Analiza zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych

Rozprawa doktorska

mgr inż. Jarosław Michał Wiater

Promotor:

dr hab. inż. Andrzej Witold Sowa profesor nadzwyczajny Politechniki Białostockiej

Białystok, 2009

<u>Spis treści</u>

| 1. Wstęp | 4 |
|---|----------|
| 1.1 Współczesne problemy występujące podczas eksploatacji stacji elektroenergetycznych | 4 |
| 1.2 Stan wiedzy o zagrożeniu piorunowym systemów sterowania i nadzor stacji elektroenergetycznych | ru 7 |
| 1.3 Cel, teza i zakres pracy | 9 |
| 2. Charakterystyka źródeł zagrożenia stacji elektroenergetycznych | 12 |
| 2.1 Potencjalne źródła zagrożenia | 13 |
| 2.2 Parametry prądu piorunowego | 15 |
| 2.3 Ocena ryzyka strat piorunowych w stacjach elektroenergetycznych | 16 |
| 3. Charakterystyka rozwiązań ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowe stosowanych w stacjach elektroenergetycznych | ej 19 |
| 3.1 Konfiguracje urządzeń piorunochronnych | 19 |
| 3.2 Ochrona systemów sterowania i nadzoru | 21 |
| 3.3 Podsumowanie | 25 |
| 4. Metody numeryczne stosowane do wyznaczania zagrożenia piorunowego stacji elektroenergetycznych |) 26 |
| 4.1 Metoda obwodów nieliniowych o stałych skupionych i rozłożonych | 26 |
| 4.2 Metoda różnic skończonych w dziedzinie czasu (FDTD) | |
| 4.3 Metoda momentów (MOM) | |
| 4.4 Podsumowanie | |
| 5. Badania terenowe | 32 |
| 5.1 Opis badanych stacji elektroenergetycznych | |
| 5.2 Systemy sterowania i nadzoru | 35 |
| 5.3 Metodyka badań i charakterystyka stosowanej aparatury | |
| 5.4 Wyniki prowadzonych badań | 40 |
| 5.4.1 Stacja elektroenergetyczna 110/15 kV Mońki | |
| 5.4.2 Stacja elektroenergetyczna 110/15 kV RPZ-8 Białystok | 55 |
| 5.5 Podsumowanie wyników badań | 59 |
| 6. Weryfikacja modeli numerycznych | 62 |
| 6.1 Model struktury geologicznej gruntu | |
| 6.2 Model stacji elektroenergetycznej | 67 |
| 6.3 Porównanie wyników badań terenowych i obliczeń | 75 |
| 6.4 Podsumowanie | |

| 7. Zagrożenie piorunowe systemów sterowania i nadzoru stacji elektro- energetycznych | 85 |
|--|-----|
| 7.1 Wzrost lokalnego potencjału uziomu w wyniku rozpływu prądu piorunowego w obiekcie | 86 |
| 7.2 Wpływ rezystywności gruntu na wzrost lokalnego potencjału uziomu i wartości prądów indukowanych w okablowaniu | 96 |
| 7.3 Wpływ miejsca wprowadzenia prądu piorunowego na wzrost lokalnego potencjału uziomu | 102 |
| 7.4 Przepięcia w systemach sterowania i nadzoru | 104 |
| 7.5 Intermodularne oprogramowanie konsolidujące możliwości programów CDEGS i EMTP | 107 |
| 7.6 Ocena narażeń poszczególnych elementów systemu sterowania i nadzoru | 111 |
| 7.7 Podsumowanie | 114 |
| 8. Podsumowanie | 116 |
| Literatura | 120 |
| Załącznik A: Wyniki pomiarów przeprowadzonych na terenie stacji 110/15 kV Mońki i RPZ-8 Białystok | 128 |
| Załącznik B: Procedura wykorzystania programu "FftSes To EMTP" | 137 |
| Załącznik C: Płyta CD-ROM z programem "FftSES to EMTP" | 140 |

1. Wstęp

1.1 Współczesne problemy występujące podczas eksploatacji stacji elektroenergetycznych

Stacje elektroenergetyczne wysokich napięć są tą częścią systemu elektroenergetycznego, która umożliwia przekazywanie energii elektrycznej w różnych kierunkach. Stacje wykorzystywane są do sprzęgania systemu elektroenergetycznego z wytwórcą energii i pośredniczą w jej przesyle i dystrybucji. Transformują również energię z jednego poziomu napięcia na drugi.

Zapewnienie poprawnej pracy systemu elektroenergetycznego wymaga od systemów sterowania i nadzoru stacji izolowania uszkodzonych, przeciążonych linii przesyłowych oraz uszkodzonego sprzętu wysokonapięciowego, kontroli poziomu napięcia w systemie i przepływu energii, kompensacji mocy biernej w systemie oraz tłumienia przepięć. Stosowane systemy sterowania i nadzoru umożliwiają m.in. bezbłędne wykrywanie awarii i zwarć, stałe monitorowanie systemu, rejestrację zdarzeń w systemie, pomiar zużycia energii elektrycznej [45].

Obecny rozwój gospodarki charakteryzuje coraz większe uzależnienie od pewnego i niezawodnego zasilania w energię elektryczną. Stacje elektroenergetyczne wysokiego napięcia w dużej mierze determinują prawidłowe funkcjonowanie całego systemu elektroenergetycznego. Awarie urządzeń w nich zainstalowanych mają duży oddźwięk społeczny. Powodują również znaczne straty finansowe zarówno dla zakładów energetycznych (rys. 1.1, 1.2) [26, 56] jak i odbiorców energii. Katastrofalne w skutkach dla gospodarki każdego kraju może stać się uszkodzenie Głównych Punktów Zasilania (tzw. GPZ'ów), co w ekstremal-

nym przypadku może doprowadzić do rozpadnięcia się części systemu elektroenergetycznego.

Twarde prawa ekonomii wymuszają modernizację stacji elektroenergetycznych ukierunkowaną na minimalizację kosztów obsługi i utrzymania ruchu. Przyjęcie takiej strategii działania zmusza zakłady energetyczne do stosowania nowoczesnych urządzeń i systemów teleinformatycznych do nadzoru i sterowania [3, 6, 7, 11, 17, 31, 36, 38, 39, 41, 68].

W porównaniu z powszechnie stosowanymi w latach ubiegłych analogowymi układami telemechaniki współczesne urządzenia elektroniczne, a szczególnie te sterowane cyfrowo, są znacznie bardziej podatne na zaburzenia wywołane przez bezpośrednie oddziaływanie impulsowego pola elektromagnetycznego oraz na działanie udarów napięciowych lub prądowych dochodzących do tych urządzeń z sieci zasilającej oraz z linii transmisji sygnałów. W wielu wypadkach ochronę przed tego rodzaju zagrożeniami zapewniają łącza światłowodowe wykorzystywane do transmisji danych [10, 30]. Jednak należy zauważyć, że technologia światłowodowa nie zawsze jest możliwa do zastosowania, a dodatkowo pojawiają się problemy z przepięciami w układach zasilania urządzeń peryferyjnych z nimi współpracujących [67, 107]. Doświadczenia światowe pokazują, że stosowanie łącz miedzianych czy radiowych, wyposażonych w dodatkowe środki ochrony przeciwzakłóceniowej może być w większości przypadków rozwiązaniem wystarczającym [33, 34, 43, 53].



Rys. 1.1. Transformator 110 kV uszkodzony w wyniku wyładowania atmosferycznego [26]



Rys. 1.2. Skutki pożaru stacji elektroenergetycznej po błędnym zadziałaniu układów sterowania i nadzoru

W naszej strefie klimatycznej znaczną część uszkodzeń urządzeń i systemów elektronicznych pracujących na stacjach elektroenergetycznych wywołują wszelkiego rodzaju przepięcia atmosferyczne indukowane, bezpośrednie oddziaływanie części prądu piorunowego na urządzenia lub układy przewodów oraz różnice potencjałów wywołane przez rozpływający się prąd piorunowy. Występujące zjawiska są szczególnie groźne w przypadkach:

- bezpośrednich wyładowań piorunowych na terenach stacji elektroenergetycznych, dotyczy to zarówno obszaru z aparaturą WN, jak i obiektów budowlanych, w których pracują urządzenia systemów kontrolno-pomiarowych [78, 80, 84, 87, 88],
- wyładowań doziemnych w bliskim sąsiedztwie stacji WN [18, 22, 34, 69, 70].

Obserwacje prowadzone w latach 1989-1999 dla stacji elektroenergetycznych pracujących na terenie Japonii wykazały zaistnienie 330 awarii spowodowanych przepięciami [141]. Podział ze względu na typ urządzeń, które uległy awarii zawiera tablica 1.1, zaś tablica 1.2 podział ze względu na charakter źródła przepięć.

Tablica 1.1 Statystyka awarii spowodowanych przepięciami na terenie stacji elektroenergetycznych w Japonii za okres 1989-1999 r. wraz z podziałem ze względu na lokalizację miejsca awarii [141].

| Rodzaj układu | Liczba awarii |
|--|---------------|
| System zabezpieczeń | 105 |
| System kontrolny | 73 |
| System monitorujący zdarzenia | 73 |
| Układ pomiarowy napięcia/prądu | 49 |
| System automatyki | 2 |
| Scentralizowany system monitoringu i kontroli | 5 |
| System komunikacyjny | 15 |
| Inne | 8 |
| Razem | 330 |

Tablica 1.2 Statystyka awarii spowodowanych przepięciami na terenie stacji elektroenergetycznych w Japonii za okres 1989-1999r. wraz z podziałem ze względu na charakter źródła przepięć [141].

| Przepięcia | Liczba awarii |
|--------------------------------------|---------------|
| Wywołane przez wyładowania piorunowe | 220 |
| Łączeniowe w obwodzie głównym | 47 |
| Łączeniowe w układach nn | 21 |
| Inne | 19 |
| Razem | 330 |

Rozwiązywanie problemów dotyczących niewłaściwego działania systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia utrudnia brak skutecznych metod i technik określania zagrożenia piorunowego w oparciu o dokumentację techniczną i wyniki kontrolnych badań terenowych [57, 100, 124, 125].

1.2 Stan wiedzy o zagrożeniu piorunowym systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych

W chwili obecnej słabo rozpoznanym zagadnieniem jest dokładna oraz kompleksowa ocena zagrożeń piorunowych urządzeń i systemów elektronicznych działających na terenach stacji elektroenergetycznych [58, 59, 60].

Prowadzone dotychczas prace w tej dziedzinie obejmowały głównie wycinkową analizę zjawisk zachodzących przy przepływie prądów udarowych w systemach uziomowych stacji elektroenergetycznych, omawiały bardzo ogólnie wybrane źródła zakłóceń występujących w stacjach oraz przedstawiały podstawowe zalecenia dotycząca zmniejszania ich wpływu na proste systemy połączeń [14, 15, 24, 25, 28, 48, 51, 52, 64, 103].

Badania występujących zagrożeń najczęściej ograniczano do symulacji komputerowych, które bardzo rzadko miały związek z praktycznymi problemami i rozwiązaniami stosowanymi w stacjach elektroenergetycznych [8, 46, 54, 55, 101, 102]. Dodatkowo należy zauważyć, że w większości dostępnych publikacji naukowych analizowane jest zagrożenie piorunowe stacji WN pod kątem problemów pojawiających się w części wysokonapięciowej. Szczególna uwaga jest zwrócona na skutki bezpośrednich wyładowań piorunowych w napowietrzne linie przesyłowe oraz na rejestracje i obliczenia przepięć atmosferycznych indukowanych w tych liniach.

Od kilkunastu lat stacje elektroenergetyczne wyposażane są w zintegrowane cyfrowe układy mikroprocesorowe realizujące wszystkie główne zadania automatyki zabezpieczeniowej (od prewencyjnej, poprzez eliminującą po restytucyjną włącznie).

W dostępnej literaturze światowej istnieją tylko publikacje pobieżnie poruszające szeroko rozumiany temat zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Najbardziej zbieżne tematycznie rozważania przeprowadzała grupa naukowców z Grecji pod przewodnictwem D. Agoris [2]. Celem przeprowadzonych rozważań teoretycznych, które wykonano wykorzystując program EMTP (ang. Electromagnetic Transient Program), było określenie zasad doboru ograniczników przepięć w instalacjach nn na stacji. W prowadzonych obliczeniach zastosowano bardzo uproszczony model stacji WN, który zwierał kilkanaście elementów biernych i czynnych. Nie uwzględniono topologii stacji, warunków środowiskowych oraz zabrakło odniesienia do rzeczywistych obiektów elektroenergetycznych. Przy takich założeniach wyniki symulacji trudno uznać za miarodajne.

Problem analizy zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru podjęła również grupa badaczy pod kierownictwem Shingo Tamura z Shibaura Institute of Technology [61]. Teoretyczne rozważania uzupełnione tylko prostymi pomiarami laboratoryjnymi, nie miały wiele wspólnego z zagrożeniem piorunowym w rzeczywistych obiektach. Do symulacji wykorzystano również program EMTP. System uziomowy stacji będący głównym wyznacznikiem zagrożenia został sprowadzony do pięciu elementów biernych. Otrzymano wyniki rozbieżne w porównaniu z wynikami przedstawianymi we wcześniej omówionej publikacji.

Najnowsza publikacja zaprezentowana przez grupę badaczy pod kierownictwem Masanobu Yoshida [138] zawiera wyniki pomiarów tzw. wyczekujących. Poziomy zarejestrowanych przepięć w obwodach kontrolno-pomiarowych potwierdzają istnienie zagrożenia. Przedstawiona metoda prowadzenia badań nie jest optymalna, ze względu na bardzo długi czas oczekiwania na zaburzenie. Szeroko pojęty temat analizy zagrożenia piorunowego stacji elektroenergetycznych jest ciągle rozwijany w literaturze, co podnosi rangę problemu i czyni go istotnym i ważnym [139, 140]. Pośrednio temat numerycznego określenia poziomu zakłóceń w obwodach niskiego napięcia podczas bezpośredniego wyładowania piorunowego na terenie stacji poruszają Lei Qi and Xiang Cui [40]. W prowadzonych rozważaniach, modelując jedynie linię kablową napięcia stałego ułożoną na terenie stacji, skupiono się na analizie teoretycznej budowy kabla, sposobie ekranowania żył i ocenie wpływu tych czynników na wartości napięć indukowanych w tym kablu. Analiza ma głównie charakter symulacyjny wzbogacony o pomiary na małym uziomie własnej konstrukcji niemającym związku z praktyką stosowaną w zakładach energetycznych. W prowadzonych obliczeniach wykorzystano metodę elementów skończonych zmodyfikowaną przez autorów.

W innych publikacjach odnoszących się do zagrożenia piorunowego stacji elektroenergetycznych WN przedstawiono:

- wyniki analiz skutków awarii wywołanych przez wyładowanie atmosferyczne [29, 33, 43, 53],
- przebiegi napięć na szynach stacji podczas wyładowań atmosferycznych w linie przesyłowe uzyskane dzięki automatycznym systemom rejestracji napięć [3, 37, 47, 49, 106],
- przebiegi napięć zarejestrowanych w okablowaniu nn podczas operacji łączeniowych na stacji WN [21, 42],
- systemy eksperckie zastosowane do prognozowania miejsca trafienia w linię przesyłową WN [1, 16, 59],
- analizy dotyczące zagrożenia piorunowego aparatury wysokonapięciowej stacji m.in. przekładników napięciowych i prądowych [35, 43, 50, 99],
- zachowanie systemu uziomowego podczas bezpośredniego wyładowania piorunowego na terenie stacji [100].

W dostępnej literaturze autor rozprawy nie natrafił na wyniki badań eksperymentalnych zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru przeprowadzonych w rzeczywistych obiektach elektroenergetycznych. Brak jest kompleksowych analiz prowadzonych dla urządzeń kontrolno-pomiarowych pracujących na terenie stacji WN lub są one niepublikowane ze względów bezpieczeństwa.

Analiza występujących narażeń piorunowych tak ważnego elementu stacji, jakim jest współczesny system sterowania i nadzoru jest praktycznie niespotykana, a na podstawie dostępnych wyników badań nie można jednoznacznie określić zagrożenia piorunowego tych systemów.

Należy również zauważyć, że dotychczasowe analizy teoretyczne uwzględniają w sposób uproszczony obiekt, jakim jest stacja elektroenergetyczna. Złożony charakter problemu powoduje, że dotychczasowe znane autorowi rozprawy modele ograniczające się tylko do systemów uziomowych stacji nie są wystarczające dla potrzeb analizy propagacji przepięć w systemach kontrolno-pomiarowych. Dlatego istnieje potrzeba poszukiwania skutecznych metod i procedur pozwalających określić poziom zagrożenia piorunowego układów elektronicznych stosowanych na stacjach. Pozwoli to, po zastosowaniu właściwych środków ochrony adekwatnych do występującego zagrożenia, ograniczyć niebezpieczeństwo wypadnięcia obiektu z systemu elektroenergetycznego.

Brak badań eksperymentalnych zagrożenia piorunowego systemów elektronicznych na terenie stacji wynika nie tylko z przyczyn technicznych, ale również spowodowany jest "strategicznym" znaczeniem tych systemów dla działania stacji elektroenergetycznych i koniecznością zapewnienia ciągłego ich pracy. W polskich warunkach stwarza to trudności z przekonaniem pracowników zakładów energetycznych o tym, że prowadzone badania terenowe nie spowodują zakłóceń w pracy stacji. Dodatkowym utrudnieniem jest konieczność posiadania pozwoleń na przeprowadzenia takich badań ze strony zakładów energetycznych oraz skomplikowane procedury uzyskiwania każdorazowo zgody na piśmie na wstęp na teren stacji jak i na ich przeprowadzenie ze strony sekcji utrzymania ruchu [111]. W czasie takich prac wymagane jest także uczestnictwo pracowników z wymaganymi uprawnieniami w zakresie opisanym w pisemnym poleceniu [129]. Autorowi udało się pokonać powyższe trudności dzięki uprzejmości pracowników Zakładu Energetycznego Białystok S.A.

1.3 Cel, teza i zakres pracy

W celu zapewnienia bezawaryjnego działania systemów automatyki i telemechaniki pracujących w stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia konieczne jest opracowanie rozwiązań umożliwiających określenie poziomu zagrożenia poszczególnych elementów tych systemów podczas bezpośrednich wyładowań piorunowych na terenie stacji.

TEZA PRACY

Istnieje możliwość prognozowania zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru typowych stacji elektroenergetycznych 110/15 kV bez konieczności prowadzenia badań powodujących uszkodzenie lub błędne działanie urządzeń tych systemów albo wymagających dokonywania wyłączeń analizowanych obiektów podczas pomiarów.

Udowodnienie powyższej tezy i rozwiązanie szeregu pojawiających się problemów wymagało:

- przeprowadzenia pomiarów terenowych wzrostu potencjału systemu uziomowego stacji względem ziemi odniesienia (z ang. Ground Potential Rise GPR) przy przepływie prądów udarowych,
- przeanalizowania zjawisk występujących podczas badań terenowych,
- wykonania wycinkowych pomiarów przenikania zakłóceń impulsowych do obwodów sterowania i nadzoru stosowanych na terenie stacji podczas jej normalnej pracy,
- przeprowadzenia dokładnej analizy struktury geologicznej gruntu będącego w bezpośrednim obszarze badanego obiektu poprzez wielopunktowe i wielotrawersowe wyznaczenie rezystywności gruntu,
- dokonania aproksymacji modelem warstwowym struktury geologicznej analizowanego obszaru stacji,
- opracowania kompleksowego modelu matematycznego stacji elektroenergetycznej,
- odwzorowania matematycznego zjawisk zachodzących w systemach uziomowych oraz systemach wyrównywania potencjałów podczas bezpośrednich wyładowań piorunowych na terenach analizowanych stacji,
- opracowania nowego algorytmu aproksymacji zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji, który można zastosować w rzeczywistych obiektach bez konieczności wyłączania ich z ruchu zgodnie z obowiązującymi przepisami BHP,
- stworzenia jednolitego intermodularnego oprogramowania komputerowego konsolidującego możliwości istniejących już programów CDEGS [134] i EMTP [132],

• przeprowadzenia oceny narażeń piorunowych poszczególnych elementów systemu automatyki i telemechaniki w analizowanych stacjach z uwzględnieniem wymagań kompatybilności elektromagnetycznej.

Mając na uwadze rosnącą liczbę anomalii atmosferycznych występujących obecnie [121], duże nasycenie stacji elektroenergetycznych urządzeniami elektronicznymi podatnymi na zakłócenia, centralizację sterowania nimi, znaczenie strategiczne tych obiektów oraz znaczne straty finansowe w przypadku awarii stacji WN w newralgicznych punktach systemu elektroenergetycznego celowe jest zdaniem autora podjęcie proponowanego kierunku działań. Zakres rozprawy ograniczono do stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia 110/15 kV użytkowanych najczęściej na terenie kraju i wyposażonych w nowoczesne systemy sterowania i nadzoru.

Wykorzystanie wyników analiz w praktyce umożliwi dobór odpowiednich rozwiązań ochrony przed zagrożeniem piorunowym oraz ograniczenie liczby niewyjaśnionych zbędnych zadziałań zabezpieczeń w w/w obiektach.

Należy zauważyć, że stale rosnąca liczba niewyjaśnionych sekwencji SPZ (tab. 1.3), coraz częstsze anomalie i straty finansowe skłoniły zakłady energetyczne do zaoferowania swojej współpracy i możliwe stało się przeprowadzenie wspólnymi siłami szeroko zakrojonych badań poziomu zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych [33, 34, 43, 53]. Szczegółową analizą objęto stacje elektroenergetyczne 110/15 kV zlokalizowane w Mońkach oraz w Białymstoku. **Tablica 1.3** Statystyka sekwencji SPZ i podział ze względu na przyczynę dla stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia – rok 2005 [121].

| Nazwa stacji | nr pola | nazwa pola | rodzaj linii | długość linii | rodzaj SPZ | Ogólna | wz | wzv | N | z w | wzv | zw | w | be | z SPZ | | | | | | | | |
|-----------------|---------|-----------------------|--|---------------|---------------------------|----------------|-----|-----|---|--------|-----|----|----|----|-------|----------|-------|------|-------|---------|----------|-------|---------|
| | | | (napowietrzna,kablowa, z wyprowadzeniem kablowym) | km | jednokrotny, dwukrotny | ilość zadz. | | Ρ | N | | P | N | PI | NP | N | Wył.atm. | Wiatr | Sadź | Ptaki | Przewod | Izolacja | Różne | Niewyj. |
| Mońki 110/15 kV | 5 | Knyszyn | napow. | 29,010 | 2 | 14 | 11 | | | | | 3 | | | | | | | | | | | 14 |
| Mońki 110/15 kV | 9 | ST-788 | kab. w wyp. Nap. | 6,190 | 2 | 5 | 4 | | | | | 1 | | | | | | | | | | | 5 |
| Mońki 110/15 kV | 13 | Trzcianne | napow. | 47,020 | 2 | 9 | 7 | | | | | 2 | | | | | | | | | | | 9 |
| Mońki 110/15 kV | 14 | Dolistowo | napow. | 47,400 | 2 | 27 | 22 | | | | | 5 | | | | | | | | | | | 27 |
| Mońki 110/15 kV | 15 | Oczyszczalnia Ścieków | kabl | 2,100 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | 1 |
| Mońki 110/15 kV | 18 | Goniądz | napow. | 23,400 | 2 | 25 | 16 | | | | | 9 | | | | | | | | | | | 25 |
| Mońki 110/15 kV | 19 | Downary | napow. | 59,700 | 2 | 44 | 35 | | | | | 9 | | | | | | | | | | | 44 |
| Mońki 110/15 kV | 21 | Unitra | kabl. | 1,900 | 2 | 2 | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | 2 |
| Mońki 110/15 kV | 22 | Mleczarnia A | kabl. | 0,500 | 1 | 1 | 1 | | | | | 0 | | | | | | | | | | | 1 |
| Mońki 110/15 kV | 23 | Osowiec | napow. | 18,980 | 2 | 8 | 7 | | | | | 1 | | | | | | | | | | | 8 |
| Mońki 110/15 kV | 24 | PKP 1 | kabl. | 0,400 | 1 | 2 | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | 2 |
| Mońki 110/15 kV | 25 | PKP 2 | kabl. | 0,400 | 1 | 5 | 1 | | 4 | | | 0 | | | Т | | | | | | | | 5 |
| Mońki 110/15 kV | 26 | Osiedle Maliny | napow. | 1,900 | 2 | 3 | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | 3 |
| Mońki 110/15 kV | 27 | Mleczarnia B | kabl. | 0,500 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | 1 |
| Mońki 110/15 kV | 28 | Kotłownia | kabl. | 0,400 | 2 | 2 | 1 | | | | | 1 | | | | | | | | | | | 2 |
| Mońki 110/15 kV | 29 | Mońki B (2) | napow. | 4,200 | 2 | 6 | 6 | | | | | | | | | | | | | | | | 6 |
| Mońki 110/15 kV | 30 | Mońki A (1) | napow. | 4,500 | 2 | 3 | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | 3 |
| Mońki 110/15 kV | 31 | Lewonie | napow. | 10,600 | 2 | 5 | 5 | | | | | | | T | | | | | | | | | 5 |
| Mońki 110/15 kV | 32 | Białostocka P.M. | napow. | 1,720 | 2 | 5 | 2 | | | | Γ | 3 | | | | | | | | | | | 5 |
| | | | | | | 168 | 130 | 0 | 4 | 0 | 0 | 34 | 0 | 0 | 0 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 168 |

2. Charakterystyka źródeł zagrożenia stacji elektroenergetycznych

Nadrzędną kontrolę nad stanem pracy stacji zapewniają układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ). Ich głównym zadaniem jest zabezpieczenie urządzeń energetycznych w przypadku wystąpienia awarii poprzez ich odłączenie z systemu. Realizując tę funkcję jednocześnie zapewniają ochronę ludzi i innych urządzeń znajdujących się w sąsiedztwie podczas stanów awaryjnych. W czasie normalnej niezakłóconej pracy urządzenia te cały czas kontrolują stan systemu elektroenergetycznego i w przypadku pojawiającej się anomalii podejmują kluczowe decyzje w ułamkach sekund. Szybkość, czułość, selektywność i niezawodność to najważniejsze cechy, które muszą być spełnione przez systemy kontroli i nadzoru stacji. Ze względu na katastrofalne skutki niezadziałania EAZ stosuje się rezerwę lokalną, zdalną i obszarową [71, 98].

Rozwój techniki cyfrowej niosący za sobą większą dostępność i relatywny spadek cen spowodował, że obecnie użytkuje się coraz więcej cyfrowych układów sterowania i nadzoru stacji. Wprowadzane są również zintegrowane systemy, które przejmują funkcje EAZ. Główne zalety przekonujące do stosowania techniki cyfrowej to brak elementów mechanicznych, co znacząco zwiększa niezawodność i szybkość działania oraz możliwość realizacji bardziej złożonych metod detekcji i analizy anomalii w systemie poprzez wzajemną wymianę informacji pomiędzy modułami zabezpieczeń.

Przesyłanie informacji kluczowych między poszczególnymi modułami zwiększa zagrożenie systemów sterowania i nadzoru. Wymagane dodatkowe połączenia są newralgiczne z punktu widzenia całości systemu sterowania i nadzoru, ale ich stosowanie powoduje powstanie dodatkowych zagrożeń. Ewentualne zakłócenia w łączności lub w skrajnych przypadkach awaria stopni wejściowych/wyjściowych może być przyczyną podjęcia błędnych decyzji w tych systemach, co w kolejności może się przełożyć na niewłaściwe operacje łączeniowe będące w ich gestii - wykonywane w sposób automatyczny.

Układy cyfrowe charakteryzują się odmienną strukturą wewnętrzną. Sygnały analogowe prowadzone do ich wejść są wstępnie filtrowane i dopasowywane do stosowanych przetworników A/C. Na wyjściu przetworników uzyskuje się ciąg próbek napięcia/prądu w postaci cyfrowej, które są przetwarzane przez mikroprocesory. Podejmują one końcową decyzję dotyczącą ewentualnych zmian w konfiguracji podległej stacji elektroenergetycznej. Do głównych wad należy zaliczyć znacznie większą podatność na wszelakie zakłócenia i uszkodzenia ze względu na niskie znamionowe napięcia pracy. Szczególnie narażone są stopnie wejściowe, wyjściowe oraz moduły zasilania.

2.1 Potencjalne źródła zagrożenia

Stworzenie warunków zapewniających pewne i niezawodne działanie stacji oraz pracujących w nich nowoczesnych elektronicznych systemów sterowania i nadzoru wymaga posiadania podstawowych informacji o:

- charakterze narażeń udarowych występujących na terenie stacji,
- poziomach odporności udarowej stosowanych urządzeń elektronicznych,
- właściwościach i zasadach doboru odpowiednich rozwiązań wykorzystywanych do ochrony przed narażeniami udarowymi,
- urządzeniach oraz systemach, z którymi one współpracują.

Systemy sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia narażone są na działanie przepięć w instalacjach zasilających i liniach sygnałowych oraz na lokalny wzrost potencjałów i występujące różnice potencjałów wywołane przez napięcia i prądy udarowe powstające podczas:

- operacji łączeniowych wykonywanych w obwodach WN/SN w normalnym i awaryjnym stanie pracy stacji,
- bezpośrednich wyładowań piorunowych na terenie stacji lub w bliskim sąsiedztwie,
- wyładowań piorunowych w napowietrzne linie przesyłowe WN/SN,
- działania ograniczników przepięć w obwodach WN i SN.

Napięcia i prądy udarowe mogą być również źródłem impulsowego pola elektromagnetycznego oddziałującego bezpośrednio na urządzenia. Zaburzenia impulsowe pola elektromagnetycznego mogą być promieniowane przez urządzenia elektroenergetyczne i linie wysokich napięć podczas stanów nieustalonych w systemie. Wyniki prowadzonych rejestracji wskazują, że w pobliżu wyłączników wysokonapięciowych mogą wystąpić impulsy elektromagnetyczne o szerokim widmie częstotliwości - od kilkuset kHz do około 200 MHz. Przykładowe wartości podstawowych parametrów charakteryzujących impulsy elektromagnetyczne rejestrowane na terenie stacji zestawiono w tabeli 2.1 [75].

| Tablica 2.1 | Parametry | impulsów | elektromagnet | ycznych | wytwarzanych | w pob | liżu | wyłącz- |
|-------------|-----------|------------|---------------|---------|--------------|-------|------|---------|
| | ników wys | sokonapięc | iowych [75]. | | | | | |

| Parametry impulsu | Napięcie znamionowe sieci | | | | | | | |
|-------------------|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--|--|--|--|
| | 345 k | κV | 500 | kV | | | | |
| | pole elektr. | pole magnet. | pole elektr. | pole magnet. | | | | |
| wartość szczytowa | 5 kV/m | 1,2 A/m | 50 kV/m | 2 A/m | | | | |
| czas narastania | 180 ns | 60 ns | 700 ns | 100 ns | | | | |
| czas trwania | 1000 ns | 2000 ns | 1500 ns | 5000 ns | | | | |
| częstotliwość | 10-20 MHz | 5 MHz | 1-20 MHz | 1-20 MHz | | | | |

Należy zauważyć, że impulsy pola tak dużych wartościach szczytowych występują tylko w bliskim sąsiedztwie wyłączników i na ich działanie narażone są urządzenia pracujące w tych ograniczonych obszarach. Innym źródłem impulsowego pola elektromagnetycznego są doziemne wyładowania piorunowe na terenie stacji lub w bliskim jej sąsiedztwie.

Urządzenia elektroenergetyczne są szczególnie narażone na bezpośrednie oddziaływania rozpływających się prądów udarowych podczas wyładowań piorunowych na terenie stacji. Wysoki stopień zagrożenia piorunowego wynika z lokalizacji stacji (najczęściej na otwartym terenie) oraz występowania na ich obszarze wysokich konstrukcji metalowych (np.: słupy linii przesyłkowych, mosty szynowe itp.) wynikających z wymagań technicznych.

Znaczna liczba bezpośrednich wyładowań na terenie stacji w połączeniu z własnościami systemu uziomowego, którego rezystancja ulega dynamicznym zmianom podczas przepływu prądu piorunowego, powodują występowanie realnych zagrożeń związanych ze wzrostem potencjału uziomu względem ziemi odniesienia, innego systemu uziomowego lub innej stacji elektroenergetycznej [81, 90, 91, 96]. Wysoki potencjał może występować na dostępnych metalowych konstrukcjach urządzeń elektroenergetycznych oraz wynosić się poza teren stacji za pośrednictwem metalowych rurociągów, pancerzy kabli, żył powrotnych.

W stacji elektroenergetycznej podczas zwarć doziemnych lub bezpośrednich wyładowań piorunowych przepływ prądu udarowego w systemie uziomowym powoduje powstawanie różnic potencjałów, które mogą stworzyć zagrożenie dla pracowników stacji posiadających stałą obsługę (rys. 2.1) jak również dla osób postronnych przebywających w jej sąsiedztwie. Pojawiające się stany nieustalone mogą spowodować [62, 74, 82, 83, 85, 86]:

- porażenia prądem elektrycznym,
- uszkodzenia urządzeń wykorzystywanych na stacji,
- eksplozji i pożaru.



Rys. 2.1. Napięcia dotykowe i krokowe wg PN-E-05115 [111]

Największe zagrożenie na terenie stacji może wystąpić na jej obrzeżach. Szczególnie niebezpieczne jest przebywanie w pobliżu ogrodzenia stacji. Wartości napięć rażeniowych w tym miejscu mogą znacznie przekroczyć wartości uznane za bezpieczne [76, 94]. Zagrożenie obejmuje zarówno pracowników mogących przebywać w tym czasie na terenie stacji

jak również osoby postronne przechodzące w pobliżu ogrodzenia stacji. Na samym terenie stacji zagrożenie istnieje tylko w bezpośrednim sąsiedztwie urządzeń wysokiego napięcia – pola liniowe i transformatorowe. Szczególnie te miejsca, w którym urządzenia są łączone z systemem uziomowym.

