

POLITECHNIKA POZNAŃSKA
WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI



ROZPRAWA DOKTORSKA
mgr inż. Wiesław Gil

**ROZSZERZONY NADZÓR W CZASIE RZECZYWISTYM
IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH
TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH**

Promotor:
Dr hab. inż. Krzysztof Walczak

Poznań, październik 2021

Spis treści

1.	WPROWADZENIE	8
2.	CHARAKTERYSTYKA IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH	10
2.1.	Przeznaczenie, klasyfikacja i zasady doboru	10
2.2.	Transformatorowe izolatory przepustowe	14
2.3.	Wysokonapięciowe transformatorowe izolatory przepustowe	19
2.4.	Gniazda pomiarowe	23
2.5.	Pojemność i współczynnik strat dielektrycznych	29
2.5.1.	Podstawy fizyczne	29
2.5.2.	Pomiary pojemności i współczynnika strat dielektrycznych	31
2.6.	Parametry techniczne	34
2.6.1.	Dane znamionowe	34
2.6.2.	Wskaźniki jakości izolacji	37
2.7.	Aktualna oferta czołowych producentów	38
2.8.	Eksploatacja izolatorów przepustowych	40
2.8.1.	Warunki pracy i występujące zagrożenia	40
2.8.2.	Badania i pomiary	41
2.8.3.	Monitoring, diagnostyka i nadzór	42
3.	DEGRADACJA IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH	45
3.1.	Pogarszanie właściwości izolacyjnych	45
3.2.	Defekt i uszkodzenie	45
3.3.	Czynniki starzeniowe	46
3.4.	Wpływ czynników środowiskowych	54
3.5.	Wpływ czynników eksploatacyjnych	55
3.6.	Objawy degradacji	56
3.7.	Dynamika rozwoju uszkodzenia	65
4.	NADZÓR NAD PRACĄ PRZEPUSTÓW – STAN ZAGADNIENIA	67
4.1.	Monitoring off-line	67
4.1.1.	Normy i instrukcje dotyczące oceny stanu przepustów	67
4.1.2.	Oględziny	68
4.1.3.	Tradycyjne metody badań w trakcie eksploatacji	69
4.1.4.	Nowe metody badań	71
4.1.5.	Wytyczne dotyczące pomiarów i interpretacji wyników	74

4.1.6.	Badania pomontażowe i okresowe	76
4.2.	Monitoring on-line izolatorów przepustowych.....	78
4.2.1.	Przyczyny monitorowania w trybie on-line.....	78
4.2.2.	Metoda sumy prądów	79
4.2.3.	Metody względne	81
4.2.4.	Rodzaje sond pomiarowych	86
4.2.5.	Przykłady wdrożeń	89
4.3.	Niedoskonałość istniejących rozwiązań	94
5.	CELE, ZAKRES PRAC I TEZY	98
5.1.	Konieczność usprawnienia monitoringu on-line.....	98
5.2.	Założenia i tezy	99
5.3.	Zakres prac	101
6.	MODUŁ MONITORINGU IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH.....	103
6.1.	Model matematyczny dla wyznaczenia zmian C_1 oraz $\text{tg}\delta$	103
6.2.	Układ monitorowania w trybie on-line	107
6.2.1.	Projekt rozwiązania	107
6.2.2.	Konstrukcja sond pomiarowych	109
6.2.3.	Przetwornik pomiarowy	113
6.2.4.	Wyznaczenie kątów i modułów napięć fazowych.....	117
6.2.5.	Skalowanie pomiarów	120
6.3.	Funkcjonalność	122
6.3.1.	Funkcje pomiarowe	122
6.3.2.	Funkcje monitorowania.....	125
6.3.3.	Baza danych i oprogramowanie komunikacyjne.....	129
6.4.	Konfiguracja, kalibracja i skalowanie urządzeń	129
6.5.	Dane techniczne.....	131
6.6.	Testy i próby	133
6.7.	Uruchomienie modułu monitoringu.....	143
7.	INTEGRACJA Z SYSTEMAMI STACYJNYMI	145
7.1.	Celowość integracji	145
7.2.	Opis rozwiązania	146
7.3.	Monitoring izolatorów przepustowych w systemie TLM.....	147
7.4.	Monitoring izolatorów przepustowych w systemie stacyjnym	154

8.	ANALIZA WPROWADZONYCH ROZWIĄZAŃ	157
8.1.	Nadzór przepustów w systemach dyspozytorskich.....	157
8.2.	Ocena stanu w systemie TLM	158
8.3.	Monitorowanie przebiegów	160
8.4.	Wpływ gwałtownych zmian warunków atmosferycznych	163
8.5.	Niepewność rzeczywistych pomiarów C_1 i $\text{tg}\delta$ na stacji.....	166
8.6.	Wpływ temperatury na wskaźniki izolacji.....	171
8.7.	Kompensacja wpływu temperatury na wskaźniki izolacji	177
9.	PERSPEKTYWY ROZWOJU MONITORINGU PRZEPUSTÓW	184
9.1.	Wyznaczanie bezwzględnej wartości $\text{tg}\delta$	184
9.2.	Integracja i unifikacja	186
9.3.	Wykorzystanie niewielkich zmian wskaźników izolacji	189
9.4.	Zabezpieczenie izolatorów przepustowych	190
10.	WNIOSKI	192
11.	LITERATURA.....	197
Załącznik A. Testy modułu monitoringu przepustów		203
1.	WYTRZYMAŁOŚĆ MECHANICZNA SOND POMIAROWYCH.....	203
2.	LABORATORYJNE POMIARY NAPIĘĆ I KĄTÓW	203
2.1.	Układ pomiarowy	203
2.2.	Niepewność pomiaru napięcia	204
2.3.	Niepewność pomiaru kątów fazowych	206
3.	OCENA WPLYWU TEMPERATURY NA POMIARY	207
3.1.	Wpływ temperatury na pomiar napięcia	207
3.2.	Wpływ temperatury na pomiar kąta.....	208
3.3.	Wpływ zmian kąta w funkcji temperatury na pomiar $\text{tg}\delta$	210
4.	PASMO PRZENOSZENIA	210
5.	NIEPEWNOŚĆ POMIARÓW LABORATORYJNYCH	211
5.2.	Niepewność pomiaru $\text{tg}\delta$	213
5.3.	Niepewność pomiaru C_1	214
6.	NIEPEWNOŚĆ POMIARÓW W WARUNKACH STACYJNYCH	217
6.1.	Niepewność pomiarów napięciowych przekładników stacyjnych.....	217
6.2.	Niepewność pomiarów C_1	218
6.3.	Niepewność pomiarów $\text{tg}\delta$ w warunkach stacyjnych	219
7.	TESTY NR 1 W STACJI PRÓB.....	220
7.1.	Wyznaczenie charakterystyki napięciowej	220

7.2.	Rejestracja przebiegu napięcia.....	221
7.3.	Symulacja zaburzenia elektromagnetycznego	221
8.	TESTY NR 2 W STACJI PRÓB.....	223
	Załącznik B. Dane techniczne SMT-102.....	227
1.	ZAWARTOŚĆ BAZY DANYCH	227
2.	WARUNKI ŚRODOWISKOWE i WYTRZYMAŁOŚCIOWE	228
	Załącznik C. Zależność C_1 oraz $tg\delta$ od temperatury	231
1.	ZMIANY WARTOŚCI C_1	231
1.1.	Rejestracja TR2_lato_2015.....	231
1.2.	Rejestracja TR2_zima_2015.....	232
2.	ZMIANY WARTOŚCI $tg\delta$	233
2.1.	Rejestracja TR2_lato_2015.....	233
2.2.	Rejestracja TR2_zima_2015.....	234
	Załącznik D. Dane i wykresy na CD.....	234

Streszczenie

Podkreślając bardzo ważną rolę wysokonapięciowych izolatorów przepustowych w energetyce, przedstawiono w niniejszej pracy ich budowę, działanie oraz parametry. Czynniki starzeniowe, środowiskowe i eksploatacyjne wywołują postępującą degradację ich właściwości. Z powodu trudnych warunków pracy i zagrożenia utratą stabilności systemu elektroenergetycznego w przypadku awarii tego podzespołu transformatora uzasadnione jest monitorowanie ich stanu. Na podstawie rozlicznych doniesień wiadomo, że tradycyjne i nowe metody monitorowania izolatorów przepustowych w trybie off-line nie zapewniają wykrycia dynamicznie rozwijającego się uszkodzenia. Stosowane w różnych krajach metody monitorowania w trybie on-line mają poważne mankamenty wynikające z małej dokładności, niestabilności wskazań i wielogodzinnego uśredniania pomiarów.

Wykazano, że uwzględnienie asymetrii napięć liniowych w tak zwanej metodzie napięciowej monitoringu on-line istotnie poprawia uzyskiwane wyniki, a także pozwala uzyskać dodatkowe funkcjonalności. Skonstruowany moduł pomiarowy wraz z sondami wyposażono w algorytmy monitorowania on-line współczynnika strat dielektrycznych oraz pojemności przepustów z wystawianiem ostrzeżeń i alarmów. Przenalizowano wpływ temperatury na sondy pomiarowe i wprowadzono współczynnik korekcji temperaturowej dla pomiarów pojemności przepustu. Wyznaczono niepewność pomiarów skonstruowanego modułu pomiarowego w warunkach laboratoryjnych oraz oczekiwaną niepewność w warunkach stacyjnych.

Dzięki wbudowaniu rejestratora zakłóceń w opracowane urządzenie i integracji z systemem monitoringu transformatora umożliwiono rejestrację zaburzeń przepięciowych, w tym szybkich zaburzeń typu „transients” oddziałujących na izolatory przepustowe w warunkach eksploatacyjnych.

Analiza rzeczywistych danych wykazała niepewności pomiarów 3 pC dla pojemności C_1 oraz 0,02% dla $\text{tg}\delta$, zgodnie z szacunkami wykonanymi dla warunków stacyjnych. Powiązano cykliczne zmiany wskaźników izolacji z temperaturą górnej warstwy oleju i temperaturą otoczenia oraz wprowadzono współczynniki kompensacyjne umożliwiające znaczące zmniejszenie niepewności tych wskaźników.

Wskazano na możliwość wykorzystania niewielkich zmian wskaźników jakości izolacji do rozbudowy algorytmów monitoringu przepustów oraz omówiono wyzwania, jakie stawiałaby konstrukcja zabezpieczenia przepustu.

Przedstawiono integrację modułu monitoringu z systemem dyspozytorskim i systemem monitoringu transformatora. Umożliwia ona szybką reakcję na wykryte nieprawidłowości oraz pogłębioną analizę zarejestrowanych danych, znacząco rozszerzając możliwości nadzoru izolatorów przepustowych.

Summary

Emphasizing the important role played by high-voltage bushings in power engineering, their construction, operation, and parameters are presented in this work. An aging, environmental and operational factors cause progressive degradation of their properties. The used condition monitoring is justified in the context of their difficult working conditions and the risk of stability loss of the power system in case of such bushing failure. Based on the numerous reports its well known, that traditional and new off-line monitoring methods does not ensure the detection of dynamically developing damage. Applied in various countries on-line monitoring methods feature serious shortcomings resulting from low accuracy, indication instabilities and hours of measurements averaging

It has been demonstrated that taking into account the asymmetry of line voltages in so-called voltage on-line bushing monitoring method, improves the obtained results significantly and allows additional functionalities. The constructed measuring module with probes is equipped with on-line monitoring algorithms for the dielectric loss coefficient and capacity of the bushings with the warnings and alarms issuing. An analysis of the temperature influence on the measuring probes was carried out and a temperature correction factor was introduced for the bushing capacity measurements. The measurements uncertainty of the constructed measuring module in laboratory conditions and the expected uncertainty in substation conditions were determined.

Thanks to the disturbance recorder implementation in the developed device and its integration with the transformer monitoring system, it was possible to record over-voltage disturbances, including fast transient disturbances affecting the bushings under operating conditions.

The analysis of actual data showed measurements uncertainty 3 pC for C_1 capacitance and 0.02% for $\text{tg}\delta$, in line with estimates done for station conditions. The observed cyclical changes of insulator indices were associated with the top oil and ambient temperature, therefore the compensation coefficients were implemented enabling a significant reduction of these indices' uncertainty.

The potential use of small changes of insulation quality indices was pointed to extend the bushing monitoring algorithms and the challenges of bushing protection device construction were also discussed.

The monitoring module integration with the dispatch system and transformer monitoring system was presented which enables as well rapid response to detected irregularities as the recorded data in-depth analysis, expanding the capabilities of bushings supervising significantly.

1. WPROWADZENIE

Zdarza się, że nawet osoby mające wiele wspólnego z energetyką, obserwując transformator na stacji energetycznej zastanawiają się, w jaki sposób wysokie napięcie linii 110 kV, 400 kV lub o większej wartości jest wprowadzone do jego metalowego i uziemionego wnętrza!

Umożliwiają to tak zwane izolatory przepustowe pokazane na rysunku 1.1, które są jednym z najbardziej odpowiedzialnych podzespołów każdego transformatora energetycznego. Izolatory przepustowe, czasem krótko nazywane „przepustami”, w warunkach eksploatacji są ciągle poddawane wpływowi pola elektromagnetycznego oraz zmiennych warunków atmosferycznych, takich jak temperatura powietrza, promieniowanie słoneczne i opady. Oprócz tego działają na nie także czynniki charakterystyczne dla pracy stacji energetycznej, czyli przebiecia i udary prądowe.



Rys. 1.1. Izolatory przepustowe transformatora 400/110 kV o mocy 160MVA; na pierwszym planie strona napięcia 400kV

Uszkodzenia przepustów są jedną z najczęstszych przyczyn awarii transformatorów zagrażających bezpieczeństwu energetycznemu wielkich obszarów, zamieszkałych często przez setki tysięcy mieszkańców. Stąd, od początków energetyki zawodowej, izolatory przepustowe poddaje się regularnym badaniom i ocenie przydatności do dalszej eksploatacji.

W końcu lat osiemdziesiątych ubiegłego stulecia pojawiły się urządzenia i systemy przeznaczone do ciągłego monitoringu stanu izolatorów przepustowych w tak zwanym czasie rzeczywistym. W odróżnieniu od metod okresowych, nazywanych „off-line”, metody te określa się wspólnym mianem metod „on-line”. Były one początkowo obciążone licznymi mankamentami, ale wraz z rozwojem techniki

cyfrowej są stopniowo udoskonalane i rozbudowywane w kierunku coraz bardziej złożonych urządzeń oraz systemów wyposażonych w funkcje diagnostyki i nadzoru.

Nowe funkcjonalności uzyskane po wprowadzeniu istotnego usprawnienia do jednej ze znanych metod umożliwiają rozszerzenie dotychczasowej metodologii monitoringu izolatorów przepustowych dzięki usunięciu dotychczasowych ograniczeń. Funkcjonalności te obejmują rejestrację i analizę przebiegów docierających do transformatora, dokładną ocenę względnej zmiany pojemności i współczynnika strat dielektrycznych przepustu oraz powiązanie z systemem automatyki stacyjnej.

W niniejszej pracy zostanie omówiona konstrukcja i działanie specjalizowanego przetwornika pomiarowego realizującego wspomniane funkcjonalności. Zostanie ukazane, że urządzenie to może pracować autonomicznie lub być zintegrowane w ramach złożonego systemu monitoringu transformatora.

Przeprowadzona w części finalnej analiza zastosowanych rozwiązań systemowych oraz danych zgromadzonych w systemie monitoringu transformatora wykazuje, że nowe rozwiązania będą istotnym elementem nadzoru izolatorów przepustowych transformatora energetycznego.

2. CHARAKTERYSTYKA IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH

2.1. Przeznaczenie, klasyfikacja i zasady doboru

Norma PN-EN 60137 [75] w punkcie 3.1 podaje, że izolator przepustowy to „urządzenie umożliwiające przeprowadzenie przez przegrodę typu ściana lub zbiornik jednego lub kilku przewodów i ich odizolowanie od tej przegrody”. Norma ANSI/IEEE Std. C57.19.00, przytoczona w pracy zbiorowej „Electric Power Transformer Engineering” [37], w punkcie 3.2.1 definiuje izolator przepustowy jako „strukturę izolacyjną, zawierającą wzdłużny przewód lub wprowadzającą centryczne przejście dla takiego przewodu z właściwymi przewodzącymi lub nieprzewodzącymi rozwiązaniami dla montażu, stosowaną w celu odizolowania przewodu od przegrody i przewodzenia prądu z jednej strony przegrody na drugą”.

Z kolei jedna z fundamentalnych pozycji literaturowych w dziedzinie techniki transformatorowej „The J&P Transformer Book”, której pierwsza edycja ukazała się w 1925 roku, w dwunastej edycji z roku 1998 [38], na stronie 256, określa izolator przepustowy jako „środek do wyprowadzenia połączenia elektrycznego z wnętrza na zewnątrz kadzi transformatora, wprowadzający wymaganą izolację między tym połączeniem do uzwojeń, a uziemioną kadzią”. Ta definicja, wprowadzając odniesienia do budowy transformatora, wydaje się najlepiej charakteryzować rozpatrywany obiekt, szczególnie w kontekście tematu niniejszej pracy.

W izolatory przepustowe, będące swego rodzaju urządzeniami, wyposażone są transformatory, rozdzielnice, dławiki, kondensatory kompensacyjne i inne aparaty elektryczne. Należy w tym miejscu wskazać, że określone wyroby możemy nazwać „urządzeniami” tylko wtedy, gdy są one niezależnie wytwarzane i sprzedawane oraz mogą być w miarę łatwo montowane i demontowane. Izolatory przepustowe spełniają to kryterium. Mają one standaryzowane cechy konstrukcyjne i istnieje wielu producentów.

Ogromny zakres zastosowań i różnorodność stawianych wymagań powodują, że wytwarza się wiele odmian i typów izolatorów przepustowych. Niezbędna jest zatem klasyfikacja ich wykonania, porządkująca cechy konstrukcyjne i właściwości aplikacyjne. Ma ona także istotne znaczenie dla wyboru i odpowiedniego zakresu procedur, stosowanych w ich eksploatacji.

Norma [75] w punkcie 3 definiuje kilkanaście rodzajów przepustów, jednak bez wyodrębniania ich wspólnych cech. W pracy [37] w punkcie 3.2.2. zaproponowano przekrojowy podział izolatorów przepustowych według kryteriów różnicujących rodzaj izolacji na obu ich końcach, rodzaj izolacji wewnętrznej, konstrukcję przepustu oraz przeznaczenie.

Poniżej przedstawiono podział izolatorów przepustowych w odniesieniu do powyżej wymienionych kryteriów oraz konkretne rodzaje przepustów, stosując znormalizowane nazewnictwo, przyjęte według wspomnianej normy [75] i zaznaczone w tekście kursywą.

Izolacja na obu końcach przepustu

Tak rozróżniając przepusty, należy określić rodzaj izolacji na zewnątrz i wewnątrz przegrody, przez którą przechodzi przepust. Można wtedy mówić o *przepustach napowietrznych*, których oba końce są narażone na wpływ zewnętrznych warunków atmosferycznych. Inny typ to *przepusty wewnętrzne*, których oba końce nie podlegają bezpośrednim wpływom czynników atmosferycznych. W przepustach *napowietrzno-wewnętrznych* końce są izolowane otaczającym powietrzem, ale jeden z nich nie jest narażony na zewnętrzne warunki atmosferyczne.

Przepusty *napowietrzno-zanurzeniowe* to takie, w których jeden koniec jest izolowany otaczającym powietrzem, a drugi jest izolowany olejem lub gazem innym niż powietrze. Tym gazem może być sześćciofluorek siarki.

Przepusty *wewnętrzno-zanurzeniowe* to takie, w których jeden koniec jest izolowany powietrzem, ale nie jest narażony na zewnętrzne wpływy atmosferyczne, a drugi koniec znajduje się w oleju lub innym gazie niż powietrze.

I wreszcie w tej grupie umieszcza się *przepusty specjalne*. Są to na przykład *przepusty całkowicie zanurzone* - izolowane na obu końcach olejem.

Rodzaj izolacji wewnętrznej

Ten podział odnosi się do rodzaju materiału wykorzystywanego do izolowania przestrzeni wewnętrznej izolatora między obudową, a przewodem prądowym. Stosując to kryterium, można wyodrębnić izolatory przepustowe izolowane:

- *powietrzem* – w konstrukcjach tego rodzaju, stosowanych w zasadzie tylko w aparatach izolowanych powietrzem, czynnikiem izolującym jest powietrze o ciśnieniu atmosferycznym;
- *olejem* – w tych przepustach olej znajduje się między przewodem prądowym, a stałym materiałem izolacyjnym;
- *papierem impregnowanym olejem* – w tym wykonaniu izolacja główna jest wytworzona z warstw papieru impregnowanego próżniowo olejem. Te izolatory przepustowe oznaczają się skrótem OIP (ang. Oil Impregnated Paper);
- *papierem powleczonym żywicą* – gdzie izolacja główna to rdzeń z warstw papieru powleczonego żywicą poddany termicznemu utwardzaniu. Ten rodzaj przepustu oznaczany jest skrótem RBP (ang. Resin Bonded Paper);
- *papierem nasyconym żywicą* – izolacja główna to rdzeń utworzony z warstw papieru, próżniowo wysuszony i następnie nasycony żywicą. Oznacza się te izolatory przepustowe skrótem RIP (ang. Resin Impregnated Paper). Jeśli do impregnacji papieru zastosowano żywicę epoksydową, to wtedy stosuje się skrót ERIP (Epoxy Resin Impregnated Paper);
- *syntetycznym włóknem impregnowanym żywicą epoksydową* – rdzeń wykonuje się ze sztucznego włókna polimerowego i impregnuje żywicą epoksydową. Są one oznaczane skrótem RIS (ang. Resin Impregnated Synthetic). Jeśli zostanie zastosowane nietkane sztuczne włókno, to takie izolatory przepustowe są wyróżniane skrótem RIN (ang. Resin Impregnated Nonvolan);

- *włóknem szklanym impregnowanym żywicą epoksydową* – jako materiał do osnowy rdzenia stosuje się włókno szklane. Stąd też ten rodzaj izolatorów przepustowych oznacza się skrótem RIF (ang. Resin Impregnated Fiberglass);
- *gazem* – są to przepusty, w których izolację główną stanowi inny gaz niż otaczające powietrze o ciśnieniu atmosferycznym lub wyższym.

Konstrukcja

Klasyfikując przepusty według konstrukcji można wyróżnić grupę *przepustów z izolacją ceramiczną lub szklaną*, obejmującą także przepusty o izolacji wykonanej z innego materiału nieorganicznego [75]. Do tej grupy zalicza się również *izolatory przepustowe żywiczne* lane lub prasowane o izolacji głównej z materiału organicznego z wypełniaczem.

W literaturze anglojęzycznej dla całej gamy tych przepustów stosuje się jedno określenie „solid bushing” [37, p.3.2.2.1], które można tłumaczyć jako „przepust z izolacją stałą” lub inaczej „przepust z izolacją litą”. Normy obowiązujące w naszym kraju nie wprowadzają ani jednej, ani drugiej nazwy. Taką izolację tworzy jednolity, zwarty materiał, który został utwardzony chemicznie lub cieplnie. Zdecydowano się zatem przyjąć określenie „*przepusty z izolacją jednorodną*” dla wyróżnienia tej konstrukcji w dalszej części pracy.

Drugi rodzaj to tak zwane izolatory przepustowe o pojemnościowo sterowanym polu elektrycznym [37], w których przewód prądowy jest otoczony na przemian warstwami dielektryka i warstwami materiału przewodzącego. Warstwy te tworzą wielowarstwowy kondensator, którego zadaniem jest uformowanie pola elektrycznego tak, aby w pewnych obszarach je ograniczyć lub zmniejszyć jego nierównomierność. Pozwala to lepiej wykorzystać właściwości izolacyjne materiałów i zmniejszyć grubość izolacji [32]. Tego typu izolatory przepustowe są także nazywane skrótkowo *przepustami kondensatorowymi*.

Obecnie w konstrukcji przepustów kondensatorowych olej służący do izolacji jest coraz częściej zastępowany materiałami z tworzyw epoksydowych, które podlegają utwardzeniu w procesie produkcji. Tego rodzaju przepusty nie zawierające oleju są nazywane niekiedy *przepustami suchymi*.

Przeznaczenie

Dobierając przepust, należy uwzględnić przeznaczenie i funkcje instalacji, urządzenia lub aparatu [32, tab. 3.8]. Pomocny w tym może być podział izolatorów na następujące grupy:

- *stacyjne wewnętrzne*,
- *stacyjne napowietrzno-wewnętrzne*,
- *aparatowe napowietrzne*.

Wśród izolatorów przepustowych wewnętrznych rozróżnia się *przepusty sworzniove* i *szynowe*. W grupie izolatorów przepustowych napowietrzno-wewnętrznych można mówić o *przepustach sworzniowych*, *szynowych* i *kondensatorowych*.

I wreszcie dla przepustów aparaturowych napowietrznych można mówić o podgrupach przepustów transformatorowych, transformatorowych typu kondensatorowego, przepustów do kondensatorów oraz przepustów do wyłączników.

Pożądane właściwości izolatorów przepustowych, które będą pracowały z określonym aparatem elektrycznym, są uwarunkowane wieloma czynnikami. Należy je uwzględnić, dobierając przepust z całej gamy możliwych typów i wersji konstrukcyjnych omówionych powyżej.

Bez wątplenia najistotniejszym z czynników wpływających na dobór przepustu jest napięcie, jakiemu jest on poddawany. Jakie jednak napięcie i o jakiej wartości przyjąć dla rozróżnienia cech izolatorów przepustowych? Odpowiedzi na to pytanie udziela norma [75], przywołując pojęcie najwyższego napięcia urządzenia (U_m), zdefiniowanego jako „najwyższa wartość skuteczna napięcia międzyfazowego, na które urządzenie zostało zaprojektowane pod względem izolacji, a także innych jego cech charakterystycznych odnoszących się do tego napięcia”. Przyjmuje się, że przy napięciu o takiej wartości jest jeszcze zapewnione działanie urządzenia zgodnie z odnośnymi normami. Wspomniana norma zaleca przyjęcie napięcia U_m ze znormalizowanego typoszeregu podanego w punkcie 4.1. przywołanej normy. Względem tego napięcia określa się parametry znamionowe izolatorów oraz wartości napięć i udarów przykładanych podczas prób.

