięciowy impuls udarowy o zróżnicowanej stromości czoła. Wyniki pomiarów przedstawiono na rysunkach 3.25 i 3.26. Analiza propagacji zakłócenia dla przypadku przedstawionego na rys. 3.25 wskazuje na znaczne przesunięcie amplitudy przebiegu napięcia w kierunku większych wartości czasu. W tym przypadku występuje również silne tłumienie przebiegu napięcia przemieszczającego się w linii kablowej, które jest spowodowane przede wszystkim wzajemnym oddziaływaniem nieekranowanych żył kabla i rozproszeniem pola elektromagnetycznego. Nie zarejestrowano takiego przesunięcia amplitudy napięcia wtedy, gdy zakłócenie wprowadzono od strony linii napowietrznej (rys. 3.26), co wynika przede wszystkim z dużej różnicy wartości impedancji falowych linii napowietrznej i kablowej (tablica 3.3).



Rys. 3.26. Propagacja zakłócenia wprowadzonego do układu mieszanego linii elektroenergetycznych SN, od strony linii napowietrznej dla różnych stromości przedniego zbocza impulsu udarowego; 1, 2, 3 – przebiegi zakłócenia występujące przy różnym nachyleniu czoła impulsu udarowego ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$)

Fig. 3.26. Propagation of disturbance introduced into a mixed system of MV power line from the side of the overhead line for various steepness of a kick leading edge: 1, 2, 3 – disturbances for respective slopes of a kick ($du_1/dt \leq du_2/dt \leq du_3/dt$).

Impuls udarowy w badanym układzie linii wprowadzono również w punkcie węzłowym, który znajdował się na słupie odporowym nr 211 (miejsce połączenia linii napowietrznej i kablowej). Impuls udarowy – zgodnie z zasadą opisaną w podrozdziale 2.1 – rozchodzi się wzdłuż przewodów (żył roboczych) linii w obie strony od punktu węzłowego (w postaci fal napięciowej i prądowej). Przebiegi zarejestrowane w trakcie prowadzonych badań nie odbiegają swoim kształtem od zaprezentowanych na rys. 3.21 i 3.24, odnoszących się do badań każdej linii z osobna.

3.1.2.2. Wyniki pomiarów wykonanych za pomocą oscylograficznego zestawu pomiarowego

Rozwój i propagacja przepięć w sieciach elektroenergetycznych są mocno związane z charakterystycznymi parametrami elementów tych sieci, do których należą: indukcyjność, pojemność, rezystancja wzdłużna i upływność. Przepięcia skutkujące przepływem energii pola elektromagnetycznego (teoretycznie o nieskończonej liczbie harmonicznych) w przewodach linii ulegają z jednej strony odkształceniu przebiegów, ale z drugiej strony – wskutek zmiany kształtu i tłumienia – ich negatywny wpływ można ograniczyć.

Ponieważ każdą linię elektroenergetyczną w stanach ustalonych i nieustalonych można zamodelować za pomocą czwórników (np. typu π lub T), stąd też z dużym przybliżeniem można traktować ją jak układ filtrujący o charakterystyce dolnoprzepustowej. Ta właściwość sprawia, że w badanych liniach tłumione są wyższe harmoniczne zakłóceń. Aby ocenić wpływ kształtu impulsu udarowego na kształt zakłócenia przepięciowego rozprzestrzeniającego się w sieci elektroenergetycznej, wykonano wiele rejestracji przebiegów szybkozmiennych.

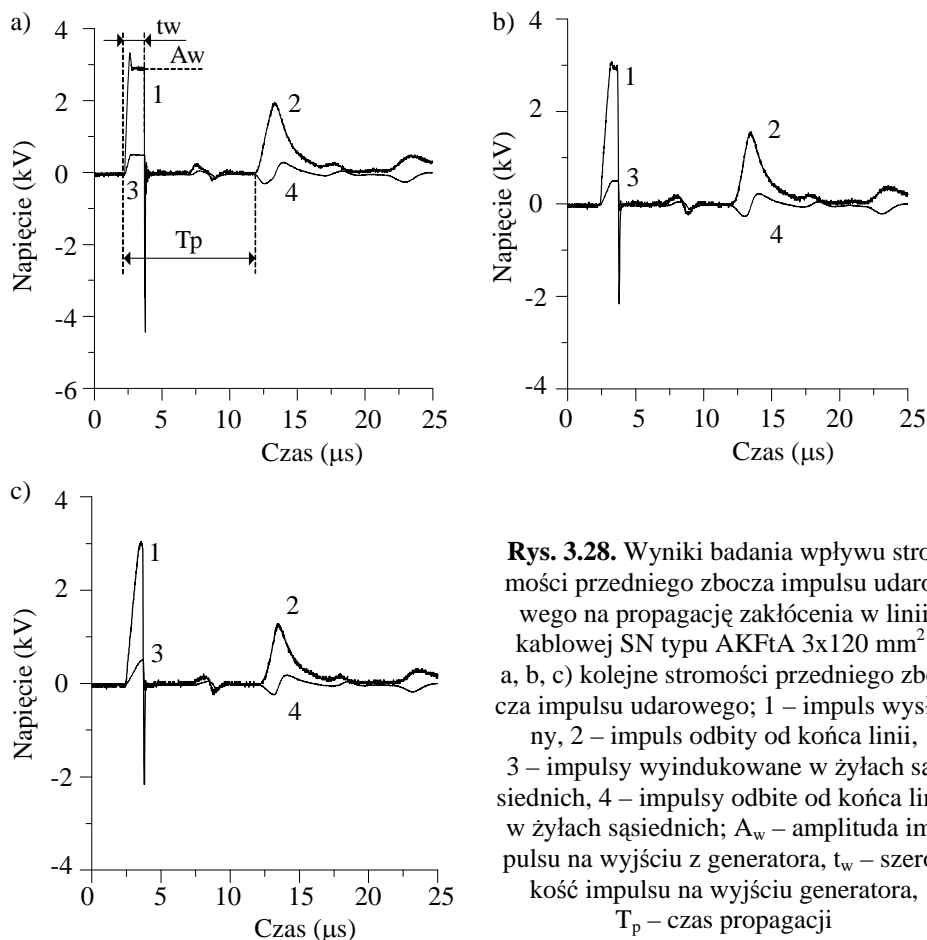


Rys. 3.27. Ogólny widok oscylograficznego zestawu pomiarowego

Fig. 3.27. General view of oscillograph measurement setup.

Pomiary wykonano za pomocą zestawu pomiarowego składającego się z oscyloskopu wielokanałowego z możliwością zapisu rejestrowanych przebiegów czasowych zakłóceń przepięciowych, generatora impulsów przepięciowych oraz komputera klasy PC do archiwizacji i prowadzenia analiz zgromadzonych danych (rys. 3.27). Szczegółowe wyniki badań są zawarte w opracowaniach [185, 186, 187].

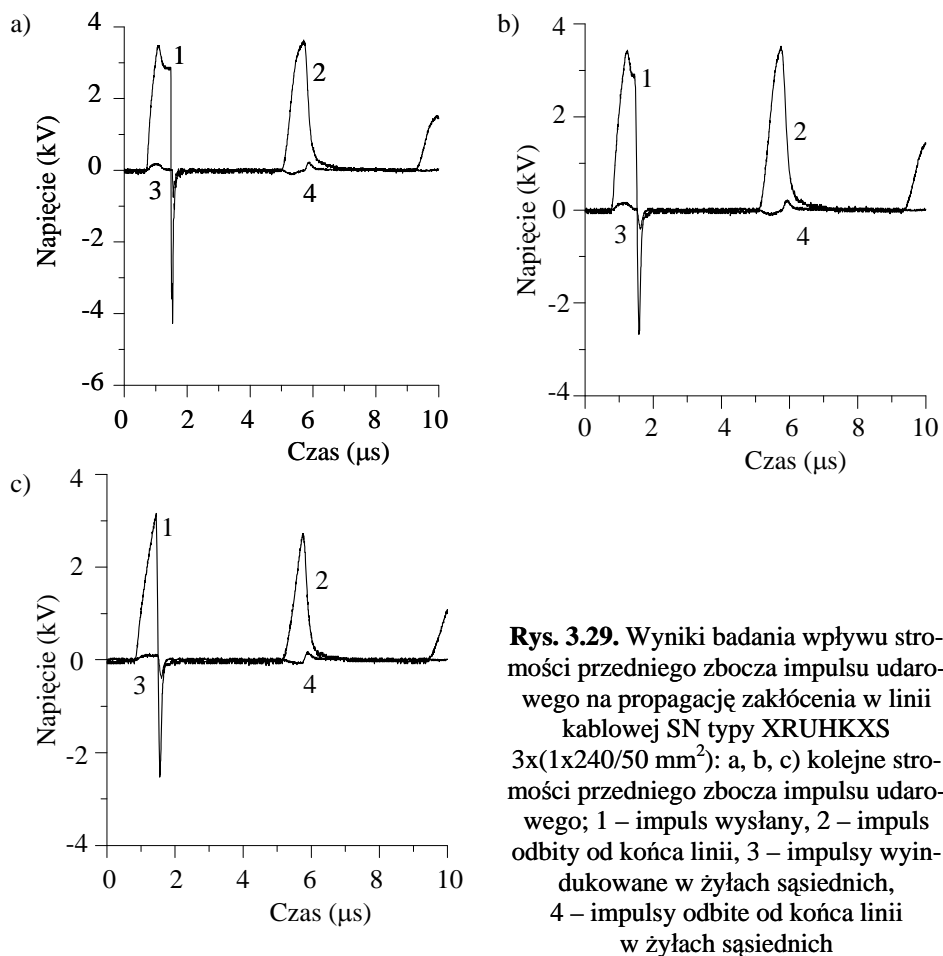
Na rysunkach 3.28, 3.29 i 3.30 pokazano wybrane przebiegi uzyskane w trakcie pomiarów, na podstawie których można ocenić wpływ parametrów czasowych opisujących kształt zakłócenia przepięciowego i tłumienia na propagację zakłócenia.



Rys. 3.28. Wyniki badania wpływu stromości przedniego zbocza impulsu udarowego na propagację zakłócenia w linii kablowej SN typu AKFtA 3x120 mm²: a, b, c) kolejne stromości przedniego zbocza impulsu udarowego; 1 – impuls wysłany, 2 – impuls odbity od końca linii, 3 – impulsy wyindukowane w żyłach sąsiednich, 4 – impulsy odbite od końca linii w żyłach sąsiednich; A_w – amplituda impulsu na wyjściu z generatora, t_w – szerokość impulsu na wyjściu generatora, T_p – czas propagacji

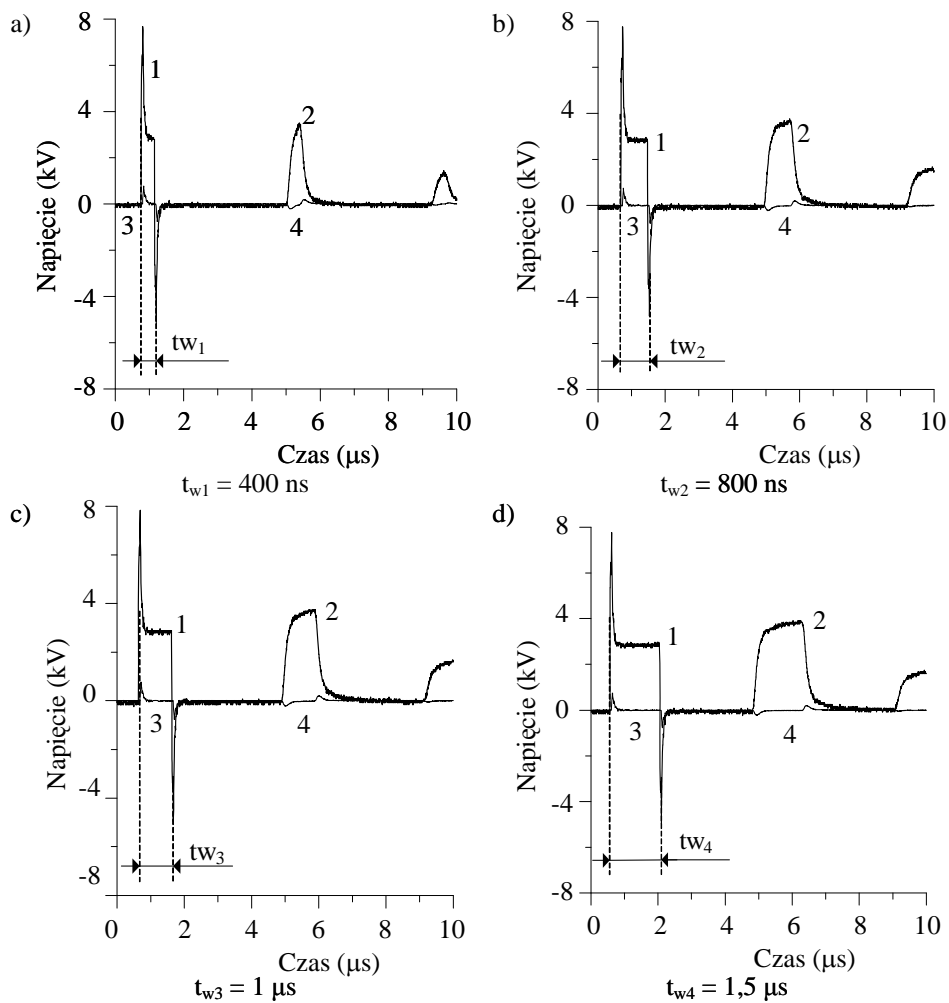
Fig. 3.28. Investigation results of the effect of steepness of a kick leading edge on disturbance propagation in AKFtA 3x120 mm² MV cable line: a, b, c) successive steepnesses of a kick leading edge; 1 – generated impulse, 2 – impulse reflected at the end of the line, 3 – impulses induced in the adjacent conductors 4 – impulses reflected at the end of the adjacent conductors; A_w – amplitude of an impulse at generator output, t_w – width of an impulse at generator output, T_p – propagation time.

Zarejestrowane oscylogramy potwierdziły wcześniejsze obserwacje propagacji przepięć. Ponadto poprzez wprowadzenie zmiany czasu trwania impulsu udarowego (rys. 3.30) wskazano na możliwość wystąpienia w układach izolacyjnych procesu powolnej jej degradacji (starzenia). Wydłużone w czasie oddziaływanie przepięcia prowadzi do stopniowego (na ogół nieodwracalnego) pogorszenia się właściwości materiałów, z których składa się układ izolacyjny.



Rys. 3.29. Wyniki badania wpływu stromości przedniego zbocza impulsu udarowego na propagację zakłócenia w linii kablowej SN typu XRUHKXS 3x(1x240/50 mm²): a, b, c) kolejne stromości przedniego zbocza impulsu udarowego; 1 – impuls wysłany, 2 – impuls odbity od końca linii, 3 – impulsy wyindukowane w żyłach sąsiednich, 4 – impulsy odbite od końca linii w żyłach sąsiednich

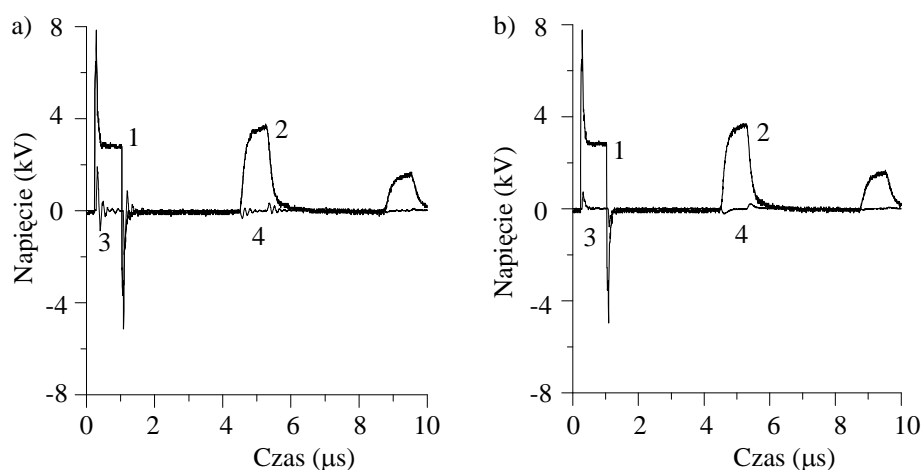
Fig. 3.29. Investigation results of the effect of steepness of a kick leading edge on disturbance propagation in XRUHKXS 3x(1x240/50 mm²) MV cable line: a, b, c) successive steepnesses of a kick leading edge; 1 – generated impulse, 2 – impulse reflected at the end of the line, 3 – impulses induced in the adjacent conductors, 4 – impulses reflected at the end of the adjacent conductors.



Rys. 3.30. Wyniki badania wpływu szerokości (czasu trwania) impulsu udarowego na propagację zakłócenia w linii kablowej SN typu XRUHKXS $3 \times (1 \times 240/50 \text{ mm}^2)$: a, b, c, d) kolejne czasy trwania impulsu udarowego; 1 – impuls wysłany, 2 – impuls odbity od końca linii, 3 – impulsy wyindukowane w żyłach sąsiednich, 4 – impulsy odbite od końca linii w żyłach sąsiednich, t_w – szerokość impulsu na wyjściu generatora

Fig. 3.30. Investigation results of the effect of steepness of a kick leading edge on disturbance propagation in XRUHKXS $3 \times (1 \times 240/50 \text{ mm}^2)$ MV cable line: a, b, c, d) successive widths of a kick impulse; 1 – generated impulse, 2 – impulse reflected at the end of the line, 3 – impulses induced in the adjacent conductors, 4 – impulses reflected at the end of the adjacent conductors; t_w – width of impulse at generator output.

W rozpatrywanym przypadku, poza widocznym wpływem czasu trwania impulsu wysłanego na kształt impulsu odbitego od końca linii, występuje również tłumienie jego harmonicznych. Jest to spowodowane tym, że każda linia jest dla fali przepięciowej filtrem o górnej częstotliwości granicznej, zależnej od parametrów zastępczych linii. W takich elementach najbardziej tłumione są wyższe składowe harmoniczne przepięcia, co równocześnie powoduje zmianę jego kształtu. Z przeprowadzonych rejestracji wynika, że w liniach rzeczywistych najbardziej tłumione są impulsy wąskie, tj. o najkrótszym czasie trwania (rys. 3.30a).



Rys. 3.31. Wyniki pomiaru propagacji impulsu udarowego w linii kablowej SN typu XRUHKXS $3 \times (1 \times 240/50 \text{ mm}^2)$ wykonanego w układzie jak na rys. 3.18c: a) pomiar przy tłumieniu wynikającym z rzeczywistych cech linii kablowej, b) pomiar przy dodatkowym obciążeniu kanału drugiego oscyloskopu Y2 rezystancją tłumiącą $R = 50 \Omega$; 1 – impuls wysłany, 2 – impuls odbity od końca linii, 3 – impulsy wyindukowane w żyłach sąsiednich, 4 – impulsy odbite od końca linii w żyłach sąsiednich

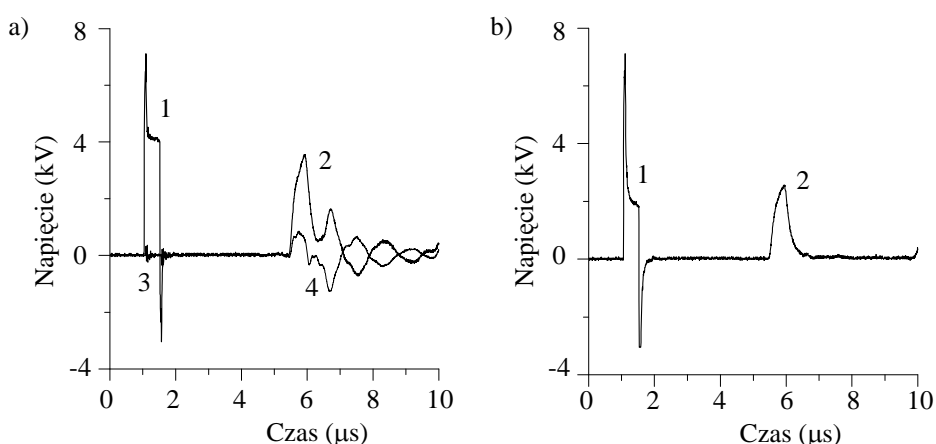
Fig. 3.31. Investigation results of measurement of the kick propagation in XRUHKXS $3 \times (1 \times 240/50 \text{ mm}^2)$ MV cable line undertaken in system as in Fig. 3.18c: a) measurement in circumstances of damping resulting from actual characteristics of cable line, b) measurement under additional load of channel two of Y2 oscilloscope with the damping resistance $R = 50 \Omega$; 1 – generated impulse, 2 – impulse reflected at the end of the line, 3 – impulses induced in the adjacent conductors, 4 – impulses reflected at the end of the adjacent conductors.

W przypadku obu rodzajów kabli, tj. o izolacji papierowej i polietylenowej (termoplastycznej – PE i sieciowanej – XLPE) wartość szczytowa przepięcia jest tym mniejsza, im bardziej łagodnie jest zbocze impulsu udarowego. Mniejsza stromość impulsu udarowego to również mniejsza energia elektryczna tego impulsu, który – przemieszczając się wzdłuż linii – powoduje, że wartość amplitu-

dy przepięcia, poza wpływem tłumienia wprowadzanego przez linię kablową, ulega zmniejszeniu.

Innym ważnym spostrzeżeniem wynikającym z wykonanych pomiarów jest zaobserwowany wpływ czasu trwania grzbietu przepięcia. Im bardziej łagodnie opada grzbiet przepięcia, tym dłuższy jest czas trwania negatywnego oddziaływania pola elektromagnetycznego fali przepięciowej na układ izolacyjny. Skutki tej zależności są podobne do występujących w przypadku propagacji impulsu udarowego o różnym czasie trwania (Δt).

W celu określenia wzajemnego oddziaływania na siebie żył roboczych linii kablowych w warunkach propagacji przepięć przeprowadzono badania wpływu żył nieuczestniczących w pomiarach na występowanie i kształt wyindukowanych impulsów.



Rys. 3.32. Wyniki pomiaru propagacji impulsu udarowego w linii kablowej SN typu XRUHKXS $3 \times (1 \times 240/50 \text{ mm}^2)$ dla przypadku: a) rozwartych końców żył roboczych kabla nie uczestniczących w pomiarach, b) zwartych końców żył roboczych kabla nie uczestniczących w pomiarach; 1 – impuls wysłany, 2 – impuls odbity od końca linii, 3 – impuls wyindukowany w żyłach sąsiednich, 4 – impuls odbity od końca linii w żyłach sąsiednich, t_w – szerokość impulsu na wyjściu generatora

Fig. 3.32. Investigation results of measurement of the kick propagation in XRUHKXS $3 \times (1 \times 240/50 \text{ mm}^2)$ MV cable line undertaken for the cases of: a) pull apart ends of cable conductors not involved in measurements, b) shorted ends of cable conductors not involved in measurements; 1 – generated impulse, 2 – impulse reflected at the end of the line, 3 – impulses induced in the adjacent conductors, 4 – impulses reflected at the end of the adjacent conductors, t_w – width of an impulse at generator output.

Pomiary wykonano przy zwartych (przez rezystancję tłumiącą lub bezpośrednio) i rozwartych końcach linii kablowej, a wyniki rejestracji przedstawiono na rysunkach 3.31 i 3.32. Z przebiegu zarejestrowanych impulsów w różnych miejscach linii wynika, że propagacja przepięcia wyindukowanego w żyłach

sąsiednich linii może stanowić zagrożenie dla izolacji żył roboczych linii i przyłączonych urządzeń. Wyindukowana fala przepięciowa może zagrażać również osobom wykonującym zabiegi eksploatacyjne na tych liniach.

Poziom przepięcia indukowanego w żyłach sąsiednich linii jest uzależniony od parametrów linii oraz dopasowania falowego linii do obciążenia (R_{obc}). Pełne dopasowanie falowe linii do obciążenia występuje, gdy $R_{obc} = Z_0$. Następuje wówczas całkowita likwidacja impulsu odbitego od końca linii. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że przepięcie indukowane przemieszczające się w rzeczywistej linii dłuższej jest tłumione w stopniu zależnym od trasy, jaką się przemieszcza oraz od tłumienia wnoszonego przez linię i może być stłumione do tego stopnia, że będzie niezauważalne. W takim przypadku brak impulsu odbitego od końca linii nie musi oznaczać, że na końcu linii uzyskano pełne dopasowanie.

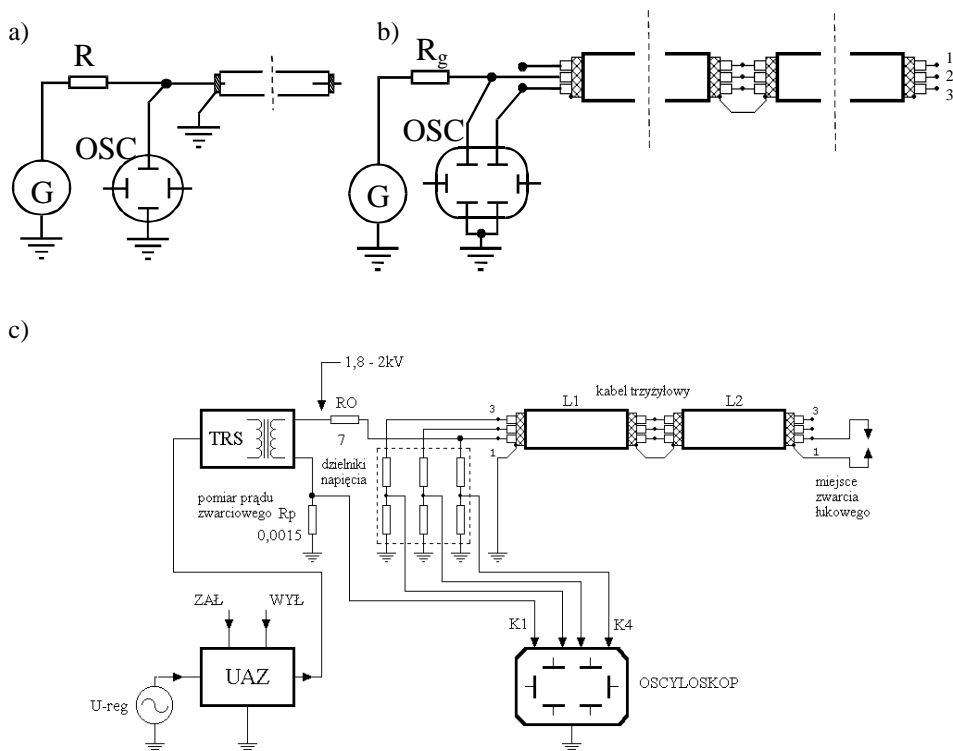
3.2. Pomiary i analiza przepięć w modelowych liniach kablowych średniego napięcia

Do rejestracji przepięć w modelowych liniach kablowych (odzwierciedlających linie kablowe SN) zastosowano zestaw pomiarowy składający się z generatora impulsów prostokątnych lub transformatora probierczego i wielokanałowego oscyloskopu z funkcją rejestracji. W trakcie wykonywanych pomiarów dokonywano płynnej regulacji amplitudy, stromości czoła i czasu trwania impulsu udarowego. Badano odcinki linii kablowych jedno- i wieloprzewodowych o żyłach nieekranowanych i ekranowanych oraz długościach: $l_1 = 40$ m, $l_2 = 45$ m i $l_3 = 152$ m. Pomiary wykonano w układach przedstawionych na rys. 3.33a i b, dla różnych konfiguracji połączeń kabli między sobą i względem ziemi odniesienia. Do badań wykorzystano sygnał wejściowy o amplitudach z przedziału od 4,1 V do 7 V, czasie trwania $\Delta t = 250$ nsek i o trzech różnych stromościach czoła impulsu udarowego. Wyniki pomiarów odtwarzano w formie rejestracji przebiegów wykonywanych za pomocą programu komputerowego „GRAPHER”. Podczas rejestracji przepięć obserwowano również pojawiające się przebiegi indukowane w pozostałych żyłach linii kablowej, nie pobudzanych impulsami z generatora.

W celu określenia wpływu zwarcia łukowego na poziom napięcia indukowanego w żyłach sąsiednich kabla wielożyłowego przeprowadzono pomiary w układzie zasilanym z transformatora probierczego (rys. 3.33c). Badano odcinki linii z różnych kabli wielożyłowych nieekranowanych o długości $l_1 = 40$ m i $l_2 = 45$ m. Łuk elektryczny był inicjowany na iskierniku przy napięciu 1,5–2,0 kV; czas trwania zwarcia regulowano w przedziale 0,5–1,5 s. Wartości prądu zwarciovego i napięcia indukowanego w żyłach sąsiednich rejestrowano oscylograficznie. W trakcie prowadzonych badań rejestrowano przebiegi napięcia i prądu zwarcia dla różnych kombinacji połączeń przewodów linii.

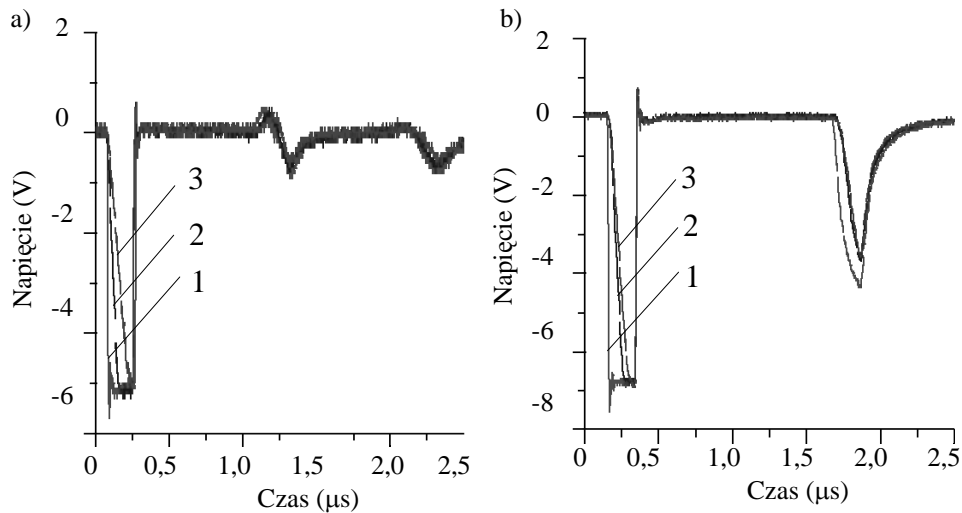
Pomiary propagacji przebiegów, wykonane w układach modelowych, również wykazały, że decydujący wpływ na kształt fali odbitej i indukowanej w żyłach sąsiednich kabla mają parametry czasowe impulsu na wejściu badanego układu.

Zgromadzone wyniki pomiarów potwierdziły prawidłowość stwierdzoną już w trakcie wykonywania pomiarów w rzeczywistych sieciach SN i WN, że w przypadku kabli o żyłach nieekranowanych zmniejszenie stromości czoła impulsu wejściowego powoduje obniżenie i przesunięcie amplitudy impulsu zakłócenia w przewodzie sąsiednim kabla w kierunku większych wartości czasu (rys. 3.34a); w kablach ekranowanych przesunięcia amplitud nie stwierdzono (rys. 3.34b). Zaobserwowana prawidłowość występuje również w przypadku impulsów odbitych od końca badanej linii (rys. 3.35).



Rys. 3.33. Schemat układu pomiarowego do analizy wpływu przebiegów napięciowych na propagację szybkozmiennych zakłóceń (a, b) oraz wyładowania łukowego (c) na poziom napięcia indukowanego w żyłach sąsiednich linii kablowej trójżyłowej

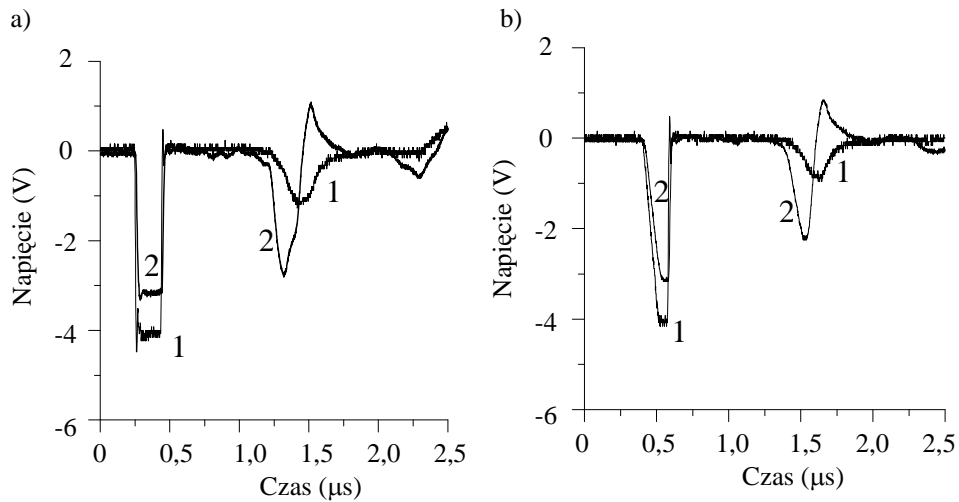
Fig. 3.33. Diagram of measurement system for analysis of the effect of overvoltages on the propagation of quick-variable disturbances (a, b) and arc discharge (c) on voltage level induced in adjacent conductors in three-conductor cable line.



Rys. 3.34. Przebiegi czasowe przepięcia o różnych stromościach przedniego zbocza impulsu uderowego w modelu linii kablowej: a) o żyłach nieekranowanych, b) o żyłach ekranowanych; 1, 2, 3 – impulsy wysłane o różnych stromościach, 4 – impulsy odbite od końca linii

Fig. 3.34. Overvoltages with various steepnesses of a kick leading edge in a cable line model: a) with unscreened conductors, b) with screened conductors; 1, 2, 3 – impulses generated with various steepnesses, 4 – impulses reflected at the end of the line.

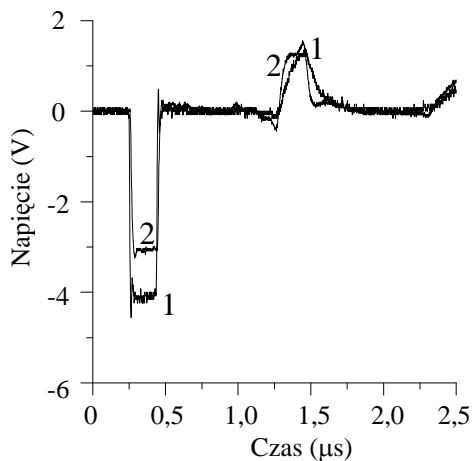
W trakcie pomiarów badano również wpływ długości żył kabli na propagację przepięć oraz wpływ obciążenia końców żył kabli na amplitudę fali przepięciowej indukowanej. W obu przypadkach rejestracje przebiegów były prowadzone dla żył zasilanych i żył sąsiednich kabla. Zauważono, że im dłuższa jest linia kablowa (mniejsza impedancja falowa), tym większa jest amplituda napięcia indukowanego w żyłę zasilanej i żyłę sąsiedniej (rys. 3.36 i 3.37) oraz że największa wartość amplitudy przepięcia powstaje w liniach z nieobciążonymi końcami żył (amplituda przepięcia ulega wtedy obniżeniu tylko wskutek tłumienia przez linię).



Rys. 3.35. Przebiegi czasowe napięcia na początku linii trójżyłowej o żyłach nieekranowanych, zmierzone w układzie jak na rys. 3.33b przy rozwartych końcach żył kabla i dla impulsów o różnych stromościach czoła fali przepięciowej: a) $\frac{du_1}{dt}$, b) $\frac{du_2}{dt} < \frac{du_1}{dt}$;
1 – impuls w żyłce zasilanej, 2 – impuls w żyłce sąsiedniej

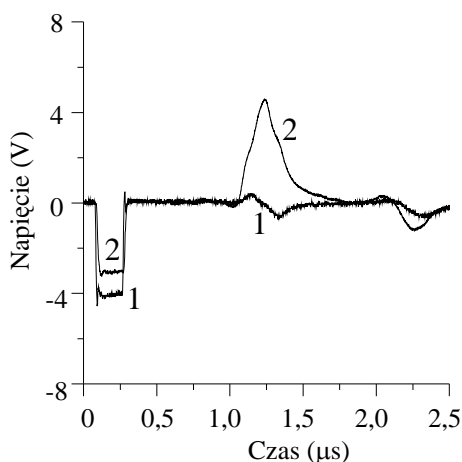
Fig. 3.35. Voltage curves at the beginning of a line three unshielded conductors measured in system as in Fig. 3.33b for pull apart ends of conductors and for impulses with various steepnesses of overvoltage leading edge:

a) $\frac{du_1}{dt}$, b) $\frac{du_2}{dt} < \frac{du_1}{dt}$; 1 – impulse in the live conductor, 2 – impulse in the adjacent conductor.



Rys. 3.36. Przebiegi czasowe napięcia na początku linii trzyżyłowej zmierzone w układzie jak na rys. 3.33b przy zwartych końcach żył 1 i 2; 1 – impuls w żyłce zasilanej, 2 – impuls w żyłce sąsiedniej

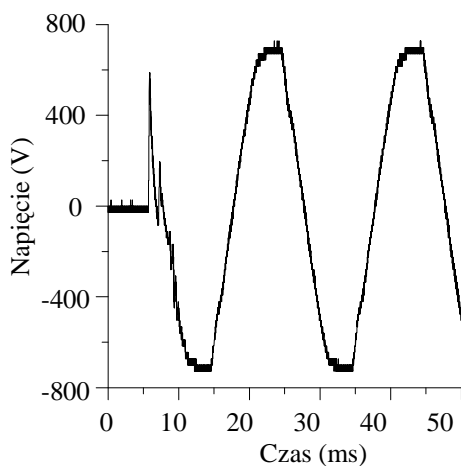
Fig. 3.36. Voltage curves at the beginning of a three-conductor line measured in system as in Fig. 3.33b for shorted connector ends 1 and 2; 1 – impulse in the conductor, 2 – impulse in the adjacent conductor.



Rys. 3.37. Przebiegi czasowe napięcia na początku linii trzyżyłowej zmierzone w układzie jak na rys. 3.33b przy zwartych końcach żył 1 i 3, 1 – impuls w żyłę zasilanej, 2 – impuls w żyłę sąsiedniej

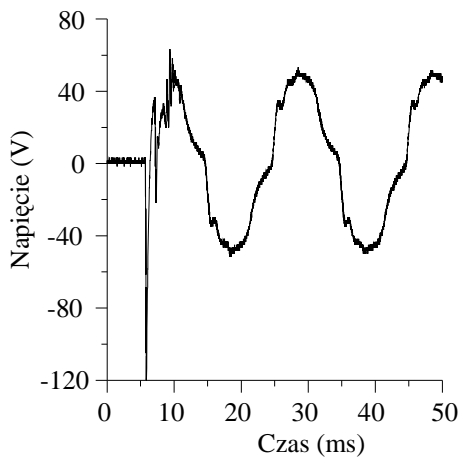
Fig. 3.37. Voltage curves at the beginning of three-conductor line measured in system as in Fig. 3.33b for shorted connector ends 1 and 3; 1 – impulse in the live conductor, 2 – impulse in the adjacent conductor.

Kolejne badanie zakłóceń powodowanych prądem zwarcia miało na celu określenie stopnia zagrożenia izolacji spowodowanego przez napięcie wyindukowane w sąsiednich żyłach kabla. Wykonywano próby zwarcia w układzie jak na rys. 3.33c, odpowiadające zwarciom łukowym jednofazowym, najczęściej występującym w rzeczywistych sieciach rozdzielczych. Napięcie w żyłę zasilanej w warunkach bezzakłóceń (rys. 3.38) powoduje wyindukowanie się w żyłach sąsiednich kabla napięcia o niewielkiej amplitudzie (rys. 3.39). Wartości obu amplitud napięć – zasilającego i indukowanego – w układzie modelowym pozostawały w stosunku jak 1:0,07.



Rys. 3.38. Przebieg czasowy napięcia w żyłę zasilanej jak na rys. 3.33c; rejestracja wykonana przed zwarciem łukowym

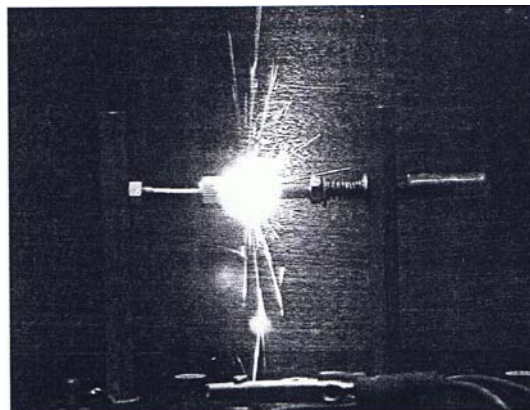
Fig. 3.38. Voltage curve in the live conductor as in Fig. 3.33c; registration prior to arc fault.



Rys. 3.39. Przebieg czasowy napięcia w żyłce sąsiedniej badanego kabla według rys. 3.33c; rejestracja wykonana przed zwarcie łukowym

Fig. 3.39. Voltage curve in the conductor adjacent to tested cable as in Fig. 3.33c; registration prior to arc fault.

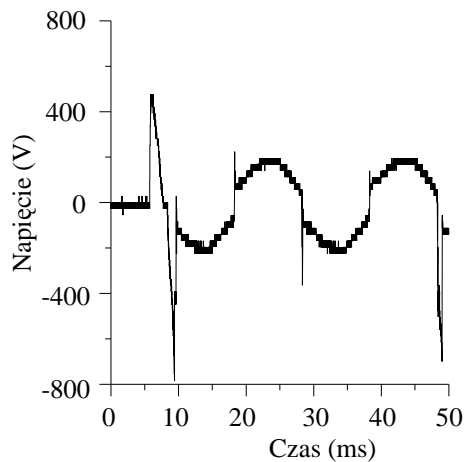
Następnie inicjowano zwarcie łukowe (rys. 3.40). Rejestracja przebiegów napięć zasilającego i indukowanego w czasie zwarcia łukowego wykazała, że amplitudy tych napięć zmieniły się prawie czterokrotnie: napięcie w żyłce zasilanej uległo zmniejszeniu, a napięcie wyindukowane w żyłce sąsiedniej badanego kabla wzrosło w porównaniu do stanu przed wystąpieniem zakłócenia (rys. 3.41 i rys. 3.42).



Rys. 3.40. Zdjęcie wyładowania łukowego w czasie pomiarów

Fig. 3.40. Arc discharge recorded during measurements.

Stwierdzono również, że zwarcie łukowe spowodowało wygenerowanie wyższych harmonicznych prądu (rys. 3.43), a te z kolei – wygenerowały harmoniczne napięcia (rys. 3.42) o częstotliwościach na poziomie kilkuset kiloherców. Z przeprowadzonych pomiarów wynika również, że czynnikami bezpośrednio wpływającymi na wartość amplitudy poszczególnych harmonicznych oraz zakres widma częstotliwości przepięć są: prąd zwarcia, napięcie zasilające linię, tłumienność linii i czas trwania zwarcia.



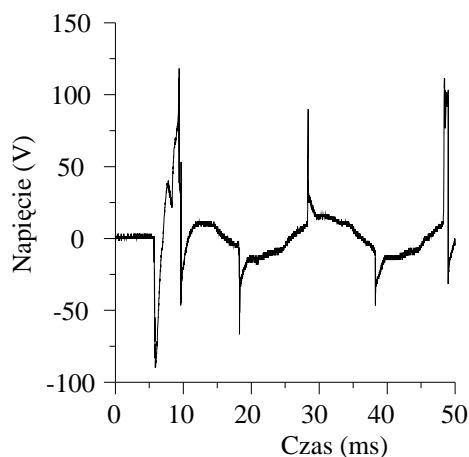
Rys. 3.41. Przebieg czasowy napięcia w żyłce zasilanej jak na rys. 3.33c; rejestracja wykonana w chwili zwarcia łukowego

Fig. 3.41. Voltage curve in the live conductor as in Fig. 3.33c; registration at the instant of arc fault.

Po przeanalizowaniu uzyskanych rejestracji zauważono prawidłowość polegającą na tym, że – w chwili wystąpienia zwarcia łukowego – amplituda przebiegu (nałożona na przebiegi podstawowe napięć i prądów) nie przekroczyła wartości występującej w stanie przed zwarcie tylko w żyłce zasilanej. W pozostałych przypadkach zwarcie łukowe powoduje powstanie impulsów przepięciowych, których amplituda przekracza:

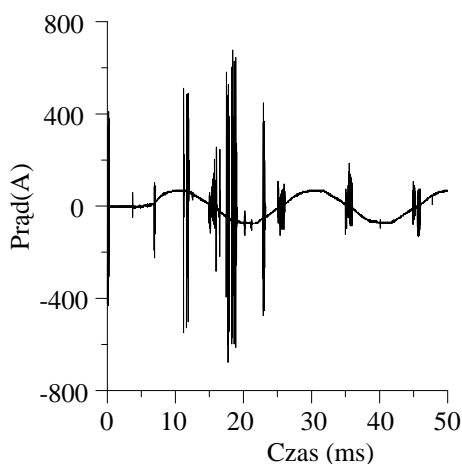
- a) 1,5–3,0-krotnie wartość maksymalną napięcia indukowanego w żyłce sąsiedniej w stanie przed zwarcie (rys. 3.42),
- b) 3,5–8,0-krotnie wartość prądu zwarcia płynącego w żyłce zasilającej (rys. 3.43).

Istotą zaobserwowanej prawidłowości jest zasada zachowania energii pola elektromagnetycznego zgromadzonej w odcinku linii, przez który przepływa prąd zwarcia. W tym polu jest zawarte zarówno pole magnetyczne, któremu



Rys. 3.42. Przebieg czasowy napięcia w żyłce sąsiedniej badanego kabla według rys. 3.33c; rejestracja wykonana w chwili zwarcia łukowego

Fig. 3.42. Voltage curve in the conductor adjacent to tested cable as in Fig. 3.33c; registration at the instant of arc fault.



Rys. 3.43. Przebieg czasowy prądu zwarcia płynącego w żyłce zasilanej badanego kabla według rys. 3.33c

Fig. 3.43. Fault current in the live cable conductor as in Fig. 3.33c.

odpowiada fala prądowa, jak i pole elektryczne, któremu odpowiada fala napięciowa. Obecność pola elektrycznego powoduje wyindukowanie przepięcia w żyłkach sąsiednich badanego kabla, które może stanowić zagrożenie dla izolacji.

Z obserwacji zarejestrowanych przebiegów czasowych prądu zwarcia wynika, że szczególnie niekorzystne warunki występują, gdy zainicjowanie (przerwanie) zwarcia występuje przed naturalnym przejściem krzywej prądu zwarcia przez zero. Aby zapobiec powstawaniu przepięć i ich skutków, można stosować m.in. zespoły EAZ^{*)} o szybkim działaniu, zespoły kompensacyjne, wyłączniki o bezzwłocznym działaniu.

3.3. Badania symulacyjne przepięć w sieci dystrybucyjnej

Oddziaływanie wyładowań atmosferycznych na układy izolacyjne urządzeń SN i WN oraz na sprzęt elektroniczny i teleinformatycznych systemów sterowania stosowanych w elektroenergetyce skłania do poszukiwania metod pozwalających na określenie poziomu narażenia przepięciowego i określenie sposobu skutecznej ochrony urządzeń elektroenergetycznych przed przepięciami. W tym zakresie znajdują zastosowanie komputerowe techniki symulacji. Duża różnorodność dostępnych programów komputerowych sprawia, że można wśród nich znaleźć wyspecjalizowane narzędzia informatyczne umożliwiające analizę zaawansowanych zjawisk elektromagnetycznych, jak również programy, pozwalające na wykonanie analiz bardziej ogólnych przypadków.

Do symulacji propagacji przepięć w sieciach elektroenergetycznych wykorzystany został przez autora monografii program komputerowy *PSpice*. W celu potwierdzenia stopnia narażenia przepięciowego oraz określenia wpływu kształtu

^{*)} Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.

przebieg na ryzyko przeskoków lub przebicia izolacji elementów sieci, symulacjom poddano modele tych elementów. Zastosowany w tym celu program obliczeniowy *PSpice* jest standardem wśród programów do projektowania, symulacji oraz analizy obwodów elektrycznych i elektronicznych – analogowych i cyfrowych [93, 99, 114, 117, 119, 125, 129, 131, 132, 133, 136, 139, 145, 147, 150, 152].

Symulacje miały również na celu dokonanie oceny przydatności programu *PSpice* do analizy zakłóceń przejściowych przemieszczających się w sieciach elektroenergetycznych.

3.3.1. Zastosowanie programu *PSpice* do symulacji przepięć

Przebiegi wywołane wyładowaniami piorunowymi charakteryzują się przebiegami o bardzo szerokim widmie częstotliwości i dlatego każdą linię kablową i napowietrzną należy w procesie symulacji traktować jako linię długą, której właściwości są określane za pomocą wartości jednostkowych parametrów R_j , L_j , C_j , G_j . Wartości jednostkowe elementów linii (L_j , R_j , C_j , G_j) można określić za pomocą pomiarów lub obliczeń. Do wykonanych symulacji przyjęto następujące wartości parametrów jednostkowych:

Parametr	C_j , w $\mu\text{F}/\text{km}$	L_j , w mH/km	R_j , w Ω/km	G_j , w S/km
Linia kablowa	0,15	0,55	0,64	$1,2 \cdot 10^{-9}$
Linia napowietrzna	0,02	0,49	0,35	$1,2 \cdot 10^{-12}$

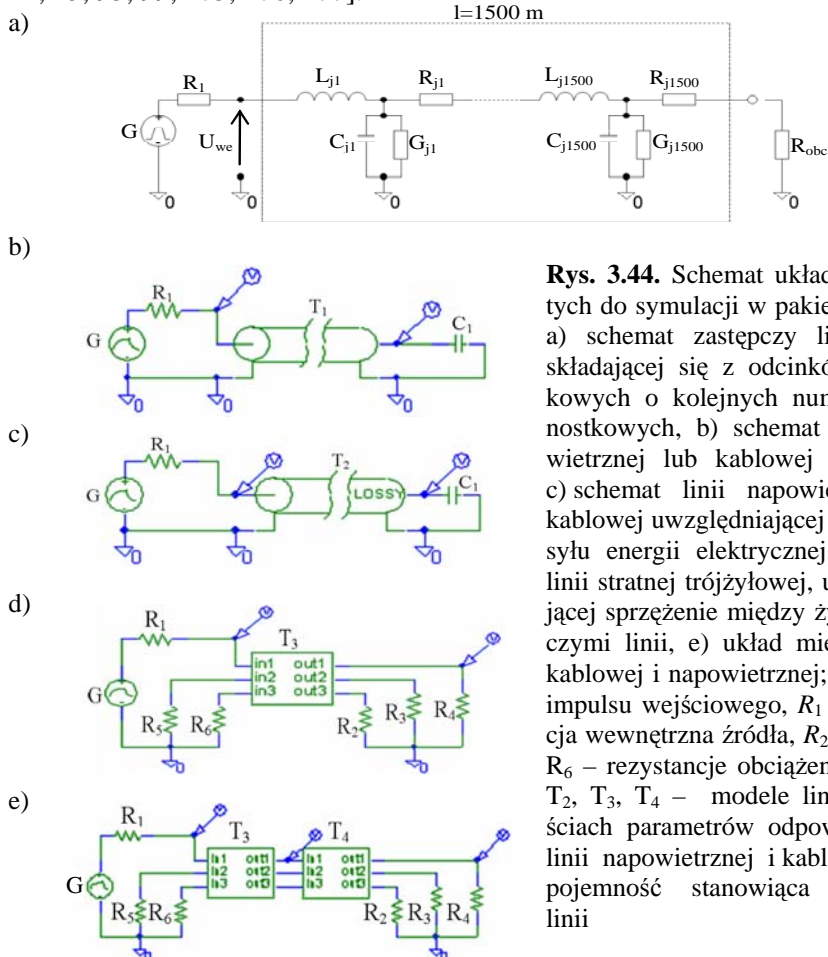
Na podstawie wartości parametrów jednostkowych wyznaczono impedancję falową Z linii i prędkość rozchodzenia się fali v , uzyskując:

- dla linii kablowej $Z = 60 \Omega$ i $v = 173 \text{ m}/\mu\text{s}$,
- dla linii napowietrznej $Z = 156 \Omega$, $v = 319 \text{ m}/\mu\text{s}$.