Znaczne wartości napięć na terenie stacji względem ziemi odniesienia stwarzają zagrożenie dla tych instalacji i urządzeń, które połączone są z innymi systemami uziomowymi. Dotyczy to szczególnie urządzeń połączonych bezpośrednio z liniami telefonicznymi będącymi obowiązkowym wyposażeniem stacji elektroenergetycznej. W wyjątkowych sytuacjach awaria tych urządzeń może spowodować uszkodzenie systemu sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej.

2.2 Parametry prądu piorunowego

Podstawowe parametry charakteryzujące prąd piorunowy wyładowania doziemnego są następujące:

- wartość szczytowa *I*,
- maksymalna stromość narastania $S_{\text{max}} = (di_p / dt)_{\text{max}}$,
- ładunek przenoszony przez prąd piorunowy $Q = i_p dt$,
- impuls kwadratu prądu $W = \int i_p^2 dt$ (energia właściwa wydzielona przez prąd piorunowy na rezystancji 1 Ω),
- czas narastania czoła T_1 i czas trwania do półszczytu na grzbiecie fali prądu piorunowego T_2 ,
- liczba udarów prądowych w wyładowaniu wielokrotnym.

Ze względu na różne typy wyładowań atmosferycznych, różnorodne rozkłady ładunków w chmurze, zmienne warunki geograficzne, geologiczne, hydrologiczne wymienione parametry nie są we wszystkich przypadkach jednakowe. Rozkład prawdopodobieństwa występowania wartości przedstawionych parametrów prądu piorunowego przedstawia norma PN-IEC 61312-1 [115]. Określono w niej podstawowe parametry charakteryzujące przebiegi czasowe prądów piorunowych pierwszego, kolejnego wyładowania w kanale oraz składowej długotrwałej. Wybór parametrów uzależniony jest od przyjętego poziomu skuteczności ochrony.

W rozwiązaniach teoretycznych, do opisu kształtu prądu piorunowego pierwszego oraz kolejnych wyładowań w kanale [12, 27, 115] wykorzystywane jest równanie:

$$i(t) = \frac{I}{\eta} \cdot \frac{(t/\tau_1)^{10}}{1 + (t/\tau_1)^{10}} \cdot \exp\left(-\frac{t}{\tau_2}\right)$$
(2.1)

gdzie:

- I wartość szczytowa prądu,
- η współczynnik korekcyjny wartości szczytowej,

t-czas,

 au_1 – stała czasowa czoła,

 τ_2 – stała czasowa grzbietu.

| Tablica 2.2. | Wartości parametrów | ^r prądu piorunowego | o w zależności | od przyjętego | poziomu |
|--------------|---------------------|--------------------------------|----------------|---------------|---------|
| | ochrony wg PN-IEC | 61312-1 [115] | | | |

| | Parametry pradu piorunowego | | Р | Poziom ochrony | | | |
|-------------|--|---------------|------|----------------|--------|--|--|
| | | | Ι | II | III-IV | | |
| | Wartość szczytowa prądu I | [kA] | 200 | 150 | 100 | | |
| Pierwszy | Czas trwania czoła T_1 | [µs] | 10 | 10 | 10 | | |
| udar | Czas trwania do półszczytu T_2 | [µs] | 350 | 350 | 350 | | |
| | Ładunek udaru Q | [C] | 100 | 75 | 50 | | |
| | Energia właściwa W/R | $[MJ/\Omega]$ | 10 | 5,6 | 2,5 | | |
| | Wartość szczytowa prądu I | [kA] | 50 | 37,5 | 25 | | |
| Następny | Czas trwania czoła T_1 | [µs] | 0,25 | 0,25 | 0,25 | | |
| udar | Czas trwania do półszczytu T_2 | [µs] | 100 | 100 | 100 | | |
| | Średnia stromość <i>I/T</i> ₁ | [kA/µs] | 200 | 150 | 100 | | |
| Udar | Ładunek Q | [C] | 200 | 150 | 100 | | |
| długotrwały | Czas trwania T | [µs] | 0,5 | 0,5 | 0,5 | | |
| | Średnia wartość prądu Q/T | [A] | 400 | 300 | 200 | | |

Tablica 2.3. Wartości współczynników występujących w równaniu opisującym prąd piorunowy wg PN-IEC 61312-1 [115]

| Poziom ochrony | | | | | | | | |
|----------------|---------|-------|---------------|--------|---------------|-------|--------|--|
| Pa | rametry | | Udar pierwszy | | Udar następny | | | |
| | | Ι | II | III-IV | Ι | Π | III-IV | |
| Ι | [kA] | 200 | 150 | 100 | 50 | 37,5 | 25 | |
| η | [-] | 0,930 | 0,930 | 0,930 | 0,993 | 0,993 | 0,993 | |
| $	au_1$ | [µs] | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 0,454 | 0,454 | 0,454 | |
| $	au_2$ | [µs] | 485 | 485 | 485 | 143 | 143 | 143 | |

Składowa długotrwała prądu piorunowego opisywana jest falą prostokątną charakteryzowaną przez średni prąd *I* i czas trwania *T* zgodnie z tablicą 2.2 [115].

2.3 Ocena ryzyka strat piorunowych w stacjach elektroenergetycznych

W stacji elektroenergetycznej wyładowanie atmosferyczne może spowodować:

- uszkodzenie aparatury SN i WN powodujące chwilową lub stałą przerwę w dostawie energii elektrycznej,
- uszkodzenia lub błędne działania urządzeń elektrycznych i elektronicznych,
- porażenie obsługi przebywającej w tym czasie na jej terenie,
- inne pośrednie skutki dla otaczających i zasilanych przez stację obiektów.

Oszacowanie ryzyka zagrożenia piorunowego oraz jego porównanie z dopuszczalnym pozwala zastosować adekwatne środki ochrony. Szczegółową metodykę analizy ryzyka wywołanego przez wyładowanie piorunowe zawiera norma PN-EN 62305-2 [113].

Postępując zgodnie z wytycznymi w tym zakresie autor rozprawy przeprowadził analizę i ocenę ryzyka strat piorunowych budynku nastawni w stacji elektroenergetycznej. Na podstawie dostępnych danych [65, 114, 127] przyjęto do obliczeń następujące wartości:

- Średnia liczba dni burzowych w roku, $T_d=20 \ dni/rok$.
- Gęstość piorunowych wyładowań doziemnych na km², $N_g=1.8$ wyładowania/km²/rok.



Rys. 2.2. Mapa izokerauniczna przedstawiająca średnią gęstość (Ng) wyładowań piorunowych na terenie Polski [127]

Na podstawie dokumentacji analizowanej stacji 110/15 kV Mońki [123] przyjęto :

- długość obiektu: L=44 m,
- szerokość obiektu: *W*=8 *m*,
- średnia wysokość obiektu liczona od podłoża: *H*=5 *m*,
- wysokość najwyższej części: *H*'=6 *m*,
- powierzchnia równoważna zbierania: $A_g = 6023 m^2$,
- ryzyko pożaru lub szkody fizycznej: $R_f=1$ (obiekt z rozległą mieszaniną wybuchową),
- skuteczność ekranowania obiektu: $K_{s1}=0,2$ (średnia, obiekt z metalowymi i żelbetowymi słupami),
- skuteczność ekranowania wewnętrznego okablowania: $K_{s3}=1$ (nieekranowane),
- współczynnik położenia: $C_d=1$ (obiekt odosobniony),
- współczynnik otoczenia: $C_e=0.5$ (obiekt położony w odległość 500 m od najbliższych budynków mieszkalnych – strefa podmiejska),
- rodzaj linii zasilającej: *PL*=1 (przewód napowietrzny WN),

- obecność transformatora: $C_t=0,2$,
- ilość linii napowietrznych: N_{oh}=9,
- rodzaj linii zewnętrznych: $P_{DLI}=1$ (nieekranowane linie SN),
- ilość innych linii kablowych ekranowanych: $N_{ug}=5$,
- środki ochrony: *E*=0,1 (klasa III),
- środki ochrony przeciwpożarowej: *r*=0,5 (system automatyczny),
- ochrona od przepięć: *SPD*=2 (skoordynowany system SPD ang. Surge Protective Devices).

Wyniki analizy ryzyka uszkodzenia urządzeń ukierunkowane na poszczególne rodzaje strat przedstawiono w tablicy 2.4.

| Tablica 2.4. | Wyznaczone | wartości r | yzyka i | ukierunkow | anego | na po | oszczególne | rodzaje | strat |
|--------------|-----------------|-------------|---------|------------|---------|--------|-------------|---------|-------|
| | dla stacji elel | stroenerget | ycznej | WN oraz ry | yzyko 1 | tolero | owane | | |

| Rodzaj strat | Tolerowane ryzyko strat wg IEC 62305-2 | Ryzyko trafienia | Ryzyko trafień pobliskich | Ryzyko obliczone |
|--------------------------|---|---------------------|---------------------------------|---------------------|
| | R _t | R _d | R_i | R |
| Utrata życia ludzkiego | 1,00E-05 | 2,42E-06 | 5,59E-05 | 5,83E-05 |
| Utrata usług publicznych | 1,00E-03 | 2,77E-06 | 4,01E-04 | 4,04E-04 |
| Utrata dóbr kulturalnych | 1,00E-03 | 0,00E+00 | 0,00E+00 | 0,00E+00 |
| Straty materialne | 1,00E-01 | 1,21E-03 | 2,97E-02 | 3,09E-02 |

Otrzymane dla analizowanej stacji elektroenergetycznej wartości ryzyka utraty usług publicznych, utraty dóbr kulturalnych i strat materialnych mieszczą się w granicach ryzyka tolerowanego. W przypadku ryzyka utraty życia ludzkiego dopuszczalna granica została przekroczona. Zgodnie z projektem stacji w miejscach szczególnie zagrożonych instalowane są uziomy wyrównawcze. Wyrównują one potencjały i zmniejszające zagrożenie ze strony napięć dotykowych i krokowych [89, 94]. Dodatkowo wprowadzone są procedury kontrolno-pomiarowe w celu określenia stanu systemu uziomowego stacji. W przypadku stacji bezobsługowej ryzyko utraty życia ludzkiego praktycznie można pominąć.

Rozwiązania konstrukcyjne stosowane w innych stacjach są podobne, stąd do dalszych obliczeń dla wszystkich analizowanych stacji przyjęto parametry prądu piorunowego zgodnie z III poziomem ochrony (tab. 2.2). W przypadku ostrzejszych kryteriów konieczne może być przyjęcie parametrów prądu odpowiadających I lub II poziomowi ochrony. Przedstawione w pracy wyniki wymagają wówczas odpowiedniego przeskalowania.

3. Charakterystyka rozwiązań ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej stosowanych w stacjach elektroenergetycznych

W stacjach elektroenergetycznych ochronę przed bezpośrednimi skutkami wyładowań atmosferycznych stosuje się dla obiektów o górnym napięciu znamionowym 110 kV i wyższym. Budynki nastawni umiejscowione na terenie stacji również podlegają ochronie odgromowej. W szczególnych przypadkach ochroną objęte są też stacje SN o łącznej mocy jednostkowej większej niż 1600 kVA [44].

3.1 Konfiguracje urządzeń piorunochronnych

Podstawowe zasady ochrony odgromowej stacji elektroenergetycznych są zbliżone do wymagań stosowanych do ochrony obiektów budowlanych [44]. Ochronę urządzeń wolnostojących zapewniają zwody pionowe lub poziome. Do wyznaczania przestrzeni chronionej tworzonej przez zwody, podobnie jak w przypadku obiektów budowlanych, wykorzystywana jest zasada toczącej się kuli (rys. 3.1).



Rys. 3.1. Ochrona urządzeń i aparatury na stacji elektroenergetycznej z wykorzystaniem zasady toczącej się kuli [109]

Mimo podobnego podejścia do problemu występują różnice w określaniu promieni kul (rys. 3.2) [109, 111]. Minimalna odległość zwodów pionowych wolnostojących od chronionych urządzeń i konstrukcji wsporczych powinna wynosić 3 metry. Zwody łączy się do uziomu sztucznego stacji. Linie przesyłowe WN na konstrukcjach stalowych chroni się na całej długości jednym lub dwoma przewodami odgromowymi (rys. 3.2) [111].



Rys. 3.2. Strefy ochronne zwodów różnej konfiguracji [111]: a) pojedynczy przewód odgromowy; b) dwa przewody odgromowe; c) pojedynczy zwód pionowy; d) dwa zwody pionowe

Systemy ochrony odgromowej większości pracujących obecnie stacji elektroenergetycznych zostały zaprojektowane zgodnie z normą PN-86/E-05003/01 (rys. 3.3) [110].



Rys. 3.3. Przykład wyznaczania powierzchni zbierania zgodnie z wymaganiami normy PN-86/E-05003/01 (na podstawie projektu stacji WN) [110, 123]

Dla zapewnienia właściwych warunków ochrony przeciwporażeniowej, przepięciowej i odgromowej stacji elektroenergetycznej projektuje się układ uziomowy dostosowany do konkretnych wymagań i uwarunkowań terenowych. Ma on za zadanie zagwarantować jednakowy poziom odniesienia dla napięć w systemie energetycznym. Uziom powinien zapewnić również właściwą pracę urządzeń elektroenergetycznych podczas warunków normalnych i zwarciowych (rys. 3.4).

Układ uziomowy stacji stanowią: uziomy naturalne oraz sztuczne [63]. Uziom sztuczny rozdzielni WN pełni rolę uziemienia ochronnego i roboczego stacji. W warunkach miejskich sztuczny układ uziomowy wielokrotnie połączony jest galwanicznie z uziomem naturalnym. Uziom naturalny tworzą powłoki i żyły powrotne kabli elektroenergetycznych SN i nn, uziomy słupów linii napowietrznych WN wprowadzonych do rozdzielni, metalowa sieć wodno-kanalizacyjna oraz gazowa.



Rys. 3.4. Przykładowy plan systemu uziomowego stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki – część 110 kV [123]

W normie PN-E-05115 [111] zakłada się, iż ze względów technicznych i ekonomicznych zniszczenia wywołane przez wyładowania piorunowe na terenie stacji elektroenergetycznej nie mogą być całkowicie wyeliminowane.

3.2 Ochrona systemów sterowania i nadzoru

Stworzenie warunków zapewniających poprawne działanie wzajemnie sprzężonych i zależnych od siebie systemów sterowania i nadzoru (rys. 3.5) wymaga:

- posiadania informacji na temat potencjalnych źródeł zagrożenia,
- ograniczania występujących napięć i prądów udarowych do odpowiednich poziomów.

Ostatnie z przedstawionych wymagań można zrealizować stosując odpowiednio dobrane i rozmieszczone urządzenia ograniczające przepięcia SPD.



Rys. 3.5. Przykładowy układ połączeń kompleksowego systemu sterowania i nadzoru stacji WN [123]

Obecnie w systemach kontrolno-pomiarowych stacji WN urządzenia ograniczające przepięcia są najczęściej stosowane w obwodach napięciowych wykorzystywanych do pomiaru energii (rys. 3.6).

Należy zauważyć, iż w obwodach wyjściowych i wejściowych układów sterowania i nadzoru nie są stosowane SPD (rys. 3.7). Można przypuszczać, że projektując te systemy uwzględniono tylko odporność udarową transoptorów i przekaźników sterujących wykorzystując je jako separację galwaniczną. W przypadku przebiegów wolnozmiennych o wartościach szczytowych leżących poniżej odporności udarowej stosowanych elementów ochronnych może być wystarczające. W przypadku szybkozmiennych przepięć atmosferycznych o znacznych wartościach szczytowych taka ochrona może okazać się niewystarczająca.

Obwody pomiaru prądu i napięcia w systemach zabezpieczeń nie posiadają również zainstalowanych urządzeń ograniczających przepięcia (rys. 3.8).

Dokładna analiza dokumentacji technicznych wielu stacji wskazuje również na niestosowanie SPD w obwodach zabezpieczeń ziemnozwarciowych jak i obwodach sterowniczych.



Rys. 3.6. Schemat zasadniczy pomiaru energii strona 15 kV [123]

D5 D4

DЗ D2

6 **D**7

a)



Rys. 3.7. Przykładowy sposób realizacji: a) stopni wejściowych, b) stopni wyjściowych modułu CZIP-L systemu sterowania i nadzoru [126]

₿кмэбг

€K7

Вкиаес

UZ3

UZ4

-U56

UZ5

UZ6

€K6

▲K8

₿кмэбz

0-

€ RM96Z





Rys. 3.8. Schemat zasadniczy pola linii odpływowej 15 kV – obwody prądowe i napięciowe [123]

3.3 Podsumowanie

Stosowane obecnie systemy ochrony przed wyładowaniami atmosferycznymi nie zapewniają, w świetle danych statystycznych, w pełni bezawaryjnego działania stacji elektroenergetycznych. Określenie poziomu zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru oraz na tej podstawie dobranie odpowiednich rozwiązań ochrony pozwoliłoby zdaniem autora rozprawy wyeliminować lub ograniczyć:

- możliwości uszkodzenia urządzeń,
- zbędne sekwencje działania stosowanych zabezpieczeń.

Wielokrotnie powtarzane operacje łączeniowe wykonywane na skutek błędnie podjętych decyzji w pierwszej kolejności nadmiernie eksploatują aparaturę wysokiego średniego napięcia, ponadto stają się źródłem przepięć łączeniowych. Jednocześnie prowadzone analizy statystyczne dają błędny obraz stanu pracy stacji. Przerwy w dostawie energii w przypadku zbędnych sekwencji działania zabezpieczeń nie powodują powstania znaczących strat finansowych, jednakże mogą stać się przyczyną awarii urządzeń odbierających energię elektryczną.

W normach zawierających zalecenia dotyczące ochrony odgromowej stacji elektroenergetycznych bardzo ogólnikowo przedstawiono zagadnienia dotyczące ochrony urządzeń systemów elektronicznych. Zakłada się nawet możliwość uszkodzenia tych urządzeń w czasie burzy [111]. Takie potraktowanie problemu powoduje, że producenci urządzeń i systemów elektronicznych przeznaczonych do pracy na terenie stacji stosują różnorodne rozwiązania ochrony przed przepięciami. Zwykle ich zadaniem jest zapewnienie wymaganego poziomu odporności udarowej przyłączy sygnałowych i zasilających urządzeń, co najczęściej nie jest związane z zapewnieniem odporności urządzeń na rzeczywiste zagrożenia piorunowe w miejscach ich zainstalowania. Brak ochrony przed przepięciami lub stosowanie różnorodnych, nieskoordynowanych rozwiązań ograniczania przepięć powoduje, że praktycznie bez przeprowadzania szczegółowych badań nie jest możliwe jednoznaczne określenie zarówno występującego zagrożenia piorunowego, jak i poziomu odporności udarowej systemów elektronicznych stosowanych na terenie stacji elektroenergetycznej.

Należy również zauważyć, że przyjęte w normie założenia o możliwości występowania uszkodzeń urządzeń podczas burzy praktycznie zwalnia projektantów i instalatorów systemów elektronicznych od poszukiwań rozwiązań zapewniających ograniczanie narażeń piorunowych [111].

Podjęte w pracy działania, których celem jest określenie dróg propagacji zaburzeń piorunowych na terenie stacji oraz wyznaczenie ich wartości szczytowych, stworzą możliwości:

- poszukiwania nowych rozwiązań projektowych stacji elektroenergetycznych,
- określenia wymagań dotyczących poziomów odporności udarowej urządzeń elektronicznych stosowanych na terenie stacji,
- opracowanie zasad doboru odpowiednich środków ograniczających przepięcia.

4. Metody numeryczne stosowane do wyznaczania zagrożenia piorunowego stacji elektroenergetycznych

Poprawna praca systemu elektroenergetycznego wymaga ciągłego przesyłu energii pomiędzy stacjami wysokiego napięcia. Podczas normalnych warunków pracy, w stanie ustalonym przy stałej topologii połączeń, analiza stanu pracy systemu nie jest skomplikowana. Jednakże doziemne wyładowania piorunowe, operacje łączeniowe lub stany awaryjne powodują znaczące zmiany w rozpływie prądów i rozkładzie napięć w systemie. Zależności opisujące nieustalony stan pracy systemu są bardzo złożone i jedyną możliwością ich rozwiązania jest analiza numeryczna. Z analitycznego punktu widzenia system elektroenerge-tyczny może zostać opisany przez szereg równań, które odwzorowują jego zachowanie przy dowolnym wymuszeniu.

W przypadku operacji łączeniowych, gdy czas trwania zaburzenia jest rzędu milisekund wyniki analiz numerycznych stanu pracy są zadowalająco zbieżne z wynikami otrzymanymi podczas badań terenowych [3, 15, 28]. Wyładowanie atmosferyczne, jako źródło szybkozmiennych zakłóceń w systemie (o mikrosekundowym charakterze), wymaga przeprowadzenia obliczeń w przedziale czasowym od pojedynczych nanosekund do kilkuset mikrosekund. Przy tak szybkich przebiegach urządzenia sterowania i nadzoru pracujące na stacjach wysokiego napięcia nie zdążą zareagować na dynamiczne zmiany stanu układu. W takich przypadkach pojemności i indukcyjności elementów składowych systemu i ich wzajemna relacje mają podstawowy wypływ na odpowiedź układu. Wymaga to przestrzennego modelowania kluczowych elementów systemu, jakimi są stacje elektroenergetyczne wysokiego napięcia [5]. Jedynie taka analiza, w połączeniu klasycznymi metodami analizy stanów nieustalonych, może dać zadawalające rezultaty. Mając na uwadze stopień złożoności obecnego systemu elektroenergetycznego stosowanie numerycznych metod obliczeń jest w pełni uzasadnione.

4.1 Metoda obwodów nieliniowych o stałych skupionych i rozłożonych

Jednym z najczęściej stosowanych sposobów oceny skutków bezpośredniego oddziaływania wyładowania piorunowego na elementy systemu elektroenergetycznego jest metoda polegająca na analizie układów nieliniowych. Opiera się ona na dekompozycji systemu na część nieliniową zawierającą elementy o stałych skupionych i sieć liniową zawierającą zarówno elementy o stałych skupionych jak i elementy o stałych rozłożonych. Przykłady modeli symulacyjnych zbudowanych w programie EMTP przedstawiono na rys. 4.1.



Rys. 4.1. Różnego rodzaju podejście do analizy obwodów nieliniowych: a) wg Okabe S. [52], b) wg Savic M.S. [58], c) wg Ametani A. [4]

Symulacje można prowadzić w dziedzinie czasu lub częstotliwości. W obu przypadkach obwód elektryczny opisywany jest za pomocą równań, w których zmiennymi są napięcia w węzłach. Prądy płynące w poszczególnych gałęziach obwodu wyznaczane są na podstawie znajomości napięć.

Metoda obliczeń w dziedzinie czasu polega na dyskretyzacji sygnałów w czasie. Na podstawie znajomości wartości zmiennych w układzie w chwili $t - \Delta t$ wyznacza się ich wartości w chwili t. Krok czasowy Δt jest na tyle mały, że równania różniczkowe mogą być aproksymowane równaniami różnicowymi. Odpowiada to całkowaniu numerycznemu metodą trapezową z krokiem Δt . Napięcia w niektórych węzłach są znane, ponieważ są dołączone do źródeł lub uziemione. Po wyznaczeniu napięć w węzłach, w następnym kroku czasowym tworzone są nowe macierze zmiennych historii układu w chwili $t - \Delta t$ i cały proces się powtarza.

Symulację można rozpocząć od warunków początkowych zerowych, określonych dla źródła harmonicznego o zadanej częstotliwości lub dla wielu źródeł harmonicznych o różnych częstotliwościach [73].

Metoda trapezowa całkowania może niekiedy prowadzić do powstania błędów objawiających się tzw. "oscylacjami numerycznymi". Powstają one w sytuacji skokowej zmiany pochodnej prądu płynącego przez indukcyjność lub pochodnej napięcia na kondensatorze. Do tłumienia tych oscylacji można wykorzystać dodatkową rezystancję wtrąconą szeregowo [73]. Obecność elementów nieliniowych w obwodzie wymaga stosowania nieliniowych metod obliczeń dla całego obwodu. Wychodząc z założenia, że podejście takie jest mało efektywne w przypadku obecności tylko kilku elementów nieliniowych opracowano zmody-fikowane metody liniowe do analiz elementów nieliniowych. Wśród elementów, które mogą być modelowane tymi metodami należy wymienić nieliniowe indukcyjności do przedstawienia nasycania transformatorów, nieliniowe rezystancje jako ograniczniki przepięć oraz rezystancje zmienne w czasie do przedstawiania łuku elektrycznego [118, 119].

Metody obliczeń w dziedzinie częstotliwości opierają się na znalezieniu rozwiązania dla obwodu liniowego przy wymuszeniu harmonicznym. Równania węzłowe są przedstawiane w postaci zespolonych wektorów napięć i prądów oraz macierzy admitancji. Symulacje mogą być automatycznie powtarzane dla kolejnych częstotliwości z wybranego zakresu. Istnieje także rozwiązanie powalające na zadanie wymuszenia w postaci sygnałów harmonicznych z określonego zakresu częstotliwości o zdefiniowanych dla każdej częstotliwości wartościach amplitudy i fazy.

Najważniejsze ograniczenie metody obwodów nieliniowych o stałych skupionych i rozłożonych wiąże się pominięciem wzajemnych oddziaływań między poszczególnymi elementami sieci za pośrednictwem promieniowanego pola elektrycznego i magnetycznego. Pomijane są również wszystkie zjawiska związane z propagacją fal. W sposób automatyczny determinują te zjawiska rozmiary obiektów w porównaniu z długością fali prądowej wyładowania atmosferycznego. Widmo prądu piorunowego ma znaczące składowe w zakresie częstotliwości do kilku megaherców. Ogranicza to dopuszczalne wymiary obiektu do kilku metrów. Pominięcie sprzężeń pomiędzy elementami stacji prowadzi do nieuwzględnienia ewentualnych efektów rezonansowych. Są one szczególnie ważne w przypadku wyładowań w sąsiednie obiekty, linie przesyłowe, metalowe słupy konstrukcji nośnych, elementy składowe systemu uziomowego. W obliczeniach pomijany jest jednocześnie wpływ kanału wyładowania atmosferycznego.

Dużą zaletą podejścia obwodowego jest możliwość analizy całego rozległego systemu elektroenergetycznego wraz z systemami sterowania i nadzoru stacji WN. Najczęściej wykorzystywany jest do tego celu program EMTP [20, 119].

Program EMTP należy do grupy programów opracowanych do wszechstronnej analizy stanów nieustalonych w dziedzinie czasu. ATP (ang. Alternative Transients Program) to pakiet programów służący do wykonywania obliczeń w układach i systemach elektroenergetycznych, zaś EMTP jest jednym z jego elementów składowych.

W celu ułatwienia i uproszczenia obliczeń użytkownik ma do dyspozycji bibliotekę ponad dwustu najpopularniejszych elementów i urządzeń, które wchodzą w skład systemu elektroenergetycznego. Baza zawiera m.in. elementy bierne i czynne, elementy nieliniowe, ograniczniki przepięć, maszyny elektryczne takie jak transformatory, silniki asynchroniczne, synchroniczne oraz prądu stałego (rys. 4.2). Możliwe jest również definiowanie własnych elementów. Program jest rozwojowy, ciągle unowocześniany przez liczące się ośrodki naukowe oraz powszechnie stosowany (ze względu na bezpłatne udostępnianie).

Stosowane w tej metodzie bardzo często czysto inżynierskie podejście do problemu zagrożenia piorunowego oznacza akceptację wszystkich ograniczeń związanych z metodą. Ze względu na charakter obiektów, krąg osób analizujących zjawiska w nich występujące jest zazwyczaj ograniczony do projektantów stacji elektroenergetycznych.



Rys. 4.2. Przykładowe zastosowanie programu ATP do analizy systemu elektroenergetycznego [119]

Zdaniem autora celowe jest opracowanie modeli prostych i łatwych w użyciu niwelujących część niedoskonałości przytoczonej metody i programu, przydatnych do analiza zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych. Takie modele zostały opracowane i przedstawione w dalszej części rozprawy.

4.2 Metoda różnic skończonych w dziedzinie czasu (FDTD)

Do wyznaczania rozkładu pola elektrycznego i magnetycznego można zastosować metodę różnic skończonych w dziedzinie czasu FDTD (ang. Finite Difference Time Domain). Stosowanie tej metody sprowadza się do opisu analizowanego elementu i stworzenia jego dyskretnego modelu składającego się z małych elementów objętościowych tzw. voxel'i – tworzony jest tzw. model siatkowy. Na tej podstawie układane są równania Maxwella. Do ich rozwiązania wykorzystywane są metody numeryczne. W tym celu używane są komercyjne ogólnodostępne programy jak również tworzone są do tego celu przez różnych autorów specjalnie dedykowane programy komputerowe.

Metoda ta jest bardzo rzadko wykorzystywana w przypadku elementów systemu elektroenergetycznego takich jak stacja WN. Autor rozprawy spotkał się jedynie z przypadkiem analizy układu uziomowego stacji metodą FDTD specjalnie zmodyfikowaną do tych celów [66, 139]. W dostępnej literaturze brak przykładów kompleksowego wykorzystania tej metody do analizy skutków bezpośredniego wyładowania atmosferycznego na elementy systemu elektroenergetycznego. Brak jest również dedykowanego oprogramowania komputerowego wiążącego FDTD z systemami elektroenergetycznymi.

4.3 Metoda momentów (MOM)

W obecnej chwili coraz bardziej popularne są metody oparte na przekształceniu równań Maxwella do postaci jednowymiarowego równania różniczkowo-całkowego. Układ wielu takich równań stanowi model matematyczny analizowanego obiektu. W przypadku stacji elektroenergetycznych zazwyczaj opisują one system uziomowy oraz wybrane nadziemne konstrukcje przewodzące. Do rozwiązania powyższego problemu wykorzystuje się tzw. metodę momentów (ang. MOM - Method of Moments). Różnorodność spotykanych odmian tej metody polega na odmiennym sposobie formułowania równań całkowych, dwojakim sposobie opisu rozkładu źródeł: w dziedzinie czasu lub w dziedzinie częstotliwości.

Zasadniczo w tej metodzie przyjmuje się następujące założenia:

- sieć tworząca analizowany obiekt składa się z prostoliniowych przewodników (zwanych segmentami) o znanej stratności,
- elementy nieprostoliniowe zastępuje się układem kilku prostoliniowych przewodników wzajemnie między sobą połączonych,
- długości przewodników są wielokrotnie mniejsze niż długość fali, determinuje to daleko idący podział poszczególnych przewodników na mniejsze odcinki, co jednocześnie wydłuża proces obliczeniowy,
- stosunek długości przewodnika do jego średnicy musi być dużo większy od jedności,
- poszczególne segmenty ulokowane są w układzie odniesienia 0xyz (posiadają określone współrzędne początku i końca),
- tworzony jest zbiór segmentów stanowiących źródło wymuszeń,
- tworzony jest zbiór segmentów z założonymi poziomami napięć i prądów w układzie (może być pusty),
- tworzony jest zbiór segmentów stanowiących obciążenie sieci (elementy o parametrach skupionych).

Do wyznaczenia rozpływu prądów w sieci potrzebne są po dwa równania na segment. Przekładając to na węzły sieci: dla każdego węzła, do którego dołączonych jest n segmentów wymagane jest n równań.

Otrzymany na tej podstawie rozpływ prądów pozwala obliczyć:

- potencjały dowolnych punktów systemu uziomowego oraz połączonych z nimi konstrukcji nadziemnych,
- rozkłady pól elektromagnetycznych na terenie stacji elektroenergetycznych oraz innych systemów i konstrukcji przewodzących,
- prądy i napięcia w różnego rodzaju konstrukcjach i obwodach wtórnych indukowane przez prądy o znacznych wartościach szczytowych płynące w pobliskich obwodach pierwotnych oraz w elementach systemu uziomowego.

Najbardziej ukierunkowanym na obliczanie zagrożeń piorunowych systemów elektroenergetycznych metodą momentów jest pakiet programów opracowanych przez F. Dawalibi pod nazwą CDEGS (ang. Current Distribution, Electromagnetic Fields, Grounding and Soil Structure Analysis) [134]. Składa się on z kilku odrębnych modułów obliczeniowych podzielonych pod kątem możliwych zastosowań. W skład pakietu wchodzą między innymi programy HIFREQ (ang. Electromagnetic Fields Analysis), FFTSES (ang. Automated Fast Fourier Transform Analysis), RESAP (ang. Soil Resistivity Analysis). Przykład zastosowania tego oprogramowania do analizy zachowania się systemu uziomowego stacji podczas zwarć doziemnych przedstawiono na rysunku 4.3.

Najbardziej elastycznym i posiadającym największe możliwości modelowania różnorodnych zjawisk elektromagnetycznych jest HIFREQ. Umożliwia on równoczesne uwzględnienie elementów nadziemnych jak i ułożonych pod ziemią, modelowanie zjawisk związanych z wyładowaniami piorunowymi w konstrukcje przewodzące, stanów nieustalonych powstających podczas wyładowań piorunowych i procesów łączeniowych, oddziaływania wyższych harmonicznych pól elektromagnetycznych itp. HIFREQ jest bardzo przydatnym narzędziem umożliwiającym łatwe definiowanie i rozwiązywanie tworzonych równań opisujących obiekt.



Rys. 4.3. Systemy uziomowe stacji elektroenergetycznych WN analizowane z wykorzystaniem metody MOM - wg. F. Dawalibi [32] Ze względu na znaczne koszty zakupu licencji pakiet CDEGS nie jest powszechnie stosowany. Dlatego celowe jest zdaniem autora rozprawy przeprowadzenie kompleksowej analizy z jego wykorzystaniem, której wyniki będą możliwe do użycia w innych programach, jako dane wejściowe. Umożliwią one również określenie zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych.

4.4 Podsumowanie

W rozdziale zaprezentowano podstawowe narzędzia numeryczne, znajdujące zastosowanie w analizie impulsowych narażeń elektromagnetycznych występujących w rozległych obiektach. Porównano narzędzia oparte na metodach obwodowych i na teorii pola.