Bardzo ważne dla pracy izolatora przepustowego są wartości prądu przepływającego przez jego wewnętrzny przewód. Norma [75] zaleca, aby w trakcie projektowania i doboru przepustu przyjmować znormalizowane wartości prądu znamionowego (I_n) z typoszeregu podanego w punkcie 4.2 tej normy. W zależności od wielkości tego prądu w przepuście konstruuje się wewnętrzny przewód w postaci linki miedzianej o przekroju do 600 mm², jeśli prąd nie przekracza 1000 A lub w postaci okrągłego pręta, lub kilku prętów dla prądów powyżej tej wartości [32]. Dla bardzo dużych prądów uwzględnia się zjawisko naskórkowości, dobierając przewody prądowe w postaci rury o odpowiednich przekrojach wewnętrznych. Przekroje tych przewodów oblicza się, uwzględniając znormalizowaną wartość znamionową prądu krótkotrwałego cieplnego i znormalizowaną wartość znamionowego prądu szczytowego. Właściwości materiału i cechy konstrukcyjne przewodu prądowego mają bezpośredni wpływ na wielkość strat cieplnych i jego nagrzewanie.

Kolejne czynniki wpływające na cechy i dobór izolatora przepustowego wynikają z warunków środowiskowych instalacji. Te warunki są określone poprzez poziom i rodzaj zabrudzeń, wahania temperatury otoczenia, wielopłaszczyznowe drgania mechaniczne, wielkości opadów atmosferycznych, obecność czynników korozyjnych, występowanie zagrożeń sejsmicznych. Im trudniejsze warunki środowiskowe, tym odporniejsza i bardziej zaawansowana technologicznie, a jednocześnie ekonomicznie uzasadniona musi być konstrukcja izolatora przepustowego.

2.2. Transformatorowe izolatory przepustowe

Wśród izolatorów aparatowych napowietrznych szczególną rolę w energetyce pełnią transformatorowe izolatory przepustowe. Współpracują one z transformatorami energetycznymi, które są podstawowymi elementami sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Zgodnie z definicjami podanymi w punkcie 2.1. można przyjąć, że transformatorowy izolator przepustowy należący do grupy izolatorów aparatowych napowietrznych jest to podzespół przeznaczony do pracy w transformatorze energetycznym w celu izolowania od uziemionej obudowy połączenia wewnętrznych uzwojeń z zewnętrznymi przewodami napięciowymi.

Analizując powyższą definicję, możemy określić wymogi dla tego typu przepustu. Jest to podzespół przeznaczony do pracy w transformatorze w sieci niskiego, średniego lub wysokiego napięcia, zatem wartość napięcia nominalnego tej sieci ma wpływ na dobór najwyższego napięcia urządzenia (U_m). Wartość napięcia U_m określa typ wymaganego izolatora oraz parametry izolacyjne części napowietrznej i części umieszczonej wewnątrz transformatora. Wartość przewidywanego prądu wpływa na konstrukcję dobieranego przepustu, a w trakcie eksploatacji na wielkość powstających strat cieplnych.

Transformatorowy izolator przepustowy jest poddawany narażeniom stacijnym, a więc zaburzeniom przepięciowym i zwarciovym, pojawiającym się od strony stacji lub linii energetycznej. Na przepust działa także temperatura wynikająca ze strat dielektrycznych wewnątrz jego izolacji oraz ciepła wydzielanego w uzwojeniach i rdzeniu, które jest przenoszone poprzez olej i kadź transformatora. Transformator jest także swego rodzaju generatorem wielopłaszczyznowych drgań mechanicznych, które wpływają niekorzystnie na przepust.

Zadaniem przepustu jest odizolowanie przewodu pod napięciem od uziemionej kadzi transformatora, zatem jego izolacja musi być wystarczająco odporna na działanie pola elektrycznego występującego pomiędzy kadzią i przewodem prądowym. Pole to ma charakter nierównomierny. W zależności od właściwości dielektrycznych materiału izolacyjnego i wykonania przepustu wraz ze wzrostem wartości napięcia U_m zaczynają pojawiać się destrukcyjne wyładowania niezupełne w materiale izolacyjnym, które mogą doprowadzić do zniszczenia przepustu [32].

Lokalizacja transformatora ma przełożenie na stopień zabrudzenia izolacji zewnętrznej przepustów, dodatkowe wymogi sejsmiczne, intensywność nagrzewania wynikająca z nasłonecznienia, skoki temperatury między porą nocną a dniem oraz różnice termiczne między zimą a latem. Także wysokość instalacji nad poziomem morza musi zostać uwzględniona poprzez dobór współczynników korekcyjnych.

Od wielu lat w technice transformatorowej używa się dwóch podstawowych rodzajów przepustów. Są to przepusty z *izolacją jednorodną* i przepusty ze *sterowanym polem elektrycznym*. Wybór jednego albo drugiego rodzaju zależy głównie od napięcia pracy określonego przez napięcie U_m .

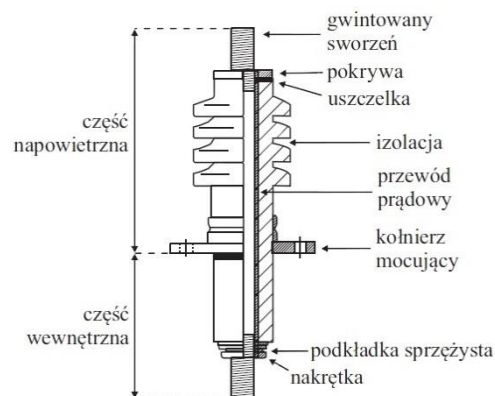
Przepusty z izolacją jednorodną

Dla napięć U_m o wartości do 30 kV [32] powszechnie stosuje się przepusty z izolacją jednorodną, których typową budowę przedstawia rysunek 2.1. W tych konstrukcjach izolacja główna wykonana z porcelany, żywicy epoksydowej lub innego litego materiału otacza centrycznie umieszczony przewód prądowy.

W górnej części przepustu znajduje się gwintowany sworzень służący do doprowadzenia połączenia z linią. Jednocześnie jest on połączony z przewodem prądowym wykonanym jako pręt, kilka prętów lub rura nagwintowana z obu końców. Dla bardzo dużych prądów przewód może mieć postać szyny lub zespołu szyn z zakończeniami śrubowymi do montażu doprowadzenia z linii. Z drugiej strony przepustu są umieszczone połączenia do uzwojeń transformatora.

Nakręcana na sworzень gwintowana pokrywa dociska uszczelkę i stanowi opór dla korpusu izolacji głównej wykonanej w kształcie kloszy zwiększających drogę upływu w powietrzu. Przestrzeń między przewodem prądowym, a izolacją główną może być wypełniona powietrzem lub olejem.

W środkowej części przepustu znajduje się zespolony z izolacją kołnierz, w którym rozmieszczone są gniazda śrub mocujących. Służy on do zamocowania przepustu w gnieździe zwanym „kominkiem” bezpośrednio na kadzi transformatora.



Rys. 2.1. Budowa przepustu z izolacją jednorodną (na podstawie [37])

Dolna część przepustu jest zanurzona w oleju transformatorowym. Jest ona gładka, gdyż w oleju nie ma potrzeby zwiększania drogi upływu z uwagi na lepsze właściwości izolacyjne w porównaniu z powietrzem. Na dolnym, nagwintowanym sworzniu zakłada się podkładki pod korpusem izolacji i przykręca nakrętkę stabilizującą całość konstrukcji. Sworzень lub inne mocowanie służy równocześnie do przytwierdzenia wyprowadzeń z uzwojeń transformatora. W przepustach przenoszących bardzo duże prądy, na przykład rzędu 14 kA i więcej, doprowadzenia przewodów wykonuje się w postaci sekcji szyn z wielośrubowymi mocowaniami.

W niektórych starszych publikacjach przyjmowano wartość $U_m=25$ kV jako wartość graniczną dla stosowania przepustów z izolacją jednorodną [37]. Podawano, że powyżej tej wartości zwiększa się znacząco niebezpieczeństwo pojawienia wyładowań ślizgowych we wnętrzu izolatora. Są one skutkiem nierównomiernego rozkładu napięcia wynikającego z przebiegu linii sił pola elektrycznego równoległe i poprzecznie do osi przewodu prądowego. Nierównomierność ta jest także powodem coraz większego poziomu wyładowań niezupełnych, szczególnie w obszarach sąsiadujących z kołnierzem mocującym. Intensywnym źródłem tych wyładowań stają się także wszelkie wtrącenia i nieciągłości materiału, z którego wykonano przepust. Rozwój technologii wytwarzania materiałów izolacyjnych doprowadził do podwyższenia granicznej wartości napięcia U_m limitującej stosowanie przepustów jednorodnych do wartości 30 kV [32]. Według niektórych źródeł krajowych, np. pracy zbiorowej zatytułowanej „Transformatory w Eksploatacji” [104] wydanej w 2007, ta granica może wynosić nawet 52 kV.

Przepusty ze sterowanym polem elektrycznym

Generalnie można stwierdzić, że dla napięć większych od 30kV odstępuje się od stosowania przepustów z izolacją jednorodną i wprowadza się przepusty ze sterowanym polem elektrycznym. Być może, wraz z rozwojem technologii produkcji materiałów izolacyjnych, ta umowna wartość graniczna będzie się stopniowo podwyższała. Sterowanie to eliminuje lub ogranicza opisane powyżej negatywne zjawiska pojawiające się wraz ze wzrostem napięcia maksymalnego.

Sterowanie polem elektrycznym początkowo uzyskiwano poprzez metalizowanie kolejnych warstw izolacji porcelanowej. Następnie w procesie produkcji zaczęto nawijać na specjalnej tubie, wewnątrz której znajdzie się stały lub wymienny przewód prądowy, metalowe folie na przemian z materiałem izolacyjnym. Obecnie między kolejnymi warstwami zwijanej izolacji umieszcza się przewodzące metalowe ekrany, w wyniku czego powstaje odpowiednio uformowany rdzeń przepustu. Schematycznie proces ten jest pokazany na rysunku 2.2, wykonanym na podstawie opisu technologii Micafil [24].

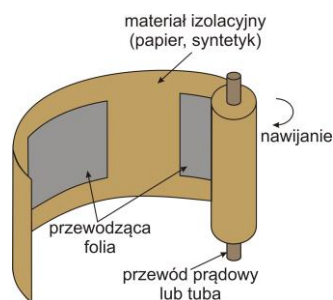
W kolejnej fazie produkcji rdzeń podlega impregnacji i ewentualnemu utwardzaniu. Całość tworzy wielowarstwowy kondensator zwijany z centrycznie umieszczonym wymiennym przewodem prądowym. Stąd, tego typu przepusty są nazywane *przepustami kondensatorowymi*.

Rdzeń przepustu ma kształt stożkowy w górnej i dolnej części oraz walcowy w części centralnej, w pobliżu kołnierza. Takie ukształtowanie daje większą pojemność w części sąsiadującej z metalowym kołnierzem, czyli tam, gdzie występują największe gradienty potencjału. Układ warstw izolacji na przemian z ekranami w części górnej i dolnej ma za zadanie częściowe wyrównanie rozkładu pola skutkujące podwyższeniem progu powstawania wyładowań niezupełnych.

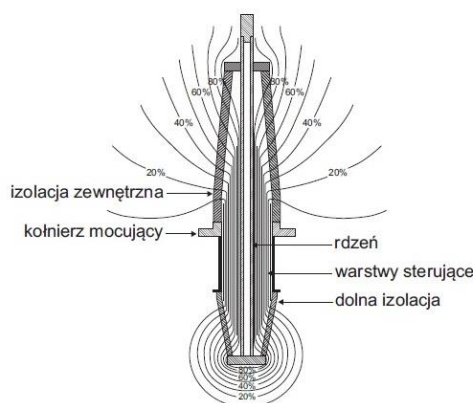
Przewodzące warstwy w izolacji w odpowiednio ukształtowanym rdzeniu powodują taki rozkład pola elektrycznego wokół przewodu prądowego, jaki pokazano na

rysunku 2.3. Eliminuje to nierównomierność pola w sąsiedztwie kołnierza mocującego, w obszarze najbardziej narażonym na wyładowania niezupełne i przebicia.

Powyższa metoda sterowania polem elektrycznym jest stosowana od lat w produkcji wysokonapięciowych izolatorów przepustowych typu OIP, RIP oraz RBP. Odpowiednio przygotowany rdzeń przepustu umieszcza się w osłonie wykonanej z materiału ceramicznego lub kompozytu. Osłona ta może mieć na przykład formę kloszy z elastomeru silikonowego umieszczonych na tulei nośnej z tworzywa epoksydowego. Osłona ta tworzy izolację zewnętrzną osłaniającą rdzeń. W części napowietrznej może ona posiadać talerze wydłużające drogę upływu między zaciskiem przewodu liniowego, a kołnierzem mocującym. W górnej części przepustów OIP może znajdować się zbiornik oleju wraz z wizjerem do obserwacji jego poziomu. W tym obszarze przepustu umieszcza się także zawór do uzupełniania oleju. Połączenie zbiornika z dalszą częścią korpusu przepustu jest uszczelnione.



Rys. 2.2. Zwijanie izolacji z warstwami przewodzącej folii aby uformować rdzeń przepustu (na podst.[37])



Rys. 2.3. Zasada sterowania polem elektrycznym w przepuscie kondensatorowym (na podstawie [37])

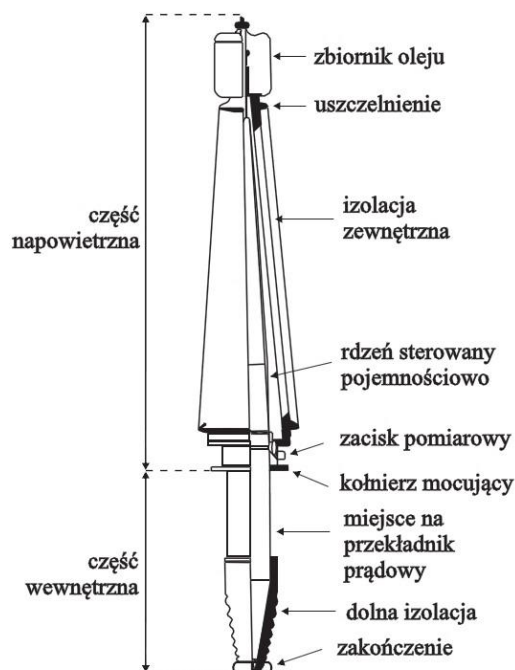
Przepusty wykonane w technologii RIP lub RBP mogą być zaopatrzone w akcesoria związane z olejem. Zależy to od sposobu wykonania izolacji zewnętrznej. W niektórych technologiach wolne przestrzenie między tą izolacją, a rdzeniem wypełnia się olejem. Dotyczy to na przykład przepustów z osłoną porcelanową.

Część napowietrzna przepustu kończy się metalowym kołnierzem wyposażonym w otwory dla śrub mocujących przepust do wspomnianego już „kominka”, czyli odpowiednio uformowanego gniazda w kadzi wraz ze stosownymi otworami. W kominkach, na doprowadzeniach z uzwojeń, montuje się przekładniki prądowe. Mocowanie przepustu jest wykonane za pomocą wielu śrub z podkładkami zapobiegającymi luzowaniu połączeń, gdyż musi ono wytrzymać wielopłaszczyznowe drgania i wibracje oraz zapewnić szczelność.

Część wewnętrzna izolatora jest zanurzona w oleju transformatorowym, a więc może być znacznie krótsza niż część napowietrzna. Przepust jest zakończony mocowaniem umożliwiającym doprowadzenie przewodów z uzwojeń. Budowa przykładowego przepustu typu OIP jest pokazana na rysunku 2.4.

Przepusty OIP są wypierane przez coraz bardziej udoskonalane przepusty wykonywane w technologii ERIP, zwane także przepustami „suchymi”. Są to przepusty z rdzeniem kondensatorowym próżniowo zaimpregnowanym żywicą epoksydową. Ich zewnętrzna izolacja osłonowa jest wykonana z tworzywa epoksydowego i pokryta odpowiednio wyprofilowaną gumą silikonową.

Rozwój technologii tworzyw sztucznych doprowadził do powstania technologii łączących w sobie zalety przepustów z izolacją jednorodną i przepustów ze sterowanym polem elektrycznym. Technologie te bazują na tworzywach, z których formuje się izolację zewnętrzną wraz z wkładkami sterującymi polem. Całość podlega utwardzeniu. W efekcie otrzymuje się lekki i odporny na warunki zewnętrzne przepust izolatorowy niewymagający żadnej dodatkowej izolacji zewnętrznej. Firma Hubbell oferuje rodzinę tego typu o nazwie EBAC dla napięć o wartości do 69 kV wytwarzanych z żywicy cykloalfatycznej. Wspomniany producent stwierdza, że tego typu izolacja charakteryzuje się lepszymi właściwościami niż porcelana [44].



Rys. 2.4. Budowa przepustu kondensatorowego (na podstawie [37])

Niezależnie od technologii wykonania rdzenia, w kołnierzu mocującym przepustu kondensatorowego umieszcza się tak zwane gniazda pomiarowe wraz z zaciskiem pomiarowym [75], jak widać to na rysunku 2.4. Zacisk jest dostępny z zewnątrz przepustu oraz jest odizolowany od kołnierza.

Gniazdo pomiarowe służy do pomiarów parametrów przepustu w trakcie badań okresowych i doraźnych. Wykorzystuje się je także do instalacji elementów układów pomiarowych stosowanych w monitoringu pracy przepustów prowadzonym w czasie rzeczywistym, a więc w czasie pracy transformatora. Z tej też przyczyny budowę oraz poszczególne rodzaje gniazd pomiarowych i zacisków dokładniej omówiono w jednym z dalszych punktów niniejszego rozdziału.

Wysokonapięciowe transformatorowe izolatory przepustowe

W elektroenergetyce funkcjonuje pojęcie układów i urządzeń wysokonapięciowych. Wyróżnia ono grupę urządzeń w obwodach pierwotnych stacji oraz linii elektroenergetycznych, które są poddawane ciągle lub okresowo działaniu wysokiego napięcia. Pojęcie to dotyczy także izolatorów przepustowych.

Normy odnoszące się do przepustów, w tym dotyczące ich eksploatacji i badań, nie podają jednak wartości granicznej wartości napięcia U_m lub innego, powyżej którego przepust należy nazywać „wysokonapięciowym”. Naturalne w tej sytuacji jest odniesienie do przyjętych poziomów napięć stosowanych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych [107]. W polskich warunkach wysokie napięcia to napięcia międzyfazowe o wartości nominalnej równej lub wyższej niż 110 kV.

Zatem *wysokonapięciowe transformatorowe izolatory przepustowe* przeznaczone do stosowania w transformatorach energetycznych to urządzenia zainstalowane na jednej lub obu stronach transformatora i poddawane napięciu nominalnemu o wartości 110 kV lub wyższej. Potwierdza to także specyfikacja funkcjonalna PSE określająca poziomy napięć w sieciach energetycznych [93].

Akceptacja powyższej definicji oznacza, że *wysokonapięciowe izolatory przepustowe* będą miały izolację ze sterowanym polem elektrycznym, gdyż izolatory z izolacją jednorodną wytwarza się dla napięcia U_m nie przekraczającego 52 kV [104]. Ponadto przepusty tego rodzaju powinny być wyposażone w zacisk pomiarowy, obligatoryjnie instalowany w przepustach o $U_m > 72$ kV [75].

Metody monitorowania stanu tych właśnie izolatorów przepustowych będą rozważane w niniejszej pracy, zatem ich konstrukcja, technologie produkcji i właściwości zostaną omówione w kolejnym podrozdziale.

2.3. Wysokonapięciowe transformatorowe izolatory przepustowe

Jak już powiedziano, wysokonapięciowe izolatory przepustowe wykonuje się ze sterowaniem pola elektrycznego. W roku 1908 w USA firma Westinghouse rozpoczęła dostarczanie przepustów, w których sterowano rozkładem pola wkładkami metalowymi tworzącymi wielowarstwowy kondensator cylindryczny.

W Europie, w 1918 roku Emil Haefely opatentował przepust na napięcie przemienne o wartości 150 kV. W obu tych konstrukcjach korzystano z technologii RBP, która jednak nie umożliwiała produkcji przepustu na napięcie wyższe niż 230 kV.

Technologię OIP zaczęto rozwijać w latach 20. ubiegłego wieku. W 1944 roku w szwedzkiej ASEA, w kooperacji z Vattenfallsverk, wyprodukowano pierwszy przepust na napięcie 300 kV. W szybko rozwijających się po wojnie gospodarkach technologia ta umożliwiała konstrukcję przepustów niezbędnych dla linii przesyłowych o coraz wyższych napięciach. We wczesnych latach 50. ubiegłego stulecia ASEA produkowała już przepusty 400. kilowoltowe, a od roku 1963 Haefely oferował przepusty kondensatorowe 500. kilowoltowe. W latach 60. technologia OIP zdominowała konstrukcje przepustów wysokonapięciowych. Doprowadziło to do opracowania wersji na napięcie 765 kV stosowanych w projektach w USA oraz Kanadzie. Rok 1971 jest rokiem, w którym po raz pierwszy ASEA zastosowała przepust 866 kV. Obecnie oferowane są przepusty na napięcie 1,2 MV wykorzystywane w liniach transkontynentalnych w Rosji i Chinach.

Z początkiem lat 50. ubiegłego stulecia szwajcarska firma Ciba opracowała przepusty na napięcia do 69 kV, posługując się technologią RIP. W ciągu kilkunastu lat ta technologia początkowo wyparła technologię RBP w zakresie produkcji przepustów na niższe napięcia, a z czasem zaczęto ją stosować do produkcji przepustów wysokonapięciowych. Udoskonalona jej odmiana oznaczana symbolem ERIP pozwala na wytwarzanie przepustów do 765 kV.

Podsumowując powyższy rys historyczny, sporządzony na podstawie informacji zawartych w publikacji [25], można stwierdzić, że w konstrukcji wysokonapięciowych izolatorów przepustowych korzysta się z technologii OIP niemal od początku stuletniej historii przepustów aż do czasów współczesnych. Technologia RBP, wprowadzona głównie ze względów ekonomicznych, została zastąpiona technologią RIP i obecnie jest rozwijana w kierunku najwyższych napięć pod nazwą ERIP. Nowsze, wymienione już w punkcie 2.1, wprowadzane ulepszenia tej technologii to RIS, RIF oraz RIN.

Technologie wytwarzania przepustów wysokonapięciowych zasygnalizowane w punkcie 2.1 zostaną niniejszym omówione dokładniej. Kształtują one właściwości eksploatacyjne przepustów, a także odporność na narażenia środowiskowe i intensywność występowania szkodliwych zjawisk, na przykład wyładowań niezupełnych.

Właściwości zastosowanych materiałów oraz ich jakość niewątpliwie wpływają na tempo rozwoju procesów degradacyjnych. Od rodzaju materiałów użytych do wykonania przepustu zależą także wczesne symptomy przyszłych uszkodzeń.

W trakcie eksploatacji ważne są wielkości opisujące poszczególne rozwiązania konstrukcyjne, takie jak napięcie U_m , prąd i temperatura pracy.

Z technologią produkcji izolatorów przepustowych związane są również typowe wartości współczynnika strat dielektrycznych i pojemności przepustu charakteryzujących jego bieżący stan i przydatność do dalszej pracy. Parametry te zostaną przedstawione w jednym z kolejnych punktów niniejszego rozdziału.

RBP

Rdzenie przepustów w tej technologii są wykonane z papieru jednostronnie na gorąco powlekanego żywicą fenolowo-epoksydową [32]. Po nawinięciu wraz z warstwami metalowych folii tworzących ekrany sterujące polem, całość poddawano wygrzewaniu prowadzącemu do scalenia całej konstrukcji rdzenia. Stąd, przepusty wykonane tą technologią to *przepusty z izolacją twardą*. Rdzeń umieszczano w ceramicznym izolatorze osłonowym i całość zalewano syciwem o dużej lepkości w celu maksymalnego ograniczenia wnikania wilgoci do rdzenia. Wskutek ograniczeń związanych z nawijaniem i powlekaniami papieru żywicą nie jest obecnie ekonomicznie uzasadniona produkcja tych przepustów na napięcie wyższe niż 123 kV.

Podczas wygrzewania, we wnętrzu przepustu mogą pozostać pęcherzyki powietrza powodujące nieciągłości materiału, wokół których łatwo inicjują się wyładowania niezupełne. Tego rodzaju przepusty mają technologicznie wyższy niż inne poziom wyładowań niezupełnych i współczynnik stratności. Ich zaletą jest niższy koszt produkcji w porównaniu z przepustami wytwarzanymi innymi metodami.

OIP

Rdzeń tych przepustów jest zbudowany z papieru celulozowego nawiniętego na tubę, w której umieszcza się przewód prądowy. Warstwy papieru są rozdzielane aluminiowymi ekranami. Ich liczba zależy od napięcia, na które zaprojektowano przepust. Po nawinięciu i suszeniu, rdzeń impregnuje się próżniowo odgazowanym olejem transformatorowym i umieszcza w osłonie tworzącej izolator zewnętrzny. Wolne przestrzenie wypełnia się olejem pod ciśnieniem. Osłony dawniej wykonywano z porcelany. Obecnie stosuje się również materiały polimerowe i silikonowe [36]. Przepusty papierowo-olejowe nazywa się *przepustami z izolacją miękką*.

Przepustowe OIP wykazują niską stratność i małe wyładowania niezupełne, ale należy utrzymywać w nich właściwe ciśnienie oleju. Ich wadą są potencjalne wycieki, palność i znaczne narażenie otoczenia w przypadku eksplozji, szczególnie dla konstrukcji z osłoną ceramiczną. Ich transport i instalacja wymagają większej staranności ze względu na łatwość uszkodzenia. Przepusty tego typu powinny pracować w pozycji pionowej. Dopuszczalne jest tylko niewielkie odchylenie od pionu.

RIP

Ta technologia jest rozwinięciem technologii RBP. Rdzeń nawinięty wraz z metalowymi foliami ekranów poddaje się próżniowemu suszeniu, a następnie impregnuje się także próżniowo odgazowaną żywicą o małej lepkości. Rdzeń umieszcza się w izolatorze osłonowym z ceramiki lub elastomeru silikonowego stosowanego w nowszych konstrukcjach. Przestrzeń między rdzeniem, a izolatorem osłonowym wypełnia się olejem lub ściśle łączy z izolatorem osłonowym. Wymagane jest zapewnienie bardziej kontrolowanego środowiska i próżni podczas suszenia i impregnacji niż w przypadku technologii OIP.