Do symulacji wykorzystano elementy znajdujące się w pakiecie programu *PSpice*, za pomocą których sporządzono układy liniowe według schematów przedstawionych na rysunku 3.44. Zastosowany program komputerowy umożliwia wykonanie symulacji na modelach zaprojektowanych w oparciu o odcinki jednostkowe, składające się z elementów R_j , L_j , C_j i G_j i tworzące czwórnik (rys. 3.44a) lub modele linii znajdujące się w bibliotece programu (rys. 3.44b, c, d, e). Dobór parametrów poszczególnych elementów czwórnik i ich liczebność zależą od rodzaju i długości linii przewidzianej do symulacji.

Gotowe modele wymagają określenia parametrów jednostkowych. Stworzony w ten sposób układ może być pobudzany impulsem określonego rodzaju i kształtu. Program umożliwia zastosowanie pobudzenia napięciowego lub prądowego o następujących charakterystykach: wykładniczej, sinusoidalnej, sinusoidalnej modulowanej, impulsowej i o dowolnie zmiennym przebiegu odcinkowo-liniowym. Dla każdego rodzaju pobudzenia dobiera się parametry amplitud i parametry czasowe, opisujące kształt przebiegu. Przed rozpoczęciem symulacji należy określić krok czasu, z jakim mają być drukowane punkty wykresu i końcowy czas analizy.

Ponadto otrzymane wyniki można poddać analizie Fouriera, podczas której obliczane są wartości amplitudy i fazy składowych harmonicznych analizowanego przebiegu oraz współczynniki zniekształceń nieliniowych. Przebiegi otrzymane w wyniku symulacji można poddać dodatkowej obróbce edytorskiej lub zarzuciwić. Szczegóły użytkowania programu *PSpice* znajdują się w [22, 23, 24, 25, 93, 99, 175, 176, 177].



Rys. 3.44. Schemat układów przyjętych do symulacji w pakiecie *PSpice*: a) schemat zastępczy linii długiej składającej się z odcinków jednostkowych o kolejnych numerach jednostkowych, b) schemat linii napowietrznej lub kablowej bezstratnej, c) schemat linii napowietrznej lub kablowej uwzględniającej straty przesyłu energii elektrycznej, d) model linii stratnej trójżyłowej, uwzględniającej sprzężenie między żyłami roboczymi linii, e) układ mieszany linii kablowej i napowietrznej; G – źródło impulsu wejściowego, R_1 – rezystancja wewnętrzna źródła, R_2, R_3, R_4, R_5, R_6 – rezystancje obciążenia linii, T_1, T_2, T_3, T_4 – modele linii o wartościach parametrów odpowiednio dla linii napowietrznej i kablowej, C_1 – pojemność stanowiąca obciążenie linii

Fig. 3.44. Diagram of systems applied for simulation in *PSpice* package: a) equivalent diagram of a long line consisting of unit sections described with successive specific numbers, b) diagram of overhead or cable line with zero losses, c) diagram of overhead or cable line taking into consideration losses resulting from power transmission, d) diagram of three conductor line taking into consideration losses and coupling between line conductors, e) mixed system consisting of overhead and cable lines; G – a source of input impulse, R_1 – internal resistance of a source, R_2, R_3, R_4, R_5, R_6 – resistances of line loading, T_1, T_2, T_3, T_4 – models of lines with parameters corresponding to overhead and cable lines, C_1 – loading capacity.

3.3.2. Wyniki symulacji przepięć

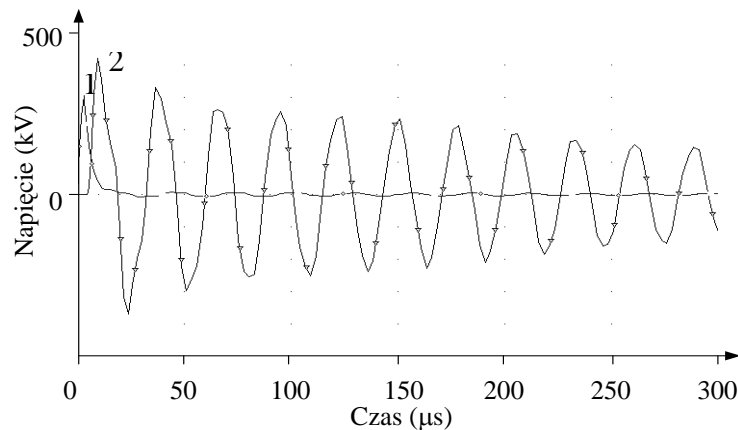
W celu wykonania symulacji komputerowych zamodelowano fragment linii napowietrznej i kablowej bez strat oraz ze stratami energii (rys. 3.44b,c,d) a następnie fragment sieci złożony z linii napowietrzno-kablowej zasilającej stację transformatorową SN/nn. Wejście badanych układów modelowych pobudzone ze źródła G impulsem napięciowym o kształcie wykładniczym, zbliżonym do przepięcia wywołanego wyładowaniem piorunowym bezpośrednim lub indukowanym. Jako obciążenie linii zastosowano kondensator (C_1) o małej pojemności, który odzwierciedlał obciążenie linii stacją transformatorową.

Wybrane wyniki symulacji przeprowadzonych według schematów jak na rys. 3.44 są przedstawione na rysunkach 3.45, 3.46 i 3.47. Z przebiegu napięcia na początku linii można wnioskować, że każde bezpośrednie uderzenie pioruna w elementy sieci elektroenergetycznej i w ich pobliżu spowoduje powstanie fali przepięciowej mogącej doprowadzić do przeskoku w układzie izolacyjnym. Przebiegi czasowe propagacji przepięcia w linii napowietrznej zamieszczone na rysunku 3.45 potwierdzają wcześniej uzyskane wyniki pomiarów (podrozdział 3.1.2.1). Kolejnym z analizowanych przypadków jest propagacja przepięcia w układzie, w którym linia kablowa o impedancji Z_1 jest połączona z linią napowietrzną o impedancji Z_2 , przy czym $Z_2 > Z_1$. W tym przypadku fala przepięciowa po przejściu przez kabel – w punkcie węzłowym – osiągnie wartość $U'' = \alpha U$,

gdzie: $\alpha = \frac{2Z_2}{Z_2 + Z_1}$ – oznacza współczynnik przejścia fali przepięciowej z linii

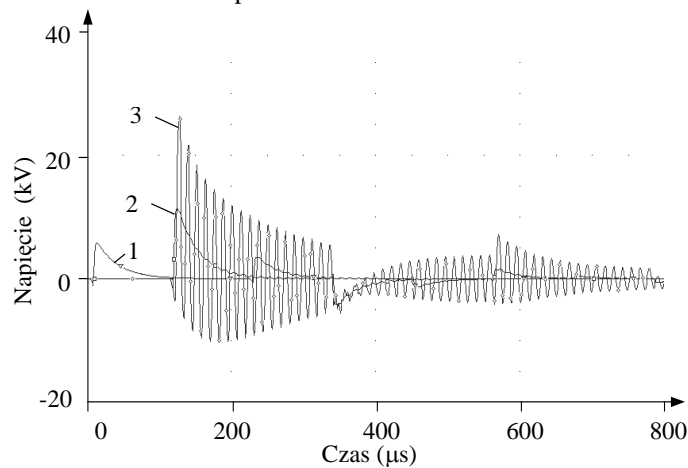
kablowej do linii napowietrznej, a U – impuls napięciowy na wejściu układu. Przyjmując wartości impedancji falowych linii napowietrznej i kablowej wyznaczonych na podstawie wartości parametrów jednostkowych lub według danych zamieszczonych w tabelicy 3.3 można oszacować wartość amplitudy przepięcia w punkcie węzłowym i na końcu linii napowietrznej (w miejscu połączenia ze stacją transformatorową). I tak np. dla $Z_1 = 45 \Omega$ i $Z_2 = 455 \Omega$ wartość przepięcia w punkcie węzłowym będzie wynosiła ok. $1,8U$.

Przypadkowi przejścia fali przepięciowej z linii kablowej do napowietrznej przyłączonej do stacji transformatorowej należy przypisać specjalne znaczenie, gdyż wartość przepięcia na końcu linii napowietrznej trafiając na koniec otwartej linii (stacja transformatorowa końcowa jest urządzeniem o bardzo dużej zastępczej impedancji falowej, tj. $Z_{tr} \rightarrow \infty$) odbija się, dając wartość równą prawie $3,6U$. Przypadek taki w praktyce nie jest jednak groźny ze względu na to, że przepięcia o dużej wartości szczytowej zwykle nie występują w kablach, ponieważ kable nie są narażone na bezpośrednie uderzenie pioruna. Otrzymane w trakcie symulacji przebiegi czasowe, przedstawione na rys. 3.46. świadczą również o tym, że linia napowietrzna przyłączona do końca linii kablowej, odgrywa rolę prawie końca otwartego (następuje prawie podwojenie amplitudy fali przepięciowej).



Rys. 3.45. Wybrane przebiegi czasowe przepięcia w wyznaczonych punktach modelu linii napowietrznej z rys. 3.44c; 1 – przepięcie na wejściu układu, 2 – przepięcie odbite od końca linii

Fig. 3.45. Chosen time-dependent overvoltages at given points of overhead line model from Fig. 3.44c; 1 – generated impulse at the input, 2 – impulses reflected at the end line.



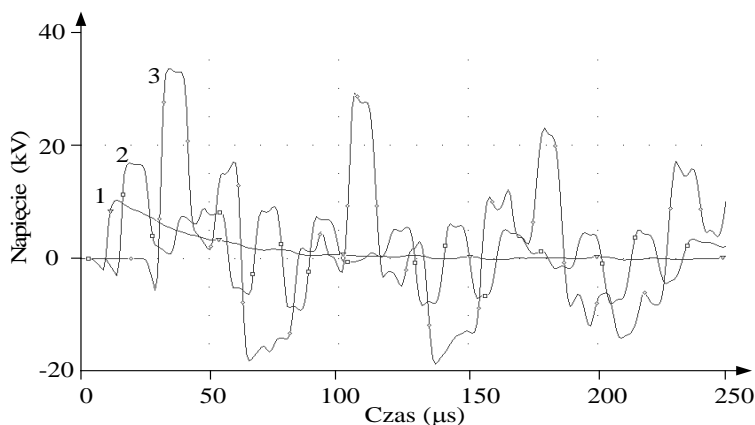
Rys. 3.46. Wybrane przebiegi czasowe przepięcia w wyznaczonych punktach modelu układu mieszanego linii kablowej i napowietrznej z rys. 3.44e); 1 – przepięcie na wejściu układu, 2 – przepięcie w punkcie węzłowym, 3 – przepięcie odbite od końca linii

Fig. 3.46. Chosen time-dependent overvoltages at given points of mixed system of cable and overhead line models from Fig. 3.45e; 1 – generated impulse at the input, 2 – overvoltage impulse at the nodal point, 3 – impulses reflected at the end line.

W przypadku odwrotnym, gdy linia kablowa jest przyłączona do końca linii napowietrznej – odgrywa rolę prawie końca zwartego (amplituda fali napięciowej jest bliska zero). Fala przepięciowa nadchodząca z linii napowietrznej po

dojściu do kabla (punkt węzłowy, w którym następuje zmiana wartości impedancji falowych) powoduje powstanie fali odbitej i przepuszczonej. Ta ostatnia przemieszcza się w kablu i odbija się od jego końca, a następnie od początku, czyli od połączenia kabla z linią napowietrzną itd. W kablu powstają zatem fale wędrowne. Na podstawie analiz teoretycznych przeprowadzonych w oparciu o zależności opisane w [11, 12, 14] wynika, że w celu obniżenia wartości szczytowej fali przepięciowej nadchodzącej o 50% potrzebny jest kabel o impedancji falowej 50Ω i długości równej ok. 3000 m. W praktyce czasem stosuje się ten przypadek do ochrony układów izolacji podłużnej (izolacji zwojowej) urządzeń stacyjnych lub maszyn wirujących.

Metodą symulacyjną badano również wpływ stromości czoła impulsu udarowego na kształt przebiegu przemieszczającego się w modelach linii elektroenergetycznych. Badania te przeprowadzono dla linii napowietrznych i kabli z żyłami ekranowanymi i nieekranowanymi. Otrzymane wyniki również potwierdziły, że wartość maksymalna (amplituda) zakłócenia przepięciowego przy przepięciach piorunowych zależy silnie od przebiegu czasowego impulsu wywołującego przepięcie (w szczególności zależy od czasu trwania jego czoła i grzbietu). Wpływ kształtu impulsu wywołującego przepięcia w sieci zaobserwowany podczas symulacji potwierdził wcześniej otrzymane wyniki badań i pomiarów.



Rys. 3.47. Wybrane przebiegi czasowe przepięcia w wyznaczonych punktach modelu układu mieszanego linii kablowej, napowietrznej i stacji transformatorowej;
 1 – przepięcie na wejściu układu, 2 – przepięcie w punkcie węzłowym,
 3 – przepięcie odbite od stacji transformatorowej

Fig. 3.47. Chosen time-dependent overvoltages at given points fixed of mixed system of cable, overhead line and transformer substation; 1 – generated impulse at the input, 2 – impulse in the nodal point, 3 – impulses reflected at the transformer substation.

Z uzyskanych przebiegów czasowych napięć (z zastosowaniem modeli dostępnych w programie) wynika, że modele te nie uwzględniają ważnego zjawia-

ska występującego w linii, w której rozchodzi się fala przepięciowa. Chodzi o zjawiska wzrostu rezystancji przewodu wraz ze wzrostem częstotliwości (naskórkowość) oraz wzrostu strat w dielektryku. Takie niedoskonałości modeli powodują, że w procesie symulacji amplituda sygnałów powracających z linii jest znacznie większa niż uzyskiwana z pomiarów. Modele linii znajdujące się w bibliotece programu *Schematics* pakietu *PSpice* pozwalają tylko częściowo opisać zjawiska falowe występujące w układach wieloprzewodowych, ponieważ nie uwzględniają wzajemnych oddziaływań poszczególnych przewodów, spowodowanych:

- sprzężeniami pojemnościowymi (za pomocą pola elektrycznego),
- sprzężeniami indukcyjnymi (za pośrednictwem pola magnetycznego).

W praktyce zastosowanie pakietu *PSpice* do symulacji i obliczania parametrów przepięć w układach wieloprzewodowych jest możliwe. Wymaga jednak zastosowania do modelowania linii lub fragmentów sieci elektroenergetycznych schematów zastępczych składających się z elementów jednostkowych, o określonych (za pomocą wzorów matematycznych) parametrach elektrycznych (rys. 3.44a). Taki sposób modelowania wymaga również zastosowania współczynników sprzężenia przewodów, których wartości są szacowane.

3.4. Analiza wyników pomiarów i symulacji

Na podstawie uzyskanych rezultatów pomiarów i symulacji opisanych w podrozdziałach 3.1–3.3 przeprowadzono analizę wyników, która pozwoliła na szczegółowe opisanie zagadnień związanych z propagacją przepięć w sieciach elektroenergetycznych.

- Szybkie zmiany amplitudy napięcia wywołane zmieniającym się w czasie obciążeniem, zarejestrowane na wszystkich poziomach napięcia w sieci rozdzielczej, są jedną z przyczyn powstawania przepięć. Głównymi przyczynami takiego stanu są: zwarcia w systemie elektroenergetycznym lub instalacjach odbiorców, procesy łączenia odbiorników dużej mocy, przeciążenia linii spowodowane przekroczeniem dopuszczalnej mocy przyłączeniowej linii, zmiany konfiguracji sieci. Jednak zjawisko to nie stanowi zagrożenia dla urządzeń elektroenergetycznych przyłączonych do sieci SN i WN. Dla tych poziomów napięcia nie zarejestrowano przekroczenia wartości dopuszczalnych, określonych w przepisach [171, 172].
- Przedstawiona metoda analizy napięć sieci zarejestrowanych podczas pomiarów jakości energii elektrycznej umożliwia wykrycie miejsc, w których następuje pogorszenie parametrów energii, wpływających na wystąpienie zakłóceń w pracy sieci. Analiza otrzymanych wyników prowadzi do określenia kierunków działań, jakie należy podjąć w celu wyeliminowania zagrożenia nieprawidłowej pracy sieci. Do takich działań należą w szczególności:
 - zmiana konfiguracji sieci, polegająca na przyłączeniu do wydzielonej sieci odbiorów będących źródłem znacznych zakłóceń,

- modernizacja sieci elektroenergetycznej, polegająca na zwiększeniu przekrojów przewodów i budowa nowych stacji transformatorowych,
- wymiana transformatorów w stacjach transformatorowych na jednostki o większej mocy pozornej (dostosowanej do potrzeb),
- stosowanie odpowiednio dobranych urządzeń filtrujących.
- Wykonane pomiary i rejestracje w rzeczywistych liniach elektroenergetycznych potwierdziły występowanie zjawiska tłumienia i odkształcania się przepięć przemieszczających się wzdłuż przewodów roboczych linii, wskutek czego maleje ich wartość i zmienia się kształt. Zarejestrowane w trakcie pomiarów zniekształcenia amplitudowe i fazowe (obniżenie stromości przebiegów i wartości szczytowych przepięć) są spowodowane naturalnym rozpraszaniem się energii szybkozmiennego pola elektromagnetycznego. Przyczyną tych strat jest z jednej strony rezystancja czynna przewodów, jednak tłumienie jest wskutek tego nieznaczne, a z drugiej strony – upływność linii, związana z konduktywnością ośrodka izolującego przewody.

W układzie jednofazowym przewód roboczy – ziemia rozpatrywanym jako obwód ziemnopowrotny dominuje konduktywność gruntu. W wielu zagadnieniach z zakresu obwodów ziemnopowrotnych konduktywność gruntu jest wielkością o podstawowym znaczeniu i wówczas w obliczeniach stosuje się wartości wyznaczone eksperymentalnie [16]. W rozważaniach prowadzonych w oparciu o wyniki przeprowadzonych badań przyjęto założenie upraszczające, że grunt jest środowiskiem jednorodnym o stałej konduktywności.

Wskutek zwiększonych strat energii przy przepływie prądu ziemnozwarciowego w stosunkowo niewielkim obszarze warstwy gruntu tłumienie rezystancyjne powoduje obniżenie wartości szczytowych przepięć do kilkunastu procent na długości 1 km linii; najbardziej tłumione są przepięcia o bardzo krótkich i o stromych przebiegach [1, 12, 16, 70, 71].

Przy przepięciach piorunowych przemieszczających się w liniach napowietrznych WN, których wartości szczytowe przekraczają kilkaset kilowoltów największe tłumienie i odkształcenie fal powodują wyładowania niezupełne w powietrzu w postaci ulotu. Pozytywny wpływ tego zjawiska jest powodowany stratą energii na skutek przemieszczania się ładunków przestrzennych i jonizacji cząsteczek powietrza wokół przewodów. Wraz z ulotem występuje efekt wzrostu promienia przewodu – wzrasta pojemność, a maleje prędkość fali przepięciowej [11, 12].

- Uzyskane wyniki wykazały, że amplituda zakłóceń przepięciowych powstających przy wyładowaniach piorunowych zależy silnie od parametrów elektrycznych fali przepięciowej: amplitudy, stromości czoła prądu wyładowania głównego, czasu trwania czoła prądu pierwszego wyładowania głównego. Stwierdzono między innymi, że czas trwania czoła udaru piorunowego nie odgrywa roli w szybkości narastania przepięcia. Natomiast o prędkości wzrostu tego napięcia decyduje parametr opisujący kształt fali przepięciowej

$\beta = \frac{T_2}{T_1}$, gdzie: T_1 – czas trwania czoła fali przepięciowej, T_2 – czas do pół-

szczytu na grzbiecie fali przepięciowej.

W przypadku kabli o żyłach nieekranowanych, poza wpływem parametrów czasowych przepięcia na kształt fal odbitych i indukowanych, stwierdzono również, że zmniejszeniu nachylenia czoła impulsu udarowego towarzyszy dodatkowo przesunięcie amplitudy przepięcia w kierunku wyższych wartości czasu (podrozdz. 3.1.2.1, rys. 3.22). Jest to spowodowane wzajemnym oddziaływaniem poszczególnych żył roboczych linii wskutek występujących sprzężeń pojemnościowych i indukcyjnych.

Na podstawie uzyskanych wyników można również stwierdzić, że czas trwania impulsu udarowego ma wpływ na narażenie układu izolacji. W przypadku zakłóceń, które są wywołane przepięciami wewnętrznymi (charakteryzującymi się znacznie mniejszą amplitudą niż przepięcia piorunowe, lecz dłuższym czasem oddziaływania na układ izolacyjny – tabl. 2.3), skutkiem takich oddziaływań może być obniżenie się wytrzymałości elektrycznej izolacji, prowadzące do jej przebicia (stopniowa degradacja izolacji, będąca efektem kumulacji negatywnego oddziaływania przepięć).

- Badania wykazały, że w przypadku udarów o łagodnym czole wytrzymałość izolacji powietrznej zależy bardziej od czasu trwania czoła udaru, niż jego grzbietu. Wytrzymałość elektryczna izolacji bezpowietrznej zależy głównie od wartości szczytowej udaru. Badania potwierdziły, że przepięcia o łagodnym czole są znacznie mniej groźne w sieciach wysokiego napięcia. Mogą natomiast być niebezpieczne dla izolacji linii kablowych średniego napięcia.
- Propagacja fali przepięciowej w linii kablowej wskazuje na to, że – ze względu na krótki czas trwania przepięcia (kilka mikrosekund) – przebicie izolacji żyły będzie miało charakter elektryczny. Z doświadczeń eksploatacyjnych wynika, że przebicie udarowe izolacji może wystąpić lawinowo (w wielu miejscach jednocześnie), prowadząc do perforacji izolacji. Pierwsze spodziewane przebicie izolacji może nastąpić w miejscu wnिकnięcia przepięcia (np. w miejscu połączenia linii napowietrznej z linią kablową).
- Wyniki rejestracji i analiz propagacji przepięć w modelach linii kablowych SN potwierdziły prawidłowości określone na podstawie wcześniej wykonanych pomiarów, a ponadto umożliwiły określenie wpływu zwarcia łukowego na poziom napięcia indukowanego w żyłach sąsiednich linii wielożyłowej. Analiza przebiegów czasowych przepięć przemieszczających się w tych liniach wykazała, że amplituda przepięć indukowanych zależy od dopasowania falowego linii do przyłączonego do niej obciążenia. Przepięcia indukowane zanikają przy całkowitym dopasowaniu, tj. gdy $Z_0 = R_{obc}$. Stwierdzono również, że amplituda impulsu odbitego od końca żyły zależy od czasu trwania impulsu udarowego. Amplituda impulsu odbitego jest tym mniejsza, im krótszy jest czas trwania impulsu udarowego. To sprawia, że

impuls odbity od końca linii charakteryzuje się przebiegiem o łagodnych zboczach i krótszym czasie trwania. Ponadto badania wykazały, że podczas zwarć łukowych generowane są wyższe harmoniczne napięcia. W praktyce zjawisko to jest skutkiem niepożądanych zakłóceń ziemnozwarciowych w liniach kablowych, przebiegających z różnym natężeniem, w zależności od przyjętego sposobu połączenia punktu neutralnego sieci średniego napięcia z ziemią (podrozdz. 5.2.2).

- Wyniki symulacji komputerowych potwierdziły uzyskane rezultaty pomiarów wykonanych w sieciach rzeczywistych oraz na modelach tych sieci. Symulacje komputerowe pozwoliły również ocenić przydatność programu komputerowego *PSpice* do badania zjawisk przepięciowych w sieciach elektroenergetycznych.

Symulacje przeprowadzone za pomocą programu *PSpice* umożliwiają obserwację fal przepięciowych zarówno w pierwszej fazie stanu nieustalonego, jak i po nadejściu do punktu węzłowego fal odbitych od punktów węzłowych sieci elektroenergetycznej. W tym zakresie program komputerowy *PSpice* może stanowić alternatywę programu *EMTP*, jako narzędzie informatyczne umożliwiające symulację i analizę obwodów elektrycznych. Ograniczenie zastosowania programu *PSpice* dotyczy modelowania i obserwacji zakłóceń przepięciowych złożonych układów elektroenergetycznych wyposażonych w linie wielożyłowe. Pakiet symulacyjny *Design Center* wraz z programem *PSpice* zawiera również kilka innych ograniczeń. Dotyczą one między innymi liczby elementów oraz węzłów znajdujących się jednocześnie na schemacie.

4. ANALIZA CZASOWO - CZĘSTOTLIWOŚCIOWA WYBRANYCH PRZEBIEGÓW PRZEPIĘCIOWYCH

Wyniki badań wykonanych przez autora monografii przedstawione w rozdziale 3 pozwoliły na identyfikację i klasyfikację przebiegów. W tym celu wykorzystano do analizy otrzymane przebiegi czasowo-amplitudowe.

W praktycznych rozwiązaniach istotna jest nie tylko znajomość zmian kształtu przebiegu w czasie, ale również jego korelacja z danym rodzajem uszkodzenia, jaki może występować w układach izolacyjnych urządzeń elektroenergetycznych. Rozwój nowoczesnych metod przetwarzania sygnałów umożliwia obecnie wyznaczanie dla badanego zakłócenia charakterystyki widmowej w zadanym przedziale czasu. Analiza widmowa, wykorzystująca łącznie czasowo-częstotliwościowe reprezentacje sygnałów (zakłóceń) dostarcza dodatkowych (ilościowo i jakościowo) informacji o amplitudach, mocach lub energiach składowych częstotliwościowych, znajdujących się w badanym sygnale. Podstawowym celem przekształceń czasowo-częstotliwościowych jest wykonanie jak najdokładniejszej łącznej amplitudowo-częstotliwościowej dekompozycji badanego sygnału w dziedzinie czasu (przestrzeni) i dziedzinie częstotliwości (lub skali w przypadku przekształcenia falkowego), czyli przedstawienie zmienności amplitud, częstotliwości i faz składowych jego przebiegu. Reprezentacje te najczęściej wyznaczane są jako zmiany w czasie funkcji widmowej gęstości mocy zakłócenia. Możliwości zastosowania narzędzi analizy czasowo-częstotliwościowej do badania sygnałów elektrycznych są szeroko publikowane m.in. w pracach [3, 4, 5, 39, 92, 110].

Z uwagi na to, że rozważania prowadzone w monografii dotyczą identyfikacji zakłóceń przebiegiowych, podjęto próbę wykorzystania do tego celu analizy czasowo-częstotliwościowej opartej na krótkoczasowym przekształceniu Fouriera i transformacie falkowej. Dla wybranych przebiegów opisanych w rozdziale 3 wykonano analizę czasowo-częstotliwościową, której wyniki przedstawiono w niniejszym rozdziale oraz w załączniku 2. Głównym celem wykonanych analiz było uzupełnienie wyników uzyskanych w dziedzinie czasowej o nowe jakościowo kryterium porównawcze. Może być ono użyteczne do poprawnej interpretacji wyników pomiarowych scharakteryzowanych głównie za pomocą parametrów wyznaczonych w dziedzinie czasu.

Ponadto celem wykonanych analiz było określenie różnic oraz wskazanie cech wspólnych dla struktur czasowo-częstotliwościowych generowanych przebiegów w sieciach SN i WN. Wyniki, jakie otrzymano stosując do analizy przebiegów krótkoczasowe przekształcenie Fouriera i ciągłą transformatę falkową, zostały również zaprezentowane w publikacjach autora [142, 143].

4.1. Czasowo-częstotliwościowa analiza przepięć

Do analizy czasowo-częstotliwościowej zmierzonych przepięć zastosowano krótkoczasowe przekształcenie Fouriera *STFT* (ang. *Short-Time Fourier Transform*) oraz przekształcenie falkowe z wykorzystaniem ciągłej transformaty falkowej *CWT* (ang. *Continuous Wavelet Transform*). Analiza oparta na krótkoczasowej transformacie Fouriera umożliwia „wydobycie” z zakłócenia informacji o tym, jak zmienia się jego widmo w czasie, czyli jednocześnie obserwację jego właściwości zarówno w dziedzinie czasu, jak i częstotliwości. Fragment badanego przebiegu zakłócenia jest sukcesywnie dzielony na segmenty, z których każdy podlega analizie widmowej w niezależny sposób. Widmo częstotliwościowe wyznaczone za pomocą transformaty Fouriera można przedstawić następująco:

$$X(j\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t)e^{-j\omega t} dt, \quad (4.1)$$

przy czym: $X(j\omega)$ – transformata Fouriera, $x(t)$ – sygnał czasowy poddany analizie, ω – pulsacja, t – czas [4, 109].

Wzór (4.1) jest słuszny wtedy, gdy energia sygnału $x(t)$ jest ograniczona w skończonym przedziale czasu. Następuje to wówczas, gdy kwadrat wartości sygnału $x(t)$ jest całkowny i spełnia warunek:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} x^2(t)dt < \infty. \quad (4.2)$$

Transformatę $X(j\omega)$ można również przedstawić w postaci zespolonej funkcji wykładniczej:

$$X(j\omega) = |X(j\omega)| \exp\{\arg[X(j\omega)]\}. \quad (4.3)$$

Część rzeczywista zespolonej funkcji widmowej nazywana jest widmem amplitudowym lub widmem gęstości amplitudy ($A(j\omega)$), która przedstawia zależność amplitudy od pulsacji. Natomiast część urojona nazywana jest widmem fazowym ($\Phi(j\omega)$), które charakteryzuje zmienność kąta fazowego kolejnych harmonicznym zakłócenia w funkcji pulsacji. Do interpretacji wyników pomiarów przepięć wykorzystuje się głównie widmo amplitudowe [40, 41].

Oprócz widma fazowego i amplitudowego szczególne znaczenie metrologiczne ma kwadrat modułu zespolonej transformaty $|X(j\omega)|^2$, który nazywany jest widmem gęstości mocy. Precyzyjną informację o strukturze częstotli-

ściowej zakłócenia można uzyskać po wykonaniu przekształcenia Fouriera tylko wówczas, gdy znany jest jego przebieg w nieskończonym przedziale czasowym. Znaczącym ograniczeniem analizy częstotliwościowej jest całkowita utrata informacji o czasie analizowanego zakłócenia. Podczas analizy zakłóceń rzeczywistych często istotna jest znajomość stanów przejściowych, czego nie można uzyskać za pomocą przekształceń częstotliwościowych, ponieważ tracona jest wówczas informacja o czasie wystąpienia, charakterze i rozwoju zakłóceń, a także o ich lokalnych zmianach [5].

Przekształcenia czasowo-częstotliwościowe wyrażane są poprzez reprezentacje typu czas-częstotliwość i czas-skala. Podczas analizy czasowo-częstotliwościowej chwilowe przebiegi widm zakłócenia są estymowane na podstawie kolejnych skończonych w czasie fragmentów analizowanego sygnału. Istotą analizy czasowo-częstotliwościowej wykonanej z zastosowaniem przekształcenia *STFT* jest możliwość analizy widmowej przeprowadzonej nie dla całego przebiegu, lecz dla wyselekcjonowanego okna^{*)}, przesuwanego się w czasie. Zmianę rozdzielczości w dziedzinie czasu uzyskuje się poprzez zmianę szerokości okna analizującego, co wpływa w odwrotny sposób na rozdzielczość w dziedzinie częstotliwości. Zatem wykorzystując krótkoczasowe przekształcenie Fouriera nie można osiągnąć wysokiej rozdzielczości zarówno w dziedzinie czasu, jak i częstotliwości^{**)} [109].

Ciągłą krótkoczasową transformatę Fouriera można zapisać w postaci równania:

$$STFT(t, f) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t)\hat{h}(t - \tau)e^{-j2\pi \cdot f \cdot t} dt, \quad (4.4)$$

gdzie: $h(t)$ – funkcja analizującego okna, τ – przesunięcie czasowe w obszarze okna $h(t)$, liczone względem jego środka, f – częstotliwość, \hat{h} – funkcja sprzężona [8, 10].

W przeprowadzonych analizach czasowo-częstotliwościowych zastosowano okno czasowe Hamminga, które jest obecnie powszechnie stosowane do przetwarzania sygnałów szybkozmiennych. Jest ono funkcją domyślną w programach komputerowych umożliwiających wykonanie analizy czasowo-częstotliwościowej. Funkcja analizująca Hamminga opisana jest następująco [4, 39]:

^{*)} Oznacza segment fragmentu zakłócenia przesuwany w czasie, przeznaczony do analizy widmowej; szerokość okna określa przedział czasu, wewnątrz którego wyznacza się widmo częstotliwości.

^{**)} Lokalizacja czasowo-częstotliwościowa ograniczona jest zasadą nieoznaczoności Heisenberga, z której wynika, że zmiana szerokości okna przetwarzania nie powoduje zmiany jego powierzchni. Zatem zwiększenie rozdzielczości czasowej jest związane ze zmniejszeniem rozdzielczości w dziedzinie częstotliwości.

$$h(t) = 0,54 - 0,46 \cos\left(2\pi \frac{t}{T}\right) \quad \text{dla } 0 < t < T. \quad (4.5)$$

Rezultaty analizy sygnałów z zastosowaniem przekształceń *STFT* można przedstawić za pomocą spektrogramów w dwuwymiarowej przestrzeni czas - częstotliwość (rys. 4.2 b, c). Wartość spektrogramów *SPEC* (t, f) dla zmiennego w czasie sygnału $x(t)$, oblicza się jako kwadrat modułu *STFT* [4]:

$$SPEC(t, f) = |STFT(t, f)|^2 = \left| \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \hat{h}(t - \tau) e^{-j2\pi f \tau} d\tau \right|^2. \quad (4.6)$$

Innym sposobem interpretacji wyników otrzymanych przez przekształcenie czasowo-częstotliwościowe sygnału $x(t)$ jest spektrogram widma amplitudy *ASTFT* (t, f). Charakteryzuje on zmiany amplitudy sygnału w funkcji czasu (rys. 4.5). Spektrogram amplitudy można wyznaczyć obliczając moduł krótkoczasowej transformaty Fouriera według wzoru [4]:

$$ASTFT(t, f) = |STFT(t, f)| = \sqrt{SPEC(t, f)}. \quad (4.7)$$

Wyznaczając spektrogramy *SPEC* (t, f) oraz *ASTFT* (t, f) przy wykorzystaniu przesuwanych okien analizujących, można tworzyć obrazy w przestrzeni dwuwymiarowej lub trójwymiarowej, uwzględniając: gęstość mocy lub amplitudy, częstotliwość i czas rozpatrywanego sygnału [5, 109]. Analiza czasowo-częstotliwościowa przeprowadzona z zastosowaniem krótkoczasowego przekształcenia Fouriera jest wykonywana ze stałą szerokością okna analizującego dla wszystkich częstotliwości.

Sygnały generowane przez zakłócenia napięciowe charakteryzują się wartościami składowych zarówno nisko- jak i wysokoczęstotliwościowych, dlatego do ich analizy możliwe jest zastosowanie przekształceń falkowych.

Ciągłą transformatę falkową sygnału $x(t)$ można opisać zależnością:

$$CWT_x(b, a) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \psi_{ab}(t) dt, \quad (4.8)$$

gdzie: a – współczynnik skali, związany z rozciągnięciem lub kompresją sygnału w czasie, pośrednio służący do zmiany rozdzielczości częstotliwościowej, b – przesunięcie związane z lokalizacją czasową, $\psi_{ab}(t)$ – funkcja falkowa reprezentująca rodzinę falkową, $\psi_{ab}(t)^\wedge$ – funkcja sprzężona [8, 10].

Funkcja falkowa $\psi_{ab}(t)$ pełni taką samą rolę, jak wyrażenie $h(t - \tau)e^{-j2\pi ft}$ w przekształceniu *STFT* i określa rodzinę falek o postaci:

$$\psi_{ab}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right), \quad (4.9)$$

gdzie: a i $b \in \mathbb{R}$, $\frac{1}{\sqrt{a}}$ – współczynnik skalujący zapewniający zachowanie odpowiednich relacji energetycznych, $\psi(t)$ – falka podstawowa (macierzysta) [4].

Poszczególne funkcje falkowe różnią się między sobą skalą i przesunięciem, czyli parametrami a i b . Wynikiem analizy czasowo-częstotliwościowej prowadzonej z pomocą *CWT* jest funkcja określająca stopień korelacji analizowanego sygnału z odpowiednimi falekami $\psi_{ab}(t)$, czego rezultatem jest funkcja określająca stopień ich podobieństwa. Funkcje podstawowe $\psi_{ab}(t)$ mają najczęściej charakter oscylacyjny o ograniczonym czasie trwania i zerowej wartości średniej. Są one tłumione na granicach przedziału i charakteryzują się podobnym kształtem [3, 4, 5].

W przekształceniu wykonanym z pomocą *CWT* podczas wyznaczania współczynników a i b następuje wzajemne dopasowanie rozdzielczości czasowej i częstotliwościowej analizowanego sygnału. Właściwość ta jest podstawową zaletą w porównaniu z przekształceniem *STFT*, w którym rozdzielczość czasowa jest stała dla każdej analizowanej częstotliwości [3, 5].

Wyniki otrzymane przy użyciu *CWT* można przedstawić za pomocą skalogramu $SCAL_x(a, b)$, który obliczany jest jako kwadrat modułu $CWT_x(a, b)$ z zależności:

$$SCAL_x(a, b) = |CWT_x(a, b)|^2, \quad (4.10)$$

gdzie: $SCAL_x(a, b)$ – skalogram, $CWT_x(a, b)$ – ciągła transformata falkowa [3].

Skalogramy umożliwiają wizualizację zmian zachodzących w przedziałach czasu, co ma istotne znaczenie podczas analizy przebiegów, które są przebiegami silnie niestacjonarnymi i stochastycznymi. Za pomocą transformaty falkowej przebiegię przekształcone jest w dwuwymiarowy zbiór współrzędnych czas-skala. Analiza czasowo-skalowa z wykorzystaniem *CWT* polega więc na wyznaczeniu iloczynu skalarnego poszczególnych próbek sygnału ze zbiorem wektorów, zwanych rodziną falek. Dobierając odpowiedni współczynnik skali a falki możliwa jest zmiana przedziału częstotliwości. Małe wartości współczynnika a odpowiadają przedziałowi wysokich częstotliwości i wąskiemu oknu analizującemu. Wraz ze wzrostem jego wartości rozszerza się okno obserwacyjne, co umożliwia analizę sygnału w paśmie niższych częstotliwości [111]. Szczegóło-

we zależności matematyczne dotyczące określenia wpływu zastosowanego współczynnika skali na zakres analizowanych częstotliwości przedstawiono w pracach [3, 5, 39, 41, 92, 110].

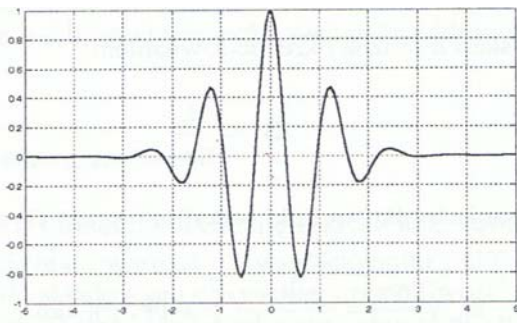
W analizie falkowej prądów z wykorzystaniem *CWT* można zastosować różne rodzaje falek bazowych. W praktycznych analizach czasowo-częstotliwościowych sygnałów szybkozmiennych najczęściej wykorzystuje się falekę symetryczną o przebiegu sinusoidalnym oraz z obwiednią gaussowską, którą skonstruował Morlet [4, 92]. Jest ona zalecana w obliczeniach z zastosowaniem *CWT* i dlatego zastosowano ją dla potrzeb przeprowadzonych analiz prądów. Postać analityczną falki Morleta określają następujące zależności:

$$\varphi(t) = e^{-\frac{t^2}{2}} \cos(5\omega_0 t), \quad (4.11a)$$

$$\omega_0 = 2\pi f_0, \quad (4.11b)$$

gdzie: ω_0 – pulsacja środkowa, f_0 – częstotliwość środkowa [3, 4].

Postać przebiegu czasowego falki Morleta została przedstawiona na rys. 4.1.



Rys. 4.1. Postać falki Morleta [4]

Fig. 4.1. Morlet wavelet curve [4].

Wyniki przekształcenia *CWT* są zapisywane w dwuwymiarowej tablicy czas - skala, przedstawionej z pomocą skalogramów (rys. 4.13). Oś pionowa skalogramu przedstawia wyznaczone częstotliwości, przeliczone na podstawie skali.

W dalszej części rozdziału przedstawiono wyniki analizy czasowo-częstotliwościowej uzyskane dla zarejestrowanych zakłóceń napięciowych, przemieszczających się w liniach kablowych o izolacji papierowej i polimerowej termoplastycznej (PE) i sieciowanej (XLPE), wywołanych:

- impulsami udarowymi o różnych stromościach przedniego zbocza i szerokości impulsu,
- napięciem wyindukowanym.

Ponadto zaprezentowano wyniki uzyskane dla zakłóceń napięciowych będących następstwem czynności łączeniowych i oddziaływaniem odbiorów na parametry energii elektrycznej.

Dla każdego z badanych przebiegów wykreślono odpowiadające im spektrogramy i skalogramy. Do prezentacji widma gęstości mocy wykorzystano obrazy w przestrzeni trójwymiarowej czas – częstotliwość – amplituda. Obrazy zaprezentowane w dziedzinie czas – częstotliwość opisano stosując skalę w postaci palety kolorów, których poszczególne barwy odpowiadają określonym wartościom amplitud wyznaczonego widma. Przekształcenia wykonano również z pomocą *CWT*. W tym przypadku, stosując dekompozycję falkową zakłóceń napięciowych, na płaszczyźnie czas – częstotliwość uzyskano zbiory wąskich struktur częstotliwościowych, położonych na różnych poziomach dekompozycji analizowanego przebiegu.

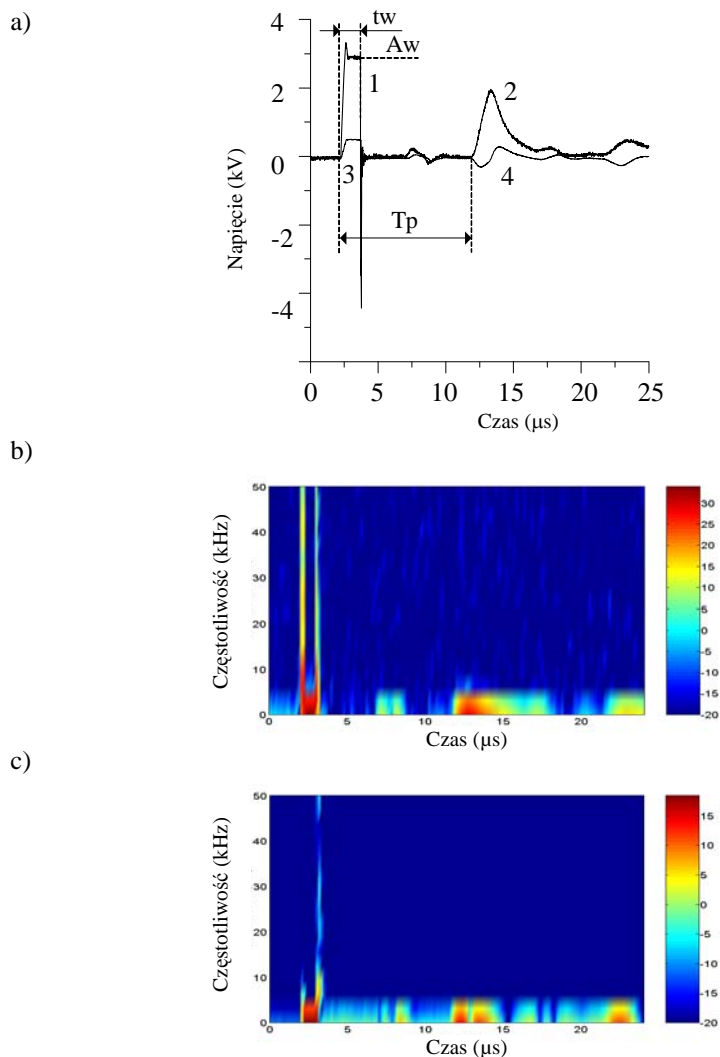
4.2. Analiza wyników uzyskanych z zastosowaniem krótkoczasowej transformaty Fouriera

Na rysunkach 4.2–4.6 oraz na rys. Z-2.1–3 i Z-2.5–6 przedstawiono wykresy spektrogramów badanych przebiegów. Uzyskane obrazy struktur czasowo-częstotliwościowych pozbawione są czasu przejściowego, co jest charakterystyczną cechą dla zakłóceń szybkodziennych, do których należą przebiegi.

Obrazy czasowo-częstotliwościowe składowych badanych zakłóceń przemieszczającego się w żyłę zasilanej oraz żyłach sąsiednich linii kablowej (przedstawione na rysunkach 4.2–4.4) w przedziale od 2 do 25 μ s występują w jednym przedziale częstotliwości od 0 do 8 kHz. Obrazy widma gęstości mocy przedstawione na trójwymiarowych spektrogramach potwierdzają udział wymienionych pasm częstotliwości, przy czym największa gęstość mocy występuje w przedziale częstotliwości 50 Hz do 1,1 kHz.

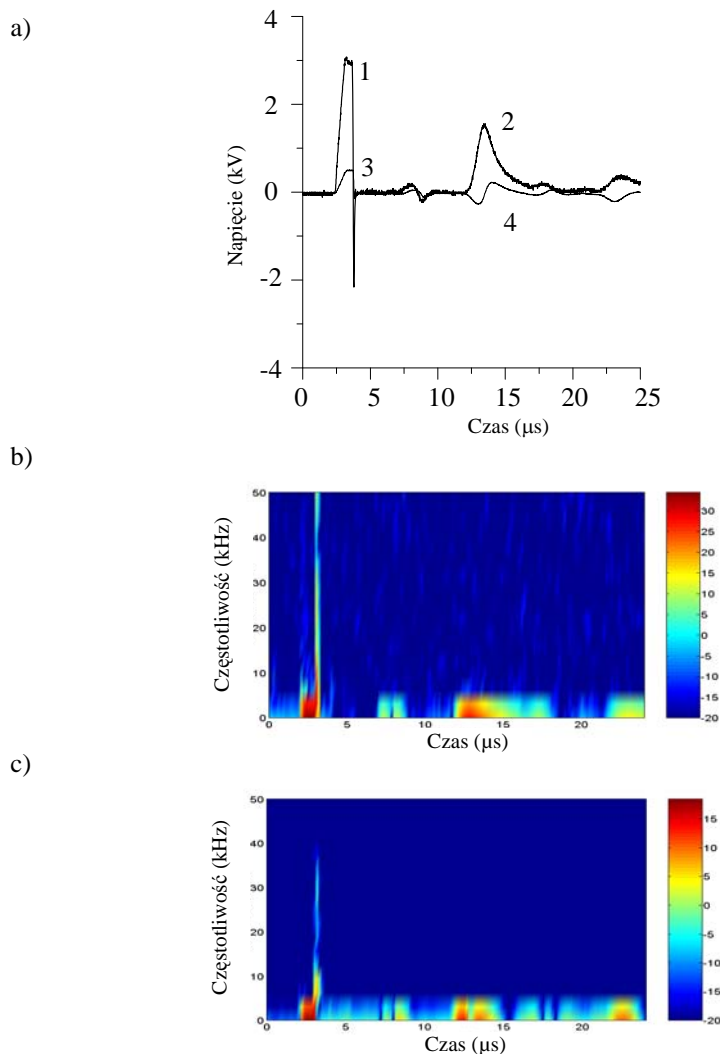
Spektrogramy obliczane dla przebiegów inicjowanych impulsem udarowym o różnych stromościach czoła wskazują na udział w widmie czasowo-częstotliwościowym składowych niskoczęstotliwościowych (0–200 Hz), które mają charakter wąkopasmowego szumu. Szum ten jest w niewielkim stopniu związany z badanym przebiegiem i ma raczej charakter stacjonarnego zakłócenia (powstającego np. w miejscu połączenia dwóch odcinków kabla). Natomiast amplitudy składowych częstotliwościowych, ściśle powiązanych z pojawieniem się przebiegu, mają wartość co najmniej 10-krotnie większą.

Obrazy (struktury) czasowo-częstotliwościowe przedstawione na spektrogramach trójwymiarowych, które wyznaczono dla kabli o izolacji papierowej (tzw. kable tradycyjne) i polietylenowej (PE i XLPE) mają podobny charakter. Różnica dotyczy jedynie poziomu tłumienia przebiegów. Najwyższą tłumienność wykazują kable tradycyjne nieekranowane o izolacji rdzeniowej. Dla tego rodzaju kabli maksymalna gęstość mocy określona dla przebiegów przemieszczających się w żyłę zasilanej impulsem udarowym i indukowanych w żyłach sąsiednich jest o ok. 25% mniejsza od amplitudy impulsu udarowego (rys. 4.5 i rys. 4.6). Taka prawidłowość nie występuje w przypadku kabli z żyłami ekranowanymi (rys. Z-2.2 i rys. Z-2.3).