W metodach obwodowych, w których możliwe jest prowadzenie obliczeń w dziedzinie czasu lub częstotliwości, szybko i w sposób bezpośredni wyznaczane mogą być charakterystyki częstotliwościowe oraz zjawiska nieliniowe. Znacznie bardziej skomplikowane jest prowadzenie analiz zjawisk wysokoczęstotliwościowych. Szczególnie trudne jest uwzględnienie sprzężeń pomiędzy nadziemnymi i podziemnymi częściami instalacji oraz zależności parametrów układu od częstotliwości.

W metodach bazujących na teorii pola wszystkie efekty zjawisk wysokoczęstotliwościowych są uwzględniane w sposób bezpośredni. Obliczenia mogą być prowadzone tylko w dziedzinie czasu lub tylko w dziedzinie częstotliwości. Analizy czasowe nie pozwalają na łatwe prognozowanie zachowania się układu w przypadku zastosowania innego niż pierwotnie zadane wymuszenie, natomiast analizy częstotliwościowe uniemożliwiają bezpośrednio modelowania zjawisk nieliniowych.

Zdaniem autora połączenie metod obwodowych i MOM pozwoli wykorzystać ich zalety przy jednoczesnym ograniczeniu wad każdej z metod. Intermodularne oprogramowanie stworzy nowe niespotykane dotychczas możliwości obliczeniowe w zakresie impulsowych narażeń elektromagnetycznych.

5. Badania terenowe

Przeprowadzone badania terenowe miały na celu wyznaczenie wzrostu potencjału wybranych punktów na terenie stacji względem ziemi odniesienia przy wymuszeniu w postaci udaru napięciowo-prądowego. W dalszej części pracy otrzymane wyniki wykorzystano do weryfikacji poprawności zaproponowanego modelu matematycznego, który posłużył do oceny zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru. Pomiary wykonywane były na terenie dwóch stacji elektroenergetycznych 110/15 kV budowanych w latach 70-tych według typowej dokumentacji KSU-3 [122]. Stacje poddano modernizacji z planowanym przystosowaniem do zwiększonego obciążenia z jednoczesnym zastosowaniem nowocze-snej aparatury rozdzielczej oraz systemów sterowania i nadzoru. Zasadnicze elementy analizowanych stacji są bardzo podobne.

5.1 Opis badanych stacji elektroenergetycznych

Każda ze stacji posiadała rozdzielnię 110 kV, dwusekcyjną, jednosystemową, szynową, siedmio polową zbudowaną w oparciu o konstrukcje wsporcze żelbetowe oraz metalowe z szynami zbiorczymi sekcji oraz mostami linkowymi górnymi wykonanymi przewodami AFL-6 240 mm². Przewody oszynowania pól wykonano również z AFL-6 240 mm². Badane obiekty różniły się rozmieszczeniem aparatury i budynków, rozległością systemu



Rys. 5.1. Widok ogólny jednej z badanych stacji elektroenergetycznych (stacja 110/15 kV Mońki)

uziomowego, lokalizacją aparatury obwodów wtórnych oraz parametrami układu zwarciowego (rys. 5.1).

W skład typowej rozdzielni 110 kV zbudowanej w układzie H4 wchodziły:

- dwa pola liniowe zasilające z dwóch różnych kierunków,
- pole łącznika sekcji,
- dwa pola transformatorowe,
- dwa stanowiska transformatorów,
- dwa pola pomiaru napięcia.

W polach rozdzielni była zainstalowana następująca aparatura:

- wyłączniki typu LTB 145 D1/B / WMSII-110/10/35-V odpowiednio w polach transformatorowych i liniowych,
- odłączniki typu SGF 123n100+1E 1600A 2x MT50 / ONIII-110/6U we wszystkich polach,
- przekładniki prądowe typu J110-4a w polach transformatorowych i liniowych,
- przekładniki napięciowe U110a w polach pomiaru napięcia,
- odgromniki GXB 96-10kA / GZSa-97 w polach transformatorowych,
- odgromniki GXB 51-10kA / GZSa-51 w punktach gwiazdowych transformatorów,
- odłączniki jednobiegunowe TEC 72,5 / ONI w punktach gwiazdowych transformatorów,
- układy zabezpieczeń typu CZIP / TEN / DZ-1 / KS-1.

Konstrukcyjnie rozdzielnie zostały zbudowane dla maksymalnej mocy zwarciowej 3500 MVA. W obiektach stosowano odwodnienie powierzchniowe stacji do rowów opadowych, kanały kablowe na terenie rozdzielni 110 kV murowane z cegły, osprzęt sieciowy typowy. Aparatura 110 kV zastosowana w analizowanych obiektach posiada izolację spełniającą wymagania dla II i III strefy zabrudzeniowej.

Stanowiska transformatorów mocy przystosowane do ustawienia jednostek o maksymalnej mocy do 25 MVA. Wyposażone w misy olejowe szczelne do zatrzymania min. 80% oleju transformatorowego oraz wody opadowej w ilości średniego opadu w wysokości 50 mm. Każde stanowisko posiada własną studzienkę połączoną z misą olejową dla oddzielenie oleju od wody. Napełnienie studzienki odolejania kontrolowane jest przez czujniki poziomu i przekazywane są te informacje do układu sygnalizacji zakłóceniowej stacji. Bramka transformatorowa stanowiska na żerdziach żelbetowych, typowa o rozstawie 10 m. Powiązania strony 15 kV z rozdzielnią 15 kV (w budynku stacyjnym) za pomocą mostów linkowych (rys. 5.2).

Dla zapewnienia właściwych warunków ochrony przeciwporażeniowej, przepięciowej i odgromowej układ uziomowy stacji stanowią:

- uziomy naturalne linii napowietrznych 110 kV wprowadzonych do rozdzielni 110 kV,
- uziom sztuczny rozdzielni 110 kV.

Uziom sztuczny rozdzielni 110 kV, który pełni rolę uziemienia ochronnego i roboczego stacji, wykonano w postaci kraty z taśmy Fe/Zn o przekroju 30x4 mm, ułożonej w ziemi. W odległości 2 m od konturu kraty umieszczono uziom wyrównawczy. Uziemienie kratowe i uziom wyrównawczy zostały odpowiednio dobrane dla spodziewanego prądu doziemnego.

Urządzenia rozdzielni chronione są od przepięć łączeniowych oraz przepięć atmosferycznych za pomocą ograniczników przepięć, zainstalowanych w polach transformatorowych 110 kV praz w punkcie gwiazdowym transformatorów mocy. Dodatkową ochronę pełnią iskierniki zamontowane na przekładnikach prądowych J110-4a (jako pierwszy aparat w polu). Łańcuchy izolatorów wyposażone są w rożki ochronne celem zabezpieczenia izolatora przed pęknięciem spowodowanym wytworzeniem wysokiej temperatury przy łuku elektrycznym, co mogłoby stać się przyczyną odpadnięcia przewodów roboczych.



Rys. 5.2. Pole transformatorowe T1 stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki

Każda noga bramek liniowych rozdzielni 110 kV przyłączona jest do kraty uziemiającej taśmą Fe/Zn 40x4 mm. Wolnostojące maszty odgromowe uziemione są za pośrednictwem dwóch odcinków taśm stalowych ocynkowanych przyłączonych w różnych punktach kraty uziemiającej. Wszystkie metalowe obudowy aparatów 110 kV i stalowe konstrukcje wsporcze są uziemiane.

Do ochrony odgromowej analizowanych stacji wykorzystano, jako zwody pionowe, iglice umieszczone na bramkach liniowo-szynowych oraz wolnostojące słupy typu SO-22/2 ustawione w pobliżu stanowisk transformatorów mocy. Dodatkową ochronę stanowią linki przewodów odgromowych linii 110 kV wprowadzone na teren stacji i mocowane do zwodów pionowych na bramkach liniowo-szynowych (rys. 5.3).

System uziomowy stacji bierze czynny udział w rozpływie prądu piorunowego oraz zwarciowego. Wyniki okresowych pomiarów napięć rażeniowych dotykowych na stanowiskach obsługi, w kilku charakterystycznych punktach stacji oraz poza ogrodzeniem nie przekraczają dopuszczalnych wartości napięć rażeniowych dotykowych [111, 130]. Wyniki takich badań pośrednio odzwierciedlają stan systemu uziomowego stacji.

Konstrukcje wsporcze mostów linkowych rozdzielni 110 kV biorą również czynny udział w rozpływie prądu piorunowego na terenie stacji. W analizowanych obiektach ustawione są bramki betonowe o wysokości 10 m i rozpiętości 16 m. Szyny zbiorcze zawieszone są na powyższych bramkach na wysokości 7 m. Na bramki te wprowadzone są przewody robocze i odgromowe linii 110 kV, wchodzące na stację ze słupów krańcowych.

Urządzenia potrzeb własnych takie jak m.in. oświetlenie zewnętrzne zasilane są z szafek kablowych rozdzielni 110 kV. Kable niskiego napięcia prowadzone są w kanałach kablowych oraz w ziemi na głębokości około 0,7 m.



Rys. 5.3. Pole liniowe stacji elektroenergetycznej WN [122]

5.2 Systemy sterowania i nadzoru

W analizowanych obiektach funkcję sterowania i nadzoru pełnią systemy BORSE (Bieżąca Obsługa Ruchowa Stacji Elektroenergetycznej). Są one stosowane w wielu obiektach podległych ZEB Białystok S.A. Systemy umożliwiają zbieranie i przesyłanie informacji o stanie urządzeń stacyjnych w zakresie [133]:

- stanu zabezpieczeń i automatyki zabezpieczeniowej,
- blokowania i odblokowania automatyk zabezpieczeniowych,
- stanów położenia łączników (wyłączniki, odłączniki, uziemniki, styczniki itp.)
- wysyłania impulsów sterujących łącznikami,
- sygnalizacji ostrzegawczej i alarmów,
- sterowania przełącznikami zaczepów transformatorów,
- wartości prądów, napięć, mocy czynnych i biernych oraz częstotliwości sieci,
- współpracy z przetwornikami wielkości analogowych (ciśnienie, temperatura, wilgotność).

Podstawowym źródłem informacji dla systemu BORSE są zabezpieczenia cyfrowe rozdzielni 110 kV i rozdzielni 15 kV. Część informacji docierających do systemu pochodzi ze sterowników polowych BORSE-L oraz analizatorów sieciowych PECA-30. System BORSE integruje wszystkie urządzenia cyfrowe zainstalowane na stacji, związane funkcjonalnie z rozdzielnią potrzeb własnych prądu stałego i sygnalizacją centralną.

Do koncentratora systemu BORSE i lokalnego stanowiska dyspozytorskiego BORSE-S przyłączone są następujące urządzenia [133]:

a) rozdzielnia 110 kV

Linia 110 kV

- cyfrowe zabezpieczenie odległościowe CZAZ-RL
- analizatory sieciowe PECA-30
- sterowniki polowe BORSE-L

Transformatory strona 110 kV

- cyfrowe zabezpieczenie transformatora CZIP-3H
- sterowniki polowe BORSE-L
- b) rozdzielnia 15 kV
- cyfrowe zabezpieczenia SN CZIP
- sygnalizacja centralna MSA-6
- falownik MEDCOM typu FPM

Wymiana informacji pomiędzy zabezpieczeniami, innymi urządzeniami cyfrowymi i koncentratorami BORSE-K odbywa się przy wykorzystaniu łącz komunikacyjnych RS-485 (dwu i czteroprzewodowy) oraz RS-232.

Komputer lokalnego stanowiska dyspozytorskiego BORSE, sterowniki polowe BORSE-L, zasilane są napięciem gwarantowanym 220 V 50 Hz. Obwody sterowania sterowników BORSE-L zrealizowane są na napięciu 24 V DC.

W analizowanych obiektach zastosowano tylko warystorowe SPD typu 2 (VAL-MS 60ST [123, 124]) do ograniczania przepięć dochodzących do wejść obwodów napięciowych elektronicznych liczników energii.



Rys. 5.4. Stanowisko lokalne systemu BORSE-S



Rys. 5.5. Wyjście łącz komunikacyjnych systemu BORSE-S

5.3 Metodyka badań i charakterystyka stosowanej aparatury

Mając na uwadze fakt, iż analizowane stacje elektroenergetyczne muszą poprawnie pracować w trakcie przeprowadzania pomiarów, oraz że niemożliwe jest dokonywanie wyłączeń, rozłączeń i przełączeń w obiekcie autor zaproponował inne zasady prowadzenia badań terenowych w porównaniu z dotychczas wykonywanymi [8, 46, 54, 55, 101, 102].

Nie prowadzono pomiarów rozpływu prądów udarowych w przewodzących elementach nad i pod powierzchnią gruntu, gdyż jest to praktycznie niemożliwe do zrealizowania nawet w niewielkich obiektach. Do oceny zagrożenia udarowego będą wykorzystane wyniki rejestracji wzrostu lokalnego potencjału na terenie stacji względem ziemi odniesienia (rys. 5.6). Źródłem wzrostu potencjału był prąd udarowy wprowadzany do systemu uziomowego stacji.
Prąd udarowy wytwarzany przez generator napięciowo-prądowy (rys. 5.6) doprowadzano do:

- wolnostojących słupów ochrony odgromowej,
- iglic umieszczonych na bramkach liniowo-szynowych,
- punktów uziemiających ograniczniki przepięć w rozdzielnicy 110 kV.

Są to miejsca na terenie stacji najbardziej narażona na bezpośrednie oddziaływanie rzeczywistych prądów piorunowych.



Rys. 5.6. Stanowisko pomiarowe na stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki

Prąd rozpływał się w przewodzących elementach uziomu stacji elektroenergetycznej oraz w instalacjach metalowych. Do zamknięcia obwodu prądowego wykorzystano przewód łączący generator z pomocniczymi elektrodami wbitymi w ziemie poza obszarem stacji.

Wzrost lokalnego potencjału mierzono między wybranymi punktami na terenie stacji, a sztuczną ziemią odniesienia, którą stanowiła dodatkowa elektroda wbita w ziemię poza terenem stacji i połączona przewodem powrotnym z oscyloskopem rejestrującym przebiegi napięciowe. Większość wybranych punktów pokrywała się z punktami pomiaru napięć rażeniowych.

W celu uniknięcia sprzężeń galwanicznych (do obwodów generatora i oscyloskopów rejestrujących) przyrządy pomiarowe w trakcie badań terenowych były zasilane z oddzielnych zewnętrznych źródeł, które stanowiły dwa agregaty prądotwórcze oraz zespół awaryjnych źródeł zasilania zwanych w skrócie UPS.



Rys. 5.8. Procedura przeprowadzania badań terenowych z uwzględnieniem przepisów BHP

Prowadzono również rejestracje napięć na zaciskach wejściowych zabezpieczeń cyfrowych CZIP-L stosowanych na terenie stacji oraz wzrosty potencjału zacisków wejściowych tychże zabezpieczeń względem ziemi odniesienia. Badania przeprowadzono w polach rozdzielni 15 kV wskazanych przez pracowników nadzorujących pracą stacji (rys. 5.7).



Rys. 5.7. Wsparcie logistyczne podczas pomiarów na terenie stacji 110/15 kV Mońki

Wszystkie pomiary wykonywano w trakcie normalnej pracy obiektów. Odpowiedni dobór parametrów prądów udarowych sprawił, że przyjęta metoda nie powodowała uszkodzeń oraz pobudzeń układów EAZ pracujących w stacji, a tym samym ewentualnych przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Algorytm przeprowadzanych badań przedstawiono na rysunku 5.8.

W badaniach (rys. 5.9) wykorzystano generator napięciowo-prądowy UCS 500-M, który wytwarza:

- napięcia udarowe o kształcie 1,2/50 µs z możliwością regulacji wartości szczytowej w zakresie od 250 V do 6,6 kV przy otwartych zaciskach wyjściowych,
- prądy udarowe o kształcie 8/20 µs z możliwością regulacji wartości szczytowej w zakresie od 125 A do 3,3 kA przy zwartych zaciskach wyjściowych.

Do obserwacji i rejestracji wykorzystano wysokonapięciowe sondy firmy Tektronix typu P6015A o płaskiej charakterystyce przenoszenia w zakresie od 10 Hz do 30 MHz (pasmo 3dB) przy napięciu 6 kV oraz oscyloskopy cyfrowe



Rys. 5.9. Generator UCS 500-W w trakcie pomiarów terenowych w stacji elektroenergetycznej

Tektronix DPO 7254, TDS 3022B oraz HP 54600A, HP 54522A i GDS-800. Wszystkie oscyloskopy miały możliwość rejestracji otrzymanych przebiegów w formacie cyfrowym i w formie graficznej bezpośrednio na dyskietkę lub przez złącze LAN, RS232 do komputera. Uproszczony schemat układu pomiarowego przedstawia rysunek 5.10.

Pomiary rezystywności gruntu w różnych miejscach na terenie stacji elektroenergetycznej wykonano przy pomocy przyrządu typu AD510 (rys. 5.11), metoda Schlumbergera i Wennera. Częstotliwość napięcia pomiarowego wynosiła 128Hz. Sygnał ten pochodzi z wewnętrznego generatora kwarcowego przyrządu i jest niezależny od czynników zewnętrznych. Wartość częstotliwości jest tak dobrana, aby uniknąć błędnych wskazań spowodowanych obecnością zakłóceń o częstotliwości sieci energetycznej i jej harmonicznych.



Rys. 5.10. Schemat blokowy układu pomiarowego



Rys. 5.11. Pomiary rezystywności gruntu

W trakcie sesji pomiarowych wykorzystywano wsparcie logistyczne ze strony pracowników Zakładu Energetycznego Białystok. Zgodnie z wymaganymi w zakresie pisemnego polecenia uprawnieniami oraz ze względu na znaczenie obiektów obecne było również pogotowie energetyczne zapewniające pomoc w razie nieprzewidzianych skutków badań oraz specjaliści z działu zabezpieczeń zakładu energetycznego. Łącznie w czasie prowadzonych pomiarów na terenie stacji przebywało od 10 do 15 osób.

5.4 Wyniki prowadzonych badań

Badania prowadzono na terenie następujących obiektów podległych Zakładowi Energetycznemu w Białymstoku:

- stacja elektroenergetyczna 110/15 kV Mońki [123],
- stacja elektroenergetyczna 110/15 kV RPZ-8 Białystok [124].

Opracowując metodykę prowadzonych badań autor rozprawy zapoznał się również z rozwiązaniami technicznymi stosowanymi na terenie następujących obiektów:

- stacji elektroenergetycznej 110/15 kV RPZ-4 Białystok [137],
- stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Ełk Szeligi [122],
- stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Warszawa Wola (podległa STOEN S.A.) [125].

Dla tych trzech stacji przeprowadzane były również serie obliczeń próbnych mających na celu stopniowe dopracowanie zaproponowanej metody badawczej [78, 80, 85, 87, 90, 94, 95, 97]. Ze względu na eksperymentalny charakter tych prac oraz brak badań terenowych nie zamieszczono w rozprawie otrzymanych wyników.

Docelowe pomiary prowadzono w seriach 2-3 dniowych po uzyskaniu uprzednio wymaganych pozwoleń z zachowaniem odpowiednich i wymaganych obligatoryjnie przepisów BHP.

5.4.1 Stacja elektroenergetyczna 110/15 kV Mońki

Położona na obrzeżach miasta stacja elektroenergetyczna 110/15 kV Mońki wybudowana została w 1973 roku i modernizowana w czerwcu 2002 roku. Zajmuje ona obszar 8000 m² (127 m x 63 m). Zasilana jest liniami napowietrznymi 110 kV, jednotorowymi z przewodem odgromowym z dwóch kierunków: Knyszyn i Osowiec. W rozdzielni 110 kV zainstalowane są dwa transformatory 110/15 kV o mocy znamionowej 6,3 MVA i 10 MVA.

Ochronę odgromową stacji zapewnia 6 zwodów pionowych o następujących parametrach:

- cztery typu SG-22 o wysokości 22 m każdy umieszczone w odległości 4 m od transformatorów oraz po przeciwległych stronach budynku kontrolno-pomiarowego stacji,
- dwa umieszczone na konstrukcji bramki o całkowitej wysokości 17,67 m.

Strefa chroniona od bezpośrednich wyładowań atmosferycznych (wyznaczona zgodnie z wymaganiami normy PN-86/E-05003/01) obejmuje cały teren zajmowany przez rozdzielnię 110 kV wraz z budynkiem nastawni i rozdzielnią 15 kV. Uziom kratowy stacji zakopany na głębokości 0,8 m wykonano z taśmy Fe/Zn 30x4 mm. Uziom wyrównawczy wykonany jest również z taśmy Fe/Zn 30x4 mm i został zakopany na głębokości 1,3 m.

Podczas badań generator udarowy ustawiono na izolowanym od ziemi stanowisku obok transformatora T1. Zacisk wysokiego napięcia generatora podłączono w miejscu łączącym zwód pionowy ochrony odgromowej M2 z uziomem kratowym. Do wykonania tego



Rys. 5.12. Pomiary w rozdzielni 15 kV stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki

połączenia wykorzystano izolowany przewód o $U_n=40$ kV. Ze względów BHP nie prowadzono przewodu wysokiego napięcia na szczyt zwodu pionowego, gdyż w odległości 4 m od zwodu znajdował się pracujący transformator 110/15 kV. Jest to odstępstwo od wytycznych zawartych w normie ochrony odgromowej [116].

Prąd udarowy głównie rozpływał się w uziomie sztucznym stacji. Do zamknięcia obwodu prądowego wykorzystano przewód powrotny łączący generator z czterema pomocniczymi elektrodami wbitymi w ziemię poza terenem stacji (rys. 5.13).

W wybranych punktach na terenie stacji przeprowadzono pomiary potencjałów względem ziemi odniesienia. Część z tych punktów wybrano z protokołu pomiarów napięć dotykowych rażeniowych. Ziemię odniesienia uzyskano za pomocą dodatkowej elektrody wbitej w ziemię po za terenem stacji. Wykonano 3 serie pomiarowe dla różnych warunków atmosferycznych. Podczas serii pomiarowej 2 i 3 wykonano także pomiar napięć na zaciskach wejściowych zabezpieczeń cyfrowych CZIP-L stosowanych na terenie stacji (rys. 5.12).



Rys. 5.13. Schemat blokowy stanowiska pomiarowego na terenie stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki (pierwsza seria pomiarowa)

Seria pomiarowa 1

Pomiary przeprowadzono dla prądu udarowego o wartości szczytowej Ig=16,4 A i kształcie 40/160 μ s (rys. 5.14). Kondensatory w generatorze udarowym ładowane były do napięcia 2 kV.

Rysunek 5.15 przedstawia przykładowe przebiegi czasowe zarejestrowanych napięć w wybranych punktach stacji względem ziemi odniesienia. Pozostałe wyniki pomiarów zawiera załącznik A. Lokalizację punktów pomiarowych oznaczono na rys. 5.13.



Rys. 5.14. Prąd i napięcie wyjściowe z generatora: a) 40µs/div, b) 2µs/div



Rys. 5.15. Napięcie względem ziemi odniesienia na zacisku uziemiającym:
a) lampę L6 (pkt 3), b) iglicę przy moście szynowym 15 kV transformatora T2 (pkt 8)

Napięcia względem ziemi odniesienia zmniejszają się wraz ze wzrostem odległości od punktu, w którym wprowadzono prąd udarowy do uziomu stacji. Nieliniowy rozkład napięć świadczy o znaczącym wpływie miejsca wprowadzenia prądu na wielkość napięć, a zarazem na ich różnicę względem siebie. Znaczące dysproporcje występują w szczególności porównując między sobą część 110 kV stacji – tabela 5.1. Podczas pomiarów nie zarejestrowano napięć na części 15 kV stacji ze względu na znacząco nieliniowy rozkład napięć na jej terenie oraz ze względu na małą wartość szczytową prądu Ig=16,4 A (wartość prądu zbliżona poziomem do wielkości z protokołu pomiaru napięć rażeniowych prowadzonych na terenie stacji [128]).

| Tablica 5.1 | . Zestawienie maksymalnych wielkości zmierzonych przez autora w | wybranych |
|-------------|---|-----------|
| | punktach na terenie stacji 110/15 kV Mońki | |

| Lp. | Opis punktu pomiarowego | Zmierzona wartość szczytowa [V] |
|-----|---|--|
| 1. | Lampa L13 | 5,87 |
| 2. | Lampa L9 | 45,59 |
| 3. | Lampa L6 | 5,48 |
| 4. | Lampa L5 | 2,48 |
| 5. | Most szynowy 15 kV transformatora T2 | 39,15 |
| 6. | Szafka kablowa P01 pola liniowego w kierunku na Osowiec | 68,7 |
| 7. | Szafka kablowa P02 pola liniowego w kierunku na Knyszyn | 71,69 |
| 8. | Iglica przy moście szynowym 15 kV transformatora T2 | 8,19 |

Pierwszą serię pomiarową przeprowadzono pod koniec lata kalendarzowego. Dokonano wówczas szczegółowej analizy struktury gruntu, na którym umiejscowiona została stacja 110/15 kV Mońki. Pomiary rezystywności gruntu przeprowadzono w trzech różnych miejscach – na obrzeżach i w środku stacji. W tym ostatnim przypadku dobierając miejsce pomiarów uwzględniono jego dostępność oraz przepisy BHP dotyczące prac w pobliżu urządzeń będących pod napięciem. Lokalizację miejsc pomiaru rezystywności gruntu przedstawia rysunek 5.16.



Rys. 5.16. Miejsca pomiaru rezystywność gruntu na terenie stacji 110/15 kV Mońki

Pomiary rezystywności gruntu wzdłuż linii wyznaczającej przyjęty trawers pierwszy (oznaczony na rysunku 5.16 jako "1") wykonano metodą Wennera i Schlumbergera (rys. 5.17).



Rys. 5.17. Schemat układu do pomiaru rezystywności gruntu: a) metodą Wennera, b) metoda Schlumbergera

Pomiary wykonywano wzdłuż linii prostej dla różnych odstępów między elektrodami od 0,1 m do 5 m ze skokiem, co 0,1 m dla metody Wennera, zaś dla metody Schlumbergera od 1 m do 30 m ze skokiem, co 1 m przy stałym odstępie 6 m między elektrodami napięciowymi. Głębokość pogrążenia elektrod napięciowych i prądowych była taka sama i wynosiła 8 cm. Przyjęta ona została na podstawie wytycznych dla sondowania elektrooporowego gruntu [117]. Otrzymane wyniki przedstawiono na rysunku 5.18.



Rys. 5.18. Rezystywność gruntu wzdłuż trawersu nr 1 w zależności od odstępu między elektrodami przy pomiarze: a) metodą Schlumbergera, b) metodą Wennera

W przypadku me-Schlumbergera tody zaleca się przeprowadzanie pomiarów dla odstępów między elektrodami znacznie przekraczających możliwości typowego wyposażenia miernika – zalecana maksymalna odległość między elektrodami wynosi minimum 150 m [117], stad też w przypadku tej metody otrzymane wyniki pomiarów na terenie stacji nie odzwierciedlają rzeczywistej struktury geologicznej gruntu. Pomiary rezystywności gruntu przeprowadzone przy pomocy metody Schlumbergera osiągają zbieżność z wynikami pomiarów metodą Wennera dla odstępu między elektrodami równym Se=10 m i S=0,1 m.

Podążając tym tokiem myślenia, aby móc uznać wyniki pomiarów metodą Schlumbergera za miarodajne należałoby przeprowadzić pomiary dla maksymalnego odstępu równego, co najmniej 300 m [117]. Z punktu widzenia wyposażenia stosowanej aparatury pomiarowej, zaleceń jej producenta oraz czasochłonności wykonania pomiarów, zdaniem autora metoda Schlumbergera nie jest optymalnym rozwiązaniem, stąd też nie stosowano jej w dalszych pomiarach i analizach. W pozostałych miejscach "2" i "3", mając na uwadze ograniczone wymiary stacji 110/15 kV Mońki, rezystywność gruntu mierzono tylko metodą Wennera.

Rysunki 5.19-5.20 przedstawiają wyniki pomiarów rezystywności gruntu w zależności od odstępu między elektrodami dla poszczególnych trawersów. Do przeprowadzania pomiarów rezystywności gruntu wykorzystano miernik AD510 wraz ze standardowym zestawem przewodów.



Rys. 5.19. Rezystywność gruntu wzdłuż trawersu nr 2 w zależności od odstępu między elektrodami przy pomiarze metodą Wennera



Rys. 5.20. Rezystywność gruntu wzdłuż trawersu nr 3 w zależności od odstępu między elektrodami przy pomiarze metodą Wennera

W momencie, gdy elektrody są blisko siebie zmierzona wartość rezystywności odnosi się do wierzchniej warstwy gruntu, gdy elektrody są w znacznej odległości od siebie rezystywność gruntu odzwierciedla strukturę głębiej położonej warstwy ziemi uśredniając pomiar i odnosząc go do większego obszaru. Taki sposób prowadzenia pomiarów umożliwia określenie struktury geologicznej gruntu, na którym została wybudowana stacja. Otrzymane wyniki rezystywności gruntu wahają się od 1368 Ω ·m do 1,43 Ω ·m.

Seria pomiarowa 2

Kolejna seria pomiarowa została przeprowadzona w okresie wiosennym. Wykonując pomiary napięć dążono do uzyskania możliwie największych wartości prądów udarowych wprowadzanych do systemu uziomowego. Kondensatory w generatorze ładowano do napięcia 6,2 kV, co umożliwiło uzyskanie prądu udarowego o wartości szczytowej 165 A i kształcie 80/145 µs (rys. 5.21).



Rys. 5.21. Napięcie i prąd wyjściowy z generatora: a) napięcie, b) prąd

Podobnie jak w przypadku serii pierwszej punkty pomiarowe obrano zgodnie z protokołem pomiaru napięć rażeniowych i dodatkowo uzupełniono je o newralgiczne miejsca z punktu widzenia systemu sterowania i nadzoru stacji. Pozostała konfiguracja układu pomiarowego pozostała bez zmian. Lokalizację punktów pomiarowych oznaczono na rys. 5.22.

Przykładowe wyniki pomiarów otrzymane w serii pomiarowej nr 2 przedstawiono na rysunkach 5.23-5.26. Szczegółowe wyniki pomiarów zamieszczono w załączniku A. Przedstawiają one przebiegi czasowe zarejestrowanych napięć w wybranych punktach stacji względem ziemi odniesienia.

W serii pomiarowej 2 przeprowadzono dodatkowo rejestrację poziomu napięć na wejściu zabezpieczeń liniowych CZIP-L strony 15 kV względem ziemi odniesienia jak i lokalnej szyny uziemiającej (rys. 5.27). Pomiary przeprowadzono podczas normalnej pracy stacji. Nie wykonywano wyłączenia odbiorcy podłączonego pod pole. Pomiary nie spowodowały nieprawidłowego funkcjonowania zabezpieczenia CZIP-L.

Podczas pomiarów wykorzystano zaawansowane funkcje oscyloskopu umożliwiające rejestrację przebiegu na tle przebiegu sinusoidalnego wychodzącego z przekładnika napięciowego. Miejsce na terenie stacji, w którym umiejscowione było pole oznaczono na rysunku 5.22 jako punkt 14. Wyniki pomiarów przedstawiono na rysunku 5.28.







Rys. 5.23. Napięcie na zacisku uziemiającym szafkę kablową P01 pola liniowego w kierunku na Osowiec względem ziemi odniesienia (pkt 9)







Rys. 5.25. Napięcie na zacisku uziemiającym iglicę przy linii 15 kV P.M. Białystok względem ziemi odniesienia (pkt 13)





Pomiar rezystywności gruntu wykonano metodą Wennera wzdłuż trawersu drugiego, który przebiega najbliżej środka stacji.

Odstępy między elektrodami, głębokość ich pogrążenia pozostawiono bez zmian. Porównanie wyników pierwszej i drugiej serii pomiarowej zestawiono na rysunku 5.29.

Tablica 5.2. Zestawienie maksymalnych wielkości zmierzonego wzrostu potencjału wybranych punktów na terenie stacji 110/15 kV Mońki – seria pomiarowa 2

| Lp. | Opis punktu pomiarowego | Wartość zmierzona [V] |
|-----|--|--------------------------|
| 1. | Most szynowy 15 kV transformatora T2 | 44,5 |
| 2. | Lampa L10 | 54,5 |
| 3. | Most szynowy 110 kV łącznika szyn w kierunku na Knyszyn | 119,3 |
| 4. | Napęd odłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Knyszyn | 120,4 |
| 5. | Napęd wyłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Knyszyn | 105,7 |
| 6. | Iglica przy moście szynowym 15 kV transformatora T2 | 60,1 |
| 7. | Most szynowy 15 kV przy linii Goniądz, Mońki, Dolistowo | 28,1 |
| 8. | Most szynowy 15 kV transformatora T1 | 7,9 |
| 9. | Szafka kablowa P01 pola liniowego w kierunku na Osowiec | 9,18 |
| 10. | Napęd wyłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Osowiec | 8,54 |
| 11. | Napęd odłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Osowiec | 7,68 |
| 12. | Most szynowy 15 kV przy linii P.M. Białystok | 2,47 |
| 13. | Iglica przy linii 15 kV P.M. Białystok | 3,4 |
| 14. | Pole pomiaru napięcia w rozdzielni 15 kV – sekcja I – pole 10, uziemiona konstrukcja metalowa | 5,63 |



Rys. 5.27. Schemat połączeń zewnętrznych zabezpieczenia CZIP-L [126]



Rys. 5.28. Napięcie na wejściu obwodu napięciowego fazy L1 zabezpieczenia CZIP-L względem przewodu neutralnego (między wyprowadzeniami L1-9 i N-12) w polu pomiaru napięcia rozdzieli 15 kV sekcji I oraz względem ziemi odniesienia



Rys. 5.29. Rezystywność gruntu wzdłuż trawersu nr 1 w zależności od odstępu między elektrodami przy pomiarze metodą Wennera – seria pomiarowa nr 1 i 2

Seria pomiarowa 3

Kolejna seria pomiarowa została przeprowadzona jesienią. Wykonując pomiary napięć względem ziemi odniesienia dążono do uzyskania przebiegów umożliwiających szczegółową obserwację zjawiska odbicia fali w systemie uziomowym stacji. Tak jak poprzednio w celu uzyskania możliwie największej wartości prądu udarowego wprowadzanego do systemu uziomowego kondensatory w generatorze ładowano do napięcia 6 kV, co umożliwiło uzyskanie prądu udarowego o wartości szczytowej 42 A i kształcie 2/21 µs (rys. 5.31). Punkty pomiarowe wybrano zgodnie z zasadami przyjętymi w seriach pomiarowych 1 i 2. Pozostała konfiguracja układu pomiarowego pozostała bez zmian. Lokalizację punktów pomiarowych oznaczono na rys. 5.30. Przykładowe wyniki pomiarów otrzymane w serii pomiarowej nr 3 przedstawiono na rysunkach 5.32-5.34. Przedstawiają one przebiegi czasowe zarejestrowanych napięć w wybranych punktach stacji względem ziemi odniesienia. Pozostałe wyniki pomiarów zamieszczono w załączniku A. Zestawienie maksymalnych wielkości zmierzonego wzrostu potencjału w wybranych punktach na terenie stacji 110/15 kV Mońki otrzymanych podczas serii pomiarowej 3 zamieszczono w tablicy 5.3.