ERIP

Technologia ERIP to ulepszona wersja technologii RIP. Nazwa tego typu izolatorów przepustowych jest spotykana w literaturze zagranicznej i krajowej, ale nie jest wyspecyfikowana przez normę [75]. Sposób ich produkcji opiera się na zastosowaniu żywicy epoksydowej do impregnacji rdzenia. Silikonową izolację zewnętrzną nawija się ciasno na rdzeń lub naciąga w całości. Tego typu izolator przepustowy, zwany czasem *przepustem suchym*, nie zawiera oleju.

Przepusty ERIP są całkowicie suche, bezciśnieniowe i niepalne. Mają niski poziom wyładowań niezupełnych oraz strat dielektrycznych. Mogą pracować pod dowolnym nachyleniem i posiadają znaczną odporność sejsmiczną [36].

RIS

Wadą technologii OIP, RIP i jej ulepszonej wersji ERIP jest stosowanie papieru o dużej gęstości, co wydłuża impregnację i wymusza stosowanie oleju lub żywicy o niskiej lepkości. Ten problem rozwiązuje technologia RIS. Postęp polega na tym, że papier zastępuje się włóknem polimerowym nie zawierającym ani nie absorbującym wilgoci [24]. Nawiniętego rdzenia nie poddaje się suszeniu, ale od razu impregnuje żywicą epoksydową o większej gęstości niż w przepustach ERIP, dodając wypełniacze umożliwiające kształtowanie właściwości izolacji. Utwardzony rdzeń jest pokrywany zewnętrznym izolatorem silikonowym.

Eliminacja suszenia rdzenia znacznie skraca czas produkcji, a zatem i jej koszt. Według charakterystyk podawanych przez producenta [24] przepust tego typu jest całkowicie suchy, nie zawiera wilgoci, cechuje się szerokim zakresem temperatury pracy, niską stratnością i niskim poziomem wyładowań niezupełnych.

RIF

W tej konstrukcji osnowa rdzenia jest wytwarzana z włókna szklanego. Po nawinięciu całość jest impregnowana żywicą. Zewnętrzne pokrycie to specjalnie nawiniany izolator silikonowy [28]. Według producenta [97], przepusty te nie mają wewnętrznych wtrąceń, nieciągłości i wolnych przestrzeni w izolacji, które mogłyby być źródłem wyładowań niezupełnych. Izolacja nie chłonie wilgoci. Całość konstrukcji jest lekka i wytrzymała. Cechuje ją niski poziom wyładowań niezupełnych i możliwość pracy w ekstremalnych warunkach temperaturowych.

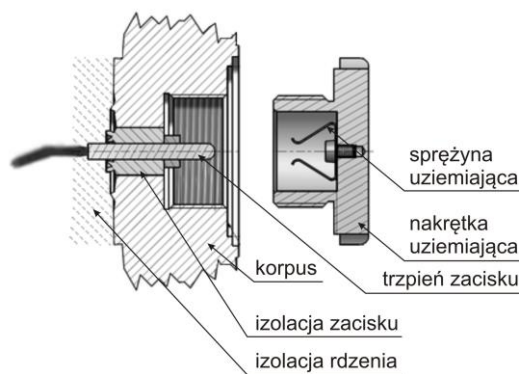
RIN

W tego typu przepustach osnową izolacji rdzenia jest polimerowy materiał „nie-*tkany*” (ang. *nonwoven*). Przepust jest hydrofobowy, czyli nie wymaga suszenia próżniowego przed impregnacją żywicą i nie chłonie wilgoci z atmosfery. Brak suszenia skraca cykl produkcji i ogranicza koszty [54].

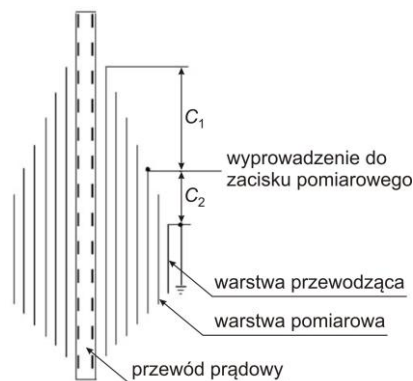
2.4. Gniazda pomiarowe

Gniazda pomiarowe są standardowo wykorzystywane do poprodukcyjnej oraz eksploatacyjnej kontroli parametrów przepustów. Według normy [75] gniazda pomiarowe, zwane także gniazdami probierczymi, muszą być instalowane w przepustach o napięciu maksymalnym równym lub większym niż 72,5 kV.

Przykład przekroju takiego gniazda pokazuje rysunek 2.5. W osi gniazda znajduje się miedziany lub mosiężny metalowy trzpień wykonany w formie pręta, rurki lub sprężynującej wiązki cienkich drutów, który jest odizolowany od metalowego kołnierza przepustu. Tworzy on tak zwany zacisk gniazda pomiarowego połączony z zewnętrzną lub przedostatnią przewodzącą warstwą rdzenia za pomocą izolowanego przewodu, jak pokazano na rysunku 2.6. Trzpień zacisku w zależności od wykonania, zawiera sprężynę dociskową lub element sprężynujący, który zapewnia pewne połączenie do nakrętki uziemiającej.



Rys. 2.5. Przekrój przykładowego gniazda pomiarowego (na podst.[37])



Rys. 2.6. Przewodzące warstwy rdzenia oraz pojemności C_1 i C_2

Względem przewodu prądowego, zacisk gniazda jest wyprowadzeniem zewnętrznej okładziny warstwowego kondensatora walcowego utworzonego przez kolejne warstwy przewodzącej foli i materiału izolacyjnego rdzenia. Zastępuje pojemność tego kondensatora jest oznaczana symbolem C_1 i nazywana według normy [75] *pojemnością główną przepustu*. W odniesieniu do metalowej obudowy kołnierza przepustu, układ zacisk-kołnierz reprezentuje według powyższej normy tak zwaną *pojemność zacisku* oznaczaną symbolem C_2 .

Gdy transformator jest pod napięciem, zacisk gniazda musi być pewnie uziemiony, o ile nie korzysta się z niego do monitoringu w trybie on-line. Wynika to stąd, iż połączenie do zacisku jest wyprowadzone z okładziny kondensatora. Jeśli zacisk nie będzie uziemiony, to pojawi się na nim wysokie napięcie, które spowoduje przebicie i wyładowanie do metalowego kołnierza. To może stać się przyczyną

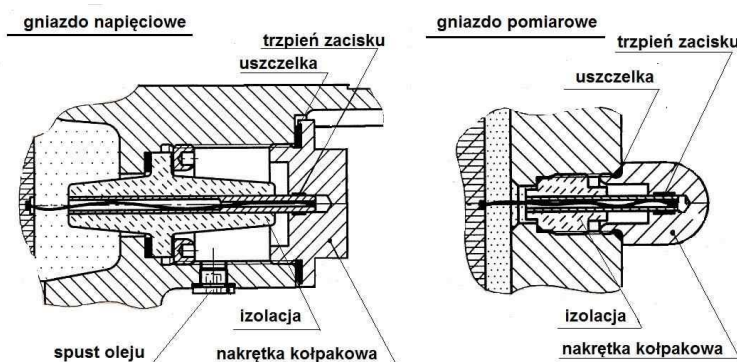
uszkodzenia przepustu, a nawet pożaru. Uziemienie uzyskuje się za pomocą specjalnej metalowej nakrętki z kołpakiem, która musi być zakręcona na gnieździe. Nakrętka posiada sprężynujące elementy dociskowe lub nacinające, które zapewniają solidne, wewnętrzne połączenie z trzpieniem i tym samym jego uziemienie.

Zacisk probierczy i zacisk napięciowy

Norma [75] rozróżnia *zacisk pomiarowy* inaczej zwany *probierczym* (ang. measure tap) i *zacisk napięciowy* (ang. voltage tap). Ten drugi bywa równoważnie nazywany *zaciskiem potencjalowym*. Konstrukcję i proporcje wielkości obu gniazd pokazuje rysunek 2.7, wykonany na podstawie materiałów firmy Trench [106].

Zacisk pomiarowy jest połączony do ostatniej okładziny przewodzącej. Jest on wykorzystywany jedynie do pomiarów i sprawdzania parametrów przepustów. Zacisk napięciowy łączy się do przedostatniej okładziny przewodzącej [39]. Można go także wykorzystywać do pomiarów i sprawdzania parametrów przepustów w trybie off-line oraz do monitoringu przepustów w trybie on-line. Różnica w podłączeniu skutkuje tym, że zacisk napięciowy można obciążać i pobierać z niego pewną moc, gdy transformator jest pod napięciem. Według danych firmy Micafil [65] moc ta może wynosić od 5 do 10 VA zależnie od napięcia linii i pojemności przepustu. Można ją zatem wykorzystać do zasilania urządzeń pomiarowych. Jeśli korzysta się z tego, gdy transformator pracuje, to na zacisku napięciowym występuje napięcie, którego wartość zależy od impedancji, jaką zacisk został obciążony. Według danych jednego z producentów [65], impedancję obciążenia dobiera się tak, aby napięcie na zacisku nigdy nie przekraczało 1500 V.

Na nieuziemionym zacisku będą się pojawiały przepięcia docierające do przewodu prądowego od strony linii i uzwojeń, przenoszone poprzez pojemność główną przepustu. Zacisk napięciowy wymaga zatem solidnej izolacji od uziemionego kołnierza, aby uniknąć niebezpiecznych wyładowań i przebić. Stąd, gniazdo z zaciskiem napięciowym jest większe od gniazda z zaciskiem pomiarowym.



Rys.2.7. Proporcje wielkości gniazda napięciowego i pomiarowego [106]

Oba typy gniazd są wykorzystywane do pomiarów parametrów przepustów pod napięciem. Zakłada się, że gniazdo napięciowe może wytrzymać napięcie pomiarowe do 10 kV przyłożone do trzpienia zacisku. Gniazdo pomiarowe, które jest znacznie mniejsze niż gniazdo napięciowe, nie powinno być poddawane napięciom wyższym niż 500 V. Producenci izolatorów przepustowych podają wartość napięcia, jakie może być przyłożone do gniazda pomiarowego danego rodzaju przepustu.

Rodzaje gniazd pomiarowych

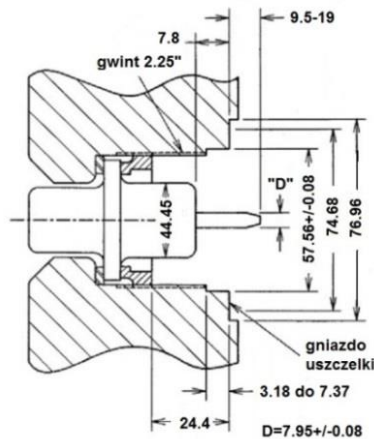
W praktyce spotyka się co najmniej kilka rodzajów wykonania gniazd pomiarowych. Jedną z przyczyn jest to, iż producenci przepustów wprowadzając niekiedy istotne ulepszenia i zmiany konstrukcyjne poprawiające na przykład uziemienie zacisku pomiarowego, jednocześnie świadomie ograniczali konkurentom dostęp do swego rynku. Do zróżnicowania konstrukcji przepustów, a w tym gniazd pomiarowych, przyczyniły się także odmienne typoszeregi napięciowe w Ameryce i Europie oraz początkowy brak standaryzacji konstrukcji i właściwości przepustów.

Pierwszą standaryzację w zakresie przepustów wprowadzono w USA w roku 1942 pod nazwą ANSI C76.1. Standard ten nie miał początkowo żadnego odniesienia do sytuacji w Europie, gdzie w poszczególnych krajach obowiązywały osobne unormowania. W późniejszej edycji normy IEEE Std C57.19.01-2000 [51], dotyczącej właściwości przepustów, zdefiniowano także wymiary gniazda pomiarowego.

Różnorodność typów gniazd probierczych utrudnia unifikację sprzętu pomiarowego do badań powykonawczych i eksploatacyjnych. Znacząco utrudnia także wykorzystanie tych gniazd do monitoringu w czasie rzeczywistym właściwości przepustów, wymuszając budowę różnych wersji sprzętu bądź stosowanie specjalizowanych adapterów. Aby dokładniej zilustrować zasygnalizowane problemy, niniejszym pokazano przykłady poszczególnych rozwiązań konstrukcyjnych.

A. Gniazdo „typu A”

Norma [51] określa wymiary tego gniazda i nadaje mu nazwę. Jak widać na rysunku 2.8, trzpień zacisku o średnicy w przybliżeniu 8 mm jest osadzony w tulei wykonanej z materiału izolacyjnego. Tuleja wraz z zaciskiem jest mocowana za pomocą pierścienia z gwintem zewnętrznym 2,25” do nagwintowanego korpusu gniazda. Czoło gniazda jest przygotowane do umieszczenia uszczelki.



Rys. 2.8. Przekrój poprzeczny gniazda „typu A” na podstawie normy [51]

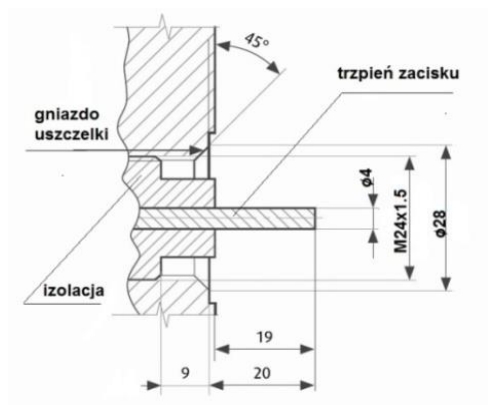
Wspomniana norma nie określa sposobu wykonania nakrętki dla tego gniazda, chociaż nakrętka pełni istotną funkcję. Jej zadaniem jest pewne uziemienie trzpienia zacisku wtedy, gdy transformator jest pod napięciem i w gnieździe nie są zainstalowane układy do monitoringu on-line. Producenci przepustów stosują w tym celu bardzo różne rozwiązania, takie jak na przykład specjalne tulejki nacinające lub sprężyny dociskające trzpień zacisku po zakręceniu nakrętki.

Gniazdo *typu A* stosuje się dla zacisków napięciowych oraz dla zacisków pomiarowych. Jest ono wygodne dla konstrukcji różnorodnych sond i przyrządów pomiarowych przeznaczonych do monitoringu on-line, gdyż jego szeroka powierzchnia czołowa oferuje dużo miejsca i ułatwia dobre mocowanie.

B. Gniazdo pomiarowe „typu B”

Ten typ gniazda nie jest znormalizowany. Jest ono wyraźnie mniejsze niż gniazdo typu A, co można stwierdzić, porównując wymiary pokazane na rysunku 2.9 z wymiarami z rysunku 2.8. Takie rozwiązanie jest stosowane przez kilku producentów, jednak tylko jako gniazdo pomiarowe. Wytwórcy przepustów, między innymi niemiecka firma HSP Hochspannungsgerate GmbH [40], stosują na ogół specjalne nakrętki do uziemienia trzpienia zacisku pomiarowego. Nacinają one trzpień w trakcie zakręcania, co wydatnie poprawia pewność styku.

Wykorzystanie tego rodzaju gniazda do instalacji urządzeń do monitoringu on-line nastęrcza trudności, wynikające z jego niewielkich rozmiarów. Ponadto, co pokazuje rysunek 2.10, w tym rozwiązaniu brak wystarczającej, wypłaszczonej powierzchni od czoła przepustu, na której można by solidnie oprzeć sondę pomiarową. Stanowi to dodatkowe wyzwanie konstrukcyjne. To gniazdo wymaga również bardzo starannego doboru uszczelki umieszczonej pod nakrętką.



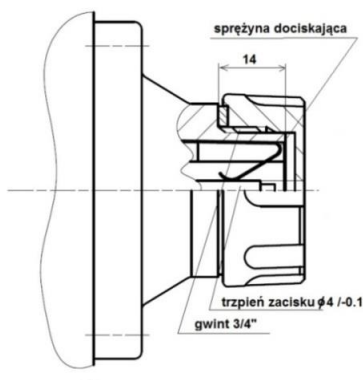
Rys. 2.9. Gniazdo pomiarowe „typu B” na podstawie materiałów firmy HSP [40]



Rys. 2.10. Widok gniazda „typu B” z trzpieniem zacisku o średnicy 4mm

C. Gniazdo pomiarowe z samoczynnym uziemieniem

To gniazdo również nie jest znormalizowane. Jak widać na rysunku 2.11, uziemienie trzpienia zacisku zapewnia sprężyna łącząca obudowę kołnierza przepustu z trzpieniem gniazda. Takie rozwiązanie stosuje np. firma Micafil. Dokładne wymiary tego gniazda są podane w opisie technicznym [65]. Jego wykorzystanie do instalacji urządzeń monitorujących przepust jest skomplikowane, gdyż wymaga specyficznej konstrukcji sondy pomiarowej. Po jej zainstalowaniu musi dojść do rozwarcia sprężyny uziemiającej gniazdo z jednoczesnym zapewnieniem trwałego, dobrego styku z trzpieniem zacisku. Źródłem dodatkowych kłopotów może być szczególnie zilustrowany rysunkami 2.12 oraz 2.13. Jak widać, trzpienie w tych gniazdach mogą być wykonane w różny sposób, co może mieć wpływ na pewność styku.



Rys. 2.11. Gniazdo pomiarowe z samoczynnym uziemieniem, wg materiałów projektowych Micafil



Rys. 2.12. Gniazdo pomiarowe ze sprężyną uziemiającą i litym trzpieniem o średnicy 4mm



Rys. 2.13. Modyfikacja gniazda pomiarowego ze sprężyną uziemiającą; trzpień wykonany z wiązki mosiężnych drutów

D. Gniazdo pomiarowe z zatyczką uziemiającą

Jeszcze inne rozwiązanie problemu uziemienia trzpienia zacisku pomiarowego stosuje podmoskiewska firma Izolyator [54] w konstrukcjach przepustu RIN. Jak pokazano na rysunku 2.10, trzpień jest uziemiony poprzez specjalną zatyczkę. Kołpak nakrętki możliwej do odkręcenia ręcznie jest dodatkowo przymocowany do zatyczki. Ułatwia to montaż lub demontaż na wysokości i zapobiega zagubieniu.



Rys. 2.14. Gniazdo pomiarowe z zatyczką uziemiającą i kołpakiem ochronnym

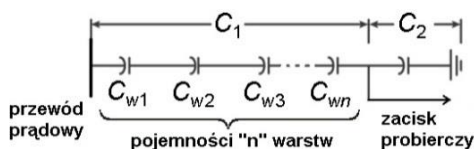
2.5. Pojemność i współczynnik strat dielektrycznych

2.5.1. Podstawy fizyczne

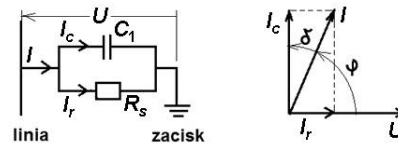
Przedstawione na rysunku 2.6 wewnętrzne warstwy przewodzące rdzenia przepustu wysokonapięciowego wraz z warstwami izolacji i zaciskiem gniazda pomiarowego lub napięciowego, tworzą układ zastępczy szeregowo połączonych kondensatorów walcowych. W czasie normalnej pracy transformatora jedna z zewnętrznych okładzin takiego układu będzie podłączona do przewodu prądowego, a druga będzie uziemiona. Uziemione będą także te wewnętrzne okładziny, które są wyprowadzone do zacisku pomiarowego lub napięciowego. Uproszczony układ zastępczy odpowiadający temu połączeniu pokazuje rysunek 2.15. Pojemności poszczególnych warstw są oznaczone jako $C_{w1}, C_{w2}, \dots, C_{wn}$, gdzie symbol „ C_{wn} ” to pojemność warstwy, z której jest wyprowadzony zacisk probierczy.

Jeśli zacisk gniazda pomiarowego lub napięciowego jest uziemiony, to pojemność C_2 można pominąć. Jeśli zacisk pomiarowy nie zostanie uziemiony, to na zewnętrznej okładzinie połączonej z tym zaciskiem wytworzy się wysokie napięcie, gdyż układ kondensatorów będzie działał jak dzielnik napięciowy. Napięcie to będzie wyższe w przypadku gniazda napięciowego, ponieważ w tym przypadku zacisk jest wyprowadzony z przedostatniej okładziny. Względem zacisku pomiarowego szeregowo połączone pojemności $C_{w1} \dots C_{wn}$ poszczególnych warstw rdzenia można traktować jako kondensator o pojemności C_1 .

Na rysunku 2.16. pokazano schemat zastępczy przepustu przedstawiony w postaci kondensatora stratnego [59] wraz z wykresem wskazowym. Umowny prąd I_r będący składową czynną prądu I wpływającego do przepustu reprezentuje straty energii występujące w tym kondensatorze wnikające z prądów upływu, zjawisk polaryzacji i wyładowań niezupełnych.



Rys. 2.15. Uproszczony układ zastępczy przepustu z gniazdem pomiarowym



Rys. 2.16. Schemat zastępczy i wykres wskazowy przepustu

Składowa bierna prądu I oznaczona jako I_c to prąd ładowania idealnego kondensatora o pojemności C_1 reprezentującej pojemność przepustu w przypadku, gdy zacisk pomiarowy jest uziemiony. Kąt δ , występujący między sumarycznym prądem I wpływającym do przepustu, a jego składową bierną I_c jest nazywany kątem stratności przepustu. Kąt φ między sumarycznym prądem I , a składową czynną tego prądu, to kąt współczynnika mocy dla izolacji przepustu (ang. power factor angle of insulation system). Na podstawie wykresu wskazowego z rysunku 2.11 można określić tangens kąta stratności przepustu jako stosunek prądów I_r do I_c :

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{I_r}{I_c}, \quad (2.1)$$

Tangens kąta stratności przepustu $\operatorname{tg} \delta$ nazywany jest *współczynnikiem strat dielektrycznych przepustu*. Uwzględniając wartość kąta współczynnika mocy, można następująco wyrazić moc strat P_s wydzielonych w przepuście:

$$P_s = UI \cos \varphi, \quad (2.2)$$

gdzie:

- U - napięcie liniowe,
- I - sumaryczny prąd wpływający do izolacji przepustu,
- φ - kąt współczynnika mocy izolacji przepustu.

Straty dielektryczne przekładają się na wydzielanie ciepła, które może negatywnie wpływać na stan przepustu. Z punktu widzenia nadzoru on-line jest zatem interesujące, od czego zależy wydzielone ciepło. Z wykresu 2.16 wynika, że składową czynną prądu wpływającego do przepustu można także wyrazić za pomocą iloczynu wartości całkowitego prądu wpływającego do izolacji przepustu i wartości $\cos \varphi$:

$$I_r = I \cos \varphi, \quad (2.3)$$

Zatem wzór 2.2 na moc strat P_s w przepuście przyjmie postać:

$$P_s = UI_r, \quad (2.4)$$

Uwzględniając zależności elektrotechniki [59] dla prądu I_c kondensatora:

$$I_c = \omega CU, \quad (2.5)$$

gdzie:

- ω - pulsacja napięcia linii,
- C - wypadkowa pojemność przepustu C .

Uwzględniając zależność 2.1, wyrazimy składową czynną I_r w poniższy sposób:

$$I_r = \omega CU \operatorname{tg} \delta, \quad (2.6)$$

Zatem na podstawie zależności 2.4 i 2.5 moc strat P_s w przepuście można określić:

$$P_s = \omega CU^2 \operatorname{tg} \delta = 2\pi f CU^2 \operatorname{tg} \delta, \quad (2.7)$$

gdzie:

- f - częstotliwość prądu w linii.

Z zależności 2.7 wynika, że moc strat wydzielanych w przepuście jest wprost proporcjonalna do częstotliwości sieci, pojemności przepustu, kwadratu napięcia linii oraz wartości współczynnika strat dielektrycznych.

Pojemność C_1 sprawnego przepustu wysokonapięciowego kształtuje się w granicach od 300 do 650 pF zależnie od technologii wykonania. Wartość pojemności C_2 jest około 10. krotnie większa.

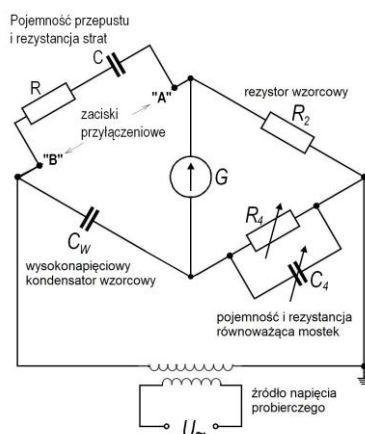
Wartość współczynnika strat dielektrycznych jest wielkością niemianowaną i wynosi od 0,002 do 0,015 dla sprawnych przepustów wysokonapięciowych w zależności od technologii wykonania. Dla wygody wyraża się ją w umownych jednostkach po pomnożeniu przez 100. Stąd też pewnie wzięła się nazwa tej umownej jednostki „procent”, choć z rzeczywistością wartością procentową nie ma ona nic wspólnego. W tej konwencji wspomniane wartości wynoszą od 0,2% do 1,5%.

Autor niniejszej pracy sprawdził, że „umowna jednostka procentowa” jest stosowana konsekwentnie od wielu lat w normach IEEE, zagranicznej i krajowej literaturze fachowej, a także licznych artykułach. Wyjątkiem jest norma PN-EN 60-137 [75], która podaje wartości $\text{tg}\delta$ w postaci niemianowanej oraz niektóre opracowania naukowe. Wielkości „procentowe” stosowano również w raportach z badań izolatorów przepustowych, z których korzystano w niniejszej pracy. W tej sytuacji zdecydowano się na konsekwentne stosowanie historycznego zapisu „procentowego”, zaznaczając wyraźnie, o jaką jednostkę chodzi w miejscach, w których ta kwestia mogłaby budzić kontrowersje.

Wzrost pojemności przepustu C_1 i wartości $\text{tg}\delta$ przejawia się wzrostem strat wydzielonych w przepuście, zatem wartość tych współczynników podczas użytkowania przepustu powinna utrzymywać się w zalecanych granicach. Od wielu lat pomiary tych parametrów wykonuje się tak zwaną *metodą tradycyjną* [32], stosując napięcie probiercze o częstotliwości 50Hz. Do pomiaru powyższych parametrów wprowadzana jest również *metoda FDS* (ang. Frequency Domain Spectroscopy), w której pomiary wykonuje się przy zmiennych częstotliwościach [32].