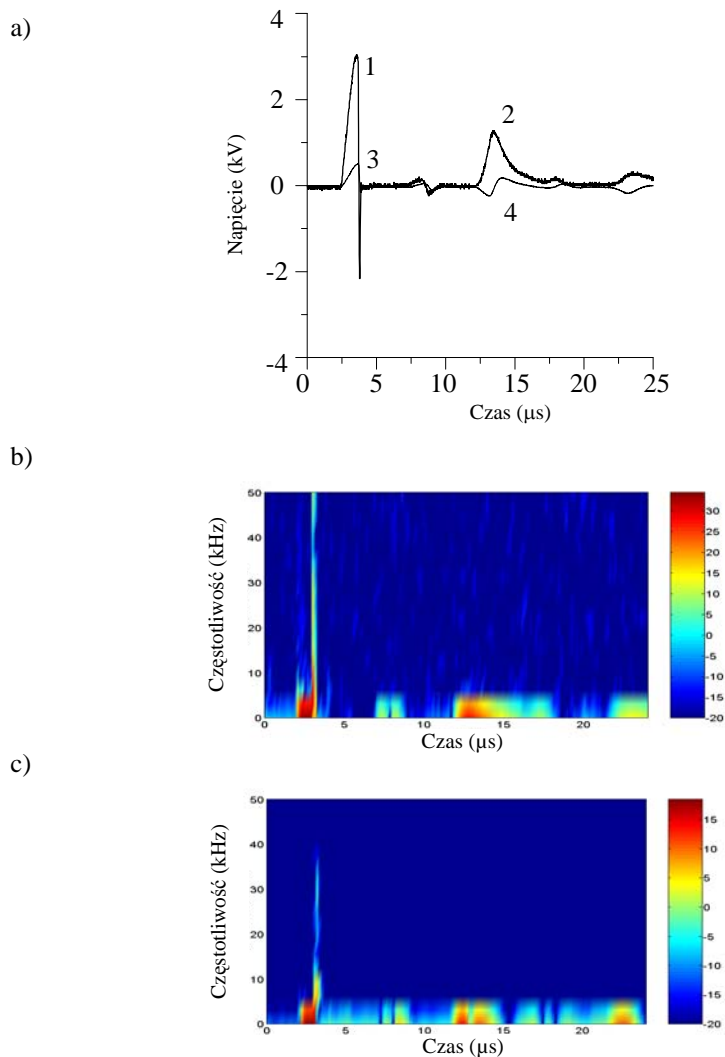
Rys. 4.2. Obrazy przepięć generowanych przez impuls udarowy dla przypadku przedstawionego na rys. 3.28: a) propagacja przepięcia w żyłce zasilanej i przepięcia indukowanego w żyłkach sąsiednich, b) spektrogram przepięcia w żyłce zasilanej, c) spektrogram przepięcia w żyłkach sąsiednich; 1 – impuls udarowy, 2 – impuls odbity od końca linii, 3 – impuls wyindukowany w żyłce sąsiedniej, 4 – impuls odbity od końca linii w żyłce sąsiedniej

Fig. 4.2. Spectrograms of overvoltages generated by kick impulse for the case illustrated in Fig. 3.28: a) propagation of overvoltage in live conductor and overvoltage induced in adjacent connectors; b) frequency structure for overvoltages in live conductors, c) frequency structure for overvoltages in adjacent conductors; 1 – generated impulse, 2 – impulse reflected at the end of the line, 3 – impulses induced in the adjacent conductors 4 – impulses reflected at the end of the adjacent conductors.



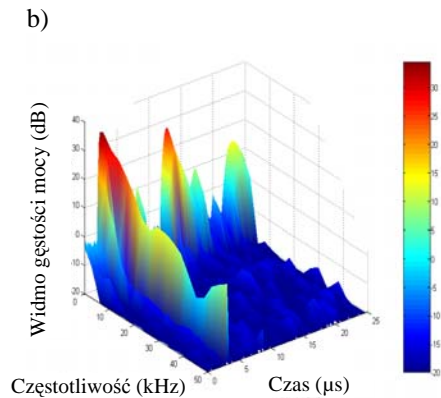
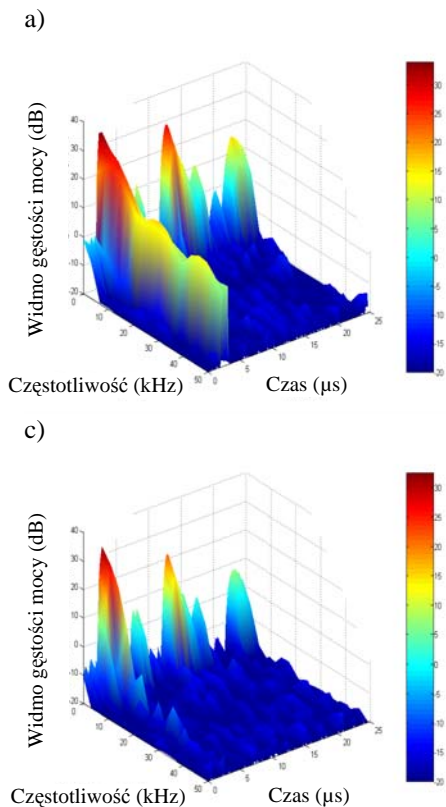
Rys. 4.3. Obrazy przebiegów napięć generowanych przez impuls udarowy dla przypadku przedstawionego na rys. 3.28: a) propagacja napięcia w żyłce zasilanej i napięcia indukowanego w żyłkach sąsiednich, b) spektrogram napięcia w żyłce zasilanej, c) spektrogram napięcia w żyłkach sąsiednich; 1 – impuls udarowy, 2 – impuls odbity od końca linii, 3 – impuls wyindukowany w żyłce sąsiedniej, 4 – impuls odbity od końca linii w żyłce sąsiedniej

Fig. 4.3. Spectrograms of overvoltages generated by kick impulse for the case illustrated in Fig. 3.28: a) propagation of overvoltage in live conductor and overvoltage induced in adjacent conductors; b) frequency structure for overvoltages in live conductors, c) frequency structure for overvoltages in adjacent conductors; 1 – generated impulse, 2 – impulse reflected at the end of the line, 3 – impulses induced in the adjacent conductors 4 – impulses reflected at the end of the adjacent conductors.



Rys. 4.4. Obrazy przepięć generowanych przez impuls udarowy dla przypadku przedstawionego na rys. 3.28: a) propagacja przepięcia w żyłce zasilanej i przepięcia indukowanego w żyłkach sąsiednich, b) spektrogram przepięcia w żyłce zasilanej, c) spektrogram przepięcia w żyłkach sąsiednich; 1 – impuls udarowy, 2 – impuls odbity od końca linii, 3 – impuls wyindukowany w żyłce sąsiedniej, 4 – impuls odbity od końca linii w żyłce sąsiedniej

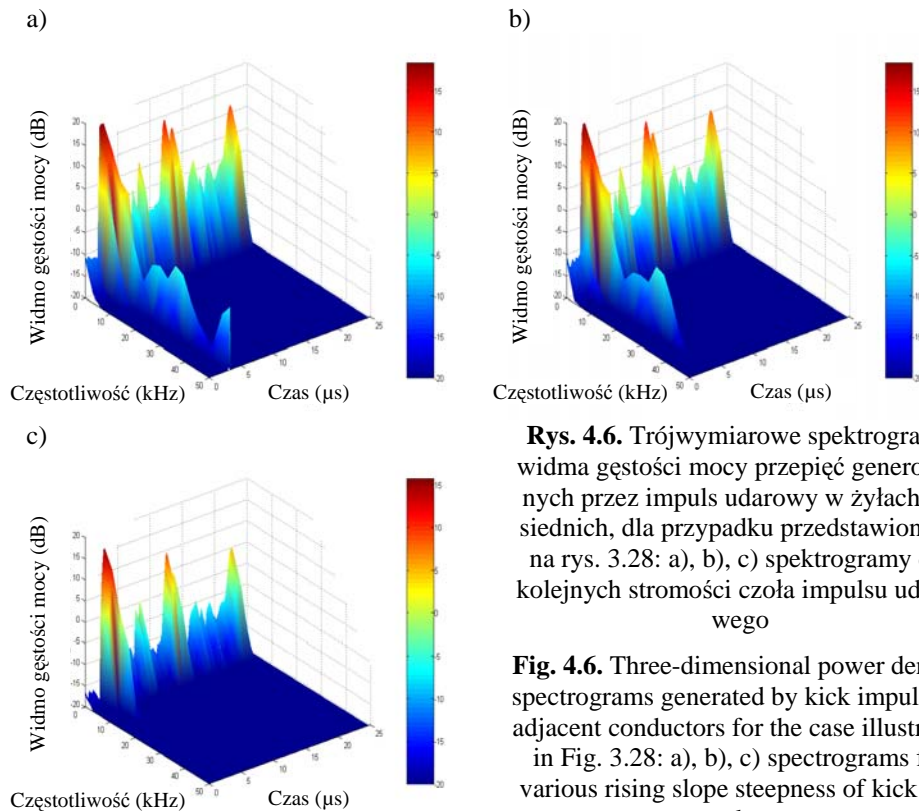
Fig. 4.4. Spectrograms of overvoltages generated by kick impulse for the case illustrated in Fig. 3.28: a) propagation of overvoltage in live conductor and overvoltage induced in adjacent connectors; b) frequency structure for overvoltages in live conductors, c) frequency structure for overvoltages in adjacent conductors; 1 – generated impulse, 2 – impulse reflected at the end of the line, 3 – impulses induced in the adjacent conductors 4 – impulses reflected at the end of the adjacent conductors.



Rys. 4.5. Trójwymiarowe spektrogramy widma gęstości mocy prądów generowanych przez impuls uderowy w żyłę zasilaną, dla przypadku przedstawionego na rys. 3.28: a), b), c) spektrogramy dla kolejnych stromości czoła impulsu uderowego

Fig. 4.5. Three-dimensional power density spectrograms generated by kick impulse in live conductor for the case illustrated in Fig. 3.28: a), b), c) spectrograms for various rising slope steepness of kick impulse.

Ponadto zmniejszenie stromości czoła powoduje – w przypadku prądów przemieszczających się w żyłach sąsiednich kabla – zmniejszenie przedziału częstotliwości do ok. 4 kHz i skrócenie czasu trwania pojedynczej struktury częstotliwościowej z 0,9 μs do 0,45 μs . Dla prądów przemieszczających się w żyłę zasilaną wyraźnej zmiany ulega jedynie czas trwania pojedynczej struktury częstotliwościowej (zmniejszenie z 4,3 μs do 3,5 μs). Czas trwania struktur częstotliwościowych o największej gęstości mocy dla rozpatrywanych stromości mieści się w przedziale od 0,7 μs do 0,2 μs – dla prądów przemieszczających się w żyłę zasilaną impulsem uderowym i w przedziale od 0,25 μs do 0,09 μs – dla prądów indukowanych w żyłach sąsiednich. Poza czasem trwania pojedynczych struktur częstotliwościowych, we wszystkich żyłach kabla następuje ograniczenie pasma do poziomu niskoczęstotliwościowych szumów.



Rys. 4.6. Trójwymiarowe spektrogramy widma gęstości mocy przepięć generowanych przez impuls udarowy w żyłach sąsiednich, dla przypadku przedstawionego na rys. 3.28: a), b), c) spektrogramy dla kolejnych stromości czoła impulsu udarowego

Fig. 4.6. Three-dimensional power density spectrograms generated by kick impulse in adjacent conductors for the case illustrated in Fig. 3.28: a), b), c) spectrograms for various rising slope steepness of kick impulse.

Spektrogramy przedstawione na rys. Z-2.1–3 zostały wyznaczone dla przepięcia wywołanego impulsem udarowym o różnych czasach trwania pojedynczego impulsu (różne szerokości impulsu), wynoszących odpowiednio: 0,4 μ s, 0,8 μ s, 1 μ s i 1,5 μ s. Analizowanym elementem sieci była linia kablowa SN o długości 350 m, wykonana jako wiązka trzech kabli jednożyłowych o izolacji polietylenowej (XLPE).

Dla rozpatrywanego kabla obszary na spektrogramach charakteryzują się zbliżonymi przedziałami pasm częstotliwościowych: od 0 do 20 kHz (dla żyły zasilanej) i do 10 kHz dla żył sąsiednich. Zmiana czasu trwania impulsu udarowego powoduje utratę ciągłości obrazu spektrograficznego przepięcia indukowanego w sąsiednich żyłach kabla. Uzyskane w ten sposób struktury częstotliwościowe są parą następujących po sobie impulsów o zbliżonej szerokości i gęstości mocy (rys. Z-2.3). W przedziale czasu między strukturami częstotliwościowymi amplituda gęstości mocy maleje do zera. Spektrogramy impulsu udarowego i przepięcia przemieszczającego się w żyłę zasilanej mają podobne struktury czasowo-częstotliwościowe w analizowanym przedziale częstotliwości.

Spektrogramy przedstawione na rys. Z-2.5–6 zostały wyznaczone dla warunków bezzakłóceń (rys. Z-2.5a, rys. Z-2.6a i c) i dla przepięć generowanych w żyłach kabla wskutek jednofazowego zwarcia łukowego (rys. Z-2.5b i c, rys. Z-2.6b i d). Dla warunków normalnych pracy linii kablowej struktury czasowo-częstotliwościowe są jednorodne, odpowiadające niezniekształconym przebiegom sinusoidalnym napięć zasilającego i indukowanego w żyłach sąsiednich. Obszar dominujących częstotliwości w widmie zawiera się w przedziale 0–5 kHz.

W chwili zainicjowania zwarcia łukowego na spektrogramach pojawiają się pojedyncze struktury częstotliwościowe o czasie trwania od 0,5 ms do 1,5 ms i częstotliwościach zawartych w przedziałach 0–7 kHz dla napięcia i 0–25 kHz dla prądu zwarcia. Amplituda gęstości mocy obliczona dla napięcia występującego w chwili zwarcia zmniejszyła się o ok. 25% w porównaniu z wartością określoną dla stanu bezawaryjnego. W czasie trwania zwarcia łukowego struktury czasowo-częstotliwościowe, istotne ze względów energetycznych, występują głównie w paśmie częstotliwości 140 Hz – 300 Hz. Można wtedy także zaobserwować pojedyncze, bardzo wąskie struktury częstotliwościowe (impulsy szpilkowe), które występują w przebiegu czasowym napięcia i prądu. Struktury te charakteryzują się krótkim czasem inicjacji (od 0,2 ms do 0,8 ms), a maksymalna gęstość mocy występuje przy częstotliwości ok. 2,5 kHz dla charakterystyki napięciowej i ok. 25 kHz dla charakterystyki prądowej. Pojawienie się pojedynczych struktur jest następstwem cyklu zapalania się i gaśnięcia łuku, przy czym zapłon łuku następuje w chwili, gdy napięcie częstotliwości podstawowej osiąga maksimum, natomiast gaszenie łuku występuje przy przejściu prądu przez zero. Z doświadczeń praktycznych wynika, że powtórne zapłony i kolejne gaśnięcia łuku przebiegają bardzo niesystematycznie, co korzystnie wpływa na obniżenie poziomu przepięć [1, 11, 12, 14].

Na kolejnych spektrogramach przedstawiono wyniki obliczeń dla przepięć łączeniowych generowanych podczas nagłego odciążenia generatora w Małej Elektrowni Wodnej (MEW) Turawa (rysunki 4.7–4.9) i załączenia generatora w MEW Nysa (rysunki 4.10–4.12). Przebiegi czasowe trójfazowe tych zdarzeń przedstawiają odpowiednio rys. 3.13 i rys. 3.15, zamieszczone w podrozdz. 3.1.1. Oba zdarzenia spowodowały wystąpienie przepięć, które w dużej mierze są uzależnione od zdolności załączania i wyłączania prądów przez łączniki [6, 14].

Obrazy przepięcia powstałego podczas nagłego odciążenia generatora, wyznaczone w dziedzinie czasowo-częstotliwościowej, charakteryzują się zbliżonym charakterem struktur w zakresie częstotliwości 0–3,2 kHz. W czasie od 0 ms do 850 ms występują struktury w różnych pasmach częstotliwości, które można podzielić na trzy podstawowe zakresy. Pierwszy z nich dotyczy niskich częstotliwości zawartych w przedziale 0–70 Hz, zakres drugi obejmuje częstotliwości od 70 Hz do 1,1 kHz, a trzeci powyżej 1,1 kHz. Na podstawie obrazów czasowo-częstotliwościowych przedstawionych na rysunkach 4.7–4.9 można

stwierdzić, że obszary o największej gęstości mocy występują w pierwszym zakresie częstotliwości. W tym przypadku przyjęte kryterium wskazuje na poziom pierwszy.

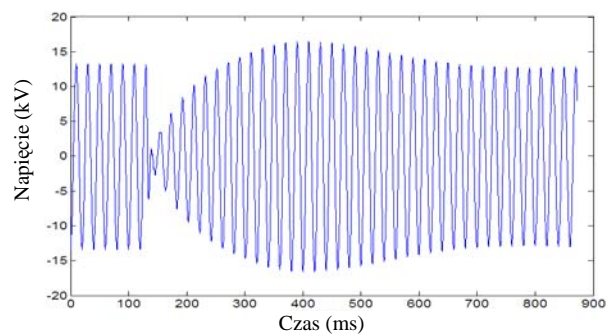
Otrzymane spektrogramy w sposób jednoznaczny określają czas, w którym nastąpiło gwałtowne odciążenie generatora. Ponadto, widma częstotliwości obliczone dla poszczególnych napięć fazowych wskazują fazę, w której przepięcie uzyskało wartość maksymalną (wzrost napięcia w fazie L2 o ponad 45%) i fazę, w której wartość napięcia – po zaistniałym zdarzeniu – wzrasta od zero kV do U_n (dotyczy fazy L1). W czasie do 850 ms na spektrogramach można również zaobserwować okresowo występujące struktury koherentne^{*)}. Czas trwania pojedynczej struktury wynosi ok. 10 ms. Obraz struktur koherentnych potwierdza charakter zmian czasowo-częstotliwościowych powstałego przepięcia i pozwala określić amplitudy poszczególnych składowych. Otrzymane spektrogramy wskazują na duży udział niskich częstotliwości (od 0 do 70 Hz), które jednocześnie charakteryzują się największą amplitudą. Jednak nie mają one bezpośredniego powiązania z przepięciem. Związek z przepięciem wykazują natomiast struktury występujące w drugim i trzecim paśmie częstotliwości, tj. od 1 kHz do 3,2 kHz. Jednak ich amplituda jest co najmniej o połowę niższa.

Spektrogramy przedstawione na rysunkach 4.10–4.12 zostały obliczone dla przepięć generowanych w chwili załączenia do sieci generatora elektrowni wodnej Nysa. Otrzymane obrazy spektrograficzne przedstawiają struktury czasowo-częstotliwościowe i amplitudy gęstości mocy dla wszystkich faz.

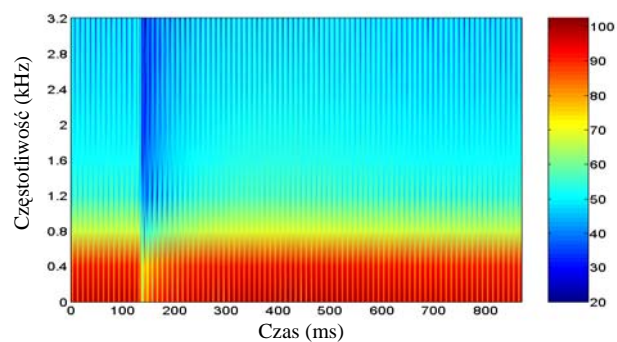
Spektrogramy pokazują rozkład struktur czasowo-częstotliwościowych zaburzonego krótkotrwałym przepięciem o czasie trwania ok. 20 μ s, które wystąpiło w chwili załączenia generatora do sieci. Częstotliwości występujących wówczas struktur nie przekroczyły wartości 1 kHz. Widmo gęstości mocy o maksymalnej wartości amplitudy zawiera się w paśmie częstotliwości od 40 do 80 Hz.

^{*)} Struktury skorelowane w dziedzinie częstotliwości, zdolne do dawania trwałych efektów interferencyjnych.

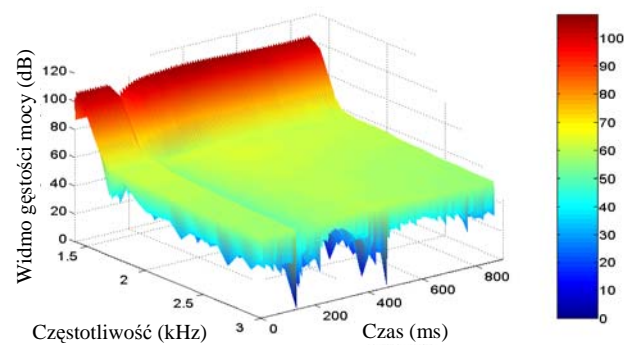
a)



b)



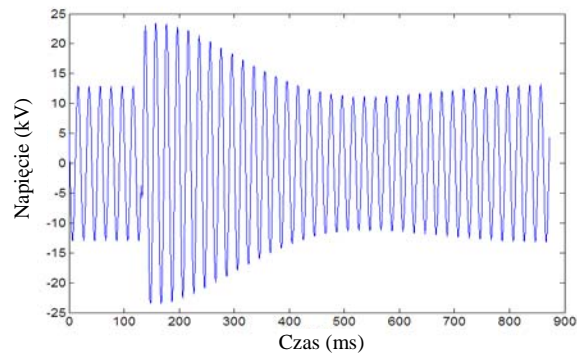
c)



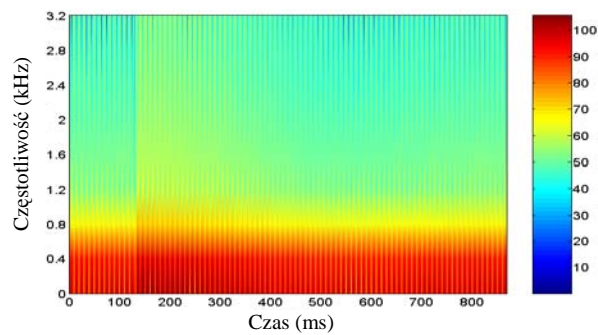
Rys. 4.7. Obrazy przebiegów generowanych w chwili odciążenia generatora MEW Turawa (przypadek przedstawiony na rys. 3.13): a) przebieg czasowy napięcia w fazie L1, b) spektrogramy czasowo-częstotliwościowe napięć, c) trójwymiarowe spektrogramy napięć

Fig. 4.7. Overvoltage spectrograms generated for the instance of emergency generator shut-off at MEW Nysa for the case illustrated in Fig. 3.13: a) voltage curve for phases L1; b) time-frequency spectrograms; c) three dimensional power density spectrograms.

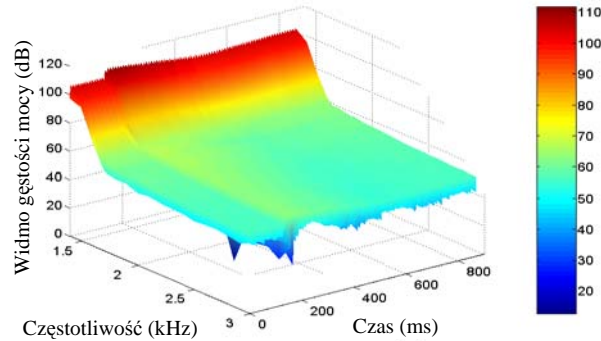
a)



b)



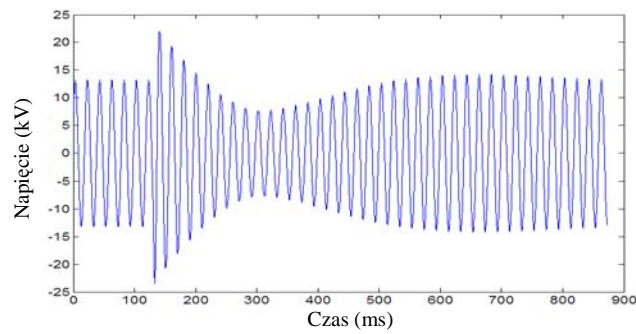
c)



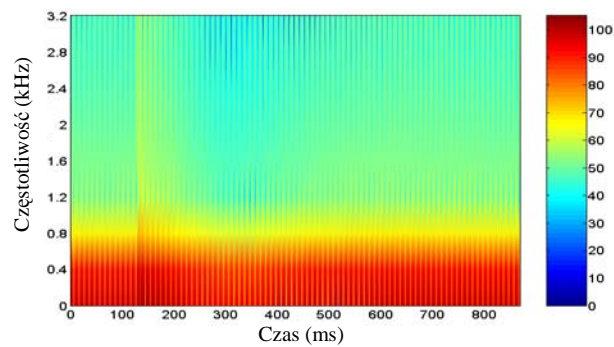
Rys. 4.8. Obrazy przebiegów generowanych w chwili odciążenia generatora MEW Turawa (przypadek przedstawiony na rys. 3.13): a) przebieg czasowy napięcia w fazach L2, b) spektrogramy czasowo-częstotliwościowe przebiegów, c) trójwymiarowe spektrogramy przebiegów

Fig. 4.8. Overvoltage spectrograms generated for the instance of emergency generator shut-off at MEW Nysa for the case illustrated in Fig. 3.13: a) voltage curve for phases L2; b) time-frequency spectrograms; c) three dimensional power density spectrograms.

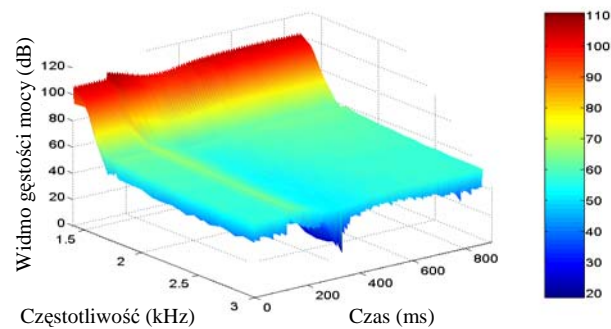
a)



b)



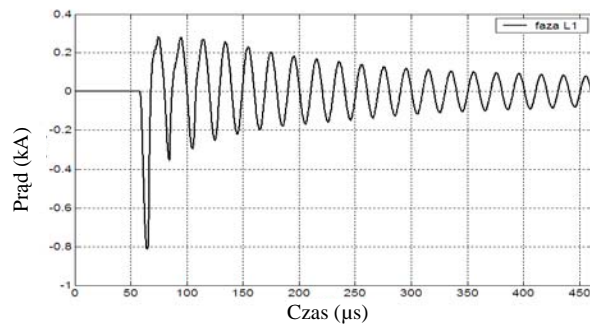
c)



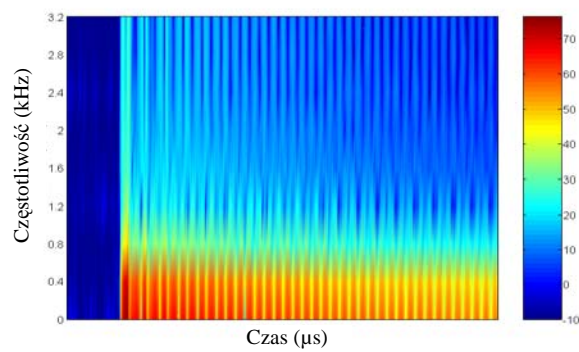
Rys. 4.9. Obrazy przebiegów generowanych w chwili odciążenia generatora MEW Turawa (przypadek przedstawiony na rys. 3.13): a) przebieg czasowy napięcia w fazach L3, b) spektrogramy czasowo-częstotliwościowe przebiegów, c) trójwymiarowe spektrogramy przebiegów

Fig. 4.9. Overvoltage spectrograms generated for the instance of emergency generator shut-off at MEW Nysa for the case illustrated in Fig. 3.13: a) voltage curve for phases L3; b) time-frequency spectrograms; c) three dimensional power density spectrograms.

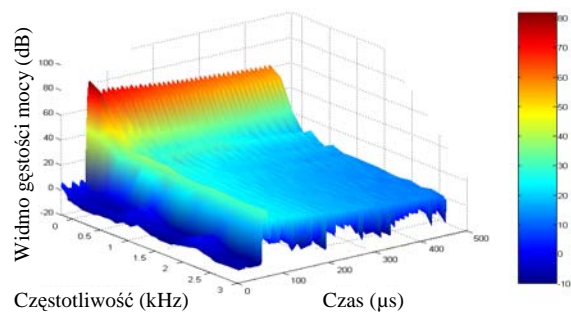
a)



b)



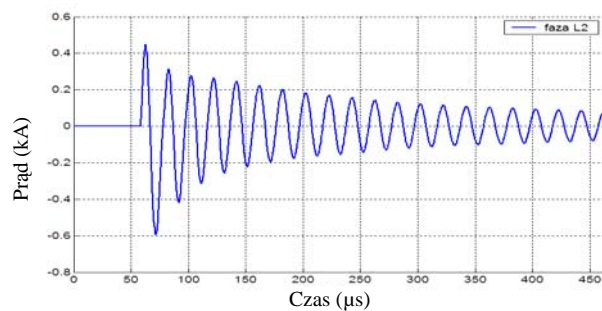
c)



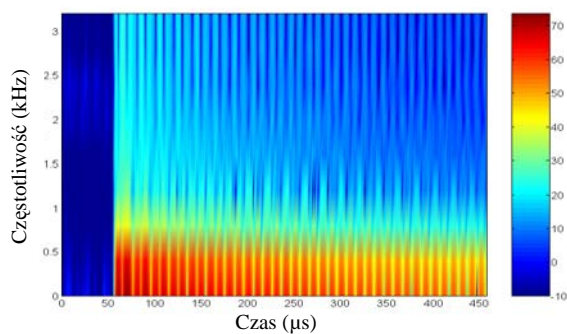
Rys. 4.10. Obrazy przebiegów generowanych w chwili przyłączenia generatora MEW Nysa do sieci SN (przypadek przedstawiony na rys. 3.15): a) przebieg czasowy prądu w fazach L1, b) spektrogramy czasowo-częstotliwościowe przebiegów, c) trójwymiarowe spektrogramy przebiegów

Fig. 4.10. Spectrograms of overvoltages generated at the instance of kick-start of generator at MEW Nysa for the case illustrated in Fig. 3.15: a) current curve for phases L1; b) time-frequency spectrograms; c) three dimensional power density spectrograms.

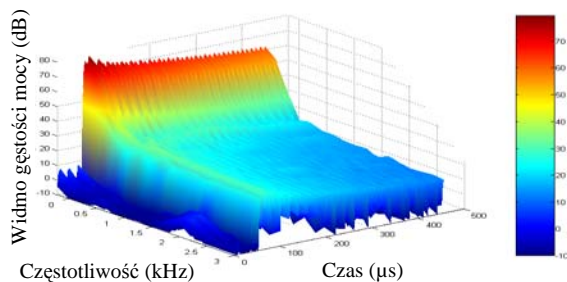
a)



b)



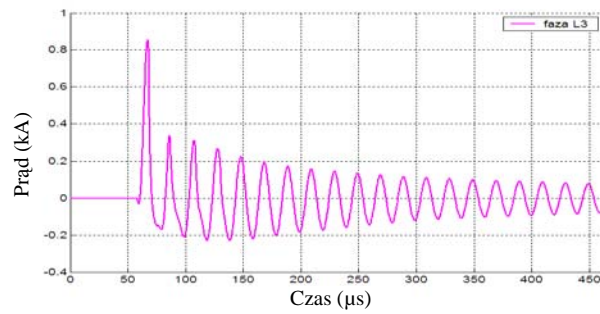
c)



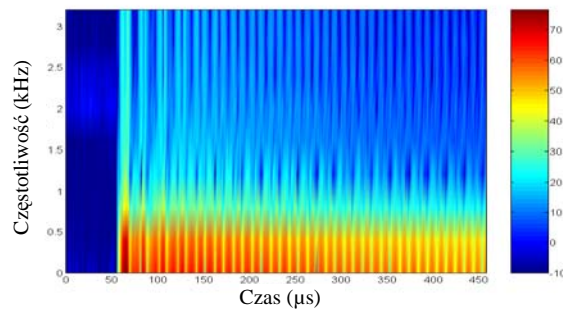
Rys. 4.11. Obrazy przebieg generowanych w chwili przyłączenia generatora MEW Nysa do sieci SN (przypadek przedstawiony na rys. 3.15): a) przebieg czasowy prądu w fazach L2, b) spektrogramy czasowo-częstotliwościowe przebieg, c) trójwymiarowe spektrogramy przebieg

Fig. 4.11. Spectrograms of overvoltages generated at the instance of kick-start of generator at MEW Nysa for the case illustrated in Fig. 3.15: a) current curve for phases L2; b) time-frequency spectrograms; c) three dimensional power density spectrograms.

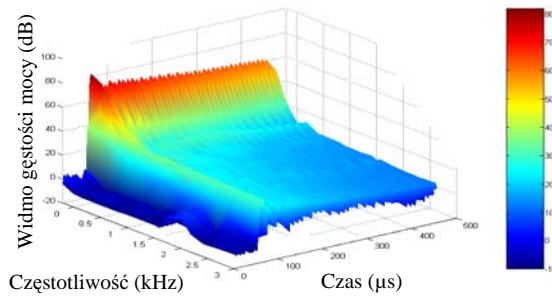
a)



b)



c)



Rys. 4.12. Obrazy przebiegów generowanych w chwili przyłączenia generatora MEW Nysa do sieci SN (przypadek przedstawiony na rys. 3.15): a) przebieg czasowy prądu w fazach L3, b) spektrogramy czasowo-częstotliwościowe przebiegów, c) trójwymiarowe spektrogramy przebiegów

Fig. 4.12. Spectrograms of overvoltages generated at the instance of kick-start of generator at MEW Nysa for the case illustrated in Fig. 3.15:

- a) current curve for phases L3;
- b) time-frequency spectrograms;
- c) three dimensional power density spectrograms.

4.3. Analiza wyników uzyskanych z zastosowaniem ciągłej transformaty falkowej

Jedną z metod, jakie można wykorzystać do analizy czasowo-częstotliwościowej zarejestrowanych przebiegów przepięć jest przekształcenie falkowe. Najbardziej charakterystyczną cechą transformaty falkowej jest to, że indywidualne funkcje falkowe są zlokalizowane w czasie i jednocześnie dobrze opisują badany sygnał w dziedzinie częstotliwości. Pozwala to na zwiększenie rozdzielczości czasowo-częstotliwościowej. Ponadto, w odróżnieniu od *STFT*, przekształcenie falkowe nie ma pojedynczego, unikalnego zbioru falkowych funkcji bazowych. Do dekompozycji badanego sygnału wykorzystuje się nieograniczony ciąg funkcji bazowych, tzw. falek [3]. Stąd wyniki analizy falkowej mogą przyczynić się do poszerzenia i uzupełnienia wiedzy o obliczonych strukturach czasowo-częstotliwościowych.

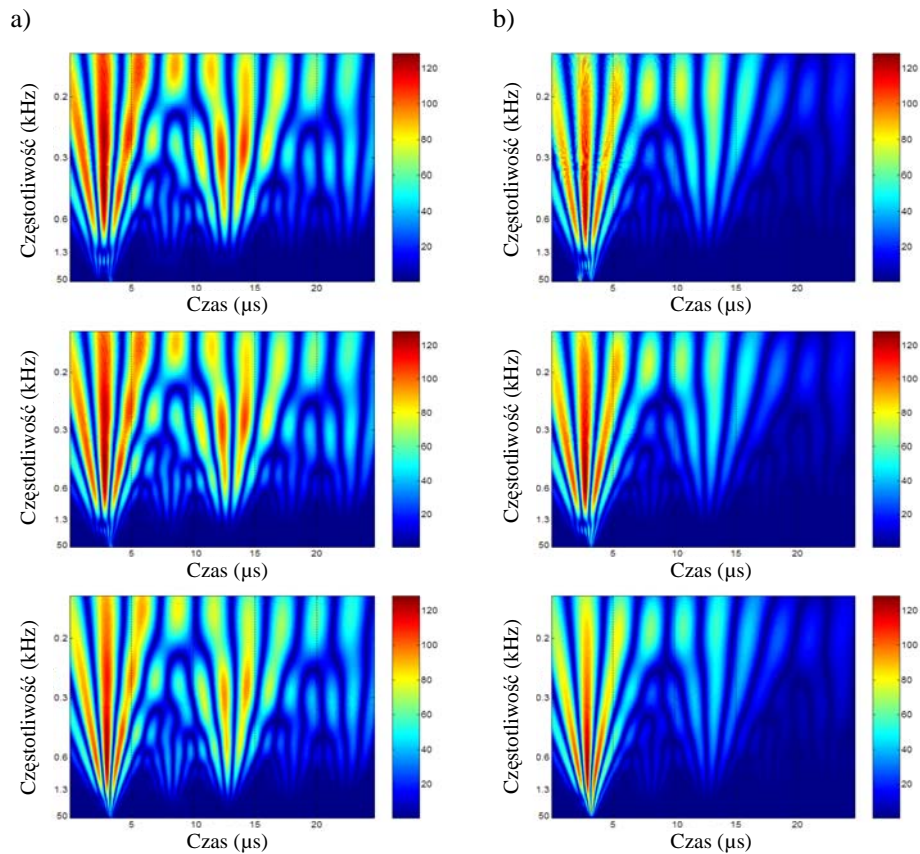
W niniejszym podrozdziale przedstawiono wyniki analizy falkowej przeprowadzonej z wykorzystaniem *CWT* dla zakłóceń przepięciowych wywołanych impulsem udarowym o różnych stromościach przedniego zbocza (rys. 3.28) i generowanych podczas czynności łączeniowych wykonywanych w MEW w Turawie i w Nysie. Rezultaty, jakie uzyskano dla pozostałych przypadków opisanych w podrozdz. 4.2, zostały zaprezentowane na rys. Z-2.4 i Z-2.7. Skalogramy dla przepięć zostały wyznaczone z zastosowaniem jako funkcji bazowej falki Morleta, opisanej wzorami (4.11a) i (4.11b); przebieg czasowy tej funkcji przedstawiono na rys. 4.1.

Skalogramy przedstawione na rys. 4.13 ilustrują struktury częstotliwościowe w zakresie do ok. 10 kHz, które są powiązane z impulsem udarowym, przepięciem przemieszczającym się w żyłę zasilanej i przepięciem indukowanym w żyłę sąsiedniej. W chwili generacji przepięcia, na skalogramach (rys. 4.13a) widoczne są trzy pojedyncze składowe koherentne w przedziale częstotliwości 0–1,5 kHz, odpowiadające impulsowi udarowemu i cztery składowe koherentne w przedziale częstotliwości 0–1 kHz odpowiadające przepięciu, które przemieszcza się w żyłę zasilanej badanego kabla.

W otoczeniu składowych koherentnych można również zaobserwować pojedyncze, rozmyte struktury częstotliwościowe o maksymalnej wartości, co najmniej trzykrotnie mniejszej od wartości amplitud. Struktury te występują w paśmie częstotliwości 0–300 Hz. Mimo ich obecności, nie odgrywają one istotnej roli w uzyskiwanych rezultatach. Mogą jednak stanowić dodatkową informację o istniejących punktach węzłowych w badanej linii kablowej (np. miejsce połączenia dwóch odcinków kabla za pomocą mufy).

Ponadto, analizując otrzymane skalogramy w zakresie częstotliwości od 600 Hz do 1,5 kHz zaobserwowano, że zmniejszenie stromości czoła impulsu udarowego o 10 % powoduje skrócenie czasu trwania struktur z 1,5 μ s do 0,8 μ s, przy czym czas trwania przerwy między kolejnymi strukturami koherentnymi, który w tym przypadku wynosi ok. 0,5 μ s, nie ulega zmianie. Zatem zmiana

stromości przedniego czoła impulsu udarowego powoduje niekorzystne zagęszczenie, istotnych pod względem energetycznym, struktur w rozpatrywanym przedziale częstotliwości. Oznacza to także wzrost zagrożenia układów izolacyjnych spowodowanego przebiegami.



Rys. 4.13. Skalogramy CWT impulsu udarowego dla przypadku przedstawionego na rys. 3.28: a) przebiegi w żyłce zasilanej, b) przebiegi w żyłkach sąsiednich

Fig. 4.13. CWT spectrograms by kick impulse for the case illustrated in Fig. 3.28: a) overvoltages in live conductors, b) overvoltages in adjacent conductors.

Skalogramy przedstawione na rys. Z-2.4, które wyznaczono dla impulsów udarowych o różnych czasach trwania pojedynczego impulsu, wskazują na występowanie struktur częstotliwościowych w zakresie częstotliwości 0–20 kHz. W zależności od szerokości impulsu udarowego t_w , uzyskano następujące przedziały częstotliwości, w których występują pojedyncze struktury koherentne: (0–2) kHz dla $t_w = 400$ ns, (0–900) Hz dla $t_w = 800$ ns, (0–750) Hz dla $t_w = 1$ μ s, (0–550) Hz dla $t_w = 1,5$ μ s.

W przypadku przepięć indukowanych skalogramy wskazują na generowanie składowych koherentnych w dwóch pasmach częstotliwości. Dla $t_w = 1,5 \mu\text{s}$ występują struktury falkowe w przedziale wysokich częstotliwości – od 0,9 Hz do 100 kHz oraz dla niskich częstotliwości w przedziale 0–0,6 kHz. Należy zauważyć, że w tym przypadku zwiększenie szerokości impulsu udarowego powoduje wzrost amplitudy struktur falkowych w zakresie wysokich częstotliwości.

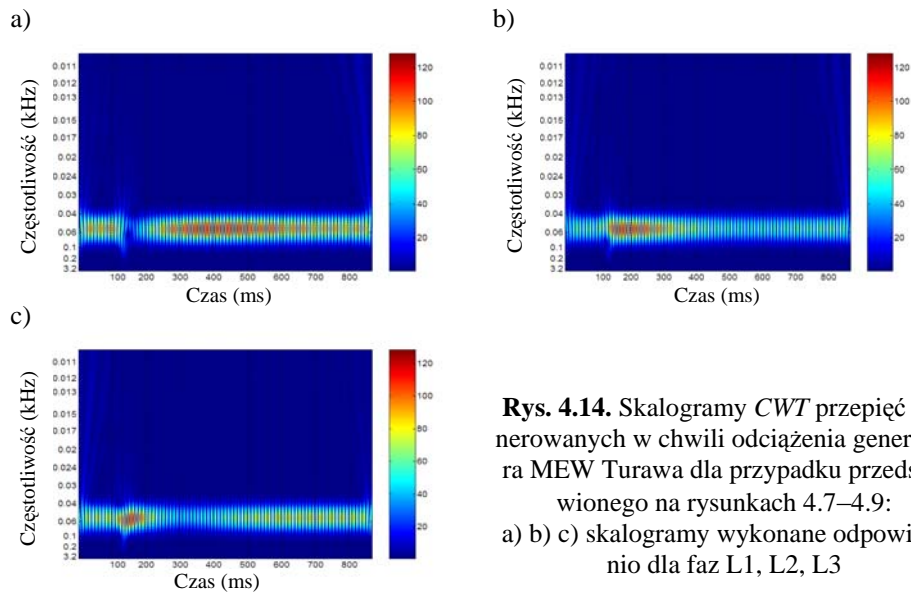
Na skalogramach przedstawionych na rys. Z-2.7, które wyznaczono dla przepięć generowanych wskutek jednofazowego zwarcia łukowego, w strukturach czasowo-częstotliwościowych przed wystąpieniem zwarcia (rys. Z-2.7a) można zauważyć cechy okresowości. Struktury te występują w paśmie do ok. 5 kHz, przy czym największą wartość amplitudy osiągają przy częstotliwości 50 Hz. Jedynie dla struktur położonych w przedziałach czasu (5-15) μs i (40-50) μs generowane są w całym analizowanym przedziale częstotliwości, do 120 kHz. W tych przedziałach czasu można również zauważyć wyraźną koncentrację struktur koherentnych.

W chwili wystąpienia zwarcia na wyznaczonych skalogramach wzrasta koncentracja struktur częstotliwościowych w przedziale czasu od 5 μs do 10 μs , a pasmo częstotliwości, w którym struktury koherentne osiągają największą wartość, przesuwa się w kierunku wyższych częstotliwości, osiągając przedział od 180 Hz do 800 Hz. W przypadku przepięć indukowanych zaobserwowano podobne zachowanie się struktur częstotliwościowych (rys. Z-2.7b).

Skalogramy przedstawione na rys. 4.14 i rys. 4.15 określają zmiany struktur częstotliwościowych przepięć generowanych podczas czynności łączeniowych w MEW. Na rys. 4.14 zilustrowano skalogramy, na których występują struktury koherentne w paśmie częstotliwości od 40 Hz do 70 Hz. Położenie i liczba zarejestrowanych struktur częstotliwościowych, istotnych pod względem energetycznym, umożliwiła określenie charakteru zjawiska wywołanego gwałtownym odciążeniem generatora. Na spektrogramach występują także przedziały w dziedzinie czasu i częstotliwości, w których zmienia się amplituda napięcia (np. w przedziale od 120 ms do 400 ms amplituda napięcia zmienia się od 0 do 17 kV (rys. 4.14a).

Obrazy struktur czasowo-częstotliwościowych przedstawione na spektrogramach na rys. 4.15 zawierają charakterystyczne składowe koherentne o częstotliwościach w zakresie od 40 Hz do 80 Hz, przy czym struktury o istotnej wartości mocy występują w czasie nie przekraczającym 120 μs , licząc od chwili załączenia generatora do sieci.

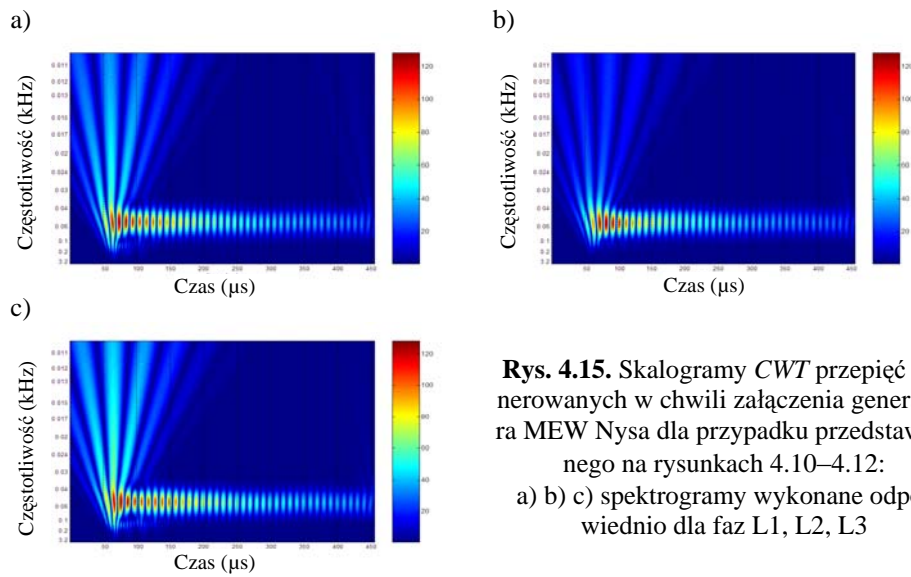
Z otrzymanych spektrogramów również wynika, że czas trwania struktur o stosunkowo dużej wartości mocy jest różny dla poszczególnych faz, co zależy przede wszystkim od kąta położenia wektora napięcia, przy którym powstaje zwarcie. Bardzo prawdopodobną, dodatkową przyczyną tej prawidłowości mogą być odskoki sprężyste styków łącznika, które występują przy zderzeniu (przy znacznej prędkości) styku ruchomego ze stykiem nieruchomym. Jednak zagadnienie to wymaga przeprowadzenia odrębnych badań i analizy otrzymanych wyników.



Rys. 4.14. Skalogramy CWT napięć generowanych w chwili odciążenia generatora MEW Turawa dla przypadku przedstawionego na rysunkach 4.7–4.9:

a) b) c) skalogramy wykonane odpowiednio dla faz L1, L2, L3

Fig. 4.14. CWT scalograms overvoltages generated at the instance of emergency generator shut-off at MEW Turawa for the case illustrated in Fig. 4.7–4.9: a) b) c) scalograms for the respective L1, L2, L3 phases.



Rys. 4.15. Skalogramy CWT napięć generowanych w chwili załączenia generatora MEW Nysa dla przypadku przedstawionego na rysunkach 4.10–4.12:

a) b) c) spektrogramy wykonane odpowiednio dla faz L1, L2, L3

Fig. 4.15. CWT scalograms overvoltages generated at the instance of MEW Nysa generator kick-start for the case illustrated in Fig. 4.10–4.12: a) b) c) scalograms for the respective L1, L2, L3 phases.

Na skalogramach wyraźnie widoczne są również struktury dla przebiegów generowanych w chwili załączenia generatora do sieci. Przedział częstotliwości dla tych struktur nie przekracza 1,5 kHz.

4.4. Omówienie uzyskanych wyników analizy

Do analizy przebiegów występujących w sieciach elektroenergetycznych SN i WN powstających wskutek wyłączeń atmosferycznych lub przebiegów sieciowych postanowiono zastosować przekształcenie STFT lub/i analizę falkową. Analizując otrzymane spektrogramy (dwu- i trójwymiarowe) oraz skalogramy, stwierdzono, że charakterystyczne struktury czasowo-częstotliwościowe rozpatrywanych rodzajów przebiegów są znacząco zróżnicowane. Kształt obrazów w dziedzinie czasowo-częstotliwościowej był uzależniony między innymi od kształtu impulsu udarowego. Uzyskane spektrogramy i skalogramy umożliwiły wizualizację zmian zachodzących w krótkich okresach czasu i pozwoliły na uzyskanie informacji o zmianach struktur częstotliwościowych w poszczególnych etapach kształtowania się przebiegu.

Na podstawie trójwymiarowych spektrogramów można określić charakterystyczne widmo gęstości mocy dla poszczególnych rodzajów przebiegów, które jest przenoszone przez poszczególne struktury czasowo-częstotliwościowe. Stwierdzono, że struktury częstotliwościowe istotne z energetycznego punktu widzenia występują w paśmie częstotliwości średnich (1,5–15) kHz. Wyznaczone dla nich rozkłady czasowo-częstotliwościowe wskazują również na występowanie – w zakresie częstotliwości (1,5–5) kHz – pojedynczych, bardzo wąskich ($0,09 \mu\text{s}$ – $0,7 \mu\text{s}$) struktur koherentnych, charakteryzujących się maksymalną gęstością mocy.

Stwierdzono również zróżnicowanie czasu trwania struktur koherentnych dla poszczególnych rodzajów badanych przebiegów: najkrótszy dla przebiegów bezpośrednich ($0,09 \mu\text{s}$), najdłuższy dla przebiegów sieciowych (2 ms). W przypadku przebiegów sieciowych maksymalna gęstość mocy struktur czasowo-częstotliwościowych występuje przede wszystkim w paśmie częstotliwości 140–300 Hz.

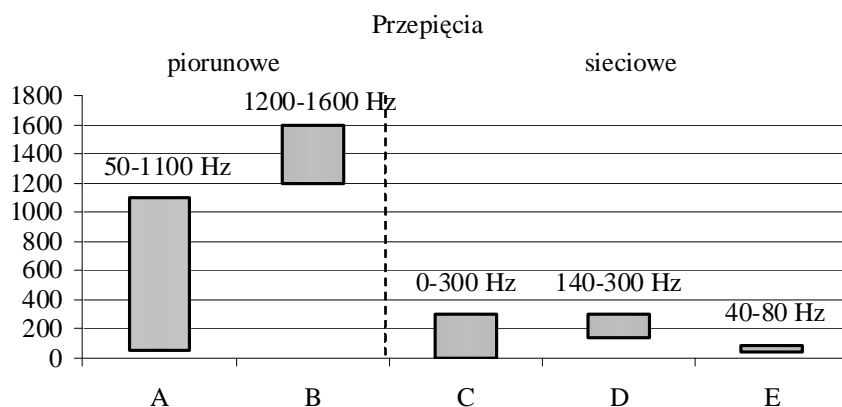
W celu porównania uzyskanych wyników, dla analizowanych przypadków sporządzono zestawienie zbiorcze w tablicy 4.1. Wyniki, jakie uzyskano stosując do identyfikacji przebiegów przekształcenie STFT i analizę falkową z wykorzystaniem CWT, pozwalają na ich rozpoznawanie poprzez struktury częstotliwościowe oraz różny czas trwania struktur koherentnych dla poszczególnych przebiegów (rys. 4.16).