Rys. 5.31. Napięcie i prąd wyjściowy z generatora



Rys. 5.32. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 15 kV transformatora T1 względem ziemi odniesienia (pkt 6)







Rys. 5.34. Napięcie na zacisku uziemiającym napęd odłącznika liniowego 110 kV w polu łącznika sekcji względem ziemi odniesienia (pkt 3)



Rys. 5.30. Schemat blokowy stanowiska pomiarowego na terenie stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki (trzecia seria pomiarowa)

| Lp. | Opis punktu pomiarowego | Wartość zmierzona [V] |
|-----|---|--------------------------|
| 1. | Most szynowy 15 kV transformatora T2 | 62,2 |
| 2. | Napęd odłącznika liniowego 110 kV w polu transformatora T2 | 83,1 |
| 3. | Napęd odłącznika liniowego 110 kV w polu łącznika sekcji | 85,6 |
| 4. | Napęd odłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Knyszyn | 91,5 |
| 5. | Napęd wyłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Knyszyn | 107,9 |
| 6. | Most szynowy 15 kV transformatora T1 | 108,2 |
| 7. | Napęd odłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Osowiec | 124,1 |
| 8. | Napęd wyłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Osowiec | 120,0 |
| 9. | Szafka kablowa P01 pola liniowego w kierunku na Osowiec | 121,3 |
| 10. | Pole pomiaru napięcia w rozdzielni 15 kV – sekcja I – pole 10, uziemiona konstrukcja metalowa | 118,2 |

Tablica 5.3. Zestawienie maksymalnych wielkości zmierzonego wzrostu potencjału wybra-
nych punktów na terenie stacji 110/15 kV Mońki – seria pomiarowa 3

Podsumowanie wyników pomiarów na stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki

Rozkład napięć w wybranych punktach na terenie stacji Mońki względem ziemi odniesienia nie jest równomierny względem punktu wprowadzenia prądu. W prosty sposób nie można wyznaczyć zależności opisującej zachowanie się układu uziomowego. Wzrost prądu udarowego z 16,4 A do 165 A przy jednoczesnym spadku rezystywności gruntu w drugiej serii pomiarowej powoduje wzrost napięć zmierzonych w wybranych punktach pomiarowych. Im bliżej punktu wprowadzenia prądu w system uziomowy tym wyższe napięcia są na nim rejestrowane. Największe wartości napięć zaobserwowano na zacisku uziemiającym napęd odłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Knyszyn.

Systemy sterowania i nadzoru są narażone na różnice potencjałów występujące na obszarze stacji w szczególności układy rozdzielni 110 kV – CZAZ-RL i CZIP-3H. Połączone są one z urządzeniami pomiarowymi za pomocą kabli ułożonych na terenie stacji. Zmierzone różnice potencjałów w wybranych punktach rozdzielni 110 kV i budynku nastawni, gdzie fizycznie są one zainstalowane sięgają 115 V. Kształt napięcia na zacisku uziemiającym w nastawni względem ziemi odniesienia jest zbliżony do kształtu zarejestrowanej różnicy potencjałów między przewodami L1-N w polu pomiaru napięcia.

Właściwości dynamiczne systemu uziomowego mają decydujący wpływ na wartość zarejestrowanych napięć. Faktyczna rozległość systemu uziomowego widziana z analizowanej stacji jest w ten sposób ograniczona. W stworzonym układzie pomiarowym otrzymane wyniki wskazują na brak wpływu układu uziomów długich podłączony do stacji 110/15 kV Mońki (przewody odgromowe, uziemione słupy linii napowietrznych 110 kV itp.) na wielkość napięć na terenie stacji względem ziemi odniesienia przy przepływie prądu udarowego. Potwierdzają to wyniki pomiarów serii 1 w odniesieniu do protokołu pomiaru napięć rażeniowych [128].

Otrzymane wyniki wykazały, że obwód prądu udarowego wprowadzanego do systemu uziomowego zamykał się głównie poprzez uziom kratowy rozdzielni 110kV oraz okablowanie łączące urządzenia w polach 110 kV oraz w budynku nastawni. Otrzymane wyniki pomiarów świadczyć mogą o nieciągłości systemu uziomowego, co może być wynikiem korozji lub słabych połączeń poszczególnych elementów systemu. Poprawnie przeprowadzone pomiary kontrolne napięć rażeniowych metodą małoprądową nie są w stanie wykazać zaobserwowanych anomalii ze względu na mały stosunek sygnału użytecznego do szumu, co wpływa na małą dokładność prowadzonych badań.

Wyniki trzeciej serii pomiarowej są najbardziej wiarygodne ze względu na wykorzystanie nowych urządzeń pomiarowych o znacznie lepszych parametrach.

5.4.2 Stacja elektroenergetyczna 110/15 kV RPZ-8 Białystok



Rys. 5.35. Pomiary terenowe w stacji elektroenergetycznej RPZ-8 Białystok

Stacia elektroenergetyczna 110/15 kV RPZ-8 położona w Białymstoku zajmuje obszar 10526 m² (129 m x 81,6 m). Zasilana jest liniami napowietrznymi 110 kV, jednotorowymi z przewodem odgromowym z dwóch kierunków: RPZ Fasty RPZ-5 Białystok. i W rozdzielni 110 kV zainstalowane sa dwa transformatory 110/15 kV. Stacja jest wyposażona między innymi w nowoczesne mikroprocesorowe zabezpieczenia różnicowe transformatora 110/15 kV typu RRTC-1 [131].

Na terenie stacji umieszczono osiem zwodów pionowych ochrony odgromowej SO-22/1 o wysokości 22 m każdy. Dwa z tych zwodów umieszczone są w odległości 6 m od transformatorów, cztery kolejne po przeciwległych stronach nastawni. System ochrony odgromowej uzupełniają dwa dodatkowe zwody umieszczone na konstrukcji bramki o całkowitej wysokości 18,17 m. Strefa chroniona od bezpośrednich wyładowań atmosferycznych obejmuje cały teren zajmowany przez rozdzielnię 110 kV wraz z budynkiem nastawni i rozdzielnią 15 kV.

System uziomowy zasadniczy stacji wykonany jest z taśmy Fe/Zn 40x5 mm i zakopany na głębokości 0,8 m. Uziom wyrównawczy budynku i ogrodzeń barierowych wykonany jest z również taśmy Fe/Zn 40x5 mm i został zakopany na głębokości 0,3 m w odległości 1 m od budynków/ogrodzeń. Uziom wyrównawczy ogrodzeń zewnętrznych wykonano z taśmy Fe/Zn 25x3 mm ułożono na głębokości 0,3-0,5 m.

Wykorzystując doświadczenie pomiarowe nabyte w stacji Mońki oraz ograniczone możliwości wielokrotnego dostępu na teren stacji, pomiary ograniczono do jednej serii pomiarowej. Przeprowadzono je dla prądu udarowego o wartości szczytowej 135 A i kształcie 8/155 µs. Kondensatory w generatorze udarowym ładowane były do napięcia 6,2 kV. Postępując zgodnie z przyjętymi zasadami, pomiary dokonano w tych punktach na terenie stacji, w których wykonywane są pomiary napięć rażeniowych oraz w kilku dodatkowych punktach, newralgicznych z punktu widzenia rozmieszczenia systemu nadzoru i sterowania stacją. Lokalizację punktów pomiarowych oznaczono na rys. 5.36.



Rys. 5.36. Schemat blokowy stanowiska pomiarowego na terenie stacji elektroenergetycznej 110/15 kV RPZ-8 Białystok

Podczas badań generator udarowy ustawiono na izolowanym od ziemi stanowisku obok transformatora T1. Zacisk wysokiego napięcia podłączono w miejscu łączącym zwód pionowy ochrony odgromowej M1 z uziomem kratowym. Szczegółowe wyniki pomiarów przeprowadzonych na terenie stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok dostępne są w załączniku A. Na rysunku 5.37 zaprezentowano przebieg prądu i napięcia wyjściowego z generatora, zaś na rysunkach 5.38-5.40 wyniki pomiarów dla kilku wybranych newralgicznych punk-tów.



Rys. 5.37. Napięcie i prąd wyjściowy z generatora



Rys. 5.38. Napięcie na zacisku uziemiającym szafki sterowniczej R-2 przy transformatorze T1 względem ziemi odniesienia (pkt 5)



Rys. 5.39. Napięcie na zacisku uziemiającym szafki sterowniczej R-5 przy transformatorze T2 względem ziemi odniesienia (pkt 14)



Rys. 5.40. Napięcie na zacisku uziemiającym tablicy T6 w nastawni względem ziemi odniesienia – część 110 kV (pkt 22)

Tablica 5.4 zawiera zestawienie wartości szczytowych wzrostu potencjału względem ziemi odniesienia dla wszystkich punktów pomiarowych. Przedstawiając zmierzone wartości dokonano podziału ze względu na charakter zmian rejestrowanego wzrostu potencjału. Wyróżniono dwa ekstrema lokalne przebiegu. Za pierwsze maksimum lokalne (przedział <0;2> μ s) odpowiada wzrost potencjału w fazie początkowej związany z załączeniem generatora do uziomu stacji (dołączanie naładowanej pojemności wewnętrznej do systemu uziomowego). Za drugie z nich odpowiada prąd udarowy płynący w obwodzie generator – uziom stacji – uziom dodatkowy – przewód powrotny – generator (przedział 2; ∞).

| Tablica 5.4. | Zestawie | nie mal | ksymalnych | wartości | zmierzone | go w | zrostu | potencjału | wybra- |
|--------------|----------|---------|---------------|------------|-----------|--------|--------|------------|--------|
| | nych pun | któw na | a terenie sta | cji 110/15 | kV RPZ-8 | 8 Biał | lystok | | |

| Lp. | Opis punktu pomiarowego | Wartość mak- symalna wywo- łana przez skok potencjału [V] | Wartość mak- symalna wywo- łana przez prąd udarowy [V] |
|-----|--|---|--|
| 1. | Bramka mostu szynowego 110 kV transformatora T1 | 16,1 | 42,6 |
| 2. | Odłącznik punktu "0" transformatora T1 | 39,5 | 40,4 |
| 3. | Ogrodzenie wyłącznika 110 kV transformatora T1 | 43,7 | 20,8 |
| 4. | Napęd wyłącznika 110 kV transformatora T1 | 37,4 | 22,1 |
| 5. | Szafka sterownicza R-2 przy transformatorze T1 | 8,2 | 8,5 |
| 6. | Odłącznik szynowy 110 kV transformatora T1 | 33,0 | 16,2 |
| 7. | Bramka mostu szynowego 110 kV sprzęgła sekcji I | 35,3 | 18,2 |
| 8. | Odłącznik szynowy 110 kV sprzęgła sekcji I | 37,4 | 18,6 |
| 9. | Odłącznik szynowy 110 kV linii RPZ-Fasty | 42,5 | 19,1 |
| 10. | Napęd wyłącznika 110 kV linii RPZ-Fasty | 36,6 | 21,0 |
| 11. | Odłącznik linii 110 kV RPZ-Fasty | 14,3 | 17,1 |
| 12. | Bramka mostu szynowego 110 kV sprzęgła sekcji II | 34,7 | 15,3 |
| 13. | Odłącznik szynowy 110 kV transformatora T2 | 22,0 | 9,7 |
| 14. | Szafka sterownicza R-5 przy transformatorze T2 | 32,1 | 12,3 |
| 15. | Napęd wyłącznika 110 kV transformatora T2 | 38,0 | 17,5 |
| 16. | Ogrodzenie wyłącznika 110 kV transformatora T2 | 35,5 | 16,1 |
| 17. | Odłącznik szynowy 110 kV linii RPZ-5 | 30,6 | 15,5 |
| 18. | Napęd wyłącznika 110 kV linii RPZ-5 | 31,5 | 17,3 |
| 19. | Odłącznik linii 110 kV RPZ-5 | 14,1 | 18,5 |
| 20. | Bramka mostu szynowego 110 kV transformatora T2 | 13,5 | 25,2 |
| 21. | Odłącznik punktu "0" transformatora T2 | 41,7 | 24,5 |
| 22. | Tablica T6 w nastawni – część 110 kV | 37,1 | 24,3 |
| 23. | Tablica P20 w nastawni – łącznik szyn 110 kV | 37,5 | 24,6 |
| 24. | Rozdzielnia 15 kV, pole 1 – metalowa konstrukcja | 40,4 | 11,5 |
| 25. | Rozdzielnia 15 kV, sekcja 1 – uziemienie budynku | 35,8 | 22,0 |

Poniżej na rys. 5.41 przedstawiono zarejestrowane przebiegi napięć względem ziemi odniesienia w punktach nr 4 i 22 mających bezpośredni związek z systemami sterowania i nadzoru stacji.

Porównanie przebiegów zarejestrowanych na obu badanych stacjach wykazało, że na stacji RPZ-8 wystąpiły napięcia o mniejszych wartościach szczytowych (przy podobnej

rezystywności gruntu w obu przypadkach – załącznik A.2), ale rozłożone bardziej równomiernie na jej terenie. W stacji tej największą wartość zarejestrowano w punkcie nr 3 na ogrodzeniu wyłącznika 110 kV transformatora T1. W porównaniu do budynku nastawni w części 110 kV różnica potencjałów wynosi 6,6 V, co stanowiło 15% wartości maksymalnej wywołanej przez skok potencjału w fazie początkowej.



Rys. 5.41. Napięcie względem ziemi odniesienia a: a) uziemioną metalową konstrukcją tablicy T6 w nastawni 110 kV, b) uziemioną konstrukcją metalową napędu wyłącznika 110 kV transformatora T1.

Potencjały na terenie stacji 110/15 kV RPZ-8 rozkładają się bardziej symetrycznie porównując do siebie pola transformatora T1 i T2, stąd można wnioskować, iż ogranicza to wpływ miejsca wprowadzenia prądu udarowego na rozkład potencjałów. Niesymetrycznie położony punkt wprowadzenia prądu nie wpływa tak znacząco na rozkład jak to miało miejsce w przypadku stacji 110/15 kV Mońki, co może wskazywać na dobry stan systemu uziomowego stacji 110/15 kV RPZ-8.

5.5 Podsumowanie wyników badań

Względna różnica potencjałów na terenie stacji bezpośrednio związana z różnicami napięć względem ziemi odniesienia determinuje poziom zagrożenia dla systemów sterowania i nadzoru. Znaczne odległości między jednostkami centralnymi systemu a układami wykonawczymi i urządzeniami pomiarowymi nawet przy istnieniu połączeń wyrównawczych przyczyniają się do zwiększenia zagrożenia piorunowego jak również mogą spowodować ich fizyczne zniszczenie.

Mając na uwadze skończony czas próbkowania sygnałów, multipleksowany system próbkowania, szeregową transmisję danych, pojawiające się różnice napięć mogą wymusić podjęcie błędnych decyzji przez autonomiczny układ systemu, co w konsekwencji może doprowadzić do zbędnych wyłączeń a nawet i w skrajnych przypadkach do awarii i przerwy w dopływie energii do odbiorców.

Przedstawione wyniki badań terenowych wzrostu potencjału w wybranych punktach stacji względem ziemi odniesienia dotyczą dwóch stacji elektroenergetycznych 110/15 kV podobnych do siebie pod względem konstrukcji i układu połączeń, ale różniących się lokalizacją oraz rozległością systemów uziomowych.

Przeprowadzenie badań terenowych polegających na wyznaczaniu rozpływu prądów w tak skomplikowanych i newralgicznych obiektach jak stacje elektroenergetyczne jest bardzo uciążliwe lub nawet niemożliwe do przeprowadzenia ze względu na:

- ukryty pod ziemią system uziomowy i trudny do realizacji, ze względów technicznych pomiar rozpływu prądu,
- konieczność zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, co praktycznie uniemożliwia dokonywania rozłączeń na terenie stacji,
- pracujące w pobliżu urządzenia wysokiego napięcia.

Dlatego zdaniem autora pomiar wzrostu potencjałów względem ziemi odniesienia jest merytorycznie i technicznie uzasadniony. Otrzymane wyniki jak i opracowany algorytm przeprowadzania badań będą stanowiły podstawę do tworzenia i weryfikacji modeli matematycznych użytecznych do oceny zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych.

Zaobserwowane różnice w rozkładzie napięć uziomu względem ziemi odniesienia na terenie badanych stacji mogą być wynikiem:

- odmiennych rozwiązań konstrukcyjnych uziomu kratowego stacji,
- odmiennej struktury geologicznej gruntu,
- odmiennej liczby kabli SN połączonych z uziomem kratowym poprzez powłoki i pancerze,
- różnej wielkości obszaru zajmowanego przez stacje,
- zaistniałej różnicy między dokumentacją obiektu, a stanem faktycznym trudnym do precyzyjnego określenia wynikającym z niedociągnięć podczas budowy obiektów,
- różnicy w zastosowanych rozwiązaniach konstrukcyjnych na terenie stacji,
- złym stanem technicznym systemu uziomowego (np. korozja połączeń lub ich brak) szczególnie widocznym w przypadku stacji 110/15 kV Mońki (niesymetria rozkładu potencjałów).

W stacjach przeprowadzono wielopunktowe pomiary rezystywności gruntu. Stosowano dwie metody pomiarowe: Wennera i Schlumbergera. Uzyskane wyniki pomiarów posłużą do aproksymacji modelem warstwowym struktury gruntu, na którym usytuowane są analizowane obiekty.

W przypadku stacji 110/15 kV Mońki dla trzech różnych miejsc, w których dokonywano pomiaru rezystywności gruntu w układzie Wennera przy a=1 m (wierzchnia warstwa gruntu) otrzymano trzy różne wartości odpowiednio: 36 Ω ·m, 44 Ω ·m i 341 Ω ·m. Należy podejrzewać, iż w innych miejscach na terenie stacji 110/15 kV Mońki występują podobne anomalie. Aby dokładnie odwzorować strukturę geologiczną gruntu należałoby przeprowadzić sondowanie gruntu na przykład metodą elektrooporową. Jednopunktowy pomiar rezystywności gruntu dla celów analizy zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru zdaniem autora nie jest miarodajny. Optymalnym sposobem wyjaśnienia różnic i późniejszego modelowania stacji elektroenergetycznych jest przeprowadzenie pomiarów rezystywności gruntu wzdłuż przebiegu linii transmisji sygnałów (kanałów kablowych), które częściowo podczas badań terenowych były prowadzone (ze względu na ograniczenia stwarzane przez przepisy BHP). W przypadku stacji 110/15 kV RPZ-8 nie mamy do czynienia z tak skrajnymi różnicami w rezystywności gruntu. Dla wybranych punktów, przy a=1 m w układzie Wennera otrzymano następujące wartości rezystywności gruntu: 39 Ω ·m, 22 Ω ·m i 29 Ω ·m. Na tej podstawie można domniemywać, iż zmierzony rozkład napięć jest przeprowadzony w sposób prawidłowy, a równomierny rozkład odzwierciedla jednolitą strukturę gruntu na obszarze całej stacji.

6. Weryfikacja modeli numerycznych

Modele numeryczne oraz symulacje komputerowe tworzono i prowadzono dla rzeczywistych stacji elektroenergetycznych, w których wcześniej wykonano badania terenowe. Wyniki przeprowadzonych pomiarów stanowiły podstawę do sprawdzenia poprawności założeń przyjętych podczas tworzenia modelu numerycznego analizowanych stacji elektroenergetycznych.

Do opisu zjawisk zachodzących na stacjach elektroenergetycznych użyto równań Maxwella, które rozwiązano wykorzystując tzw. metodę momentów zaimplementowaną w programie HIFREQ wchodzącym w skład pakietu CDEGS [134]. Na podstawie wielopunktowych pomiarów rezystywności gruntu w matematycznym opisie stacji uwzględniono warstwową budowę gruntu odzwierciedlającą w uproszczony sposób strukturę geologiczną ziemi, na którym znajdował się analizowany obiekt. Obliczenia niezbędne do aproksymacji parametrów gruntu wykonano w programie RESAP wchodzącym również w skład pakietu CDEGS [134].

W prowadzonych obliczeniach przyjęto układ generujący prąd udarowy o kształcie analogicznym do stosowanego w badaniach terenowych.

6.1 Model struktury geologicznej gruntu

Opracowanie dokładnego modelu matematycznego odwzorowującego własności elektryczne gruntu z uwzględnieniem jego niejednorodnej struktury jest bardzo skomplikowane i stanowi materiał do odrębnych szeroko zakrojonych prac badawczych. Dokonując właściwego wyboru metody i sprzętu pomiarowego można otrzymać wyniki umożliwiające stworzenie relatywnie prostego modelu gruntu, który może być wykorzystany do analizy.

Rezystywność gruntu jako parametr jest niezbędna podczas procesu projektowania uziomu stacji. Pomiar najczęściej jest wykonywany jednokrotnie i bardzo często odnosi się tylko do jednego punktu na terenie stacji. Pojedynczy pomiar nie obejmuje swoim zasięgiem całego obiektu, przez co nie jest miarodajny, co z punktu widzenia analiz zagrożenia piorunowego może być bardzo ważne.

Analizując zjawiska zachodzące w stacji elektroenergetycznej z systemem uziomowym pogrążonym na głębokości do 1,2 m najprościej jest przyjąć jednorodność gruntu i zastosować model jednowarstwowy (rys. 6.1a). Wartość rezystywności będzie w takim wypadku średnią ważoną obliczoną na podstawie pomiarów. Przy założeniu, iż niejednorodność gruntu występuje najczęściej przy powierzchni, przyjęcie powyższego uproszenia jest trafne i nie powinno w sposób znaczący wpłynąć na zbieżność wyników obliczeń z pomiarami.



Rys. 6.1. Model struktury gruntu: a) jednowarstwowy, b) dwuwarstwowy, c) trójwarstwowy.

Grunt może być również aproksymowany modelem dwuwarstwowym. Każda z warstw będzie reprezentowana przez inną rezystywność odpowiednio ρ_1 i ρ_2 , przy czym górna warstwa będzie miała skończoną grubość h, a dolna warstwa nieskończoną (rys. 6.1b). Wartości rezystywności poszczególnych warstw ρ_1 , ρ_2 i grubość h mogą być określone na podstawie właściwej interpretacji wartości uzyskanych podczas badań terenowych. Przyjęte w ten sposób uproszczenie uwzględnia w swoim założeniu zmiany rezystywności wierzchniej warstwy gruntu w zależności od warunków atmosferycznych [13, 105].

Po przeanalizowaniu dostępnej literatury autor rozprawy uznał, że w przypadku dwuwarstwowego modelu gruntu najlepsze podejście do rozwiązania tego problemu zaproponował F.Dawalibi [13]. W proponowanej metodzie wyniki wielopunktowych pomiarów rezystywności gruntu przeprowadzonych metodą Wennera porównywane są z wynikami obliczeń otrzymanymi na podstawie zależności:

$$\rho_{a} = \rho_{1} \left[1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} k^{n} \left[\frac{1}{\left[1 + \left(\frac{2nh}{a} \right)^{2} \right]^{\frac{1}{2}}} - \frac{1}{\left[4 + \left(\frac{2nh}{a} \right)^{2} \right]^{\frac{1}{2}}} \right] \right]$$

$$k = \frac{\rho_{2} - \rho_{1}}{\rho_{2} + \rho_{1}}$$
(6.1)
(6.2)

gdzie:

- ρ_a wartość rezystywności gruntu otrzymana na podstawie badań terenowych przeprowadzonych metodą Wennera,
- *a* odstęp między elektrodami napięciowymi i prądowymi występujący podczas pomiaru wartości ρ_a,
- h grubość pierwszej warstwy w modelu,
- *n* numer warstwy,
- ρ_1 przyjęta w modelu wartość rezystywności pierwszej warstwy,
- ρ_2 przyjęta w modelu wartość rezystywności drugiej warstwy,
- k współczynnik odbicia wyznaczany z zależności 6.2

Mając na uwadze głębokość ułożenia uziomu kratowego stacji najlepszym zdaniem autora rozwiązaniem byłoby przyjęcie modelu trójwarstwowego (rys. 6.1c). W takim modelu pierwsza warstwa odzwierciedla wierzchnią część gruntu najbardziej podatną na zmiany rezystywności w zależności od warunków atmosferycznych. Druga warstwa swoim zakresem obejmuje dokładnie tą część gruntu, w której ułożony jest uziom kratowy. Ostatnia byłaby średnią ważoną wyznaczoną na podstawie wszystkich przeprowadzonych pomiarów. Uwzględniając stosowane konstrukcje systemów uziomowych stacji elektroenergetycznych autor uważa, że niecelowe wydaje się aproksymowanie struktury gruntu większą liczbą warstw. Stąd też w dalszej części opracowania ograniczono rozważania do struktury trójwarstwowej i z jej uwzględnieniem prowadzono obliczenia zagrożenia piorunowego systemów sterownia i nadzoru stacji.

Największym problemem jest interpretacja wyników pomiarów rezystywności gruntu. Dla małych odstępów między elektrodami wartości uzyskane w wyniku badań terenowych są znaczące w porównaniu do pomiarów przeprowadzonych przy odległościach powyżej 1 m. Wyznaczenie miejsca podziału poszczególnych warstw oraz ich rezystywności jest zadaniem bardzo skomplikowanym.

W przypadku struktury wielowarstwowej (więcej niż 2 warstwy) najwłaściwszym wydaje się wykorzystanie zależności zaproponowanej przez P.Xiyuan [104].

$$\rho_{a} = 2a\rho_{1} \left[\left[\frac{1}{a} + 2\sum_{n=1}^{\infty} \frac{k_{n(n+1)}}{\sqrt{a^{2} + (2nh_{n})^{2}}} \right] - \left[\frac{1}{2a} + 2\sum_{n=1}^{\infty} \frac{k_{n(n+1)}}{\sqrt{(2a)^{2} + (2nh_{n})^{2}}} \right] \right]$$
(6.3)

gdzie: h_n – grubość warstwy n, $k_{n(n+1)}$ – współczynnik odbicia między kolejnymi warstwami

$$k_{n(n+1)} = \frac{\rho_{n+1} - \rho_n}{\rho_{n+1} + \rho_n} \tag{6.4}$$

Stosując przedstawione zależności możliwe jest wyznaczenie modelu struktury geologicznej gruntu na podstawie wyników pomiarów. W celu przeprowadzenia obliczeń wykorzystano program RESAP [134], w którym zostały zaimplementowane powyższe zależności. Dokonując optymalizacji parametrów modelu gruntu wykorzystano algorytm optymalizacji nieliniowej Levenberga-Marquardta.

Do określenia jakości aproksymacji wykorzystano wartość pierwiastka z błędu średniokwadratowego RMSE (ang. Root Mean Squared Error) wyznaczonego na podstawie różnicy między wartością zmierzoną podczas badań terenowych a wartością aproksymowanej rezystywności gruntu w modelu warstwowym dla danego odstępu *a* między elektrodami napięciowymi i prądowymi.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{m} (\rho_{ai} - \rho_{oi})^2}{m}}$$
(6.5)

gdzie:

- ρ_a wartość rezystywności gruntu otrzymana na podstawie badań terenowych przeprowadzonych metodą Wennera,
- ρ_o aproksymowana wartość rezystywności gruntu otrzymana na podstawie obliczeń,

- m liczba punktów pomiarowych,
- *i* numer punktu pomiarowego.

Jako punkt wyjściowy do obliczeń przyjęto trójwarstwową strukturę gruntu. Podczas procesu optymalizacji wystąpiła nietypowa sytuacja zmuszająca autora do interwencji w proces interpretacji wyników pomiarów i tworzenia modelu warstwowego. Po aproksymacji i uzyskaniu określonej wartości błędu RMSE dalsze jego zmniejszanie nie było możliwe

w sposób automatyczny. Zastosowany algorytm nie był w stanie doprowadzić do uzyskania lepszego dopasowania modelu gruntu do wyników pomiaru. Spowodowane to było dużym rozrzutem zmierzonych wartości rezystywności dla zbliżonych odstępów między elektrodami (rys. 6.2) powodowanym przez inne elementy znajdujące się w ziemi np.: kamienie (duża niejednorodność struktury gruntu). W celu poprawienia jakości aproksymacji autor wprowadził warunki początkowe posiłkując się wcześniejszymi wynikami obliczeń. Podczas dalszych obliczeń dodatkowo założono stałą wartość rezystywności wybranych warstw, co umożliwiło lepsze dopasowanie grubości poszczególnych warstw modelu do wyników pomiarów.

W kolejnych seriach obliczeń przyjęto jako stałe parametry wierzchniej warstwy gruntu, ograniczono liczbę punktów pomiarowych odrzucając te o skrajnie dużych lub małych wartościach rezystywności, co umożliwiło uzyskanie w ostatniej serii obliczeń błędu RMSE na poziomie 5,91% co przy wartości początkowej 51% jest znaczącym osiągnięciem.

Rysunki 6.2-6.3 przedstawiają wyniki aproksymacji struktury gruntu modelem warstwowym na przykładzie stacji 110/15 kV Mońki – seria pomiarowa 1 / trawers nr 2.





Rys. 6.3. Zależność aproksymowanej rezystywności gruntu na tle wyników pomiarów dla trójwarstwowego modelu struktury gruntu - RMSE=5,91%.

Szczegółowe wyniki aproksymacji i parametry modelu warstwowego zawierają tablice 6.1 i 6.2.

Tablica 6.1. Model trójwarstwowy gruntu (stacja Mońki) – wyniki obliczeń dla kroku nr 1 przy RSME=51%

| Numer | Rezystywność | Grubość | Współczynnik odbicia |
|---------|--------------------|-----------|-------------------------|
| waistwy | $[\Omega \cdot m]$ | [m] | [-] |
| 1 | 199,2175 | 0,2754413 | -1,0000 |
| 2 | 415,1285 | 1,015175 | 0,35145 |
| 3 | 22,84636 | ∞ | -0,89567 |

Tablica 6.2. Model trójwarstwowy gruntu (stacja Mońki) – końcowe wyniki obliczeń przy RSME=5,91%

| Numer | Rezystywność | Grubość | Współczynnik odbicia |
|---------|--------------------|-----------|-------------------------|
| waistwy | $[\Omega \cdot m]$ | [m] | [-] |
| 1 | 165,3243 | 0,1033122 | -1,0000 |
| 2 | 394,7320 | 0,2303869 | 0,40962 |
| 3 | 204,3552 | x | -0,31778 |

Po przeanalizowaniu otrzymanych wyników pomiarów i po przeprowadzeniu obliczeń autor doszedł do wniosku, iż mając na uwadze uzyskany błąd aproksymacji i czasochłonność obliczeń programu HIFREQ [134] model trójwarstwowy jest wystarczająco dobrym odwzorowaniem struktury gruntu dla potrzeb analiz zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych. Zestawienie parametrów modelu przyjętego do dalszych obliczeń przedstawiono w tablicy 6.3.

Tablica 6.3. Parametry trójwarstwowego modelu gruntu przyjęte do dalszych obliczeń.

| Warstwa | Parametr | Jedn. | Stacja Mońki | RPZ-8 Białystok |
|---------|--------------|--------------------|--------------|-----------------|
| 1 | Rezystywność | $[\Omega \cdot m]$ | 165,3243 | 160,7672 |
| 1 | Grubość | [m] | 0,1033122 | 0,4951819 |
| 2 | Rezystywność | $[\Omega \cdot m]$ | 394,7320 | 915,5952 |
| 2 | Grubość | [m] | 0,2303869 | 0,6892151 |
| 3 | Rezystywność | $[\Omega \cdot m]$ | 204,3552 | 16,96880 |
| 5 | Grubość | [m] | ∞ | ∞ |
| RMSE | | [%] | 5,91 | 11,31 |

W wyniku procesu aproksymacji struktury gruntu modelem warstwowym dla stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok uzyskano zbieżność grubości poszczególnych warstw z głębokością posadowienia systemu uziomowego – warstwa nr 2 odpowiada dokładnie za obszar, w którym go umieszczono. W przypadku stacji 110/15 kV Mońki nie uzyskano takiej zgodności w końcowym etapie.



Rys. 6.4. Najbliższe otoczenia analizowanej stacji 110/15 kV Mońki [136]

| Tablica 6.4. | Zestawienie rezystywności |
|--------------|----------------------------|
| | gruntu w zależności od jej |
| | struktury [111] |

| Rodzaj gleby | Rezystywność |
|--------------------------|--------------------|
| | $[\Omega \cdot m]$ |
| Bagnista | 2-5 |
| Gliny i piasek gliniasty | 4-150 |
| Kreda | 0-400 |
| Torf | powyżej 200 |
| Piasek, żwir | 300-3000 |
| Grunt skalisty | 2000-8000 |



Rys. 6.5. Najbliższe otoczenia analizowanej stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok [136]

Mając na uwadze lokalizację analizowanych obiektów oraz wyniki pomiarów i obliczeń autor doszedł do wniosku, iż otrzymane wartości wydają wyznaczone prawidłowo. być sie W szczególności należy zwrócić uwagę na fakt lokalizacji stacji RPZ-8 Białystok w niedużej odległości od rzeki Bażantarka i przyległych do niej terenów bagnistych, stąd też otrzymana rezystywność gruntu 16,96 Ω·m dla najgłębiej położonej warstwy jest zdaniem autora prawidłowa. Dodatkowo otrzymana wielkość współgra z informacją zawartą w protokole z pomiaru

napięć rażeniowych definiującą rodzaj gruntu jako gliniasto-piaszczysty [124].