2.5.2. Pomiary pojemności i współczynnika strat dielektrycznych

Pomiarów tych wartości *metodą tradycyjną* dokonuje się urządzeniami funkcjonującymi na zasadzie *mostka Scheringa* [17], w którym napięcie probiercze ma stałą częstotliwość 50Hz. Na schemacie na rysunku 2.17, pojemność „ C ” i rezystancja „ R ” przedstawiają w szeregowym układzie zastępczym odpowiednio badaną pojemność i jej rezystancję strat. Pojemność C_w to pojemność wysokostabilnego, wzorcowego kondensatora próżniowego. Rezystor R_2 to rezystor wzorcowy. Rezystor R_4 i pojemność C_4 reprezentują rezystancję i pojemność równoważenia mostka.



Rys. 2.17. Układ pomiarowy mostka Scheringa

Pomiary dla przepustów niezamontowanych wykonuje się w celu badań poprodukcyjnych, badań zapasów, sprawdzeń po remoncie. Pomiary dla przepustów docelowo zainstalowanych wykonuje się jako przeglądy okresowe lub doraźne. Transformator jest wtedy niezasilony i odłączony od szyn, tj. „rozszybowany”, ale nie ma potrzeby odłączania przewodów liniowych od trzpieni przepustu.

Mostkiem Scheringa, w zależności od metody podłączenia do przepustu, można mierzyć pojemności C_1 i C_2 oraz współczynnik $\tan \delta$ odpowiadających im części izolacji. Pomiary tego typu są stosowane od wielu lat do oceny stanu przepustów i wykrywania symptomów ich degradacji. Istnieje co najmniej kilku znanych producentów specjalistycznego sprzętu pomiarowego. Na przykład firma Megger oferuje przyrząd „Delta 2000”, a firma Tettex Instruments posiada przewoźne, skomputeryzowane urządzenie MIDAS (ang. Mobile Insulation Diagnosis & Analysing System), które może służyć także do badania innych komponentów transformatora.

Pomiary mostkiem Scheringa wykonuje się w dwóch podstawowych układach połączeń: w układzie uziemionym, oznaczonym GST (ang. Grounded Specimen Test) i w układzie nieziemionym UST (ang. Ungrounded Specimen Test). Należy również podkreślić, że wynik pomiaru $\tan \delta$ znacząco zależy od temperatury przepustu, temperatury otoczenia i innych czynników środowiskowych, takich jak wilgotność i opady atmosferyczne.

Pomiar w układzie UST

Układ połączeń UST pokazany na rysunku 2.18 służy do oceny izolacji między przewodem prądowym, a zaciskiem gniazda pomiarowego. Stan tej izolacji określa się, mierząc pojemność i współczynnik strat dielektrycznych kondensatora C_1 . Podczas pomiaru, zależnie od typu miernika, korzysta się z napięcia probierczego o wartości 10 kV lub 12 kV dla gniazd napięciowych przystosowanych do wyższego napięcia pomiaru. Wartość tego napięcia dla przepustów z gniazdami probierczymi jest niższa i może wynosić tylko 500 V. Dopuszczalne napięcie pomiaru jest specyfikowane przez producenta przepustu.

Przed rozpoczęciem testu łączy się zacisk uziemienia miernika z uziemieniem kołnierza badanego przepustu oraz zwiera się wszystkie zaciski przewodów liniowych na badanej stronie transformatora. Przewód „gorący” napięcia probierczego łączy się do przewodu prądowego przepustu, a przewód „zimny” do zacisku pomiarowego, oczywiście po usunięciu nakrętki uziemniającej. Niekiedy gniazda pomiarowe są dodatkowo zalewane olejem, należy zatem starannie usunąć jego resztki z trzpienia zacisku pomiarowego. Zacisk ekranu mostka należy doprowadzić do punktu uziemniającego kołnierza.

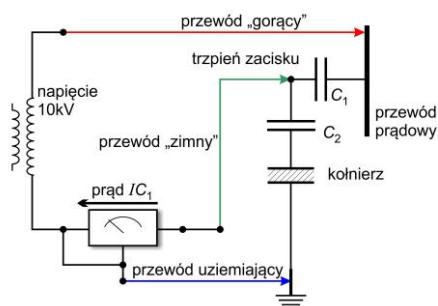
Po sprawdzeniu połączeń uruchamiany jest pomiar. Nowoczesne urządzenia do badania stanu izolacji samoczynnie równoważą układ pomiarowy i wyświetlają lub nawet zapisują do swej pamięci zmierzone wartości pojemności i $\tan \delta$.

Wykonuje się także pomiary w „odwróconym układzie UST”; przewód gorący łączy się do zacisku pomiarowego, a przewód zimny do przewodu prądowego

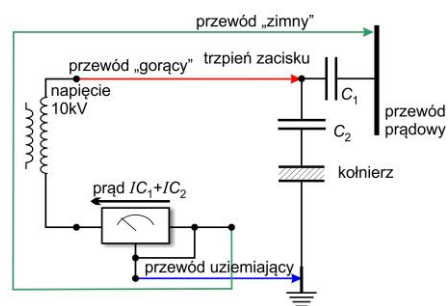
przepustu. To badanie wykonuje się tylko dla gniazd specyfikowanych na wyższe napięcie i tylko w przypadku podejrzenia potencjalnych nieprawidłowości w stanie izolacji, zasygnalizowanych rezultatami testu w standardowym układzie UST.

Pomiar w układzie GST

Układ GST pokazany na rysunku 2.19 służy do oceny izolacji między trzpieniem zacisku gniazda pomiarowego, a kołnierzem przepustu. Mierzy się w ten sposób pojemność i współczynnik strat dielektrycznych kondensatora C_2 . Wybiera się napięcie probiercze od 0,5 kV do co najwyżej 2 kV, zależnie od specyfikacji typu gniazda. Przewód „gorący” napięcia probierczego łączy się do trzpienia zacisku pomiarowego, a przewód „zimny” do przewodu liniowego. Masę pomiaru uziemia się w tym samym punkcie co kołnierz przepustu.



Rys. 2.18. Pomiar w układzie UST



Rys. 2.19. Pomiar w układzie GST

Wpływ czynników środowiskowych

Temperatury przepustu oraz otoczenia w trakcie testów mają znaczący wpływ na rezultaty pomiarów współczynnika $\tan \delta$. Otrzymane wartości przelicza się dla temperatury otoczenia wynoszącej 20°C, korzystając z tabel dostarczanych przez producenta. Według „Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów” [27] umowną wartość temperatury pomiaru dla wprowadzenia korekty wyznacza się, sumując 1/3 temperatury górnej warstwy oleju w kadzi i 2/3 temperatury otoczenia podczas pomiaru. Z kolei instrukcja wewnętrzna ABB [43] zaleca sumowanie połowy temperatury górnej warstwy oleju i połowy temperatury otoczenia.

Z zasady unika się pomiarów parametrów przepustów podczas opadów atmosferycznych, gdyż zawilgocenie izolacji zewnętrznej może mieć bardzo duży wpływ na rezultaty.

2.6. Parametry techniczne

2.6.1. Dane znamionowe

Wśród parametrów technicznych przepustów podanych w normie [75] możemy wyróżnić grupę parametrów określonych przez dane znamionowe, według których przepust jest dobierany do konkretnej aplikacji.

Poniżej zebrano tylko te wielkości, które są istotne z punktu widzenia monitoringu wysokonapięciowych przepustów transformatorowych. Parametry napięciowe przepustów określające wytrzymałość na zaburzenia atmosferyczne i łączeniowe obrazują jednocześnie, jak dużym narażeniom napięciowym może być poddawany przepust w trakcie eksploatacji. Parametry prądowe i współczynniki termiczne pozwalają określić dopuszczalne warunki cieplne eksploatacji przepustów.

Pominięto kąt montażu, wartości wytrzymywanego obciążenia zginającego, odległości izolacyjne i wymiary, gdyż albo nie mają one bezpośredniego wpływu na wielkości monitorowane, albo nie są one monitorowane.

A. Najwyższe napięcie przepustu U_m

Najwyższe napięcie urządzenia U_m jest to wg definicji podanej w p. 2.1 - wartość skuteczna napięcia, na które przepust został zaprojektowany. Ten parametr warunkuje dobór przepustu, ponieważ względem niego określa się wartości napięć charakteryzujących odporność izolacji przepustów. Dla przepustów wysokonapięciowych norma [75] przyjmuje następujący typoszereg napięcia U_m , wyrażony w kV:

123, 145, 170, 245, 300, 362, 420, 550, 800, 1100, 1200 (kV)

Odporność izolacji przepustów na zaburzenia przepięciowe określają znamionowe wartości szczytowe napięcia udarowego:

- piorunowego, oznaczanego BIL, (ang. Basic Lightning Impulse Insulation Level),
- łączeniowego, oznaczanego SIL, (ang. Switching Impulse Insulation Level).

Kolejnymi parametrami charakteryzującymi izolację są wartości skuteczne wytrzymywanego napięcia przemiennego o częstotliwości 50 Hz podawane dla przepustów suchych U_{ms} oraz dla przepustów w deszczu U_{mw} .

W tabeli 2.1 podano wartości powyższych parametrów na podstawie danych zamieszczonych w tablicy 3 normy [75] dla najczęściej dobieranych napięć U_m .

Na rynku amerykańskim [25] normy IEEE jako wyjściową wielkość dla doboru przepustu przyjmują wyrażoną w kilowoltach wartość napięcia systemowego, to jest napięcia międzyfazowego transformatora dla częstotliwości 60 Hz. Wartość ta jest nazywana *klasą napięcia przepustu* i oznaczana symbolem V_c (Voltage Class). Wybiera się ją z szeregu następujących, znormalizowanych wartości:

138, 230, 345, 500, 765 (kV)

Względem napięcia V_c podaje się zebrane w tabeli 2.2 wartości skuteczne napięć charakteryzujących poszczególne poziomy izolacji przepustów [50]. Zasada ta dotyczy także napięć testowych oraz czasów ich przyłożenia, które przepust musi wytrzymać podczas prób.

Tabela 2.1. Wartości napięć (kV) charakteryzujące izolację przepustów transformatorowych według normy PN-EN 60137:2018 [75]

Najwyższe napięcie	Napięcie piorunowe	Napięcie impulsu łączeniowego	Wytrzymywane napięcie przemienne	
			U_{ms} (na sucho)	U_{mw} (w deszczu)
U_m	BIL	SIL		
123	550	-	255	230
145	650	-	305	275
170	750	-	355	325
245	1050	850	505	460
300	1050	850	505	-
362	1175	950	560	-
420	1550	1175	650	-
550	1800	1300	710	-
800	1950	1550	960	-

Tabela 2.2. Wartości napięć (kV) charakteryzujące izolację przepustów transformatorowych według normy IEEE Std C57.19.01-2000 [51]

Nominalne napięcie systemowe	Maksymalne napięcie fazy	Napięcie piorunowe	Wytrzymywane napięcia RMS 60HZ		Impulsy łączeniowe	
			RMS/1min na sucho	RMS/10s na mokro	Napięcie inicjacji wyładowań	Impuls na mokro
V_c	V_{ph}	BIL	$V_{t_{mn}}$	$V_{t_{10s}}$	V_{fls}	V_{sw}
138	88	650	310	275	750	----
230	146	900	425	350	1040	----
345	220	1175	520	----	1350	825
500	318	1675	750	----	1925	1175
768	485	2050	920	----	2360	1450

Gdzie:

- V_{ph} - maksymalne napięcie fazy V_{ph} , (ang. rated max. line-to-ground voltage), któremu można poddać przepust w warunkach pracy,
- BIL – napięcie piorunowe,
- V_c - napięcie podawane długookresowo (full wave),
- $V_{t_{mn}}$ - napięcie wytrzymywane 1 minutę przez suchy przepust (dry RMS/1 min),
- $V_{t_{10s}}$ – napięcie wytrzymywane 10 sekund przez mokry przepust (wet RMS/10s),
- V_{fls} - minimalne napięcie inicjacji wyładowań (ang. chopped wave crest minimum time to flashover 3us),
- V_{sw} - impuls uderu od łączenia dla mokrego przepustu (wet switching).

B. Prąd znamionowy I_n

Norma [75] określa prąd znamionowy I_n jako wartość skuteczną prądu, którą przepust może długotrwale przewodzić w znormalizowanych warunkach eksploatacji, bez przekraczania maksymalnych wartości temperatury i granic przyrostu temperatury ponad temperaturę otaczającego powietrza. Prąd znamionowy należy dobrać w amperach (A) z poniższych wartości:

100, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000, 5000, 6300, 8000, 10000, 12500, 16000, 20000, 25000, 31500, 40000 (A)

Przepust dobiera się tak, aby wartość prądu znamionowego nie ograniczała obciążalności transformatora w warunkach normalnych i awaryjnych. Jeśli prąd I_n wynosi co najmniej 120% prądu znamionowego, przepusty uznaje się za dostosowane do pracy w warunkach przeciążeniowych transformatora, to znaczy dla obciążenia normalnego, długotrwałego awaryjnego i krótkotrwałego awaryjnego, zgodnie z „Przewodnikami obciążalności transformatorów olejowych” [45].

Norma IEEE C57.19.01 [51] obowiązująca na rynku amerykańskim wiąże wartość prądu z klasą napięcia przepustu i rodzajem przewodu prądowego, specyfikując wartości podane w tabeli 2.3. Norma ta przyjmuje, analogicznie jak norma europejska [25], że przepust dobrany na 120% wartości prądu znamionowego transformatora spełnia warunki termiczne wynikające z jego przeciążeń.

Tabela 2.3. Znormalizowane wartości prądów przepustów na rynku amerykańskim [12]

Klasa napięcia przepustu V_c [kV]	Rodzaj przewodu prądowego (*) i wartość prądu I_n (A)	
	przewlekany (ang. draw lead)	stały (ang. fixed conductor)
138	800, 1400	1200, 2000, 3000, 5000, 6000
230	800, 1600	
345	800, 1600	
500	800	1200, 2000, 3000
765	800	

Uwaga (*): Przewód prądowy przewlekany (ang. draw lead) jest na stałe połączony z początkiem uzwojenia transformatora. W trakcie wymiany przepustu jest on przewlekany przez otwór w rdzeniu, po czym jest mocowany do zacisku przewodu liniowego. Przepust z przewodem prądowym stałym (ang. fixe lead), to przepust wymagający mocowania przepustu od dołu do zacisku uzwojenia i od góry do zacisku przewodu liniowego.

C. Znamionowy prąd cieplny krótkotrwały I_{th}

Według normy [75] dla przepustów transformatorowych przyjmuje się wartość znamionową prądu krótkotrwałego, dwu-sekundowego I_{th} równą 25-krotnej wartości prądu I_n o ile nie jest to określone w inny sposób. Dla przepustów o prądzie I_n większym lub równym 4000 A, przyjmuje się wartość $I_{th} = 100$ kA.

D. Znamionowy prąd szczytowy I_d

Norma [75] podaje, że ten prąd ma mieć dopuszczalną amplitudę pierwszego szczytu równą 250% wartości znamionowego prądu cieplnego krótkotrwałego I_{th} .

E. Temperatury graniczne i przyrost temperatury w trakcie eksploatacji

Norma [75] określa -40°C jako minimalną temperaturę powietrza otaczającego przepust. Norma ta podaje także maksymalne, graniczne temperatury T_g części metalowych, stykających się z materiałem izolacyjnym:

- 105°C dla przepustu w technologii OIP,
- 120°C dla przepustu RIP, RIS oraz RBP.

Przywołana norma podaje także w tabeli 2 dopuszczalne przyrosty temperatury ponad średnio-dobową temperaturę otaczającego powietrza wynoszącą 30 °C. Wy-specyfikowany jest także dopuszczalny wzrost temperatury dla połączeń gwintowych, wynoszący 60 °C. Do przytoczonych wytycznych powrócimy przy określaniu maksymalnych temperatur pracy w jakich będą pracować układy pomiarowe.

W odniesieniu do dopuszczalnych parametrów temperaturowych przepustu, norma IEEE Std C57.19.100-1995 [52] podaje zależności dla obliczania najgorętszego punktu przewodu prądowego – „hot spotu” w stanie stabilnym, specyfikując jednocześnie szereg ograniczeń tej metody w punkcie 4.1.3 wspomnianej normy. Norma ta podaje także metodę wyznaczenia hot spotu przewodu w stanie dynamicznym wywołanym zmianą prądu i temperatury górnej warstwy oleju transformatora. Metody te wymagają znajomości dokładnych współczynników konstrukcyjnych danego przepustu, co jest ich istotną wadą.

2.6.2. Wskaźniki jakości izolacji

Według normy [75] dla wysokonapięciowych przepustów transformatorowych można określić następujące parametry charakteryzujące jakość izolacji:

- pojemność przepustu,
- współczynnik strat dielektrycznych,
- poziom wyładowań niezupełnych.

Ze względu na to, że całościowo charakteryzują stan izolacji przepustu, są one niekiedy nazywane *wskaźnikami jakości izolacji*. Ich wielkości dla nowych przepustów są związane z cechami użytych materiałów i technologią produkcji. Przykładowo, przepusty o takim samym napięciu maksymalnym U_m i wartości prądu znamionowego I_n mogą być wykonane w odmiennych technologiach i z różnych materiałów. Będą zatem posiadać różne wartości pojemności i współczynnika strat dielektrycznych oraz charakteryzować się innym poziomem wyładowań niezupełnych.

Pojemność przepustu

Wartości pojemności przepustu nie są znormalizowane i każdorazowo powinny być podane przez producenta. Norma ANSI [51] określa jedynie dopuszczalne zmiany pojemności C_1 oraz C_2 przepustu po przeprowadzonych próbach napięciowych jako nie większe niż 1% deklarowanej pojemności początkowej.

Współczynnik strat dielektrycznych

Maksymalne wartości współczynnika strat dielektrycznych oraz maksymalny dopuszczalny wzrost jego wartości po próbach napięciowych transformatora są podane w normie [75] obowiązującej w Europie. Norma ANSI [51] podaje nieco inne wartości dopuszczalne dla wartości początkowej oraz dopuszczalnej zmiany $\tan \delta$. W tabeli 2.4. zestawiono te wartości dla podstawowych typów przepustów.

Tabela 2.4. Typowe wartości współczynnika stratności przepustu $\text{tg } \delta$ oraz dopuszczalnego przyrostu po próbach napięciowych, według PN-EN 60137 [75] oraz IEEE ST57.19.01 [51]

Rodzaj przepustu	Maksymalna dopuszczalna wartość $\text{tg } \delta$ [%]		Dopuszczalny wzrost $\text{tg } \delta$ [%]	
	PN-EN	IEEE	PN-EN	IEEE
OIP, papier nasycony olejem	0,7	0,50	0,1	+0,02/ -0,04
RIP, papier nasycony żywicą	0,7	0,85	0,1	$\pm 0,04$
RBP, papier związany żywicą	1,5	2,0	0,4	$\pm 0,08$

Zmiany wielkości tych parametrów w trakcie eksploatacji świadczą niekiedy o niekorzystnych zjawiskach rozwijających się w przepuście, zatem są one mierzone od wielu lat w trakcie badań poprodukcyjnych, badań po testach napięciowych oraz monitoruje się je w trakcie eksploatacji. Monitoring ten jest prowadzony w trybie *off-line* w czasie badań doraźnych i okresowych. Obecnie opracowuje się także różne sposoby monitoringu i oceny wielkości charakteryzujących właściwości izolacji przepustów w trybie *on-line*, czyli podczas działania transformatora. Jedną z tych metod polegającą na ocenie zmian współczynnika stratności i pojemności przepustu zostanie dokładnie omówiona w niniejszej pracy.

Poziom wyładowań niezupełnych

Dla napięcia testowego U_m norma PN-EN [75] oraz norma IEEE [51] podobnie określają dopuszczalną intensywność wyładowań niezupełnych wyrażoną w pikokulombach (pC). Wartości te zestawiono w tabeli 2.5. Przyjmuje się, że poziom wyładowań niezupełnych dla nowszych odmian starszych konstrukcji powinien być niższy niż wyspecyfikowany w normie. Typowa wartość poziomu tych wyładowań dla konkretnego przepustu jest podawana przez producenta.

Tabela 2.5. Dopuszczalne poziomy wyładowań niezupełnych według normy PN-EN 60137 [75] oraz normy IEEE ST57.19.01 [51]

Rodzaj przepustu	Dopuszczalny poziom wyładowań niezupełnych w pC	
	PN-EN	IEEE
OIP, papier nasycony olejem	10	10
RIP, papier nasycony żywicą	10	10
RIS, syntetyk impregnowany żywicą	10	---
RBP, papier związany żywicą	--- (*)	100

(*) Norma PN-EN 60137:2010 [75] podaje jedynie zalecenie, że wartość poziomu wyładowań niezupełnych dla przepustów RBP powinna być uzgodniona między dostawcą i odbiorcą przepustów.

2.7. Aktualna oferta czołowych producentów

Do roku 2015 około 70% światowego zapotrzebowania na przepusty wysokich i najwyższych napięć zaspokajały przepusty wykonywane w technologii OIP [24]. Ze względu na swoje negatywne cechy wspomniane w punkcie 2.3. są one obecnie

masowo zastępowane przez technologię RIP i coraz szerzej stosowane jej rozliczne odmiany dla coraz wyższych napięć.

W naszym kraju operator Krajowego Systemu Przesyłowego, PSE S.A. wdraża program wymiany izolatorów OIP na RIP. Według dostępnych danych [63] w 2018 roku przedsiębiorstwo to eksploatowało 48% przepustów w technologii RIP oraz 25% przepustów w technologii OIP. Pozostały udział stanowiły przepusty w technologii RBP oraz wykonania nietypowe.

Do powyższych potrzeb rynkowych dostosowuje się oferta producentów. Nowe konstrukcje koncentrują się na przepustach z izolacją suchą wytwarzanych odmianami technologii RIP. Daje ona niepalne, tańsze i lżejsze wyroby. Obserwowany jest także prawdopodobnie bezpowrotny zanik technologii RBP. Większość głównych producentów zaprzestała produkcji tego typu przepustów. Powyższe tendencje potwierdzają dane przedstawione w tabeli 2.6, w której zestawiono kilkanaście rodzajów przepustów oferowanych przez światowych producentów. Wyszczególniono także konstrukcje, które ostatnio weszły do seryjnej produkcji. Są to przepusty RIN firmy Izolator oraz przepusty w technologii RIS oferowane przez Micafil, instalowane także w naszym kraju. Zestawienie to wykonano na podstawie informacji zawartych na stronach internetowych wyszczególnionych producentów.

Tabela 2.6. Wybrane rodziny przepustów wysokonapięciowych

Producent /kraj	typ	rodzina	U_m	BIL-	I_{max}	T_g	$tg\delta$	C_I	PD	rodzaj izolacji zewnętrznej
			max kV	max kV	kA	°C	%	pF	pC	
ABB /Szwecja	RIP	GSA-OA	170	750	1600	120	b.d. ⁽³⁾	300-470	30	silikonowa, szczelnie zespolona z rdzeniem, bezolejowa
	OIP	GOB	300	1050	1250	105	0.33	128	5	porcelanowa, wypełnienie olejem wolnych przestrzeni
		GOE	800	2550	2500	105	0.4-0.55	360-420	5	porcelanowa, z cyrkulacją oleju
HSP /Niemcy	ERIP	STARIP	170	750	800	b.d.	0.4-0.6	b.d.	5	porcelanowa, bezolejowa, wypełniona elastomerem
		STARIP-Si	170	750	800	b.d.	0.4-0.6	b.d.	5	silikonowa, bezolejowa, wypełniona elastomerem
		SETFt	800	2400	1250	b.d.	0.4-0.6	b.d.	5	silikonowa na laminacie z włókna szklanego, wypełniona elastomerem
Izolator /Rosja	RIP	GTKIII	550	1550	1600	120	b.d.	b.d.	10	porcelanowa z olejem lub polimerowa, wypełniona epoksydem
	OIP	GMTII	800	1000	2400	120	b.d.	b.d.	10	Porcelanowa, z cyrkulacją oleju
		GMT-20	1250	1250	2700	120	b.d.	b.d.	10	
Micafill /Szwajcaria ⁽²⁾	RIP	RTKF	170	750	800	120	0.35	b.d.	0 ⁽¹⁾	Silikonowa, ściśle dopasowana porcelanowa, wypełniona żelazem
	RIS	b.d.	170	b.d.	b.d.	b.d.	0.35	b.d.	2	silikonowa, ściśle związana z rdzeniem
RHMint. /USA	RIF	FGRB	252	1050	4000	b.d.	0.4	b.d.	5	silikonowa, ściśle związana z rdzeniem
Trench /Kana- da	OIP	COT	550	1800	2500	130	0.35	b.d.	5	porcelanowa lub silikonowa, wypełniona olejem
		COTA	500	1675	2000	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	

Uwagi:

- (1) Producent deklaruje, że poziom wyładowań niezupełnych dla tego typu przepustów wynosi 0 pC dla dwukrotnej wartości maksymalnego roboczego napięcia fazowego. W tym przypadku wartość ta wynosi 196 kV.
- (2) Obecnie firma Micafill wchodzi w skład koncernu ABB.
- (3) Zapis „b.d.” oznacza, że producent nie deklaruje typowego zakresu danego parametru.

Dla każdej rodziny przepustów podano maksymalne napięcie robocze U_m oraz wartość maksymalną deklarowanego napięcia piorunowego BIL wraz z prądem maksymalnym. Dla każdej wyszczególnionej rodziny są dostępne opcje izolatorów z mniejszym napięciem U_m oraz BIL i odpowiednio wyższym prądem maksymalnym. Wartość prądu maksymalnego zależy od typu dobranego przewodu prądowego. Jest ona z reguły najniższa dla przewodu przewlekanego.

W omawianej tabeli podano także deklarowane wartości maksymalnej temperatury przepustu (T_g), współczynnika strat dielektrycznych ($\text{tg}\delta$), wartości pojemności głównej (C_1) oraz poziomu wyładowań niezupełnych, które są istotne dla nadzoru pracy tych przepustów w czasie rzeczywistym. Wartości fabryczne $\text{tg}\delta$ oraz C_1 powinny być podawane w protokole prób konkretnego egzemplarza przepustu.