Tablica 4.1.
Zestawienie porównawcze uzyskanych wyników analizy czasowo-częstotliwościowej dla wybranych przepięć

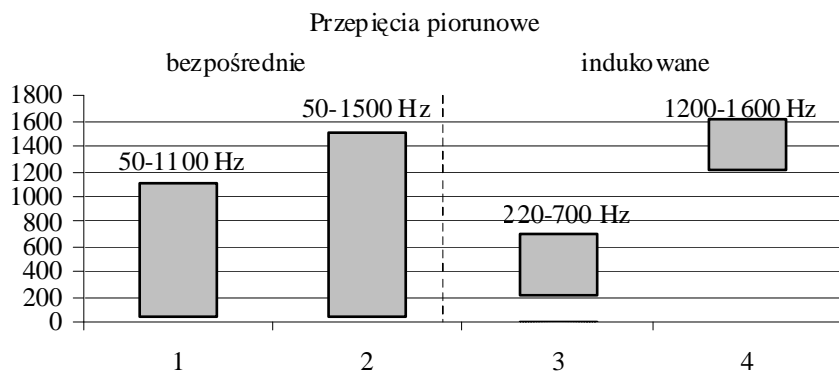
Lp.	Rodzaj przepięcia	Badany obiekt	Miejsce pomiaru	Zakres częstotliwości, w kHz	Liczba struktur koherentnych, w szt.	Czas trwania struktur, w μs	Czas pomiędzy strukturami, w μs	Przedział częstotliwości, w którym występują struktury o największej wartości gęstości mocy, w Hz
1.	Piorunowe	Kabel o izolacji papierowej (nieekranowany)	Żyła zasilana	0-8	4	0,8-1,5	0,5-1	50-1100
			Żyły sąsiednie	0-8	4	0,6-1	0,5-1	220-700
		Kabel o izolacji z polietylenu (ekranowany)	Żyła zasilana	0-15	4	0,5-1	0,5-1	50-1500
			Żyły sąsiednie	0-15	4	0,09-0,8	0,5-1	1200-1600
2.	Sieciowe zwarciove	Model linii kablowej	Żyła zasilana	0-2,5	3	1-2000	0,5-1000	0-300
			Żyły sąsiednie	0-2,5	3	1-2000	0,5-1000	140-300
	Sieciowe łączeniowe	MEW	Punkt połączenia generatora z siecią elektroenergetyczną	0-2,8	12, 9, 14 ¹⁾	10	5	40-80

¹⁾ Liczba struktur w poszczególnych fazach (odpowiednio fazy L1, L2, L3).

a)



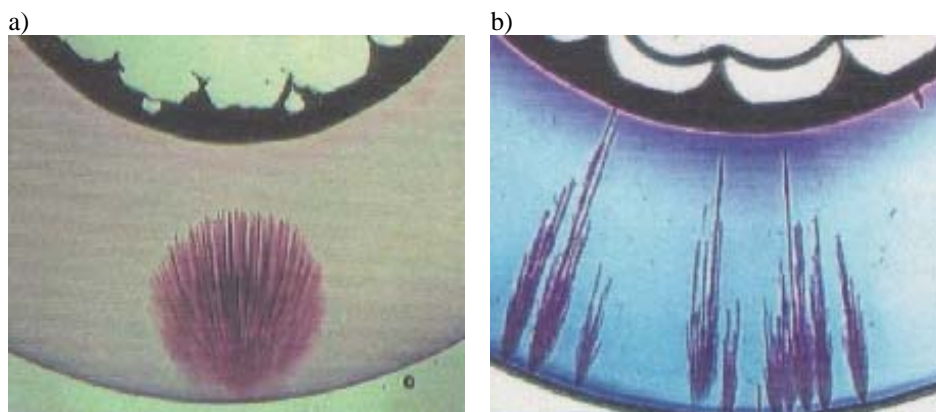
b)



Rys. 4.16. Prezentacja pasm częstotliwości dla struktur częstotliwościowych uzyskanych na spektrogramach i skalogramach różnych zakłóceń przepięciowych: a) przepięcia piorunowe i sieciowe, b) przepięcia piorunowe bezpośrednie i indukowane; A, C – pomiar w żyłce zasilanej, B, D – pomiar w żyłkach sąsiednich (przepięcia indukowane), E – pomiar w żyłce zasilanej (przepięcia łączeniowe); 1, 2 – pomiar w żyłce zasilanej (odpowiednio dla kabla nieekranowanego i ekranowanego), 3, 4 – pomiar w żyłkach sąsiednich (odpowiednio dla kabla nieekranowanego i ekranowanego)

Fig. 4.16. Representation of frequency band for patterns obtained in the form of spectrograms and scalograms for various overvoltage interference: a) overvoltage from lightning and line, b) direct and induced lightning overvoltages A, C – measurement in live conductor, B, D – measurements in adjacent lines (induced overvoltage), E – measurement in live conductor (switching overvoltages); 1, 2 – measurements in live conductor (for screened and unscreened cable, respectively), 3, 4 – measurements in adjacent conductors (for screened and unscreened cable, respectively).

Wyniki przeprowadzonych analiz odnoszące się do zmian struktur częstotliwościowych w czasie mogą być również zastosowane do oceny stopnia narażenia przepięciowego układów izolacyjnych stosowanych w sieciach elektroenergetycznych SN i WN. Na podstawie charakterystyk częstotliwościowych można wskazać, który etap kształtowania się przepięcia stanowi największe zagrożenie dla układu izolacyjnego. Ma to szczególne znaczenie w ocenie procesu degradacji izolacji żył roboczych kabli, w szczególności jednożyłowych o izolacji polimerowej niesieciowanej (PE). W tym przypadku najczęściej dochodzi do rozwoju procesu drzewienia izolacji (rys. 4.17), którego efektem końcowym jest przebicie izolacji (rys. 4.18). Często przybiera ona charakter uszkodzeń wielokrotnych (lawinowych).



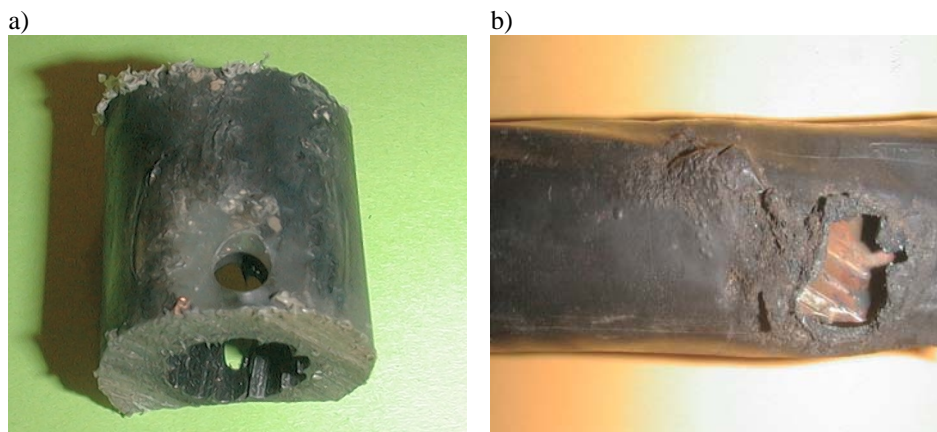
Rys. 4.17. Fragment izolacji żyły roboczej kabla jednożyłowego SN wykonanej z polietylenu niesieciowanego: a) z jednym punktem drzewienia izolacji, b) z wieloma punktami drzewienia izolacji (zdjęcie z archiwum TFK Kraków)

Fig. 4.17. A section of insulation of live conductor in a single conductor MV cable made of non-cross-linked polyethylene; a) containing a single point of insulation fault, b) containing multiple points of insulation fault (Fig. from archive TFK Kraków).

Rozwój tego procesu zależy od wielu czynników. Jednym z nich jest częstotliwość pola elektromagnetycznego, w którym znajduje się izolacja robocza żyły. Przeprowadzone w tym zakresie badania i sformułowane na ich podstawie wnioski, zamieszczone m.in. w publikacjach [62, 63, 64, 118, 119] dowodzą, że wzrost częstotliwości pola elektromagnetycznego towarzyszący przepięciom przyspiesza rozwój procesu drzewienia izolacji w sposób, który przedstawiono na rys. 4.19.

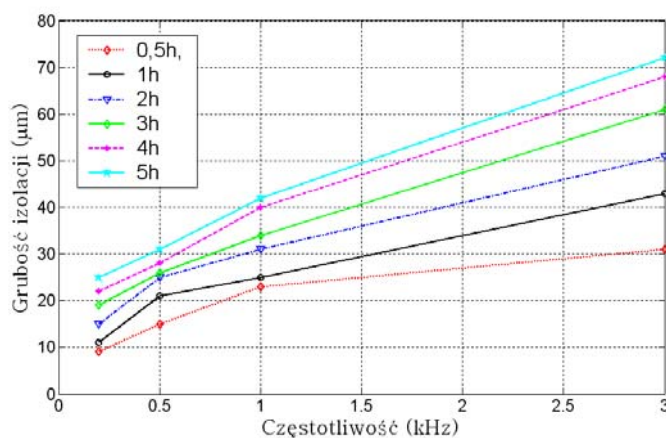
Porównując przedziały częstotliwości otrzymane na podstawie przeprowadzonych analiz w dziedzinie czasowo-częstotliwościowej, w których występują – istotne pod względem energetycznym – struktury koherentne z wykresem przedstawionym na rys. 4.19 można stwierdzić, że przepięcia zawierające takie struktury, a nie powodujące w chwili wystąpienia przebicia izolacji, są jednak poważnym

zagrożeniem izolacji. Będzie ono narastało w tempie zależnym od liczby i rodzaju występujących przepięć, a efektem końcowym będzie przebicie izolacji.



Rys. 4.18. Fragment uszkodzonej izolacji żyły roboczej kabla SN (zdjęcie z archiwum TFK Kraków): a) jednożyłowego o izolacji z polietylenu niesieciowanego, b) trójżyłowego o izolacji papierowej (zdjęcie z archiwum TFK Kraków)

Fig. 4.18. Section of failed insulation on live conductor in medium voltage cable: a) for a single conductor insulation made of non-cross-linked polyethylene, b) three-conductor cable with paper insulation (Fig. from archive TFK Kraków).



Rys. 4.19. Wpływ częstotliwości na rozwój procesu drzewienia w polietylenie niesieciowanym dla różnych czasów trwania badań, przy stałym natężeniu pola elektrycznego ($4,9 \times 10^8$ V/m) [62]

Fig. 4.19. Effect of frequency on the propagation of failure in non-cross-linked polyethylene for various testing durations under constant electric field density ($4,9 \times 10^8$ V/m) [62].

Reasumując, przeprowadzona analiza czasowo-częstotliwościowa przyczyniła się do lepszego rozpoznania przebiegów różnego pochodzenia (przebiegi piorunowe, sieciowe), wykazała możliwość wykorzystania uzyskanych spektrogramów i skalogramów do rozpoznawania i interpretacji ich przebiegów czasowych, a także przyczyniła się do poszerzenia wiedzy o mechanizmach powstawania i rozwoju tych zjawisk.

5. OCENA SKUTKÓW PRZEPIĘĆ W SIECIACH ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA

Materiał statystyczny, uzyskany w trakcie prowadzonych pomiarów w sieciach SN i WN oraz wykonywanych symulacji komputerowych i analiz czasowo-częstotliwościowych przebiegów świadczy o bardzo niekorzystnym wpływie przebiegów na urządzenia i obiekty elektroenergetyczne. Powodując zakłócenia w pracy sieci elektroenergetycznej oraz uszkodzenia izolacji urządzeń i osprzętu, przebiegi i skutki ich oddziaływań stały się przedmiotem analiz i ocen narażenia układów izolacyjnych. Z kolei dane uzyskane z analiz i ocen mają zasadniczy wpływ na dobór odpowiednich środków ochrony przed przebiegami.

5.1. Ocena narażenia przepięciowego i wynikającej stąd niezawodności układów izolacyjnych

Dużym zagrożeniem dla układów izolacyjnych w urządzeniach elektroenergetycznych są przebiegi powstające wskutek bezpośrednich wyładowań piorunowych w urządzeniu lub w jego pobliżu. Krótkotrwałe przekroczenie dopuszczalnej wartości napięcia udarowego spowodować może przeskok lub nawet przebicie izolacji.

Aby podjąć działania zmierzające do skutecznej ochrony przed przebiegami należy wcześniej dokonać oceny stopnia narażenia urządzeń elektroenergetycznych spowodowanego bezpośrednimi uderzeniami piorunów. Stosując probabilistyczne charakterystyki prądu pioruna oraz znając parametry konstrukcyjne i wytrzymałościowe układów izolacyjnych, można oszacować spodziewaną liczbę wyłączeń burzowych linii wysokiego napięcia w ciągu roku. Wyniki tych obliczeń są zazwyczaj zawyżone, ale służą do zgrubnej oceny zagrożenia burzowego izolacji liniowej i skuteczności stosowanej ochrony odgromowej. W tym celu należy posłużyć się zależnością uwzględniającą łącznie prawdopodobieństwo alternatywnego uderzenia pioruna: w słup lub w przewód odgromowy linii, w pobliżu słupa, w środek przęsła przewodu odgromowego, w przewód roboczy (wskutek zawodności osłony). Ma ona następującą postać:

$$N_{\text{wobl}} \cong (4,8 - 8,1) h_{\text{osr}}^{0,5} [\psi_s P(I_{sd}) \eta_s + \psi_0 P(s_{id}) \eta_0 + \psi_r P(I_{rd}) \eta_r], \quad (5.1)$$

przy czym:

$$h_{\text{osr}} = h_s - \frac{2}{3} f_p \quad \text{– średnia wysokość zawieszenia najwyższego przewodu (odgromowego lub roboczego), w m,}$$
$$h_s \quad \text{– wysokość słupa, w m,}$$
$$f_p \quad \text{– zwis najwyższego przewodu w przęsle, w m,}$$

$\psi_s \cong 0,5 - 0,6$	– prawdopodobieństwo uderzenia pioruna w słup (wartości szacunkowe),
$\psi_0 \cong 0,4 - 0,5$	– prawdopodobieństwo uderzenia pioruna w środek przęsła przewodu odgromowego (wartości szacunkowe),
$\psi_r \cong 0,01$	– prawdopodobieństwo uderzenia pioruna w przewód roboczy (wartość szacunkowa)
$I_{sd} \cong \frac{U_{u50}}{R_{zu} + \delta_s h_s}$	– dopuszczalny poziom prądowy udarowy, w kA,
$s_{id} \cong \frac{2250 a_{or}}{l_p (1 - k_u)}$	– dopuszczalna stromość czoła fali prądowej pioruna, w kA/ μ s,
$I_{rd} \cong \frac{U_{u50}}{100(1 - k_u)}$	– dopuszczalny poziom prądowy udarowy dla łańcucha izolatorów, w kA,
$P(I_{sd}), P(I_{rd}), P(s_{id})$	– prawdopodobieństwa wystąpienia pioruna o wartości szczytowej przekraczającej dopuszczalny poziom prądowy udarowy I_{sd} i I_{rd} lub dopuszczalną stromość czoła fali prądowej s_{id} (odpowiednio przypadki 1, 3, 2 na rys. 2.3),
U_{u50}	– pięćdziesięcioprocentowe udarowe napięcie przeskoku izolacji doziemnej, w kV,
R_{zu}	– rezystancja udarowa uziemienia słupa, w Ω ,
$\delta_p \cong 0,15 - 0,3$	– współczynnik uwzględniający pozorny wzrost rezystancji uziemienia słupa wskutek napięć indukowanych (odpowiednio dla linii z dwoma i jednym przewodem odgromowym),
l_p	– rozpiętość przęsła, w m,
a_{iz}	– długość łańcucha izolatorów, w m,
a_{or}	– odstęp między przewodem odgromowym a roboczym w środku przęsła, w m,
$k_u = 0,3 \div 0,6$	– współczynnik sprzężenia przewodów odgromowego i roboczego, uwzględniający ulot dynamiczny,
$\eta_s \cong 0,015 \bar{E}_s - 0,04$	– prawdopodobieństwo wyładowania łukowego przy uderzeniu pioruna w słup (rys. 2.3, przypadek 1),
$\eta_0 \cong 0,015 \bar{E}_0 - 0,04$	– prawdopodobieństwo wyładowania łukowego w przęsło przewodu odgromowego (rys. 2.3, przypadek 2),
$\eta_r \cong 0,015 \bar{E}_r - 0,04$	– prawdopodobieństwo wyładowania łukowego przy uderzeniu pioruna w przęsło przewodu roboczego (rys. 2.3, przypadek 3),

$$\bar{E}_s \cong \bar{E}_r \cong \frac{U_m}{a_{iz} \sqrt{3}} \quad - \text{średnie natężenie pola elektrycznego dla łańcucha izolatorów w warunkach roboczych, w kV/m,}$$

$$\bar{E}_0 \cong \frac{U_m}{a_{or} \sqrt{3}} \quad - \text{średnie natężenie pola elektrycznego dla odstepu powietrznego przewód roboczy – przewód odgromowy w warunkach roboczych, w kV/m,}$$

$$U_m \quad - \text{najwyższe napięcie sieci, w kV.}$$

Aby dokładnie ocenić stopień zagrożenia linii napowietrznych WN spowodowanego składowymi napięciami (przebiegami) pojawiającego się wskutek bezpośrednich uderzeń piorunów, należy – korzystając z wzoru (5.1) – uwzględnić prawdopodobieństwo jednoczesnego przekroczenia wartości szczytowych i stromości czoła udarowych prądów piorunowych, dopuszczalnych dla rozpatrywanych izolatorów lub łańcuchów izolatorów oraz odstępów powietrznych przewodów roboczych – przewód odgromowy.

W tym celu obliczono wartości parametrów opisujących zagrożenie izolacji wysokonapięciowych linii napowietrznych, spowodowane bezpośrednimi uderzeniami piorunów. Obliczenia wykonano dla linii napowietrznych WN, wyposażonych w łańcuchy izolatorów o zróżnicowanej długości: wyniki zestawiono w tabelicy 5.1. Jakość ochrony odgromowej rozpatrywanych linii oceniono na podstawie – sformułowanej w literaturze i skonfrontowanej z doświadczeniem praktycznym – umownej skali odporności burzowej. Przyjęto z dużym przybliżeniem, że jeżeli roczny wskaźnik wszystkich wyłączeń burzowych $N_{wobl} \leq 1$, to ochrona odgromowa jest bardzo dobra, gdy $1 < N_{wobl} \leq 10$, ochrona odgromowa jest dobra lub dostateczna, natomiast gdy $N_{wobl} > 10$, to ochrona odgromowa powinna być uznana za niewystarczającą. Otrzymane wyniki potwierdzają odporność burzową linii napowietrznych WN na poziomie zadowalającym (lp. 9, 10, 11 w tabl. 5.1).

Z obliczeń wynika również, że wskaźnik wyłączeń burzowych spowodowanych uderzeniem w przewód roboczy (z ominięciem przewodu odgromowego) jest na poziomie kilku tysięcznych, co świadczy o tym, że takie zdarzenie występuje bardzo rzadko. Obliczenia wykonano dla trzech różnych poziomów izokeraunicznych N_d , występujących w obszarze Polski [12].

W każdym przypadku otrzymane wartości wskaźnika wyłączeń burzowych potwierdzają, że zastosowana ochrona odgromowa w liniach wysokiego napięcia jest dobra (skuteczna). Zmienność wskaźnika wyłączeń burzowych w zależności od liczby dni burzowych w ciągu roku przedstawiono na rys. 5.1, a wpływ długości izolatora (łańcucha izolatorów) na prawdopodobieństwo wyładowania łukowego ilustruje rys. 5.2.

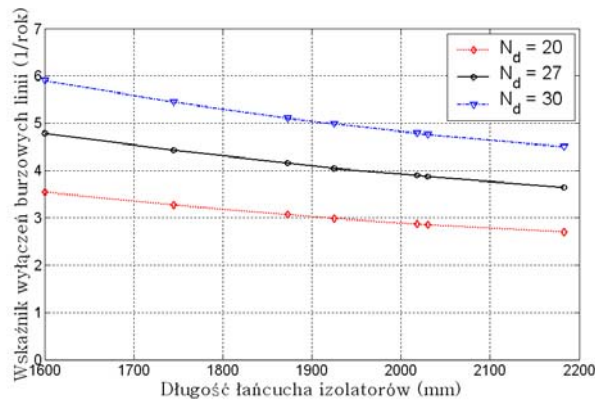
Tablica 5.1.

Wyniki obliczeń przykładowych parametrów służących do oceny stopnia narażenia linii napowietrznych 110 kV wskutek bezpośrednich uderzeń piorunów

Lp.	Parametr obliczeniowy	Linia napowietrzna o napięciu znamionowym $U_n = 110$ kV							
		Długość łańcucha izolatorów a_{iz} (w mm) ¹⁾							
		1600	1745	1873	1925	2018	2030	2183	
1	I_{sd} , w kA	41,52							
2	s_{id} , w kA/ μ s	50,5							
3	I_{rd} , w kA	12,2							
4	$P(I_{sd})$	0,33							
5	$P(s_{id})$	0,31							
6	$P(I_{rd})$	0,88							
7	η_s , (η_r)	0,638	0,581	0,539	0,523	0,497	0,494	0,460	
8	η_o	0,157							
9	N_{wobl}	dla $N_d = 20$	3,54	3,27	3,07	2,99	2,87	2,86	2,70
10		dla $N_d = 27$	4,79	4,43	4,16	4,05	3,90	3,87	3,65
11		dla $N_d = 30$	5,90	5,45	5,11	4,99	4,79	4,76	4,50

Dodatkowe założenia: $l_p = 350$ m; $a_{or} = 5,5$ m; $h_p = 35$ m; $R_{zu} = 10 \Omega$; $k_u = 0,3$; $\psi_s = 0,5$; $\psi_0 = 0,4$; $\psi_r = 0,01$.

¹⁾ Patrz załącznik 1, tabl. Z-1/1.

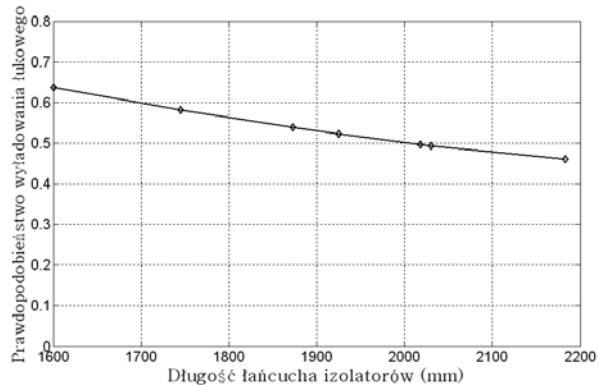


Rys. 5.1. Wpływ długości łańcucha izolatorów linii WN na wartość wskaźnika wyłączeń burzowych linii N_{wobl} dla różnych obszarów Polski ($N_d = 20 \dots 30$)

Fig. 5.1. Effect of length of insulator string in HV line on index of breaks from storm for lines N_{wobl} for various areas of Poland ($N_d = 20 \dots 30$).

Z uwagi na probabilistyczny charakter parametrów prądu pioruna wyniki obliczeń przedstawione w tablicy 5.1 oraz graficznie na rysunkach 5.1 i 5.2 są przybliżone i zwykle zawyżone, ale pozwalają oszacować zagrożenie burzowe

linii napowietrznych oraz – pośrednio – skuteczność zastosowanej ochrony odgromowej.



Rys. 5.2. Wpływ długości izolatora (łańcucha izolatorów) na prawdopodobieństwo wyładowania łukowego przy uderzeniu pioruna w słup lub w przęsło przewodu roboczego linii

Fig. 5.2. Effect of length of insulator (insulator string) on probability of arc discharge for pole or span of a live conductor in a line.

5.2. Ocena wpływu wybranych czynników na poziom narażenia przepięciowego SN i WN

Wśród wielu czynników mających wpływ na poziom narażenia przepięciowego sieci elektroenergetycznych SN i WN istotną rolę odgrywają konfiguracja sieci i sposób połączenia z ziemią punktu neutralnego. Z doświadczeń praktycznych wynika, że przepięcia powstające wskutek przepływu prądu zwarcia (w szczególności zwarcia jednofazowego) mogą stanowić zagrożenie dla izolacji urządzeń sieciowych.

Do środków służących ograniczeniu przepięć w sieciach SN i WN odpowiadających wymienionym czynnikom należą: podział sieci (rozciny sieci dwu- i wielostronnie zasilanych, sekcjonowanie szyn w rozdzielniach sieciowych) powodujący ograniczenie poziomu mocy zwarciowej i wybór sposobu połączenia punktu neutralnego z ziemią, zapewniający ograniczenie prądu nieskompensowanego do wartości kilku amperów.

5.2.1. Wpływ konfiguracji sieci

Z uwagi na stale rosnące zapotrzebowanie odbiorców wzrasta również moc generatorów zasilających sieć, moc i liczba zainstalowanych transformatorów oraz linii zasilających napowietrznych i kablowych. Skutkiem tego jest m.in. wzrost wartości prądów zwarcia w sieci. W okresie dynamicznego rozwoju krajowej elektroenergetyki w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych zaobserwowano, że podwojeniu mocy zainstalowanej generatorów w okresach dziesię-

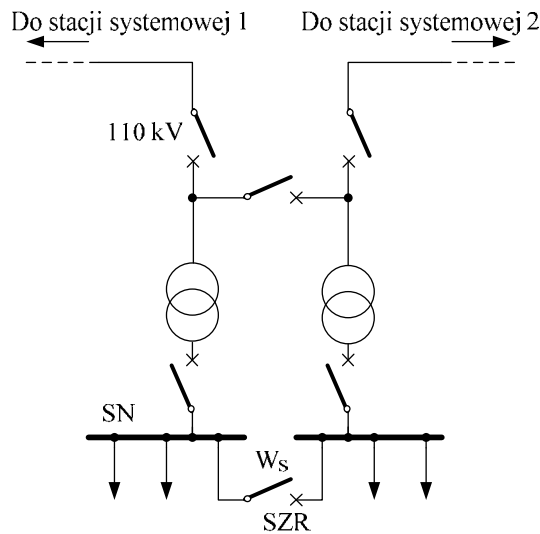
cioletnich towarzyszyło podwojenie wartości prądów zwarcia w okresach dwudziestoletnich. Z uwagi na skutki oddziaływania prądów zwarcia na system i jego elementy składowe zachodzi konieczność ograniczenia prądów zwarcia, w szczególności przekraczających 40 kA. Przepływy prądów o tak dużych wartościach występują na ogół przy zwarcjach trójfazowych.

Do najistotniejszych skutków zwarć należy zaliczyć:

- oddziaływanie termiczne na urządzenia elektroenergetyczne,
- powstawanie dużych sił dynamicznych między częściami przewodzącymi urządzeń,
- pojawienie się niebezpiecznych napięć rażenia dotykowego i krokowego między częściami normalnie nie będącymi pod napięciem oraz punktami o potencjale ziemi,
- powstawanie przepięć, w szczególności wskutek przepływu prądu ziemnozwarciowego,
- powstawanie zakłóceń elektromagnetycznych,
- możliwość zniszczenia urządzeń elektroenergetycznych.

Opanowanie prądów zwarcia – z uwagi na wytrzymałość łączeniową, cieplną i dynamiczną aparatury, konstrukcji rozdzielni, kabli i przewodów roboczych i ogromowych linii napowietrznych – wymaga zastosowania rozwiązań polegających na odpowiednim ukształtowaniu struktury sieci. Dokonując przełączeń w zbiorze elementów sieci zmienia ulega droga przepływu prądu zwarcia, a tym samym zmienia się wartość impedancji pętli zwarciowej, w którym płynie prąd zwarcia.

Najprostszym sposobem ograniczania prądów zwarcia poprzez zmianę konfiguracji sieci jest jej sekcjonowanie. Taki podział sieci jest podstawowym sposobem ograniczania prądów zwarcia w krajowych sieciach elektroenergetycznych SN i WN. Sekcjonowanie można zrealizować w stacjach transformatorowych WN/SN (eliminując połączenia równoległe transformatorów) oraz w głębi sieci 110 kV i SN. Przykłady praktycznego zastosowania sekcjonowania w dwu-transformatorowych stacjach 110/SN przedstawiono na rysunku 5.3. Łącznik zastosowany w sprzęgle (na ogół w stanie otwartym) jest sterowany poprzez automatykę samoczynnego załączania rezerwy o czasie działania 0,25–0,4 s. Zastosowanie automatyki SZR pozwala szybko przywrócić zasilanie co najmniej części odbiorców. Ma to szczególne znaczenie z uwagi na konieczność ograniczania strat – po stronie dostawcy i odbiorcy – z powodu niedostarczonej energii elektrycznej.



Rys. 5.3. Schemat stacji 110/SN pracującej w układzie H3 z rozwiązaniem ograniczającym prąd zwarcia po stronie średniego napięcia

Fig. 5.3. Diagram of 110/MV station operating in H3 layout including a solution to limit the fault current in the medium voltage side.

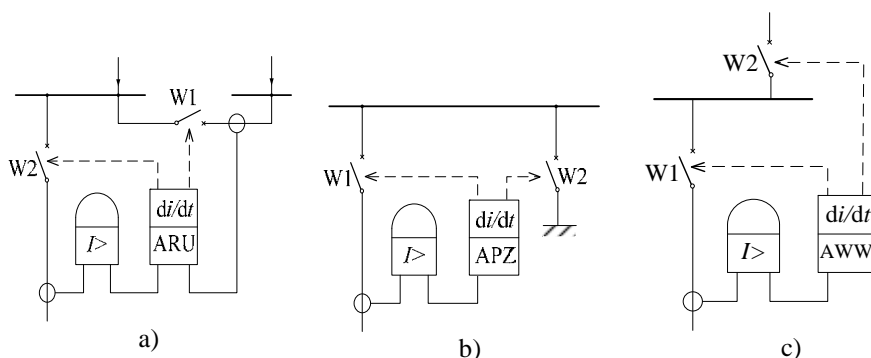
Kształtowanie struktury sieci średniego i wysokiego napięcia polega na wyznaczeniu w niej miejsc podziału (dzielenie sieci na sekcje) i odwzorowaniu przyjętego układu pracy w strukturze rzeczywistej sieci. Wyboru miejsc podziału sieci dokonuje się na podstawie analizy rozplywu prądów. Sporządzony w ten sposób układ sieci jest jedną z czynności objętych procesem programowania jej pracy. Praca sieci według przyjętego programu zapewnia m.in. wymagany poziom jej elastyczności ruchowej^{*)} i akceptowalną wartość prądów zwarcia w każdej sekcji (uwzględniającą zdolność wyłączenia prądu zwarcia w sposób nie zagrażający urządzeniom).

Innym sposobem ograniczania prądów zwarcia jest zmiana konfiguracji sieci już po wystąpieniu zwarcia. Sposób ten jest stosowany z jednakową skutecznością w sieci SN i WN. W obiektach stacyjnych polega on na zastosowaniu odpowiednich układów automatyki różnicujących czasy zadziałania łączników w zależności od tego, w którym miejscu znajduje się łącznik o większej zdolności obciążenia prądem zwarcia (rys. 5.4). Korzyść z zastosowania takiego roz-

^{*)} Elastyczność ruchowa jest to zdolność do zwiększenia niezawodności zasilania poprzez skrócenie czasu przerw w dostawie energii, zmniejszenie ilości niedostarczonej energii elektrycznej, szybkiej lokalizacji uszkodzeń, ograniczenie skutków awarii. Poprawę elastyczności ruchowej uzyskuje się przede wszystkim przez zastosowanie automatyki sieci.

wiązania polega na możliwości obniżenia zdolności łączeniowych łączników liniowych i transformatorowych.

Zmiany konfiguracji układu elektroenergetycznego w sieciach SN można uzyskać dodatkowo poprzez sekcjonowanie sieci za pomocą łączników zdalnie sterowanych. Należy jednak zaznaczyć, że podstawowym zadaniem takich łączników jest czasowe rozcinanie układu we wskazanym miejscu (najczęściej powodowane zwarcie).



Rys. 5.4. Ograniczanie prądów zwarcia poprzez zmianę konfiguracji sieci po wystąpieniu zwarcia; zastosowanie układów automatyki pozwalających na obniżenie zdolności łączeniowych wybranych łączników [15]: a) automatyka rozcinania układu – po wystąpieniu zwarcia i jego identyfikacji w pierwszej kolejności następuje otwarcie wyłącznika w sprzęgle, a następnie wyłącznika W2; b) automatyka powtórzenia zwarcia – po wykryciu zwarcia powoduje zamknięcie wyłącznika W2, następnie otwarcie w stanie bezłukowym wyłącznika W1, a następnie otwarcie wyłącznika W2 o odpowiedniej zdolności łączeniowej; c) automatyka wyboru wyłącznika – po wykryciu zwarcia w pierwszej kolejności wybierany jest wyłącznik o lepszych parametrach łączeniowych

Fig. 5.4. Limitation of fault currents resulting from a change in network configuration after an occurrence of short-circuit; application of automatic control systems enabling the reduction of switching capabilities of selected switching devices [15]: a) automatic systems for splitting – after occurrence of short-circuit and its identification, the breaker at the clutch and then W2 breaker are switched off; b) automatic control of short-circuit repeating – after detection of the short circuit it results in switching – on the W2 breaker switching-off the W1 breaker in arc-free state and then switching-off the W2 breaker with adequate switching capability; c) automatic selection of the breaker – after detection of short circuit the switch with better switching connective capacity is selected.

Skutecznym sposobem ograniczania prądu zwarcia na szynach rozdzielni SN może być zastosowanie transformatora trójzwojowego z uzwojeniami dzielonymi po stronie średniego napięcia (wówczas każde uzwojenie ma moc równą połowie mocy znamionowej transformatora) lub wprowadzenie do obwodu, w którym płynie prąd zwarcia dodatkowych impedancji. Rozwiązanie pierwsze wypiera stosowanie dławików zwarciovych, które z uwagi na swoje parametry

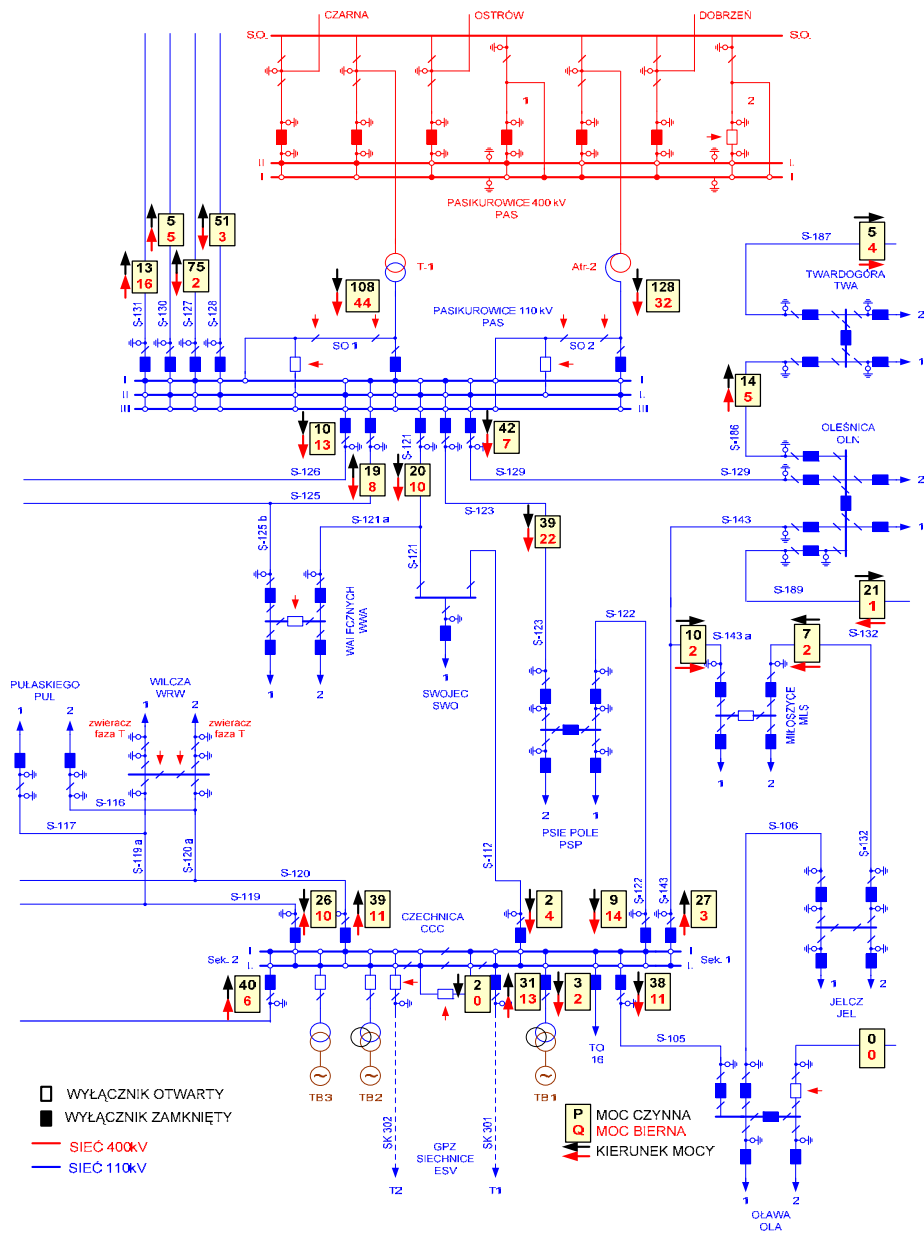
try (prąd i reaktancja) powodują znaczne straty mocy i spadki napięcia w normalnych warunkach pracy. Ponieważ impedancja transformatora ma istotny wpływ na wartość prądu zwarcia, więc stosując jednostki o podwyższonym napięciu zwarcia (wartość typowa 10,5 %, wartość podwyższona 18 %) można ograniczyć prądy zwarcia po stronie dolnego napięcia transformatora. Do metod ograniczania skutków oddziaływania prądów zwarcia na sieć elektroenergetyczną zalicza się również stosowanie bardzo szybkich urządzeń do odłączania obwodów (urządzeń), w których powstają zwarcia. Należą do nich bezpieczniki ograniczające oraz ograniczniki mocy zwarciowej, opisane szczegółowo w [15, 18, 19, 21].

Sieci elektroenergetyczne średniego i wysokiego napięcia stanowią część krajowego SEE, którego sprawność działania zależy przede wszystkim od niezawodności poszczególnych jej elementów. Praca sieci może odbywać się w następujących układach:

- normalnym (występującym przy braku uszkodzeń, zapewniającym najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełniającym kryteria niezawodności i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci),
- awaryjnym (występującym czasowo i będącym przeciwieństwem układu normalnego, zagrażającym ciągłości dostawy energii elektrycznej odbiorcom, wywołanym najczęściej zakłóceniami zwarcioowymi),
- poawaryjnym (odpowiadającym pod względem połączeń ruchowych układowi normalnemu, wykazującym jednak czasowe ograniczenia np. w zakresie obciążenia znamionowego elementów, które były przyczyną awarii lub w niej czynnie uczestniczyły).

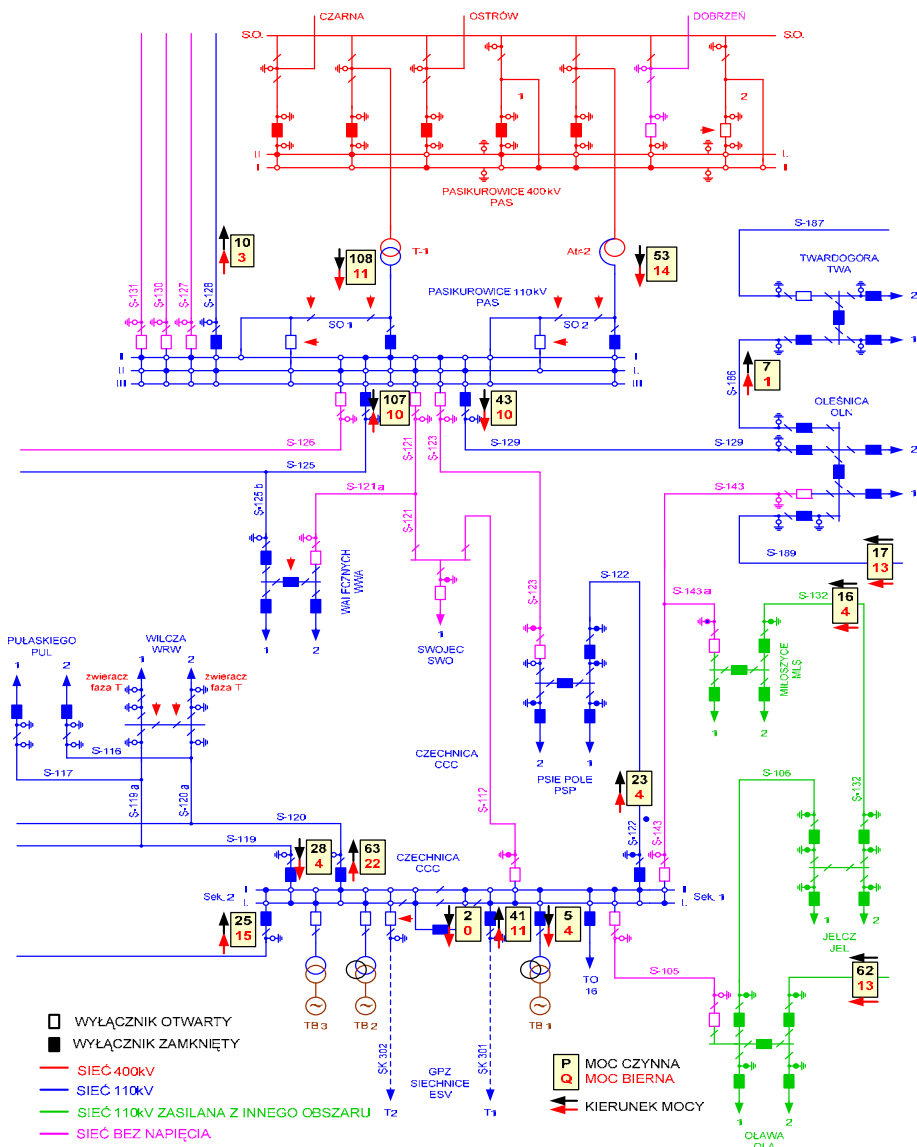
Przykłady fragmentów rzeczywistych układów sieci – normalnego i awaryjnego – pokazano na rysunkach 5.5 i 5.6. W obu przypadkach wizualizacja aktualnego fragmentu schematu sieci dostarcza między innymi informacji o aktualnym położeniu łączników, wartościach prądów i mocy oraz stanie automatyki zabezpieczeniowej. W tym przypadku funkcje systemu wspomagania dyspozytorów są realizowane przez system informatyczny *WindEx*. Z punktu widzenia pracy sieci, wśród wielu istotnych funkcji systemu na uwagę zasługują:

- analizator ciągów beznapięciowych, dostarczający informacje o elementach sieci pozbawionych zasilania,
- analizator zwarc, ostrzegający o ewentualnej próbie załączenia uziemionej linii,
- symulator operacji dyspozytorskich, umożliwiający sprawdzenie operacji dyspozytorskich przed ich faktycznym wykonaniem.



Rys. 5.5. Fragment schematu systemu elektroenergetycznego pracującego w układzie normalnym; — sieć o napięciu znamionowym 400 kV, — sieć o napięciu znamionowym 110 kV

Fig. 5.5. Diagram part of the power network under standard operating conditions; — nominal network voltage 400 kV, — nominal network voltage 110 kV.



Rys. 5.6. Fragment schematu systemu elektroenergetycznego pracującego w układzie awaryjnym; — sieć o napięciu znamionowym 400 kV, — sieć o napięciu znamionowym 110 kV, — sieć 110 kV zasilana z innego obszaru, — sieć bez napięcia wyłączona wskutek zwarcia na linii

Fig. 5.6. Diagram part of the power network under emergency operating conditions; — nominal network voltage 400 kV, — nominal network voltage 110 kV, — network 110 kV supplied from the other area, — network de-energized due to line earth ground

Funkcje te pozwalają uniknąć sytuacji, w których mogłyby nastąpić nieprawidłowości: w rozptywach mocy, utrzymaniu właściwych poziomów napięć, kompensacji prądów zwarcia i innych zdarzeń prowadzących do sytuacji awaryjnych.

Operatywne kierowanie i zarządzanie siecią elektroenergetyczną jest prowadzone w oparciu o instrukcję prowadzenia ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD).

Dokument ten zawiera szczegółowy opis procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem i eksploatacją sieci rozdzielczej SN i WN. W dokumentacji opisuje się również wszystkie dopuszczalne stany pracy systemu elektroenergetycznego oraz:

- standardy techniczne pracy sieci rozdzielczej,
- zasady prowadzenia eksploatacji urządzeń, sieci i instalacji w celu zapewnienia niezawodności sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej jej użytkownikom,
- zasady prowadzenia operatywnego zarządzania siecią w sposób zapewniający bezpieczną pracę KSE,
- zasady postępowania w przypadku zagrożeń ciągłości dostaw energii elektrycznej,
- procedury wprowadzenia przerw i ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- zasady bilansowania i rozliczeń w sieci rozdzielczej,
- zasady sterowania przepływami energii elektrycznej w sieci rozdzielczej, z uwzględnieniem wymiany z innymi połączonymi sieciami,
- likwidowanie awarii lub zagrożeń dla bezpiecznej pracy sieci rozdzielczej.

5.2.2. Wpływ sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci

Zwarcia jednofazowe (doziemne) występujące w sieciach elektroenergetycznych SN i WN nie tylko zagrażają urządzeniom, ale są jednym z najważniejszych czynników wpływających na zagrożenie porażeniowe. Wartości prądów zwarciovych, a także przepięcia towarzyszące tym zwarciom, zależą od sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci (punktu gwiazdowego transformatorów pracujących w sieci). W krajowym systemie elektroenergetycznym ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym pracują sieci o napięciu znamionowym 110, 220 i 400 kV oraz sieci niskiego napięcia. Sieci średnich napięć pracują z punktem neutralnym izolowanym albo uziemionym przez reaktancję lub rezystancję. Są dwa główne powody uziemienia punktu neutralnego sieci:

- 1) dążenie do zmniejszenia przepięć, a tym samym ograniczenia narażenia izolacji w sieciach elektroenergetycznych,
- 2) konieczność ograniczenia niebezpieczeństwa porażenia.

Ogólna charakterystyka zwarcia jednofazowego w przypadku różnych połączeń punktu neutralnego sieci SN z ziemią jest przedstawiona w tablicy 5.2.

Tablica 5.2.
Ogólna charakterystyka zwarcia jednofazowego dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia

Lp.	Sposób pracy punktu neutralnego sieci SN	Przebieg zwarcia jednofazowych	Wartość prądu zwarcia I_{KF}	Czas trwania zwarcia
1	Izolowany	zwarcie łukowe, polegające na regularnych zapłonach i gasnięciach łuku; najbardziej niekorzystne ze względu na przepięcia	poniżej 50 A	ok. 3 s ¹⁾
2	Uziemiony przez indukcyjność	zwarcia łukowe przerywane, z zapłonami pojedynczymi i wielokrotnymi; nie następuje zjawisko narastania przepięć	5 ÷ 20 A	kilka sekund ¹⁾ kilka godzin ²⁾
3	Uziemiony przez rezystor	zwarcia jednokrotne, pojawiające się w chwili zwarcia; nie występują powtarzające się przepięcia o rosnących wartościach	poniżej 500 A	od części sekundy do kilku sekund

¹⁾ Czas liczony od chwili wystąpienia zwarcia do chwili wyłączenia doziemionej linii przez zabezpieczenie.
²⁾ Czas trwania zwarcia w przypadku, gdy działanie zabezpieczeń ogranicza się do sygnalizacji doziemienia.
³⁾ Wartość prądu resztkowego zwarcia doziemnego (po skompensowaniu).

Tablica 5.3.
Liczba uszkodzeń kabli w wybranych rzeczywistych sieciach średniego napięcia w podziale na lata (wg [188])

Lp.	Dane charakterystyczne	Rodzaj zwarcia	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
1	28 pól kablowych, długość linii ok. 112 km	Zwarcie pojedyncze	16	7	11	9	15	23	18	17	20
		Zwarcia podwójne i lawinowe	4	0	0	0	0	0	0	0	0
2	27 pól kablowych, długość linii ok. 126 km	Zwarcie pojedyncze	30	36	28	36	29	42	38	37	24
		Zwarcia podwójne i lawinowe	6	10	6	8	1	1	0	1	1

Pole jasne – liczba uszkodzeń kabli w sieci kompensowanej.
Pole zaczermione – liczba uszkodzeń kabli w sieci z uziemionym przez rezystor punktem neutralnym.

Największe zagrożenie stwarzają zwarcia doziemne o łuku przerywanym, gdyż powodują przepięcia o dużych wartościach szczytowych. Dotyczy to w szczególności sieci izolowanych i pracujących z punktem neutralnym uziemionym przez indukcyjność (tablica 5.4).

Tablica 5.4.

Wartości współczynnika przepięć dla różnych sposobów połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznej SN

Lp.	Przepięcia ziemnozwarciowe	Sieci z punktem neutralnym		
		izolowanym	uziemionym przez indukcyjność	uziemionym przez rezystancję
1	w chwili wystąpienia zwarcia doziemnego	2,5	2,5	2,1
2	podczas zwarć doziemnych z łukiem przerywanym	3,5–4,0	2,9	2,2
3	przy wyłączeniu zwarcia	2,0	-	-

W celu umożliwienia oceny stopnia zagrożenia izolacji urządzeń elektroenergetycznych pracujących w sieci SN przez różne przepięcia, w tablicy 5.5 zestawiono umowne dopuszczalne współczynniki przepięć, określone na podstawie przepisów dotyczących badań napięciami probierczymi o częstotliwości sieciowej. Zaprezentowane (na podstawie literatury [1, 15, 19]) współczynniki odnoszą się do oddziaływania na izolację kabli przepięciami pojedynczymi i wielokrotnie powtarzanymi.