W przypadku stacji Mońki otrzymana wielkość rzędu 204,35 Ω ·m wydaje się być również prawidłowa mając na uwadze lokalizację obiektu z dala od terenów podmokłych jak i skalistych. Informacja zawarta w protokole z pomiaru napięć rażeniowych definiuje rodzaj gruntu jako piaszczysto-żwirowy [128].

6.2 Model stacji elektroenergetycznej

Ocena zagrożenia systemów sterowania i nadzoru wymaga wyznaczenia rozkładu napięć względem ziemi odniesienia i rozpływu prądów udarowych w systemie przewodzących elementów w analizowanych stacjach elektroenergetycznych. Na podstawie oryginalnych planów obiektów oraz przeprowadzonych wizji lokalnych opracowano trójwymiarowe modele stacji elektroenergetycznych. W modelu uwzględniono sprzężenia galwaniczne, pojemnościowe i indukcyjne pomiędzy elementami będącymi zarówno na powierzchni ziemi jak i pod ziemią takimi jak:

- stalowe konstrukcje nośne aparatury wysokonapięciowej w rozdzielni 110 kV,
- zbrojenie fundamentów konstrukcji nośnych aparatury wysokonapięciowej w rozdzielni 110 kV, budynków oraz innych urządzeń,
- pierwsze słupy wszystkich wychodzących linii napowietrznych wraz z ich uziemieniem,
- uziom kratowy stacji ułożony na głębokości 0,8 m,
- uziemienie ogrodzenia stacji ułożone na głębokości 0,5 m,
- uproszczony model ogrodzenia stacji,
- metalowe elementy wsporcze i nośne mostów szynowych,
- zwody pionowe stanowiące ochronę odgromową stacji,
- elementy systemu wyrównywania potencjałów w budynku nastawni,
- rury systemu wodno-kanalizacyjnego umiejscowione na terenie stacji,
- ułożone w kanałach kablowych na terenie stacji kable obwodów pomiarowych i sygnalizacji o różnej długości wykonane z przewodów m.in. YKSYFTY 14x1,5 mm² (rys. 6.6),
- wybrane przewody instalacji potrzeb własnych.



Rys. 6.6. Przykładowy przebieg tras kablowych na terenie stacji 110/15 kV Mońki uwzględnionych w jej modelu – widok poglądowy na tle oryginalnej dokumentacji [123]

W modelu wybrane, istotne z punktu widzenia dalszych analiz metalowe elementy stacji zastąpiono przewodami o zdefiniowanym zastępczym przekroju kołowym, rezystyw-ności, przenikalności magnetycznej (rys. 6.7). Parametry zastępcze wyznaczono na podstawie danych katalogowych zawartych w dokumentacji technicznej obiektów [123, 124]. Pominięto elementy stanowiące dla prądu elektrycznego przerwę.

Podczas tworzenia modelu matematycznego stacji pominięto faktyczny stan połączeń elementów stanowiących system uziomowy. Należy mieć na uwadze fakt, iż w praktyce nie jest możliwe stwierdzenie jego rzeczywistego stanu we wszystkich punktach.

W wyniku procesu modelowania powstała siatka krzywych rozmieszczonych w przestrzeni zgodnie z projektem stacji. Zdefiniowany w ten sposób zbiór wszystkich segmentów tworzy sieć odwzorowującą analizowany obiekt.



Rys. 6.7. Idealizowana reprezentacja matematyczna przewodu z prądem [120]

Przy założeniu, że w punkcie *s* nieskończenie cienkiego przewodu wzdłuż drogi wyznaczonej przez wektor $\vec{r_s}(s)$ płynie prąd I(s) wówczas gęstość prądu w przewodzie [120]:

$$\vec{J}(\vec{r}) = \int I(s) \cdot \delta(\vec{r} - \vec{r_s}(s)) \cdot \vec{r_s}(s) \cdot ds$$
(6.6)

gdzie:

 $\overrightarrow{r_s(s)} = \frac{d}{ds} \overrightarrow{r_s}$ - wektor styczny do krzywej $\overrightarrow{r_s}$ w punkcie s.

Liniowe źródło prądu można traktować jako zbiór źródeł punktowych (funkcja delta δ) o wartościach I(s) usytuowanych w punktach $\vec{r} = \vec{r_s}(s)$ i zorientowanych w kierunku wektora $\vec{r_s}(s)$ - zbiór elementarnych dipoli. Suma składowych poszczególnych dipoli opisuje wielkości elektromagnetyczne w dowolnym punkcie przestrzeni.

Podstawą do formułowania równań dwupotencjałowych są gęstości prądów elementarnych dipoli oraz równania Maxwella. W stratnym jednorodnym ośrodku przy uwzględnieniu:

$$\vec{D} = \varepsilon \cdot \vec{E}$$

$$\vec{B} = \mu \cdot \vec{H}$$
(6.7)

można sformułować następujące równania:

$$\varepsilon \cdot \nabla \cdot \vec{E} = \rho$$

$$\nabla \cdot \vec{H} = 0$$

$$\nabla \times \vec{E} = j\omega\mu \cdot \vec{H}$$

$$\nabla \times \vec{H} = \theta \cdot \vec{E} + \vec{J}_{ext}$$
(6.8)

gdzie:

 $\theta = \sigma + j\omega\varepsilon,$

 \mathcal{E} – stała dielektryczna, μ – przenikalność magnetyczna, σ – przewodność ośrodka,

 $\overline{J_{ext}}$ - gęstość prądu źródła zewnętrznego określona równaniem (6.6).

Po uproszczeniu równania Maxwella, w którym jedyną zmienną jest wektorowy potencjał Hertza [120]:

$$\nabla^2 \vec{\Pi} = \gamma^2 \vec{\Pi} - \frac{1}{\theta} \overrightarrow{J}_{ext}$$
(6.9)

Wektorowy potencjał Hertza $\vec{\Pi}$ definiowany jest następująco:

$$\vec{\Pi} = \frac{j\omega}{\gamma^2} \vec{A} = \frac{1}{\mu\theta} \vec{A}$$
(6.10)

gdzie:

 $\vec{B} = \nabla \times \vec{A},$ $\vec{E} = -j\omega\vec{A} - \nabla\phi,$ $\nabla \cdot \vec{A} = -\mu\theta\phi,$ ϕ - potencjał skalarny, \vec{A} - potencjał wektorowy.

Na podstawie wektorowego potencjału Hertza można wyznaczyć pozostałe wielkości elektromagnetyczne przy wykorzystaniu przekształceń matematycznych:

$$\phi = -\nabla \cdot \vec{\Pi}$$

$$\vec{E} = -\gamma^2 \vec{\Pi} + \nabla \left(\nabla \cdot \vec{\Pi} \right)$$

$$\vec{H} = \theta \cdot \nabla \times \vec{\Pi}$$
(6.11)

Rozwiązanie równania 6.9 można przedstawić w postaci:

$$\overrightarrow{\Pi} = \int \overrightarrow{\Pi_s} \cdot ds \tag{6.12}$$

przy czym składowa wektorowego potencjału Hertza $\overrightarrow{\Pi_s}$ spełnia równanie:

$$\nabla^2 \overrightarrow{\Pi_s} = \gamma^2 \overrightarrow{\Pi_s} - \frac{I(s)}{\theta} \cdot \delta(\overrightarrow{r} - \overrightarrow{r_s}) \cdot \overrightarrow{r_s}$$
(6.13)

W przypadku ośrodka wielowarstwowego warunki brzegowe na granicach poszczególnych warstw prowadzą do następujących relacji pomiędzy składowymi potencjału wektorowego [120]:

$$\gamma_{k}^{2}\Pi_{x}^{k} = \gamma_{k+1}^{2}\Pi_{x}^{k+1}$$

$$\theta_{k}\Pi_{z}^{k} = \theta_{k+1}\Pi_{z}^{k+1}$$

$$\theta_{k}\frac{\partial}{\partial z}\Pi_{z}^{k} = \theta_{k+1}\frac{\partial}{\partial z}\Pi_{z}^{k+1}$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\Pi_{x}^{k} + \frac{\partial}{\partial z}\Pi_{z}^{k} = \frac{\partial}{\partial x}\Pi_{x}^{k+1} + \frac{\partial}{\partial z}\Pi_{z}^{k+1}$$
(6.14)

gdzie:

k - numer warstwy.

Przyjmuje się warunek, iż potencjał wektorowy musi mieć skończoną wartość dla $z \rightarrow \pm \infty$.

Przy założeniu, że funkcja delta δ w równaniu 6.13 wyrażona zostanie przez funkcje Bessel'a w postaci:

$$\delta(\vec{r}) = \int_{0}^{\infty} \lambda \cdot J_{0}(\lambda r) \cdot \delta(z) \frac{d\lambda}{2\pi}$$
(6.15)

otrzymuje się składowe potencjału wektorowego w następującej postaci [120]:

$$\Pi_{x}^{k} = \int_{0}^{\infty} \left[\eta_{k}(\lambda) \cdot e^{-\alpha_{k}|z|} + F_{k}(\lambda) \cdot e^{-\alpha_{k}z} + G_{k}(\lambda) \cdot e^{\alpha_{k}z} \right] \cdot J_{0}(\lambda r) \cdot d\lambda$$

$$\Pi_{z}^{k} = \int_{0}^{\infty} \left[\tau_{k}(\lambda) \cdot e^{-\lambda_{k}|z|} + H_{k}(\lambda) \cdot e^{-\alpha_{k}z} + T_{k}(\lambda) \cdot e^{\alpha_{k}z} \right] \cdot J_{0}(\lambda r) \cdot d\lambda$$

$$+ \cos \varphi \cdot \int_{0}^{\infty} \left[P_{k}(\lambda) \cdot e^{-\alpha_{k}z} + Q_{k}(\lambda) \cdot e^{\alpha_{k}z} \right] \cdot J_{1}(\lambda r) \cdot d\lambda$$
(6.16)

Rozwiązanie to spełnia równania (6.13) oraz (6.14) dla $\alpha = \sqrt{\lambda^2 + \gamma^2}$.



Rys. 6.8. Ośrodek wielowarstwowy [120]

W analizie rozkładu GPR najważniejszą sprawą jest dokładne odwzorowanie samego systemu uziomowego, który w głównej mierze wypływa na wartości napięć względem ziemi odniesienia na terenie analizowanej stacji. Wyłączniki, transformatory, przekładniki będące na wyposażeniu stacji nie mają bezpośredniego wpływu na wartość GPR podczas przepływu prądu piorunowego w systemie uziomowym. Mając na uwadze wyniki badań terenowych przeprowadzonych na modelowanych obiektach założono, iż stacja jest wycięta z systemu elektroenergetycznego. Pominięto również ewentualne różnice pomiędzy stanem faktycznym a projektem, dotyczy to głównie systemu uziomowego stacji.

Każdy segment stanowiący element składowy modelu stacji został opisany numerycznie za pomocą wewnętrznych równań programu HIFREQ [134] opisujących jego lokalizację w przestrzeni za pomocą sześciu współrzędnych x1-y1-z1 (początek) i x2-y2-z2 (koniec) wraz z uwzględnieniem przekroju i rodzaju materiału. Przy pomocy programu HIFREQ i zaimplementowanych do jego poziomu równań Maxwella oraz stworzonego numerycznego opisu stacji powstał układ kilku tysięcy równań stanowiący model matematyczny analizowanych stacji (stacja Mońki – 1428 równań, stacja RPZ-8 Białystok – 2014 równań). Wszystkie równania Maxwella są przedstawione w jego wewnętrznym języku programowania. Do ich rozwiązania wykorzystano tzw. metodę momentów zaimplementowaną również w programie HIFREQ. Poniżej przedstawiono część pliku wsadowego będącego odpowiednikiem modelu stacji i jego odwzorowanie w przestrzeni trójwymiarowej (rys. 6.9).

```
HIFREQ
```

```
OPTIONS
  UNITS.METRIC
  RUN-IDENTIFICATION, Stacja 110/15 Monki
SOIL-TYPE, MULTILAYER
  HORIZONTAL
    LAYER, TOP, 165.3243, 0.1033122, 1.0, 1.0
LAYER, CENTRAL, 394.7320, 0.2303869, 1.0, 1.0
     LAYER, BOTTOM, 204.3552, ,1.0,1.0
SYSTEM
  TOLERANCE, 0.001, 1., 0.005, 0.00005, 0.001, 0., 0., 0., 0.5
  ENERGIZATION, Lead, 1., 0.,,,,, GEN
  CHARACTERIST
     CONDUCTOR-TY, DEFAULT, 17., 1.0, ,, 17., 0.0, 0.0, 0.0, Default Conductor
     CONDUCTOR-TY,, 17., 1.,,,,,, Type-SES 1
  NETWORK
     MAIN-GROUND
       CONDUCTOR, -1, 0, 0, 0, -57.48676, -1.800212, .8006743, -48.3833, -1.772667, .8006743, .01, 1, 0
```


Rys. 6.9. Model numeryczny stacji elektroenergetycznej na przykładzie obiektu zlokalizowanego na terenie miasta Mońki - odwzorowany w przestrzeni trójwymiarowej

Ze względu na ograniczenia programów CDEGS i EMTP autor zaproponował połączenie ich możliwości, co umożliwi wyeliminowanie uproszczeń w opisie matematycznym stacji elektroenergetycznej, jakie są wprowadzane przy oddzielnym wykorzystaniu każdego z powyższych programów. Wzajemne sprzężenie metody momentów i metody analizy obwodów nieliniowych o stałych skupionych i rozłożonych będzie możliwe poprzez wykorzystanie opracowanego konsolidującego je intermodularnego oprogramowania.

Połączenie dwóch programów stwarza możliwości zamodelowania w programie EMTP dowolnego systemu sterowania i nadzoru stacji z uwzględnieniem systemu uziomowego stacji, aparatury wysokiego i średniego napięcia oraz znacznej części systemu elektroenergetycznego, którego częścią jest analizowana stacja.

Algorytm postępowania opisujący zaproponowaną przez autora metodę przedstawiono w formie graficznej na rysunku 6.10. W pierwszym etapie prowadzonej analizy wyznaczono przy pomocy FFTSES charakterystykę widmową *i(f)* zadanego wymuszenia *i(t)*. Program FFTSES umożliwia przeprowadzenie szybkich przekształceń Fouriera dla analiz prowadzonych w dziedzinie czasu. W modelu matematycznym stacji przyjęto wymuszenie jednostkowe. Przy pomocy programu HIFREQ przeprowadzono obliczenia dla harmonicznych wynikających z charakterystyki widmowej. Mając na uwadze czasochłonność w szczególności procedury prowadzącej do rozwiązania postawionego problemu metodą momentów autor zaproponował rozdzielenie procesu na odrębne jednostki obliczeniowe. W pojedynczym cyklu obliczeniowym każdy z kilku wykorzystywanych komputerów przeprowadzał



Rys. 6.10. Algorytm użyty do modelowania i obliczeń numerycznych zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych

obliczenia jednej zadanej harmonicznej. Po przeprowadzeniu kilkunastu-kilkudziesięciu cykli obliczeniowych następowało połączenie wyników w jedną całość stanowiącą odpowiedź układu na dane wymuszenie. Następnym krokiem było wyznaczenie odwrotnego przekształcenia Fouriera otrzymując w ten sposób odpowiedź układu na wymuszenie i(t). Dokonując analizy wyników wyznaczany jest rozkład potencjałów na terenie stacji dla określonych punktów uwzględnionych uprzednio w modelu matematycznym.

6.3 Porównanie wyników badań terenowych i obliczeń

Poniżej zaprezentowano porównanie napięć zarejestrowanych w różnych punktach na terenie stacji elektroenergetycznej 110/15 kV RPZ-8 Białystok z odpowiadającymi im wynikami obliczeń numerycznych. Do obliczeń wykorzystano model stworzony zgodnie z opracowanym przez autora algorytmem.

Na rysunku 6.11 przedstawiono graficzną reprezentację modelu stacji RPZ-8. W celu zapewnienia jego czytelności zamieszczono tylko część podziemną (dla współrzędnych z<0). Parametry źródła, jego względną lokalizację, rozmieszczenie pomocniczych elektrod, konfigurację połączeń obwodów napięciowych i prądowych autor przyjął identyczne jak w przypadku badań terenowych.



Rys. 6.11. Sposób rozmieszczenia elektrod pomocniczych i źródła prądu – widok trójwymiarowy części podziemnej (stacja elektroenergetyczna 110/15 kV RPZ-8)

Poniżej zestawiono spostrzeżenia autora wynikające z porównania przebiegów czasowych napięć obliczonych z zarejestrowanymi podczas badań terenowych:

• Porównując wyniki obliczeń z wynikami pomiarów terenowych zaobserwowano różne poziomy rozbieżności w zależności od lokalizacji punktu na terenie stacji.

Najmniejsza różnica występuje w przypadku zacisku uziemiającego metalową konstrukcję wsporczą sekcji nr 1 rozdzielni 15 kV (rys. 6.14). Obliczona różnica w wartości szczytowej wywołanej przez przepływ pradu jest rzędu 1,3 V co stanowi 5,9% wartości zarejestrowanej podczas badań. Największą, zaś różnicę między wynikami obliczeń i pomiarów zaobserwowano w przypadku zacisku uziemiającego szafę sterowniczą R-5 w polu transformatorowym nr 2 (rys. 6.12). W ten sposób uwidacznia się znaczący wpływ niejednorodności struktury geologicznej na obszarze stacji na wyniki obliczeń (rys. 6.18). Szczególnie widoczne jest jej znaczenie, gdy porównywane są przebiegi na rysunku 6.13 i 6.14. W pierwszym przypadku otrzymane wyniki obliczeń są mniejsze od wyników pomiarów, w drugim zaś jest odwrotnie. Niejednorodność gruntu jest znaczna i inna w każdym punkcie na terenie stacji. Potwierdza się w tym momencie znaczenie dokładnego i skrupulatnego przeprowadzania pomiarów rezystywności gruntu jak najbliżej punktów na terenie stacji newralgicznych z punktu widzenia systemów sterowania i nadzoru. Istotna jest również niejednorodność struktury geologicznej, jakość aproksymacji modelu gruntu oraz przyjęte uproszczenia podczas jego tworzenia. Dla przykładu wartość szczytowa napięcia panująca na zacisku uziemiającym tablicę sterowniczą T6 w nastawni, w której zainstalowano elementy systemu sterowania i nadzoru wynosi 36,4 V (rys. 6.21), zaś dla zacisku uziemiającego szafę sterowniczą R-4 w polu liniowym RPZ-5 26,1 V (rys. 6.17). Ich względna różnica wynosi 10,3 V co stanowi 28%. Dokonując pomiarów najbliżej aparatury sterującej i podejmującej decyzje uwzględniamy niejednorodność gruntu w większym stopniu w tych miejscach niżeli w innych mniej istotnych z punktu widzenia prowadzonej analizy. Należy nadmienić, iż często względy BHP na takie badania nie pozwalają.



Rys. 6.12. Napięcie na zacisku uziemiającym szafę sterowniczą R-5 w polu transformatorowym nr 2 względem ziemi odniesienia







Rys. 6.14. Napięcie na zacisku uziemiającym metalową konstrukcję wsporczą sekcji nr 1 rozdzielni 15 kV względem ziemi odniesienia



Rys. 6.16. Napięcie na zacisku uziemiającym szafę sterowniczą R-1 w polu liniowym Fasty względem ziemi odniesienia



Rys. 6.15. Prąd wypływający przewodami odgromowymi linii napowietrznych 110 kV w kierunkach Fasty i RZP-5



Rys. 6.17. Napięcie na zacisku uziemiającym szafę sterowniczą R-4 w polu liniowym RPZ-5 względem ziemi odniesienia



Rys. 6.18. Model struktury gruntu: a) przyjęty do obliczeń, b) rzeczywisty

- Zgodnie z opracowanym algorytmem (rys. 6.10) przeprowadzono optymalizację doboru harmonicznych składowych wymuszenia sugerowanych przez program FFT-SES. Autor zauważył, iż wielokrotne jej przeprowadzenie po kątem konkretnych punktów na terenie stacji, newralgicznych dla zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru zwiększa zbieżność wyników pomiarów i obliczeń. Jednocześnie trzeba mieć na uwadze fakt, iż liczba wybranych częstotliwości determinuje czas potrzebny na wykonanie obliczeń. Zależność nie jest liniowa, dlatego tak istotny jest ich właściwy dobór. Podczas analizy sygnału analogowego metodą FFT (ang. Fast Fourier Transform) wykorzystywaną w FFTSES zaobserwowano zjawisko "przecieku" [108]. Ma ono miejsce wtedy, gdy w analizowanym sygnale pojawi się składowa o takiej częstotliwości jaka nie jest analizowana w FFT. Korekcja tego zjawiska przewidziana została w zaproponowanym przez autora algorytmie podczas wielokrotnego doboru sugerowanych harmonicznych.
- Autor rozprawy zauważył, że wyniki pomiarów i obliczeń wskazują na występowanie wielokrotnych odbić fali napięciowej od krańców obwodu prądowego, krańców systemu uziomowego (rys. 6.19) oraz generatora udarowego (lub zamodelowanego źródła prądu udarowego). Napięcie w dowolnym punkcie na terenie stacji jest sumą fali padającej oraz fal odbitych. Zjawisko rozprzestrzeniania się fali napięciowej w odpowiedzialne jest za początkową dużą wartość potencjału w wybranych punktach stacji.



Rys. 6.19. Napięcie na zacisku uziemiającym napęd wyłącznika 110 kV w polu transformatorowym nr 1 względem ziemi odniesienia: a) widok ogólny, b) zmieniona skala czasowa

Po załączeniu generatora do systemu uziomowego stacji doprowadzane jest napięcie udarowe, które rozprzestrzenia się w:

- a) stworzonym do badań obwodzie prądowym,
- b) systemie uziomowym stacji.

Po dojściu do pomocniczej elektrody w obwodzie prądowym oraz do krańców systemu uziomowego następują odbicia fal napięciowych. Fale odbite wracają do generatora i następują kolejne odbicia. Zjawiska odbić w obwodzie prądowym widoczne są we wszystkich punktach na terenie stacji, w których prowadzono pomiary napięć względem ziemi odniesienia. Przykładowo, napięcie na zacisku uziemiającym napęd wyłącznika 110 kV w polu transformatorowym nr 1 (rys. 6.19) narasta w czasie $\Delta t_1 \approx 400$ ns. W tym czasie fala napięciowa przebywa drogę s.

$$s_{1} = v_{1} \cdot \Delta t_{1}$$

$$s_{1} \approx 300 \cdot 10^{6} \cdot 0.4 \cdot 10^{-6} \approx 120m$$
(6.17)

gdzie:

- v_1 prędkość fali napięciowej w przewodzie umieszczonym nad ziemią (przyjęto 300 m/µs) [135, 142],
- s_1 droga przebyta przez falę napięciową.

Przebyta droga jest w przybliżeniu równa podwojonej długości obwodu prądowego. Po czasie Δt_1 widoczna jest na przebiegu przychodząca fala odbita od zwartego końca obwodu prądowego.

Odbicia w systemie uziomowym stacji są szczególnie widoczne w punktach pomiarowych znajdujących się w pobliżu krańców systemu uziomowego. Przykład zachodzących zjawisk zostanie przedstawiony dla punktu nr 11 (zacisk uziemiający napęd odłącznika linii 110 kV RPZ-Fasty) odległego od krańca uziomu o około 12-13 m (rys. 6.20). Zarejestrowany przebieg napięcia tego punktu względem ziemi odniesienia wykazuje występowanie fali odbitej po czasie $\Delta t_2 \approx 170$ ns.



Rys. 6.20. Napięcie na zacisku uziemiającym napęd odłącznika linii 110 kV RPZ-Fasty względem ziemi odniesienia – wynik pomiarów: a) widok ogólny, b) zmieniona skala czasowa

W tym czasie fala poruszająca się w systemie uziomowym przebędzie drogę:

$$s_{2} = v_{2} \cdot \Delta t_{2}$$

$$s_{2} \approx 130 \cdot 10^{6} \cdot 0.17 \cdot 10^{-6} \approx 22.1m$$
(6.18)

gdzie:

- v_2 prędkość fali napięciowej w gołych przewodach umieszczonych w ziemi (przyjęto 130 m/µs) [135, 142],
- s₂ droga przebyta przez falę napięciową.

Połowa przebytej drogi (ok. 11,05 m) odpowiada w przybliżeniu odległości pomiędzy punktem a krańcem uziomu. Powstała różnica wynika między innymi z ewentualnych różnic w ocenie odległości między istniejącym stanem faktycznym a dokumentacją stacji oraz przyjęciem przybliżonej prędkości poruszania się fali napięciowej w systemie uziomowym. Zaobserwowany przebieg napięcia wykazuje również występowanie odbić po czasie $\Delta t3 \approx 400$ ns. Są to odbicia od krańca obwodu prądowego (zachodzące zjawiska zostały już omówione).

- Wielokrotne odbicia od krańców systemu uziomowego, krańców obwodu prądowego i generatora udarowego wywołują obserwowane oscylacje, które powoli zaczynają zanikać po czasie 2µs (odczytany z rys. 6.19b).
- Analizując dokumentację stacji ustalono, iż wymiary uziomu nie przekraczają dla prądu udarowego krytycznej długość uziomu *l*_{cr} [19]:

$$l_{cr} = \sqrt{\frac{T_1}{LG}}$$

$$G = \frac{1}{2\rho}$$
(6.19)

gdzie:

- T₁ czas trwania czoła udaru prądowego,
- L indukcyjność jednostkowa odcinków linii długiej odwzorowującej uziom,
- G konduktancja jednostkowa odcinków linii długiej odwzorowującej uziom,
- ρ rezystywność gruntu.

W przypadku analizowanej stacji o wymiarach 109 m x 73 m i rezystywności drugiej warstwy gruntu, w której ułożono uziom 915,5952 [Ω ·m] (tab. 6.3) otrzymujemy:

$$l_{cr} = \sqrt{\frac{8 \cdot 10^{-6}}{1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{2 \cdot 915,5952}}} = 121,03m$$

$$l_{cr} > 109m$$

$$l_{cr} > 73m$$
(6.20)

- Zwiększenie wartości szczytowej napięcia na wyjściu generatora, do której ładowane są jego pojemności główne spowoduje w fazie początkowej wzrost względnych różnic napięć między badanymi punktami.
- Występujące ograniczenia w zakresie prowadzonych badań terenowych (rozdz. 5) spowodowały konieczność analitycznego wyznaczenia przebiegów prądów wypływający ze stacji poprzez linki odgromowe linii przesyłowych wysokiego napięcia (rys. 6.15). Porównując wartość prądu wypływającego z generatora udarowego w stosunku do prądu w linkach odgromowych można stwierdzić, iż podczas badań terenowych w występującym układzie połączeń obwodu rozległość systemu elektro-energetycznego w znikomym stopniu wpływa na zachowanie się stacji podczas przepływu prądu udarowego i jest ograniczona do kilku słupów linii napowietrznej. Procentowo wartość tego prądu jest poniżej 0,6% w stosunku do prądu wpływającego z generatora.



Rys. 6.21. Napięcie na zacisku uziemiającym napęd wyłącznika 110 kV w polu transformatorowym nr 2 względem ziemi odniesienia







Rys. 6.22. Napięcie na zacisku uziemiającym tablicę sterowniczą T6 w nastawni względem ziemi odniesienia





Opracowany model matematyczny umożliwia otrzymanie wyników obliczeń rozkładu potencjału skalarnego na głębokości umieszczenia uziomu kratowego. Zaprezentowano je dla chwili czasowej t=8µs, w której występuje maksymalna wartość prądu udarowego wprowadzanego do uziomu (rys. 6.25 i 6.26). W warunkach rzeczywistych nie było możliwości przeprowadzenia tak dokładnych i szczegółowych pomiarów, stąd wyznaczony rozkład może stanowić uzupełnienie pomiarów mając na uwadze wcześniejsze dokładne porównania przebiegów czasowych. Otrzymane rozkłady potencjałów skalarnych umożliwiają szybkie określenie potencjalnych różnic w wartościach szczytowych napięć na terenie stacji. Przyjęte uproszczenie nie zwalnia z porównywania przebiegów napięć w dziedzinie czasu.





Rys. 6.25. Rozkład potencjału skalarnego na głębokości umieszczenia uziomu kratowego stacji elektroenergetycznej 110/15 kV RPZ-8 Białystok obliczony na podstawie stworzonego modelu - odpowiadający stanowi w trakcie przeprowadzania pomiarów (dla t=8 μs)



6.4 Podsumowanie

Na podstawie wyników pomiarów rezystywności gruntu oraz informacji o badanych stacjach (np.: o rozmieszczeniu aparatów elektrycznych, systemie uziomowym) opracowano modele matematyczne opisujące zjawiska zachodzące przy przepływie prądów udarowych w elementach przewodzących tych stacji. Wykorzystano w tym celu opracowany przez autora algorytm modelowania i obliczeń numerycznych (rys. 6.10).

Otrzymane w wyniku obliczeń przebiegi napięć w wybranych punktach na terenie stacji elektroenergetycznej istotnych dla poprawnego funkcjonowania systemów sterowania i nadzoru (szafy i tablice sterownicze, napędy wyłączników w polach liniowych i transformatorowych) są zbieżne z wynikami otrzymanymi podczas przeprowadzonych badań terenowych. Widoczny jest wpływ struktury geologicznej gruntu na wyniki obliczeń. Zauważalne są wielokrotne odbicia fali napięciowej od krańców systemu uziomowego, generatora udarowego i modelowanego źródła prądu udarowego.

Otrzymane przebiegi w początkowej fazie mierzonego napięcia wywołane są przez napięcie udarowe poruszające się w układzie uziomowym jak i układzie pomiarowym dołączonym do niego. Częstotliwości obserwowanych oscylacji przebiegów napięciowych są zbieżne przy porównywaniu wyników pomiarów i obliczeń co świadczy o właściwie przeprowadzonym procesie modelowania stacji elektroenergetycznej.

Zastosowane w programie HIFREQ źródło prądowe w stanie początkowym wymusza skok napięcia, który rozprzestrzenia się w obwodzie prądowym wykorzystanym podczas pomiarów oraz w systemie uziomowym stacji. Podobne zjawisko obserwowane jest podczas badań terenowych z wykorzystaniem rzeczywistego generatora udarów.

Wytwarzanie stosunkowo niewielkich napięć i prądów wyjściowych z generatora może mieć wady uniemożliwiające wykrycie nieciągłości systemu uziomowego oraz mogą spowodować brak przenoszenia się napięć i prądów do wszystkich części stacji podczas badań. W jednej z badanych stacji zaobserwowano takie anomalie w rozpływie prądów uda-rowych objawiające się wystąpieniem kłopotów z rejestracją rozkładu napięć na części jej terenu.

Mając na uwadze przedstawione w rozdziale wyniki pomiarów i obliczeń można uznać zaproponowany algorytm przeprowadzania badań terenowych oraz procedurę modelowania matematycznego za prawidłową. Może ona stanowić punkt wyjściowy do analizy zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych.

7. Zagrożenie piorunowe systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych

Zaproponowane przez autora modele matematyczne zostaną wykorzystane do określenia zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej podczas bezpośredniego wyładowania piorunowego w :

- Zwody pionowe stanowiące element ochrony odgromowej stacji, będące jednocześnie najwyżej położonymi elementami bezpośrednio połączonymi z systemem uziomowym stacji.
- Pierwsze słupy napowietrznych linii przesyłowych wysokiego napięcia wychodzących z terenu stacji.

Zdaniem autora do przeprowadzenia oceny zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych należy posiadać informacje określające:

- Różnice napięć pomiędzy szynami wyrównywania potencjałów systemów sterowania i nadzoru w sterowni a punktami na terenie stacji elektroenergetycznej, w których zainstalowano urządzenia kontrolno-pomiarowe.
- Rozkład potencjału skalarnego na głębokości uziomu kratowego stacji elektroenergetycznej, co umożliwia szybką ocenę zagrożenia systemów sterowania i nadzoru oraz pozwala zoptymalizować sposób układania obwodów systemów sterowania i nadzoru na terenie stacji.
- Rozpływ prądów udarowych w stacji ze szczególnym uwzględnieniem prądu wypływającego uziemionymi linkami odgromowymi napowietrznych linii przesyłowych wysokiego napięcia (redukcyjny charakter systemu elektroenergetycznego).

Ważny jest również wpływ rezystywności gruntu na wartość szczytową prądów i napięć indukowanych w przewodach analizowanych systemów podczas bezpośredniego wyładowania atmosferycznego na terenie stacji.

W dalszej części pracy zaprezentowane będą wyniki obliczeń prowadzonych dla prądów udarowych symulujących prądy rzeczywistych wyładowań piorunowych otrzymane dzięki wykorzystaniu pakietu CDEGS i opracowanego algorytmu obliczeń.

W programie HIFREQ stanowiącym część wspomnianego pakietu CDEGS istnieje możliwość zastosowania zewnętrznego źródła prądu o nazwie "LEAD". W odróżnieniu od typowego źródła prądu, stosując źródło "LEAD" unikamy konieczności tworzenia drogi powrotnej dla rozpływającego się prądu udarowego. Taka właściwość źródła prądu umożliwia modelowanie zjawisk zachodzących podczas bezpośrednich wyładowań piorunowych na terenie stacji elektroenergetycznej.