Dane zaprezentowane w powyższej tabeli potwierdzają, że w produkcji przepustów wysokonapięciowych nie dominuje już technologia OIP. Dotyczy to również zastosowań w zakresie najwyższych napięć, gdzie wszyscy producenci wprowadzają na rynek produkty oparte o nowe materiały i technologie. Oferowane są już przepusty na napięcie 1000kV wykonane w technologii ERIP [36]. Jako najbardziej obiecującą uznaje się technologię RIF rozwijaną już od 2003 roku dla zastosowań w zakresie niższych napięć oraz technologię RIS, w której pierwsze produkty pojawiły się w 2014 roku [28].

W kontekście informacji zawartych w tabeli 2.6 należy z żalem stwierdzić, że z krajowych producentów jedynie IZO-ERG posiada w ofercie wysokonapięciowe przepusty transformatorowe. Są one wykonane w technologii RBP i specyfikowane dla napięć 123 kV oraz 145 kV. Ta oferta od co najmniej kilku lat nie zmienia się. W 2020 roku IZO-ERG został przejęty przez firmę LERG S.A. producenta żywic i komponentów termoutwardzalnych. Czy doprowadzi to do poszerzenia gamy oferowanych izolatorów przepustowych? Pozostawimy to pytanie otwartym.

2.8. Eksploatacja izolatorów przepustowych

2.8.1. Warunki pracy i występujące zagrożenia

Izolatory przepustowe powinny być eksploatowane tak samo długo jak transformatory, w których są zainstalowane. Chociaż transformatory są z powodzeniem użytkowane przez 40. i nawet więcej lat, przyjmuje się, że powinny być projektowane na ok. 20-25 lat ciągłej pracy w warunkach znamionowych. Można zatem przyjąć taki sam czas życia dla izolatorów przepustowych, szczególnie

w transformatorach blokowych, w których obciążenia są bliskie znamionowym. Transformatory sieciowe rzadziej pracują z pełnym obciążeniem. Zakłada się, że czas życia przepustów w tych jednostkach powinien wynosić około 25 lat.

Właściwości izolatora przepustowego ulegają stopniowej degradacji w trakcie eksploatacji i traci on właściwości izolacyjne. Niekorzystne procesy z czasem mogą doprowadzić do uszkodzenia, a nawet do nagłej awarii.

Awaryjne przepustów mają bardzo gwałtowny przebieg. Często kończą się pożarem i zniszczeniem przepustu oraz całej jednostki. Statystyki europejskie podają, że awarie wysokonapięciowych izolatorów przepustowych to 5 do 10 % wszystkich awarii transformatorów sieciowych, czyli zainstalowanych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych. Dla transformatorów blokowych instalowanych na wyprowadzeniach mocy z bloków elektrowni, awaryjne przepustów mogą wynosić nawet 30 %. Pożar jest następstwem uszkodzenia przepustu w połowie przypadków [101].

Przedsiębiorstwa odpowiedzialne za funkcjonowanie sieci energetycznej, a zarazem za bezpieczeństwo dostaw energii, starają się ograniczyć niebezpieczeństwo nagłej awarii przepustu. Taka awaria wywołuje dodatkowe koszty napraw i remontów, a także straty wynikające z niedostarczenia energii. Wspomniane straty mogą wynikać nie tylko z braku zaplanowanych wpływów, ale także z konieczności opłacenia ewentualnych kar umownych. Dąży się zatem do jak najwcześniejszego wykrycia niekorzystnych zmian parametrów izolatorów przepustowych. W tym celu prowadzi się ich doraźne, a także systematyczne badania i pomiary. Wdraża się także różnorodne metody klasyfikacji przepustów w zależności od ich wieku i stanu technicznego służące planowaniu przeglądów i badań. Dodatkowo uwzględnia się znaczenie danego transformatora dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na danym obszarze [31]. Przyjmuje się generalną zasadę wymiany przepustów na nowe w przypadku zaobserwowania zmian i odstępstw ich parametrów powyżej granic uznanych za obszar bezpiecznej pracy.

2.8.2. Badania i pomiary

Ocenę właściwości konstrukcyjnych nowych przepustów oraz rutynowe badania i pomiary parametrów, określane odpowiednio jako badania typu i badania wyrobu, wykonuje się w Europie według już przywoływanej normy PN-EN 60-137 [75]. W zawężonym zakresie przepusty poddawane są również niektórym z testów wyspecyfikowanych w tej normie podczas prób odbiorczych nowych, modernizowanych lub remontowanych transformatorów.

Obecnie nie ma normy, która standaryzowałaby zakres i sposób przeprowadzania badań i pomiarów przepustów w trakcie eksploatacji [104]. W kompaniach i koncernach energetycznych istnieją jednak szczegółowe instrukcje dotyczące zalecanych częstości i zakresu odnośnych działań. Są one dostosowane do lokalnej specyfiki i charakteru linii energetycznych, a także zagrożeń jakimi mogą podlegać przepusty.

W naszym kraju szczegółowe informacje dotyczące metod i zakresu oględzin, pomiarów i badań przepustów są zebrane w „Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów” [27], której ostatnia nowelizacja ukazała się w 2012 roku. Do tej instrukcji nawiązują instrukcje obowiązujące w poszczególnych przedsiębiorstwach energetycznych. Wobec eksploatowanych izolatorów przepustowych wspomniana instrukcja przewiduje przeprowadzanie następujących czynności:

- *ogłędziny* - pozwalają zaobserwować zewnętrzne cechy uszkodzeń, takie jak wycieki oleju, pęknięcia i ubytki osłon, przebarwienia, iskrzenia;
- *pomiary* - powszechnie wykonuje się pomiary wartości pojemności i współczynnika strat dielektrycznych $\tan\delta$ przy częstotliwości roboczej 50 Hz, korzystając z zacisku pomiarowego i specjalizowanych urządzeń pomiarowych;
- *badania* – mają na celu wykrycie zmian w oleju pobranym z przepustów, które mogą świadczyć o rozwoju negatywnych zjawisk. Osobnym rodzajem badań są badania termowizyjne, za pomocą których identyfikuje się powierzchniowe niejednorodności rozkładu temperatury.

Obserwacje i uzyskane wyniki podlegają analizie, obejmującej co najmniej porównanie do poprzednich rezultatów oraz odniesienie do wartości zalecanych i dopuszczalnych dla weryfikowanych parametrów.

W jednym z artykułów konferencji „Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów w Wiśle, w 2018 roku [68] zapowiedziano nowelizację omawianej instrukcji. W stosunku do izolatorów przepustowych mają zostać poddane weryfikacji niektóre metody badawcze, takie jak PDC oraz FDS. Zapowiada się także informacje odnośnie systemów monitorowania przepustów w trybie on-line.

2.8.3. Monitoring, diagnostyka i nadzór

Regularnie lub doraźnie przeprowadzane czynności wobec izolatorów przepustowych polegające na oględzinach, pomiarach, badaniach, analizie zebranych wyników i w rezultacie podejmowane działania określamy odpowiednio pojęciem monitoringu, diagnostyki oraz nadzoru ich stanu. W potocznym języku często utożsamia się te pojęcia. W odniesieniu do procesu zbierania i gromadzenia danych w celu oceny stanu technicznego i zapobiegania awariom wszelkich systemów i urządzeń, w tym izolatorów przepustowych, należy je jednak wyraźnie rozróżnić.

Monitoring to prowadzone obserwacje, pomiary oraz gromadzenie wyników tych pomiarów i innych informacji, takich jak raporty, wykresy oraz zestawienia. Uzyskane dane są odnoszone do przyjętych tolerancji w celu wykrycia zmiany stanu. Wykryte zmiany przekraczające tolerancje skutkują ostrzeżeniami i alarmami kierowanymi do obsługi monitorowanego obiektu lub urządzenia [53].

Monitoring może być realizowany regularnie w ramach obsługi okresowej, w tak zwanym trybie TBM (ang. Time Based Maintenance), według harmonogramu określonego przez szczegółowe instrukcje obsługi. Może być także realizowany w trybie CBM (ang. Conditional Based Maintenance), czyli w ramach obsługi

uwarunkowanej stanem technicznym. W przewodniku CIGRE [16] określającym funkcje układów automatyki stacyjnej definiuje się ten tryb jako strategię obsługi urządzeń pierwotnych, czyli bezpośrednio znajdujących się pod działaniem napięcia linii polegającą na określeniu ich aktualnego stanu. Na tej podstawie dokonuje się oszacowania czy wystąpi uszkodzenie w określonym przedziale czasu oraz podejmuje działania w celu uniknięcia konsekwencji takiego zdarzenia. Biorąc pod uwagę takie czynniki jak bezpieczeństwo dostaw energii oraz koszty awarii, wprowadza się tryb RBM (ang. Risk Based Management). Polega on na wyznaczaniu prawdopodobieństwa niesprawności urządzenia i ocenie jak długo ponoszone ryzyko będzie akceptowalne. W tym celu określa się, które elementy urządzenia wnoszą ryzyko niesprawności i jak duże jest to ryzyko. Wyznacza się także aktualną wielkość ryzyka na podstawie przebiegu eksploatacji urządzenia. Uwzględnia się metody szacowania czasu życia produktu bazujące na statystycznych wskaźnikach awaryjności.

Stosowane jest także określenie RCM (ang. Reliability Centered Maintenance), na przykład w instrukcji [92] Operatora KSE. Angielskie rozwinięcie tego skrótu można tłumaczyć jako „obsługa ukierunkowana na niezawodność”. Strategia ta polega na obsłudze urządzeń, ukierunkowanej na niezawodność rozumianą jako niezawodność celowej funkcji urządzenia lub systemu. W przypadku izolatora przepustowego, będącego elementem transformatora mocy, funkcją celową analizowaną także pod względem kosztów, będzie poprawne działanie transformatora.

RCM zakłada, że mogą zaistnieć sytuacje wymagające zmiany trybu obsługi. Na przykład, należy przejść z obsługi CBM do krótkookresowej obsługi TBM, w przypadku przekroczeń wartości granicznych parametrów przepustu.

Diagnostyka jest ukierunkowana na określenie typu uszkodzenia, znajdowanie przyczyn niekorzystnych zjawisk, łącznie z określeniem wielkości uszkodzenia, a także miejsca i czasu wystąpienia. Cele te są osiągnięte poprzez analizę zaobserwowanych nieprawidłowości i zgromadzonych danych. Diagnostyka korzysta z procedur opartych o zaobserwowane lub wyznaczone symptomy uszkodzeń i dostępną wiedzę na temat występujących narażeń [53].

Przykładowo, diagnostyka powinna udzielić odpowiedzi jakie mogą być przyczyny zaobserwowanego wzrostu pojemności przepustu? Jakie fakty wskazują na potencjalną przyczynę? Dlaczego badania termowizyjne wykazują wzrost temperatury określonego obszaru? Dlaczego pojawił się wyciek oleju?

Nadzór jest szerszym pojęciem niż monitoring i diagnostyka gdyż zakłada podjęcie odpowiednio wcześniej uprzedzającego, konkretnego działania na podstawie zebranych danych i przeprowadzonej diagnostyki [53]. Musi uwzględniać nagłe zmiany stanu i trendy zjawisk. Nadzór korzysta nie tylko z danych uzyskanych z monitoringu, w tym także z obliczanych wielkości i współczynników, ale również z bazy wiedzy o nadzorowanym urządzeniu.

Nadzór mieści w sobie ocenę stanu technicznego, która może spowodować zakwalifikowanie przepustu do grupy o większym ryzyku awarii. Skutkuje to częstszymi badaniami, niekiedy o poszerzonym zakresie, a także ograniczeniami

eksploatacyjnymi, polegającymi na przykład na obniżeniu dopuszczalnego obciążenia. Może pojawić się także wniosek o konieczności wymiany przepustu.

Monitoring, diagnostyka i nadzór mogą być prowadzone w trybie *off-line*, w ramach obsługi TBM lub CBM. Wyniki pomiarów i zebrane dane są oceniane przez osoby zajmujące się eksploatacją majątku sieciowego przedsiębiorstwa energetycznego. W analizie bardziej złożonych problemów korzysta się z kompleksowej wiedzy ekspertów, którzy na przykład sięgając do uprzednio zebranych danych i raportów, potrafią je odnieść do aktualnej sytuacji. Na podstawie konkretnych rekomendacji podejmuje się decyzje o dalszych badaniach, zmianie zakresu i częstotliwości sprawdzania, pracy pod szczególnym nadzorem lub wymianie przepustu. Wadą metod *off-line* jest niemożliwość zidentyfikowania szybkich, niepokojących zmian własności przepustu, a także uzależnienie od często subiektywnej oceny mniej lub bardziej kompetentnej osoby.

Od końca lat 80-tych ubiegłego wieku obserwuje się rozwój metod i systemów najpierw monitoringu, następnie diagnostyki, a ostatnio również nadzoru przepustów w trybie *on-line*. W tym trybie wszystkie pomiary i analizy są prowadzone permanentnie, czyli w czasie rzeczywistym. Oprócz monitoringu przepustów wprowadza się urządzenia i systemy realizujące diagnostykę, opartą na analizie zarejestrowanych wielkościach i ich trendów. W ostatnich kilku latach, także w naszym kraju, wprowadza się tak zwane „systemy eksperckie” monitoringu transformatorów. Potrafią one operować na danych z wielu lat i wiązać ze sobą różne wielkości. Obejmują one swoim zakresem także nadzór izolatorów przepustowych. W oparciu o zaimplementowaną bazę wiedzy przekazują ostrzeżenia i alarmy z podpowiedziami czynności, które powinna podjąć obsługa. Analizowane są także możliwości techniczne konstrukcji wyspecjalizowanych urządzeń do nadzoru przepustów, decydujących o awaryjnym wyłączeniu transformatora po zebraniu wystarczających przesłanek.

Można stwierdzić, że działania zmierzające do konstrukcji oraz wdrażania systemów i urządzeń monitorujących, a także nadzorujących wysokonapięciowe izolatory przepustowe w trybie *on-line* są podejmowane od wielu lat. Jest to uzasadnione potencjalnie katastrofalnymi skutkami ich awarii nie tylko dla transformatora, w którym pracują, ale całego systemu energetycznego.

3. DEGRADACJA IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH

3.1. Pogarszanie właściwości izolacyjnych

Eksploatowane przepusty są poddane oddziaływaniu czynników, powodujących stopniowe pogarszanie ich właściwości izolacyjnych. Proces ten, nazywany starzeniem przepustu, następuje naturalnie wskutek upływu czasu oraz zjawisk fizykochemicznych w materiałach, z których wykonano przepust. Nadmierna ilość ciepła wydzielanego w przepuście zwiększa dynamikę niekorzystnych zjawisk.

Na tempo pogarszania właściwości przepustu wpływa także wielkość i intensywność narażeń środowiskowych, takich jak zmiany temperatury otoczenia, opady atmosferyczne, wyładowania piorunowe. Analogiczny wpływ mają narażenia eksploatacyjne, czyli przepięcia łączeniowe, przetężenia oraz dynamika obciążeń. Bardzo istotne znaczenie dla tempa degradacji ma nie tylko jakość i właściwości zastosowanych materiałów, ale także staranność poszczególnych operacji w procesie technologicznym, właściwości konstrukcyjne i ogólna solidność wykonania.

Niekorzystne zmiany zachodzą także w przepustach nieeksploatowanych, przechowywanych w ramach rezerwy eksploatacyjnej. Powinny one być składowane w sposób ograniczający wnikanie wilgoci z atmosfery, promieniowanie ultrafioletowe i raptowne zmiany temperatury. Muszą być gotowe do natychmiastowego użycia, zatem podlegają okresowym badaniom [25]. Zasadne jest ich umieszczanie na specjalnych stojakach lub w skrzyniach. Mimo wagi problemu, obowiązujące normy w Europie [75] i w USA [52], nie precyzują warunków przechowywania, zalecając jednak kontakt z producentem przepustu w celu określenia warunków transportu i składowania. Ukryte wady materiałowe i niekorzystne zmiany w przepuście mogą manifestować się utratą szczelności, pojawieniem charakterystycznych gazów, zmianami współczynnika stratności dielektrycznej, zwiększeniem pojemności, wzrostem poziomu wyładowań niezupełnych, iskrzeniem.

Wspomniane czynniki destrukcyjne mogą na siebie wzajemnie wpływać, a ich oddziaływanie może się kumulować. W rezultacie może dojść do uszkodzenia lub defektu, oddziałującego na cały transformator. Utrata właściwości izolacyjnych przepustu bywa bardzo gwałtowna i często kończy się jego eksplozją.

3.2. Defekt i uszkodzenie

Częściowa utrata właściwości funkcjonalnych, która może być odwracalna, jest określana jako defekt. Defekt nie musi prowadzić do przerwania pracy, ale wymaga odpowiedniej reakcji [14], którą może być na przykład zmniejszenie obciążenia, dokonanie inspekcji, zaplanowanie badań.

Definicja uszkodzenia zaproponowana przez CIGRE dla transformatora [14] stwierdza, że uszkodzenie wystąpi wtedy, gdy istniejące naprężenia i czynniki destrukcyjne przekraczają wartość danego parametru wytrzymałościowego. Następuje

wtedy utrata właściwości funkcjonalnych wymagająca przerwania pracy. Przed jej wznowieniem należy wykonać naprawę lub wymienić uszkodzony podzespół, którym w naszym przypadku jest wysokonapięciowy izolator przepustowy.

Uwzględniając wpływ niesprawności przepustów na pracę transformatora można wyróżnić uszkodzenia początkowe przepustów oraz uszkodzenia terminalne lub inaczej katastrofalne [67]. O uszkodzeniu początkowym przepustu mówimy wtedy, gdy można je usunąć w krótkim czasie, przy niewielkich kosztach i bez poważnych konsekwencji. Uszkodzenia terminalne przepustów prowadzą do uszkodzeń transformatorów, a nawet do ich złomowania. Z wieloletnich obserwacji i statystyk wynika, że uszkodzenia początkowe, nierozpoznane w trakcie badań, z reguły stają się uszkodzeniami terminalnymi o poważnych skutkach dla całego systemu energetycznego.

W innym ujęciu [67], odnoszącym się do infrastruktury stacji elektroenergetycznej, uszkodzenie – rozumiane w omawianym przypadku jako uszkodzenie przepustu – to dowolna sytuacja wymagająca nieplanowego wyłączenia dla celów badania, naprawy lub wymiany.

3.3. Czynniki starzeniowe

Dynamika starzenia izolatorów przepustowych oraz mniej lub bardziej niebezpieczne zjawiska towarzyszące temu procesowi zależą od wielu czynników. Na niektóre ma wpływ producent; na przykład na dobór i właściwości stosowanych materiałów oraz technologię procesu produkcji. Cała grupa czynników jest powiązana z warunkami środowiskowymi, w których przepust jest eksploatowany. W tym zakresie niewiele daje się zrobić, w przeciwieństwie do czynników eksploatacyjnych, takich jak sposób i wielkość obciążenia oraz przepięcia łączeniowe. Można je odpowiednio monitorować i optymalizować, a także ograniczać ich niekorzystny wpływ.

Cechy stosowanych materiałów

Właściwości i jakość materiałów stosowanych do produkcji przepustów mają ewidentny wpływ na ich starzenie. Im lepiej dobrane materiały i im lepsza jest ich jakość, tym większa pewność, że wysokonapięciowy izolator przepustowy będzie pełnił swoją funkcję dłużej i w trudniejszych warunkach. Dobór lepszych materiałów zwiększa cenę przepustu. Zatem takie czynniki jak trwałość, pewność działania, znaczenie podzespołu i koszty powinny być dobrze wyważone.

A. Rodzaj i jakość papieru

Bardzo istotna dla długookresowego zachowania właściwości izolacyjnych przepustu jest jakość papieru używanego do produkcji rdzeni. Oczywiście dotyczy to przepustów OIP, RBP i tych odmian przepustów RIP, w których papier jest stosowany w konstrukcji rdzenia. Wykorzystuje się do tego celu papier o cechach podobnych do papieru kablowego [101], to znaczy charakteryzujący się dużą

wytrzymałością elektryczną i chłonnością syciwa, czyli oleju lub żywicy, którym impregnuje się rdzeń. Taki papier powinien składać się z celulozy uzyskanej z pulpy drzewnej bez dodatku makulatury, z której w maksymalnym stopniu usunięto ligninę i tak zwaną hemicelulozę [88], gdyż te składniki obniżają jego trwałość.

Najlepiej, aby papier stosowany do produkcji rdzeni przepustów, zawierał w odpowiedniej proporcji celulozę z drewna miękkiego i twardego. Miękkie drewno daje celulozę o długich włóknach o długości 2 do 6 mm. Twarde drewno daje krótsze włókna o długości 0,6 do 1,5 mm. Długie włókna nadają papierowi sprężystość, a krótkie włókna zwiększają gładkość papieru.

Do produkcji przepustów ERIP stosuje się papier krepowany, czyli marszczony za pomocą specjalnych bębnow obracających się z różną prędkością. W procesie technologicznym jest on moczony i specjalnie wysuszany. Dzięki temu papier uzyskuje elastyczność i dostosowuje się do odkształceń powstających podczas utwardzania rdzenia. Ten typ papieru stosuje się również w produkcji przepustów RIP.

Papier powinien być ulepszony termicznie. Proces ten polega na jego nasycaniu kombinacją substancji chemicznych na bazie cyjanoaminów i poliakryli [88]. W rezultacie tych zabiegów, odporność papieru na wysoką temperaturę zwiększa się o 20 do 30 °C, w porównaniu do papieru nieulepszanego.

Celuloza, podstawowy składnik papieru, składa się z łańcuchów polimerowych glukozy. Jej wzór chemiczny można zapisać w postaci $(C_5H_{10}O_5)_n$, gdzie „n”- to tak zwany *stopień polimeryzacji* celulozy, oznaczany skrótowo DP. Ta wielkość, określająca długość łańcucha celulozy, jest jednym ze wskaźników jakości izolacji papierowej. Przyjmuje się, że DP powinien wynosić od 1100 do 1200 dla nowej izolacji. Może osiągać wartości 1400 do 1600 dla materiału izolacyjnego wysokiej klasy. W trakcie eksploatacji ten wskaźnik będzie się zmniejszał. Po osiągnięciu wartości z przedziału 250-300 obserwuje się znaczne obniżenie wytrzymałości celulozy na rozciąganie; staje się ona krucha. Przyjmuje się, że izolacja celulozowa o wskaźniku DP poniżej 200 jest całkowicie zużyta [89].

B. Właściwości substancji stosowanych do impregnacji i izolacji rdzenia

Zbyt mała lepkość oleju stosowanego do impregnacji rdzenia przepustów OIP, może uniemożliwić jego równomierne wnikanie do całej objętości papieru. Gorzej zaimpregnowane obszary przyczynią się do miejscowego osłabienia wytrzymałości dielektrycznej izolacji. Olej nie może być zanieczyszczony cząsteczkami stałymi, gdyż ich obecność także osłabia izolację. Wokół wszelkich wtrąceń w materiale izolacyjnym mogą łatwiej inicjować się wyładowania niezupełne.

O jakości oleju stosowanego w przepustach świadczy również zawartość węglowodorów aromatycznych. Im wyższe jest stężenie tych substancji, tym łatwiej olej się utlenia i szybciej powstają w nim gazy. W związku z tym zaleca się, aby zawartość węglowodorów aromatycznych mieściła się w zakresie 1,6 do 3% [20].

Olej stosowany do impregnacji przepustów OIP i wypełniania wolnych przestrzeni w przepustach RIP i ERIP to na ogół dobrze oczyszczony, typowy olej

transformatorowy. Powinien on posiadać niewielką kwasowość, niską korozyjność i wolno się utleniać [104]. Utlenianiu przeciwdziała się, dodając tak zwane inhibitory. Są to na przykład związki fenolu, które mają rozkładać wolne rodniki lub redukować powstające nadtlutki. Do impregnacji przepustów ERIP stosuje się termoutwardzalne żywice epoksydowe. Powinny one się równomiernie utwardzać, co pozwala uniknąć szkodliwych naprężeń.

C. Jakość obudowy zewnętrznej i uszczelnień

Przepusty OIP oraz odmiany przepustów RIP, w których materiałem izolacyjnym między rdzeniem a osłoną zewnętrzną jest olej, są wrażliwe na niską jakość uszczelnień i nieodpowiednią wytrzymałość osłony zewnętrznej. Przyspieszone niszczenie uszczelnień oraz pęknięcie osłony może doprowadzić do wycieku oleju, który prowadzi często do pożaru [67]. Zagrożenie pożarem jest znacząco mniejsze lub nie występuje w przepustach suchych, niezawierających oleju, w których osłona zewnętrzna ściśle przylega do rdzenia. Pęknięcia i ubytki oleju mogą także przyczynić się do wnikania wilgoci do wnętrza przepustu, co w dłuższym okresie wywoła stopniowe pogarszanie właściwości izolacji.

Znaczenie technologii i staranności produkcji

Przebieg starzenia przepustów zależy nie tylko od właściwości zastosowanych materiałów, ale także od zastosowanej technologii i staranności faz produkcji.

Dla przepustów OIP i wszystkich odmian przepustów RIP, impregnowanych olejem lub żywicami, szczególnie istotny jest proces suszenia i impregnacji rdzenia [32]. Obie te operacje wykonuje się w próżni, przy czym najpierw usuwa się wilgoć z materiału izolacyjnego do poziomu niższego niż 0,5%. Jeśli rdzeń nie zostanie dobrze wysuszony, to nie będzie posiadał jednorodnych właściwości elektroizolacyjnych. Z czasem zaczną się pojawiać obszary o miejscowo pogorszonej izolacji. Jeśli w trakcie impregnacji nie zostaną usunięte pęcherzyki powietrza, to staną się one źródłem lokalnie intensywniejszych wyładowań niezupełnych. Negatywnie wpływają również wszelkie puste przestrzenie i nieciągłości materiału, osłabiając wytrzymałość elektryczną i mechaniczną izolacji.

Obecność pęcherzyków powietrza, wynikająca z technologii nawijania rdzeni przepustów RBP i wielokrotnie wyższy poziom wyładowań niezupełnych, są przyczyną odejścia od tej metody produkcji.