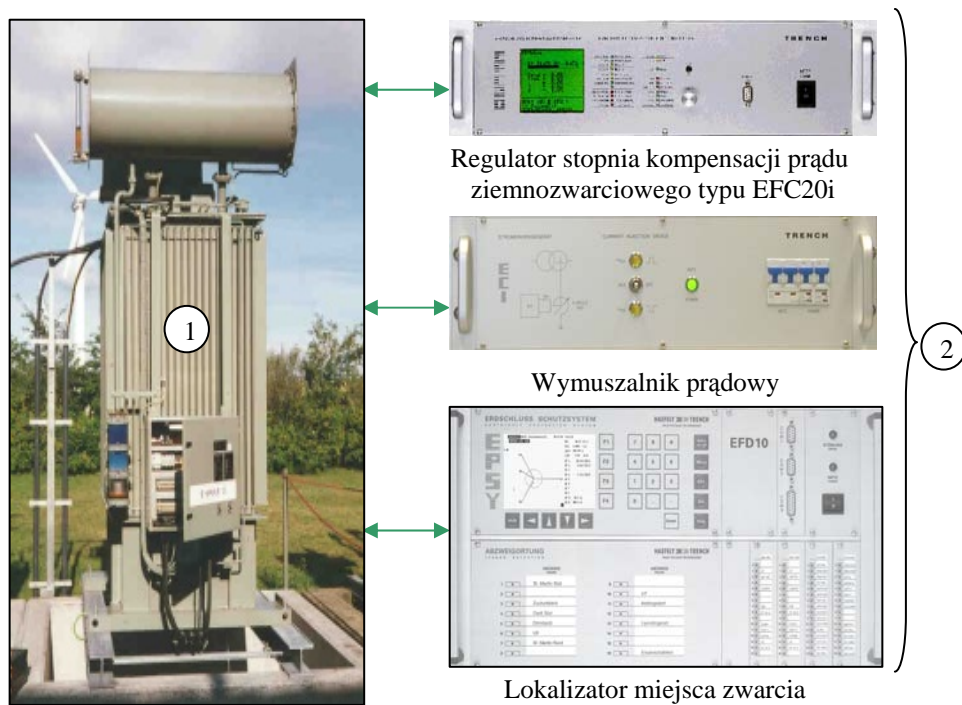
Tablica 5.5.

Umowne dopuszczalne wartości współczynnika przepięć dla kabli nowych i eksploatowanych w sieciach SN [1]

Rodzaj kabli	Rodzaj przepięcia	Współczynnik przepięć w sieci SN (15-20 kV)
Kable nowe o izolacji papierowej	pojedyncze	2,50
	Jw., lecz eksploatowane	1,87
Kable nowe o izolacji polietylenowej (XLPE)	pojedyncze	1,59
	Jw., lecz eksploatowane	1,87
	wielokrotne ziemnozwarciowe	1,59

Porównując wartości umownych współczynników (dla kabli SN nowych i eksploatowanych) oraz współczynników przepięć spodziewanych przy zwar-

ciach doziemnych (tablica 5.4) można stwierdzić, że w sieciach izolowanych lub skompensowanych występuje znaczące zagrożenie izolacji – w szczególności kabli, izolatorów i maszyn [1, 12, 14]. Warto dodać, że przy przepięciach wielokrotnych należy uwzględnić dodatkowo zjawisko zmniejszenia wytrzymałości izolacji (o ok. 10–20%) wskutek napięciowego efektu kumulacyjnego opisanego w podrozdziale 3.4.



Rys. 5.7. Zestaw do automatycznej kompensacji prądów ziemnozwarciowych stosowany w sieci średniego napięcia; 1 – dławik z automatyczną regulacją położenia rdzenia, 2 – zespoły automatyki sterowania dławika oraz lokalizacji miejsca zwarcia (zainstalowane w rozdzielni sieciowej stacji transformatorowej)

Fig. 5.7. Assembly for automatic compensation of ground currents applied in a medium voltage network; 1 – reactor with automatic control of core position, 2 – assemblies for automatic control of the reactor and location of short circuit place (installed in substation).

Zagrożenie izolacji w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystancję jest znacznie mniejsze, gdyż rezystor uziemiający powoduje szybkie tłumienie przepięć. Stąd też można spodziewać się w tych sieciach mniejszych wartości współczynnika przepięć (tablica 5.4) i niewystępowania przepięć wielokrotnych (tablica 5.3).

Innym sposobem łagodzącym skutki przebieg wielokrotnych, stosowanym w sieciach SN kompensowanych, jest zastosowanie układu automatycznej kompensacji. Układ taki pracuje w systemie nadążnym, który samoczynnie dokonuje zmiany nastawy prądu indukcyjnego, dostosowując jego wartość do wartości spodziewanego prądu pojemnościowego w sieci (np. z powodu zmiany konfiguracji sieci, przyłączenia nowych linii kablowych itp.).

Kompletny zestaw służący do automatycznej kompensacji ziemnozwarciowej przedstawiono na rysunku 5.7. Zestaw ten może być rozbudowany o dodatkowe funkcje, na przykład o lokalizację miejsca zwarcia, rejestrację zdarzeń. Na terenie działania Oddziału Opole EnergiiPro KE SA pracuje 36 zestawów tego typu.

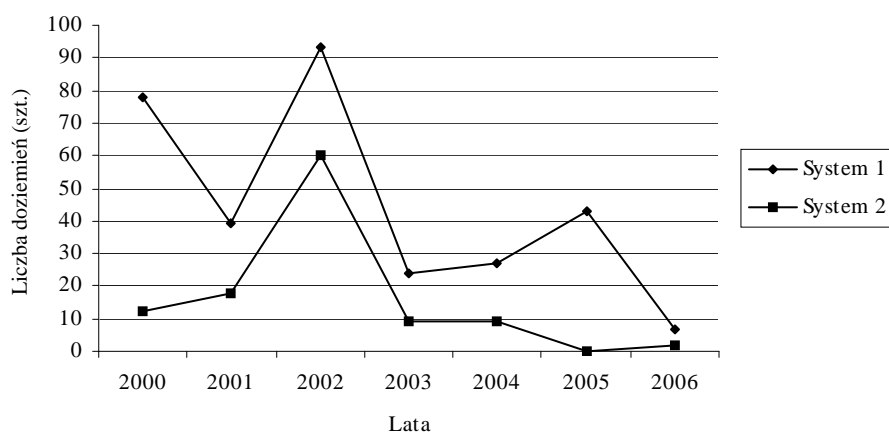
Do głównych zalet automatycznej kompensacji prądów ziemnozwarciowych należą:

- brak konieczności wykonywania dodatkowych przełączeń w celu nastawy prądu dławika (obniżenie kosztów obsługi),
- możliwość precyzyjnego dostrojenia prądu indukcyjnego dławika do potrzeb sieci (ograniczenie procesu narastania przebieg).

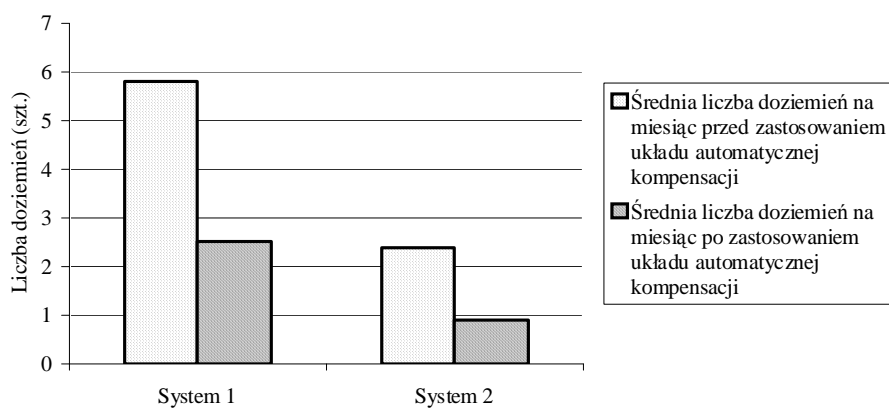
Zainstalowanie zespołów kompensacyjnych z automatycznym dostrojeniem w sieci SN wpłynęło znacząco na ograniczenie liczby doziemień odnotowanych w tej sieci. Dane zebrane w tym zakresie potwierdziły zasadność stosowania takiego rozwiązania, szczególnie w obszarach kompensacyjnych^{*)} o częstej zmianie konfiguracji ruchowej oraz z dużą liczbą przyłączanych, nowych fragmentów sieci lub jej elementów (dotyczy to szczególnie przyrostu długości sieci kablowej). Na rysunkach 5.8 i 5.9 przedstawiono dwa wybrane przypadki, które potwierdzają ograniczenie liczby zwarć doziemnych w dwóch obszarach kompensacyjnych: GPZ Zakrzów i GPZ Hermanowice.

^{*)} Obszar kompensacyjny jest fragmentem sieci elektroenergetycznej SN zasilanej z transformatora 110/SN, w którym punkt neutralny jest połączony z ziemią przez indukcyjność.

a)



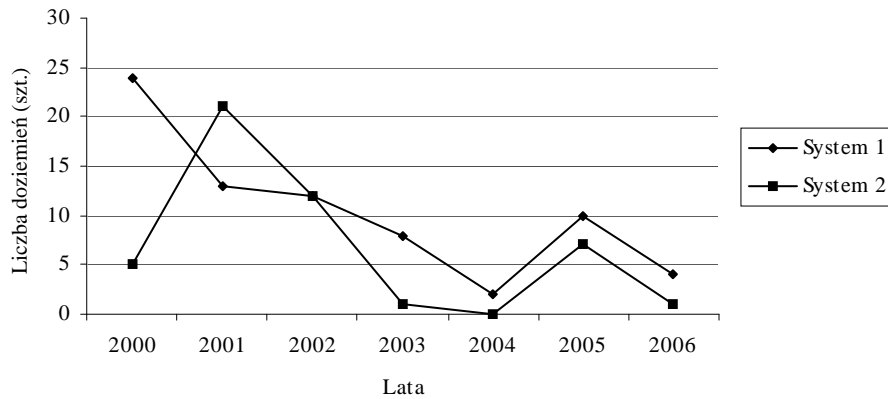
b)



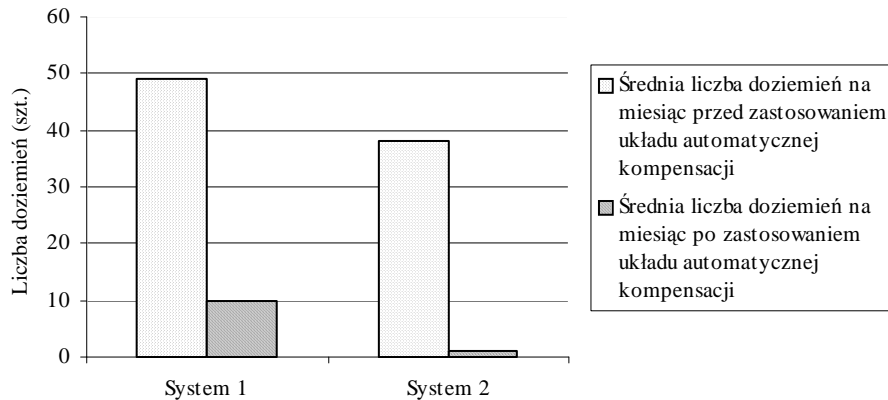
Rys. 5.8. Ilustracja zmiany liczby zwarć doziemnych wskutek zainstalowania zespołu kompensacyjnego z automatycznym dostrojeniem dla obszaru kompensacyjnego GPZ Zakrzów (a) oraz porównanie średniej liczby doziemień przypadających na miesiąc przed i po zastosowaniu układu automatycznej kompensacji (b)

Fig. 5.8. Illustration of changes in number of ground faults after installation year of compensation assembly with automatically controlled tuning for GPZ Zakrzów compensation area (a) and comparison of mean number of earth fault per month prior to and following the installation of automatic compensation system (b).

a)



b)



Rys. 5.9. Ilustracja zmiany liczby zwarć doziemnych wskutek zainstalowania zespołu kompensacyjnego z automatycznym dostrajeniem dla obszaru kompensacyjnego GPZ Hermanowice (a) oraz porównanie średniej liczby doziemień przypadających na miesiąc przed i po zastosowaniu układu automatycznej kompensacji (b)

Fig. 5.9. Illustration of changes in number of ground faults after installation of compensation assembly with automatically controlled tuning for GPZ Hermanowice compensation area (a) and comparison of mean number of earth fault per month prior to and following the installation of automatic compensation system (b).

Do czynników wpływających na narażenie przepięciowe, prowadzące w konsekwencji do przebicia izolacji lub uszkodzenia urządzenia elektroenergetycznego należy zaliczyć:

- poziom (wartość szczytowa) przepięcia,

- czas trwania przebiegu,
- wielokrotność występowania przebiegu,
- procesy starzeniowe (spowodowane zarówno wiekiem, jak i oddziaływaniem warunków środowiskowych),
- rozległość sieci (przebiegu w dużych sieciach są na ogół mniejsze).

Omówione w monografii oraz podawane w literaturze wyniki obliczeń i badań przebiegu ziemnozwarciowych są na ogół dość rozbieżne. Dotyczy to zwłaszcza sieci z izolowanym punktem neutralnym i sieci kompensowanych. Rozbieżności te nie występują w przypadku przebiegu w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor.

Dokładne informacje o wartościach współczynników przebiegu można uzyskać tylko na podstawie badań wykonanych w sieci rzeczywistej. Jednak przeprowadzenie badań zwarciovych w sieci rzeczywistej napotyka na poważne trudności, do których należą wysokie koszty i zagrożenie sieci i urządzeń elektroenergetycznych. Stąd, do określenia krotności przebiegu wykorzystywane są różne metody symulacyjne (o różnym stopniu uproszczenia) opierające się na modelach matematycznych sieci, a uzyskiwane w ten sposób wyniki różnią się. Zatem, do oceny narażenia izolacji elementów sieciowych można zalecić następujące krotności przebiegu:

- $k_p = 3,5-4,0$ w sieciach z izolowanym punktem neutralnym,
- $k_p = 2,5-3,0$ w sieciach kompensowanych,
- $k_p = 2,1$ w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor.

Reasumując, przeprowadzona ocena wpływu sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci na wartość przebiegu występujących podczas zakłóceń w sieciach SN wykazała, że poziom przebiegu zagrażający izolacji urządzeń występuje przede wszystkim w sieciach z izolowanym punktem neutralnym, podczas zwarcia doziemnych z łukiem przerywanym.

5.3. Ocena skutków oddziaływań przebiegu w sieciach elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia

Przebiegu, jako specyficzne obciążenia elektryczne powstające podczas różnego rodzaju stanów nieustalonych w sieciach elektroenergetycznych, wywierają bardzo niekorzystny wpływ na urządzenia i obiekty elektroenergetyczne [7, 1, 15, 16, 18, 27, 58, 72, 82, **123**, **139**, 153]. Efektem tego są zakłócenia pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz uszkodzenia izolacji i osprzętu.

W zależności od rodzaju przebiegu skutki ich oddziaływania na sieć są różne. Oddziaływania przebiegu piorunowych pod względem wywoływanych skutków można podzielić na:

- elektromagnetyczne – w postaci przebiegu piorunowych bezpośrednich i indukowanych,
- cieplne – w postaci ciepła wydzielanego w przewodach i elementach odprowadzających prądy piorunowe do ziemi,

- mechaniczne – w postaci sił elektrodynamicznych spowodowanych przepływem dużych prądów udarowych oraz specyficznych narażeń termomechanicznych, które są wynikiem współdziałania podwyższonej temperatury i naprężeń mechanicznych.

Przebiegi piorunowe stanowią szczególne zagrożenie dla linii napowietrznych. Stacje transformatorowe są dostatecznie chronione przed uderzeniami piorunów, natomiast izolacja urządzeń stacyjnych jest narażona na oddziaływanie prądów przenoszonych przewodami sieci.

W przypadku linii napowietrznych bezpośrednie uderzenie w przewód odgromowy najczęściej nie wywołuje przeskoku odwrotnego na izolatorach. Jeśli ten przeskok nastąpi lub gdy uderzenie pioruna następuje w przewód roboczy, rozpoczyna się proces wielokrotnych odbić fali udarowej od punktów węzłowych utworzonych przez zwierane izolatory. Wtedy na ogół w kilku kolejnych przęsłach (licząc od miejsca uderzenia pioruna) występuje przekroczenie udarowego napięcia przeskoku izolacji doziemnej. Znacznie mniej groźne dla izolacji liniowej są skutki oddziaływań elektromagnetycznych piorunów w postaci prądów indukowanych. Z uwagi na parametry charakteryzujące ten rodzaj prądów (patrz podrozdział 2.2.1.2), są one niebezpieczne jedynie dla izolacji linii niskiego i średniego napięcia.

Jednym z istotnych oddziaływań elektromagnetycznych piorunów są napięcia dotykowe i krokowe, powstające w instalacjach uziemień odgromowych wskutek przepływu prądu wyładowania głównego. Stanowią one duże niebezpieczeństwo porażenia ludzi i zwierząt, których kontakt z uziemieniem obiektów i instalacji elektroenergetycznych jest niczym nieograniczony.

Przewody i elementy instalacji odgromowej służące do odprowadzenia prądów piorunowych do ziemi są narażone między innymi na szkodliwe oddziaływanie cieplne. Ponieważ czas przepływu udarowych prądów piorunowych jest bardzo krótki (nie przekracza 1 s) proces nagrzewania się przewodów praktycznie przebiega bez wymiany ciepła z otoczeniem. Może to grozić w niektórych przypadkach stopieniem, a nawet wyparowaniem przewodów instalacji odgromowej. Największe zagrożenie cieplne stwarzają prądy długotrwałe piorunów wielokrotnych, mimo stosunkowo niewielkiej wartości szczytowej. Przenoszą one jednak duży ładunek elektryczny i mogą spowodować większe uszkodzenia niż krótkotrwałe prądy udarowe.

Siły elektromagnetyczne spowodowane przepływem udarowych prądów piorunowych mogą spowodować odkształcenia, a nawet zerwanie przewodów (w szczególności o małych przekrojach). Duże znaczenie praktyczne tych oddziaływań występuje w rozmaitych pętłach i zagięciach przewodów. Mogą one być niebezpieczne zwłaszcza przy małych odstępach i niewielkich przekrojach przewodów oraz dużych odległościach między zamocowaniami przewodów (długie przęsła).

Szczególnym przypadkiem oddziaływania wyładowań piorunowych są naprężenia termomechaniczne (współdziałanie podwyższonej temperatury i naprę-

żeń mechanicznych) przewodów i innych elementów instalacji odgromowej. Naprężenia te mogą spowodować wyginanie, łamanie, a nawet kruszenie się przewodów.

Przedstawiona w podrozdziałach 2.2.2 i 5.2 monografii charakterystyka przebiegów napięciowych (wewnętrznych) i ocena ich wpływu na poziom narażenia napięciowego w sieciach SN i WN pozwala stwierdzić, że ich oddziaływanie może również wywoływać podobne skutki do wcześniej opisanych, odnoszących się do przebiegów piorunowych. Zatem przebiegi napięciowe mają także wpływ na dobór odpowiednich środków ochrony i określenie minimalnych odległości w powietrzu elementów sieci będących pod napięciem względem elementów uziemionych [1, 7, 11, 12, 14, 27, 159, 169, 170].

Dla przykładu, szczególny wpływ przebiegów łączeniowych na wymiary izolacji zewnętrznej uwidacznia się w normie [159], która przewiduje w sieciach o napięciu $U_n \geq 220$ kV próby izolacji urządzeń udarami łączeniowymi, jednocześnie rezygnując z wykonywania prób napięciem przemiennym. Z kolei przebiegi dorywcze powstające wskutek nagłych i dużych zmian obciążenia, niektórych rodzajów rezonansu i ferorezonansu, a także nie zanikających samoistnie zwarć jedno- i dwufazowych z ziemią, odgrywają istotną rolę w przypadku doboru parametrów odgromników zaworowych i wyłączników.

Reasumując, ocena skutków oddziaływania przebiegów w sieciach elektroenergetycznych SN i WN wskazuje na potrzebę ograniczania wartości szczytowych charakteryzujących przebiegi do takich, które układy izolacyjne są w stanie wytrzymać bez przeskoków lub przebiegów, a także takich, które nie wpłyną na wzrost intensywności długotrwałej degradacji (starzenia) izolacji bezpowietrznej.

6. PRZESŁANKI MODYFIKACJI ZASAD KOORDYNACJI IZOLACJI ORAZ OCHRONY SIECI ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA PRZED PRZEPIĘCIAMI

Koordinacja izolacji obejmuje całokształt zagadnień związanych z doborem wytrzymałości elektrycznej układów izolacyjnych przy uwzględnieniu spodziewanych przebiegów oraz działania urządzeń ochronnych. Zadaniem koordynacji izolacji jest zmniejszenie ryzyka występowania uszkodzeń oraz zakłóceń w pracy urządzeń do poziomu uzasadnionego pod względem technicznym i ekonomicznym. Uzyskuje się to w wyniku określenia najmniejszych wartości napięć wytrzymywanych przez izolację, spełniających kryterium poprawnego działania, gdy jest ona poddawana oddziaływaniu reprezentatywnych przebiegów podczas eksploatacji. W rozważaniach dotyczących koordynacji izolacji rozpatruje się osobno napięcia wolnozmiennne i osobno napięcia udarowe, przy czym decydujące znaczenie przypisuje się napięciom udarowym. Stosowane są dwie metody koordynacji izolacji:

- metoda deterministyczna (konwencjonalna), polegająca na porównaniu i doborze charakterystyk udarowych (napięciowo-czasowych) izolacji chronionej i urządzenia służącego jej ochronie,
- metoda statystyczna, polegająca na odpowiednim doborze wytrzymałości izolacji do spodziewanych przebiegów ograniczanych przez ochronniki przeciwprzebiegiowe w zależności od dopuszczalnego ryzyka przeskoku.

Metoda deterministyczna jest prosta w zastosowaniu, ale nie pozwala na racjonalne wykorzystanie izolacji urządzeń, a więc również na uzyskanie związanych z tym maksymalnych efektów techniczno-ekonomicznych. Metoda statystyczna jest z kolei znacznie bardziej skomplikowana i pracochłonna, ale daje o wiele lepsze efekty techniczno-ekonomiczne, zwłaszcza w sieciach wysokich i najwyższych napięć.

Metoda statystyczna koordynacji izolacji może być stosowana w wersji pełnej lub uproszczonej. Ze względu na brak dostatecznej liczby danych statystycznych dotyczących przebiegów oraz wyników badań napięciowych rzeczywistych układów izolacyjnych, w praktyce stosuje się najczęściej uproszczoną metodę statystyczną. Do obliczania ryzyka przeskoku w wybranych układach izolacyjnych autor skorzystał z uproszczonej metody statystycznej.

W kolejnych podrozdziałach są omawiane zasady ochrony układów izolacyjnych występujących w SEE. Przedstawiono wyniki zastosowania procedury koordynacji izolacji stacji transformatorowych SN/nn i WN/SN według metody deterministycznej. Dokonano również oceny skuteczności działań polegających na stopniowaniu wytrzymałości udarowej izolacji oraz urządzeń ograniczających amplitudy przebiegu do wartości mniejszej niż założony poziom ochrony. Określono także ryzyko wystąpienia przeskoku w układzie izolacyjnym w przypadku pojawienia się przebiegów.

Na podstawie uzyskanych wyników przeprowadzonej oceny koordynacji izolacji zaprezentowano możliwości modyfikacji zasad koordynacji izolacji oraz ochrony przed przepięciami SEE.

6.1. Zasady ochrony sieci elektroenergetycznych przed przepięciami

W celu ograniczenia przepięć powodujących uszkodzenia układów izolacyjnych w liniach i stacjach stosuje się środki i metody ochrony, uwzględniające zasady koordynacji izolacji. Uwzględnia się wiele czynników: układ i napięcie sieci, sposób uziemienia punktu neutralnego sieci, rolę i znaczenie chronionych urządzeń elektroenergetycznych oraz koszty urządzeń i koszty ochrony. Innymi czynnikami są spodziewana skuteczność ochrony i rosnące wymagania w dziedzinie niezawodności dostawy energii elektrycznej.

W wyniku wieloletnich doświadczeń i badań uwzględniających rozwój metod i sposobów ochrony napowietrznych instalacji elektrycznych przed przepięciami opracowano i wdrożono wiele rozwiązań zwiększających skuteczność ochrony izolacji przed skutkami uderzeń piorunów, przepięć łączeniowych i krótkotrwałych przepięć dorywczych. Do najważniejszych należą:

- uziemienie punktu neutralnego sieci poprzez impedancję o małej wartości, skutkujące ograniczeniem palenia się łuku elektrycznego w miejscu doziemienia,
- automatyka samoczynnego powtórznego załączenia (SPZ),
- izolatory o wytrzymałości elektrycznej dostosowanej do spodziewanych przepięć,
- beziskiernikowe ograniczniki przepięć z warystorami wykonanymi z tlenków metali o bardzo dużej rezystancji (rzędu 10^6 – $10^8 \Omega$) przy napięciu roboczym, zmniejszającej się gwałtownie w miarę wzrostu napięcia do wartości rzędu kilku omów, a po ustaniu przyczyny wzrostu napięcia (w ciągu kilku mikrosekund) odzyskujących bardzo dużą rezystancję,
- przewody odgromowe oraz zwody pionowe służące do ochrony przed bezpośrednimi uderzeniami piorunów w linie i stacje transformatorowe oraz budynki rozdzielni sieciowych.

Główne zadania ochrony linii i stacji koncentrują się na następujących zagadnieniach:

- a) ochrony przed bezpośrednimi uderzeniami piorunów,
- b) ochrony przed przepięciami przenoszonymi przewodami sieci.

W pierwszym przypadku ochrona polega na zlokalizowaniu wyładowania atmosferycznego w wybranych miejscach oraz bezpiecznym odprowadzeniu prądów wyładowczych do ziemi. W drugim przypadku ochrona polega na stosowaniu odpowiednio dobranej i skoordynowanej izolacji linii. Istnieje także konieczność koordynacji izolacji liniowej i stacyjnej w tej samej sieci. W tablicach 6.1–6.5 zestawiono różne środki ochrony oraz wymagany zakres ich stosowania. Do obowiązujących w tym zakresie najistotniejszych przepisów i norm należą [156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 164, 165, 166, 169, 170].

Tablica 6.1.

Zasady ochrony od przepięć linii napowietrznych o napięciu powyżej 1 kV do 110 kV – ochrona przed bezpośrednim uderzeniem piorunów [11, 12, 26, 169, 178]

Rodzaj linii	Środki ochrony	Napięcie znamionowe		Uwagi
		do 45 kV	powyżej 45 kV	
Linia napowietrzna z przewodami gołymi lub w osłonie izolacyjnej	Przewody odgromowe	Zastosowanie	Zaleca się chronić na całej długości linii	Stosować na całej długości linii i uziemiać na każdym słupie; na wejściu do stacji przewody odgromowe łączyć z konstrukcjami wsporczy i uziomem stacji
		Kąt ochrony	$\alpha \leq 30^\circ$ $\alpha \leq 60^\circ$	
	Maksymalna wartość rezy-stancji uzie-mień	$R_{zu} = 10 \Omega$ dla $\rho < 1000 \Omega$ $R_{zu} = 15 \Omega$ dla $\rho \geq 1000 \Omega$	Jeżeli uzyskanie rezystancji uziemienia dla rezystywności gruntu $\rho \geq 1000 \Omega$ jest trudne lub niemożliwe, dopuszcza się większe wartości rezy-stancji R_{zu} , pod warunkiem zapewnienia nie mniejszej skuteczności ochrony odgromowej linii. Nie dotyczy to jednak uzie-mień słupów przed stacją na odcinku 500 m. Podane, maksymalne wartości rezy-stancji R_{zu} nie powinny być przekroczone również w przypadku ograniczników przepięć i iskierników zainstalowanych na słupach tych linii	
	Odległość od przewodu ro-boczego	Według PN-EN 50341-1:2005	Odstęp między przewodem roboczym a odgromowym (d_t) mierzony w środku przęsła (o długości l_p) w temperaturze $+ 10^\circ$, powinien spełniać warunek: $d_t \geq 0,015 l_p$	
	Przekrój (wy-konanie)	Przekrój nie mniej-szy niż 50 mm^2 (linka Fe)	Przekrój przewodów odgromowych dobrać z uwzględnieniem prądów zwarcia w chronionej linii i odpowiedniej wytrzymałości mechanicznej na rozciąganie	

Tablica 6.2.

Zasady ochrony od przepięć linii napowietrznych i linii kablowych o napięciu powyżej 1 kV do 110 kV – ochrona przed przepięciami przenoszonymi przewodami sieci [11, 12, 26, 169, 178]

Rodzaj linii	Środki ochrony	Napięcie znamionowe		Uwagi
		do 45 kV	powyżej 45 kV	
Linia napowietrzna z przewodami gołymi, w osłonie izolacyjnej lub izolowanymi (LN) oraz linia kablowa (LK)	Skuteczne uzziemienie punktu neutralnego sieci	Nie stosuje się	Stosuje się	Stosuje się pod warunkiem, że współczynnik zwarcia doziemnego mieści się w przedziale 1,3–1,5. Wartość mniejszą przyjmuje się przy gwałtownym odciążeniu, a większą przy zwarciach doziemnych
	Kompensacja prądu zwarciovowego	Stosuje się	Nie stosuje się	Dławiki kompensacyjne stosuje się w celu redukcji składowej pojemnościowej prądu zwarcia, aby umożliwić samoczynne gaszenie łuku
	Bezpośrednie połączenie punktu neutralnego z ziemią przez rezystancję	Stosuje się	Nie stosuje się	Zastosowanie rezystora uziemiającego powoduje szybkie tłumienie przepięć nieustalonych w stanie przejściowym i stwarza warunki do selektywnego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych
	Automatyka zabezpieczeniowa SPZ	Stosuje się	Stosuje się	W sieciach średnich napięć SPZ-ty trójfazowe podwójne, w sieciach 110 kV wyłącznie jednofazowe jednokrotne
	Osprzęt łukochronny izolatorów liniowych (nie dotyczy linii kablowych i napowietrznych z przewodami izolowanymi)	Stosuje się	Stosuje się	Iskierki ochronno-koordynacyjne (rożki, iskierki prętowe, układy łukochronne, pierścienie itp.) przeznaczone do przyjmowania łuku elektrycznego i ochrony izolatorów (lub przewodów w izolacji) przed rozległym uszkodzeniem
	Dobór i koordynacja izolacji liniowej	Stosuje się	Stosuje się	Dobór izolacji zgodnie z wymaganiami [169, 170]. W przypadku (LN) koordynacji, zgodnie z [159, 169, 170], podlegają odstępy w powietrzu (dla linii z przewodami gołymi lub w osłonie izolacyjnej): pomiędzy przewodami fazowym a obiektami o potencjale ziemi i pomiędzy przewodami fazowymi (w czasie przepięć o łagodnym lub stromym czole). W przypadku (LK) koordynacji podlega izolacja doziemna ze środkami jej ochrony przed przepięciami

Tablica 6.3.
Zasady ochrony od przepięć linii kablowych oraz linii mieszanych (kablowo-napowietrznych) o napięciu powyżej 1 kV do 110 kV –
ochrona przed bezpośrednim uderzeniem piorunów i przepięciami przenoszonymi przewodami sieci [11, 12, 26, 169, 178]

Rodzaj linii	Środki ochrony	Napięcie znamionowe		Uwagi
		do 45 kV	powyżej 45 kV	
Linia kablowa (LK) lub Napowietrzno-kablowa (LN - LK)	Ograniczniki przepięć	Stosuje się	Stosuje się	1. Dla układu LN - LK - LN zaleca się instalowanie ograniczników przepięć przy głowicach kablowych niezależnie od długości linii kablowej; zaciski uziomowe ograniczników przepięć powinny być połączone (po najkrótszej drodze) z zaciskami uziemiającymi głowic kablowych i uziomem przewodów odgromowych (dotyczy linii o napięciu 110 kV) 2. Dla układu LN - LK - stacja transformatorowa zaleca się instalowanie ograniczników przepięć przy głowicach kablowych niezależnie od długości linii kablowej; zaciski uziomowe ograniczników przepięć powinny być połączone (po najkrótszej drodze) z zaciskami uziemiającymi głowic kablowych i uziomem przewodów odgromowych (dotyczy linii o napięciu 110 kV), a na końcu kabla od strony stacji transformatorowej z zaciskami uziemiającymi głowic kablowych i uziomem stacji
	Dobór i koordynacja izolacji liniowej	Izolacja pełna	Izolacja pełna (LK), obniżona (LN)	Dobór izolacji zgodnie z wymaganiami [169, 170]. W przypadku (LN) koordynacji, zgodnie z [159, 169, 170], podlegają odstępy w powietrzu (dla linii z przewodami gołymi lub w osłonie izolacyjnej): pomiędzy przewodem fazowym a obiektami o potencjale ziemi i pomiędzy przewodami fazowymi (w czasie przepięć o łagodnym lub stromym czole). W przypadku (LK) koordynacji podlega izolacja doziemna ze środkami jej ochrony przed przepięciami

Tablica 6.4.

Zasady ochrony od przepięć stacji transformatorowych o napięciu do 110 kV – ochrona przed bezpośrednimi uderzeniami piorunów [11, 12, 26, 169, 178]

Rodzaj urządzenia	Środki ochrony	Napięcie znamionowe		Uwagi
		do 45 kV	powyżej 45 kV	
Stacje transformatorowe	Zwody pionowe	Nie stosuje się	Stosuje się	Stosować do ochrony rozdzielni napowietrznych 110 kV i wyżej; zaleca się stosować do ochrony rozdzielni o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, w których zainstalowano transformatory o mocy znamionowej wyższej niż 1600 kVA. Zwody te zaleca się umieszczać na konstrukcjach wsporczych stacji, z wyjątkiem konstrukcji, na których umieszczone są izolatory o napięciu niższym niż 110 kV. Zwody pionowe wolnostojące połączone z uzziemieniem stacji powinny być ustawione w odległości nie mniejszej niż 3 m od chronionych urządzeń stacyjnych. Wymagania szczegółowe wykonania zwodów pionowych w [32, 33, 165, 166]
	Zwody poziome	Stosuje się	Stosuje się	

Tablica 6.5.

Zasady ochrony od przepięć stacji transformatorowych o napięciu do 110 kV – ochrona przed przepięciami przenoszonymi przewodami sieci [11, 12, 26, 169, 178]

Rodzaj urządzenia	Środki ochrony	Napięcie znamionowe		Uwagi
		do 45 kV	powyżej 45 kV	
Stacje transformatorowe	Ograniczniki przepięć	Stosuje się	Stosuje się	Szczególnie zalecane do ochrony urządzeń elektroenergetycznych w stacjach transformatorowych i rozdzielniach sieciowych połączonych bezpośrednio liniami napowietrznymi lub odcinkami linii kablowych o długości krótszej niż 2 km. Zalecane do ochrony punktu gwiazdowego uzwojeń transformatorów z przyłączonymi dławikami kompensacyjnymi. Znamionowy prąd wyładowczy ograniczników 10 kA w sieciach 110 kV i wyżej oraz 5 kA lub 10 kA w sieciach SN
	Skuteczne uziemienie punktu neutralnego sieci	Nie stosuje się	Stosuje się	W sieciach, w których maksymalna wartość ustalonego prądu zwarcia doziemnego nie przekracza wartości 50 A (w sieciach o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym)
	Kompensacja prądu zwarciovowego	Stosuje się	Nie stosuje się	Stosować w przypadku przekroczenia granicznej wartości pojemnościowego prądu zwarcia z ziemią
	Automatyka zabezpieczeniowa SPZ	Stosuje się	Stosuje się	Eliminacja zwarć przemijających w transformatorze lub na szynach zbiorczych za pomocą automatyki samoczynnie zmieniającej konfigurację części systemu elektroenergetycznego, w której wystąpiło zakłócenie
	Dobór i koordynacja izolacji stacyjnej	Izolacja pełna	Izolacja pełna	Dobór i koordynacja izolacji według [169, 170])
	Iskierniki ochronne prętowe	Stosuje się	Stosuje się	Ochrona dodatkowa urządzeń stacji stosowana na izolatorach liniowych lub izolatorach urządzeń stacyjnych

6.2. Ocena prawidłowości uszeregowania poziomów wytrzymałości elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych

Zasady i reguły obowiązujące w koordynacji izolacji tworzą wspólnie procedurę, która sprowadza się do określenia zbioru napięć wytrzymywanych, charakteryzujących izolację. Do zbioru napięć wytrzymywanych należą [158]:

- przepięcie reprezentatywne U_{rp} , będące przepięciem wywołującym taki sam skutek na izolacji jak przepięcia danej kategorii występujące z różnych przyczyn w eksploatacji,
- napięcie koordynacyjne wytrzymywane urządzeń U_{cw} , będące napięciem wytrzymywanym przez układ izolacyjny w rzeczywistych warunkach eksploatacji, spełniające kryterium poprawnego działania tego układu,
- wymagane napięcie wytrzymywane U_{rw} , będące jednocześnie napięciem probierczym, które izolacja powinna wytrzymać podczas znormalizowanej próby wytrzymałości elektrycznej, co ma stanowić gwarancję zachowania właściwości izolacyjnych układu przy oddziaływaniu przepięć danej kategorii w rzeczywistych warunkach pracy,
- znormalizowane znamionowe napięcia wytrzymywane U_w .

Schemat blokowy tej procedury został przedstawiony na rys. 6.1.

Realizacja koordynacji izolacji wymaga również znajomości rodzajów, kształtu i poziomów zakłóceń spodziewanych w miejscu lokalizacji chronionego urządzenia. Ich źródłem mogą być:

- napięcia przemienne częstotliwości sieciowej o wartości skutecznej równej najwyższemu napięciu sieci,
- przepięcia dorywcze,
- przepięcia o łagodnym czole,
- przepięcia o stromym czole.

Na wytrzymałość elektryczną izolacji urządzeń w znacznej mierze wpływa amplituda, kształt, czas trwania i biegunowość przepięcia. W rozdziale 2 monografii (tablica 2.3) przedstawiono spodziewane kształty przepięć w sieciach SN i WN oraz określono dla nich wartości parametrów czasowych. Z kolei w rozdziale 3 zaprezentowano wyniki pomiarów zakłóceń przepięciowych wykonane w różnych warunkach.

Jednym z wniosków wynikających z wykonanych pomiarów (rozdz. 3.4) jest prawidłowość, że wytrzymałość izolacji powietrznej zależy bardziej od czasu trwania czoła udaru niż od czasu trwania jego grzbietu. Czas trwania grzbietu ma istotne znaczenie w przypadku izolacji eksploatowanej w terenach o intensywnym poziomie zabrudzenia [13, 26]. Również bardzo wyraźna jest zależność wytrzymałości udarowej izolacji od wartości szczytowej przepięć.

Uwzględniając wnioski z przeprowadzonych analiz i badań, w dalszej części rozdziału przedstawiono wyniki oceny zgodności uszeregowania poziomów wytrzymałości w zakresie przepięć wywołanych krótkotrwałym napięciem przeniennym o częstotliwości sieciowej i udarem piorunowym w liniach napo-

wietrznych oraz stacjach transformatorowych SN i WN. Określenie zgodności polega na wskazaniu najmniejszych wartości napięć wytrzymywanych przez izolację, przy uwzględnieniu wymaganych poziomów ochrony gwarantujących poprawne działanie urządzeń elektroenergetycznych.

Tablica 6.6.

Znormalizowane poziomy izolacji w sieciach elektroenergetycznych o napięciu znamionowym do 110 kV (wg [158])

Lp.	Znamionowe napięcie sieci U_n , w kV	Najwyższe napięcie sieci (urządzenia) U_m , w kV (wartości skuteczne)	Znormalizowane napięcie wytrzymywane krótkotrwale przemienne o częstotliwości sieciowej U_w , w kV (wartości skuteczne)	Znormalizowane napięcie wytrzymywane krótkotrwale U_w udarowe piorunowe, w kV (wartości szczytowe)
1	3	3,6	10	20
				40
2	6	7,2	20	40
				60
3	10	12	28	60
				75
				95
4	15	17,5	38	75
				95
5	20	24	50	95
				125
				145
6	30	36	70	145
				170
7	42	52	95	250
8	60	72,5	140	325
9	110	123	185	450
			230	550
			275	650 ¹⁾

¹⁾ Wartość wytrzymywanego napięcia udarowego piorunowego dotyczy poziomu izolacji dla napięcia znamionowego 120 kV; w szczególnych warunkach eksploatacji może być uwzględniona dla linii o napięciu znamionowym 110 kV.

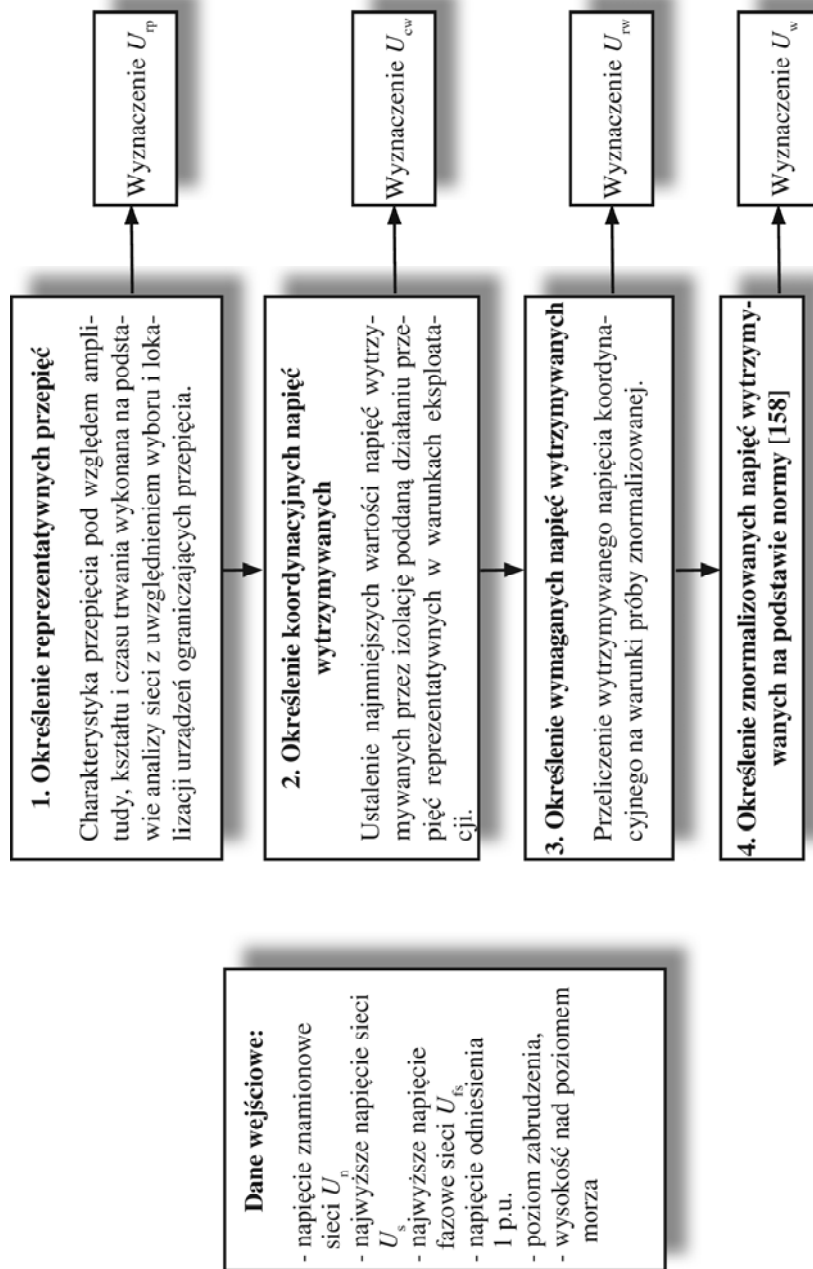
Koordinacja izolacji w liniach napowietrznych SN i WN (poniżej 220 kV) sprowadza się przede wszystkim do doboru izolacji liniowej pod względem wytrzymałości udarowej piorunowej, gdyż w przypadku przepięć sieciowych izolacja linii SN i WN wykazuje dostateczną wytrzymałość. Przy wyborze izolatorów do linii o określonym napięciu znamionowym należy brać pod uwagę wartość

znormalizowanego wytrzymywanego napięcia udarowego piorunowego (tablica 6.6), która określa, jaka powinna być minimalna wytrzymałość udarowa izolatora. Wybrane przykłady izolatorów liniowych porcelanowych i kompozytowych wraz z określonym dla nich napięciem probierczym udarowym zawiera tablica Z-3/1 (załącznik 3). Rodzaje grup napięć rozpatrywanych w rozważaniach dotyczących koordynacji izolacji w liniach elektroenergetycznych opisano w tablicy 6.7. Dla każdej z tych grup koordynacja izolacji ma odrębny charakter, przy czym decydujące znaczenie przypisuje się napięciom udarowym.

Procedura koordynacji izolacji obejmuje przede wszystkim dobór odpowiednich odstępów izolacyjnych, umożliwiających uniknięcie przeskoków [169, 170]. W tym celu należy wyznaczyć dwie podstawowe odległości:

- D_{el} , czyli minimalny odstęp w powietrzu wymagany w celu uniknięcia wyładowania zupełnego pomiędzy przewodem fazowym a obiektami o potencjale ziemi w czasie przepięć o łagodnym lub stromym czole;
- D_{pp} , czyli minimalny odstęp w powietrzu wymagany w celu uniknięcia wyładowania zupełnego pomiędzy przewodami fazowymi w czasie przepięć o łagodnym lub stromym czole.

Obie odległości można wyznaczyć posługując się tzw. metodą teoretyczną (nazewnictwo z normy [169]) lub metodą opartą na doświadczeniu eksploatacyjnym. Zależności, z których należy skorzystać przy obliczaniu tych odległości znajdują się w załączniku E normy [169]. Korzystając z tych wzorów wykonano obliczenia dla linii rozdzielczych – dla przypadku przepięć piorunowych – a wyniki zebrano w tablicy 6.8.



Rys. 6.1. Schemat blokowy procedury koordynacji izolacji
Fig. 6.1. Block diagram of procedure of insulation coordination

Tablica 6.7

Charakterystyczne cechy i zadania koordynacji izolacji w liniach elektroenergetycznych o napięciu znamionowym do 110 kV (wg [169])

Lp.	Grupy napięć (przebieg)	Cechy i zadania koordynacji
1.	Dla napięć roboczych i przebieg dorywczych	Koncentruje się na doborze długości pojedynczego izolatora lub łańcucha izolatorów (zwykle wystarcza dobrać izolatory tak, aby wytrzymały najwyższe doziemne napięcie sieci).
2.	Dla przebieg o łagodnym czole	Koncentruje się na doborze odstępów izolacyjnych w powietrzu, które dla linii rozdzielczych są na ogół określone przez długość izolatora lub łańcucha izolatorów (przebieg o łagodnym czole nie są znaczące w koordynacji izolacji, gdyż nie mają dużych amplitud i czasów do szczytu krytycznych dla izolacji; koordynacja wymagana dla linii o napięciu znamionowym powyżej 220 kV).
3.	Dla przebieg piorunowych	W liniach o napięciu znamionowym większym niż 1 kV (do 60 kV) trzeba założyć, że każde bezpośrednie wyładowanie piorunowe w linię spowoduje przeskok między fazami, z przeskokiem lub bez przeskoku do ziemi ¹⁾ . W liniach rozdzielczych o napięciu powyżej 60 kV przebieg indukowane z reguły nie przekraczają wartości wytrzymawanego napięcia udarowego piorunowego i mogą nie być brane pod uwagę. Jedynie z powodu bezpośrednich uderzeń pioruna wymagana jest ochrona w postaci przewodu odgromowego oraz właściwie dobrana wytrzymałość udarowa izolacji (tablica 6.6), utrzymanie rezystancji uziemienia każdego słupa na poziomie nie przekraczającym wartości 10 Ω oraz zastosowanie automatyki zabezpieczającej (zabezpieczenie odległościowe wraz z automatyką SPZ).
¹⁾ Jak wynika z zasad ochrony opisanych w podrozdziale 6.1, ochrona odgromowa za pomocą przewodu odgromowego lub ograniczników przebieg instalowanych na każdym słupie linii nie jest uzasadniona pod względem technicznym i ekonomicznym. Przebieg indukowane pojawiające się w tych liniach mogą mieć wpływ na wymaganą wytrzymałość udarową piorunową izolacji w przypadku uziemionych poprzeczników słupów.		

Odstępy izolacyjne zestawione w tablicy 6.8 wynikają wyłącznie z wymagań koordynacji izolacji. Inne wymagania, mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa publicznego poprzez uniemożliwienie przeskoków do osób postronnych, osób podejmujących pracę w sąsiedztwie urządzeń elektroenergetycznych oraz osób prowadzących zabiegi eksploatacyjne sieci elektroenergetycznych, mogą

spowodować konieczność zwiększenia tych odległości. Istotne jest również to, że minimalny odstęp izolacyjny jest równy wartości większej spośród odstępów obliczonych ze względu na wytrzymałość na przepięcia piorunowe.

Tablica 6.8.

Odstępy D_{el} i D_{pp} niezbędne do zapewnienia wytrzymałości na przepięcia udarowe piorunowe określone metodą techniczną i empiryczną (według [169, 170])

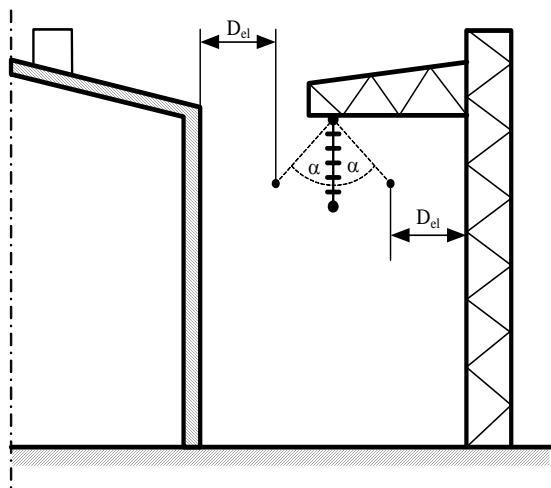
Najwyższe napięcie pracy dla urządzeń U_m , w kV	Znormalizowane wytrzymałe napięcie udarowe piorunowe U_w , w kV	Wytrzymywane przepięcie udarowe piorunowe izolatora (łańcuchów izolatorów) linii, w kV	$D_{el}^{1)}$, w m	$D_{pp}^{1)}$, w m	$D_{el}^{2)}$, w m	$D_{pp}^{2)}$, w m
17,5	75	125	0,14	0,18	0,16	0,20
	95		0,18	0,12		
24	95	125	0,17	0,22	0,22	0,25
	125		0,21	0,25		
	145		0,24	0,28		
52	250	250	0,48	0,54	0,60	0,70
123	450	450	0,85	0,96	1,00	1,15
		500	0,95	1,06		
	550	550	1,04	1,17		
		600	1,14	1,26		
650	650	1,23	1,37			

¹⁾ Odstępy obliczone na podstawie teoretycznych zależności zawartych w [158, 159, 169, 170].
²⁾ Odstępy określone empiryczną na podstawie analiz wartości powszechnie stosowanych w Europie.