Autor w swojej pracy nie zajmuje się szczegółowym modelowaniem samego procesu rozwoju wyładowania piorunowego. Przyjęto założenie, że sprzężenia pomiędzy kanałem wyładowania a obwodami niskonapięciowymi na terenie stacji elektroenergetycznej są do pominięcia ze względu na bliskość elementów z rozpływającym się prądem piorunowym w porównaniu z odległościami pomiędzy tymi obwodami a przyjętym do obliczeń kanałem w postaci zwodu pionowego o wysokości 22 m. Przeprowadzona analiza porównawcza wykazała, iż ewentualna zmiana długości przyjętego kanału wyładowania piorunowego w ograniczonym stopniu wpływa na rozpływ prądów i rozkład napięć na terenie stacji. Różnica wynosiła poniżej 10% przy zmianie długości kanału od 22 m do 1 km. Pominięto również zjawiska wielkoprądowe, które mogą wystąpić podczas przepływu prądu piorunowego w miejscu jego wprowadzenia do uziomu stacji.

7.1 Wzrost lokalnego potencjału uziomu w wyniku rozpływu prądu piorunowego w obiekcie

Zgodnie z przyjętymi wymaganiami III poziomu ochrony obliczenia przeprowadzono dla prądu pierwszego (100 kA, 10/350 µs) oraz kolejnego (25 kA, 0,25/100 µs) wyładowania głównego w kanale. Do opisu prądu piorunowego zastosowano równanie 2.1 z parametrami przyjętymi wg PN-IEC 61312-1 [115].

Zaprezentowany rozkład potencjału skalarnego został wyznaczony wykorzystując opracowane i zweryfikowane modele matematyczne w pakiecie CDEGS dla dwóch analizowanych obiektów – stacji 110/15 kV Mońki i RPZ-8 Białystok. Punkty ABCD, w których przyłączono (do szczytu zwodów o wysokości 22 m) w modelach stacji źródła prądów symulujące prądy wyładowań piorunowych zaznaczono odpowiednio na rys. 7.1 i 7.2.









Miejsca wprowadzenia prądu w modelu odpowiadają zwodom pionowym zainstalowanym na terenie obu stacji. Model gruntu, odpowiedni dla każdego obiektu, został przyjęty zgodnie z rozważaniami przedstawionymi w rozdziale 6. Główne rozważania w tym rozdziale prowadzone są dla punktu oznaczonego literą "A". Wpływ miejsca wprowadzenia prądu szczegółowo rozpatrzono w podrozdziale 7.3.

Autor przyjął założenie, iż podstawowym kryterium oceny zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych jest rozkład potencjału na głębokości uziomu kratowego. Znając ten rozkład można w sposób szybki ocenić różnicę potencjałów między wybranymi punktami uziomu, gdyż wszystkie urządzenia pracujące na terenie stacji są z nim połączone. Otrzymane informacje pozwalają opracować zasady układania przewodów na terenie stacji, które umożliwiają w sposób naturalny ograniczanie różnic potencjałów i poprzez to wartości prądów wyrównawczych w obwodach niskonapięciowych.

W tablicy 7.1 przedstawiono oznaczenia przebiegów wzrostu potencjałów względem ziemi odniesienia w wybranych punktach na terenie stacji. Przebiegi wyznaczone w tych punktach mają zdaniem autora podstawowe znaczenie przy określaniu zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru.

Tablica 7.1. Przyjęte oznaczenia dla wybranych punktów na terenie stacji 110/15 kV RPZ-8

| — 1 | Przekładniki napięciowe w polu transformatorowym nr 1 |
|---------------|--|
| <u> </u> | Napęd wyłącznika 110 kV w polu transformatorowym nr 1 |
| — 3 | Szafka sterownicza R-2 |
| — 4 | Napęd odłącznika szynowego 110 kV w polu transformatorowym nr 1 |
| — 5 | Szafka sterownicza R-3 |
| — 6 | Szafka sterownicza R-1 |
| 7 | Szafka sterownicza R-4 |
| 8 | Napęd wyłącznika 110 kV w polu transformatorowym nr 2 |
| 9 | Szafka sterownicza R-5 |
| — 10 | Tablica T-6 w nastawni 110 kV |
| — 11 | Tablica P20 w nastawni 110 kV (odpowiadająca za łącznik szyn 110 kV) |
| — 12 | Rozdzielnia 15 kV – pole nr 1 |
| | |

Na rysunku 7.3-7.5 przedstawiono wzrost potencjału względem ziemi odniesienia w funkcji czasu dla wybranych punktów na terenie stacji RPZ-8. Ze względu na charakter obserwowanych zjawisk wyniki obliczeń zaprezentowano dla trzech różnych okien czasowych. Zaproponowany podział uwidacznia zjawiska zacierające się przy standardowym sposobie prezentacji wyników, które ze względu na bardzo duże różnice względne przebiegów nie są możliwe do zaobserwowania.

Dokonując analizy kształtu i wartości szczytowej wzrostu potencjału uziomu dla okna czasowego od 0 do 2 µs można jednoznacznie stwierdzić (rys. 7.3), iż wpływ wyboru punktu pomiarowego na terenie stacji ma znaczenie z punktu widzenia wartości tego potencjału - różnice sięgają 150 kV. Częstotliwość pojawiających się oscylacji jest zbliżona we wszystkich przypadkach ze względu na stałe wymiary stacji (rys. 7.3), co potwierdza słuszność prowadzonych obliczeń mając również na uwadze między innymi odbicia fali napięciowej od krańców uziomu zaobserwowane podczas badań terenowych (rys. 6.19b) oraz od punktowego źródła prądu modelującego wyładowanie piorunowe.



Podobnie postępując dla okna czasowego od 2 do 50 µs (rys. 7.4), jednocześnie w naturalny sposób ograniczając rozdzielczość przebiegu, widoczne stają się różnice napięć dla różnych punktów na terenie stacji.

Rozdzielnia 110 kV posiada najbardziej rozbudowany system uziomowy w porównaniu do całego uziomu stacji, a szczególnie do części 15 kV. Taki układ systemu uziomowego powoduje, że dla punktu wprowadzenia prądów oznaczonego literą A wartości wzrostu potencjału uziomu względem ziemi odniesienia dla budynku nastawni sekcji 15 kV są znacznie większe niż dla części 110 kV. Różnice wartości chwilowych sięgają nawet 20 kV (rys. 7.4). Po czasie około 3 ms obserwowane napięcia zanikają (rys. 7.5).

Rozpatrując zagrożenie piorunowe stacji należy uwzględniać rodzaj i konfigurację urządzeń elektronicznych podejmujących kluczowe decyzje. Określona częstotliwość taktowania zegarów mikroprocesorów w nich wykorzystywanych może wpływać na poprawność ich działania.





Dokonując podobnej analizy dla wyładowań następnych otrzymano podobny charakter zmian przebiegów wzrostu potencjału względem ziemi odniesienia w porównaniu z przebiegami otrzymanymi dla pierwszego wyładowania głównego. Zauważono jedynie różnice, co do wartości szczytowych związanych z maksymalnym prądem wyładowania (dla t \in <2;20> µs) – 25 kA, 0,25/100 µs (rys. 7.7). Oznaczenia krzywych zgodnie z tablicą 7.1.

Analizując zagrożenie piorunowe nie można pominąć ewentualnej możliwości uszkodzenia kabli połączeniowych w wyniku bezpośredniego działania prądu piorunowego lub powstałych w jego wyniku przepięć. Stworzony model matematyczny stacji uwzględnia układ przewodów w kanałach kablowych (rys. 7.8), ich ułożenie na

terenie stacji (rys. 7.9) oraz sposób połączenia z lokalnym uziomem (uwzględniono wymóg obowiązkowego uziemiania uzwojeń wtórnych przekładników oraz niedopuszczanie do uziemiania w kilku miejscach np. w rozdzielni i nastawni – zgodnie z dokumentacją analizowanego obiektu).



Rys. 7.6. Wzrost potencjału względem ziemi odniesienia dla wybranych punktów stacji RPZ-8 (dla t∈<0;2> µs) – 25 kA, 0,25/100 µs, punkt "A"



Rys. 7.7. Wzrost potencjału względem ziemi odniesienia dla wybranych punktów stacji RPZ-8 (dla $t \in <0;10>$ µs, $U \in <7,5;17,5>$ kV) – 25 kA, 0,25/100 µs, punkt "A"

Rozważano obwody, w których kable na krańcach obciążono rezystancją 100 Ω . Przeanalizowano wpływ różnego sposobu ułożenia kabli w kanale oraz ich wzajemny wpływ poprzez wyznaczenie różnicy potencjałów względem poszczególnych żył (V_R). Przebiegi napięć V_R w funkcji czasu jak i umiejscowienia przewodu w kanale zostały zamieszczone odpowiednio na rysunku 7.8-7.10. Porównując otrzymane wyniki obliczeń autor rozprawy doszedł do wniosku, iż głównym czynnikiem determinującym zagrożenie kabli jest głębokość ich ułożenia. Im głębiej (większy numer warstwy) tym większa jest względna różnica napięć między kablami (rys. 7.10). Przewody ułożone na zewnątrz całej wiązki są bardziej narażone w porównaniu z tymi, które znajdują się w środku – względne różnice napięć między nimi są największe.

Zdecydowanie najmniejsze zagrożenie występuje dla przewodów położonych w 2-giej warstwie licząc od góry. Różnice napięć pomiędzy przewodami tej warstwy względem przewodów innych warstw są najmniejsze. Im głębiej ułożony kabel tym większy wpływ prądów rozpływających się w systemie uziomowym – rys. 7.10 (4 warstwa, 1 rząd – pojawiają się charakterystyczne oscylacje). W zależności od sposobu ułożenia przewodów w wiązce względne różnice napięć mogą sięgać od 15% do 30%.



Rys. 7.8. Układ przewodów w kanale kablowym – jedna wiązka łącząca pole transformatorowe nr 1 z budynkiem nastawni (przekrój poprzeczny)



Rys. 7.9. Wycinek modelu stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok – pole transformatorowe nr 1



Rys. 7.10. Różnice potencjałów pomiędzy liniami transmisyjnymi dla różnych głębokości ułożenia V_R (dla t \in <2;200> μ s) – 100 kA, 10/350 μ s, punkt "A"

Kompleksowa analiza w dziedzinie czasu, z punktu widzenia całości stacji elektroenergetycznej, nie jest rozwiązaniem optymalnym ze względu na trudności wynikające z konieczności prezentacji bardzo dużej liczby przebiegów oraz uwzględnienia ich zmienności w czasie i na terenie stacji. Mając powyższe na uwadze ograniczono prezentowane wyniki do jednej chwili czasowej i zestawiono je w formie dwu i trójwymiarowego rozkładu umożliwiając w ten sposób łatwiejszą ich percepcję.

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń oraz analizy odbić w systemie uziomowym za najbardziej miarodajną, z punktu widzenia oceny zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru, przyjęto t=2 μ s dla prądu piorunowego pierwszego wyładowania głównego (100kA, 10/350 μ s). Na zagrożenie stwarzane przez ten prąd zwrócono główną uwagę w dalszej części pracy. Po czasie 2 μ s zanikają oscylacje związane z wielokrotnym odbiciem fali napięciowej i otrzymane przebiegi wywoływane przez rozpływający się prąd piorunowy mogą być łatwy sposób zestawiane i porównywane. Analizując przedstawione wartości potencjału i zestawiając je z trasą prowadzenia przewodów kontrolnopomiarowych systemów sterowania i nadzoru oraz umiejscowieniem elementów systemu uziomowego możliwa staje się optymalizacja ułożenia tych przewodów na terenie stacji. Uzyskuje się za ich pomocą, szybką i stosunkowo prostą w wykorzystaniu metodę minimalizacji poziomów napięć.

Szczegółowe wyniki obliczeń dla dwóch analizowanych obiektów przedstawiono na rysunkach 7.11-7.13. W celu uniknięcia trudności związanych z dokładnym odczytem wyznaczonych wartości, a dla zobrazowania ich zmian w newralgicznym punkcie stacji na rysunku 7.12 przedstawiono powiększenie wybranego fragmentu rozkładu z rysunku 7.11 – pole transformatorowe nr 1 stacji RPZ-8 Białystok.

Opracowany model umożliwia również wyznaczenie rozkładu potencjałów dla części nadziemnych stacji. Przykładowo na rysunku 7.14 przedstawiono trójwymiarowy rzut wycinka pola transformatorowego T1 stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok z zaznaczonymi wartościami szczytowymi potencjałów względem ziemi odniesienia w chwili t=2 µs.



Rys. 7.14. Potencjały względem ziemi odniesienia na terenie stacji RPZ-8 – wycinek pola transformatorowego T1 (dla t=2 µs) – 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"



Rys. 7.11. Rozkład potencjału skalarnego na głębokości umieszczenia uziomu kratowego stacji elektroenergetycznej 110/15 kV RPZ-8 Białystok obliczony na podstawie stworzonego modelu (dla t=2µs) – 100kA, 10/350µs, punkt A





Rys. 7.12. Rozkład potencjału skalarnego na głębokości umieszczenia uziomu kratowego stacji elektroenergetycznej 110/15 kV RPZ-8 Białystok obliczony na podstawie stworzonego modelu (dla $t=2\mu s$) – 100kA, 10/350 μs , punkt A

> POWIĘKSZENIE WYBRA-NEGO WYCINKA

| 38595 36746 34898 33050 31202 29354 27506 25658 23810 21961 20113 18265 16417 14569 12721 10873 9025 |
|--|
| 20113 18265 16417 14569 12721 10873 9025 7176 5328 3480 |



skalarnego na głębokości umieszczenia uziomu kratowego stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki obliczony na podstawie stworzomodelu $(dla t=2\mu s) - 100 kA,$ 10/350 µs, punkt A

| 124718 |
|--------|
| 121016 |
| 117315 |
| 113614 |
| 109912 |
| 106211 |
| 102509 |
| 98808 |
| 95107 |
| 91405 |
| 87704 |
| 84003 |
| 80301 |
| 76600 |
| 72899 |
| 69197 |
| 65496 |
| 61794 |
| 58093 |
| 54392 |
| |

Względne różnice potencjałów między przewodami kontrolno-pomiarowymi są rzędu kilkunastu woltów. W przypadku bardziej oddalonych od siebie punktów rzędu kilku kilowoltów. W miejscu skrzyżowania trasy linii kablowych i taśmy stalowej stanowiącej system uziomowy różnica potencjałów jest rzędu kilkunastu kilowoltów. Analizując wyniki można dokonać optymalizacji rozmieszczenia połączeń w pobliżu aparatury wysokonapięciowej pod kątem minimalizacji wynoszonych potencjałów.

Stosując opracowany przez autora algorytm postępowania możliwe jest również wyznaczenie rozpływu prądu udarowego w elementach przewodzących oraz impulsowego pola elektrycznego i magnetycznego na terenie modelowanej stacji elektroenergetycznej. Na rysunku 7.15a przedstawiono przykład rozpływu prądów w metalowych konstrukcjach wycinka pola transformatorowego T1 stacji 110/15 kV RPZ-8.

Otrzymane wyniki wskazują, że w główniej mierze w rozpływie prądu piorunowego uczestniczy system uziomowy stacji. W innych elementach podłączonych bezpośrednio do uziomu kratowego takie jak m.in. konstrukcje nośne aparatury wysokonapięciowej płyną prądy o dwa rzędy wielkości mniejsze. Przykładowe przebiegi prądu w funkcji czasu zamieszczono na rysunku 7.15b i 7.15c.



Rys. 7.15. Rozpływ prądu w metalowych konstrukcjach wycinka pola transformatorowego T1 stacji RPZ-8 – 100 kA, 10/350 µs, punkt "A" dla:
a) t=2 µs, b) t∈<0;10> µs, c) t∈<2;50> µs

Analizując przedstawione wyniki autor rozprawy doszedł do wniosku, iż zbieganie się i prowadzenie w jednej wiązce kilku przewodów połączonych w różnych punktach o różnych potencjałach w danej chwili czasowej podczas wyładowania piorunowego ma istotny wpływ na wielkość względnej różnicy napięć między konkretnymi przewodami połączonymi do wejść układów sterowania, a przez to na poziom zagrożenia urządzeń i systemów stacji, np.: kolejne uzwojenia przekładników napięciowych uziemione w różnych punktach sprzężone galwanicznie poprzez uziom kratowy i podłączone do jednego urządzenia w budynku nastawni (rys. 7.14).

7.2 Wpływ rezystywności gruntu na wzrost lokalnego potencjału uziomu i wartości prądów indukowanych w okablowaniu

W celu kompleksowego przeanalizowania wpływu struktury gruntu na wartość napięć i prądów indukowanych w okablowaniu stacji przez rozpływający się prąd piorunowy pierwszego wyładowania głównego (100kA, 10/350 µs) rozpatrzono wpływ:

- rezystywności gruntu na wzrost lokalnego potencjału uziomu,
- rezystywności gruntu na wartość prądu indukowanego w pętli tworzonej z przewodów,
- struktury gruntu na wzrost lokalnego potencjału ziemi dla różnych parametrów dwuwarstwowego modelu gruntu.



Analizę wpływu rezystywności zmian gruntu na wzrost lokalnego potencjału uziomu w okablowaniu przeprowadzono dla konkretnego przewodu stanowiącego element systemu sterowania i nadzoru stacji łączącego przekładnik napięciowy fazy L1 pola liniowego Fasty z budynkiem kontrolnopomiarowym [124]. Wartość szczytowa i przepięcia kształt W tym przewodzie ma istotne znacznie Ζ punktu widzenia zagrożenia piorunowego sys-

Rys. 7.16. Wpływ rezystywności gruntu na wzrost lokalnego potencjału uziomu (dla t∈<2;350>µs) – 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"

temu sterowania i nadzoru. Ze względu na czytelność prezentowanych wyników pominięto oscylacje początkowe dla t \in <0;2> μ s.

W pierwszym wariancie założono jednolitą strukturę gruntu (model ziemi jednowarstwowy). Wartość rezystywności gruntu zmieniano od 1 Ω ·m do 30000 Ω ·m, co odpowiada praktycznie każdej możliwej strukturze gruntu. Począwszy od podmokłych terenów do terenów skalistych. Na rysunku 7.16 przedstawiono zależność opisującą wpływ rezystywności jednowarstwowego gruntu na wzrost lokalnego potencjału ziemi analizowanego przewodu w dziedzinie czasu. Można zauważyć, iż zależność rezystywności gruntu od wartości szczytowej napięcia względem lokalnej ziemi ma charakter logarytmicznie rosnący.

Rysunek 7.17 przedstawia zależność opisującą wpływ zmiany rezystywności gruntu na wartość prądu indukowanego w wybranej pętli z przewodów. Przyjęto, iż przekładnik jest obciążony opornością dopasowującą 100 Ω . Analizując przedstawioną zależność można zauważyć, że dla danej konfiguracji stacji przy rezystywności gruntu na poziomie 400 Ω ·m występuje ekstremum płynącego prądu w wyżej opisanej pętli.



Rys. 7.17. Wpływ rezystywności gruntu na wartość prądu indukowanego w pętli – 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"

W celu przeanalizowania wpływu sezonowych zmian rezystywności gruntu na wartość napięć i prądów powstających w okablowaniu stacji rozpatrzono, wykorzystując dwuwarstwowy modelu gruntu, zmiany grubości suchej lub zawilgoconej wierzchniej warstwy gruntu. Na rysunku 7.18 przedstawiono wpływ zawilgocenia wierzchniej warstwy gruntu na wartość prądu indukowanego w analizowanej pętli. Jako zmienną do analizy przyjęto grubość pierwszej, zawilgoconej warstwy odzwierciedlając w ten sposób różny stopień przeniknięcia wody (rezystywności pierwszej warstwy gruntu 10 Ω ·m). Począwszy od małego rzędu 10 cm do skrajnie dużego – 30 m.

Analiza wykazuje wzrost wartości szczytowej indukowanego prądu w funkcji grubości poszczególnych warstw gruntu. Ekstremum tego wzrostu występuje przy grubości pierwszej warstwy na poziomie 0,4 m. Stanowi to połowę głębokości umiejscowienia kabla, w którym obliczano wartość indukowanego prądu. Po przekroczeniu grubości pierwszej warstwy na poziomie 0,8 m – czyli głębokości umieszczenia głównego uziomu kratowego stacji nastąpiło pewnego rodzaju zjawisko "nasycenia" – stała wartość prądu indukowanego w pętli przy dalszym zwiększaniu grubości pierwszej warstwy.

W kolejnych przypadkach symulowano stopniowe sezonowe wysuszanie się gruntu (rezystywności pierwszej warstwy gruntu odpowiednio 500 i 1000 Ω ·m). Wyniki obliczeń wskazują na podobne zjawisko "nasycania" przy praktycznie tych samych grubościach pierwszej warstwy gruntu (rys. 7.19 i 7.20).



Rys. 7.18. Wpływ struktury gruntu na wartość prądu indukowanego W petli (dwuwarstwowy model gruntu, warstwa 1 rezystywności 0 10 $\Omega \cdot m$ – zmienna grubość warstwy od d=0,1 m do d=30 m, warstwa 2 o rezystywności 100 Ω·m i nieskończonej grubości d = ∞) – 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"

Rys. 7.19. Wpływ struktury gruntu na wartość prądu indukowanego W pętli (dwuwarstwowy model gruntu, warstwa 1 rezystywności 0 500 Ω ·m – zmienna grubość warstwy od d=0,1 m do d=30 m, warstwa 2 o rezystywności 100 Ω·m i nieskończonej grubości d = ∞) – 100 kA, 10/350 µs, punkt A



Rys. 7.20. Wpływ struktury gruntu na wartość prądu indukowanego w pętli (dwuwarstwowy model gruntu, warstwa 1 o rezystywności 1000 Ω ·m – zmienna grubość warstwy od d=0,1 m do d=30 m, warstwa 2 o rezystywności 100 Ω ·m i nieskończonej grubości d = ∞) – 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"



Rys. 7.21. Wpływ struktury gruntu na wzrost lokalnego potencjału ziemi (dwuwarstwowy model gruntu, warstwa 1 o rezystywności 10 Ω·m – zmienna grubość warstwy od d=0,1 m do d=30 m, warstwa 2 o rezystywności 100 Ω·m i nieskończonej grubości d = ∞) - dla t∈ <2;350>µs, 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"



Rys. 7.22. Wpływ struktury gruntu na wzrost lokalnego potencjału ziemi (dwuwarstwowy model gruntu, warstwa 1 o rezystywności 500 Ω·m – zmienna grubość warstwy od d=0,1 m do d=30 m, warstwa 2 o rezystywności 100 Ω·m i nieskończonej grubości d = ∞) - dla t∈ <2;350>µs, 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"



Rys. 7.23. Wpływ struktury gruntu na wzrost lokalnego potencjału ziemi (dwuwarstwowy model gruntu, warstwa 1 o rezystywności 1000 Ω·m – zmienna grubość warstwy od d=0,1 m do d=30 m, warstwa 2 o rezystywności 100 Ω·m i nieskończonej grubości d = ∞) - dla t∈ <2;350>µs, 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"

Na rysunku 7.21 przedstawiono wpływ zawilgocenia pierwszej warstwy gruntu na wzrost lokalnego potencjału ziemi. Wraz ze zwiększaniem grubości zawilgoconej warstwy (rezystywności pierwszej warstwy gruntu 10 Ω ·m) liniowo spada wartość lokalnego potencjału ziemi. Odwrotny przypadek przedstawiają rysunki 7.22 i 7.23. Tym razem wzrost grubości pierwszej warstwy powoduje wzrost lokalnego potencjału ziemi odpowiednio dla rezystywności 500 i 1000 Ω ·m – stopniowe wysuszanie gruntu, zależność nie jest liniowa.

Mając na uwadze potencjalnie redukcyjny charakter przyłączonego do stacji 110/15 kV systemu elektroenergetycznego konieczne staje się oszacowanie jego wpływu na rozpływ prądów i rozkład napięć na jej terenie. W modelu matematycznym stacji uwzględniono 8 kolejnych słupów linii napowietrznej 110 kV w każdym wychodzącym kierunku. Przyjęto stałą długość przęsła równą 250 m (rys. 7.24).



Rys. 7.24. Model matematyczny stacji 110/15 kV RPZ-8 (widok z góry wraz z liniami 110 kV wychodzącymi w dwóch przeciwnych kierunkach)

W celu uproszczenia analizy przyjęto prostoliniowy przebieg linii 110 kV w obu kierunkach oraz założono jednakową strukturę geologiczną gruntu na całej trasie linii. Na rysunku 7.25 zamieszczono rozpływ prądów w kolejnych odcinkach przewodów odgromowych kolejnych przęseł linii napowietrznej wychodzących w dwóch kierunkach ze stacji RPZ-8. Wartość szczytowa prądu wypływającego linkami odgromowymi wynosi odpowiednio 12,3 kA i 11,7 kA, co stanowi 24% w porównaniu do wartości szczytowej prądu piorunowego wprowadzonego – 100 kA, 10/350 µs.



Rys. 7.25. Prąd w linkach odgromowych przęsła 1,2,3 linii 110 kV wychodzącej w kierunku RPZ-5 i RPZ Fasty ze stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok – dla $t \in \langle 2;2000 \rangle \mu s, 100$ kA, 10/350 $\mu s, punkt ,,A''$



Rys. 7.26. Prąd piorunowy w przęsłach 1,2,3 linii 110 kV wychodzącej w kierunku RPZ Fasty ze stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok – dla $t \in \langle 2;2000 \rangle \mu s, 100$ kA, 10/350 $\mu s,$ punkt "A"

Różnice w wartościach prądów wypływających w dwóch kierunkach wynikają z niesymetrycznego punktu wprowadzenia prądu piorunowego – względem środka geometrycznego stacji (rys. 7.2 – punkt "A"). Mając na uwadze otrzymane wyniki zauważono, że rozległy system elektroenergetyczny sam w sobie nie stanowi czynnika redukcyjnego zagrożenia piorunowego. Z punktu widzenia systemów sterowania i nadzoru istotny jest wpływ uziomów słupów linii napowietrznych w promieniu 2km od stacji. Na podstawie powyższych wyników obliczeń i wcześniejszych wyników pomiarów przyjęte uproszczenie polegające na wycięciu analizowanej stacji z systemu elektroenergetycznego można uznać za prawidłowe i niewprowadzające znaczących uchybień a jedynie zaostrzają kryterium oceny zagrożenia piorunowego. Potwierdzają to również dostępne publikacje naukowe [23, 88].

7.3 Wpływ miejsca wprowadzenia prądu piorunowego na wzrost lokalnego potencjału uziomu

Dokonując kompleksowej analizy zagrożenia piorunowego rozpatrzono wpływ miejsca uderzenia piorunu na wartość wynoszonych potencjałów. Dotychczasowe rozważania ograniczały się do jednego miejsca oznaczonego literą "A" odpowiednio dla stacji Mońki i RPZ-8 (rys. 7.1 i 7.2). Analizę wpływu miejsca uderzenia ograniczono do stacji RPZ-8. Lokalizację alternatywnych punktów wprowadzenia prądu udarowego przedstawia rysunek 7.2. Na rysunku 7.27 i 7.28 zamieszczono porównanie zmian wartości potencjału szyny wyrównawczej w budynku nastawni względem ziemi odniesienia dla różnych punktów prowadzenia prądu piorunowego.



Rys. 7.27. Wpływ miejsca uderzenia pioruna na terenie stacji RPZ-8 Białystok na wzrost potencjału szyny wyrównawczej budynku nastawni względem ziemi odniesienia (dla t∈<0; 5> μs) – 100 kA, 10/350 μs, punkty A,B,C,D

W przypadku pierwszych 2 µs od chwili powstania zaburzenia (rys. 7.27) pojawiające się oscylacje nie różnią się kształtem i częstotliwością, jedyna dostrzegalna różnica jest w wartości szczytowej i sięga ona 25%. Związane to jest zdaniem autora ze znaczącym wpływem odbić prądu w systemie uziomowym w pierwszych chwilach od powstania zaburzenia. Po zaniknięciu oscylacji uwidaczniają się różnice w kształcie i wartościach chwilowych przebiegów (rys. 7.28). Występujące różnice wynikają z różnych odległości pomiędzy punktami wprowadzania prądu udarowego a analizowaną szyną wyrównawczą w budynku nastawni. W rzeczywistym obiekcie, w którym struktura geologiczna gruntu może być różna w poszczególnych miejscach na terenie stacji obserwowany wpływ miejsca uderzenia także może się różnić od przedstawionego. Po upływie 75 µs różnice się zacierają i przebieg dąży do wartości ustalonej, którą uzyskuje po upływie około 2 ms.

Wpływ miejsca uderzenia na wyniesiony potencjał bezpośrednio przekłada się, na względne różnice potencjałów na terenie stacji oraz na poziom zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru. Wyładowania piorunowe w rozdzielnię 110 kV stacji powodują znacznie mniejsze zagrożenie dla aparatury kontrolno-pomiarowej.



Rys. 7.28. Wpływ miejsca uderzenia pioruna na terenie stacji RPZ-8 Białystok na wzrost potencjału szyny wyrównawczej budynku nastawni względem ziemi odniesienia (dla t∈<0;75> µs, U∈<0;55> kV) – 100 kA, 10/350 µs punkty A,B,C,D

Przedstawione wyniki obliczeń wzrostu lokalnego potencjału uziomu względem ziemi odniesienia wykazują, że w stacjach elektroenergetycznych 110/15 kV jest on jednym z głównych zagrożeń podczas wyładowania piorunowego. Istnieje realne zagrożenie dla urządzeń mających bezpośrednie lub pośrednie połączenie z systemami uziomowymi o innym potencjale. Wyniki obliczeń wykazały, iż istnieje wpływ rezystywności gruntu na wzrost lokalnego potencjału ziemi jak również na wartość prądu indukowanego w pętli na terenie stacji. Występują ekstrema wartości szczytowej indukowanego prądu.

Przeprowadzona analiza wykazała, że numeryczne określanie przepięć na terenie stacji elektroenergetycznych pozwala na wstępną ocenę występującego zagrożenia i na tej podstawie dobór odpowiednich rozwiązań ochronnych. Mając na uwadze rzeczywistą strukturę gruntu możliwe jest planowanie ułożenia okablowania względem zwodów lub innych wysokich obiektów, w które może nastąpić wyładowanie. Możliwa jest również ocena zagrożenia piorunowego przyłączy sygnałowych urządzeń, do których dochodzą linie z terenu stacji oraz porównywanie z odpornością udarową.

Głównym czynnikiem determinującym poziom zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej jest uziom kratowy stacji oraz trasy przebiegu linii kablowych łączących aparaturę wysokiego napięcia z nastawnią. Z punktu widzenia zagrożenia systemów sterowania i nadzoru wyładowanie na terenie jednej stacji ma pomijalny wpływ na kolejne stacje i ich urządzenia przy założeniu odległości między nimi większej niż 2km. Uziom naturalny w promieniu 2 km działa redukcyjnie, jego ewentualne pominięcie w rozważaniach zaostrza kryterium oceny. Ważnym czynnikiem, który trzeba wziąć pod uwagę jest również rezystywność gruntu. Przyjęcie większej jej wartości niż tej wyznaczonej w rozdziale 6 spowoduje zwiększenie minimalnej odległości między sąsiednimi stacjami, przy której ich wzajemny wpływ będzie do pominięcia.

7.4 Przepięcia w systemach sterowania i nadzoru

Na podstawie wyznaczonego na terenie stacji rozkładu napięć względem ziemi odniesienia można ocenić poziomy napięć na wejściu systemów sterowania i nadzoru. Dokonać tego można wyznaczając różnicę napięć między szyną wyrównywania potencjałów w budynku nastawni oraz wybranymi punktami na terenie rozdzielni 110 kV bezpośrednio połączonymi kablami do wejść i wyjść urządzeń elektronicznych sterujących stacją. Przyjęte oznaczenia krzywych przedstawiono w tablicy 7.2.

| Tablica 7.2. Przyjęte oznaczenia krzywych dla wybranych wejść/wyjść systemu sterowania |
|--|
| i nadzoru stacji 110/15 kV RPZ-8 |

. ..

| | 1 | 1 | Wyjście sygnału OU2Z (sterowanie napędem odłączniko-uziemnika szynowe- |
|---------------------------------------|-----|----|---|
| | 2 | | go 110 kV w polu transformatorowym nr 2) |
| | Ζ | 2 | Wyjście sygnału OU2S (sterowanie napędem odłączniko-uziemnika szynowe- |
| | 3 | | go 110 kV w polu transformatorowym nr 2) |
| | Λ | 3 | Wejście stanu położenia wyłącznika w polu liniowym RPZ-5 |
| | 4 | 4 | Wejście napięcia fazowego L1 (pole transformatorowe nr 1) |
| | 5 | 5 | Wyjście sygnału OU2Z (sterowanie napędem odłączniko-uziemnika szynowe- |
| | 6 | | go 110 kV w polu transformatorowym nr 1) |
| · · · · · · · · · · · · · · · · · · · | 0 | 6 | Wyjście sygnału OU2S (sterowanie napędem odłączniko-uziemnika szynowe- |
| | 7 | | go 110 kV w polu transformatorowym nr 1) |
| | 0 | 7 | Wejście stanu położenia wyłącznika w polu liniowym RPZ Fasty |
| | 0 | 8 | Wyjście sygnału ZW (sterowanie napędem wyłącznika 110 kV w polu trans- |
| | 9 | | formatorowym nr 2) |
| | 10 | 9 | Wyjście sygnału ZW (sterowanie napędem wyłącznika 110 kV w polu trans- |
| | 10 | | formatorowym nr 1) |
| | 11 | 10 | Wejście stanu położenia wyłącznika w polu transformatorowym nr 1 |
| | 10 | 11 | Wyjście sygnału ZW (sterowanie łącznikiem szyn zbiorczych 110 kV) |
| | I ک | 12 | Szyna wyrównywania potencjałów w rozdzielni 15 kV (zacisk przy polu nr 1) |

Na rysunkach 7.29-7.31 zaprezentowano przebiegi napięć na wybranych wejściach/wyjściach urządzeń kontrolno-pomiarowych stanowiących systemy sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej 110/15 kV RPZ-8 Białystok dla pierwszego wyładowania głównego (100 kA, 10/350 μ s). Przebiegi napięć wywołane przez prąd kolejnego wyładowania przedstawiają rysunki 7.32-7.34 (25 kA, 0,25/100 μ s). Otrzymane wyniki, podobnie jak w przypadku napięć względem ziemi odniesienia przedstawiono dla trzech różnych okien czasowych. Dla czasów od 0 do 2 μ s (rys. 7.29) stan nieustalony związany jest z odbiciami od krańców uziomu oraz od modelu źródła prądowego, wartości szczytowe napięcia dla wybranych wejść/wyjść systemu sterowania i nadzoru stacji są rzędu 300 kV. Jak już wspomniano wartości szczytowe napięć w pierwszym "oknie" czasowym mają czysto teoretyczny charakter i nie są wywołane przez rozpływający się prąd udarowy.