Problemy z impregnacją skłoniły w latach osiemdziesiątych General Electric do zastąpienia ekranujących folii aluminiowych przewodzącym „atramentem”. Innowacja znacznie przyspieszała impregnację, a tym samym obniżała koszty produkcji. Jednak przewodzące cząstki z warstwy ekranującej migrowały do impregnatu wewnątrz rdzenia [25]. Powodowało to zmniejszenie wytrzymałości elektrycznej oraz zwiększenie współczynnika stratności dielektrycznej. Po pewnym czasie wystąpił lawinowy wzrost uszkodzeń izolatorów przepustowych tego rodzaju. Dopiero zakup podobnej technologii od firmy Micafil poprawił sytuację.

Nie wszystkie innowacje przekładają się na jakość produktu. Obniżka kosztów produkcji może prowadzić do dramatycznego wzrostu kosztów eksploatacyjnych.

Generalnie można zaobserwować zmianę struktury uszkodzeń w przepustach produkowanych w odmianach technologii RIP w stosunku do technologii OIP. W tabeli 3.1 zaprezentowano przykładowe dane podawane przez rosyjskiego producenta-firmę „IZOLYATOR” [70].

Tab.3.1 Rodzaje uszkodzeń przepustów w technologii OPI oraz RIP

rodzaj uszkodzenia	OIP	RIP
	[%]	[%]
rozerwanie osłony	10	10
przebite osłony	12	-
przebite w dolnej części	44	15
wyciek oleju	5	-
przegrzewanie styków	14	-
strata lub pogorszenie uziemienia zacisku pomiarowego	-	60
nieustalone przyczyny	15	15

Dane w tabeli 3.1 pokazują, że wraz z wymianą populacji przepustów OIP na RIP dominującym uszkodzeniem przepustów przestaje być przebite w dolnej części. Nie występują także wycieki oleju, przebite zewnętrznej osłony i przegrzewanie styków. Według zaprezentowanej statystyki najistotniejszym problemem staje się utrata lub pogorszenie uziemienia zacisku pomiarowego.

Nowe odmiany technologii RIP, takie jak na przykład RIS, eliminują potrzebę suszenia - według informacji podawanych przez producenta, gdyż materiałem tworzącym osnowę rdzenia jest polimerowe włókno syntetyczne lub włókno szklane o wysokiej hydrofobowości [24]. Rdzeń impregnuje się żywicą epoksydową z dodatkiem wypełniaczy. Całość jest utwardzana termicznie, a zewnętrzna izolacja silikonowa jest trwale zespolona z rdzeniem. Są to tak zwane *konstrukcje bezolejowe*, w których nie ma niebezpieczeństwa wycieków spowodowanych pęknięciami i utratą właściwości uszczelnień. Obecnie nie jest jeszcze praktycznie znany przebieg długookresowych zjawisk starzeniowych dla tych konstrukcji związanych z utlenianiem materiałów i innymi reakcjami chemicznymi. Trudno zatem ocenić, jaka będzie trwałość tych przepustów w perspektywie kilkudziesięcioletniej. Dostępne są jedynie opracowania, na przykład raport Grupy Roboczej CIGRE z 2019 roku [15], zawierające statystyki uszkodzeń i przewidywania dotyczące funkcjonowania poszczególnych konstrukcji.

Błędy konstrukcyjne i instalacyjne

Tempo starzenia przepustu zwiększa niewłaściwie zaprojektowana konstrukcja, a także błędy instalacyjne. Spośród tych czynników można wskazać na:

- zbyt małą powierzchnię osłony zewnętrznej, źle odprowadzającą ciepło. Przyczynia się to do powstawania lokalnych przegrzań, w których będą intensyfikowały się niekorzystne zjawiska fizykochemiczne. Konstrukcja izolatora przepustowego

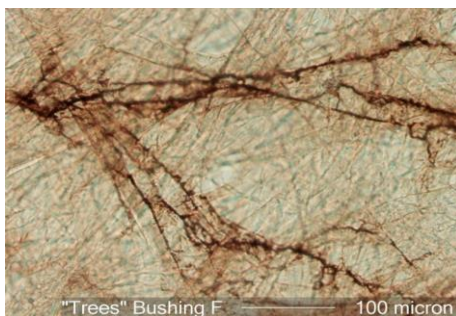
- powinna zapewnić takie odprowadzenie ciepła w ramach bilansu cieplnego, aby nie dochodziło do zwiększenia temperatury pracy dowolnego obszaru ponad dopuszczalne temperatury graniczne i przyrosty względem temperatury otoczenia,
- nieoptymalną ilość i kształt warstw przewodzących co skutkuje niejednorodnością pola elektrycznego,
 - brak trwałego uziemienia trzpieni gniazd pomiarowych i napięciowych, który będzie prowadził do iskrzenia, a w rezultacie do szybkiego zniszczenia przepustu,
 - zbyt sztywne połączenia z oszynowaniem transformatora, które wskutek wibracji mogą przyczyniać się do pęknięć osłony i rdzenia. Wycieki oleju w konstrukcjach wypełnionych olejem wokół rdzenia mogą prowadzić do zniszczenia przepustu [67]. Niebezpieczne są także wszelkie mikropęknięcia rdzenia, gdyż w tych obszarach będą intensyfikowały się wyładowania niezupełne.

Zjawiska fizykochemiczne

Izolator przepustowy w trakcie pracy poddawany jest działaniu pola elektromagnetycznego i wydzielanego w nim ciepła. Te dwa czynniki intensyfikują poniższe, niekorzystne procesy fizykochemiczne, które z czasem coraz bardziej pogarszają właściwości izolacyjne przepustu. Zjawiska te są najlepiej rozpoznane dla przepustów, których izolacja zawiera papier i olej.

A. Dysocjacja elektrolityczna

Pod wpływem długotrwanie działającego wysokiego napięcia dochodzi w przepuscie do przemian chemicznych związanych z dysocjacją elektrolityczną oraz elektrolizą materiałów. Powstające jony niemetaliczne tworzą związki chemiczne, które następnie reagują z dielektrykiem. Z kolei jony metaliczne wnikają do dielektryka i formują kanały półprzewodzące, zwane dendrytami elektrochemicznymi [32] określanymi tak z powodu ich drzewiastego kształtu. W rezultacie dochodzi do osłabienia mechanicznego izolacji i obniżenia wytrzymałości elektrycznej. Przykład takich struktur pokazano na rysunku 3.1.



Rys. 3.1. Przykład „drzewienia” w izolacji rdzenia przepustu; ciemne obszary, zawierające atomy węgla, aluminium, siarkę, tlenki metali, tworzą strukturę co najmniej półprzewodnikową (rysunek udostępniony przez Keitha Ellisa)

W przepustach typu OIP szczególnie niebezpieczna jest migracja jonów miedzi z przewodów prądowych - poprzez olej - do papieru rdzenia [98]. Na krawędziach aluminiowych ekranów mogą tworzyć się wtedy dendryty zawierające miedź, które będą drążyć wskroś warstwy izolacji do sąsiedniego ekranu. Przykład takiego zjawiska pokazano na rysunku 3.2 przedstawiającym warstwę papieru z folią odwiniełą z rdzenia przepustu OIP. Przepust ten zdemontowano i poddano badaniom po tym, jak jeden z izolatorów przepustowych transformatora uległ uszkodzeniu.



Rys. 3.2. Fragment izolacji rdzenia; powyżej ciemnej linii znajdowała się folia aluminiowa; poniżej folii stwierdzono dendryty z zawartością jonów miedzi (rysunek udostępniony przez Keitha Ellisa)

B. Rozkład oleju

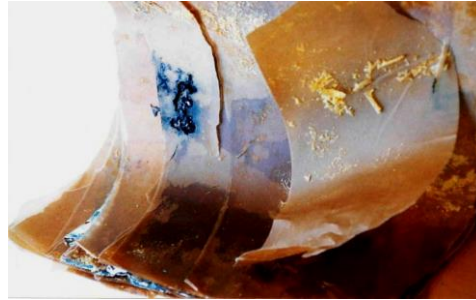
Rozkład oleju następuje głównie wskutek procesów utleniania inicjowanych wysoką temperaturą i polem elektrycznym [20]. W wyniku tych oddziaływań powstają wolne rodniki węglowodorowe i nadtlenkowe, które jeśli nie są wiązane poprzez inhibitory, to wchodzi w reakcje chemiczne i wzmagają utlenianie oleju.

Ciąg reakcji chemicznych zachodzących w oleju prowadzi do powstawania alkoholi, kwasu karboksylowego i związków ketonowych. Te substancje wzajemnie ze sobą reagują, w wyniku czego zaczynają wydzielać się estry, woda oraz związki koloidalne w literaturze określane jako „yellow deposit” [20]. Z czasem uformują się żółte naloty na wewnętrznej części porcelanowej lub kompozytowej osłony rdzenia. Nie dość, że są one silnie higroskopijne, to mogą dodatkowo zawierać atomy miedzi, aluminium, cynku - tworząc niebezpieczne, przewodzące plamy na powierzchni osłony rdzenia [98]. Przykład takich zjawisk pokazuje rysunek 3.3.

Z kolei między warstwami rdzenia mogą uwidocznić się parafinowe nacieki będące efektem procesu zwanego w literaturze „X-vax generation” [20]. Przykład tego zjawiska pokazano na rysunku 3.4. Warunki powstawania tych wydzielin są zależne od temperatury i zawartości węglowodorów aromatycznych w oleju.



Rys. 3.3. Obecność żółtych nalotów na wewnętrznej części osłony rdzenia (udostępniony przez dr Irinę Davidenko)



Rys. 3.4. Parafinowe nacieki w wewnętrznych warstwach uszkodzonego rdzenia olejowo-papierowego (udostępniony przez dr. Irinę Davidenko)

C. Depolimeryzacja celulozy

Zjawisko to polega na pękaniu łańcuchów polimerowych glukozy zawartej w celulozie, spowodowanym procesami starzeniowymi, związanymi z mniej lub bardziej gwałtownym procesem utleniania grup wodorotlenowych w wiązaniach celulozy. W efekcie powstają kwasy karboksylowe, ketony, aldehydy oraz woda. Zawartość kwasów karboksylowych i wody, wskutek zachodzących reakcji jonowych, przyspiesza procesy rozrywania łańcuchów celulozy, skracania łańcuchów polimerowych i wydzielania się kolejnych produktów rozpadu. Te procesy są wzmagane poprzez lokalne przegrzania występujące w przepuście i złe odprowadzanie ciepła. Szczególnie w pobliżu przewodu prądowego może dochodzić do termolizy i pirolizy. Termoliza powoduje wydzielanie się metanu, tlenku węgla, dwutlenku węgla, etanu, kwasu mrówkowego i octowego oraz wody. Wskutek pirolizy pojawia się także metan, etan oraz takie substancje, jak wodór, etylen i acetylen [18].

Rozpad celulozy prowadzi do wzrostu zawilgocenie rdzenia przepustu i pojawienia się gazów w oleju [20]. Jak już powiedziano w p. 3.3 pp. A, przyjmuje się, że wartość wskaźnika DP mniejsza niż 200 wskazuje na całkowitą degradację izolacji na bazie celulozy. Traci ona sprężystość i staje się krucha, czyli nieodporna na wibracje i zmiany temperatury.

Wyładowania niezupełne

Norma [81] określa wyładowania niezupełne (WNZ) jako lokalne wyładowania elektryczne, w trakcie których dochodzi do częściowego zwarcia izolacji między przewodnikami. Takie wyładowanie może przylegać do przewodnika lub przebiegać

skrośnie poprzez izolację. WNZ są wywoływane poprzez lokalny wzrost natężenia pola elektrycznego w izolacji lub na jej powierzchni, powodowany nieoptymalnym doбором ilości, grubości, kształtu oraz rozmieszczenia warstw dielektryka i warstw przewodzących. Przyczyną inicjacji WNZ mogą być także wszelkie nieciągłości materiału izolacyjnego, takie jak rysy, pęknięcia i niejednorodności struktury powstałe w trakcie jego wytwarzania. Kolejna możliwa przyczyna to pęcherzyki powietrza pozostałe po procesie suszenia i impregnacji rdzenia oraz pęcherzyki gazów powstające wskutek rozkładu materiału izolacyjnego.

Wszelkiego rodzaju zanieczyszczenia, domieszki, pęcherzyki gazowe oraz zwięglone produkty rozkładu materiału izolacyjnego, czyli tak zwane „aktywne punkty izolacji” [32], powodują, że elektrony i jony są przyspieszane w polu elektrycznym. Uzyskują energię przekraczającą siłę wiązań węglowo-wodorowych i węglowo-węglowych występujących w materiale izolacyjnym. W efekcie zaczynają powstawać tak zwane dendryty elektryczne. Dla izolacji o osnowie papierowej są to przewodzące struktury złożone z produktów rozpadu celulozy, czyli cząsteczek węgla, a nawet wody. Prowadzi to do stopniowego spadku wytrzymałości izolacji.

Wpływ ciepła

Jak już powiedziano, wydzielane ciepło w izolatorze przepustowym intensyfikuje przebieg zachodzących w nim niekorzystnych zjawisk fizykochemicznych. Procesy starzeniowe związane z wydzielaniem ciepła w przepustach, określa się niekiedy jako *starzenie cieplne*. Są to na ogół procesy długotrwałe, rozłożone w czasie. Opisuje je model Arrheniusa [32], pozwalający wyznaczyć tak zwaną charakterystykę życia produktu o ile są znane współczynniki materiałowe.

Źródłem ciepła w izolatorze przepustowym są głównie straty dielektryczne w izolacji przepustu i w niewielkim stopniu straty w przewodzie prądowym. Rozkład temperatury wewnątrz przepustu jest niejednorodny. Wpływają na niego czynniki konstrukcyjne, takie jak zastosowany materiał rdzenia, osłony zewnętrznej, rodzaj i wielkość kloszy. Czynniki zewnętrzne to temperatura otoczenia, intensywność opadów, nasłonecznienie, siła wiatru. Obciążenie i sprawność chłodzenia transformatora ma wpływ na temperaturę górnej warstwy oleju. Im jest ona wyższa, tym jest gorsze odprowadzenie ciepła w okolicy kołnierza przepustu, czyli tam gdzie występuje największe zagrożenie przebicia izolacji do korpusu transformatora.

Na rozkład temperatury wewnątrz przepustu znacząco wpływa wartość współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$. Im jest on większy, tym wyższa ustali się temperatura w warstwach izolacji w pobliżu przewodu prądowego. Może ona nawet przekroczyć dopuszczalne wartości temperatur dla danego typu przepustu. Doprowadzi to do lokalnych przegrzań intensyfikujących lokalne procesy degradacji izolacji.

Wydzielanie ciepła i wynikający z tego wzrost temperatury może powodować nie tylko powolne pogarszanie izolacji, ale również prowadzić do zjawisk bardzo dynamicznych. Wzrost ilości wydzielanego ciepła może wystąpić lokalnie, wskutek miejscowej degradacji izolacji i związanego z tym wzrostu $tg\delta$. Wydzielanie ciepła

będzie się w tym obszarze kumulowało, co z kolei będzie prowadziło do dalszego wzrostu $tg\delta$. Jeśli proces nie zostanie zahamowany, na przykład przez zmniejszenie obciążenia transformatora, dojdzie do zainicjowania samonapędzającego się zjawiska, które doprowadzi do tak zwanego przebicia cieplnego izolatora przepustowego i do jego uszkodzenia [91].

W zawilgoconych izolatorach z rdzeniem zbudowanym z papieru wskutek wzrostu ilości wydzielonego ciepła może dojść do intensywnie rozwijającego się zjawiska bąbelkowania (ang. bubble effect), w efekcie którego zaczną uwalniać się cząsteczki pary wodnej i tworzyć pęcherzyki pary. Wzrośnie ciśnienie w przepuście oraz zwiększy się poziom wyładowań niezupełnych. Sekwencja powyższych, powiązanych ze sobą zjawisk doprowadzi do osłabienia wytrzymałości elektrycznej izolacji i jej gwałtownego zniszczenia. Próby laboratoryjne przeprowadzone na próbkach izolacji papierowej o różnym stopniu zawilgocenia wykazały, że im większe zawilgocenie tym niższa jest temperatura inicjacji tego zjawiska [91].

3.4. Wpływ czynników środowiskowych

Warunki środowiskowe eksploatacji przepustu mogą znacznie intensyfikować procesy starzeniowe, zwłaszcza gdy niewłaściwie dobrano materiały konstrukcyjne lub nie dochowano reżimów technologicznych w procesie produkcji.

Zmiany temperatury

Wszelkie zmiany temperatury mają negatywny wpływ na stan przepustu, gdyż wywołują mechaniczne naprężenia, które mogą osłabiać materiał i w rezultacie doprowadzić do pęknięć, rozszczelnienia i utraty właściwości izolacyjnych.

Szybkie wzrosty temperatury mogą ponadto obniżać temperaturę inicjacji efektu bąbelkowania w przepuście z rdzeniem wykonanym z materiału celulozowego. Przykładowo, w trakcie eksperymentu opisanego w pracy [90] oszacowano, że w przypadku nowego papieru, ale znacznie zawilgoconego, różnica przyrostu temperatury między 2 °C/min, a 9 °C/min może prowadzić do obniżenia temperatury inicjacji efektu bąbelkowania aż o 14 °C.

Opady atmosferyczne

Nagle, gwałtowne opady atmosferyczne mogą powodować szybkie schłodzenie przepustu. Jest to niebezpieczne dla izolatorów przepustowych OIP pracujących w wysokiej temperaturze, spowodowanej dużym obciążeniem i ewentualnie wysoką temperaturą otoczenia. W tych warunkach olej nasyca się azotem pochłanianym z przestrzeni dylatacyjnej przepustu. Raptowne schłodzenie może prowadzić do przesylenia oleju i sformowania pęcherzyków azotu, które nie zdążą powrócić do przestrzeni dylatacyjnej [22]. Osłabiają one wytrzymałość izolacji i staną się źródłem wyładowań niezupełnych, których konsekwencją będzie uszkodzenie izolacji.

Jeśli w izolacji zewnętrznej przepustu impregnowanego olejem występują pęknięcia i nieszczelności, może nastąpić stopniowy wzrost jej zawilgocenia, ponieważ olej będzie pochłaniał wodę z atmosfery. Jeśli na skutek silnych opadów dojdzie do gwałtownego schłodzenia takiego przepustu, zaabsorbowana woda się wydzieli, co może doprowadzić do przebicia izolacji i uszkodzenia [67].

Wyładowania piorunowe

Mimo zabezpieczeń ogromnych dochodzi do wyładowań atmosferycznych, tzw. piorunowych, w linie energetyczne. Takie wyładowanie może wywołać raptowne uszkodzenie przepustu, w którym już istnieje defekt spowodowany na przykład drzewieniem. Miejscowo osłabiona izolacja nie wytrzymuje wtedy udaru napięciowego [67], co prowadzi do przebicia nawet kilku warstw ekranów sterujących i gwałtownego zniszczenia przepustu.

3.5. Wpływ czynników eksploatacyjnych

Niewłaściwa eksploatacja transformatorów może przyspieszyć starzenie ich izolatorów przepustowych. Użytkownik może jednak aktywnie wpływać na eksploatację i starać się ograniczać poniżej omówione czynniki destrukcyjne.

Przebiecia łączeniowe

Procesy łączeniowe, takie jak szybkie otwarcie wyłącznika, niesynchroniczne załączenie szyny lub linii, wywołują fale napięciowe o dużej stromości [35]. Przebiecia mogą także powstawać na skutek zwarć doziemnych lub działania układów przetwarzających prąd zmienny na prąd stały [56]. Tego typu zaburzenia mogą prowadzić do stopniowego osłabiania i przebić kolejnych okładzin i warstw izolacji przepustu. Przebiecia łączeniowe są szczególnie niebezpieczne dla przepustów, w których istnieją już dendryty obniżające wytrzymałość elektryczną izolacji. Intensyfikacja procesów degradacyjnych w trakcie przepięć będzie prowadziła do punktowego zwarcia między ekranami sterującymi rdzenia.

Zjawiska rezonansowe

Transformatory wysokonapięciowe, a więc także ich przepusty współpracujące z wyłącznikami próżniowymi i łączami kablowymi, są narażone na działanie przebiegów wysokoczęstotliwościowych. Źródłem tych zaburzeń są procesy przejściowe w wyłączniku próżniowym spowodowane tak zwanym *wirtualnym ucinaniem prądu*, które z kolei wywołuje tak zwane *wczesne zapłony* w trakcie załączenia oraz *zapłony powtórne* występujące w trakcie wyłączenia [72]. W rezultacie może dochodzić do zjawisk rezonansowych, które będą dodatkowo intensyfikowane poprzez propagację i odbicia w liniach kablowych.

Przeciążenia

Przeciążenia, nawet w zakresie przeciążeń dopuszczalnych długotrwałych i przeciążeń awaryjnych krótkotrwałych transformatora, są niebezpieczne dla przepustów ponieważ wywołują wzrost temperatury przyspieszający procesy degradacji. Oprócz tej generalnej prawidłowości, większe pole elektryczne i wyższa temperatura przepustu wywołane przeciążeniem, mogą zwiększyć poziom wyładowań niezupełnych i doprowadzić do tego, że lokalny defekt izolacji zainicjuje uszkodzenie izolatora przepustowego.

3.6. Objawy degradacji

Poniżej omówiono szereg zjawisk, które towarzyszą degradacji izolatorów przepustowych. Ich wczesne rozpoznanie i ocena intensywności ma kluczowy wpływ na analizę zagrożenia uszkodzeniem i awarią.

Zmiana rozkładu temperatury

We wnętrzu izolatora przepustowego określonego typu, pracującego z określonym obciążeniem i w danych warunkach wymiany ciepła z otoczeniem [101], ustala się przestrzenny rozkład temperatury wynikający z bilansu równowagi cieplnej. Rozkład tej temperatury, omówiony w artykule [26], zależy od:

- czynników atmosferycznych, takich jak temperatura powietrza, nasłonecznienie, siła wiatru, opady;
- temperatury oleju w górnej warstwie,
- wielkości strat o charakterze rezystancyjnym w przewodzie prądowym,
- strat dielektrycznych w izolacji,
- warunków odprowadzenia ciepła z rdzenia.

Przyjmując założenia upraszczające, konstruuje się modele termiczne takiego rozkładu. Model cieplny dla izolatora typu RIP, omówiony w pracy [101], zakłada, że głównym źródłem ciepła są straty dielektryczne. Konstrukcja tego modelu wymaga wprowadzenia funkcji opisującej przestrzenny rozkład temperatury oraz współczynnika zależnego od stopnia zesterzenia izolacji. Dane te uzyskuje się na podstawie wyników badań wielu izolatorów tego samego rodzaju.

Znajomość modelu cieplnego i temperatury powierzchni przepustu pozwala oszacować rozkład temperatury w jego wnętrzu. Temperaturę powierzchni wyznacza się korzystając z cyfrowej analizy obrazów z kamery termowizyjnej. Z obliczeń przedstawionych w pracy [26] wynika, że zidentyfikowana różnica temperatury powierzchni przepustu może być oznaką 10-krotnie większej różnicy temperatur w okolicach przewodu prądowego. Wyznaczenie zatem zmiany temperatury we wnętrzu przepustu, choć ma charakter bardziej szacunkowy niż ilościowy, pozwala jednak na wykrycie wzrostu temperatury wzdłuż przewodu prądowego. Może to świadczyć o niebezpiecznie rozwijającym się defekcie izolacji.

Zmiany rozkładu temperatury zaobserwowane w trakcie analizy obrazu z kamery termowizyjnej można także wprost porównywać do obrazów termicznych przepustów z pozostałych faz strony górnego lub odpowiednio dolnego napięcia.

Powodem wykrytych różnic mogą być lokalne przegrzania powodowane luźnymi stykami przewodu prądowego, rozwijającymi się lokalnymi defektami izolacji lub złym uziemieniem trzpienia gniazda pomiarowego [67].

Zmiana pojemności przepustu

Drzewienie prowadzące do powstawania przewodzących dendrytów, w tym migracja jonów miedzi (tzw. copper mobility) [25] oraz punktowe zwęglenia izolacji – będące efektem procesu karbonizacji [58], mogą doprowadzić do zwarcia między przewodzącymi warstwami rdzenia. Objawi się to zwiększeniem pojemności C_1 .

Całkowite przebicie i pełne zwarcie między dwoma warstwami ekranu spowoduje zwiększenie wartości pojemności $C_{1(n)}$ do wartości $C_{1(n-1)}$ w stosunku $n/(n-1)$, gdzie n to liczba ekranów w rdzeniu [58]. W tabeli 3.2 podano przykładowe liczby warstw i odpowiadające im wartości procentowej zmiany pojemności dla kilku przepustów o różnych wartościach napięcia znamionowego.

Tabela 3.2. Względna zmiana pojemności C_1 w przypadku zwarcia jednej warstwy rdzenia [10]

Napięcie znamionowe [kV]	Liczba warstw	Zmiana pojemności [%]
123	28	3,7
245	42	2,4
400	60	1,7

Zmiana pojemności przepustu wskutek lokalnego, miejscowego zwarcia znacznie zwiększa prawdopodobieństwo uszkodzenia, ponieważ powoduje osłabienie izolacji, zmianę rozkładu pola elektrycznego i wzrost wyładowań niezupełnych [10].

Norma [52] zaleca, aby w przypadku wykrycia zmiany pojemności większej niż 5% wartości znamionowej skontaktować się z producentem przepustu. Producenci podają także w materiałach eksploatacyjnych wartości progowe pojemności, których przekroczenie powinno być im zgłaszane. Na przykład, ABB w instrukcji „Bushing diagnostic and conditioning”[43], dotyczącej obsługi serwisowej izolatorów przepustowych produkowanych przez tę firmę, zaleca kontakt z dostawcą gdy pojemność wzrośnie o więcej niż 3%. Mniej ostrożne postępowanie zaleca Keith Ellis, amerykański „guru” problematyki izolatorów przepustowych, członek komitetu normalizacyjnego IEEE, sugerując potrzebę kontaktu z dostawcą, jeśli pojemność C_1 przekroczy 110% wartości podanej na tabliczce znamionowej [25].

Chwilowe zmiany $tg\delta$

Jak już wspomniano w punkcie 2.5.2 wynik pomiaru off-line współczynnika stratności dielektrycznej zmienia się w zależności od temperatury przepustu, a także

od temperatury pomiaru. Według prac Sokołowa [18] zmiany wartości $\text{tg}\delta$ spowodowane zmianami temperatury przepustu można opisać zależnością:

$$\text{tg}\delta(T) = \text{tg}\delta(T_0)e^{-\lambda_\delta(T-T_0)}, \quad (3.1)$$

gdzie:

$\text{tg}\delta(T)$ - wartość $\text{tg}\delta$ przy bieżącej temperaturze T ,

$\text{tg}\delta(T_0)$ - wartość $\text{tg}\delta$ przy początkowej temperaturze odniesienia T_0 ,

λ_δ - współczynnik korekcyjny dla współczynnika stratności dielektrycznej.