Dla przykładu, minimalny odstęp przewodu roboczego linii napowietrznej o napięciu znamionowym 110 kV od obiektu o potencjale ziemi, określony metodą techniczną dla trzech różnych wartości U_w i odpowiadającym im wartościom wytrzymywanego przepięcia udarowego piorunowego izolatorów (kol. 3, tab. 6.8), zawiera się w przedziale od 0,85 m do 1,23 m. Odstęp D_{pp} dla rozpatrywanego przykładu mieści się w przedziale od 0,96 m do 1,37 m. Według metody empirycznej szacuje się, że odległości te wynoszą: $D_{el} = 1$ m, a $D_{pp} = 1,15$ m. Oznacza to, że w przypadku tzw. odstępów wewnętrznych (między przewodem fazowym a konstrukcją słupa) mogą być przyjmowane odległości minimalne w określonych wcześniej przedziałach. W podobny sposób można postąpić w przypadku linii SN.

Zaproponowany sposób postępowania można przyjąć, gdyż jednocześnie wystąpienie przepięcia i niekorzystnego wychylenia przewodów wynikające z obciążenia wiatrem – choć jest możliwe – to jego prawdopodobieństwo jest bardzo małe. Jeśli nawet wystąpi jednak takie zdarzenie, to może spowodować tylko

przerwę w zasilaniu, ale nie stworzy zagrożenia dla ludzi. Takiego podejścia nie można zastosować do doboru odstępów zewnętrznych (między przewodem fazowym a obiektem pod linią), gdyż mają one na celu zapewnienie bezpieczeństwa publicznego, czyli bezpieczeństwo osób postronnych znajdujących się w pobliżu czynnych urządzeń elektroenergetycznych. Ideę koordynacji doboru wewnętrznych i zewnętrznych odstępów izolacyjnych linii napowietrznej zawiera rysunek 6.2.



Rys. 6.2. Ilustracja koordynacji doboru wewnętrznych i zewnętrznych odstępów izolacyjnych linii napowietrznej (odstęp zapewniający wytrzymałość na przepięcia i ruch przewodów powodowany parciem wiatru)

Fig. 6.2. Coordination of overhead line insulation accounting for indispensable distance securing resistance to overvoltage and movement of lines resulting from wind pressure.

W dalszej części rozdziału są przedstawione wyniki procedury koordynacji izolacji zastosowanej w odniesieniu do stacji transformatorowych WN/SN i SN/nn. Obliczenia wykonano uwzględniając wszystkie możliwe przepięcia działające na urządzenia stacji. W analizie nie uwzględniono przepięć sieciowych, gdyż procedury koordynacji dotyczyły obiektów o napięciu znamionowym nie przekraczającym 110 kV.

Szczegóły zastosowanej procedury koordynacji izolacji dla dwóch stacji transformatorowych WN/SN i SN/nn, wykonanych według rozwiązań typowych są zawarte w załączniku 4. W tabelicy 6.9 zebrano wartości najmniejszych wymaganych napięć wytrzymywanych dla rozpatrywanych przykładów. Są to jednocześnie minimalne wartości napięć probierczych służących do sprawdzenia wytrzymałości w warunkach prób krótkotrwałym napięciem częstotliwości sieciowej i udarem piorunowym.

Przykład I. Dla sieci o napięciu $U_m = 123$ kV znormalizowane wartości 185 kV (dla krótkotrwałego napięcia częstotliwości sieciowej) i 450 kV^{*)} (dla udaru piorunowego) odpowiadają poziomowi izolacji. Wartości te nie przekraczają – dla wszystkich rodzajów izolacji: faza – ziemia i faza – faza – znormalizowanych napięć wytrzymywanych (pogrubione wartości w tabl. 6.8), z wyjątkiem izolacji zewnętrznej faza – faza na wejściu linii, dla której minimalna wymagana wytrzymałość przy udarze piorunowym wynosi 654 kV.

W przypadku rozpatrywanej stacji transformatorowej, na wejściu linii nie są zainstalowane urządzenia trójfazowe (jak np. transformator, którego lokalizacja jest określona na rys. Z-4.2). Tak więc, zamiast prób wystarczy określić minimalne odstęp w powietrzu między poszczególnymi fazami. Odstęp ten można uzyskać na bramce wejściowej do stacji, a jego wartość (zgodnie z [159]) powinna mieć wartość 1,5 m. Minimalny wymagany odstęp w powietrzu faza – ziemia i faza – faza dla wszystkich innych układów izolacji zewnętrznej, nie zlokalizowanych na wejściu linii powinien wynosić 0,9 m (dla $U_w = 550$ kV lub 650 kV odstęp powinien wynosić odpowiednio 1,1 lub 1,3 m). Należy zaznaczyć, że określone w ten sposób odstęp wynikają jedynie z wymagań spełniających wymagania wynikające z procedury koordynacji izolacji.

Przypadek II. Dla sieci o napięciu $U_m = 17,5$ kV znormalizowane wartości 38 kV (dla krótkotrwałego napięcia częstotliwości sieciowej) i 75 kV (dla udaru piorunowego) odpowiadają poziomowi izolacji. Wartości te również nie przekraczają – dla wszystkich rodzajów izolacji: faza – ziemia i faza – faza – znormalizowanych napięć wytrzymywanych (pogrubione wartości z tabl. 5.8). Minimalny wymagany odstęp w powietrzu (według [159]) faza – ziemia i faza – faza, dla wszystkich innych układów izolacji zewnętrznej nie zlokalizowanych na wejściu linii powinny wynosić 0,12 m (dla $U_w = 95$ kV odstęp powinien wynosić 0,16 m).

W obu rozpatrywanych przypadkach otrzymane wyniki określają stopień skoordynowania poziomu podstawowego izolacji i poziomu ochrony, którego miarą jest współczynnik koordynacyjny (K_c). Dla przyjętych wartości znormalizowanych napięć wytrzymywanych wartość współczynnika koordynacyjnego wynosi odpowiednio: dla przykładu I (WN) $K_c = 1,29$, dla przykładu II (SN) $K_c = 1,07$ i jest prawidłowa dla obu przypadków. Można oczywiście przyjąć napięcia wytrzymywane z poziomu o stopień wyższego, $U_w = 550$ kV (a nawet 650 kV, zalecany w szczególnych warunkach zabrudzeniowych) i dla sieci o $U_n = 15$ kV – $U_w = 95$ kV. Jednakże wówczas współczynnik K_c osiąga wartości przekraczające 1,7, co wpływa niekorzystnie na koszty izolacji i jej środków ochrony.

^{*)} Jest to poziom izolacji w rzadko występujących sytuacjach (wg normy), ale w krajowych instalacjach można stosować bez ograniczeń (szczegółowe wyjaśnienie w tabl. 6.11).

Tablica 6.9.

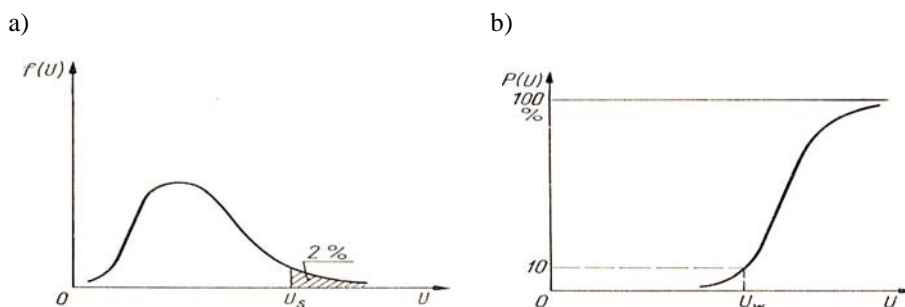
Zestawienie najmniejszych wymaganych napięć wytrzymałych dla przykładów stacji elektroenergetycznych 110 kV/15 kV *Szrzelce Piastów* i 15 kV/0,4 kV *Opole II*

Stacja elektroenergetyczna 110 kV/15 kV									
Rodzaj przepięć	Izolacja w układzie	Izolacja powietrzna						Izolacja bezpowietrzna	
		Urządzenia na wejściu linii		Inne urządzenia					
		$U_{rw}^{(s)}$ (kV)	$U_{rw(c)}$ (kV)	$U_{rw(s)}$ (kV)	$U_{rw(c)}$ (kV)	$U_{rw(s)}$ (kV)	$U_{rw(c)}$ (kV)	$U_{rw(s)}$ (kV)	$U_{rw(c)}$ (kV)
Krótkotrwałe napięcie przemienne o częstotliwości sieciowej	faza – ziemia	106,5²⁾	201,7	106,5	149,4	109,7	115,3	109,7	115,3
	faza – faza	178,6	378,7	178,6	216,4	184,0	167,2	184,0	167,2
	faza – ziemia	404,6	411,6	404,6	309,3	381,8	253,7	381,8	253,7
	faza – faza	404,6	653,6	404,6	375,5	381,8	367,7	381,8	367,7
Stacja elektroenergetyczna 15 kV/0,4 kV									
Rodzaj przepięć	Izolacja w układzie	Izolacja powietrzna						Izolacja bezpowietrzna	
		Urządzenia na wejściu linii		Inne urządzenia					
		U_{rp} (kV)	U_{ew} (kV)	U_{rw} (kV)	U_{rp} (kV)	U_{ew} (kV)	U_{rw} (kV)	U_{rp} (kV)	U_{ew} (kV)
Krótkotrwałe napięcie przemienne o częstotliwości sieciowej	faza – ziemia	17,5	17,5	20,8	17,5	17,5	20,1	17,5	20,1
	faza – faza	20,1	20,1	23,8	20,1	20,1	23,1	20,1	23,1
	faza – ziemia	-	62,3	74,0	-	-	60,0	-	60,0
	faza – faza	-	62,3	74,0	-	-	60,0	-	60,0
Udar piorunowy									

¹⁾ Napięcie U_{rw} – dla krótkotrwałego napięcia przemiennego o częstotliwości sieciowej wartość skuteczna, dla udaru piorunowego wartość szczytowa.
²⁾ Znormalizowane napięcia, które należy określić dla prób krótkotrwałym napięciem częstotliwości sieciowej oraz udarem piorunowym, powinny uwzględniać wyniki zaznaczone wytłuszczonym drukiem („**boldem**”).

6.3. Ocena ryzyka uszkodzenia izolacji

Ze względu na brak dostatecznej liczby danych statystycznych dotyczących przebiegów oraz wyników badań napięciowych rzeczywistych układów izolacyjnych, możliwości obliczania ryzyka przeskoku w sposób ścisły są znacznie ograniczone. W praktyce znajduje najczęściej zastosowanie uproszczona metoda statystyczna. Zasadniczym zadaniem koordynacji izolacji w ujęciu statystycznym jest techniczno-ekonomiczna optymalizacja wartości przebiegów i wytrzymałości izolacji (układu izolacyjnego). W tej metodzie posługujemy się wartościami umownych wielkości: przebiegu statystycznego $U_s^{(*)}$ i wytrzymałości udarowej statystycznej $U_w^{(**)}$ (rys. 6.3).



Rys. 6.3. Statystycznie określone wartości: a) największa wartość przebiegu, b) najmniejsza wartość napięcia wytrzymywanego

Fig. 6.3. Statistically established values of : a) maximum value of overvoltage, b) minimum withstand voltage.

Stosunek udarowej wytrzymałości statystycznej (U_w^{\prime}) do statystycznego przebiegu (U_s^{\prime}) – dla określonych statystycznych rozkładów przebiegów i napięć wytrzymywanych – określa statystyczny współczynnik koordynacji K_{cs} . Współczynnik K_{cs} , poprzez korelację z napięciami U_s^{\prime} i U_w^{\prime} , jest elementem wiążącym ryzyko przeskoku z marginesem koordynacyjnym. Zatem oszacowanie ryzyka uszkodzenia izolacji spowodowanego przebiegiem wymaga opisu zarówno przebiegu, jak i wytrzymałości izolacji w postaci odpowiednich rozkładów, możliwych do wyznaczenia w przypadku izolacji samoregenerującej się.

W metodzie statystycznej uproszczonej można posłużyć się dowolnie wybranymi wartościami znanych rozkładów: $g(U)$ – funkcji gęstości określonego rodzaju przebiegów i $P(U)$ – dystrybuanty napięć przeskoku w układzie narażonym na przebiegi U .

*) Wartość przebiegu, której przekroczenie ma prawdopodobieństwo 2 %.

**) Wartość wytrzymałości elektrycznej o prawdopodobieństwie niedotrzymania równym 10 %.

Gęstość rozkładu amplitud przebiegów i dystrybuanty napięcia przeskoku można wyznaczyć kolejno z następujących wzorów [11]:

$$g(U) = \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{U - U_s}{\sigma_s} + 2,054 \right)^2 \right] \quad (6.1)$$

i

$$P(U) = \frac{1}{\sigma_w \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^U \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{x - U_w}{\sigma_w} - 1,281 \right)^2 \right] dx, \quad (6.2)$$

gdzie σ_s , σ_w – odchylenia standardowe odpowiednio przebiegu statystycznego i wytrzymałości udarowej statystycznej.

Zakładając, że rozkłady prawdopodobieństw przebiegów i wytrzymałości udarowej izolacji są wzajemnie niezależne, ryzyko przeskoku w zadanym przedziale czasu eksploatacji można wyrazić wzorem:

$$R = \int_0^{\infty} g(U)P(U)dU. \quad (6.3)$$

Krzywe wykreślone według wzorów (6.1) i (6.2) stanowią podstawę do obliczenia ryzyka R .

W praktyce wartość ryzyka możliwa do zaakceptowania dla przeciętnych odchylen standardowych jest osiągana przy statystycznym współczynniku koordynacyjnym $K_{cs} \approx 1,1 \dots 1,25$. Takim wartościom K_{cs} odpowiada ryzyko $R \approx 10^{-3} \dots 10^{-5}$. Na rysunkach 6.4 i 6.5 przedstawiono charakterystyki $P(U)$ i $g(U)$ warunkujące ryzyko przeskoku R dla samoregenerującej się izolacji w liniach WN i SN, sporządzone na podstawie wzorów (6.1), (6.2) i (6.3). W tabelicy 6.10 zestawiono uzyskane wyniki obliczeń ryzyka przeskoku R dla kilku wybranych wartości przebiegu statystycznego U_s .

Uzyskane wyniki świadczą o tym, że stosowane obecnie nowoczesne ograniczniki tlenkowe pozwalają uzyskać akceptowalne wartości ryzyka przeskoku w liniach WN i SN równe $R_{110 \text{ kV}} = 1,2 \cdot 10^{-4}$ dla $K_{cs} = 1,12$ (linie 110 kV) oraz $R_{15 \text{ kV}} = 1,7 \cdot 10^{-4}$ dla $K_{cs} = 1,06$ (linie 15 kV). Oszacowane ryzyko przeskoku R dla różnych wartości napięcia obniżonego ograniczników beziskiernikowych wskazuje na to, że istnieją przesłanki do dalszego zmniejszenia całkowitych kosztów izolacji poprzez obniżenie poziomu ochrony, co jest możliwe do uzyskania ze względu na korzystne właściwości obecnie produkowanych ograniczników [11, 12, 21, 26]. Obecnie produkowane ograniczniki beziskiernikowe nie zmieniają praktycznie swoich właściwości w czasie eksploatacji i mogą być stosowane za-

równy do ochrony przed przepięciami piorunowymi i łączeniowymi, jak i przepięciami dorywczymi o czasie trwania kilku milisekund. Stwarzają one możliwości obniżenia poziomu ochrony do około 2 p.u. przy przepięciach piorunowych oraz do 1,8 p.u. przy przepięciach łączeniowych.

Tablica 6.10

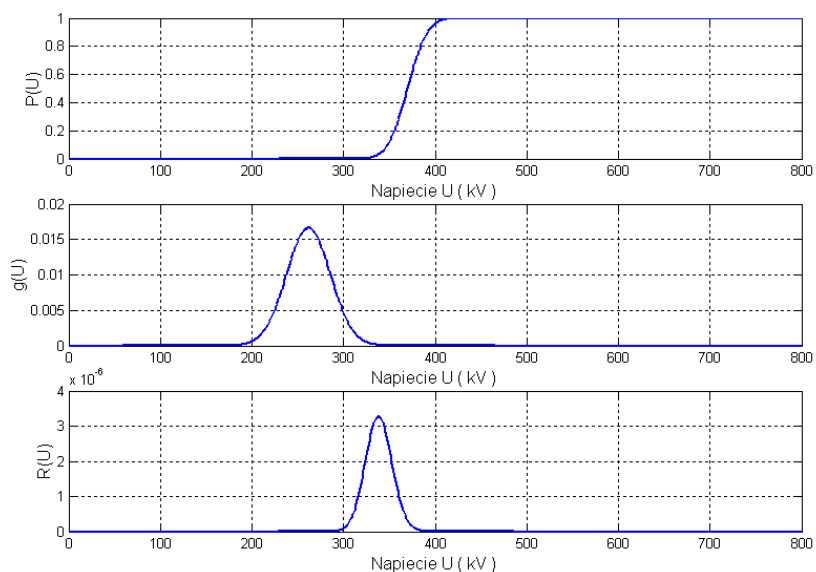
Zestawienie wartości parametrów zastosowanych do określenia wskaźnika zagrożenia izolacji R

Lp.	U_n , w kV	$U^{1)}$, w kV	$U_s^{2)}$, w kV	U_w' , w kV	σ_s , w kV	σ_w , w kV	R	K_{cs}
1.	110	413,5	366	348,5	29,3	17,4	$2,9 \cdot 10^{-2}$	0,95
			330		26,4		$1,4 \cdot 10^{-3}$	1,06
			311		24,9		$1,2 \cdot 10^{-4}$	1,12
			292		23,4		$6,2 \cdot 10^{-6}$	1,2
			280		22,4		$6,1 \cdot 10^{-7}$	1,24
2.	15	74	76	62,4	6,1	3,12	$0,8 \cdot 10^{-2}$	0,82
			62		4,9		$0,1 \cdot 10^{-2}$	1
			58,7		4,7		$1,7 \cdot 10^{-4}$	1,06
			56		4,5		$2,6 \cdot 10^{-5}$	1,11
			54		4,3		$3,8 \cdot 10^{-6}$	1,16

¹⁾ Napięcie, które izolacja powinna wytrzymać podczas znormalizowanej próby wytrzymałości elektrycznej; w tablicy podano wartość U dla przepięcia o stromym czole.
²⁾ Wartości przepięcia statystycznego odpowiadają napięciu obniżonemu ograniczników przepięć typu PEXLIM R, SBK I-IV, POLIM-D, GZSB, stosowanych w sieciach elektroenergetycznych.

Korzystając z obliczonych wartości ryzyka przeskoku i statystycznego współczynnika koordynacyjnego można określić zależność między tymi parametrami (rys. 6.6 i 6.7). Możliwą do zaakceptowania wartość ryzyka dla przeciętnych odchyłeń standardowych uzyskuje się wtedy, gdy $K_{cs} > 1,15$ [11].

Na podstawie przeprowadzonej oceny można stwierdzić, że stosowane obecnie do ochrony urządzeń elektroenergetycznych przed przepięciami ograniczniki przepięć pozwalają na techniczno-ekonomiczną optymalizację wartości statystycznego współczynnika ochrony w zależności od ryzyka przeskoku.

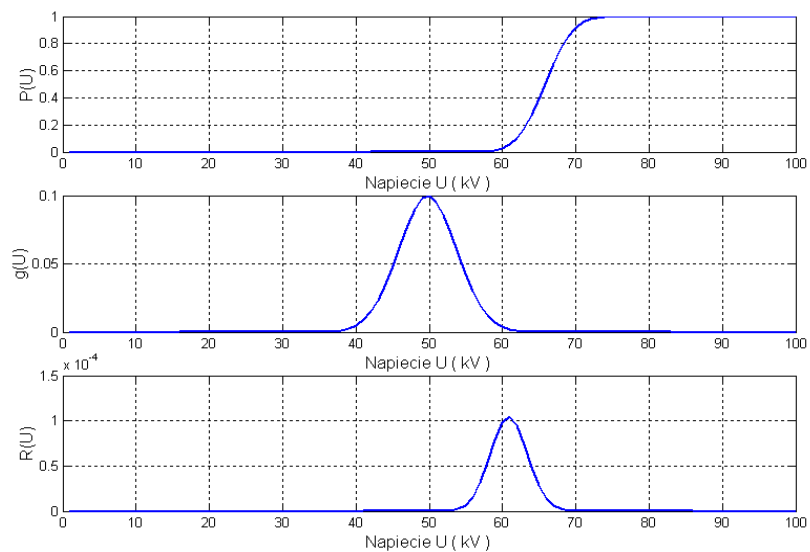


Rys. 6.4. Dystrybuanta wytrzymałości udarowej izolacji $P(U)$ warunkująca ryzyko przeskoku $R(U)$ i gęstość prawdopodobieństwa wartości szczytowej przepięcia $g(U)$; obliczenia wykonano dla stacji transformatorowej 110/15 KV *Strzelce Piastów*, przyjmując następujące wartości danych: $U_n = 110$ kV, $U'_w = 348,5$ kV, $U'_s = 311$ kV,

$$\sigma_s = 24,9 \text{ kV}, \sigma_w = 17,4 \text{ kV}, K_{cs} = 1,12$$

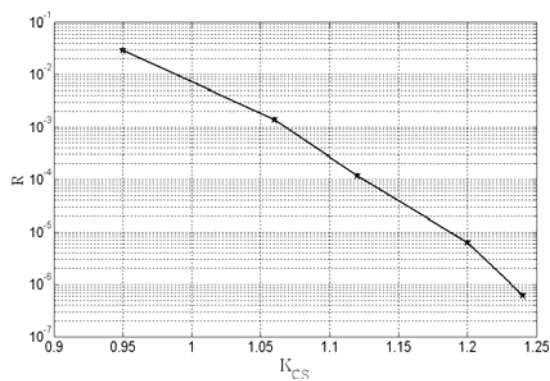
Fig. 6.4. Distribution of insulation resistance to stroke $P(U)$ sparkover determined of the hazard of $R(U)$ and the basis of probability of peak value of $g(U)$; calculations were performed for transformer station 110/15 KV *Strzelce Piastów* under the assumption of the following data: $U_n = 110$ kV, $U'_w = 348,5$ kV, $U'_s = 311$ kV, $\sigma_s = 24,9$ kV,

$$\sigma_w = 17,4 \text{ kV}, K_{cs} = 1,12.$$



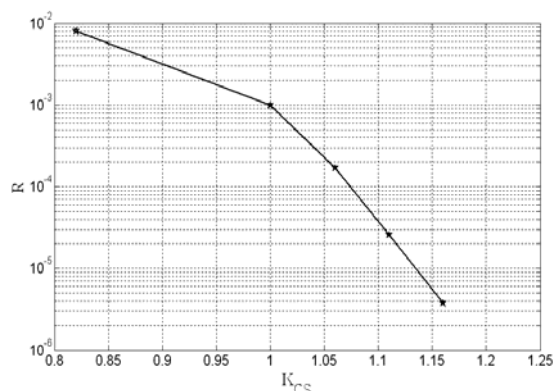
Rys. 6.5. Dystrybuanta wytrzymałości udarowej izolacji $P(U)$ warunkująca ryzyko przeskoku $R(U)$ i gęstość prawdopodobieństwa wartości szczytowej przepięcia $g(U)$; obliczenia wykonano dla stacji transformatorowej 15/0,4 KV *Opole II*, przyjmując następujące wartości danych: $U_n = 15$ kV, $U'_w = 62,4$ kV, $U'_s = 58,7$ kV, $\sigma_s = 4,7$ kV, $\sigma_w = 3,12$ kV, $K_{cs} = 1,06$

Fig. 6.5. Distribution of insulation resistance to stroke $P(U)$ sparkover determined of the hazard of $R(U)$ and the basis of probability of peak value of $g(U)$; calculations were performed for transformer station 15/0,4 KV *Opole II* under the assumption of the following data: $U_n = 15$ kV, $U'_w = 62,4$ kV, $U'_s = 58,7$ kV, $\sigma_s = 4,7$ kV, $\sigma_w = 3,12$ kV, $K_{cs} = 1,06$.



Rys. 6.6. Przykład zależności między ryzykiem przeskoku a współczynnikiem ochrony dla przepięć piorunowych w liniach WN

Fig. 6.6. Example of relationship between the hazard of sparkover and absorption coefficient from lightning overvoltages for HV lines.



Rys. 6.7. Przykład zależności między ryzykiem przeskoku a współczynnikiem ochrony dla przebiegów piorunowych w liniach SN

Fig. 6.7. Example of relationship between the hazard of sparkover and absorption coefficient from lightning overvoltages for MV lines.

6.4. Ocena możliwości modyfikacji zasad koordynacji izolacji oraz ochrony przed przepięciami

Uzyskane przez autora rezultaty oceny stopnia narażenia przepięciowego i skutków oddziaływania przepięć, wyniki pomiarów i analiz, a także wieloletnie doświadczenie eksploatacyjne, skłaniają do określenia przesłanek modyfikacji zasad koordynacji izolacji i ochrony przed przepięciami sieci elektroenergetycznych. Podejmowane działania w tym zakresie można podzielić na:

- 1) działania w kierunku ograniczenia częstości występowania oraz zmniejszenia wartości szczytowych i innych parametrów przepięć, zagrażających izolacji,
- 2) działania zmierzające do wprowadzania nowych metod i urządzeń do ochrony przed przepięciami.

Realizacja działań w określonych kierunkach uwzględnia również konieczność modyfikacji aktów normalizacyjnych.

Wśród wielu metod i rozwiązań służących ograniczeniu częstości występowania oraz zmniejszenia wartości szczytowych przepięć podstawowe znaczenie ma konfiguracja sieci oraz sposób połączenia punktu neutralnego sieci z ziemią. Wpływ obu czynników na poziom narażenia przepięciowego został opisany w podrozdziale 5.2. Ponadto, wśród metod ograniczających niepożądane oddziaływanie na sieć elektroenergetyczną przepięć, na szczególną uwagę zasługują:

- sekcjonowanie w stacjach transformatorowych 110 kV/15 kV (najbardziej efektywne w układach H4 i H5 tych stacji) oraz w głębi sieci, szczególnie SN, poprzez zastosowanie łączników sterowanych drogą radiową,
- stosowanie urządzeń umożliwiających szybkie odłączenie obwodów, w których wystąpiło zwarcie (bezpieczników ograniczających i ograniczników mocy stosowanych w sieciach SN, umożliwiających ograniczenie wartości chwilowej prądu zwarcia jeszcze przed wystąpieniem wartości maksymalnej,
- stosowanie przewodów w osłonie izolacyjnej (o niepełnej izolacji), ograniczających możliwość wystąpienia zwarć doziemnych (szczególnie przemijających),

- wykonywanie łączeń sterowanych w sieci, umożliwiających zamknięcie lub otwarcie styków łącznika w chwili najmniej odpowiedniej do powstania przepięć łączeniowych (ma to istotne znaczenie przy łączeniach baterii kondensatorów i odbiorów o dużej mocy),
- dobranie odpowiedniego sposobu połączenia punktu neutralnego z ziemią w sieciach rozdzielczych SN uziemionego poprzez indukcyjność lub rezystancję (w obu przypadkach uzyskuje się ograniczenie przepięć); najbardziej efektywnie przebiega kompensacja prądów zwarć doziemnych w układach z samoczynną regulacją wartości prądu indukcyjnego, dostosowaną do potrzeb występujących w danym obszarze kompensacyjnym sieci (podrozdział 5.2.2); w układach pracujących z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor obserwuje się samolikwidację zwarcia doziemnego wskutek naturalnego wydmuchu łuku; zasadność stosowania tego układu w sieciach o prądach ziemnozwarciowych rzędu kilkuset amperów (dla przykładu pracujących w układzie wyspowym sieci zakładów przemysłowych lub elektrowni); w praktyce najczęściej stosuje się rozwiązanie pośrednie łączące zalety obu rozwiązań, polegające na uziemieniu punktu neutralnego przez indukcyjność z możliwością równoległego załączenia rezystora (rozwiązanie z automatyką wymuszenia składowej czynnej, tj. AWS),
- dobranie odpowiedniego sposobu połączenia punktu neutralnego z ziemią w sieciach rozdzielczych wysokiego napięcia bezpośrednio uziemionego, który przy doziemieniu jednego z przewodów fazowych skutecznie ogranicza napięcia doziemne pozostałych dwóch niedoziemionych przewodów fazowych; w tak pracującej sieci konieczne jest jednak utrzymanie odpowiedniego stosunku rezystancji i reaktancji dla składowej symetrycznej kolejności zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej kolejności zgodnej.

Aparatami służącymi do ochrony urządzeń elektroenergetycznych przed skutkami przepięć spowodowanych przez wyładowania atmosferyczne są odgromniki wydmuchowe, odgromniki zaworowe i beziskiernikowe ograniczniki przepięć. Stosowane obecnie nowoczesne ograniczniki beziskiernikowe (nazywane również ogranicznikami tlenkowymi) wykazują wiele korzystnych właściwości, takich jak:

- duża szybkość działania (rzędu nanosekund),
- możliwość zmiany rezystancji z wartości ok. $10^8 \Omega$ do kilku omów podczas przepływu prądu pioruna,
- brak prądu następczego i wyładowania łukowego,
- prosta konstrukcja (mała masa, niewielkie wymiary),
- możliwość stosowania w zasadzie na dowolnie wysokie napięcie i duży prąd wyładowczy.

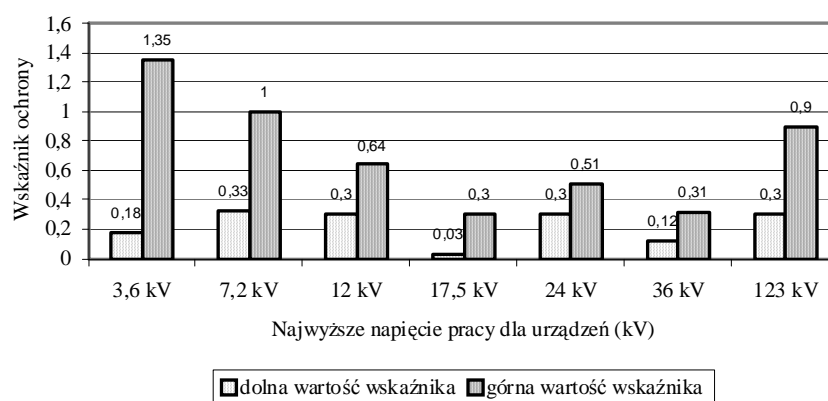
Dzięki tym zaletom, ograniczniki tlenkowe umożliwiają zmniejszenie wymagań dotyczących układów izolacyjnych w liniach i urządzeniach stacyjnych w zakresie ich wytrzymałości udarowej piorunowej i łączeniowej. Ma to również wpływ na obniżenie kosztów izolacji ponoszonych w trakcie budowy lub mo-

dernizacji obiektów elektroenergetycznych. Analizując dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne w zakresie stosowania ograniczników tlenkowych w sieciach SN i WN można uściślić zasady ich doboru. W tym przypadku można skorzystać z tzw. wskaźnika ochrony izolacji wyznaczonego z zależności:

$$m = \frac{U_w - U_0}{U_0} \cdot 100\% , \quad (6.4)$$

w której: U_w – znormalizowane wytrzymawane napięcie udarowe piorunowe, U_0 – napięcie obniżone ogranicznika przepięć dla różnych wartości najwyższego napięcia pracy urządzeń.

W sieci o napięciu znamionowym 110 kV, w której urządzenia są chronione ogranicznikami tlenkowymi, istnieje duża różnica (margines) między poziomem podstawowym izolacji a poziomem ochrony (rys. 6.8). Margines ten, odniesiony do napięcia obniżonego zastosowanych ograniczników przepięć, wynosi od ok. 30 % (dla $U_w = 450$ kV) do ok. 90% (dla $U_w = 650$ kV). Sugeruje to możliwość redukcji wymagań odnoszących się do wytrzymałości izolacji na udary piorunowe. Na podstawie ustaleń wynikających z badań i doświadczeń eksploatacyjnych wskazane jest, aby przedziały wyznaczające rozrzut wytrzymałości koordynacyjnych (na poziomie podstawowym izolacji i poziomie ochrony) urządzeń zawierały wspólne wartości z prawdopodobieństwem ok. 10 %.



Rys. 6.8. Wskaźnik ochrony dla parametrów odgromników tlenkowych przyłączanych do przewodów fazowych o różnych wartościach najwyższego napięcia znamionowego sieci

Fig. 6.8. Safety indicator for parameters of lightning arresters connected to phase conductors in networks of various rated voltages.

Wartość ryzyka przeskoku oszacowana w podrozdziale 6.3 dla samoregenerującej się izolacji linii 110 kV i SN wskazuje na możliwość obniżenia poziomu ochrony, przy stosowanych obecnie rozwiązaniach urządzeń do ochrony przed przepięciami. W praktyce dobór poziomów izolacji i ochrony powinien jednak dodatkowo uwzględniać spodziewany kształt przebiegów przepięciowych, starzenie się izolacji, wpływ czynników środowiskowych oraz wzajemne usytuowanie urządzeń i ograniczników. Ponieważ rzeczywiste parametry elektryczne przepięcia piorunowego z reguły odbiegają (są łagodniejsze) od wartości przyjętych dla przebiegu znormalizowanego (1,2/50 μ s), można zatem to wykorzystać przy określaniu wymiarów konstrukcji układów izolacji w stacjach napowietrznych chronionych ogranicznikami przepięć.

W ostatnich latach obserwuje się rozwój zastosowań ograniczników tlenkowych instalowanych w obudowach innych urządzeń. Najbardziej do tego celu nadają się izolatory wsporcze łączników, transformatory oraz rozdzielnice gazoszczelne (GIS) i przewody szynowe w izolacji gazowej (GIL), w których czynnikiem izolacyjnym jest sześćfluorek siarki (SF_6) lub mieszanina gazów N_2/SF_6 . Ochronę tych urządzeń przed przepięciami należy rozwiązywać indywidualnie, uwzględniając ogólne zasady ochrony. Montaż ograniczników wewnątrz urządzeń znajduje szczególne uzasadnienie w przypadku rozległych rozdzielnic gazowych bądź długich ciągów liniowych z SF_6 . W takich rozwiązaniach element zmiennooporowy umieszcza się w osłonie polimerowej, dzięki czemu ogranicznik zajmuje mało miejsca. Uzyskane dzięki temu krótkie połączenia ogranicznika z obiektem chronionym sprawiają, że przepięcie na urządzeniu chronionym nie wzrośnie ponad poziom ochrony ogranicznika.

W wielu krajach Europy Zachodniej proponuje się stosowanie nowej konstrukcji ślizgowych ograniczników przepięć [88] do ochrony izolacji linii napowietrznych, w szczególności z przewodami o niepełnej izolacji [124]. W chwili zadziałania ograniczniki te zachowują się tak, jak odgromniki wydmuchowe (nie stosowane obecnie w sieciach nowych lub modernizowanych). Zdolność tych urządzeń do samoczynnego gaszenia łuku, podtrzymywanego przez prąd następczy po zaniku przepięcia, a także prostota ich konstrukcji oraz niskie koszty zakupu sprawiają, że można je traktować jako alternatywę dla układów łukochronnych, wymaganych w liniach z przewodami o niepełnej izolacji.

Analiza literatury w zakresie problematyki koordynacji izolacji i ochrony przed przepięciami wskazuje na dalszy rozwój technologiczny ograniczników przepięć, co pozwoli na dodatkowe zwiększenie wartości wskaźnika ochrony izolacji. Stąd, w celu zachowania zasady prawidłowego i racjonalnego doboru tych urządzeń do pracy w sieci podczas przepięć wskazane jest – już na etapie opracowania dokumentacji projektowej – dokonywanie indywidualnych przeliczeń sprawdzających prawidłowość doboru tego środka ochrony.

Rozważając zagadnienie doboru ograniczników przepięć nie sposób nie odnieść się do kwestii wskazania możliwości złagodzenia wymagań w zakresie akceptowanych odstępów izolacyjnych oraz poziomów izolacji urządzeń pracują-

cych w sieciach średniego i wysokiego napięcia, umożliwiających uniknięcie przeskoku. Koordynacja odstępów w liniach napowietrznych sprowadza się przede wszystkim do doboru wymiarów konstrukcji wsporczych, co znajduje szczególne uzasadnienie w liniach o napięciu znamionowym powyżej 110 kV (rys. 6.2). W przypadku linii średniego napięcia dobór odstępów powinien uwzględniać głównie wytyczne zawarte w normie [170]. Dla przykładu, dla napięcia znamionowego sieci 15 kV minimalna odległość między przewodami fazowymi nieizolowanymi na słupie powinna wynosić 0,2 m, natomiast między przewodem fazowym a konstrukcją nieuziemiaoną 0,16 m. Stosując izolatory typu LWP 8/24, odległość przewodu fazowego od konstrukcji wsporczej wynosi 0,38 m, a między przewodami fazowymi – w zależności od układu przewodów – od 1,4 m do 2,1 m.

W przypadku konstrukcji wsporczych na uwagę zasługuje stosowanie żerdzi izolacyjnych, na przykład drewnianych. Dla tak wykonanych linii przepięcia indukowane przez bliskie uderzenia pioruna nie mają znaczenia. Jednakże duża wytrzymałość elektryczna układu przewodów – ziemia sprawia, że wzdłuż przewodów linii przemieszcza się fala przepięciowa o dużej amplitudzie. Sprawia to, że wymagania w zakresie ochrony przed przepięciami stacji transformatorowej, do której jest przełączona taka linia są wyższe (należy zwrócić szczególną uwagę na właściwy dobór ograniczników przepięć w stacji). Dla linii napowietrznych z uziemionymi poprzecznikami przepięcia indukowane należy uwzględnić przy określeniu wytrzymałości udarowej piorunowej izolacji.

W podrozdziale 6.2 dokonano oceny koordynacji izolacji dla dwóch wybranych stacji transformatorowych. Na uwagę zasługuje to, że dla izolacji powietrznej faza – ziemia w stacji 110/15 kV, znormalizowane krótkotrwałe wytrzymawane napięcie częstotliwości sieciowej o wartości 185 kV jest wyraźnie większe od wartości wymaganej dla przepięć dorywczych $U_{rw(s)} = 106,5$ kV (tabl. 6.9). Równocześnie, wartość 185 kV odpowiada znormalizowanemu wytrzymawanemu napięciu udarowemu piorunowemu 450 kV. W tym przypadku również występuje znaczący margines między poziomem podstawowym izolacji a poziomem ochrony. Obniżenie poziomów mogłoby spowodować nieuzasadniony wzrost narażenia izolacji urządzeń, jednakże należałoby doprowadzić do pogłębionej analizy zasadności przyjmowania wartości napięć wytrzymawanych o jeden lub dwa stopnie wyższy. Argumenty przemawiające za takim postępowaniem powinny uwzględniać również aspekt ekonomiczny. Podobne relacje zachodzą w przypadku oceny koordynacji izolacji stacji transformatorowej SN. Oba przykłady wskazują zatem na zasadność wykonywania w rozważanym zakresie dodatkowych obliczeń weryfikujących, w szczególności dla nowo projektowanych lub modernizowanych obiektów sieciowych. W trakcie prowadzonych weryfikacji należy również uwzględnić nowe rozwiązania z zakresu izolacji urządzeń, ochrony od przepięć oraz lokalizację w terenie obiektu wymagającego ochrony od przepięć.

Tablica 6.11.
Wybrane przykłady niespójności treści norm dotyczących wyboru poziomu izolacji, minimalnych odstępów izolacyjnych oraz wyboru znamionowego wytrzymawanego napięcia udarowego piorunowego

Lp.	Rodzaj normy	Zakres najwyższych napięć urządzeń przyjęty w danej normie	Minimalny odstęp w powietrzu dla zapewnienia wytrzymałości udarowej piorunowej
1	PN EN 60071-1:1999	I. $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$	$U_s = 20 \text{ kV}$, $U_m = 24 \text{ kV}$ $U_s = 110 \text{ kV}$, $U_m = 123 \text{ kV}$
2	PN EN 60071-2:2000	II. $U_m > 245 \text{ kV}$	$D_{el} = D_{pp} = 0,22 \text{ m}$ nie dotyczy
3	PN EN 05115: 2002	A. $1 \text{ kV} < U_m < 52 \text{ kV}$	$D_{el} = D_{pp} = 0,9 \text{ m}$
		B. $52 \text{ kV} \leq U_m < 300 \text{ kV}$	nie dotyczy
		C. $U_m \geq 300 \text{ kV}$	$D_{el} = D_{pp} = 0,9 \text{ m}$ nie dotyczy
4	PN EN 50423-1:2007	I. $1,2 \text{ kV} < U_m \leq 52 \text{ kV}$	$D_{el} = 0,22 \text{ m}$, $D_{pp} = 0,25 \text{ m}$
5	PN EN 50341-1:2005	II. $U_m > 52 \text{ kV}$	nie dotyczy $D_{el} = 0,85 \text{ m}$, $D_{pp} = 0,96 \text{ m}$

Uwagi dodatkowe:

1. W normie PN EN 05115:2002 brak jest odniesienia do minimalnych odstępów w powietrzu wymaganych w celu zapobieżenia wyładowaniu zupełnemu przy napięciu o częstotliwości sieciowej między przewodem fazowym a obiektami o potencjale ziemi ($D_{50\text{Hz pe}}$) lub między przewodami fazowymi ($D_{50\text{Hz pp}}$).
2. Znormalizowane wytrzymawane napięcie udarowe piorunowe dla najwyższego napięcia sieci $U_m = 123 \text{ kV}$ należy wybrać spośród trzech wartości: 450 kV, 550 kV lub 650 kV. W p. 4.3 tablicy 2 w PN EN 05115:2002 znajduje się zapis stwierdzający, że „poziom 450 kV jest przyjmowany tylko w rzadko występujących specjalnych przypadkach”. Takie stwierdzenie wskazuje jednoznacznie na zasadność podwyższenia o stopień poziomu wytrzymawanego napięcia udarowego piorunowego. Natomiast, jak to zostało wykazane w podrozdziale 6.2, wartość 450 kV zapewnia właściwy margines między poziomem podstawowym izolacji a poziomem ochrony w obiektach liniowych i stacyjnych. Bardziej właściwy zapis dotyczący omawianego zagadnienia znajduje się w normie PN EN 60071-1:1999. Stanowi on: „Jeżeli wartości podane w nawiasach (w tym przypadku w nawiasie ujęto poziom napięcia 450 kV) są niewystarczające do wykazania, że wymagane międzyfazowe napięcia wytrzymawane są zadowalające, konieczne jest przeprowadzenie dodatkowych prób wytrzymałości izolacji międzyfazowej”. Można oczywiście przyjąć napięcie wytrzymawane z poziomu o stopień wyższego (550 kV), jednak margines między poziomem podstawowym izolacji a poziomem ochrony staje się wtedy zbyt duży, co przekłada się na wzrost kosztów izolacji i ochrony.
3. Występuje niespójność w definicjach zawartych w normach [156] i [170], odnoszących się do przewodów w osłonie izolacyjnej oraz przewodów o niepełnej izolacji (niepełnoizolowanych) i izolowanych (pełnoizolowanych).

Możliwości, jakie dają obecnie urządzenia i układy ochrony od różnego rodzaju przepięć, są duże, a ich skuteczność działania znajduje potwierdzenie w statystykach awaryjności sieci elektroenergetycznych, które wykazują tendencję malejącą w grupie zakłóceń przepięciowych. Wybranie odpowiednich środków ochrony jest jednak zawsze poprzedzone pracami analitycznymi, prowadzonymi na podstawie przyjętych zasad koordynacji izolacji i doboru środków ochrony. W praktyce zastosowanie mają reguły i procesy opisane w dokumentach normalizacyjnych oraz różnego rodzaju wytycznych. Jednak wiele założeń i ustaleń wynikających z treści tych dokumentów, odnoszących się do tego samego zagadnienia jest wzajemnie niespójnych. Wybrane przykłady niespójności pokazano w tablicy 6.11.

Pogłębiona analiza treści tych norm wykazała, że największe rozbieżności odnotowano w normach [159, 164, 169, 170]. Za uzasadnione należy uznać pilne uporządkowanie treści przywołanych norm, co doprowadziłoby do określenia jednolitych zasad koordynacji izolacji oraz wyeliminowałoby różnice w nazewnictwie i definicjach pojęć stosownych w tym zakresie.

7. PODSUMOWANIE

Zaprezentowane wyniki analiz i ocen skutków przebiegów występujących w sieciach rozdzielczych, będących efektem procesów łączeniowych, zwarciovych lub wyładowań atmosferycznych umożliwiają ich scharakteryzowanie, oszacowanie poziomu narażenia przepięciowego układów izolacyjnych oraz określenie przesłanek modyfikacji zasad koordynacji izolacji i ochrony przed przepięciami.

Na podstawie przedstawionych rezultatów analiz teoretycznych i prac badawczych, wykonanych w warunkach laboratoryjnych i w rzeczywistych sieciach elektroenergetycznych, można sformułować następujące wnioski:

- Badania parametrów jakości energii elektrycznej umożliwiły rozpoznanie charakterystycznych grup odbiorców, określenie ich wpływu na wartości parametrów jakości energii i wskazanie kierunku ich zmian wraz z upływem czasu. Ustalenie przyczyn nietypowych zakłóceń, jakimi są między innymi szybkie zmiany napięcia (flikery), wymaga wykonania serii pomiarów. Sposób wykonania tych pomiarów powinien uwzględniać rejestrację skutków różnych zdarzeń zachodzących w sieciach elektroenergetycznych (np. zwarć, czynności łączeniowych, gwałtownych obciążeń, itp.). Okresowość w wykonywaniu pomiarów umożliwia obserwację zmiany w czasie wartości parametrów energii elektrycznej. Porównanie uzyskanych wyników pomiarów z wymaganiami norm umożliwia efektywne planowanie rozwoju i modernizacji sieci, z uwzględnieniem rosnących oczekiwań odbiorców energii elektrycznej.
- Możliwości wywoływania celowych zakłóceń przepięciowych do celów badawczych są ograniczone, dlatego rejestracje i symulacje procesów falowych podczas przebiegów (wraz z ich archiwizacją) są bardzo przydatne w praktyce. Takie działania pozwalają przewidzieć możliwości wystąpienia w danej sieci przebiegów o określonych parametrach. Wspomaga również proces doboru środków ochrony przed przepięciami.
- Analiza przebiegów może być obecnie prowadzona w oparciu o udoskonalone modele elementów sieci elektroenergetycznych, udoskonalone modele matematyczne kanału wyładowania piorunowego, numeryczne rozwiązania złożonych równań pola elektromagnetycznego, nowoczesne metody przetwarzania sygnałów (umożliwiające wyznaczanie charakterystyk widmowych dla określonego przedziału czasowego) i symulacje.
- Uszkodzalność izolacji elementów sieci SN i WN powodowana stanami nieustalonymi wywołanymi przepięciami piorunowymi, prowadząca w wielu przypadkach do wielokrotnego uszkodzenia się izolacji, jest duża. Przepięcia sieciowe nie stanowią istotnego zagrożenia dla linii napowietrznych SN i WN ($U_n \leq 110$ kV). Mogą być one zagrożeniem dla izolacji kabli i maszyn wirujących (silników, prądnic).

- Do obserwacji fal przepięciowych – zarówno w pierwszej fazie stanu nieustalonego, jak i po nadejściu do rozważanego punktu węzłowego fal odbitych od punktów węzłowych układu sieci elektroenergetycznej – można wykorzystać program komputerowy *PSpice* (narzędzie informatyczne umożliwiające symulację i analizę obwodów elektrycznych). Może on stanowić alternatywę dla programu *EMTP*. Z przebiegów czasowych napięć otrzymanych w procesie symulacji z zastosowaniem modeli dostępnych w tym programie wynika jednak, że *PSpice* nie umożliwia uwzględnienia ważnych zjawisk występujących w linii napowietrznej podczas przepięć: naskórkowości, ulotu i wzajemnego oddziaływania przewodów w liniach wieloprzewodowych (wielożyłowych).
- Krótkoczasowe przekształcenie Fouriera *STFT* oraz przekształcenie falkowe zastosowane do analizy przepięć występujących w sieciach elektroenergetycznych SN i WN, pozwoliły na wskazanie dla poszczególnych rodzajów przepięć charakterystycznych i różniących się struktur czasowo-częstotliwościowych. Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują na możliwość zastosowania takich przekształceń jako metody do ich klasyfikacji i rozpoznawania. Stwierdzono, że uzasadnione są dalsze badania nad wykorzystaniem takich przekształceń w diagnostyce funkcji łączeniowych wyłączników stosowanych w sieciach SN i WN.
- Zaprezentowane w monografii kryteria oceny przepięć i wyniki badań mogą być wykorzystane w pracach zmierzających do opracowania skomputeryzowanych systemów ekspertowych umożliwiających identyfikację przepięć. Uzyskane rezultaty badań mogą zatem być wykorzystane w pracach projektowych oraz opracowaniach eksperckich z zakresu ochrony przed przepięciami.
- Przeprowadzona ocena prawidłowości uszeregowania poziomów wytrzymałości elektrycznej w sieciach SN i WN, oszacowanie ryzyka przeskoku dla samoregenerującej się izolacji linii oraz ocena stosowanych w tych sieciach zasad ochrony wykazały, że istnieją racjonalne przesłanki do modyfikacji zasad koordynacji izolacji oraz ochrony przed przepięciami. Zakres tych zmian wymaga jednak każdorazowej indywidualnej oceny badanego przypadku, uwzględniającej wymagania w zakresie wytrzymałości elektrycznej i ryzyka przeskoku. Należy podkreślić, że rozważania w tym zakresie dotyczyły pojedynczych układów izolacyjnych, a nie szeregowych struktur niezawodnościowych w liniach elektroenergetycznych.
- Przedstawione rezultaty badań i rozważania pozwalają stwierdzić, że przepięcia mają istotny wpływ na podejmowane decyzje dotyczących sposobu eksploatacji i wyposażenia sieci elektroenergetycznych SN i WN. Znaczenie przepięć uzasadnia potrzebę ich badań i analiz, które należy kontynuować i rozwijać w miarę postępu możliwości pomiarowych, obliczeniowych oraz w dziedzinie nowych rozwiązań konstrukcyjnych, w szczególności służących ochronie przed przepięciami (np. beziskiernikowe ogra-

niczniki tlenkowe umożliwiające zmniejszenie wymagań wytrzymałości izolacji na udary piorunowe i łączeniowe, a tym samym na obniżenie kosztów instalacji tych urządzeń). Uzyskane wyniki badań, analiz i ocen stanowią przyczynek do dalszego racjonalnego działania w kierunku modyfikacji zasad koordynacji izolacji, prowadzącej m.in. do uzyskania efektów ekonomicznych.