Rys. 7.29. Napięcia względem szyny wyrównywania potencjałów w budynku nastawni oraz wybranymi punktami na terenie rozdzielni 110 kV bezpośrednio połączonymi kablami do wejść/wyjść urządzeń elektronicznych sterujących stacją 110/15 kV RPZ-8 (dla t∈ <0;4> µs) – 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"

W praktyce może się ona różnić ze względu na charakter wyładowania (główne lub kolejne) oraz ze względu na wartość ładunku zgromadzonego w chmurze burzowej. Przebiegi wykazują charakter silnie oscylacyjny. Analizując okno czasowe od 2 µs do 50 µs (rys. 7.30) widoczny staje się wpływ umiejscowienia na terenie stacji poszczególnych urządzeń, zanikają oscylacje. W głównej mierze wartości przepięć determinowane są poziomem sprzężeń galwanicznych wynikających z konfiguracji połączeń urządzeń i ich wzajemnych relacji. Poziom przepięć jest różny dla poszczególnych torów sygnałowych i waha się od 14 kV do -17 kV. Po upływie 50 µs (rys. 7.31) przepięcia osiągają wartości zbliżone do siebie i na poziomie w przybliżeniu od 1 kV do -1 kV i zanikają całkowicie po czasie 2 ms.



Rys. 7.30. Napięcia względem szyny wyrównywania potencjałów w budynku nastawni oraz wybranymi punktami na terenie rozdzielni 110 kV bezpośrednio połączonymi kablami do wejść/wyjść urządzeń elektronicznych sterujących stacją 110/15 kV RPZ-8 (dla $t \in <0:50>$ dla μs, $U \in <-20;15> kV$ 100kA, 10/350 µs, punkt "A"



Rys. 7.31. Napięcia względem szyny wyrównywania potencjałów w budynku nastawni oraz wybranymi punktami na terenie rozdzielni 110 kV bezpośrednio połączonymi kablami do wejść/wyjść urządzeń elektronicznych sterujących stacją 110/15 kV RPZ-8 (dla t∈<0:300> dla μs, U∈<-5;15> kV) – 100 kA. 10/350 µs, punkt "A"

Podobna sytuacja występuje w przypadku kolejnego wyładowania piorunowego. Pierwsze 2 μ s przepięcia na wejściu/wyjściu urządzeń (rys. 7.32) charakteryzują się znacznymi wartościami szczytowymi (do 87 kV). Wpływ sprzężeń galwanicznych widoczny wyraźnie dla okna czasowego od 2 μ s do 20 μ s (rys. 7.33). Przepięcia dla tych czasów są około dwukrotnie mniejsze niż poprzednim przypadku i osiągają wartość do 3,5 kV. Po upływie 20 μ s (rys. 7.34) przepięcia osiągają wartość na poziomie w przybliżeniu od 0,5 kV do -0,5 kV i również zanikają po czasie około 2 ms.



Rys. 7.32. Napięcia względem szyny wyrównywania potencjałów w budynku nastawni oraz wybranymi punktami na terenie rozdzielni 110 kV bezpośrednio połaczonymi kablami do wejść/wyjść urzadzeń elektronicznych sterujących stacją 110/15 kV RPZ-8 (dla t \in <0;2,5> μ s) - 25 kA, 0,25/100 μs, punkt "A"









7.5 Intermodularne oprogramowanie konsolidujące możliwości programów CDEGS i EMTP

Mając na uwadze liczne ograniczenia pakietu CDEGS oraz EMTP szczegółowo opisane w rozdziale 4 zaproponowano autorskie podejście do rozwiązania problemów zagrożenia piorunowego. Zakłada ono wymuszenie określonego (wyznaczonego w CDEGS) potencjału w wybranych punktach systemu uziomowego modelu opracowanego w EMTP. W ten sposób można uwzględnić stosując twierdzenie Thevenina o zastępczym generatorze napięcia dynamiczne zmiany występujące podczas przepływu prądu piorunowego w modelu stacji opracowanym w EMTP. Umożliwiło to wyznaczenie bezpośredniego zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych.

Kolejne etapy algorytmu programu sprzęgającego CDEGS i EMTP zamieszczone są na rysunku 7.35. Kluczowym punktem jest proces dekodowania danych i określenia okna czasowego przebiegu. Oprogramowanie służące do konwersji wykorzystuje zdekodowane dane i implementuje je do poziomu tworzonego modułu, który umożliwi wykorzystanie wyników z CDEGS w EMTP. Szczegółowy algorytm działania wspomnianego modułu przedstawia rysunek 7.36.

Zaproponowana metoda jest uniwersalna i umożliwia posługiwanie się zastępczym źródłem napięcia wynikającym z zastosowania metody Thevenina, jak również zastępczym źródłem prądu przy konieczności przejścia na metodę opierającą się na twierdzeniu Norto-

na. Opisana procedura wymaga również wyznaczenia impedancji widzianej od strony źródła, wymaga to przeprowadzenia dodatkowych obliczeń w CDEGS. Impedancja będzie zależna od chwili czasowej w analizowanym punkcie, co wymaga również zastosowania opracowanego przez autora algorytmu (rys. 7.36). Konieczne będzie również zastosowanie elementu "R(TACS)" zamiast "TACS Source" w EMTP (ang. Transient Analysis of Control Systems - jest modułem odpowiadającym w EMTP za analizę w dziedzinie częstotliwości systemów sterowania).







ch

NIE

NIE

n=n+1

Ze względu na wyniki obliczeń w EMTP najważniejszym punktem procedury jest przekazanie danych bezpośrednio do jądra obliczeniowego TPBIG (nazwa własna głównego modułu programu EMTP wykonującego obliczenia). Algorytm kontroluje krok obliczeń dostosowuje każdorazowo dane wejściowe do parametrów symulacji. W przypadku, gdy krok jest mniejszy niż rozdzielczość importowanych danych algorytm automatycznie dokonuje aproksymacji funkcją wykładniczą brakujących punktów przebiegów.
Oczywiście w tym momencie aproksymacja wprowadza pewnego rodzaju przybliżenie i pośrednio błąd. Dlatego należy zapewnić dużą rozdzielczość danych wejściowych. Zmiana okna czasowego zmienia również charakterystykę widmową *i(f)* zadanego wymuszenia *i(t)*. Wymaga to przeprowadzenia obliczeń dla innego zakresu częstotliwości w module HIFREQ. Pod tym względem oba procesy obliczeniowe powinny być między sobą skorelowane. Właściwym wydaje się stosowanie tego samego okna czasowego w obu programach w celu uniknięcia zbędnych przybliżeń i błędów konwersji. Docelowo stworzono odpowiednie autorskie oprogramowanie wykorzystujące bezpośrednio jądro TPBIG do tworzenia konkretnych bibliotek bezpośrednio z poziomu CDEGS.

Na podstawie algorytmów przedstawionych na rys. 7.35 i 7.36 opracowano specjalny program łączący możliwości obliczeniowe pakietu CDEGS i programu EMTP. Stworzony on został przy pomocy języka programowania DELPHI 7.0. Autor nadał mu nazwę "FftSes To Emtp" (rys. 7.37). Zastosowanie tego programu umożliwia wyznaczenie zagrożenia piorunowego poszczególnych elementów systemu sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej.



Rys. 7.37. Główne okno programu "FftSes To Etmp"

Opracowując program wykorzystano jedną z kilku dostępnych metod tworzenia nowych elementów w pakiecie EMTP. Opiera się ona na wykorzystaniu języka wewnętrznego o nazwie własnej MODELS (General purpose simulation language – język programowania ogólnego zastosowania wykorzystywany do symulacji) [92, 93, 95, 97, 118]. Pliki *.MOD zawierają kod źródłowy możliwy do wykorzystania w EMTP i reprezentują one dyskretne modele matematyczne elementów. Opierają się one na szeregu specjalnych funkcji opisanych i zdefiniowanych w języku wewnętrznym EMTP. Tworzenie tych plików wymaga znajomości zasady działania, struktury i sposobu przeprowadzania obliczeń w pakiecie EMTP (rys. 7.38).

Model może reprezentować w najprostszej swojej postaci zwykłe źródło napięcia/prądu, aż po skomplikowane elementy używające algorytmy FFT do określania dynamicznie zmieniających się ich wewnętrznych parametrów. Bez problemu współpracuje on z elementami typu TACS (z ang. Transient Analysis of Control Systems).



Stworzony program posiada przedstawione poniżej właściwości:

- Umożliwia automatyczne tworzenie pliku wsadowego do FFTSES bazującego na wynikach obliczeń w HIFREQ.
- Umożliwia odczyt wyników obliczeń z programu FFTSES oraz ich graficzną reprezentację.
- Posiada opracowany przez autora zaimplementowany algorytm postępowania przetwarzający wyniki obliczeń do poziomu EMTP. Zawiera on m.in. kod źródłowy odpowiednio modyfikowany w zależności od potrzeb użytkownika i opierający się na szeregu opracowanych funkcji, opisanych i zdefiniowanych w języku wewnętrznym MODELS. Przy tworzeniu tych plików konieczna była znajomość zasad działania, struktury i sposobu prowadzenia obliczeń w pakiecie EMTP.
- Docelowo w wyniku działania programu tworzony jest plik typu MOD będący modelem stacji elektroenergetycznej stworzonym dla konkretnego wskazanego wcześniej przez użytkownika punktu. Punktu, w którym użytkownik zamierza analizować zagrożenie systemów sterowania i nadzoru. Plik ten można bez problemów wykorzystać w programie EMTP lub skonsolidować z innymi dostępnymi modelami w tym programie.
- Stworzony przy pomocy powyższego programu model może być wykorzystywany oddzielnie bez konieczności powtórnego wykorzystania pakietu CDEGS. Jest to bardzo pożądana cecha umożliwiająca wykorzystanie opracowanych już modeli przez osoby nieposiadające bardzo drogiego pakietu CDEGS.

Wykorzystanie napisanego programu wymaga postępowania zgodnie z przyjętym algorytmem przedstawionym na rys. 7.35 i 6.12. W załączniku B została zamieszczona skrócona instrukcja obsługi "FftSes To Emtp" objaśniająca krok po kroku wszystkie etapy tworzenia modelu.

7.6 Ocena narażeń poszczególnych elementów systemu sterowania i nadzoru

Zgodnie wymaganiami normy PN-EN 60255-26 [112] w zakresie odporności urządzeń na zakłócenia zewnętrzne, które stosują producenci urządzeń układów sterowania i nadzoru [126], ustalono następujące dopuszczalne wartości napięć probierczych:

Obwody wejściowe:

- napięcie sinusoidalne 50 Hz 2 kV/60 s /0,5 kVA
- napięcie udarowe 5 kV/ 1,2/50 µs /0,5 J

Styki przekaźników:

• napięcie sinusoidalne 50 Hz - 1 kV/60 s /0,5 kVA

Zasilacze (wejście/wyjście):

• napięcie sinusoidalne 50 Hz - 2,5 kV/60 s /0,5 kVA

Wykorzystując opracowane przez autora intermodularne oprogramowanie możliwe jest przeprowadzenie analizy zagrożenia piorunowego poszczególnych elementów składowych konkretnego urządzenia stanowiącego element systemu sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej (rys. 7.39).



Rys. 7.39. Schemat blokowy stworzonego modelu stacji elektroenergetycznej dla potrzeb analizy zagrożenia piorunowego dowolnego obwodu w systemie sterowania i nadzoru

Przykładowo taką analizę przeprowadzono dla typowych obwodów wejściowych (rys. 7.40) oraz modułu zasilającego (rys. 7.41) nowoczesnego systemu CZIP [126]. Stopnie wyjściowe nie poddano analizie ze względu na stosowanie przekaźników mechanicznych, a zagrożenie piorunowe determinowane jest ich wytrzymałością udarową.



Rys. 7.40. Stopień wejściowy CZIP-L [126] : a) wycinek schematu ideowego, b) implementacja w programie EMTP z wykorzystaniem opracowanego modelu

Wykorzystując wyniki obliczeń wzrostu potencjału w wybranych punktach na terenie stacji i po użyciu opracowanego oprogramowania zaimplementowano wycinkowo w EMTP strukturę wewnętrzną urządzenia CZIP-L. Mając na uwadze wytrzymałość poszczególnych elementów na przepięcia (w szczególności kondensatorów i transoptorów stanowiących bezpośrednią izolację między urządzeniami pomiarowymi a układami elektronicznymi) oraz dokonując obliczeń ich poziomów w różnych punktach układu można ocenić poziom zagrożenia piorunowego. Jako miarę oceny zagrożenia przyjęto wartość napięcia panującego na newralgicznych elementach składowych urządzenia.





Rys. 7.42. Napięcia na wejściu układu CZIP-L (dla U \in <-25;25> kV) – 100 kA, 10/350 µs, punkt "A"

7.41. Filtr wejściowy modułu zasilającego CZIP-L [126] : a) wycinek schematu ideowego, b) implementacja w programie EMTP z wykorzystaniem opracowanego modelu

Źródłem zaburzenia jest obliczony poziom napięcia wywołany przepływającym prądem pierwszego wyładowania głównego, panujący w wybranych punktach odpowiadających przestrzennej lokalizacji urządzenia na terenie stacji podczas pierwszego wyładowania głównego (rys. 7.42). Wykorzystywany jest w tym momencie model stworzony przy pomocy programu "FftSes To Emtp". Parametry elementów przyjęto na podstawie schematu ideowego układu CZIP-L. Na rysunkach 7.43 i 7.44 przedstawiono wyniki obliczeń.



Rys. 7.43. Napięcia panujące w module zasilającym układ CZIP-L. Przebieg dla: a) $t \in \langle 0; 100 \rangle \mu s$, b) $t \in \langle 0; 20 \rangle$ ms



Rys. 7.44. Napięcia panujące na elementach składowych stopnia wejściowego układ CZIP-L. Przebieg dla: a) $t \in \langle 0; 5 \rangle \mu s$, b) $t \in \langle 0; 100 \rangle \mu s$, c) $t \in \langle 0; 50 \rangle ms$

Analizując wyniki obliczeń autor zauważył, iż najbardziej zagrożony jest moduł zasilający modelowanego układu CZIP-L, a w szczególności kondensatory C₄ i C₅ (rys. 7.41). W wyniku wzrostu potencjału systemu uziomowego, a co za tym idzie wzrostu potencjału szyny wyrównawczej w budynku nastawni układ zostaje pobudzony do drgań, zaś proces ładowania pojemności obserwowany w wyniku przepływu prądów wyrównawczych może doprowadzić do ich przebicia okładzin kondensatorów C₄ i C₅ – mając na uwadze ich znamionowe napięcie pracy równe 250 V. W przypadku stopni wejściowych zjawisko ładowania jest ograniczone dodatkowymi rezystorami R₁₂ i R₁₃. W ten sposób sztucznie zwiększono stałą czasową układu. Kondensator C₁₀ w stopniu wejściowym zabezpieczenia CZIP-L po czasie 10 ms zostaje naładowany do napięcia 85V przekraczającego jego znamionową wytrzymałość (50V). Tak duże napięcia mogą również spowodować fizyczne uszkodzenie tego elementu. Różnica napięć panująca na wejściu transoptora osiąga wartość 250 V i jest zdecydowanie mniejsza niż napięcie jego przebicia.

7.7 Podsumowanie

Przeprowadzone obliczenia wykazały, że w stacjach elektroenergetycznych 110/15 kV jednym z głównych zagrożeń podczas wyładowania piorunowego jest skok lokalnego potencjału systemu uziomowego względem ziemi odniesienia, który powoduje powstanie dużych różnic napięć pomiędzy urządzeniami rozlokowanymi na terenie stacji a budynkiem nastawni.

W rozdziale wykazano, iż istnieje wpływ rezystywności gruntu na wzrost lokalnego potencjału ziemi, a co za tym idzie na poziom zagrożenia piorunowego. Istnieje realne zagrożenie dla urządzeń mających bezpośrednie lub pośrednie połączenie z systemami uziomowymi o innym potencjale.

W stacjach elektroenergetycznych budynki nastawni znajdują się w znacznej odległości od aparatury wysokonapięciowej. W celu ich połączenia stosowane są w obwodach wtórnych przewody o długościach dochodzących nawet do kilkuset metrów. Wykazane różnice potencjałów między wybranymi urządzeniami na terenie stacji powstające podczas wyładowań piorunowych w połączeniu ze znaczną odległością między nimi oraz z koniecznością ich wzajemnego sprzężenia stwarza realne zagrożenie dla systemów sterowania i nadzoru.

Kluczowym z punktu widzenia zagrożenia systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej powodowanego przez prąd piorunowy jest czas t \in 2;50>µs dla wyładowania głównego i t \in 2;20>µs dla kolejnych. Oscylacyjny charakter przebiegów zmian napięć dla czasów do 2 µs w wybranych punktach systemów wynika z:

- odbić wytworzonego napięcia udarowego od krańców systemu uziomowego stacji oraz modelu źródła prądowego zastosowanego do obliczeń,
- sposobu wytwarzania prądu udarowego przez zastosowane w modelu stacji źródło prądowe (w fazie początkowej do systemu uziomowego doprowadzany jest skok napięcia wymuszającego przepływ prądu udarowego).

Wartości szczytowe i charakter przebiegów napięć w różnych punktach względem ziemi odniesienia uzależniony jest od:

- poziomu napięcia w początkowej fazie (na źródle modelu),
- impedancji wejściowej generatora podczas badań terenowych oraz impedancji źródła prądu w analizie teoretycznej,
- odległości punktu od krawędzi uziomu.

W naturalnych warunkach może wystąpić podobny charakter zachodzących zjawisk jak te otrzymane w rozprawie. Trudno ocenić poziom skoku napięcia jaki wystąpi na powierzchni uziomu w pierwszej fazie wyładowania doziemnego oraz jaka będzie impedancja w punkcie styku kanału z uziomem.

Opracowany algorytm postępowania w połączeniu ze stworzonym oprogramowaniem umożliwia skuteczną ocenę zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych.

8. Podsumowanie

Występujące obecnie na stacjach elektroenergetycznych duże nasycenie urządzeniami elektronicznymi systemów sterowania i nadzoru było podstawową przyczyną podjęcia w pracy próby przeanalizowania zagrożenia piorunowego tych systemów. Celowość prowadzenia takich badań uzasadnia także szczególne położenie stacji elektroenergetycznych (najczęściej w terenie otwartym) oraz fakt doprowadzenia do systemu uziomowego stacji części prądu piorunowego przewodami odgromowymi lub fazowymi linii napowietrznych, co dodatkowo zwiększa zagrożenie.

W rozprawie zaprezentowano algorytm pozwalający na prognozowanie zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru typowych stacji elektroenergetycznych 110/15 kV bez konieczności prowadzenia badań wymagających wykonania wyłączeń analizowanych obiektów. Istotną nowością było połączenie możliwości obliczeniowych oferowanych przez dwa uznane pakiety programów CDEGS i EMTP poprzez ich wzajemne uzupełnianie się. Należy podkreślić, iż zastosowanie opracowanego przez autora intermodularnego programu pozwoliło przeanalizować zagrożenie piorunowe poszczególnych elementów wchodzących w skład konkretnego urządzenia stanowiącego skonsolidowany system sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej.

W wykonanych badaniach terenowych i obliczeniach zwrócono szczególną uwagę na specyfikację konkretnej stacji (dokumentację techniczną, rozległość systemu uziomowego, rezystywność gruntu). Ponadto opracowany algorytm prowadzenia badań terenowych umożliwia przeprowadzenie pomiarów wzrostu lokalnego potencjału uziomu (przy wyko-rzystaniu wysokonapięciowego generatora udarowego) nie powodujących awarii, zakłóceń w działaniu stacji ani przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców.

Innym ważnym elementem rozprawy było przedstawienie metody analizy struktury geologicznej gruntu będącego w bezpośrednim obszarze badanego obiektu poprzez wielopunktowe i wielotrawersowe wyznaczenie rezystywności gruntu. Na jej podstawie wyznaczono adekwatny warstwowy model gruntu wykorzystywany podczas obliczeń.

W rozprawie przedstawiono także algorytm weryfikacji modelu matematycznego stacji elektroenergetycznej w oparciu o badania eksperymentalne. Weryfikacji wstępnej dokonano poprzez porównanie wyników obliczeń i zmierzonych napięć względem ziemi odniesienia. Weryfikacji zasadniczej modelu stacji dokonano poprzez wielokrotne porównywanie wyników obliczeń po dokonywaniu również wielokrotnych korekcji modelu warstwowego gruntu.

W pracy zaprezentowano tylko wybrane wyniki z obszernych badań prowadzonych na stacjach elektroenergetycznych 110/15 kV o różnych konstrukcjach i lokalizacjach. Przedstawiono przebiegi napięć na wejściach/wyjściach wybranych urządzeń systemu sterowania i nadzoru dla bezpośredniego wyładowania piorunowego w zwody pionowe znajdujące się na terenie stacji. W przeprowadzonej analizie uwzględniono pierwsze i następne wyładowanie główne w kanale. Na tej podstawie dokonano oceny narażeń piorunowych poszczególnych elementów systemu automatyki i telemechaniki w analizowanych stacjach z uwzględnieniem wymagań kompatybilności elektromagnetycznej.

Szczegółowe wyniki badań terenowych i obliczeń numerycznych oraz opracowane wnioski przedstawiono w poszczególnych rozdziałach pracy. Poniżej zestawiono podstawowe praktyczne spostrzeżenia, które można wykorzystać do oceny zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych.

- 1. Obliczony na podstawie stworzonego modelu rozkład potencjału skalarnego na głębokości uziomu kratowego stacji elektroenergetycznej umożliwia szybką ocenę zagrożenia systemów sterowania i nadzoru. Na podstawie otrzymanych wyników można podjąć próbę optymalnego układania trasy przewodów systemów sterowania i nadzoru na terenie stacji ze względu na występujące zagrożenie piorunowe.
- 2. W zakresie rozpatrywanym w pracy rozległość systemu elektroenergetycznego połączonego z analizowaną stacją wpływa w ograniczonym stopniu na poziom zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji. Wpływ dodatkowych elementów przewodzących stanowiących uziom (np.: rury instalacji wodociągowych, żyły powrotne kabli SN) stacji jest również ograniczony w przypadku wyładowań piorunowych.
- 3. Systemy sterowania i nadzoru są narażone na różnice potencjałów występujące na obszarze stacji w szczególności układy rozdzielni 110 kV, gdzie długości stosowanych połączeń kablowych pomiędzy urządzeniami są największe. Nawet przy istnieniu połączeń wyrównawczych znaczne odległości między jednostkami centralnymi systemu a układami wykonawczymi i urządzeniami pomiarowymi zwiększają zagrożenie piorunowe.
- 4. Mając na uwadze szeregową transmisję danych, konieczność stosowania wielożyłowych przewodów łączących poszczególne urządzenia systemu sterowania i nadzoru oraz pojawiające się w wyniku tego różnice napięć mogą wymusić podjęcie błędnych decyzji przez autonomiczny układ systemu, co w konsekwencji może doprowadzić do zbędnych wyłączeń a nawet i w skrajnych przypadkach do awarii i przerwy w dopływie energii do odbiorców.
- 5. Określenie poziomu zagrożenia urządzeń w systemach sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia podczas doziemnych wyładowań piorunowych umożliwi dobranie odpowiednich rozwiązań ograniczających przepięcia atmosferyczne, co pozwoli skutecznie ograniczyć zbędne sekwencje działania stosowanych zabezpieczeń oraz zmniejszyć skalę ewentualnych zniszczeń.
- Podstawowe znaczenie, ze względu na zagrożenie systemów sterowania i nadzoru wywołane przez rozpływający się prąd piorunowy, mają wartości napięć w przedziale czasowym t∈<2;50>µs dla wyładowania głównego oraz t∈<2;20>µs dla kolejnych.
- 7. Obliczenia wykazały występowanie oscylacji tłumionych w początkowej fazie (t∈ <0;2>µs) przebiegów napięć w różnych punktach stacji względem ziemi odniesienia. Oscylacje wynikają z właściwości źródła prądowego zastosowanego do obliczeń, które w początkowej fazie doprowadza do systemu uziomowego stacji skok potencjału i związane z tym faktem odbicia pomiędzy elementami uziomu a źródłem prądowym.

- 8. Istnieje realne zagrożenie dla urządzeń mających bezpośrednie lub pośrednie połączenie z systemami uziomowymi o innym potencjale (np.: linie telekomunikacyjne doprowadzone do stacji).
- 9. Wyznaczono wpływ rezystywności gruntu na wzrost lokalnego potencjału uziomu podczas wyładowania piorunowego. Wraz ze wzrostem rezystywności wzrasta również potencjał względem ziemi odniesienia, który się przekłada na względne różnice napięć na terenie stacji.
- 10. Jednymi z najbardziej zagrożonych elementów w stopniach wejściowych/wyjściowych urządzeń stanowiących zintegrowany system sterowania i nadzoru są kondensatory. Ich wytrzymałość udarowa determinuje odporność urządzenia na przepięcia.
- 11. Możliwość określenia na terenie stacji rozkładu napięć względem ziemi odniesienia może być wykorzystana do opracowania zasad rozmieszczania zwodów pionowych zapewniających ochronę odgromową stacji względem kanałów z przewodami systemów sterowania i nadzoru.

Dobra zgodność wyników pomiarów i obliczeń potwierdza zdaniem autora rozprawy przydatność opracowanego algorytmu postępowania dla określenia zagrożenia piorunowego systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych 110/15 kV.

Za własne osiągnięcia autor rozprawy uważa:

- 1. Opracowanie zasad wykonania badań terenowych zagrożenia udarowego systemów sterowania i nadzoru oraz ich przeprowadzenie bez konieczności wyłączeń stacji elektroenergetycznych.
- 2. Opracowanie algorytmu przeprowadzania pomiarów w połączeniu z obliczeniami pozwalającego na wyznaczenie rozpływu prądów i rozkładu napięć na terenie całej analizowanej stacji elektroenergetycznej niemożliwych do uzyskania w warunkach terenowych ze względów technicznych oraz wynikających z konieczności zapewnienia ciągłości dostaw energii do odbiorców, jak i procedury BHP.
- 3. Połączenie możliwości obliczeniowych metody obwodowej (program EMTP) i metody MOM (pakiet CDEGS) pozwalające wyeliminować ograniczenia każdej z tych metod. Opracowane intermodularne oprogramowanie stworzyło nowe niespotykane dotychczas możliwości obliczeniowe w zakresie analizy piorunowych narażeń elektromagnetycznych systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych 110/15 kV.
- 4. Stworzenie, przy pomocy autorskiego oprogramowania, modelu matematycznego zjawisk zachodzących podczas wyładowania piorunowego na terenie stacji elektro-energetycznej. Opracowany model (czy też wyniki obliczeń otrzymane przy zasto-sowaniu tego modelu) mogą być wykorzystane przez użytkowników programu EMTP bez konieczności ponownego wykorzystania pakietu CDEGS. Jest to bardzo ważne, gdyż umożliwia wykorzystanie wyników otrzymanych z opracowanych już modeli przez osoby nie posiadające bardzo drogiego pakietu CDEGS.
- 5. Ograniczenie czasu niezbędnego do przeprowadzenia obliczeń w pakiecie CDEGS poprzez podział zadań między kolejne komputery.

Przeprowadzona w rozprawie analiza zjawisk występujących podczas bezpośredniego wyładowania piorunowego w stację elektroenergetyczną ma bardzo złożony charakter. Jest to związane z budową samej stacji oraz typem wymuszenia. Osiągnięte wyniki, zdaniem autora rozprawy stanowią dobrą podstawę do szczegółowej analizy konkretnych przypadków awarii, przestojów w wyniku pośredniego wpływu wyładowań atmosferycznych. Podjęte badania należy kontynuować w kierunku poszukiwania bardziej dokładnych, mniej pracochłonnych i czasochłonnych metod określania zagrożenia piorunowego najnowszych dostępnych rozwiązań systemów sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Ich wyniki mogłyby znaleźć zastosowanie podczas projektowania nowych obiektów, znacznie bardziej nowoczesnych niż obecnie użytkowane.

Opracowany model stacji może być również wykorzystywany do poszukiwania metod umożliwiających projektowanie tras linii kablowych na ich terenie względem zwodów lub innych elementów ochrony odgromowej, w celu uzyskania mniej groźnych poziomów napięć występujących podczas bezpośrednich wyładowań piorunowych.

Zdaniem autora postawiona w pracy teza została udowodniona. Przedstawione wyniki badań i analiz teoretycznych potwierdzają osiągnięcie założonych w pracy celów.

Literatura

- Abe T., Goto H., Mizutori T., Matsuki N.: "An expert system for generating switching sequences at substations"; Proceedings of the International Workshop on Artificial Intelligence for Industrial Applications IEEE AI '88.; 25-27 May 1988; pp. 326-331.
- [2] Agoris D., Psalidas M., Pyrgioti E., Karagianopoulos C.: ,, ATP-EMTP models for the estimation of LEMP hazard for electronic systems in high voltage sub station using ATPDRAW"; 26th International Conference on Lightning Protection ICLP 2002; 2-6 september 2002, Kraków; pp. 185-190.
- [3] Allen D.E., Apostolov A., Kreiss D.G.: "Automated analysis of power system events"; IEEE Power and Energy Magazine; vol. 3, no. 5, Sept.-Oct. 2005; pp. 48-55.
- [4] Ametani A., Kawamura T.: "A method of a lightning surge analysis recommended in Japan using EMTP"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 20, no. 2, April 2005; pp. 867-875.
- [5] Bajorek J., Masłowski G.: Mathematical models of electromagnetic field of lightning., XXII Seminarium z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, Gliwice-Ustroń 1999, pp. 97-100.
- [6] Brown R.E., Taylor T.M.: "Modeling the impact of substations on distribution reliability"; IEEE Transactions on Power Systems; vol. 14, no. 1, Feb. 1999; pp. 349-354.
- [7] Burnett R.O., Murphy R.J.: "Applications of new technology in power substations"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 5, no. 2, April 1990; pp. 1182-1187.
- [8] Campoccia A., Di Silvestre M.L., Zizzo G.: "An analysis methodology to evaluate the contribution to electrical security given by bare buried conductors in a system of intertied earthing grids"; IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings; vol. 3, 23-26 June 2003; pp. 8.
- [9] Charlton T., Griffiths H.: "High-voltage earthing system design and performance"; Power Engineering Journal; vol. 8, no. 4, Aug. 1994; pp. 173-181.
- [10] Chatrefou D., Montillet G.F.: "A series of implementation of optical sensors in high voltage substations"; IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition; vol. 2, 7-12 Sept. 2003; pp. 792-797.
- [11] Chaturvedi M.: "Substation IED communications"; IEEE Power Engineering Society Winter Meeting; vol. 1, 27-31 Jan. 2002; pp. 596.
- [12] Chowdhuri P., Anderson J.G., Chisholm W.A., Field T.E., Ishii M., Martinez J.A., Marz M.B., McDaniel J., McDermott T.R., Mousa A.M., Narita T., Nichols D.K., Short T.A.: "Parameters of lightning strokes: a review"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 20, no. 1, Jan 2005; pp. 346-358.
- [13] Dawalibi F.: "Earth resistivity measurement interpretation techniques"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 2, February 1984.

- [14] Dawalibi F.P., Wei Xiong, Jinxi Ma: "Transient performance of substation structures and associated grounding systems"; IEEE Transactions on Industry Applications; vol. 31, no. 3, May-June 1995; pp. 520-527.
- [15] Dawalibi F.P., Xiong W.: "Transient performance of substation grounding systems"; Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference 1-5 May 1994; pp. 153-161.
- [16] De Souza A.N., Da Silva,I.N., Bordon, M.E.: "Artificial neural networks applied in study of atmospheric parameters to high voltage substations concerning lightning"; International Joint Conference on Neural Networks IJCNN'2000; vol. 6, 24-27 July 2000; pp. 185-190.
- [17] Dupraz J.P., Schiemann A., Montillet G.F.: "Design objectives of new digital control and monitoring of high voltage circuit breakers"; IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition; vol. 2, 28 Oct.-2 Nov. 2001; pp. 1088-1093.
- [18] Elmendorf F., King L., Ingram M.: "Correlating voltage sags with line faults and lightning"; IEEE Computer Applications in Power; vol. 14, no. 2, April 2001; pp. 22-24.
- [19] Flisowski Z.: "Technika wysokich napięć"; WNT Warszawa 1999.
- [20] Gallagher T.J., Dudurych, I.M.: "Model of corona for an EMTP study of surge propagation along HV transmission lines"; IEE Proceedings-Generation Transmission and Distribution; vol. 151, no. 1, 14 Jan. 2004; pp. 61-66.
- [21] Gavazza R.J., Wiggins C.M.: "Reduction of interference on substation low voltage wiring"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 11, no. 3, July 1996; pp. 1317-1329.
- [22] Gillies D.A., Stewart R.P., Randolph J.D., Abdallah H.; Brown R.S., Clelland, R., Dastous J.B., Irvine J., Laird D., Mundon J., Perkins S., Rogers D., Thompson B., Wardin J.: "Current north american assessment and refurbishment practices of substation grounding systems"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 20, no.3, July 2005; pp. 1886-1889.
- [23] Grcev L., Filiposki V.: "Zone of influence of ground potential rise on wire-line communication installations in urban areas"; IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility; 18-22 Aug. 1997; pp. 580-585.
- [24] Grcev L.D., Heimbach M.: "Frequency dependent and transient characteristics of substation grounding systems"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 12, no. 1, Jan. 1997; pp. 172-178.
- [25] Harrington R.J., Mueen M.: "A simple approach to improve lightning performance of an uprated substation"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 11, no. 3, July 1996; pp. 1633-1639.
- [26] Hasse P.: "Overvoltage protection of low voltage systems-2nd Edition"; IEE Power Engineering Series; no.33; The Institution Of Electrical Engineers London, United Kingdom 2004; pp. 25-27.
- [27] Heidler F., Cvetic J.M., Stanic B.V.: "Calculation of lightning current parameters"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 14, no. 2, April 1999; pp. 399-404.
- [28] Heimbach M., Grcev L.D.: "Grounding system analysis in transients programs applying electromagnetic field approach"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 12, no. 1, Jan. 1997; pp. 186–193.
- [29] Holmquist, J.R., Jones R.W.: "Reducing the effects of lightning in cogeneration plants"; IEEE Industry Applications Magazine; vol. 7, no. 5, Sept.-Oct. 2001; pp. 20-28.
- [30] Hrabliuk J.: "Interfacing optical current sensors in a substation"; IEEE Power Engineering Society Summer Meeting; vol. 1, 15-19 July 2001; pp. 147-155.
- [31] Jambak M.I., Ahmad H., Baker A.: "Automatic maintenance of substation ground resistance"; IEEE Power Engineering Society Summer Meeting; vol. 1, 16-20 July 2000; pp. 151-154.