Należy zwrócić uwagę, że w niezdegradowanym przepuście chwilowy wzrost temperatury T powyżej początkowej temperatury odniesienia T_0 powoduje spadek $\text{tg}\delta$, a spadek tej temperatury powoduje wzrost $\text{tg}\delta$. Istotnym problemem jest wybór właściwej temperatury T_0 oraz estymatora bieżącej temperatury przepustu.

Do powyższych zagadnień powrócimy przy okazji omawiania zarejestrowanych danych, pochodzących z monitoringu izolatorów przepustowych.

Stały wzrost $\text{tg}\delta$

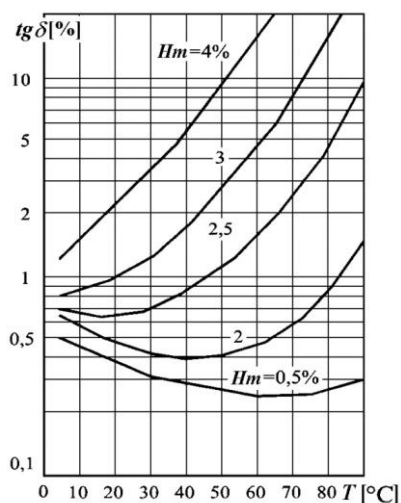
Zjawiska fizykochemiczne zachodzące w przepuście, wyładowania niezupełne, wpływ ciepła oraz czynniki środowiskowe powodują pogarszanie właściwości dielektrycznych izolacji. Jeśli skutek tych procesów będzie zwiększać się przewodność izolacji, to zgodnie ze schematem zastępczym 2.16 i zależnością 2.1, zwiększenie składowej czynnej I_r prądu wpływającego do przepustu będzie wywoływać proporcjonalny wzrost współczynnika stratności $\text{tg}\delta$. Dzieje się tak, gdy degradacja wszystkich warstw przepustu skutkująca zwiększaniem przewodności przebiega w równomierny sposób.

Wpływ zawilgocenia i temperatury przepustu na wartość $\text{tg}\delta$

Wzrost zawilgocenia przepustu powoduje wzrost wartości $\text{tg}\delta$ mierzonej dla 50 Hz. Im większe zawilgocenie izolatora, tym bardziej współczynnik strat dielektrycznych zależy od temperatury przepustu [12]. Na rysunku 3.5 przedstawiono przykładowy wykres wartości $\text{tg}\delta$ w funkcji temperatury dla różnych zawilgoczeń przepustu typu OIP. Dla zawilgocenia rzędu 2 % wzrost temperatury w zakresie pomiędzy 20 a 50 °C będzie wywoływał spadek wartości $\text{tg}\delta$. Ale już dla zawilgocenia 2,5 %, dla analogicznego przyrostu temperatury, obserwujemy wzrost $\text{tg}\delta$ od wartości 0,6 do 1,1 %. Dla zawilgocenia 3 %, w takich samych warunkach, wzrost temperatury przepustu wywoła wzrost wartości $\text{tg}\delta$ od 1 % do około 3 %.

Można stwierdzić, że dopóki wzrostowi temperatury towarzyszy spadek wartości $\text{tg}\delta$ nie ma niebezpieczeństwa lawinowego rozwoju defektu termicznego. Całkowicie odwrotna sytuacja może mieć miejsce, jeśli wzrost temperatury pociąga za sobą wzrost wartości $\text{tg}\delta$. Może to doprowadzić do jeszcze większego wzrostu $\text{tg}\delta$ prowadzącego w końcu do zniszczenia izolatora przepustowego.

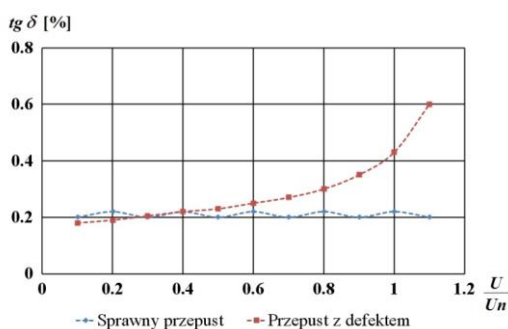
Powyższe prawidłowości prowadzą do ważnego wniosku dla monitoringu przepustów w trybie on-line. Otóż, jeśli monitoring wykaże wzrost wartości $\text{tg}\delta$ w funkcji wzrostu temperatury przepustu, to można wnioskować o jego defekcie i rosnącym prawdopodobieństwie uszkodzenia.



Rys. 3.5. Związek $\text{tg}\delta$ z zawilgoceniem i temperaturą przepustów OIP na podstawie monografii [12]

Wpływ napięcia na wartość $\text{tg}\delta$

Im wyższe napięcie przyłożone do izolatora przepustowego, tym większe występują w nim naprężenia elektryczne powodujące inicjację wyładowań niezupełnych. Im bardziej w przepuście są zaawansowane procesy starzenia elektrolitycznego, tym większy będzie wpływ napięcia na wartość $\text{tg}\delta$. Przykład takiej zależności obrazuje rysunek 3.6.



Rys. 3.6. Zależność współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg}\delta$ od napięcia

Na osi poziomej pokazano stosunek napięcia pomiaru do napięcia nominalnego pracy przepustu, a na osi pionowej wartość $\text{tg}\delta$. Dla napięcia pomiarowego o wartości większej niż 50 % napięcia nominalnego, zależność przestaje być liniowa i wzrasta wykładniczo. Na podstawie pomiarów w trakcie badań przepustów zaobserwowano, że zależność ta nie zachodzi dla przepustów nowych lub krótko eksploatowanych, a uwidacznia się dla napięć większych niż 10 do 20 % napięcia znamionowego w przypadku przepustów zestarzonych [103].

Lokalne defekty izolacji

Przepust wysokonapięciowy jest zbudowany z różnych materiałów i podczas pracy ustala się w nim nierównomierny rozkład temperatury. Mogą w nim pojawiać się różnorodne, miejscowe defekty izolacji. Zatem również procesy degradacji jego izolacji, przynajmniej we wstępnej fazie, mają miejscowy charakter.

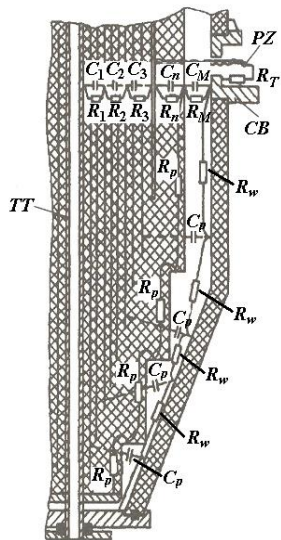
Aby ocenić wpływ lokalnych defektów na cały przepust, należy najpierw wyodrębnić miejsca w izolacji, które potencjalnie mogą ulegać destrukcji. Model izolacji przepustu OIP, przedstawiony na rysunku 3.7, wykonanym na podstawie opracowania Wiktora Sokołowa [18], przypisuje następujące cząstkowe wartości zastępczych pojemności i rezystancji jego poszczególnym, wewnętrznym komponentom:

- C_1, C_n : pojemności „n” warstw izolacji między przewodzącymi okładzinami,
- R_1, R_2, \dots, R_n : rezystancje kolejnych „n” warstw izolacji,
- C_M, R_M : pojemność i odpowiednio rezystancja obszaru wypełnionego olejem między rdzeniem, a uziemionym kołnierzem przepustu,
- R_T : oporność upływu między zaciskiem pomiarowym, a uziemionym kołnierzem,
- C_p, R_p : pojemności i rezystancje fragmentów powierzchni rdzenia względem wewnętrznej, na przykład porcelanowej, powierzchni osłony izolatora,
- R_w : rezystancja fragmentu wewnętrznej powierzchni osłony izolatora.

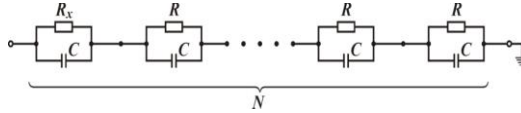
Jak już powiedziano, jednym ze wskaźników stanu całego przepustu jest wartość bezwzględna współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg}\delta$ oraz jego zmiany w czasie. Dla oceny wpływu lokalnych zmian właściwości izolacji na wypadkową wartość $\text{tg}\delta$ przyjmujemy uproszczony model uwzględniający jedynie rezystancje R_1, R_2, \dots, R_n oraz pojemności C_1, C_2, \dots, C_n pokazane na rysunku 3.7, a pominiemy pozostałe cząstkowe wielkości rezystancji i pojemności [58].

Przyjmijmy, że wszystkie pojemności $C_1..C_n$ mają taką samą wartość C , a rezystancje $R_1..R_n$ mają wartość R . Załóżmy, że rezystancja oznaczona R_x - zaczyna się zmniejszać, a wszystkie pozostałe rezystancje cząstkowe zachowują wartość R . W wyniku tych uproszczeń otrzymujemy schemat zastępczy warstw rdzenia z rozwijającym się defektem w jednej warstwie pokazany na rysunku 3.8. Defekt ten będzie polegał na stopniowym spadku rezystancji R_x od wartości $R_x=R$ aż do wartości $R_x=0$ oznaczającej zwarcie danej warstwy rdzenia.

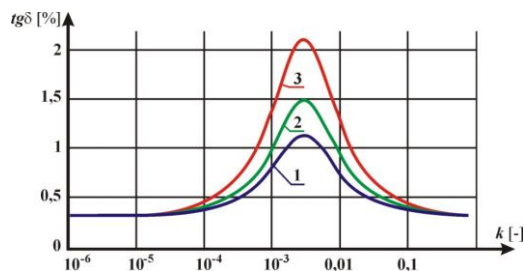
Wprowadzając wartość umownego współczynnika $k=R_x/R$, otrzymamy przebieg zmian wypadkowego $\text{tg}\delta$, jak na rysunku 3.9. Przebieg ten nie jest liniowy i jego wartość maksymalna zależy od wartości napięcia nominalnego izolatorów [58].



Rys. 3.7. Przekrój przepustu OIP. Pojemności i rezystancje cząstkowe oraz elementy konstrukcji oznaczono następująco: TT – przewód prądowy, PZ połączenie między okładziną, a zaciskiem pomiarowym, CB – osłona zacisku



Rys.3.8. Uproszczony schemat zastępczy cząstkowych pojemności C i rezystancji R dla poszczególnych warstw rdzenia; symbol R_x oznacza wartość rezystancji, która zaczyna się zmniejszać [58]



Rys. 3.9. Symulacja zmiany wartości $\text{tg}\delta$ w zależności od stosunku rezystancji warstwy uszkodzonej do warstwy „zdrowej” [58]; przebieg oznaczony „1” odnosi się do przepustu o 60. warstwach, przebieg „2” odnosi się do przepustu o 42. warstwach, a przebieg „3” dotyczy przepustu o 28 warstwach

Analiza przebiegów na rysunku 3.9 wykazuje, że dla przyjętego modelu uszkodzenia, stopniowy spadek rezystancji warstwy z defektem będzie powodował nieliniowy wzrost wartości $\text{tg}\delta$ aż do maksimum zależnego od ilości warstw rdzenia. Dalszy spadek wartości rezystancji, czyli coraz większa degradacja warstwy rdzenia, będzie wywoływał paradoksalnie spadek wartości $\text{tg}\delta$ (!), gdyż coraz większe będzie oddziaływanie stopniowo zwiększającej się pojemności zwieranych warstw.

Inna sytuacja będzie miała miejsce w przypadku upływu prądu z zacisku pomiarowego do uziemionej części przepustu. Defekt objawiający się spadkiem rezystancji R_T nie będzie widoczny w trakcie pracy, gdyż wtedy zacisk pomiarowy jest uziemiony. Będzie on jednak wpływał na pomiar wartości $\text{tg}\delta$ w trakcie badań.

W izolatorach, w których przestrzeń między rdzeniem, a osłoną zewnętrzną jest wypełniona olejem lub innym syciwem, naloty i przewodzące zaplamienia osadzające się na wewnętrznej powierzchni osłony, będą zmieniały wielkości C_p , R_p , R_w .

Obecność gazów

Obecność gazów rozpuszczonych w próbce oleju pobranej z przepustu OIP, stwierdza się na podstawie pomiarów chromatograficznych [32]. Wyniki służą do analizy DGA. Nazwa tej procedury pochodzi od skrótu angielskiej nazwy

„Dissolved Gas Analysis” określającej czynności, w trakcie których określa się skład i stopień koncentracji substancji gazowych oraz wzajemne relacje między nimi.

Poziomy koncentracji charakterystycznych gazów rozpuszczonych w oleju, a także przekroczenia granicznego tempa ich przyrostu, wskazują na konkretne defekty układu izolacyjnego [56]. Norma [83] systematyzuje rodzaje defektów, które mogą występować w urządzeniach elektrycznych, impregnowanych olejem. Norma ta podaje typowe wartości stężeń, pokazane w tabeli 3.1, które dla 95% populacji izolatorów przepustowych typu OIP nie sygnalizują obecności i rozwoju defektu.

Norma [83], podając pewne wytyczne do interpretacji obecności gazów w izolatorach przepustowych, wskazuje jednocześnie, że wnioskowanie o rodzaju defektu na podstawie ilości gazów nastręcza problemy. Wynikają one z tego, iż wartości typowych koncentracji gazów zależą od zastosowanej technologii produkcji. Można je zatem odnosić jedynie do ograniczonej populacji przepustów. Norma ta zaleca korzystanie z danych producenta danego typu izolatorów przepustowych i sporządzanie odnośnych badań i zestawień przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Przykładowo, w tabeli 3.3 podano poziomy koncentracji gazów uznawane za normalne i awaryjne dla przepustów firmy Trench. Jako wartości normalne producent przyjął wartości stężeń zgodne z normą [83]. Na wyższym poziomie, zapewne zgodnym z przeprowadzanymi badaniami, określono stężenia awaryjne, których wystąpienie powinno inicjować natychmiastowe działania serwisowe.

Tabela 3.3. Normalne i awaryjne koncentracje gazów dla przepustów OIP firmy Trench, [56]

Rodzaj gazu	Wzór	Normalny (ppm)		Awaryjny (ppm)	
		PN-EN 60599	Trench	PN-EN 60599	Trench
Wodór	H ₂	140	140	Nie specyfikowane	>1000
Metan	CH ₄	40	40		>70
Etan	C ₂ H ₆	70	70		>100
Etylen	C ₂ H ₄	30	30		>40
Acetylen	C ₂ H ₂	2	2		>10
Tlenek węgla	CO	1000	1000		>1500
Dwutlenek węgla	CO ₂	3400	3400		>1500 (*)

Uwaga (*) Wartość 1500ppm, podana w pracy [56] jest zapewne niepoprawna.

W oparciu o wieloletnie statystyki [56] można wyodrębnić typowe defekty, charakteryzujące się obecnością konkretnych gazów. Wykryte gazy pozwalają wnioskować o typie defektu i prawdopodobnych przyczynach, jak przedstawia tabela 3.4.

Tabela 3.4. Defekty izolacji przepustu OIP, na które wskazuje obecność gazów w oleju

	Rodzaj defektu	Wykryte gazy	Prawdopodobna przyczyna
1	WNZ	H ₂ , CH ₄	Nieciągłości izolacji, niepełna impregnacja, duże zawilgocenie
2	Wyładowania o niskiej energii	H ₂ , C ₂ H ₂	sporadyczne iskrzenie
3	Wyładowania o wysokiej energii	C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄	ciągłe iskrzenie w oleju, luźne mocowania
4	Przegrzanie oleju	C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆	przegrzanie przewodu prądowego w oleju
5	Przegrzanie oleju	CO, CO ₂	przegrzanie wskutek strat dielektrycznych

Na szersze wnioskowanie pozwala wyznaczenie wzajemnego stosunku koncentracji charakterystycznych gazów pojawiających się w przypadku poszczególnych defektów w przepuście OIP. Norma [83] podaje bardzo ogólne wytyczne dla takiego wnioskowania, zebrane w tabeli 3.5.

Tabela 3.5. Uproszczone zasady interpretacji stosunku gazów w oleju, wg PN-EN 60599

	Rodzaj defektu	Stosunek stężeń
1	WNZ	$CH_4/H_2 < 0.07$
2	Wyładowania	$C_2H_2/C_2H_4 \geq 1$
3	Defekt cieplny	$C_2H_4/C_2H_6 \geq 1$
4	Przebiecie termiczne	$C_2H_4/CO < 1$ lub > 20

Szersze badania, zgodnie z zaleceniami normy [83], pozwalają na uwzględnienie także w jakim stopniu dany gaz przekroczył dopuszczalną, maksymalną koncentrację [20]. W tabeli 3.6 zestawiono typowe defekty przepustów, możliwe do określenia na podstawie powyższej metodologii. Źródłem danych dla jej opracowania były wyniki pomiarów zebrane w ramach programu „Albatros” na terenie Rosji, Mołdawii, Ukrainy i Litwy [20]. We wnioskowaniu uwzględniono trzy ilościowe kryteria przekroczenia dopuszczalnej koncentracji gazów: maksymalne względem dopuszczalnych wartości (^m), znaczące (^z) oraz nieznaczne (ⁿ).

Typowe defekty izolacji, wyodrębnione w tabeli 3.4 na podstawie ilości i rodzaju gazów, znajdują swe potwierdzenie w zestawieniu pokazanym w tabeli 3.6, uwzględniającym ich wzajemne proporcje.

Osobnym kryterium, stosowanym w ocenie wyników DGA, jest tempo narastania zawartości gazów. W tym zakresie norma [83] nie podaje jednak żadnych wytycznych w odniesieniu do przepustów. Generalnie przyjmuje się, że uzyskanie wskazania w oparciu o DGA, dotyczącego konkretnego defektu, jest możliwe jedynie w odniesieniu do poszczególnych typów i grup tych urządzeń. Na podstawie zestawień i statystyk, niekiedy bardzo rozbudowanych dla danego typu i kraju, nie można niestety wypracować na tyle precyzyjnych zasad identyfikacji defektów wysokonapięciowych przepustów OIP, aby można je ująć w uniwersalne normy.

Tabela 3.6. Zestawienie defektów przepustów OIP oraz ich przyczyn, identyfikowanych na podstawie analizy DGA oleju pobranego z przepustów; dane zamieszczono za zgodą dr Iriny Davidenko [20]

	Rodzaj defektu	gazy	Stosunek stężeń	Oznaki defektu	Pierwotna przyczyna
1	Brak defektu	--	--	Brak wyraźnych oznak	Naturalne starzenie
2	WNZ o małej energii	H ₂ ^(z)	H ₂ /CH ₄ >5	Brak wyraźnych oznak	Ostre metalowe krawędzie, dyfuzja gazów z obudowy
3	WNZ o dużej energii	H ₂ ^(m) , CH ₄ ^(z)	H ₂ /CH ₄ <4 CO/CO ₂ ≤0.3	Punktowe wtrącenia w warstwach izolacji papierowej, dendryty węglowe na krawędziach folii ekranów	Zawilgocenie oleju, zanieczyszczony olej, włókna papieru, obecność cząsteczek metali
4	Wyładowania o niskiej energii	CH ₄ ^(m) i/lub C ₂ H ₂ ^(m) , H ₂ ^(z) , C ₂ H ₆ ^(z)	H ₂ /CH ₄ ≤1 C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ ≤1	Punktowo widoczne cząsteczki węgla. Naruszenia w warstwach izolacyjnych	Niepewne, luźne kontakty, przemieszczenia elementów
5	Wyładowania o dużej energii, iskrzenie, łuk	C ₂ H ₂ ^(m) , C ₂ H ₄ ^(z) H ₂ ^(z) , C ₂ H ₆ ^(z)	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ ≥1.5 C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ ≥3	Kolorowe przebarwienia na częściach metalowych, stopienia, obecność cząstek węgla w oleju.	Uszkodzenie zacisku gniazda pomiarowego
6	Przegrzanie	C ₂ H ₄ ^(m) H ₂ ^(z) , C ₂ H ₆ ^(z)	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ ≥0.8	Odbarwienia izolacji, utlenianie metali	Niepewne styki w górnej części przepustu, pogorszenie chłodzenia, lokalne obszary wnz
7	Powstawanie żółtych nalotów	H ₂ ^(m) , CO ₂ ^(z)	H ₂ /CH ₄ >6 CO/CO ₂ <0.3	Żółty, silnie higroskopijny nalot na wewnętrznej części obudowy	Starzenie przepustów, konkretny typ oleju
8	Wyładowania zupełne	H ₂ ^(m) , CH ₄ ^(z) C ₂ H ₆ ^(z)	C ₂ H ₆ /CH ₄ >0.3 H ₂ /CH ₄ >6	Zwęglone dendryty zarówno na powierzchni obudowy jak i wewnątrz warstw papieru	Zawilgocenie papieru, niejednorodność pola, powstawanie nalotów i ich zawilgocenie
9	Wytrącanie wosków	H ₂ ^(m) , C ₂ H ₆ ^(m) CH ₄ ^(z) , C ₂ H ₂ ⁽ⁿ⁾	H ₂ /CH ₄ >5 C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ <0.7	Obecność woskowatych substancji pomiędzy warstwami izolacji	Starzenie, niedociążenie transformatora
10	Zawilgocenie obudowy	C ₂ H ₂ ^(m) , C ₂ H ₄ ^(z) CH ₄ ^(z) , H ₂ ⁽ⁿ⁾ , C ₂ H ₆ ⁽ⁿ⁾	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ ≥1 H ₂ /CH ₄ ≤3	Uszkodzenia obudowy	Uszkodzenia uszczelnień, starzenie i wnikanie wilgoci
11	Przebiecie termiczne	C ₂ H ₄ ^(m) i/lub H ₂ ^(m) , CH ₄ ^(z) C ₂ H ₂ ⁽ⁿ⁾ , C ₂ H ₆ ⁽ⁿ⁾	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ ≥0.8 C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ >1 CO/CO ₂ >0.2	Zmieniony kolor izolacji papierowej, zniszczenia izolacji.	Zawilgocenie i zanieczyszczenie warstw papieru, uszkodzenie wewnętrznego połączenia zacisku pomiarowego

3.7. Dynamika rozwoju uszkodzenia

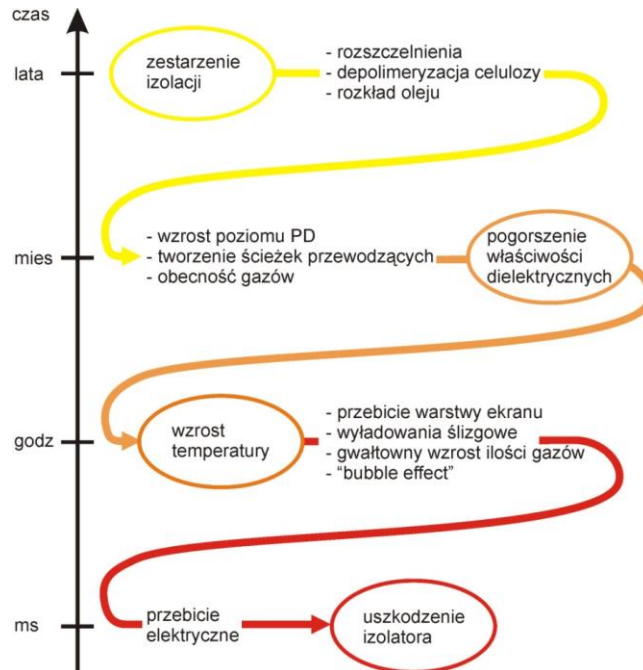
Oddziaływanie czynników starzeniowych prowadzi do stopniowego pogarszania wytrzymałości i właściwości dielektrycznych izolacji przepustu w ramach tak zwanego *mechanizmu starzeniowego*. Proces ten zależy od jakości przepustu i może rozwijać się wiele lat bez wyraźnych objawów degradacji. Jego dynamika może być intensyfikowana przez czynniki eksploatacyjne i środowiskowe [101].

W stanie stabilnym, gdy straty dielektryczne nie będą się zwiększać, ustala się w przepuście stały rozkład temperatury. Wzrost strat dielektrycznych spowodowany starzeniem przepustu doprowadzi w pewnym momencie do wzrostu temperatury, który może z kolei zainicjować rozwój *mechanizmu cieplnego* degradacji. Wyższa temperatura będzie przyspieszała degradację przepustu i powodowała dalsze zwiększenie wartości współczynnika strat dielektrycznych $\tan\delta$. Zjawisko będzie zachodziło tym intensywniej, im większe zawilgocenie przepustu [91]. Jeśli przepust będzie znacznie zawilgocony, to w ciągu kilku godzin może dojść do kumulacji zjawisk cieplnych. Pojawi się bąbelkowanie i gwałtowny wzrost ciśnienia, o ile wcześniej nie wystąpi lokalne, punktowe przebicie izolacji w najsłabszym miejscu [58].

Lokalne osłabienie wytrzymałości dielektrycznej będzie skutkowało gwałtownym wzrostem poziomu wyładowań niezupełnych i zainicjowaniem *mechanizmu elektrycznego* przebicia izolacji. Pole elektryczne dostarczy dużej energii jonom i elektronom w zdegradowanym materiale izolacyjnym, co w czasie kilku milisekund zakończy się mniej lub bardziej gwałtownym uszkodzeniem przepustu [101].

Powyżej opisany mechanizm ilustruje rysunek 3.10. Przedstawione zjawiska mogą się wzajemnie nakładać i oddziaływać współbieżnie, co może znacząco wpływać na tempo rozwoju i ostateczny obraz uszkodzenia.

Dynamiczny charakter powstawania uszkodzeń wskazuje na konieczność stosowania i rozwoju metod on-line monitoringu wysokonapięciowych izolatorów przepustowych, które będą w stanie wykryć nie tylko defekty rozwijające się wolno, w ciągu miesięcy i dni, ale także w czasie pojedynczych godzin, minut, a może i sekund.