- Analiza aktów normalizacyjnych określających wymagania z zakresu koordynacji izolacji oraz projektowania i budowy sieci elektroenergetycznych wykazała niezgodność zapisów w zakresie przyjętych przedziałów napięć i wymaganych odstępów izolacyjnych. Określone w odpowiednich normach wymagane odstępów izolacyjne różnią się również od podanych w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 17 września 1999 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych. Istnieje zatem potrzeba kontynuacji prac dotyczących ujednoczenia przepisów z uwzględnieniem międzynarodowych standardów dotyczących pomiarów i nowych metod diagnostycznych urządzeń elektroenergetycznych wchodzących w skład systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

Niniejsza monografia jest wynikiem wieloletnich badań własnych autora [149-151, 153-156] w omawianym zakresie. Za oryginalny wkład własny autor uważa następujące elementy pracy:

- opracowanie mapy burzowej województwa opolskiego ze wskazaniem przeciętnej liczby dni burzowych w roku oraz z określeniem kierunków przemieszczania się burz,
- analizę danych dotyczących liczby doziemień trwałych i przemijających oraz liczby zadziałań automatyki SPZ w sieciach średniego napięcia rzutu-jących na poziom zagrożenia przepięciowego,
- ocenę narażenia przepięciowego izolacji linii napowietrznych wysokiego napięcia dla różnych terenów kraju,
- wykorzystanie wyników badań i pomiarów rejestrujących do identyfikacji skali narażenia przepięciowego układów izolacyjnych w sieciach średniego i wysokiego napięcia wraz z ustaleniem wpływu zakłóceń przepięciowych i kształtu ich przebiegu na pracę innych instalacji elektroenergetycznych,
- wykorzystanie wyników symulacji komputerowych do weryfikacji efektów rejestracji i pomiarów wykonanych w sieciach rzeczywistych oraz na modelach tych sieci,
- określenie ograniczeń zastosowania programu *PSpice* do symulacji złożonych układów elektroenergetycznych,
- analizę danych statystycznych z zakresu awaryjności wybranych elementów sieci i urządzeń elektroenergetycznych uwzględniającą zakłócenia przepięciowe jako przyczynę zdarzeń awaryjnych,
- zaimplementowanie nowoczesnych osiągnięć dotyczących cyfrowych metod przetwarzania sygnałów w celu przeprowadzenia analizy czasowo-

częstotliwościowej opartej na krótkoczasowym przekształceniu Fouriera i transformacie falkowej do identyfikacji zakłóceń przepięciowych,

- określenie wpływu konfiguracji sieci oraz sposobu pracy punktu neutralnego sieci na poziom narażenia przepięciowego w sieciach średniego i wysokiego napięcia,
- zastosowanie procedury koordynacji izolacji do określenia możliwości weryfikacji przyjętych poziomów wytrzymałości elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych,
- ocenę ryzyka przeskoku dla samoregenerującej się izolacji linii WN i SN,
- wykonaną dla linii SN i WN prezentację korelacji statystycznego współczynnika koordynacyjnego (K_{cs}) z przepięciem statystycznym (U_s) i wytrzymałością udarową statystyczną (U_w) stanowiącego element wiążący ryzyko przeskoku (R) z marginesem poziomu podstawowego izolacji i poziomu ochrony,
- określenie możliwości modyfikacji zasad koordynacji izolacji oraz ochrony przed przepięciami na podstawie wykonanych obliczeń, analiz i ocen narażenia sieci elektroenergetycznych na przepięcia różnego pochodzenia, o różnym kształcie przebiegu i różnych parametrach,
- wykazanie konieczności dokonania weryfikacji dokumentów normalizacyjnych odnoszących się do rozważanych zagadnień z powodu ich wzajemnej niespójność, a miejscami merytorycznej sprzeczności zapisów.

LITERATURA

Książki i monografie

- [1] ANDERSON E.: *Przebiecia wewnętrzne w sieciach średnich napięć i ich ograniczenie*. Instytut Energetyki Warszawa, 1997.
- [2] ARENDARSKI J.: *Niepewność pomiarów*. Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2006.
- [3] BIAŁASIEWICZ J.: *Falki i aproksymacje*. WNT Warszawa 2000.
- [4] BOCZAR T.: *Możliwości zastosowania do opisu sygnałów emisji akustycznej od wyladowań niezupełnych analizy statystycznej i cyfrowych metod przetwarzania sygnałów*. Oficyna Wyd. Politechniki Opolskiej, Opole 2003.
- [5] BOCZAR T.: *Obiektywizacja wyników akustycznej metody oceny wyladowań niezupełnych przy zastosowaniu do opisu sygnałów analizy statystycznej i cyfrowych metod przetwarzania*. Oficyna Wyd. Politechniki Opolskiej, Opole 2003.
- [6] CIOK Z., BERNAS S.: *Modele matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego*. WNT, Warszawa 1977.
- [7] CIOK Z.: *Procesy łączeniowe w układach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 1983.
- [8] COHEN L.: *Time-Frequency Analysis*. Englewood Cliffs. Prentice Hall, 1995.
- [9] COULSON C.A., JEFFREY A., *Waves, mathematics models*. WNT, Warsaw 1982.
- [10] DEBNATH L.: *Wavelet Transforms and Time-Frequency Analysis*. Birkhauser, Boston, 2001.
- [11] FLISOWSKI Z.: *Technika wysokich napięć* (wyd. 5). WNT, Warszawa 2005.
- [12] GACEK Z.: *Technika wysokich napięć. Izolacja wysokonapięciowa w elektroenergetyce. Przebiecia i ochrona przed przebieciami* (wyd. 3). Skrypt Politechniki Śląskiej nr 2137, Gliwice 1999.
- [13] GACEK Z.: *Wysokonapięciowa technika izolacyjna*. Wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice 2006.
- [14] JAKUBOWSKI J.L.: *Podstawy teorii przebiec w układach elektroenergetycznych*. PWN, Warszawa 1968.
- [15] KACEJKO P., MACHOWSKI J.: *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 2002.
- [16] KRAKOWSKI M.: *Obwody ziemnowrotne*. WNT, Warszawa 1979.
- [17] KUNDUR P.: *Power system stability and control*. New York, McGraw-Hill 1994.
- [18] KUJSZCZYK S. i in.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*. WNT, Warszawa 1997.
- [19] KUJSZCZYK Sz.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Tom 1 i 2*. Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2004.
- [20] LAUDYN D.: *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*. Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1999.
- [21] MARKIEWICZ H.: *Urządzenia elektroenergetyczne*. WNT Warszawa 2006.
- [22] MARZECKI J.: *Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne*. PWN, Warszawa 2001.
- [23] MATUSZYK M., BARANOWSKI K., WELO A.: *Symulacja układów elektroenergetycznych*. MIKOM Warszawa 1996.

- [24] OSOWSKI S.: *Sieci neuronowe do przetwarzania informacji*. Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2000.
- [25] OSOWSKI S., SIWEK K., ŚMIAŁEK M.: *Teoria obwodów*. Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2006.
- [26] POHL Z.: *Napowietrzna izolacja wysokonapięciowa w elektroenergetyce*. Oficyna Wyd. Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2003.
- [27] Praca zbiorowa pod redakcją J. Subocza: *Transformatory w eksploatacji*. Wydawnictwo Energo-Complex, Chorzów 2007.
- [28] RAWA H.: *Elektryczność i magnetyzm w technice*. PWN Warszawa 1994.
- [29] RUTKOWSKI L.: *Metody i techniki sztucznej inteligencji*. WNP Warszawa 2005.
- [30] SKOMUDEK W.: *Implementation of Hybrid System for the Investment Process in the Power Industry*. Monography "Computer Applications in Electrical Engineering", Part II. Edited by Nawrowski R., Poznań University of Technology, Poznań 2006.
- [31] SKOMUDEK W.: *The analysis of overvoltage hazard in selected power network systems*. ZN Elektryka Nr 56. Oficyna Wyd. Politechniki Opolskiej, Opole 2006.
- [32] SZPOR S., SAMUŁA J.: *Ochrona odgromowa. T.1. Wiadomości podstawowe* (wyd. 3). WNT Warszawa 1983.
- [33] SZPOR S.: *Ochrona odgromowa. T.2. Ochrona urządzeń elektroenergetycznych*. WNT Warszawa 1975.
- [34] TRAJDOS T.: *Matematyka cz. III i IV*. WNT Warszawa 1994.
- [35] WINKLER W., WISZNIEWSKI A.: *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*. WNT Warszawa 2004.
- [36] TELUK T.: *Oddziaływanie piorunowych udarów prądowych na kable elektroenergetyczne umieszczone na konstrukcjach wsporczych*. Praca doktorska. Politechnika Śląska, Gliwice 1978.
- [37] ZALEWSKI A., CEGIEŁKA R.: *MATLAB – obliczenia numeryczne i ich zastosowania*. Wyd. Nakom, Poznań, 2002.
- [38] ZIELIŃSKI J.S.: *Inteligentne systemy w zarządzaniu. Teoria i praktyka*. PWN, Warszawa 2000.
- [39] ZIELIŃSKI T. P.: *Od teorii do cyfrowego przetwarzania sygnałów*. Oficyna Wyd. AGH Kraków, 2002.
- [40] ZIMMER A.: *Identyfikacja obiektów i sygnałów. Teoria i praktyka dla użytkownika MATLABA*. Oficyna Wyd. AGH Kraków, 1998.
- [41] ZYDRON P.: *Wybrane zagadnienia analizy czasowej i częstotliwościowej wyładowań niezupełnych*. Oficyna Wyd. AGH Kraków, 2001.

Artykuły i referaty

- [42] AGRAWAL A.K., PRICE H.J., GURBAXANI S.H.: *Transient response of a multiconductor transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field*. IEEE Trans. EMC-22, 1980, pp. 119-129.
- [43] AL-TAI M.A., ELAYYAN H.S.B., GERMAN D.M., HADDAD A., HARID N., WATERS R.T.: *The Simulation of Surge Corona on Transmission Lines*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 4, No 2, 1989, pp. 1360-1368.

- [44] ANDREOTTI A., MARTINIS U., VEROLINO L.: *A SPICE simulation of lightning induced overvoltages on power transmission lines*. Advances in Engineering Software, No 31, 2000, pp. 757-762.
- [45] AVELLAN A., WERELIUS P., ERIKSSON R.: *Frequency Domain Response of Medium Voltage XLPE Cable Terminations and its Influence on Cable Diagnostics*. IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Anaheim, California 2000, pp. 105-108.
- [46] BAJOREK J., GAMRACKI M.: *Effectiveness of mathematical modelling of lightning coupling to overhead conductors*. Proceedings of 26th Intern. Conference on Lightning Protection, Cracow 2002, 208-213.
- [47] BAJOREK J., WŁODEK R.: *Modelowanie matematyczne linii elektroenergetycznych w warunkach przepięć indukowanych*. III Sympozjum: „Metody matematyczne w elektroenergetyce”, Zakopane 1993, s. 69-73.
- [48] BAJOREK J.: *Wybrane problemy modelowania wyładowania atmosferycznego jako zaburzenia elektromagnetycznego układów elektrycznych*. IX Sympozjum: „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia”, Zakopane, 2003, s. 11-14.
- [49] BAJOREK J.: *Ocena użyteczności symulatorów elektromagnetycznych w analizie piorunowych zagrożeń przepięciowych*. X Sympozjum: „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia”, Krynica, 2003, s. 6-9.
- [50] BAJOREK J., GAMRACKI M.: *Dobór parametrów FFT-IFFT w symulacjach propagacji piorunowych zaburzeń elektromagnetycznych*. Mat. Konferencyjne: „Zastosowanie komputerów w elektrotechnice”, Kiekrz 2004, s. 17-20.
- [51] BARAN I., CRISTESCU D., GARY C., VORON A., BERGER G.: *Statistics of Lightning Occurrence and Lightning Current's Parameters Obtained Through Lightning Location Systems*. CIGRE C4-304, 2004.
- [52] BARROS H.M., CARNEIRO S. JR., AZEVEDO R.M.: *An Efficient Recursive Scheme for the Simulation of Overvoltages on Multiphase Systems under Corona*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol 10, No 3, 1995, pp. 1443-1449.
- [53] BENIAK R., GARDECKI A., HICKIEWICZ J., MOCH J., SKOMUDEK W., Wach P.: *The influence of measuring equipment on the possibility of disturbance source identification – part I*. 8th Intern. Conference: “Electrical Power Quality and Utilization. EPQU'05, Kraków 2005, pp. 297-300.
- [54] BENIAK R., GARDECKI A., HICKIEWICZ J., MOCH J., SKOMUDEK W.: *Analiza trendów czasowych wybranych parametrów jakości energii oraz przypadków szczególnych, niezależnych od zmiany parametrów zasilania*. Wiadomości Elektrotechniczna 8/2007, s. 26-29.
- [55] BRAUNSTEIN A.: *Lightning Strokes to Power Transmission Lines and Lightning Protection Systems*. IEE Intern. Conference on Advances in Power System Control, Hong Kong 1991, pp. 774-779.
- [56] CHANDA D., KISHORE N.K., SINHA A.K.: *A Wavelet Multiresolution-Based Analysis for Location of the Point of Strike of a Lightning Overvoltage on a Transmission Line*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 19, No. 4, 2004, pp. 1727-1733.
- [57] CHEN T., YANG W.: *Analysis of Multi-Grounded Four-Wire Distribution Systems Considering the Neutral Grounding*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, 2001, pp.456-460.

- [58] CHOWDHURI P.: *Response of overhead lines of finite length to nearby lightning strokes*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 6, No 1, 1991, pp.343-341.
- [59] CONTI R., FANELLI N., CARLETTI R., GIORGI A., RENDINA R.: *Overhead Power Lines and the Environment: Advanced Design Computer Programs Including Magnetic Field Assessment and Control Tools*. CIGRE C4-203, 2004.
- [60] COORAY V.: *Calculating Lightning-Induced Overvoltages on Power Lines: A Comparison of Two Coupling Models*. IEEE Trans. EMC, Vol. 36, No 3, 1994, pp. 179-182
- [61] COORAY V., SCUKA V.: *Lightning-Induced Overvoltages in Power Lines: Validity of Various Approximations Made in Overvoltage Calculations*. IEEE Trans. On Electromagnetic Compatibility, Vol. 40, No. 4, 1998, pp. 355-363.
- [62] CRINE J.-P., JOW J.: *Influence of Frequency on Water Treeing in Polyethylene*. IEEE Trans. on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, 2000, pp. 351-354.
- [63] DISSADO L.A., WOLFE S.V., FOTHERGILL J.C.: *A Study of the Factors Influencing Water Tree Growth*. IEEE Trans. Electr. Insul., Vol. 18, 1983, pp.565-569.
- [64] DISSADO L.A., WOLFE S.V., FOTHERGILL J.C., FILIPPINI J.C.: *An Analysis of Field-dependent Water Tree Growth Models*. IEEE Trans. Electr. Insul., Vol. 23, 1988, pp.345-348.
- [65] DU Z.P., ARRILLAGA J., WATSON N.R., CHEN S.: *Identification of Harmonic Sources of Power Systems Using State Estimation*. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. Vol. 146, No 1, 1999, pp. 56-61.
- [66] DUDURYCH I.M., GALLAGHER T.J., CORBETT J., VAL ESCUDERO M.: *EMTP Analysis of the Lightning Performance of a HV Transmission Line*. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 130, No 4, 2003, pp. 501-506.
- [67] DUDURYCH I.M., ROSOŁOWSKI E.: *Analysis of overvoltages in overhead ground wires of extra high voltage (EHV) power transmission line under single-phase-to-ground faults*. Electric Power Systems Research 53 (2000) s. 105-111.
- [68] ELAHI H., SUBLICH M., ANDERSON M.E., NELSON B.D.: *Lightning overvoltage protection of the paddock 362-145 kV gas-insulated substation*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No 1, 1990, pp. 144-150.
- [69] FLISOWSKI Z., KOSZTALUK R.: *Współczesne metody koordynacji izolacji*. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 2/1998, s. 36-40.
- [70] FLISOWSKI Z., KOSZTALUK R.: *Metody analizy układów przewodów – ziemia*. Przegląd Elektrotechniczny nr 10/2001, s. 241-246.
- [71] FLISOWSKI Z., KOSZTALUK R.: *Metody redukcji przepięć w sieciach elektrycznych*. Przegląd Elektrotechniczny nr 11/2001, s. 269-273.
- [72] FURGAŁ J., IBRAGIMOW M.: *Narażenie wysokonapięciowych linii kablowych od przepięć piorunowych generowanych w liniach napowietrznych*. Energetyka XII/2007, s. 81-83.
- [73] GACEK Z., SKOMUDEK W.: *Analiza komputerowa zagrożenia przepięciowego linii napowietrznych z przewodami w izolacji polimerowej*. Mat. IV Sympozjum: „Metody matematyczne w elektroenergetyce”, Zakopane 1998, s. 395-406.
- [74] GACEK Z., SKOMUDEK W.: *Zagrożenie przepięciowe elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami w izolacji polimerowej*. Energetyka nr 9/1999, s. 420-424.

- [75] GACEK Z., SKOMUDEK W.: *Influence of selected parameters of overvoltage to hazard on insulation in MV lines*. IV Intern. Conference NEET'05, Zakopane 2005, pp. 233-237.
- [76] GALLAGHER T.J., DUDURYCH I.M.: *Model of corona for an EMTP study of surge propagation along HV transmission lines*. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 151, No 1, 2004, pp. 61-66.
- [77] GIRGIS A.A., MAKRAM E.B., ZHENG T.: *Power System Transient and Harmonic Studies Using Wavelet Transform*. IEEE Trans.on Power Delivery, Vol. 14, No 4, 1999, pp. 1461-1468.
- [78] GOCKENBACH E., HAUSCHILD W.: *The Selection of the Frequency Range for High-Voltage On-Site Testing of Extruded Insulation Cable Systems*. IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 16, No. 6, 2000, pp. 11-16.
- [79] GÓRCZEWSKI W.: *Zastosowanie symulacji komputerowej w projektowaniu i budowie laboratoryjnego modelu jednostopniowego generatora impulsów napięciowych*. Mat. Konferencyjne: „Zastosowanie komputerów w elektrotechnice”, Kiekrz 2004, s. 263-266.
- [80] GRZYBOWSKI A., SKOMUDEK W.: *Normalizacja w zakresie projektowania i budowy rozdzielczych linii napowietrznych*. Energetyka nr XII/2007, s. 50-53.
- [81] HAMZA ABDEL SALAM HAFIZ A.: *A study of switching overvoltages on composite feeders-line –cable feeders*. Energy Convers. Mgnt, Vol. 36, No 12, Pergamon 1995, pp. 1153-1165.
- [82] HENRIKSEN T., GUSTAVSEN B., BALOG G.: *Maximum Lightning Overvoltage Along a Cable Protected by Surge Arresters*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, 2005, pp. 859-866.
- [83] ISHII M., YOKOYAMA S., IMAI Y., HONGO Y.: *Lightning Protection of Pole-Mounted Transformer on Japanese MV Lines*. CIGRE C4-305, 2004.
- [84] JANKOV V.: *Estimation of the Maximal Voltage Induced on an Overhead Line Due to the Nearby Lightning*. IEEE Trans. Power Engineering Society, WM 077-8 PWRD, 1996, pp. 1-8.
- [85] KAMRAT W.: *Modeling the Structure of Local Energy Markets*. IEEE Computer Applications in Power, 2001, pp. 30-35.
- [86] KOSICKA M.: *Transformaty i ich twórcy*. Przegląd Elektrotechniczny 7-8/2003, s. 482-485.
- [87] KOSZTALUK R., FLISOWSKI Z.: *Koordinacja izolacji polskich sieci wysokich napięć*. Przegląd Elektrotechniczny, nr 2/1998, s. 41-45.
- [88] KOSZTALUK R., FLISOWSKI Z.: *Dobór odgromników w sieciach elektrycznych*. Przegląd Elektrotechniczny, nr 5/1998, s. 118-122.
- [89] KRAFT L.A.: *Modeling Lightning Performance of Transmission Systems Using PSpice*. Trans. On Power Systems, Vol. 6, No 7, 1991, pp. 543-549.
- [90] LIANG F., JEYASURYA B.: *Transmission Line Distance Protection Using Wavelet Transform Algorithm*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 19, No. 2, 2004, pp. 545-553.
- [91] MAEDA K. et al: *Insulation cover thickness required for line breakage prevention capitalizing on creeping discharge characteristics of insulated wires*. Intern. Conference on Lightning Protection, Greece 1998, pp. 984-988.

- [92] MARCINKOWSKI Z., MUSIEROWICZ K.: *Transformata falkowa i graficzne metody analizy sygnałów pomiarowych w systemach elektroenergetycznych*. Przegląd Elektrotechniczny 7-8/2006, s. 117-120.
- [93] MARTINEZ-VELASCO J.A., CASTRO-ARANDA F., MARTIN-MUNOZ P.: *Lightning Studies of Transmission Lines Using the EMTP*. CIGRE C4-302, 2004.
- [94] MATUVADA SARMA P., NGUYEN D.H., HAMADANI-ZADEH H.: *Studies on Modeling Corona Attenuation of Dynamic Overvoltages*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 4, No 2, 1989, pp. 1441-1449.
- [95] MATSUO N.M., ZANETTA L.C.: *Frequency of occurrence of lightning overvoltages on distribution lines*. CIRED Conference Publication No.438, 1997, pp. 2.18.1-2.18.5.
- [96] MCDERMOTT T.E., SHORT T.A., ANDERSON J.G.: *Lightning Protection of Distribution Lines*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 9, No 1, 1994, pp. 138-152.
- [97] MIRRA C., PORRINO A., ARIDITO A., NUCCI C.A.: *Lightning Overvoltages in Low Voltage Networks*. CIRED Conference Publication No 438, 1997, pp. 19.1-19.6.
- [98] MOHAMMAD S. AZAM, FANG TU, KRISHNA R., PATTIPATI R.: *A Dependency Model-Based Approach for Identifying and Evaluating Power Quality Problems*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 19, No 3, 2004, pp 1154-1166.
- [99] MOKHTARI H., NYECK A., TOSSER-ROUSSEY C. and A.: *Finite Difference Method and PSpice Simulation Applied to the Coaxial Cable in a Linear Temperature Gradient*. IEE Proc. A, Vol. 139, No 1, 1992, pp. 39-41.
- [100] MOROOKA Y., NAKAMURA M.: *Development of tubular creeping discharge lightning protection device*. Intern. Conference on Lightning Protection, Greece 2000, pp. 575-580.
- [101] NOWAK W., TARKO R.: *Probabilistyczne symulacje narażeń przepięciowych w koordynacji izolacji linii elektroenergetycznych wysokich i najwyższych napięć*. Energetyka XII/2007, s. 81-83.
- [102] NUCCI C.A., RACHIDI F., IANOZ M., MAZZETTI C.: *Lightning-induced voltages on overhead lines*. IEEE Trans. EMC, 35 (1993), No 1, pp. 75-86.
- [103] NUCCI C.A., RACHIDI F., IANOZ M., MAZZETTI C.: *Comparison of Two Coupling Models for Lightning-Induced Overvoltage Calculations*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 10, No 1, 1995, pp. 330-336.
- [104] NUCCI C.A. et al: *Influence of Corona on the Voltages Induced by Nearby Lightning on Overhead Distribution Lines*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 15, No. 4, 2000, pp. 1265-1273.
- [105] NUCCI C.A. et al: *Lightning-Induced Voltages on Overhead Distribution Lines: Theoretical and Experimental Investigation of Related Problems and their Impact on Power Quality*. CIGRE C4-3003, 2004.
- [106] PIECHOCZEK E., SKOMUDEK W.: *Prowadzenie oględzin elektroenergetycznych linii napowietrznych z wykorzystaniem oblotów inspekcyjnych*. Energetyka XIII/2007, s. 131-133.
- [107] PRIGOZY S.: *PSpice Computer Modeling of Hysteresis Effects*. IEEE Trans. On Education, Vol. 36, No1, 1993, pp. 2-5.
- [108] RACHIDI F. et al: *Protection of MV and LV networks against lightning*. Lightning Protection of Distribution Networks. Part II: Application to MV Networks.

- Joint CIRED/CIGRE Working Group 05, CIRED Conference Publication No. 438, 1997, pp. 1-7.
- [109] RAK R., MAJKOWSKI A.: *Praktyczne aspekty analizy widmowej Fouriera*. Przegląd Elektrotechniczny 4/2004, s. 391-396.
- [110] RAK R., MAJKOWSKI A.: *Czasowo-częstotliwościowa analiza sygnałów*. Przegląd Elektrotechniczny 5/2004, s. 515-520.
- [111] RAK R., MAJKOWSKI A.: *Falkowa analiza sygnałów*. Przegląd Elektrotechniczny 6/2004, s. 646-652.
- [112] RICKARD D.A., HARID N., WATERS R.T.: *Modeling of Corona at a High-Voltage Conductor under Double Exponential and Oscillatory Impulses*. IEE Proc.-Sci. Meas. Technol., Vol 143, No 3, 1996, pp. 277-284.
- [113] ROSOŁOWSKI E., SAHA M.M., IŻYKOWSKI J.: *ATP-EMTP investigation for fault location in medium voltage networks*. Intern. Power System Transients Conference (IPST), Montreal 2005, pp. 32-38.
- [114] ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., REBIZANT W.: *ATP-EMTP testing and evaluation of a transmission line fault location algorithm*. Proc. of the 3-d Intern. Scientific and Technical Conference: "Mathematical modeling in electrical engineering, electronic and power electrical engineering". Lviv 1999, pp.78-82.
- [115] ROSOŁOWSKI E., SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B.: *EMTP/ATP study of the phenomena for series compensated line protection*. European EMTP User Group Meeting News, Vol. 3, No 1/1997, pp.67-76.
- [116] SAAD KHALIFA DAU: *Transmission lines protection and performance against lightning*. Przegląd Elektrotechniczny Nr 7-8/2000, pp. 186-188.
- [117] SAAKSHAUG E.C., BURKE J.J., KRESGE J.S.: *Metal Oxide Arresters on Distribution Systems Fundamental Considerations*. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 4, No 4, 1989, pp. 2076-2089.
- [118] SHAW M.T., SHAW S.H.: *Water Treeing in Solid Dielectrics*. IEEE Trans. Electr. Insul., Vol 19, 1984, pp. 419-423.
- [119] SHWEHDI M.H., BAKHASHWAIN J.M., ABURAJDA M.A.: *On the Analysis of Lightning Surges Arriving to Cable Terminated Transformer Using (EMTP)*. IEEE Industry Applications Society, Annual Meeting New Orleans, 1997, pp. 2248-2251.
- [120] SILVEIRA F.H., VISACRO S.: *Lightning Induced Overvoltages: Effects on Consumer Service Entrance*. IEEE Bologna PowerTech Conference, 2003, pp. 456-461.
- [121] SKOMUDEK W.: *Projektowanie i budowa elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi*. Mat. z Narady Głównych Specjalistów BSiPPUE „ENERGOPROJEKT”, Warszawa 1998, pp. 32-40.
- [122] SKOMUDEK W., GACEK Z., ZOWORKA L.: *Doświadczenia eksploatacyjne wynikające ze stosowania przewodów izolowanych w elektroenergetycznych liniach napowietrznych niskiego i średniego napięcia*. Mat. Konf. z Kongresu: „Systemy Linii Izolowanych w Polsce”, Poznań 2002, s. 59-66.
- [123] SKOMUDEK W.: *Analiza zagrożenia przepięciowego kabli elektroenergetycznych umieszczonych na konstrukcjach wsporczych*. X Konferencja Szkoleniowo – Techniczna: „Elektroenergetyczne i telekomunikacyjne linie kablowe”, Szklarska Poręba 2003, s. 22-27.

- [124] SKOMUDEK W., GACEK Z.: *Ocena zagrożenia przepięciowego i ochrona od przepięć elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami w izolacji polimerowej*. Konferencja Naukowo-Techniczna: „Wylądowania atmosferyczne – system rejestracji i ochrony”, Kamień Śląski 2003, s. 36-41.
- [125] SKOMUDEK W.: *Analiza komputerowa stanów nieustalonych wywołanych przepięciami w sieciach średniego napięcia*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa: „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 2003, s. 131-139.
- [126] SKOMUDEK W.: *Normalizacja zagadnień projektowania i budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi*. II Konferencja Naukowo-Techniczna: „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”, Kołobrzeg 2003, s. 124-127.
- [127] SKOMUDEK W.: *Gospodarka rynkowa i jej wpływ na jakość dostarczanej energii elektrycznej*. Seminarium 6 SPE: „Problemy eksploatacyjne elektroenergetyki, elektromechaniki i energoelektroniki”, Głuchołazy 2003, Wiadomości Elektrotechniczne nr 4/2003, s. 136-138.
- [128] SKOMUDEK W., GACEK Z.: *Zagrożenie piorunowe izolacji sieci średniego napięcia*. VII Ogólnopolska Konferencja Naukowo-Techniczna NIWE'2003, Energetyka nr 1/2003, s. 42-45.
- [129] SKOMUDEK W., GACEK Z.: *An analysis of overvoltage hazard due to lightning discharges in medium voltage overhead lines with covered conductors*. Proc. of ISH'2003, Delft 2003.
- [130] SKOMUDEK W.: *Normalizacja rozwiązań liniowych z wykorzystaniem przewodów izolowanych*. Ogólnopolskie Sympozjum: „Nowoczesne rozwiązania w budownictwie sieciowym”, Kalisz 2004, s.18-21.
- [131] SKOMUDEK W.: *Analiza komputerowa wpływu przepięć atmosferycznych na izolację elektroenergetycznych kabli średniego napięcia*. V Konferencja Naukowo-Techniczna SIECI'2004, Wrocław 2004, s. 371-378.
- [132] SKOMUDEK W.: *Computer analysis of overvoltage hazard due to lightning discharges in medium voltage overhead lines with covered conductors*. Journal of Electrical Engineering, Vol. 55, No. 5-6, Slovakia 2004, pp. 161-164.
- [133] SKOMUDEK W., TARCZYŃSKI W.: *Analiza komputerowa zagrożenia przepięciowego wybranych układów sieci elektroenergetycznych*. Przegląd Elektrotechniczny 1/2004, s. 204-207.
- [134] SKOMUDEK W.: *Analiza przebiegów falowych wywołanych przepięciami w wybranych fragmentach sieci SN*. VI Konferencja Naukowo-Techniczna: „Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych”, Płock 2005, s. 11-15.
- [135] SKOMUDEK W.: *Zastosowanie programu PSpice do modelowania układów elektroenergetycznych w warunkach przepięć indukowanych*. X Konf. Naukowo-Techniczna: „Zastosowanie komputerów w elektrotechnice”, Poznań 2005, s. 223-224.
- [136] SKOMUDEK W., GACEK Z.: *Influence of selected parameters of overvoltages on hazard of insulating systems in MV power lines*. Electronics and Electrical Engineering, nr 2/2006, Lithuania, pp. 88-91.
- [137] SKOMUDEK W., ZOWORKA L.: *Eksploatacja sieci elektroenergetycznych niskiego i średniego napięcia metodą pod napięciem*. IX Międzynarodowa Konferencja Prac pod Napięciem ICOLIM'2008 w Toruniu, s. 1-4.

- [138] SKOMUDEK W.: *Operatorstwo dystrybucyjne w świetle przekształceń rynkowych podsektora elektroenergetycznego*. Wiadomości Elektrotechniczne 8/2007, s. 14-16.
- [139] SKOMUDEK W.: *The Comparative Analysis of Lightning Overvoltages in Distribution Lines on the Ground of Laboratory Tests and Measurements*. Journal of Material Science, /2008 (w druku).
- [140] SKOMUDEK W., GARDECKI A., BENIAK R.: *The impact of asymmetric load on quality parameters of distribution networks*. IEEE (w recenzji).
- [141] SKOMUDEK W., BENIAK R., GARDECKI A., HICKIEWICZ J., MOCH J.: *The influence of measuring equipment on the possibility of disturbance source identification – part II*. EPRI PQA/ADA 2008 Conference “Practical Applications and Challenges in Power Quality and Advanced Distribution Automation”, Cleveland, Ohio.
- [142] SKOMUDEK W.: *Klasyfikacja i rozpoznawanie przebiegów za pomocą przekształceń falkowych*. Rynek Energii 5/2008 (w druku).
- [143] SKOMUDEK W.: *Frequency Analysis of Overvoltage Hazard Due to Lightning Discharges in Medium Cable Lines*. The XXIV International Congress on UIE’08, Kraków 2008.
- [144] SKOMUDEK W.: *Zastosowanie analizy czasowo-częstotliwościowej do badania zakłóceń przepięciowych w liniach kablowych średniego i wysokiego napięcia*. IX Ogólnopolskie Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć, Będlewo 2008.
- [145] SKOMUDEK W.: *Assessment of overvoltage hazard for the polymer insulation of medium voltage electricity distribution cables*. CIGRE Gen. Session 2008, rep. B1-201.
- [146] SOARES A., SCHROEDER O.A.M., VISACRO S.: *Transient Voltages in Transmission lines Caused by Direct Lightning Strikes*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, No.2, 2005, pp. 1447-1452.
- [147] TARCZYŃSKI W.: *Wpływ zakłóceń impulsowych na pracę urządzeń elektroenergetycznych*. Wiadomości Elektrotechniczne 9/2004, s. 63-68.
- [148] XEMARD A., MICHAUD J., ZEDDAM A., DAGUILLON O., ROUSSEAU A.: *Statistical Study of Lightning Induced Overvoltages on Distribution Power Lines and Risk Analysis*. CIRED Conference Publication No. 438, 1997, pp. 20.1-20.5.
- [149] YOKOYAMA S.: *Calculations of Lightning-Inducted Voltages on Overhead Multi-Conductor Systems*. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems. Vol. Pas-103, No 1/1984.
- [150] YOKOYAMA S., ASAKAWA A.: *Experimental Study of Response of Power Distribution Lines to Direct Lightning HITS*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, No. 4, 1989, pp. 2242-2248.
- [151] YOUNAN N.H., KNOPP A.B., MILLER D.B., TAYLOR C.D.: *On Correcting HV Impulse Measurements by Means of Adaptive Filtering and Deconvolution*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 6, No. 2, 1991, pp. 501-506.
- [152] ZHANG H., BUTLER K.L., SARMA N.D.R.: *Simulation of Ungrounded Ship-board Power Systems in PSpice*. Power System Automation. Electrical Engineering Department Texas A&M University. TX 77843-3128.
- [153] ZHOU L., BOGGS S.: *Effect of Shielded Distribution Cables on Lightning-Induced Overvoltages in a Distribution System*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.17, No. 2, 2002, pp. 569-574.

- [154] ZIELIŃSKI J.S.: *Artificial intelligence contemporary applications in power systems*. MMwEE'98, Zakopane 1998, s. 323-336.

Normy, rozporządzenia, instrukcje, wskazówki wykonawcze

- [155] N SEP-E 001:2003 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa.
- [156] N SEP-E 003:2003 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz z przewodami niepełnoizolowanymi.
- [157] N SEP-E 004:2004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.
- [158] PN-EN 60071-1/2007 Koordynacja izolacji. Definicje, zasady i reguły.
- [159] PN-EN 60071-2/2000 Koordynacja izolacji. Przewodnik stosowania.
- [160] PN-EN 60099-1:2002 (U) Ograniczniki przepięć. Iskernikowe zaworowe ograniczniki przepięć do sieci prądu przemiennego.
- [161] PN-EN 60099-4:2005 (U) Ograniczniki przepięć – Część 4: Beziskernikowe zaworowe ograniczniki przepięć z tlenków metali do sieci prądu przemiennego.
- [162] PN-EN 60099-5:1999/A1:2004 Ograniczniki przepięć. Zalecenia wyboru i stosowania.
- [163] PN-IEC 60364-3:2000 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Ustalanie ogólnych charakterystyk.
- [164] PN-EN 05115:2002 Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
- [165] PN-IEC 61024-1:2001 Ochrona odgromowa obiektów budowlanych. Zasady ogólne.
- [166] PN-IEC 61024-1:2001 Ochrona odgromowa obiektów budowlanych. Zasady ogólne. Wybór poziomów ochrony dla urządzeń piorunochronnych.
- [167] PN-EN 60664-1:2003 (U) Koordynacja izolacji urządzeń elektrycznych w układach niskiego napięcia – Część 1: Zasady, wymagania i badania.
- [168] PN-EN 61643-11:2002 (A) Niskonapięciowe urządzenia do ograniczania przepięć. Część 11: Urządzenia do ograniczania przepięć w sieciach rozdzielczych niskiego napięcia. Wymagania i próby.
- [169] PN-EN 50341-1:2002 (U) Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.
- [170] PN-EN 50423-1:2005 (U) Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV do 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.
- [171] PN-EN 50160:2002/AC:2004 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
- [172] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. DzU nr 93/2007, poz. 623.
- [173] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. EnergiaPro Koncern Energetyczny SA, Wrocław 2006.

- [174] ANDREOTTI A., DE MARTINIS U., VEROLINO L.: *A Spice simulation of lightning induced overvoltages on power transmission lines*. Advances in Engineering Software 31 (2000), pp.757-762.
- [175] MicroSim Schematics. Schematic Capture Software. User's Guide. MicroSim Corporation, 1996.
- [176] MicroSim PSpice A/D. Circuit Analysis Software. Reference Manual. MicroSim Corporation, 1996.
- [177] MicroSim PSpice A/D & Basics+. User's Guide. MicroSim Corporation, 1996.
- [178] ANDERSON E., JASIŃSKI E., KOMOROWSKA I., KULIKOWSKI J., PIŁA-TOWICZ A.: *Ochrona sieci elektroenergetycznych od przepięć. Wskazówki wykonawcze*. PTPiREE w Poznaniu, Poznań 2005.
- [179] Ograniczniki przepięć typu PEXLIM R_U. Karta katalogowa PEX/06/00 ABB Sp. z o.o., Przasnysz 2006.
- [180] Ograniczniki przepięć z tlenków metali typu POLIM-D. Karta katalogowa ABB Sp. z o.o., Przasnysz 2004.

Prace nieopublikowane

- [181] BARTYLA A., KAROLEWSKI J., SKOMUDEK W.: *Rejestracja przebiegów falowych w wybranych fragmentach elektroenergetycznej sieci średniego napięcia ZE Opole SA. Część I – „Rejestracja przebiegów falowych w liniach napowietrznych i napowietrzno-kablowych z zastosowaniem lokalizatora impulsowego typu Teleflex M”*. Opracowanie ZE Opole SA, 2004.
- [182] BARTYLA A., KAROLEWSKI J. SKOMUDEK W.: *Raport z rejestracji przebiegów falowych w elektroenergetycznych liniach kablowych średniego napięcia. Część II – „Rejestracja przebiegu fal wędrownych w kablach tradycyjnych typu HAKnFtA”*. Opracowanie ZE Opole SA, 2004.
- [183] BARTYLA A., KAROLEWSKI J. SKOMUDEK W.: *Raport z rejestracji przebiegów falowych w elektroenergetycznych liniach kablowych średniego napięcia. Część III – „Rejestracja przebiegu fal wędrownych w kablach polietylenowych typu YHAKX”*. Opracowanie ZE Opole SA, 2004.
- [184] HICKIEWICZ J., WACH P., BENIAK R., MOCH J., GARDECKI A.: *Badanie jakości energii elektrycznej na obiektach Zakładu Energetycznego Opole SA. Praca wykonana w latach 2002–2006 przez Politechnikę Opolską na zlecenie ZE Opole SA (O/Opole EnergiaPro Koncern Energetyczny SA)*
- [185] SKOMUDEK W., TARCZYŃSKI W.: *Sprawozdanie z pomiarów propagacji impulsów w liniach kablowych sieci rozdzielczej GSZ Cementownia Górażdże w Choruli*. Chorula 2004.
- [186] SKOMUDEK W.: *Badanie wpływu kształtu fali przepięciowej na naprężenie izolacji żył modeli linii kablowych ŚN*. Opracowanie Pol. Opolska, 2004.
- [187] SKOMUDEK W.: *Badanie wpływu prądu zwarcia jednofazowego na wielkość napięcia indukowanego w przewodach sąsiednich kabla trójżyłowego*. Opracowanie Politechnika Opolska, 2005.
- [188] SYNAL B., SOBIERAJSKI M., ROJEWSKI W., BELKA H.: *Analiza obecnej struktury sieci średniego napięcia z uwzględnieniem ich rozwoju oraz opracowanie zaleceń co do sposobu pracy punktu neutralnego i doboru zabezpieczeń ziem-*

- nozwarciowych*. Opracowanie wykonane przez Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej na zlecenie EnergiiPro KE SA, Wrocław 2005.
- [189] KOWALSKI Z., OLSZEWSKI T., SKOMUDEK W.: *Analiza awaryjności urządzeń elektroenergetycznych za lata 1999–2005*. Opracowanie szczegółowe ZE Opole SA/Oddział Opole KE SA, 2005.
- [190] TKACZ C.: *Opracowanie map stref określających intensywność burz dla terenu województwa opolskiego*. Opracowanie wykonane na zlecenie EnergiiPro KE SA O/Opole, Opole 2006.

ANALIZA I OCENA SKUTKÓW PRZEPIĘĆ W ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECIACH ŚREDNIEGO I WYSOKIEGO NAPIĘCIA

STRESZCZENIE

Szybkoszmiennie zakłócenia elektromagnetyczne w sieciach SN i WN przemieszczające się w postaci fal elektromagnetycznych stanowią poważne zagrożenie dla izolacji urządzeń służących do wytwarzania, przesyłu, rozdziału i użytkowania energii elektrycznej. Stopień narażenia izolacji urządzeń zależy przede wszystkim od parametrów przebiegów. Znajomość parametrów przebiegów jest również niezbędna ze względu na konieczność ustalenia zasad prawidłowej ochrony przed przebiegami i określenia wymagań w zakresie doboru aparatów i urządzeń instalowanych w systemie.

Rozważania w monografii koncentrują się na analizie procesów o charakterze fal elektromagnetycznych oddziałujących na sieci, towarzyszących wyładowaniom atmosferycznym i procesom łączeniowym, a także na ocenie stopnia zagrożenia i skuteczności ochrony przed skutkami tych procesów.

W monografii zwrócono szczególną uwagę na zagadnienie przebiegów występujących w sieciach elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia. Rozważania teoretyczne opierają się na rzeczywistych danych sieciowych i zostały potwierdzone wynikami symulacji komputerowych oraz badań rzeczywistych układów sieci elektroenergetycznych i ich modeli. W pracy przedstawiono wyniki analizy zakłóceń przebiegowych wykonanej z wykorzystaniem krótko-czasowej transformaty Fouriera i transformaty falkowej. Zastosowanie metody czasowo-częstotliwościowej do analizy przebiegów umożliwiło prezentację ich widma częstotliwościowego w czasie, co z kolei pozwoliło na lepsze określenie charakteru procesu prowadzącego do zakłóceń.

Na podstawie przeprowadzonych przez autora badań, obliczeń i analiz, a także praktycznych doświadczeń zawodowych, podjęto próbę określenia przesłanek modyfikacji zasad koordynacji izolacji oraz ochrony sieci średniego i wysokiego napięcia przed przebiegami. W podsumowaniu monografii sformułowano wnioski, które określają kierunki badań przebiegów oraz zmian w zapisach wybranych aktów normatywnych, związanych z tą tematyką.

ANALYSIS AND ASSESSMENT OF OVERVOLTAGE EFFECTS IN MEDIUM AND HIGH VOLTAGE POWER NETWORKS

SUMMARY

Fast-variable electromagnetic interference in the form of electromagnetic waves in power networks poses serious hazard to insulation of devices used for generation, transmission, distribution and consumption of electrical energy. The degree of hazard posed to insulation of electric devices moastely depends on parameters of overvoltage interference. The knowledge of overvoltage parameters is essential in order to determine the rules for adequate protection against overvoltages and set requirements regarding the selection of apparatuses and devices installed in a power system.

Considerations in the monograph focus on the analysis of phenomena caused by electromagnetic wave, which affect a power network. They occur as a result of atmospheric discharges and switching processes as well as on assessment of the level of risk and effectiveness of protection against such phenomena.

Special attention in the monograph was devoted to the problem of overvoltages occurring in medium and high voltage power networks. Theoretical considerations are based on actual network data that was qualitatively confirmed by the results of computer simulations, tests of real power network systems and their models. The monograph contains the results of analysis of overvoltage interferences conducted with the short-time Fourier transform and wavelet analysis. The application of time-frequency methods for analysis of overvoltages enables the presentation of their frequency spectrum in time domain which in turn, leads to the characteristics of the phenomena leading to the particular interferences.

Basing on research, calculations and analyses conducted by the author supported by his practical professional experience the attempt was made to determine premises for modification of insulation coordination and protection rules against overvoltages in medium and high voltage networks. Moreover, the conclusions were drawn in the monograph's summary, which determine among other things the direction of development research devoted to overvoltage interference and changes in selected prescriptive acts related to the subject matter.

ZAŁĄCZNIK 1

Przebiegi czasowe współczynników – k_0 , k_I , k_5 , k_u

Wykresy przebiegów czasowych współczynników k_0 , k_I , k_5 , i k_u zostały wyznaczone na podstawie zależności:

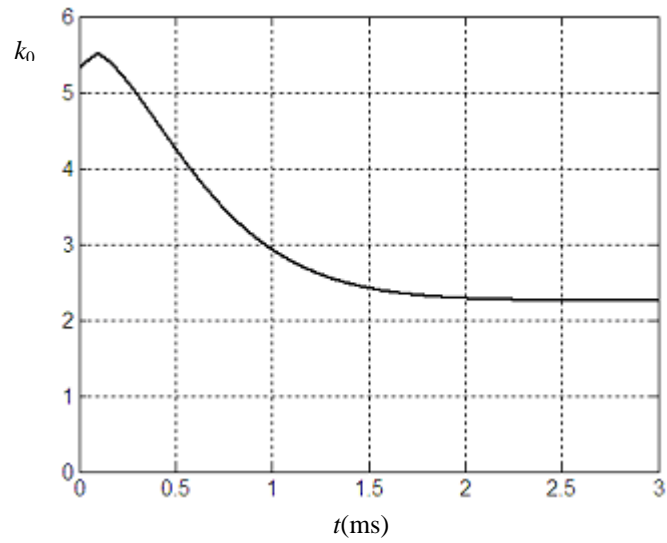
$$k_0 = 2,25 + 3,25 \exp\left(-\frac{|t-0,1|^{1,45}}{0,55}\right), \quad (1)$$

$$k_I = -\frac{k_0 - \sqrt{k_0}}{3,45}, \quad (2)$$

$$k_5 = [-0,9 + 7,5(t - 0,02)] \cdot 10^{-4} \quad \text{dla } 0 < t \leq 0,1 \mu\text{s} \quad (3a)$$

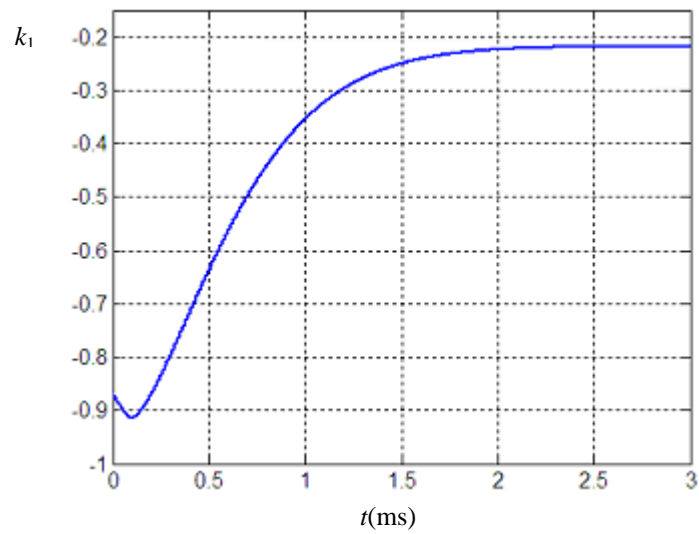
$$k_5 = \left[0,7 \exp\left(-\frac{|t-0,19|^{1,4}}{0,19}\right) + 0,18 \left(1 - 0,667^{\frac{\tau-28,85}{28,85}}\right) - 1,15 \right] \cdot 10^{-4} \quad \text{dla } t > 0,1 \mu\text{s} \quad (3b)$$

$$k_u = \frac{h_p}{10} \left[1 - 0,1975(t - 0,8) - 3,333 \cdot 10^{-4} \frac{4}{h_p^{0,6}} \tau \right]. \quad (4)$$



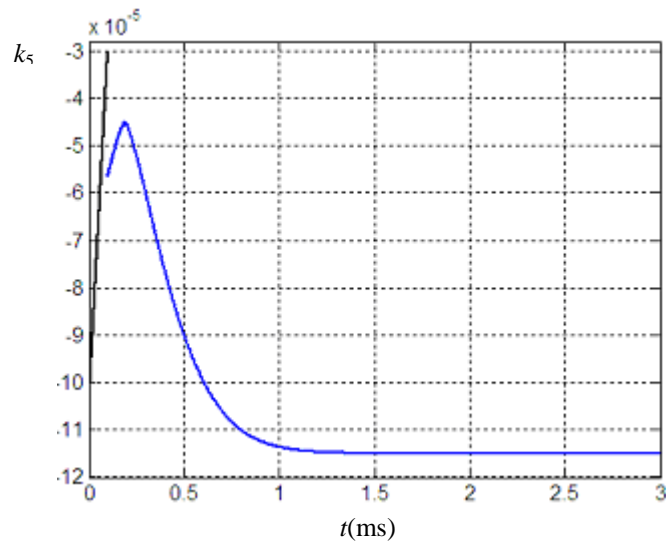
Rys. Z-1/1. Przebieg czasowy współczynnika k_0 określony na podstawie zależności (1)

Fig. Z-1/1. History of k_0 coefficient determined from relation (1).



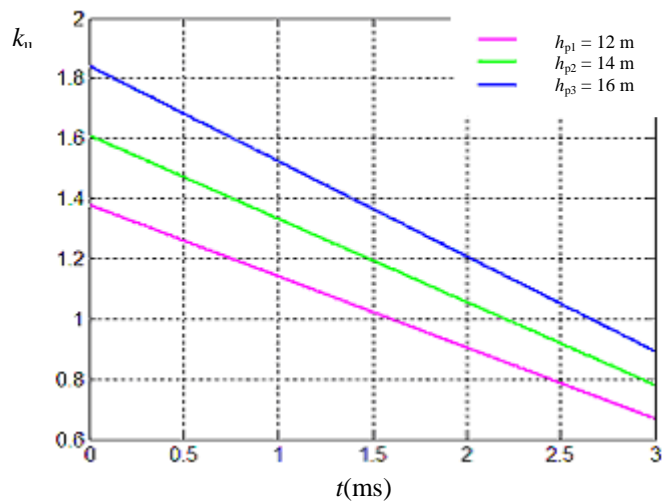
Rys. Z-1/2. Przebieg czasowy współczynnika k_1 określony na podstawie zależności (2)

Fig. Z-1/2. History of k_1 coefficient determined from relation (2).



Rys. Z-1/3. Przebieg czasowy współczynnika k_5 określony na podstawie zależności (3)

Fig. Z-1/3. History of k_5 coefficient determined from relation (3).