- [32] Jinxi M., Dawalibi F.P.: "Grounding analysis of a large electric power station"; International Conference on Power System Technology PowerCon 2006; Oct. 2006; pp. 1-6.
- [33] Kappenman J.G., Gordon M.E., Guttormson T.W.: "High-precision location of lightning-caused distribution faults"; IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition; vol. 2, 28 Oct.-2 Nov. 2001; pp. 1036-1040.
- [34] Kappenman J.G., Van House D.L.: "Location-centered mitigation of lightning-caused disturbances"; IEEE Computer Applications in Power; vol. 9, no. 3, July 1996; pp. 36-40.
- [35] Kasprzak A., Orlikowski M., Brodecki D.: "Badanie przenoszenia zakłóceń impulsowych w przekładnikach"; Zeszyty Politechniki Łódzkiej, Elektryka z.96.
- [36] Kezunovic M., Russell B.D.: "Microprocessor applications to substation control and protection"; IEEE Computer Applications in Power; vol. 1, no. 4, Oct. 1988; pp. 16-20.
- [37] Kreiss D.G.: "Intelligent correlation and analysis of substation nonoperational data"; IEEE Power Engineering Society General Meeting; 6-10 June 2004; pp. 724-726.
- [38] Lane V.E., Joly J.M.: "Digital protection and monitoring system for medium voltage substations and electric installations"; 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution; vol. 4, 2-5 June 1997; pp. 16/1-16/2.
- [39] Lees M.I.: "Lightning strike location for overhead lines"; IEE Colloquium on Operational Monitoring of Distribution and Transmission Systems; 28 Jan. 1997; pp. 7/1-7/3.
- [40] Lei Q., Xiang C.: "Numerical prediction of EMI on the secondary DC cable in cable tunnel due to a direct lightning strike in substation"; IEEE Transactions on Magnetics; vol. 42, no. 4, April 2006; pp. 863-866.
- [41] Leoni A.R., Bowen J.: "Improving safety and reliability via cost effective upgrades of existing systems"; 52nd Annual Petroleum and Chemical Industry Conference; 12-14 Sept. 2005; pp. 333-341.
- [42] Lodwig, S.G., Schuetz, C.C.: "Coupling to control cables in HV substations"; IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility; vol. 1, 13-17 Aug. 2001; pp. 249-253.
- [43] Lowe S.K.: "Service experience of large substation transformers in Australia"; Power Engineering Journal; vol. 3, no. 3, May 1989; pp. 117-128.
- [44] Markiewicz H.: "Urządzenia elektroenergetyczne"; Warszawa, WNT 2001.
- [45] McGraw H.: "Science and Technology Encyclopedia"; The McGraw-Hill Companies, Inc.; USA 2006.
- [46] Nahman J.M.: "Proximity effects on the ground fault current distribution within the earthing system formed by a substation and the associated transmission lines"; IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution; vol. 135, no. 6, Nov. 1988; pp. 497-502.
- [47] Narita T., Yamada T., Mochizuki A., Zaima E., Ishii M.: "Observation of current waveshapes of lightning strokes on transmission towers"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 15, no. 1, Jan. 2000; pp. 429-435.
- [48] Nekhoul B., Guerin C., Labie P., Meunier G., Feuillet R., Brunotte X.: "A finite element method for calculating the electromagnetic fields generated by substation grounding systems"; IEEE Transactions on Magnetics; vol. 31, no. 3, May 1995; pp. 2150-2153.
- [49] Nowell R.S., Priest K.W.: "Lightning protection of 500 kV air insulated substationsrevisited"; IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition; April 1-6, 1979; pp. 569-576.
- [50] Nowicz R.: "Przekładniki napięciowe. Klasyczne, specjalne i niekonwencjonalne"; Monografie Politechniki Łódzkiej; 2003.

- [51] Nucci C.A., Rachidi F., Ianoz M., Mazzetti C.: "Comparison of two coupling models for lightning-induced overvoltage calculations"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 10, no. 1, Jan. 1995; pp. 330-339.
- [52] Okabe S., Kan M., Kouno T.: "Analysis of surges measured at 550 kV substations"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 6, no. 4, Oct. 1991; pp.1462-1468.
- [53] Panek J., Albrecht P.F., Elahi H.: "Design criteria for lightning protection of HV substations"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 7, no. 2, April 1992; pp. 489-498.
- [54] Pereira E.T., Thomas D.W.P., Howe A.F., Christopoulos C.: "Computation of electromagnetic switching transients in a substation"; International Conference on Computation in Electromagnetics; 25-27 Nov 1991; pp. 331-334.
- [55] Qing Y., Wenxia S., Jie F., Xingliang J., Caixin S.: "The simulation and analysis of lighting invasion wave performance for 35 kV substation"; International Symposium on Electrical Insulating ISEIM'2005; 5-9 June 2005; vol. 3; pp. 537-540.
- [56] Rourk C.: "A review of lightning-related operating events at nuclear power plants"; IEEE Transactions on Energy Conversion; vol. 9, no. 3, Sept. 1994; pp. 636-641.
- [57] Ruifeng H., Changzheng G., Lin L., Xiang C.: "General analysis of coupling between the urban substation and its environment"; International Symposium on Electromagnetic Compatibility EMC 2004; vol. 2, 9-13 Aug. 2004; pp. 713-716.
- [58] Savic M., Stojkovic Z.: "High voltage substation equivalent circuits in the lightning performance estimation"; IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution; vol. 141, no. 2, March 1994; pp. 99-105.
- [59] Savic M.S., Stojkovic Z.: "An expert system for high-voltage substations lightning performance estimation"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 7, no. 3, July 1992; pp. 1223-1231.
- [60] Savic M.S.: "Engineering method for high-voltage substations lightning performance estimation"; IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution; vol. 136, no. 4, July 1989; pp. 222-229.
- [61] Shingo T., Yoshikazu S.: "Analysis of Lightning-induced Surge at Protection Control Device in Substation"; 28th International Conference on Lightning Protection ICLP 2006; 18-22 september 2006, Kanazawa; pp. 491-496.
- [62] Simms, J.R.: "Sources of electromagnetic emission"; IEE Colloquium on Electromagnetic Compatibility in the Electricity Supply Industry; 9 Nov 1990; pp. 2/1-2/3.
- [63] Skliński R.: "Zagrożenie porażeniowe powodowane pracą stacji elektroenergetycznych w aglomeracjach miejskich"; Wydawnictwo Politechniki Białostockiej; Białystok 2002.
- [64] Stojkovic Z.: "An improved method for HV substation lightning performance estimation"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 14, no. 3, July 1999; pp. 917-922.
- [65] Stopa M.: "Burze w Polsce"; Prace geograficzne PAN, 34, s. 109; 1962.
- [66] Tanabe K., Asakawa A.: "Computer analysis of transient performance of grounding grid element based on the finite-difference time-domain method"; IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility EMC '03; 11-16 May 2003; vol .1; pp. 209-212.
- [67] Uglesic I., Milardic V., Filipovic-Grcic B.: "Decrease of influence of transient grounding potential rise on the secondary circuits in the high-voltage switchgear installation"; 26th International Conference on Lightning Protection ICLP 2002; 2-6 september 2002, Kraków; pp. 400-405.
- [68] Wang Y., Mir F., Siew W.: "Digital wireless data acquisition system for measurement in high voltage substations"; IEEE Power Engineering Society General Meeting; 18-22 June 2006; pp. 6.
- [69] Wareing B.: "Total environmental protection of woodpole overhead lines"; IEE Seminar on Improved Reliability of Woodpole Overhead Lines; 8 March 2000; pp. 6/1-6/12.

- [70] Warening J.B.: "The effects of lightning on overhead lines"; IEE Seminar on Lightning Protection for Overhead Line Systems; 11 Dec 2000; pp. 0/4-1/15.
- [71] Wasiluk W.: "Poradnik inżyniera elektryka tom 3"; Warszawa, WNT 2005.
- [72] Weimin S., Jinliang H., Yanqing G., Rong Z., Weihan W., Qi S.: "Optimal design analysis of grounding grids for substations built in nonuniform soil"; International Conference on Power System Technology PowerCon'2000; vol. 3, 4-7 Dec. 2000; pp. 1455-1460.
- [73] Wiater J., Markowska R.: "Komputerowe metody analizy impulsowych narażeń elektromagnetycznych"; Przegląd Elektrotechniczny; no. 9 2007; pp. 68-70.
- [74] Wiater J., Sowa A.W., Bartuchowski T.: "Zakłócenia w lokalnej sieci komputerowej dużego zakładu przemysłowego"; IV Krajowe Sympozjum : Kompatybilność elektromagnetyczna w elektrotechnice i elektronice : EMC'05, Łódź, 6-7.10.2005 r. ; pp. 197-202.
- [75] Wiater J., Sowa A.W.: "Charakterystyka impulsowych zaburzeń elektromagnetycznych w stacjach elektroenergetycznych wysokiego napięcia"; Przegląd Elektrotechniczny; no. 9 2007; pp. 85-87.
- [76] Wiater J., Sowa A.W.: "Decreasing lightning shock hazard at the HV substation by the modification of the grounding system"; Electromagnetic compatibility EMC'2004, Santa Clara; August 9-13, 2004; pp. 458-461.
- [77] Wiater J., Sowa A.W.: "Ground potential rise around large fuel tank during lighting strike"; "2nd LPE & GROUND'2006", International Conference on Lightning Physics and Effects & International Conference on Grounding and Earthing, November, 26th – 29th, 2006, Maceió – Brazil; CD-ROM.
- [78] Wiater J., Sowa A.W.: "Komputerowa symulacja rozkładu napięć rażeniowych w typowej stacji elektroenergetycznej 110/15 kV"; Bezpieczeństwo elektryczne : XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna : IV Szkoła Ochrony Przeciwporażeniowej, Wrocław, 10-12.09.2003 r. ; pp. 221-226.
- [79] Wiater J., Sowa A.W.: "Life Hazard During a Direct Lightning Strike to LPS of Public Buildings"; Lightning protection : SIPDA'2005 : VIII International Symposium, Sao Paulo, November 21-25, 2005, Brazil; CD-ROM.
- [80] Wiater J., Sowa A.W.: "Lightning transients in control circuit wiring in HV substations Lightning protection : 27th international Conference, Avignon, France, September 13-16, 2004; pp. 725-728.
- [81] Wiater J., Sowa A.W.: "Multi layer ground structure influence on the lightning overvoltage level in high voltage power substation"; "2nd LPE & GROUND'2006", International Conference on Lightning Physics and Effects & International Conference on Grounding and Earthing, November, 26th – 29th, 2006, Maceió – Brazil; CD-ROM.
- [82] Wiater J., Sowa A.W.: "Ochrona urządzeń stacyjnych przed przepięciami"; Elektrosystemy. Ochrona Przeciwprzepięciowa i Odgromowa, 2004, nr 4 ; pp. 4-9.
- [83] Wiater J., Sowa A.W.: "Oddziaływanie układów SN stacji elektroenergetycznej na systemy teleinformatyczne w dużym obiekcie przemysłowym"; VIII Ogólnopolskie Sympozjum pt. "Inżynieria Wysokich Napięć" - IW 2006, 8-10 maja 2006 r., Będlewo koło Poznania ; pp. 232-233.
- [84] Wiater J., Sowa A.W.: "Ograniczanie przepięć w obwodach liczników energii elektrycznej"; IV Krajowe Sympozjum : Kompatybilność elektromagnetyczna w elektrotechnice i elektronice : EMC'05, Łódź, 6-7.10.2005 r. ; pp. 103-110.
- [85] Wiater J., Sowa A.W.: "Przepięcia w obwodach sygnalizacji i sterowania stacji elektroenergetycznych wysokich napięć"; VII Ogólnopolskie Sympozjum pt. "Inżynieria Wysokich Napięć" - IW 2004, 26-28 maja 2004 r., Będlewo koło Poznania ; pp. 208-210.

- [86] Wiater J., Sowa A.W.: "Transient voltages induced in signal lines by direct lighting strikes on the high voltage substations"; Euro Electromagnetics : EUROEM 2004, Magdeburg, Germany, July 12-16, 2004; pp. HPEM 10-13.
- [87] Wiater J., Sowa A.W.: "Zakłócenia impulsowe w torach sygnałowych ułożonych na terenie stacji elektroenergetycznej 110/15 kV"; Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze : SIECI'2004 : V Konferencja Naukowo-Techniczna, Wrocław, 15-17.09.2004 r.; pp. 273-278.
- [88] Wiater J.: "Assessment of the electric shock hazard during lightning at the small electric power system"; Lightning protection : 27th international Conference, Avignon, France, September 13-16, 2004; pp. 894-898.
- [89] Wiater J.: "Distribution of step and touch voltages at the typical HV/MV substation during lightning"; Electromagnetic disturbances : EMD'2003 : 13th International Conference, Białystok, September 24-26, 2003 ; pp. 7.5-1 - 7.5-5.
- [90] Wiater J.: "Ground resistivity influence on the lightning overvoltage level in high voltage power substation"; Electromagnetic disturbances : EMD'2006 : 16th International Conference, Kaunas, September 27-29, 2006, Lithuania ; pp. 128-131.
- [91] Wiater J.: "Grounding systems frequency response"; Euro Electromagnetics : EUROEM 2004, Magdeburg, Germany, July 12-16, 2004 ; pp. HPEM 4-4.
- [92] Wiater J.: "Kurs praktycznego wykorzystania programu ATP EMTP. Część 6. Własny element w ATP"; ElektroInfo, 2007, nr 11 ; pp. 84-88.
- [93] Wiater J.: "Kurs praktycznego wykorzystania programu ATP EMTP. Część 7. Przepięcia w systemie elektroenergetycznym"; ElektroInfo, 2007, nr 12 ; pp. 87-91.
- [94] Wiater J.: "Ograniczanie obszaru występowania napięć rażeniowych na terenie stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia"; VII Ogólnopolskie Sympozjum pt. "Inżynieria Wysokich Napięć" - IW 2004, 26-28 maja 2004 r., Będlewo koło Poznania ; pp. 236-238.
- [95] Wiater J.: "Procedura weryfikacji modelu stacji elektroenergetycznej WN bez wyłączania obiektu z ruchu"; Przegląd Elektrotechniczny, Z.temat. nr 9 (2007) ; pp. 30-33.
- [96] Wiater J.: "Wpływ rezystywności gruntu stacji elektroenergetycznej WN na zagrożenie piorunowe obwodów telemechaniki"; "Przegląd Elektrotechniczny – Konferencje 1'2006", VIII Ogólnopolskie Sympozjum pt. "Inżynieria Wysokich Napięć" - IW 2006, 8-10 maja 2006 r., Będlewo koło Poznania; pp. 268-271.
- [97] Wiater J.: "Wyznaczanie zagrożenia piorunowego stopni wejściowych zabezpieczeń stacji elektroenergetycznej WN"; Przegląd Elektrotechniczny, Z.temat. nr 9 (2007) ; pp. 91-93.
- [98] Winkler W., Wiszniewski A.: "Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych"; WNT Warszawa 2004.
- [99] Wiszniewski A.: "Przekładniki w elektroenergetyce"; WNT Warszawa 1982.
- [100] Wu A., Meliopoulos A.: "Analysis of ground potential gradients around power substations"; Pulp and Paper Industry Technical Conference; 18-22 June 1990; pp. 56-66.
- [101] Wu M.; Cui X., Zhang Z.: "Analysis of the potential distribution in a relay cell generated by a direct lightning strike in a 500 kV substation"; 3rd International Symposium on Electromagnetic Compatibility, 21-24 May 2002; pp. 198-201.
- [102] Xi J., Wei L., Shouju C.: "New type lightning protection schemes of substation incoming lines and their simulations"; International Conference on Power System Technology PowerCon'2004; 21-24 Nov. 2004; vol. 1, pp. 481-485.
- [103] Xiong W., Dawalibi F.P.: "Transient performance of substation grounding systems subjected to lightning and similar surge currents"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 9, no. 3, July 1994; pp. 1412-1420.

- [104] Xiyuan P., Rong Z. Jinliang H., Yanqing G., Weimin S., Qi S.: "Multi-layer soil structure analysis for substation and power generating station sites."; Power System Technology Proceedings; PowerCon 2000 Australia; pp. 1481-1486.
- [105] Xiyuang P., Rong Z., Jinliang H., Yanqing G., Weimin S., Qi S.: "Multi-layer soil structure analysis for substation and power generating station sites"; International Conference on Power System Technology PowerCon'2000; vol. 3, 4-7 Dec. 2000; pp. 1481-1486.
- [106] Yamada T., Narita T., Shioda T., Okabe S., Zaima E.: "Observation and analysis of lightning surges at substations connected with UHV designed transmission lines"; IEEE Transactions on Power Delivery; vol. 15, no. 2, April 2000; pp. 675-683.
- [107] Youping T., We-Won H., Han-Goo C., Jinliang H., Rong Z., Qi S.: "Grounding of optical fiber control cable in substation under lightning stroke"; International Conference on Power System Technology PowerCon'2000; vol. 3, 4-7 Dec. 2000; pp. 1511-1516.
- [108] Zieliński T.: "Cyfrowe przetwarzanie sygnałów. Od teorii do zastosowań"; WKŁ Warszawa 2005.
- [109] IEEE Std 998-1996; IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations.
- [110] PN-86/E-05003/01; Ochrona odgromowa obiektów budowlanych. Wymagania ogólne.
- [111] PN-E-05115:2002; Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
- [112] PN-EN 60255-26:2005; Przekaźniki energoelektryczne. Część 26: Wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej przekaźników pomiarowych i urządzeń zabezpieczeniowych.
- [113] PN-EN 62305-2; Ochrona odgromowa Część 2: Zarządzanie ryzykiem.
- [114] PN-IEC 61024-1-1: 2001; Ochrona odgromowa obiektów budowlanych. Zasady ogólne. Wybór poziomów ochrony dla urządzeń piorunochronnych; + Aneks.
- [115] PN-IEC 61312-1; Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym Zasady ogólne.
- [116] PN-IEC 61312-2: 1999; Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym (LEMP) - Część 2: Ekranowanie obiektów, połączenia wewnątrz obiektów i uziemienia.
- [117] "RESAP User's Manual"; Safe Engineering Services & Technologies Ltd.; Montreal, Canada.
- [118] "User Guide to Models in ATP"; http://www.eeug.org
- [119] ATP Alternative Transients Program; http://www.eeug.org
- [120] Computation of electromagnetic fields created by rectilinear current sources in a stratified medium.; Safe Engineering Services. HIFREQ theory; Materiały niepublikowane.
- [121] Dane statystyczne udostępnione przez Zakład Energetyczny Białystok.
- [122] Dokumentacja techniczna stacji elektroenergetycznej 110/15 kV KSU-3 Ełk Szeligi; Zakład Energetyczny Białystok.
- [123] Dokumentacja techniczna stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Mońki; Zakład Energetyczny Białystok.
- [124] Dokumentacja techniczna stacji elektroenergetycznej 110/15 kV RPZ-8; Zakład Energetyczny Białystok.
- [125] Dokumentacja techniczna stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Warszawa Wola; STOEN S.A.
- [126] Dokumentacja techniczna zabezpieczeń typu CZIP http://www.relpol.com.pl/ /data/products/pl_PL/102/CZIP_KARTA_INF_17_08_2007.pdf
- [127] IEC Risk Assessment Calculator: Version 1.0.3
- [128] Protokół z pomiaru napięć rażeniowych dotykowych z dnia 2 lutego 2004r.: stacja 110/15 kV Mońki; Zakład Energetyczny Białystok.

- [129] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 1999 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych; Dz.U. 1999 Nr 80 poz. 912.
- [130] Rozporządzenie Ministra Przemysłu z dnia 8 października 1990 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać urządzenia elektroenergetyczne w zakresie ochrony przeciwporażeniowej; Dziennik Ustaw nr 81 z dnia 26.11.1990 r.
- [131] http://www.ien.com.pl/laiz/lzzrrtc.htm
- [132] http://www.eeug.org
- [133] http://www.konekt.com.pl/5.htm
- [134] http://www.sestech.com
- [135] http://www.elportal.pl/pdf/k04/71_023.pdf
- [136] http://www.zumi.pl
- [137] http://www.zeb.com.pl
- [138] Masanobu Y., Toshiaki U.: "Measurement of surge voltage on low-voltage control circuits in substations"; 29th International Conference on Lightning Protection ICLP 2008; 23-26 June 2008; Uppsala, Sweden; pp. 6b-4.
- [139] Oliveira R., Sobrinho C., Salame Y.: "Modeling lightning effects on a power substation by using the FDTD method"; 3rd LPE International Conference on Grounding and Earthing GROUND'2008; November 2008; Brazil, pp. S3-P18.
- [140] Sun Z., Wang J., Qie X., Xiang N., Fang C., Chen J.: "Observation of Lightning Current and Ground Potential Rise in Artificially Trigged Lightning Experiment"; 2008 International Conference on High Voltage Engineering and Application; Chongqing, China, November 9-13, 2008; pp.F-29.
- [141] Funabashi T., Ueda T., Motoyama H.: "Investigation of surges on low voltage and control circuit in Japan. Preliminary results"; 2rd LPE International Conference on Grounding and Earthing GROUND'2006; November 2006; Brazil, pp. 433-436.
- [142] Jakubowski J.L.: "Fale wędrowne w układach elektroenergetycznych"; PWN Warszawa 1962; pp. 111.

Załącznik A: Wyniki pomiarów

A.1 Wyniki pomiarów przeprowadzonych na terenie stacji 110/15 kV Mońki

Wyniki pomiarów wzrostu potencjału uziomu względem ziemi odniesienia w wybranych charakterystycznych punktach na terenie stacji 110/15 kV Mońki w serii pomiarowej nr 1 przedstawiono na rys. A.1. Schemat blokowy stanowiska pomiarowego zamieszczono w rozdziale piątym niniejszej rozprawy na rys. 5.13.



Rys. A.1. Napięcie względem ziemi odniesienia na zacisku uziemiającym lampę: a) L13, b) L6, c) L9, d) L5

Wyniki pomiarów wzrostu potencjału uziomu względem ziemi odniesienia w wybranych charakterystycznych punktach na terenie stacji 110/15 kV Mońki w serii pomiarowej nr 2 przedstawiono na rys. A.2-A.11. Schemat blokowy stanowiska pomiarowego zamieszczono w rozdziale piątym niniejszej rozprawy na rys. 5.22.



Rys. A.2. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 15 kV transformatora T2 względem ziemi odniesienia



Rys. A.3. Napięcie na zacisku uziemiającym lampy L10 względem ziemi odniesie-



Rys. A.4. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 110 kV łącznika szyn w kierunku na Knyszyn względem ziemi odniesienia



Rys. A.5. Napięcie na zacisku uziemiającym napęd odłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Knyszyn względem ziemi odniesienia



Rys. A.6. Napięcie na zacisku uziemiającym iglicę przy moście szynowym 15 kV transformatora T2 względem ziemi odniesienia



Rys. A.7. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 15 kV przy linii Goniądz, Mońki, Dolistowo względem ziemi odniesienia



Rys. A.8. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 15 kV transformatora T1 względem ziemi odniesienia



Rys. A.9. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 15 kV przy linii P.M. Białystok względem ziemi odniesienia



Rys. A.10. Napięcie na zacisku uziemiającym iglicę przy linii 15 kV P.M. Białystok względem ziemi odniesienia



Rys. A.11. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 15 kV przy linii P.M. Białystok względem ziemi odniesienia

Wyniki pomiarów wzrostu potencjału uziomu względem ziemi odniesienia w wybranych charakterystycznych punktach na terenie stacji 110/15 kV Mońki w serii pomiarowej nr 3 przedstawiono na rys. A.12-A.15. Schemat blokowy stanowiska pomiarowego zamieszczono w rozdziale piątym niniejszej rozprawy na rys. 5.30.



Rys. A.12. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 15 kV transformatora T2 względem ziemi odniesienia



Rys. A.13. Napięcie na zacisku uziemiającym napęd odłącznika liniowego 110 kV w kierunku na Knyszyn względem ziemi odniesienia







Rys. A.15. Napięcie na zacisku uziemiającym most szynowy 15 kV transformatora T1 względem ziemi odniesienia

A.2 Wyniki pomiarów przeprowadzonych na terenie stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok

Wyniki pomiarów wzrostu potencjału uziomu względem ziemi odniesienia w wybranych charakterystycznych punktach na terenie stacji 110/15 kV RPZ-8 Białystok przedstawiono na rys. A.14-A.40. Schemat blokowy stanowiska pomiarowego zamieszczono w rozdziale piątym niniejszej rozprawy na rys. 5.36.





Rys. A.28. Odłącznik szynowy 110 kV transformatora T2

Rys. A.32. Odłącznik szynowy 110 kV linii RPZ-5

Rys. A.36. Odłącznik punktu "0" transformatora T2



Pomiary rezystywności gruntu wykonano metodą Wennera wzdłuż linii wyznaczającej przyjęte trawersy oznaczone na rysunku A.41. Pomiary wykonywano dla różnych odstępów między elektrodami od 0,1 m do 5 m ze skokiem, co 0,1 m Głębokość pogrążenia elektrod napięciowych i prądowych była taka sama i wynosiła 8 cm.

Rysunki A.42-A.44 przedstawiają wyniki pomiarów rezystywności gruntu w zależności od odstępu między elektrodami dla poszczególnych trawersów.



Rys. A.41. Miejsca pomiaru rezystywność gruntu na terenie stacji 110/15 kV RPZ-8



Rys. A.42. Rezystywność gruntu wzdłuż trawersu nr 1 w zależności od odstępu między elektrodami przy pomiarze metodą Wennera



Rys. A.43. Rezystywność gruntu wzdłuż trawersu nr 2 w zależności od odstępu między elektrodami przy pomiarze metodą Wennera



Rys. A.44. Rezystywność gruntu wzdłuż trawersu nr 3 w zależności od odstępu między elektrodami przy pomiarze metodą Wennera

Załącznik B: Procedura wykorzystania programu "FftSes To EMTP"

Wykorzystanie napisanego programu wymaga postępowania zgodnie z przyjętym algorytmem opisanym w rozdziale 6. Poniżej zostanie zamieszczona skrócona instrukcja obsługi "FftSes To Emtp".

Po uruchomieniu programu na ekranie monitora ukarze się okno tytułowe programu (rys. 7.37). Wybierając "Dalej" użytkownik przechodzi do jego właściwej części. W pierwszej kolejności wymagane jest załadowanie pliku FT_*.F05 (wejściowego FFTSES) zawierającego dane o wymuszeniu. Zgodnie z opracowanym modelem stacji elektroenergetycznej w programie HIFREQ użytkownik powinien wpisać w wyznaczonym polu numery identyfikacyjne punktów, których stan chce eksportować do poziomu EMTP (rys. B.1). Istnieje kilka metod wyznaczenia tych punktów:

- 1. Wykorzystując program SESCad i jego funkcję QUICK INFO.
- 2. Analizując strukturę modelu pliku HI_*.F05.
- 3. Notując je podczas tworzenia modelu.

Po wprowadzeniu numerów indentyfikacyjnych użytkownik powinien zapisać nowy plik FT_*.F05 stworzony przez program "FftSes To EMTP". Po dokonaniu tej operacji przechodzimy do kolejnego etapu konwersji wybierając "Dalej". W tym momencie automatycznie zostanie uruchomiony program SESBat wraz z modułem obliczeniowym FFTSES. Zostanie uruchomiona specjalna procedura konwersji wyników z plików wyjściowych HI_*.F21. Czas jej trwania jest rzędu kilkudziesięciu sekund. W głównej mierze determinowany jest przez możliwości obliczeniowe komputera użytkownika, które muszą być jednoznaczne z wymaganiami sprzętowymi stawianymi przez pakiet CDEGS. Po wykonaniu tej operacji użytkownik proszony jest o wskazanie na dysku miejsca przechowywania pliku wyjściowego FT_*.F85. Po poprawnym jego wskazaniu program "FftSes To EMTP" powinien wyświetlić okno przedstawione na rys. B.2. Zawiera one 4 pierwsze przebiegi ekstrahowane z plików FT_*.F85. Funkcja ich wyświetlania została zaimplementowana w celu bieżącej kontroli procesu. Mają one charakter tylko poglądowy i nie stanowią integralnej części przyjętego algorytmu. Jeśli wszystko zostało przeprowadzone w sposób prawidłowy użytkownik winien przejść do ostatniego kroku wybierając ponownie "Dalej". Wyświetlone zostanie kolejne okno (rys. B.3). W jego dolnej części możliwy jest podgląd i ewentualna edycja pliku wyjściowego *. MOD gotowego już do wykorzystania w programie EMTP. Użytkownik winien go zapisać w wybranym przez siebie miejscu. Z punktu widzenia poprawności działania wskazane jest umieszczenie go w katalogu C:\EMTP\MOD.

| ඹ Tworzenie pliku wejściowego FFTSES | |
|--|--|
| Podgląd struktury wewnętrznej | Wpisz numery punktów |
| RUN-IDENTIFICATION, Scenario1 COMPUTATIONS, ON DIRECTION, Inverse FORWARD-FFT, 30 SAMPLING-EXPONENT, 15 LIGHTNING-SURGE, STANDARD | 425 658 698 762 |
| SURGE-COEFFICIENTS,6000,1.19999999697029E-06,4.999999 E-05,.5 TIME-DURATION,MICROSECOND,0.,80. INVERSE-FFT | 998737621 Załaduj plik FFTSES |
| DATABASE SOURCE,D:\RPZ8\OBL_auto\HI_Run7.F21 SOURCE,D:\RPZ8\OBL_auto\HI_Run1.F21 SOURCE,D:\RPZ8\OBL_auto\HI_Run2.F21 SOURCE,D:\RPZ8\OBL_auto\HI_Run3.F21 | Zapisz plik FFTSES |
| SOURCE,D:\RP28\OBL_auto\HI_Run4.F21 SOURCE,D:\RP28\OBL_auto\HI_Run5.F21 SOURCE,D:\RP28\OBL_auto\HI_Run6.F21 IMPORT | Dalej |
| POTENTIAL, POTENTIAL ELECTRIC, OFF MAGNETIC, OFF CONDUCTOR-DATA, ON MODULATION, ON | |
| SPECIFIED-SURGE,INTERPOLATION ANIMATION-SA,TIMEBASE,10000,0.,0.0004 GRAPHICS,ON | AND TO BE AND T |

Rys. B.1. Okno programu "FftSes To Etmp" - import danych z FFTSES



Rys. B.2. Okno programu "FftSes To Etmp" – podgląd zdekodowanych danych wejściowych

| 🏽 Moduł gotowy do wykorzystania | |
|--|---|
| Visit Programming arrises can programming programming bir holds bray out bir hol | Moduł gotowy do wykorzystania EMTP-ATP |
| Se til a caddel a reta i (frata d'staller dargeh d's Den d's pears TAN | Zapisz jako Koniec Podgląd zawartości pliku *.MOD |
| Techconik approximation for the second approximation of the second appr | MODEL TRANSIT COMMENT MODUŁ KONSOLIDUJĄCY CDEGS i EMTP-ATP Autor: Jarosław Wiater Dane wejściowe: - Tablica zawierająca dane improtowane z CDEGS - Rozmiar tablicy Wyjście: sygnał TAC (napięcie/prąd) do wykorzsytania w EMTP-ATP |

Rys. B.3. Okno programu FftSes2Etmp – docelowy model do wykorzystania w EMTP

Procedura opisująca sposób wykorzystania modelu:

- Krok 1 : Na pustym polu naciskamy prawy klawisz myszy i z grupy elementów MO-DELS wybieramy FILES (SUP/MOD).
- Krok 2 : Wybieramy plik o nazwie np.: TRANSIT.MOD i potwierdzamy swój wybór.
- Krok 3 : Jeśli plik jest właściwy to EMTP zakomunikuje, iż rozpoznał element typu MOD i prosi o decyzję, czy użytkownik życzy sobie edytować plik MOD. Na tym etapie wybieramy NO.
- Krok 4 : Jeśli wszystko zostało przeprowadzone prawidłowo element MOD powinien pojawić się w oknie głównym ATP Draw.
- Krok 5 : Aby właściwie podłączyć element do układu należy poprawnie zidentyfikować jego wyprowadzenia. Rozróżniamy ich dwa główne rodzaje: wejściowe oznaczone jako INPUT oraz wyjściowe oznaczone jako OUTPUT. Identyfikację przeprowadzamy poprzez wskazanie myszą wyprowadzenia i naciśnięciu prawego jej klawisza.
- Krok 6 : Łączymy żądany układ połączeń.
- Krok 7 : Przeprowadzamy obliczenia.

Załącznik C: Płyta CD-ROM z programem "FftSES to EMTP"