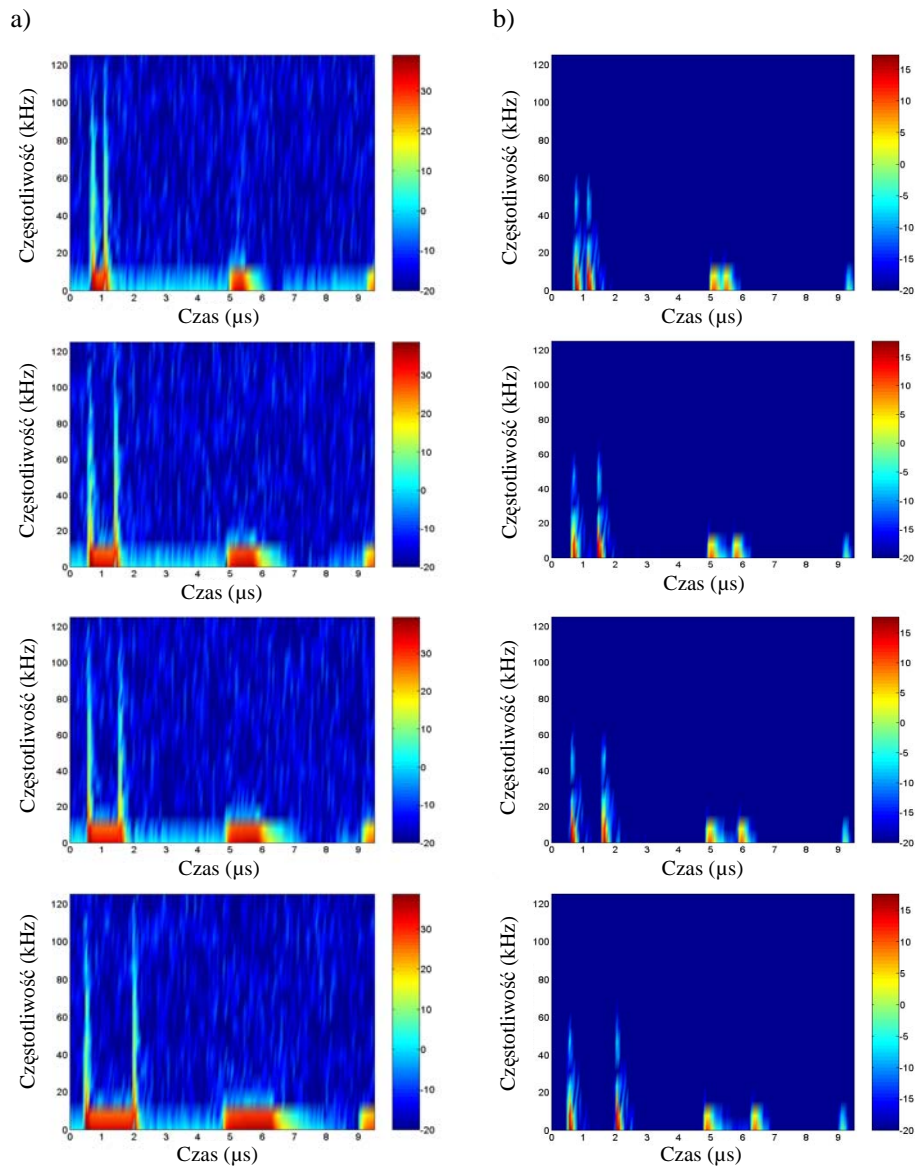
Rys. Z-1/4. Przebiegi czasowe współczynnika k_u określone na podstawie zależności (4) dla trzech różnych wysokości h_p zawieszenia przewodów linii napowietrznej nad ziemią

Fig. Z-1/4. Curves of k_u coefficient determined from relation (4) for three heights h_p of overhead lines over ground.

ZAŁĄCZNIK 2

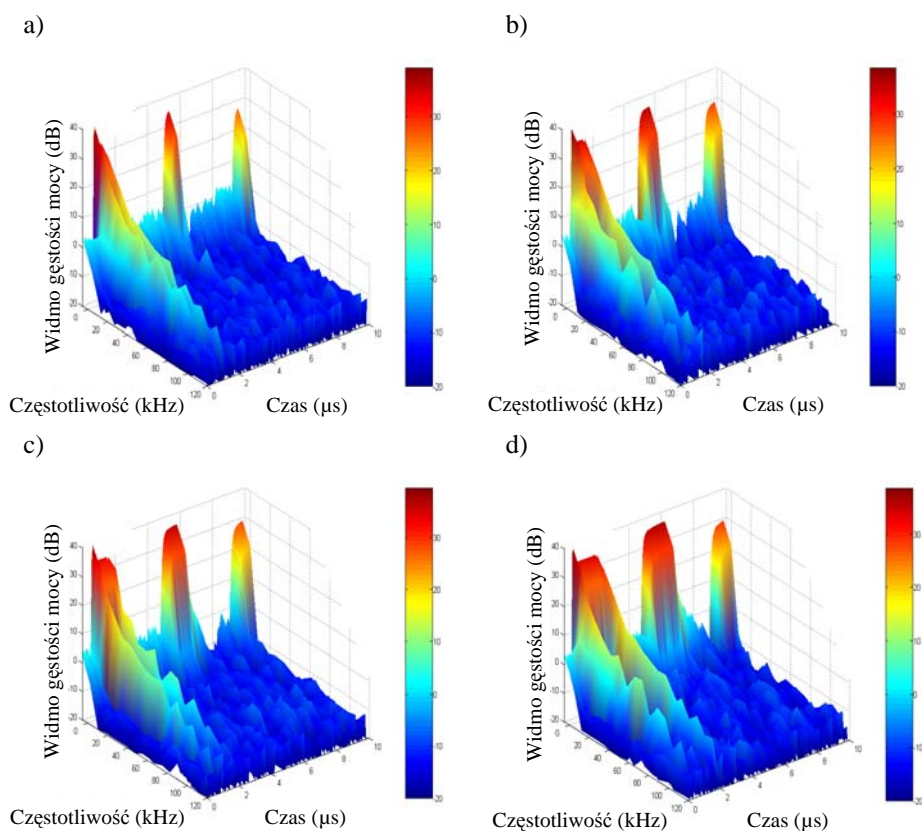
Wyniki analizy czasowo-częstotliwościowej wybranych przebiegów przebieciowych otrzymane przy wykorzystaniu krótkoczasowego przekształcenia Fouriera i przekształcenia *CWT*

- Z-2.1–3** Wykresy dwu- i trójwymiarowe spektrogramów napięć generowanych impulsem udarowym o czasie trwania pojedynczego impulsu równym: 0,4 μs , 0,8 μs , 1 μs i 1,5 μs
- Z-2.4** Skalogramy *CWT* napięć generowanych impulsem udarowym o czasie trwania pojedynczego impulsu równym: 0,4 μs , 0,8 μs , 1 μs i 1,5 μs
- Z-2.5–6** Wykresy dwu- i trójwymiarowe spektrogramów napięć generowanych wskutek jednofazowego zwarcia łukowego
- Z-2.7** Skalogramy *CWT* napięć generowanych wskutek jednofazowego zwarcia łukowego



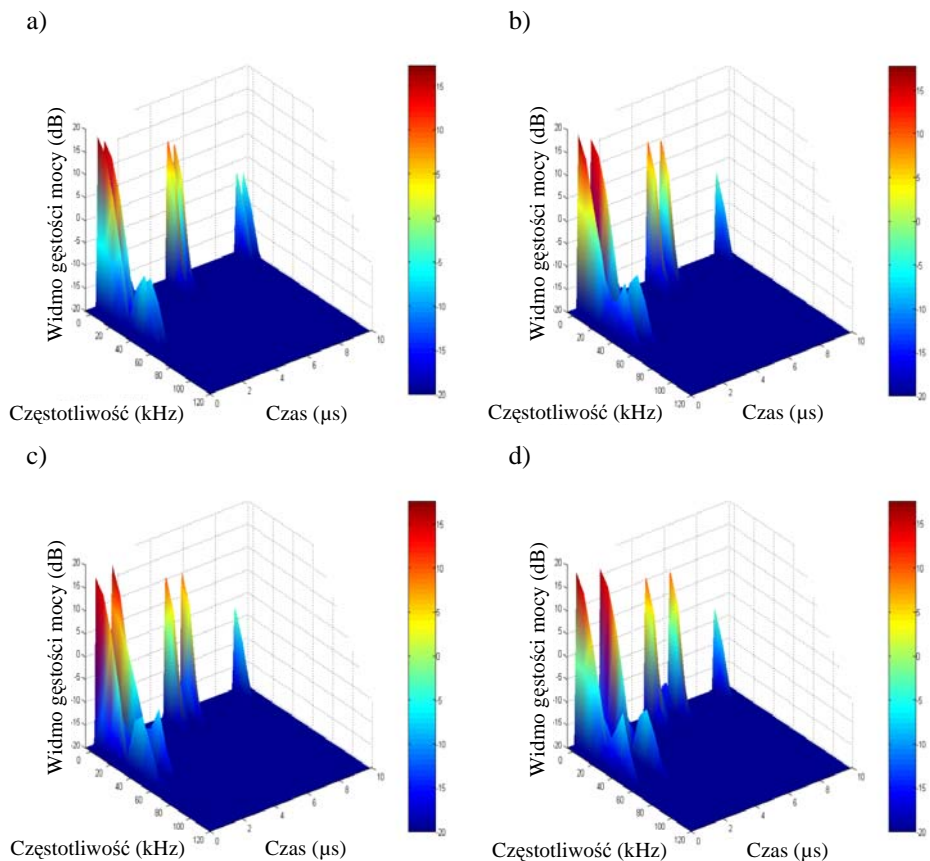
Rys. Z-2.1. Spektrogramy przepięć generowanych przez impuls udarowy dla przypadku przedstawionego na rys. 3.30: a) przepięcia w żyłe zasilanej, b) przepięcia w żyłach sąsiednich

Fig. Z-2.1. Spectrograms of overvoltages generated by a kick for case as presented in Fig. 3.30: a) overvoltages in live conductor, b) overvoltages in adjacent lines.



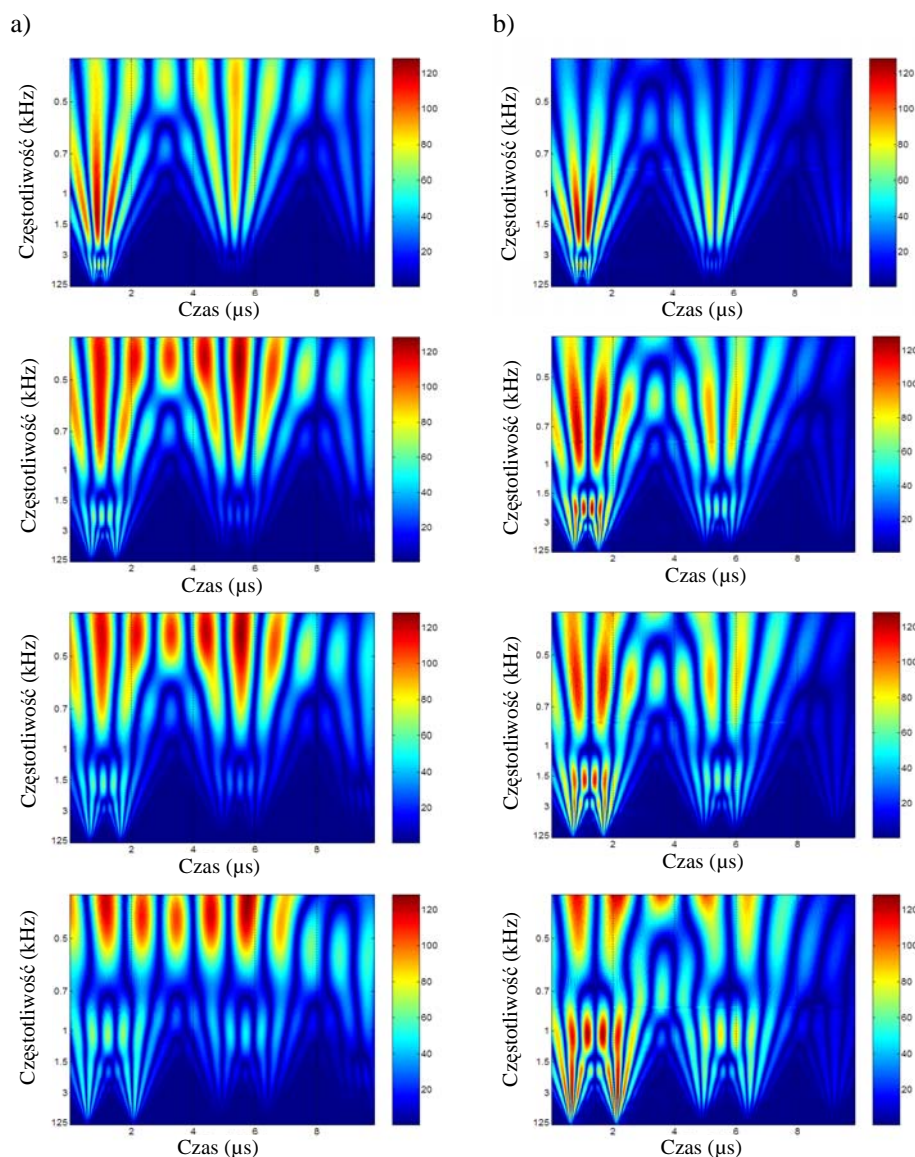
Rys. Z-2.2. Trójwymiarowe spektrogramy prądów generowanych przez impuls udarowy w żyłce zasilanej, dla przypadku przedstawionego na rys. Z-2.1a: a) b) c) d) spektrogramy dla kolejnych impulsów udarowych o czasie trwania pojedynczego impulsu równym: 0,4 μ s, 0,8 μ s, 1 μ s i 1,5 μ s

Fig. Z-2.2. Three-dimensional power density spectrograms generated by kick impulse in live conductor for the case illustrated in Fig. Z-2.1a: a) b) c) d) spectrograms of successive kicks for duration of individual kick of: 0,4 μ s, 0,8 μ s, 1 μ s and 1,5 μ s.



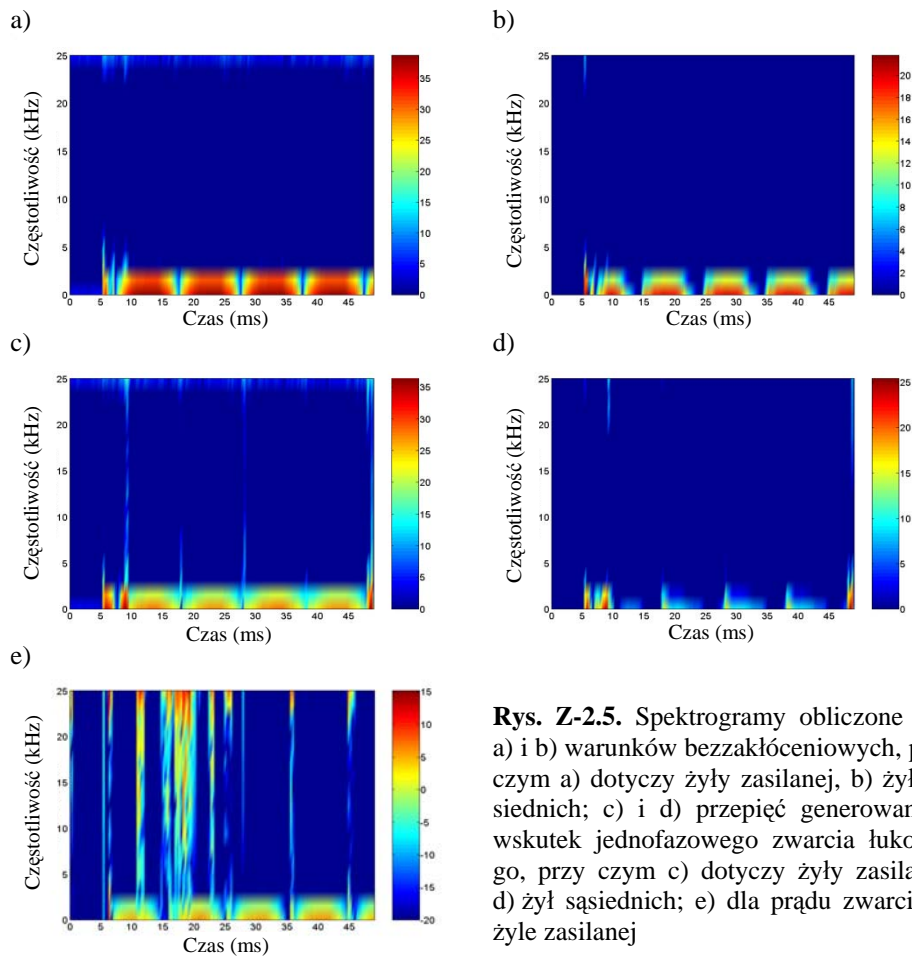
Rys. Z-2.3. Trójwymiarowe spektrogramy przepięć generowanych przez impuls udarowy w żyłach sąsiednich, dla przypadku przedstawionego na rys. Z-2.1b: a), b), c), d) spektrogramy dla kolejnych impulsów udarowych o czasie trwania pojedynczego impulsu równym: 0,4 μ s, 0,8 μ s, 1 μ s i 1,5 μ s

Fig. Z-2.3. Three-dimensional spectrograms generated by kick impulse in adjacent conductors for the case illustrated in Fig. Z-2.1b: a), b), c), d) spectrograms of successive kicks for duration of individual kick of: 0,4 μ s, 0,8 μ s, 1 μ s i 1,5 μ s.



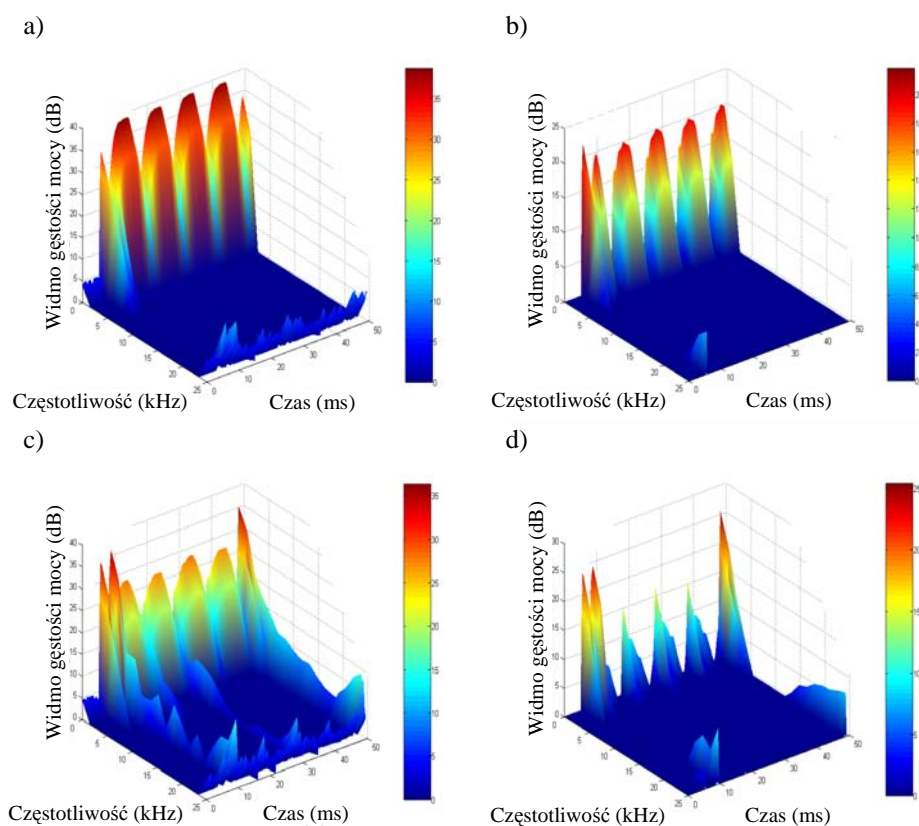
Rys. Z-2.4. Skalogramy CWT prępień generowanych przez impuls udarowy dla przypadku przedstawionego na rys. Z-2.1: a) prępiecia w żyłce zasilanej, b) prępiecia w żyłkach sąsiednich

Fig. Z-2.4. CWT scalograms of overvoltages generated due to kick for case presented in Fig. Z-2.1: a) overvoltages in live conductor, b) overvoltages in adjacent lines.



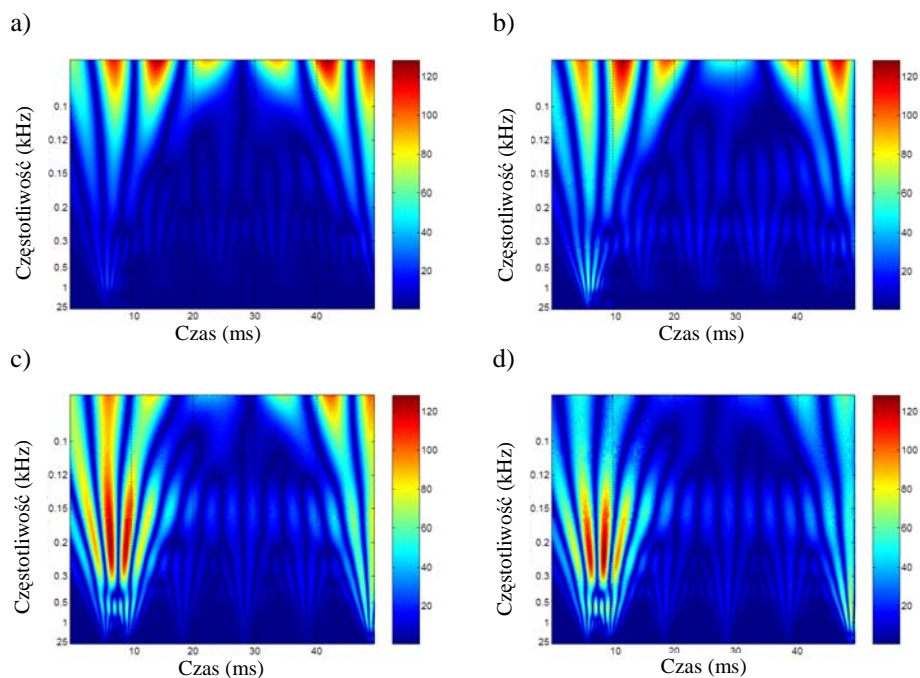
Rys. Z-2.5. Spektrogramy obliczone dla: a) i b) warunków bezzakłóceńowych, przy czym a) dotyczy żyły zasilanej, b) żył sąsiednich; c) i d) przebiegów generowanych wskutek jednofazowego zwarcia łukowego, przy czym c) dotyczy żyły zasilanej, d) żył sąsiednich; e) dla prądu zwarcia w żyły zasilanej

Fig. Z-2.5. Spectrograms calculated for: a) and b) interference-free conditions, while a) concerns live conductor, b) adjacent conductors; c) and d) overvoltages generated due to single phase arc fault, while c) concerns live conductor, d) adjacent conductors; e) fault current in live conductor.



Rys. Z-2.6. Trójwymiarowe spektrogramy napięć generowanych wskutek jednofazowego zwarcia łukowego dla przypadku przedstawionego na rys. Z-2.5: a), b) dla warunków bezzakłóceńowych, przy czym a) dotyczy żyły zasilanej, b) żył sąsiednich; c), d) dla napięć generowanych wskutek jednofazowego zwarcia łukowego, przy czym c) dotyczy żyły zasilanej, d) żył sąsiednich

Fig. Z-2.6. Three-dimensional spectrograms for overvoltages due to single phase arc fault for case presented in Fig. Z-2.5; for: a) and b) interference free conditions, while a) concerns live conductor, b) adjacent conductors; c) and d) overvoltages generated due to single phase arc circuit, while c) concerns live conductor, d) adjacent conductors.

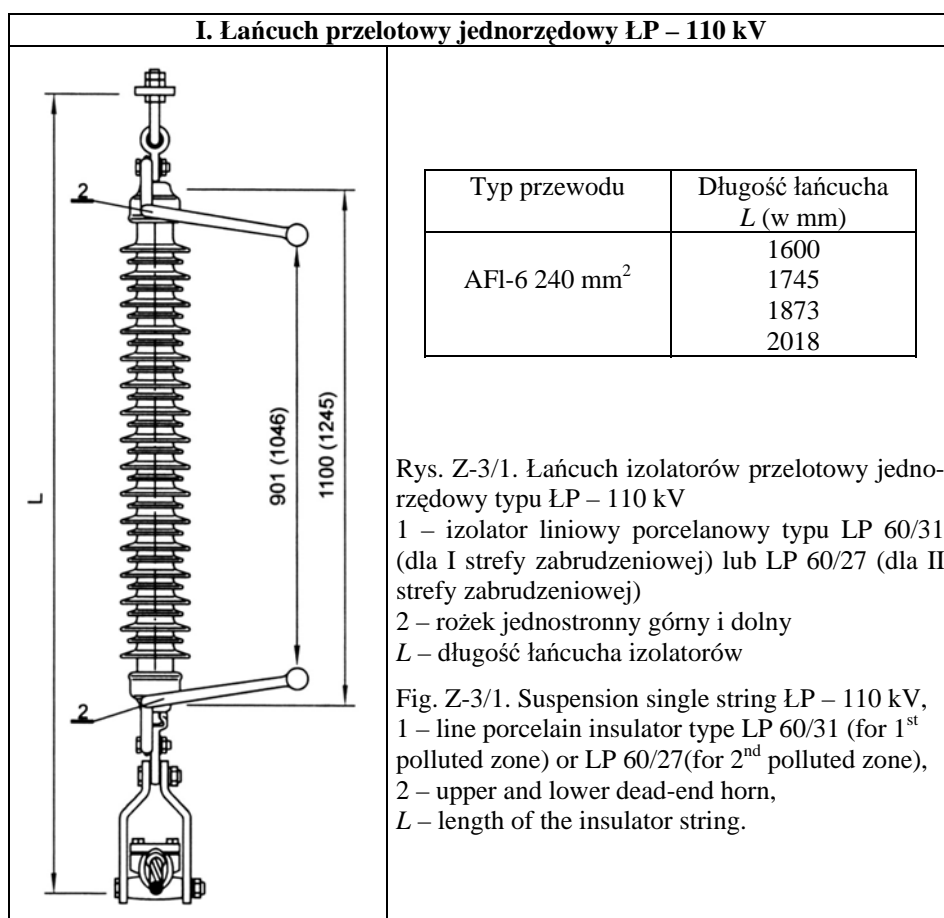


Rys. Z-2.7. Skalogramy *CWT* napięć generowanych wskutek jednofazowego zwarcia łukowego dla przypadku przedstawionego na rys. Z-2.5: a), b) dla warunków bezzakłóceńowych, przy czym a) dotyczy żyły zasilanej, b) żył sąsiednich; c), d) dla napięć generowanych wskutek jednofazowego zwarcia łukowego, przy czym c) dotyczy żyły zasilanej, d) żył sąsiednich

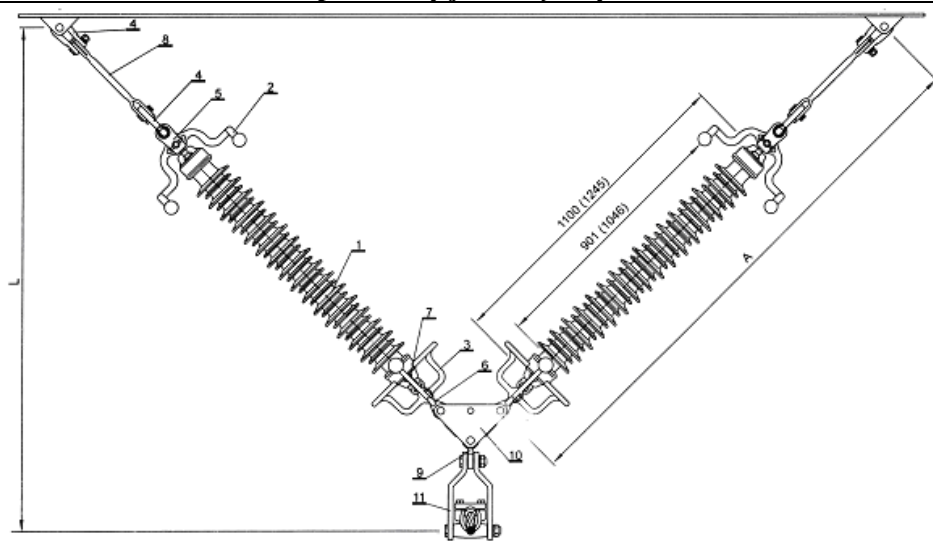
Fig. Z-2.7. *CWT* scalograms for overvoltages generated due to single phase arc fault for case presented in Fig. Z-2.5; for: a) and b) interference-free conditions, while a) concerns live conductor, b) adjacent conductors; c) and d) overvoltages generated due to single phase arc circuit, while c) concerns live conductor, d) adjacent conductors.

ZAŁĄCZNIK 3

Wybrane łańcuchy izolatorów i sylwetki słupów stalowych dla linii napowietrznych 110 kV i ich niektóre dane katalogowe



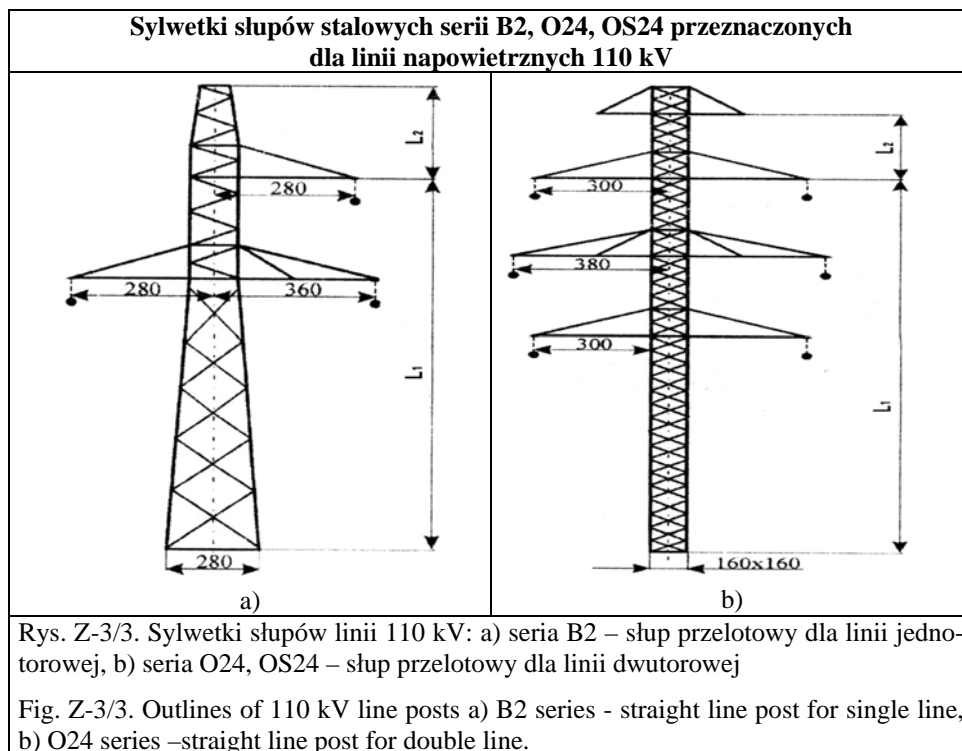
II. Łańcuch przelotowy jednorzędowy ŁPV – 110 kV



Typ przewodu	Długość łańcucha L (w mm)
AFI-6 240 mm	1928
	2030
	2183

Rys. Z-3/2. Łańcuch izolatorów przelotowy jednorzędowy typu ŁPV – 110 kV
 1 – izolator liniowy porcelanowy typu LP 60/31 (dla I strefy zabrudzeniowej) lub LP 60/27 (dla II strefy zabrudzeniowej), 2 – rożek jednostronny górny, 3 – pierścień dwu-elektrodowy dolny, 4 – łącznik kabłąkowy, 5 – łącznik główkowy płaski, 6 – łącznik gniazdowy skręcony, 7 – łącznik dwugłowy, 8 – łącznik przedłużający jednowidlasty, 9 – łącznik dwuuchowy skręcony, 10 – łącznik orczykowy dwurzędowy, A – długość gałęzi łańcucha, L – długość łańcucha izolatorów

Fig. Z-3/2. Suspension single string ŁPV – 110 kV
 1 – Line porcelain insulator type LP 60/31 (for 1st distributed fault zone) 2- side top reflector, 3 – lower double electrode ring, 4 – shackle clevis, 5 – flat holder switch, 6 – twisted seat switch, 7 – double head switch, 8 – extension v-type switch, 9- twisted double eye switch, 10- strain yoke
 A – length of a string branches, L – length of the insulator string.



Tablica Z-3/1

Wybrane parametry izolatorów ceramicznych i kompozytowych dla linii napowietrznych o napięciu znamionowym 15 kV i 110 kV

Rodzaj i typ izolatora	Napięcie przebicie udarowe, w kV	Długość części izolacyjnej, w mm	Długość łańcucha ¹⁾ , w mm
I. Izolatory ceramiczne			
LP 60/31	450	930	min. 1547
LPZ 60/27	550	1075	max. 2183
LP 75/31	450	919	1) długość łańcucha izolatorów dobierana z uwzględnieniem przekroju przewodu roboczego i zastosowanej serii słupów
LPZ 75/27W1	550	1064	
LPZ 75/27	650	1159	
II. Izolatory kompozytowe			
C19L – 550/3013	550	1150	
C19L – 550/3486	550	950	
E24 – 550/3486	550	966	
E24 – 550/3873	550	1050	
B16 – 450/2818	450	920	

Przykłady procedury koordynacji izolacji

**PRZYKŁAD A: STACJA TRANSFORMATOROWA 110/15 kV
STRZELCE PIASTÓW**

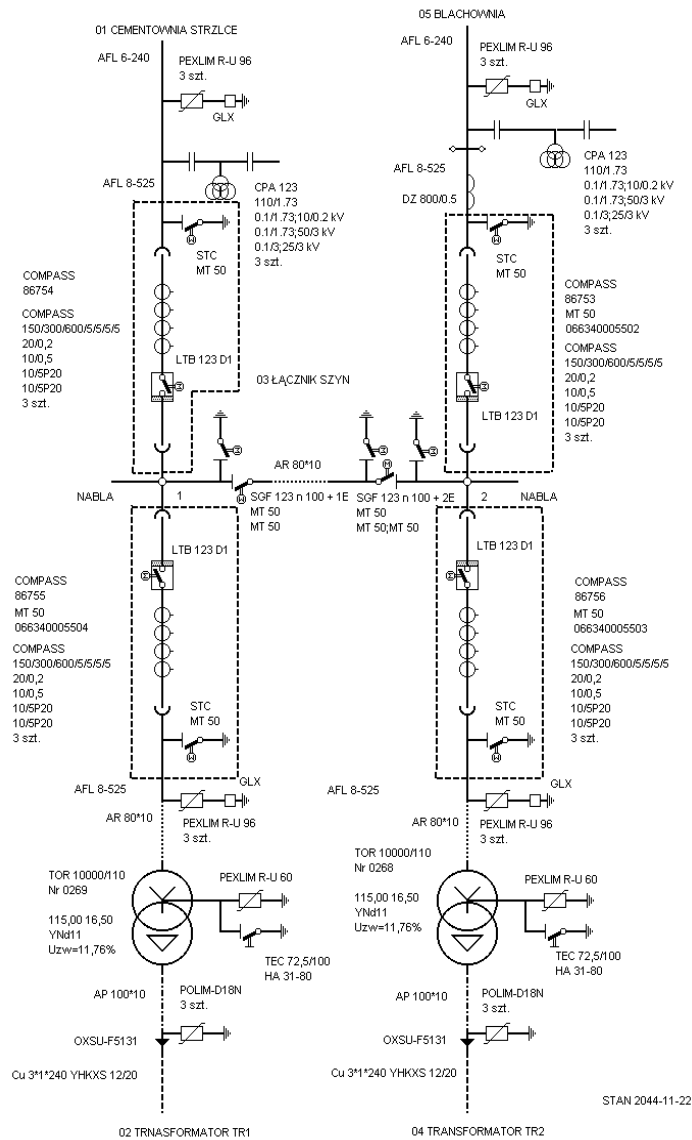


Rys. Z-4.1. Widok stacji transformatorowej 110/15 kV Strzelce Piastów

Fig. Z-4.1. General view of transformer station 110/15 kV Strzelce Piastów.

Dane wyjściowe przyjęte dla rozpatrywanego przykładu:

- napięcie znamionowe sieci $U_n = 110$ kV,
- poziom zabrudzeń II średni; minimalna znamionowa droga upływu 20 mm/km,
- wysokość $H = 1000$ m,
- liczba linii dołączonych do stacji transformatorowej $n = 2$,
- największa odległość pomiędzy ogranicznikiem a chronioną izolacją bezpowietrzną $L = 20$ m,
- największa odległość pomiędzy ogranicznikiem a chronioną izolacją powietrzną $L = 50$ m,
- współczynnik określający wpływ typu linii napowietrznej na poziom zagrożenia piorunowego dołączonej do niej stacji $A = 900$ kV,
- długość przęsła $l_p = 350$ m,
- roczny wskaźnik wyłączeń linii napowietrznej $R_{km} = 0,5$ wył./(100 km · rok)
- długość odcinka linii ze wskaźnikiem wyłączeń równym akceptowalnemu wskaźnikowi awarii $L_a = R_a/R_{km} = 0,25$ km.



Rys. Z-4.2. Schemat ideowy stacji transformatorowej 110/15 kV *Strzelce Piastów* z określonymi miejscami narażeń przepięciowych

Fig. Z-4.2. Schematic diagram of transformer station 110/15 kV *Strzelce Piastów* with marked sites of overvoltage hazard.

PRZYKŁAD A – STACJA ELEKTROENERGETYCZNA 110/15 KV STRZELCE OPOLSKIE

I. Określenie reprezentatywnych przepięć – U_{rp}

<p>1. Napięcie częstotliwości sieciowej: najwyższe napięcie sieci $U_s = 123$ kV, najwyższe napięcie fazowe sieci $U_{fs} = 71,1$ kV, napięcie odniesienia jako jednostka względna 1,0 p.u. = 100,25 kV.</p>
<p>2. Przepięcia dorywcze:</p> <p>a) zwarcia doziemne – współczynnik doziemienia $k = 1,5$; $U_{rp(f-z)} = 95,4$ kV b) gwałtowne odciążenie $U_{rp(f-z)} = 82,7$ kV $U_{rp(f-f)} = 160$ kV</p> <p>Przepięcia reprezentatywne: $U_{rp(f-z)} = 95,4$ kV $U_{rp(f-f)} = 160$ kV</p>
<p>3. Przepięcia o łagodnym czole:</p> <p>a) przepięcia pochodzące z linii L1 lub L2: $u_{et} = 375,7$ kV, przy czym $u_{e2} = 3,0$ p.u. = 300,7 kV, $u_{pt} = 500,8$ kV, przy czym $u_{p2} = 4,5$ p.u. = 401 kV, $u_{et} = 250,4$ kV, przy czym $u_{e2} = 2,0$ p.u. = 200,5 kV, $u_{pt} = 362,9$ kV, przy czym $u_{p2} = 2,9$ p.u. = 290,7 kV.</p> <p>b) przepięcia pochodzące ze stacji: Ograniczniki przepięć zainstalowane na wejściu linii napowietrznych i w pobliżu transformatorów: $U_{ps} = 247$ kV; $U_{pt} = 311$ kV.</p> <p>Przepięcia reprezentatywne:</p> <p>a) w układzie faza – ziemia, dla wszystkich urządzeń – $U_{rp} = 247$ kV, b) w układzie faza – faza, dla wszystkich urządzeń z wyjątkiem urządzeń na wejściu linii – $U_{rp} = 362,9$ kV, c) w układzie faza – faza, dla urządzeń na wejściu linii – $U_{rp} = 494$ kV.</p>

II. Określenie koordynacyjnych napięć wytrzymaemywanych – U_{cw}

1. Przepięcia dorywcze: $U_{cw}^{(f-z)} = U_{tp}^{(f-z)} = 95,4 \text{ kV}$,
 $U_{cw}^{(f-f)} = U_{tp}^{(f-f)} = 160 \text{ kV}$.

2. Przepięcia o łagodnym czole:	a) dla urządzeń na wejściu linii: b) dla wszystkich innych urządzeń:	faza – ziemia – $U_{ps}/u_{e2} = 0,79$ to $K_{cd} = 1,08$, faza – faza – $2U_{ps}/u_{e2} = 1,18$ to $K_{cd} = 1,00$, faza – ziemia – $U_{ps}/u_{e2} = 1,23$ to $K_{cd} = 1,00$, faza – faza – $2U_{ps}/u_{e2} = 1,63$ to $K_{cd} = 1,00$.
Wartości wytrzymaemywanych napięć koordynacyjnych wynoszą:	a) dla urządzeń na wejściu linii: b) dla wszystkich innych urządzeń:	faza – ziemia – $U_{cw} = 266,8 \text{ kV}$, faza – faza – $U_{cw} = 494 \text{ kV}$, faza – ziemia – $U_{cw} = 200,5 \text{ kV}$, faza – faza – $U_{cw} = 290,7 \text{ kV}$.

3. Przepięcia o stromym czole	
Wytrzymaemywane napięcie koordynacyjne	
$U_{cw} = U_{pr} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{I_p + L_a}$	wynosi:
	a) dla bezpowietrznej izolacji $U_{cw} = 326 \text{ kV}$, b) dla powietrznej izolacji $U_{cw} = 348,5 \text{ kV}$.

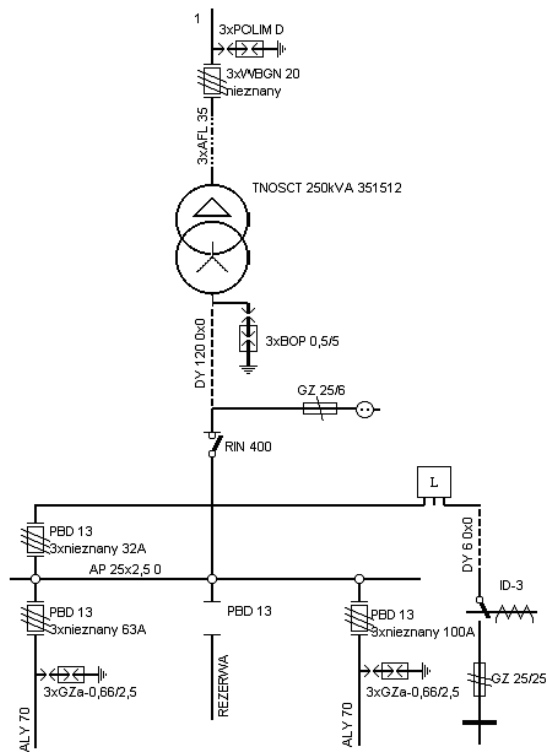
III. Określenie wymaganych napięć wytrzymałościowych – U_{rw}

<p>Współczynnik bezpieczeństwa K_s wynosi: 1,15 dla bezpowietrznej izolacji i 1,05 dla powietrznej izolacji.</p> <p>Współczynnik poprawkowy m uwzględniający wpływ warunków atmosferycznych wynosi: 0,5 dla wytrzymałości przy częstotliwości sieciowej, 1,0 dla wytrzymałości przy udarach łączeniowych i dla wytrzymałości udarowej piorunowej.</p> <p>Współczynnik poprawkowy uwzględniający zależność między ciśnieniem atmosferycznym a wysokością nad poziomem morza K_a wynosi: 1,063 dla wytrzymałości przy częstotliwości sieciowej (faza-ziemia i faza-faza), 1,13 dla wytrzymałości przy udarach łączeniowych i dla wytrzymałości udarowej piorunowej (faza-ziemia i faza-faza).</p>		
1. Przepięcia dorywcze	<p>a) izolacja powietrzna</p> <p>b) izolacja bezpowietrzna</p>	<p>faza – ziemia – $U_{rw} = 106,5$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 178,6$ kV, faza – ziemia – $U_{rw} = 109,7$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 184$ kV.</p>
2. Przepięcia o łagodnym czole	<p>Dla urządzeń na wejściu linii: a) izolacja powietrzna</p> <p>Dla innych urządzeń: a) izolacja powietrzna b) izolacja bezpowietrzna</p>	<p>faza – ziemia – $U_{rw} = 316,6$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 586,1$ kV.</p> <p>faza – ziemia – $U_{rw} = 237,9$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 345$ kV, faza – ziemia – $U_{rw} = 230,6$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 334,3$ kV.</p>
3. Przepięcia o stromym czole	<p>a) izolacja powietrzna</p> <p>b) izolacja bezpowietrzna</p>	<p>faza – ziemia – $U_{rw} = 413,5$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 413,5$ kV, faza – ziemia – $U_{rw} = 374,9$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 374,9$ kV.</p>

IV. Określenie znormalizowanych napięć wytrzymałych – U_w

1. Konwersja na krótkotrwałe napięcie wytrzymałwane częstotliwości sieciowej (SWD)	Dla urządzeń na wejściu linii: a) izolacja powietrzna	faza – ziemia – SDW = 201,7 kV, faza – faza – SDW = 378,7 kV.
	Dla innych urządzeń: a) izolacja powietrzna b) izolacja bezpowietrzna	faza – ziemia – SDW = 149,4 kV, faza – faza – SDW = 216 kV, faza – ziemia – SDW = 115,3 kV, faza – faza – SDW = 167,2 kV.
2. Konwersja na udarowe piorunowe napięcie wytrzymałwane	Dla urządzeń na wejściu linii: a) izolacja powietrzna	faza – ziemia – LIW = 411,6 kV, faza – faza – LIW = 653,6 kV,
	Dla innych urządzeń: b) izolacja powietrzna b) izolacja bezpowietrzna	faza – ziemia – LIW = 309,3 kV, faza – faza – LIW = 375,5 kV, faza – ziemia – LIW = 253,7 kV, faza – faza – LIW = 367,7 kV.

PRZYKŁAD B: STACJA TRANSFORMATOROWA 15/0,4 kV OPOLE II



Rys. Z-4.3. Schemat ideowy stacji transformatorowej 15/0,4 kV *Opole II* z określonymi miejscami narażeń przepięciowych

Fig. Z-4.3. Schematic diagram of transformer station 15/0,4 kV *Opole II* with marked sites of overvoltage hazard (b).

Dane wyjściowe przyjęte dla rozpatrywanego przykładu:

- napięcie znamionowe sieci $U_n = 15$ kV,
- poziom zabrudzeń I lekki; minimalna znamionowa droga upływu 16 mm/km,
- wysokość $H = 1000$ m,
- liczba linii dołączonych do stacji transformatorowej $n = 4$,
- największa odległość pomiędzy ogranicznikiem a chronioną izolacją bezpowietrzną $L = 2,5$ m,
- największa odległość pomiędzy ogranicznikiem a chronioną izolacją powietrzną $L = 4$ m,
- współczynnik określający wpływ typu linii napowietrznej na poziom zagrożenia piorunowego dołączonej do niej stacji $A = 900$ kV,
- długość przęsła $l_p = 100$ m,
- roczny wskaźnik wyłączeń linii napowietrznej $R_{km} = 6$ wył./ $(100$ km \cdot rok)
- długość odcinka linii ze wskaźnikiem wyłączeń równym akceptowalnemu wskaźnikowi awarii $L_a = R_a/R_{km} = 41,7$ km.

PRZYKŁAD B – STACJA ELEKTROENERGETYCZNA 15/0,4 KV OPOLE II

I. Określenie reprezentatywnych przebieg – U_{rp}

1. Napięcie częstotliwości sieciowej: najwyższe napięcie sieci $U_s = 17,5$ kV, najwyższe napięcie fazowe sieci $U_{fs} = 10,1$ kV, napięcie odniesienia jako jednostka względna 1,0 p.u. = 14,3 kV.

2. Przebiecia dorywcze:

a) zwarcia doziemne	faza – ziemia – $U_{rp(f-z)} = 17,5$ kV
b) gwałtowne odciążenie	faza – ziemia – $U_{rp(f-z)} = 9,9$ kV
	faza – faza – $U_{rp(f-f)} = 20,1$ kV

Przebiecie reprezentatywne: $U_{rp(f-z)} = 17,5$ kV
 $U_{rp(f-f)} = 20,1$ kV

3. Przebiecia o łagodnym czole: - przebiecia pochodzące z linii $u_{et} = 43$ kV, przy czym $u_{e2} = 2,6$ p.u. = 37,2 kV, $u_{pt} = 63$ kV, przy czym $u_{p2} = 3,9$ p.u. = 55,2 kV.

Ograniczniki przebiec zainstalowane na wejściu linii napowietrznych i w pobliżu transformatorów: $U_{pl} = 56$ kV.

Przebiecia reprezentatywne:

a) w układzie faza – ziemia,	$U_{rp} = 43$ kV,
b) w układzie faza – faza,	$U_{rp} = 63$ kV.

II. Określenie koordynacyjnych napięć wytrzymywanych – U_{cw}

1. Przepięcia dorywcze:

$$U_{cw (f-z)} = U_{fp (f-z)} = 17,5 \text{ kV},$$
$$U_{cw (f-f)} = U_{fp (f-f)} = 20,1 \text{ kV}.$$

2. Przepięcia o łagodnym czole (deterministyczny współczynnik $K_{cd} = 1$):

- a) w układzie faza – ziemia $U_{cw} = 43 \text{ kV}$,
b) w układzie faza – faza $U_{cw} = 63 \text{ V}$.

3. Przepięcia o stromym czole

Wytrzymywane napięcie koordynacyjne

$$U_{cw} = U_{ph} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{I_p + L_u}$$

wynosi:

- a) dla bezpowietrznej izolacji $U_{cw} = 59,9 \text{ kV}$,
b) dla powietrznej izolacji $U_{cw} = 62,4 \text{ kV}$.

III. Określenie wymaganych napięć wytrzymywanych – U_{rw}

Współczynnik bezpieczeństwa K_s wynosi: 1,15 dla bezpowietrznej izolacji i 1,05 dla powietrznej izolacji.

Współczynnik poprawkowy m uwzględniający wpływ warunków atmosferycznych wynosi: 1,0 dla wytrzymałości przy częstotliwości sieciowej, wytrzymałości przy udarach łączeniowych i wytrzymałości udarowej piorunowej.

Współczynnik poprawkowy uwzględniający zależność między ciśnieniem atmosferycznym a wysokością nad poziomem morza K_a wynosi 1,13.

1. Przepięcia dorywcze	a) izolacja powietrzna	faza – ziemia – $U_{rw} = 20,8$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 23,8$ kV,
	b) izolacja bezpowietrzna	faza – ziemia – $U_{rw} = 20,1$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 23,1$ kV.
2. Przepięcia o łagodnym czole	a) izolacja powietrzna	faza – ziemia – $U_{rw} = 51$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 74,7$ kV.
	b) izolacja bezpowietrzna	faza – ziemia – $U_{rw} = 49,5$ kV, faza – faza – $U_{rw} = 72,5$ kV.
3. Przepięcia o stromym czole	a) izolacja powietrzna	$U_{rw} = 74$ kV,
	b) izolacja bezpowietrzna	$U_{rw} = 69$ kV.

IV. Określenie znormalizowanych napięć wytrzymałych – U_w

1. Konwersja na krótkotrwałe napięcie wytrzymałwane częstotliwości sieciowej (SWD):	a) izolacja powietrzna	faza – ziemia – SDW = 30,6 kV, faza – faza – SDW = 44,8 kV,
	b) izolacja bezpowietrzna	faza – ziemia – SDW = 24,8 kV, faza – faza – SDW = 36,3 kV.
2. Konwersja na udarowe piorunowe napięcie wytrzymałwane (LIW):	a) izolacja powietrzna	faza – ziemia – LIW = 54,1 kV, faza – faza – LIW = 79,2 kV,
	b) izolacja bezpowietrzna	faza – ziemia – LIW = 54,5 kV, faza – faza – LIW = 79,8 kV.