Rys. 3.10. Degradacja wysokonapięciowego izolatora przepustowego

4. NADZÓR NAD PRACĄ PRZEPUSTÓW – STAN ZAGADNIENIA

4.1. Monitoring off-line

4.1.1. Normy i instrukcje dotyczące oceny stanu przepustów

Konstrukcja i parametry wytrzymałościowe izolatorów przepustowych są znormalizowane. Po wyprodukowaniu przepustu przeprowadza się jego sprawdzenie ściśle według norm w ramach tak zwanych badań fabrycznych. Mają one na celu weryfikację zgodności produktu z danymi katalogowymi, a także wykrycie ewentualnych wad powstałych w procesie produkcyjnym. Są one ostatnim etapem produkcji, po którym przepust jest transportowany do miejsca przechowywania lub montażu.

Normy precyzują zakres sprawdzeń oraz parametry poszczególnych prób napięciowych wykonywanych w trakcie badań fabrycznych, w tym także wartości kryterialne dla pomiarów wskaźników izolacji i wyładowań niezupełnych. Producenci w Unii Europejskiej wykonują wspomniane próby według wytycznych z normy [75] oraz z norm szczegółowych, dotyczących na przykład pomiaru wyładowań niezupełnych [81]. Grupa norm ANSI oraz IEEE reguluje wymagania i badania przepustów w USA oraz w innych krajach stosujących te normy.

Gotowy wyrób obowiązkowo posiada tabliczkę znamionową, zawierającą wg normy [75] nazwę producenta, oznaczenie typu, rok produkcji, numer seryjny oraz następujące dane dotyczące wytrzymałości i właściwości dielektrycznych:

- najwyższe napięcie urządzenia U_m lub znamionowe napięcie fazowe,
- prąd znamionowy I_n ,
- znamionową częstotliwość pracy,
- napięcie udarowe piorunowe (BIL),
- napięcie udarowe łączeniowe (SIL),
- wytrzymywane napięcie przemiennie o częstotliwości sieciowej (AC),
- pojemność C_1 przepustu oraz współczynnik strat dielektrycznych.

Oprócz powyższych danych, IEEE Std C57.19.00 [50] zaleca podanie wartości pojemności C_1 i C_2 dla przepustów z zaciskami napięciowymi, uznając za wystarczające podanie pojemności C_1 dla przepustów z zaciskami pomiarowymi. Norma [50] zaleca także wykonywanie tych pomiarów przy napięciu 10 kV nie specyfikując przy tym dodatkowych wymagań. Należy zwrócić uwagę, że stosowanie takiego napięcia nie może być obligatoryjne dla wszystkich rodzajów spotykanych gniazd pomiarowych z uwagi na ich zbyt małą wytrzymałość dielektryczną.

Protokoły i raporty z przeprowadzonych badań są na ogół w komplecie przekazywane odbiorcy. Są one źródłem danych dla dalszego nadzoru przepustów.

Obecnie w Polsce nie ma normy, która narzucałaby konieczność, zakres i metody nadzoru izolatorów przepustowych w trakcie obsługi eksploatacyjnej. Inna sytuacja występuje w USA, gdzie także nie ma norm narzucających konieczność badań w trakcie eksploatacji, ale istnieją normatywne wytyczne odnośnie przebiegu badań oraz interpretacji wyników.

Z uwagi na potencjalne skutki uszkodzenia wysokonapięciowych izolatorów przepustowych, w trakcie już ponad wieku ich użytkowania, ukształtowała się pragmatyka oceny ich stanu technicznego w czasie eksploatacji. Od lat tej oceny dokonuje się w ramach *monitoringu off-line*, czyli w oparciu o zebrane dane w trakcie oględzin, prób, pomiarów i badań, wykonywanych doraźnie lub okresowo. Metody pomiarowe, zakres czynności, warunki ich przeprowadzania i czasokres są na ogół szczegółowo opisane w konkretnych instrukcjach eksploatacji, obowiązujących w przedsiębiorstwach eksploatujących transformatory. W celu sprecyzowania zapisów dotyczących metodyki badań, odwołują się one często do zapisów w normach dotyczących badań fabrycznych, np. normy [75]. Instrukcje podają także wskazówki dotyczące interpretacji rezultatów poszczególnych prób. Instrukcje są z reguły co pewien czas nowelizowane. Daje to szansę na wprowadzenie opisów i zaleceń dotyczących nowych metod pomiarowych.

4.1.2. Oględziny

Oględziny przepustów pozwalają zaobserwować zewnętrzne cechy uszkodzeń. Są one przeprowadzane w podstawowym zakresie bez wyłączenia i rozszynowania transformatora. W ich trakcie zwraca się uwagę na obecność śladów wyładowań, zabrudzenie, ewentualne wycieki oleju, występowanie świecenia w nocy. Szerszy zakres oględzin jest możliwy po wyłączeniu transformatora. Można wtedy sprawdzić niewidoczne miejsca w obrębie kołnierza i stan mocowań.

Szczególnym rodzajem oględzin są obserwacje przepustów kamerami termowizyjnymi przy włączonym transformatorze. Zaobserwowanie lokalnych przegrzań i różnic w rozkładzie temperatury może być jednoznaczną wskazówką do przeprowadzenia doraźnych lub dodatkowych pomiarów parametrów przepustu.

W praktyce amerykańskiej norma IEEE Std. C57.19.100 [52] „Guide for Application of Power Apparatus Bushings” wprowadza pojęcie „inspekcji”, które można utożsamiać z pojęciem oględzin, wprowadzanym przez „Ramową Instrukcję Eksploatacji Transformatorów” [27]. Norma [52] podaje czynności, które powinny być wykonane podczas inspekcji oraz opisuje działania, które należy podjąć w razie stwierdzenia nieprawidłowości. Informacje te zestawiono w tabeli 4.1.

Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów [27] w załączniku nr 1 określa oględziny jako najprostszą metodę badawczą, stosowaną do kontrolowania stanu technicznego izolatorów przepustowych. Instrukcja podaje analogiczny zakres czynności jak norma IEEE [52], które należy wykonać dla wyłączzonego transformatora.

Dla transformatora włączonego, instrukcja nie zalicza do oględzin obserwacji kamerą termiczną w przeciwieństwie do normy amerykańskiej. Instrukcja jest także bardziej powściągliwa w ocenie rezultatów oględzin, zalecając jedynie uznanie stanu izolatora jako dobrego, jeśli nie stwierdzono żadnej anomalii.

Tabela 4.1. Zakres inspekcji przepustu wg IEEE[52]

Stan transformatora: WYŁĄCZONY		
Lp.	Sprawdzenie/czynność	Zalecenia
1	osłony i wielkości zabrudzenia	Niewielkie ubytki lub pęknięcia w osłonach syntetycznych są nieistotne. Duże ubytki i głębokie pęknięcia jak również każda oznaka pęknięć lub ubytków w osłonie porcelanowej może być przesłanką wymiany.
2	czyszczenie	Ręczne lub mechaniczne, za pomocą odpowiednich urządzeń i substancji.
3	połączenia	Zwrócić uwagę na oznaki przegrzań i usunąć ew. luźne połączenia.
4	uszczelnienia	Brak oznak degradacji w postaci drobnych pęknięć, odprysków, kruchości.
5	poziom oleju	W razie ubytku oleju, ustalić przyczynę i uzupełnić wg zaleceń producenta.
6	zacisk pomiarowy	Sprawdzić szczelność i uziemienie zacisku.
Stan transformatora: WŁĄCZONY		
Lp.	Czynność	Zalecenia
1	obserwacja termokamera	Zwrócić uwagę na oznaki przegrzań i różnice temperatur w obrazie termowizyjnym w obrębie zacisków i połączeń poszczególnych przepustów

4.1.3. Tradycyjne metody badań w trakcie eksploatacji

Niektóre z pomiarów i badań dotychczas stosowanych w trakcie testów fabrycznych przepustów lub testów pomontażowych transformatorów oraz wytyczne dotyczące interpretacji wyników, wykorzystuje się od wielu lat w badaniach off-line przepustów w trakcie eksploatacji. Poniżej zestawiono pomiary zalecane przez normy IEEE oraz odnośne instrukcje [27, 92] stosowane w naszym kraju.

Pod pojęciem „pomiar”, rozumiemy zespół czynności wykonanych dla wyrażenia wielkości charakteryzującej przepust w określonych jednostkach i z określoną dokładnością. Natomiast „badanie” to zespół czynności, takich jak pomiary, obserwacje, porównania w celu określenia stanu przepustu lub jego komponentów.

A. Pomiary pojemności i współczynnika stratności dielektrycznej.

Wykonywane są tak zwanymi metodami tradycyjnymi, posługując się sinusoidalnym napięciem probierczym o częstotliwości 50 Hz, o wartości od 500 V do maksymalnie 12 kV, za pomocą skomputeryzowanych urządzeń zbudowanych w oparciu o mostek Scheringa. W trakcie pomiaru transformator jest wyłączony i odłączony od szyn. Przygotowanie zajmuje około 2 godzin.

B. Analiza chromatograficzna gazów rozpuszczonych w oleju

Pomiary koncentracji poszczególnych gazów w próbkach oleju, pobranych z przepustów typu OIP, wykonuje się laboratoryjnie lub przenośnymi przyrządami, np. typu „Transport X” firmy Kelman. Na podstawie wyników przeprowadza się analizę DGA, w tym wnioskowanie, dotyczące obecności i rodzaju defektu. Podstawowe zasady i przykłady takiego wnioskowania omówiono w rozdziale 3.6.

Instrukcja Eksploatacji Transformatorów [27] podaje dopuszczalne zawartości gazów i zaleca określenie prawdopodobnych przyczyn ich zwiększonej koncentracji lub zmiany ich charakterystycznych ilorazów, wg wytycznych normy [83].

Według zaleceń IEEE, [52] analizę DGA powinno się wykonywać jedynie dla przepustów wykazujących duże wartości $\text{tg}\delta$ lub $\cos\varphi$ lub wykazujących inne niepokojące objawy. Tych pomiarów nie należy stosować rutynowo, ze względu na możliwe wnikanie wilgoci z atmosfery podczas pobierania próbki oleju, uzupełniania jego ubytku lub wskutek złego uszczelnienia po zakończeniu pobierania oleju.

C. Próba wytrzymałości dielektrycznej przepustu

Wg IEEE Std C57.19.01 [51], dla przepustu eksploatowanego, nie zdemontowanego z transformatora, próbę wykonuje się przez 1 minutę podając mniejszą z wartości napięcia probierczego - wyznaczonego jako 150 % wartości napięcia fazowego lub 85 % napięcia próby wytrzymałości dielektrycznej. Uznaje się, że przepust posiada deklarowaną wytrzymałość dielektryczną, jeśli w czasie próby nie wystąpi przebicie izolacji. Instrukcja eksploatacji transformatorów [27] oraz instrukcja PSE Operator [92] takich prób nie przewiduje.

D. Pomiar rezystancji izolacji zacisku pomiarowego

Według Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [27], pomiar wykonuje się za pomocą induktora o napięciu 2,5 kV w układach doziemnych. Odczyt wykonuje się po upływie 180 sekund od chwili przyłożenia napięcia pomiarowego.

E. Pomiar wyładowań niepełnych (WNZ)

IEEE Std.C57.19.00 [50] zaleca, aby wykorzystywać metodę RIV (ang. Radio Influence Voltage) do pomiarów WNZ w eksploatowanych przepustach. Polega ona na pomiarze napięcia generowanego przez WNZ lub wyładowania koronowe, przenoszące się przez przewodzenie, indukcję, drogą radiową lub kombinację tych trzech dróg. Pomiary wykonuje się według zaleceń IEEE Std. C57.19.01 [51] w czasie najwyższej 1 godziny, za pomocą selektywnych mierników dla częstotliwości 1 MHz. Wyniki są odczytywane co 5 minut. Częstotliwość, na którą nastawiony jest miernik, można zmienić w zakresie od 0,85 do 1.15 MHz. Służy to dyskryminacji zewnętrznych, lokalnych zakłóceń radiowych. Wynik jest podawany w mikrowoltach [μV] lub w piko-kulombach [pC], wyrażających ładunek pozorny wyładowań po przeliczeniu według współczynników kalibracyjnych przyrządu. Odpowiednikiem RIV jest opisana w normie [81] metoda pomiaru ładunku pozornego WNZ miernikiem zakłóceń radioelektrycznych, współpracującym z urządzeniem sprzęgającym.

Zgodnie z IEEE Std.C57.19.00 [50] wyładowania niepełne należy badać w trakcie pomiaru wytrzymałości dielektrycznej w trzech następujących krokach:

- krok pierwszy; zmierzyć poziom WNZ metodą RIV lub metodą pomiaru ładunku pozornego dla 1,5-krotnej wartości napięcia fazowego przepustu. Zmierzone poziomy powinny być mniejsze niż wartości graniczne, podane w [51]; wynoszą one odpowiednio 10 pC dla przepustów OIP oraz RIP oraz 100 pC dla RBP.

- krok drugi; wykonać próbę wytrzymałości dielektrycznej dla suchego przepustu według normy [51], zgodnie z opisem zamieszczonym w punkcie C.
- krok trzeci; ponownie sprawdzić poziom WNZ jak w kroku pierwszym.

Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów [27] w ogóle nie przewiduje możliwości przeprowadzania pomiaru WNZ dla przepustów w trakcie eksploatacji. Takiego pomiaru nie przewiduje także instrukcja PSE S.A. [92].

F. Pomiar zawartości wody w oleju

Według instrukcji [27], pomiar w 20 °C przeprowadzony na próbkach oleju z przepustów OIP, powinien wykazać zawartość wody mniejszą niż 20 ppm.

G. Pomiar współczynnika stratności oleju

Pomiar wykonuje się na próbkach oleju z przepustów OIP. Według W. Sokołowa [18], na podstawie badań około 500. przepustów OIP w byłym ZSRR, wzrost wartości $\text{tg}\delta_{(90)}$ dla oleju mierzonego w temperaturze 90°C będzie świadczył o degradacji objawiającej się żółtymi osadami. Zaleca się także wykonywanie pomiarów $\text{tg}\delta_{(70)}$ oleju w temperaturze 70 °C i wyznaczanie ilorazu wartości $WS = \text{tg}\delta_{(90)} / \text{tg}\delta_{(70)}$. Wartość $WS < 1,5$ wskazuje na występowanie związków koloidalnych, a dla $WS < 1,1$ można spodziewać się osadów w dolnej części przepustu [11].

H. Pomiar wskaźnika polarności oleju

Pomiary polarności oleju wykonuje się laboratoryjnie na próbkach pobranych z przepustów OIP. Wskaźnik polarności oleju, wg instrukcji [27], pozwala ocenić stopień zesterzenia oleju i dostrzec niebezpieczeństwo wytrącania szlamów i osadów. Instrukcja nie formułuje jednak żadnych wytycznych takiego wnioskowania.

I. Pomiar przewodności oleju

Te pomiary wykonuje się laboratoryjnie na próbkach oleju pobranych z przepustów OIP. Wyniki ocenia się przyjmując, że przewodność niezdegradowanego oleju transformatorowego, typowo stosowanego w OIP, wynosi od 10^{-11} do nawet 10^{-13} Ohm/m. [32]. Wzrost tej przewodności do wartości około 5×10^{-9} Ohm/m, oznacza nieprzydatność przepustu OIP do dalszej eksploatacji [18].

4.1.4. Nowe metody badań

Od kilku lat bada się możliwości wykorzystania w monitoringu przepustów OIP oraz RIP, metod opartych na polaryzacji dielektryków w polu elektrycznym. Metody te, dotychczas stosowane do oceny stanu izolacji części aktywnej transformatora, zestawiono poniżej:

A. FDS

Jedną z metod oceny zawilgocenia układów izolacyjnych jest spektroskopia w dziedzinie częstotliwości oznaczana skrótem FDS (ang. Frequency Domain Spectroscopy). Wykorzystuje ona wpływ zawartości wody na reakcję dielektryka, poddawanego działaniu zmiennego pola elektrycznego. FDS stosuje się do oceny skuteczności suszenia transformatorów i regeneracji oleju. Wskazuje się także na przydatność do oceny zawilgocenia izolatorów przepustowych OIP oraz RIP [30].

W tej metodzie wyznacza się charakterystyki częstotliwościowe współczynnika $\tan\delta$ oraz pojemności C_1 , najczęściej w zakresie od 0,001 do 1000 Hz. Mierzy się natężenie prądu płynącego przez badany przepust, doprowadzając napięcie sinusoidalne rzędu 100-400 V [9]. Woda znajdująca się w izolacji powoduje przesunięcia charakterystyk, szczególnie w zakresie niskich częstotliwości. Uzyskany przebieg porównuje się z charakterystykami wzorcowymi dla danego zawilgocenia [34].

FDS stosowana do oceny zawilgocenia przepustów ma szereg ograniczeń. Badania przedstawione w opracowaniu [33] wskazują na następujące czynniki:

- *Wpływ napięcia pomiarowego.* Dla zbyt niskich napięć pomiarowych, rzędu nawet 1 kV, wpływ zakłóceń na stacji może być na tyle znaczący, że zaburza pomiar $\tan\delta$, szczególnie w niskich częstotliwościach. W przytaczanych badaniach dopiero dla napięć 10 kV otrzymano wyniki nie różniące się więcej niż 3 % dla całego spektrum częstotliwości. Tak wysokie napięcia nie mogą być jednak stosowane dla niektórych typów gniazd pomiarowych.
- *Warunki atmosferyczne.* Mają one wpływ podobny jak dla pomiarów metodą tradycyjną. Zakłada się brak opadów w trakcie pomiarów oraz zaleca się temperaturę izolatora przepustowego nie niższą niż 5°C. Ewentualne zawilgocenie osłony izolatora na tyle zniekształca wyniki pomiarów, że ich interpretacja nie jest możliwa.
- *Wpływ rodzaju i stanu osłony przepustu.* Czynnikiem ten jest szczególnie istotny dla osłon porcelanowych.

Efektywne zastosowanie metody FDS do oceny zawilgocenia izolatorów wymagałoby stosowania złożonych modeli izolacji, uwzględniających temperaturę pomiaru i budowę izolatora, wykonanego z materiałów o różnej przenikalności dielektrycznej [33]. Innym wyjściem byłoby zebranie wzorcowych charakterystyk dla konkretnych typów przepustów, odpowiadających danej wielkości zawilgocenia. Wzorce powinny zawierać charakterystyki dla zawilgocenia od 0,5 do 5% z uwzględnieniem temperatur w zakresie od 20 do 80°C.

Według informacji w referacie opublikowanym w materiałach konferencji „TRANSFORMATOR 2013” [30], prace zmierzające do zgromadzenia takich charakterystyk prowadził PSE Operator S.A. Wcześniej zagadnieniem tym zajmowano się w ramach programu badawczego REDIATOOL [34]. Metoda FDS nie została jednak powszechnie wdrożona w procedurach wspomnianego przedsiębiorstwa. W artykule opublikowanym w 2018 roku [63] stwierdzono, że metodę FDS stosuje się do oceny zawilgocenia izolatorów przepustowych OIP, znajdujących się w trybie „zwiększonej częstotliwości diagnostyki”. Dla izolatorów RIP oraz RBP badania te

są wykonywane tylko z zastosowaniem wzorca izolacji żywicznej dla danego typu przepustu. Wspomniane przedsiębiorstwo nie planuje rozwijania tej techniki badań, ze względu na odnotowane, duże rozbieżności wyników.

B. PDC

Metoda PDC (ang. Polarisation Depolarisation Current) polega na pomiarze prądu polaryzacji, który wpływa do układu izolacyjnego przez pewien okres czasu po przyłożeniu napięcia stałego. Po tym czasie układ zwiera się i mierzy prąd depolaryzacji. Prąd polaryzacji stopniowo maleje, aż ustala się do wartości określonej przez przewodność izolacji. Prąd depolaryzacji stopniowo zanika do zera. Zalecane jest stosowanie napięcia nie wyższego niż 1000 V [104].

Stopień degradacji przepustu można określić poprzez porównanie otrzymanych wartości prądów polaryzacji i depolaryzacji z wartościami zmierzonymi dla przepustów o znanym stopniu degradacji. Znaczny wpływ na powtarzalność otrzymanych pomiarów może mieć zależność charakterystyk PDC od rozkładu temperatury w przepuszczeniu, a także wrażliwość na zakłócenia występujące na stacji. W trakcie pomiaru zaleca się zaekranowanie badanego przepustu specjalnym, uziemionym kołpakiem [6].

Metoda PDC umożliwia wyodrębnienie przepustów o takim charakterze degradacji, spowodowanym na przykład wyladowaniami niezupełnymi, który nie jest wykrywany poprzez pomiar wskaźników izolacji metodami tradycyjnymi [60].

C. CDM

Odmianą metody PDC jest metoda różnicy ładunków, oznaczana CDM (ang. Charge Difference Method). Zamiast prądów polaryzacji i depolaryzacji mierzy się ładunki. Podczas polaryzacji określa się *ładunek całkowity* Q_p , a podczas fazy depolaryzacji wyznacza się *ładunek zgromadzony* Q_d . Następnie wyznacza się przebieg różnicy $Q_p - Q_d$, która odpowiada wielkości ładunku niegromadzonego. Nachylenie przebiegu tej różnicy odpowiada przewodności układu izolacyjnego, na którą z kolei wpływa jego zawilgocenie. Metoda pozwala wprost rozróżnić stopnie zawilgocenia przepustów, bez konieczności porównywania z wzorcami [60].

D. RVM

Metoda RVM (ang. Recovery Voltage Measurement) jest modyfikacją metody PDC [104]. Polega na wyznaczeniu zależności tak zwanego *napięcia powrotnego* od czasu polaryzacji. W pierwszym kroku przykładana się do izolacji napięcie stałe 2000 kV, po czym zwiera się układ do ziemi przez krótszy czas niż czas ładowania. Dla rozładowania przyjmuje się połowę czasu ładowania. W efekcie, układ nie rozładowuje się całkowicie. Następnie przyłącza się do układu woltomierz o bardzo dużej rezystancji wewnętrznej, którym mierzy się maksymalną wartość napięcia powrotnego, narastającego w wyniku procesu „odbudowy”. Na koniec zwiera się układ

i całkowicie rozładowuje. Cykl powtarza się wielokrotnie z coraz dłuższym czasem ładowania [104]. W wyniku powyższych czynności otrzymuje się charakterystykę wartości maksymalnej napięcia powrotnego w funkcji czasu ładowania. Jej kształt zależy od zawilgocenia izolacji oraz obecności produktów degradacji izolacji.

4.1.5. Wytyczne dotyczące pomiarów i interpretacji wyników

Ramowa Instrukcja Eksploatacji [27] przewiduje w trakcie eksploatacji przepustów wykonywanie pomiarów wielkości zestawionych w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Pomiary i zalecenia odnośnie dalszej eksploatacji przepustów wg „Instrukcji Eksploatacji Transformatorów” [27]

Stan transformatora: WYŁĄCZONY		
lp.	pomiar	zalecenia
1a	pojemność C_1 w układzie UST	Pomiar wykonać napięciem 5 do 10kV, łącznie z pomiarami tg δ . Odnieść do wartości znamionowych. Porównać z wynikami poprzednich pomiarów i wartościami dla analogicznych izolatorów tego samego transformatora.
1b	pojemność C_2 w układzie GSTg	Pomiar wykonać napięciem 2kV. W przypadku złych warunków atmosferycznych (wysoka wilgotność, opady) napięcie obniżyć do 1kV.
1c	suma C_1 i C_2 w układzie GST	Zalecenia jak dla pomiaru C_2
2	tg δ w układzie jak 1a, 1b, 1c	Przeliczyć wartości dla 20°C wg znanych współczynników korekcyjnych. Wyniki odnieść do wartości znamionowych, poprzednich pomiarów i analogicznych przepustów zainstalowanych w pozostałych fazach.
3	zawartość gazów w oleju	Wykonać DGA i zinterpretować wyniki zgodnie z normą [83]. Wykorzystać wartości referencyjne zawartości gazów podane przez producenta, lub uzyskane z badań statystycznych danego typu przepustu. W koniecznych przypadkach można posłużyć się wartościami kryterialnymi, podanymi w [27].
4	zawartość wody w oleju w 20°C	Powinna być mniejsza niż 10ppm
4a	tg δ oleju w 90°C	Przyjmuje się, że pomiary wyspecyfikowane w punktach 5a do 5d powinny być wykonywane jedynie dla wyjaśnienia występujących anomalii.
4b	przewodność oleju	
4c	polarność oleju	
4d	klasa zanieczyszczenia	
5	zawilgocenie izolacji metodą FDS	Mierzy się tg δ i C dla przepustów OIP w zakresie 0,001 do 1000kHz w układach pomiarowych jak w pkt. 1 (instrukcja nie określa rodzaju układu pomiarowego). Wilgotność powyżej 2% wyklucza przepust z eksploatacji (*).
6	rezystancja izolacji zacisku pomiarowego	Rezystancja izolacji zacisku liniowego, zmierzona w układach doziemnych powinna być większa niż 0,5 G Ω .
Stan transformatora: WŁĄCZONY		
lp.	czynność	Zalecenia
-	-	brak zaleceń

Uwaga (*):

Instrukcja [27] zaleca aby uznać za niesprawny przepust, dla którego metoda FDS wykazała wilgotność większą niż 2%. Zasady przyjęte w PSE Operator S.A. [30], zakładają aby dla wilgotności:

- poniżej 2% - nie podejmować dodatkowych działań,
- od 2 do 2,5% - wykonać kolejne badanie FDS pomiędzy 12 a 13miesiącem eksploatacji,
- od 2,5 do 3% - wykonać kolejne badanie FDS pomiędzy 7 a 8 miesiącem eksploatacji,
- powyżej 3% - niezwłocznie wycofać izolator przepustowy z eksploatacji.

W PSE S.A badania FDS wykonuje się tylko pod warunkiem posiadania wzorców izolacji [92].

Pomiary, którym winny być poddawane przepusty oraz wskazówki odnośnie dalszej eksploatacji, określone w normie amerykańskiej IEEE [52] zebrano w tabeli 4.3. Podano również zalecenia dotyczące interpretacji wyników pomiarów, wynikające z tej normy i norm związanych. Odnośne zalecenia publikują również producenci izolatorów przepustowych [11, 43]. Niejednokrotnie, zalecenia producenckie nie pokrywają się z wartościami granicznymi podanymi w normie.

Tabela 4.3. Pomiary i zalecenia odnośnie dalszej eksploatacji przepustów wg IEEE [52]

Stan transformatora: WYŁĄCZONY		
lp.	pomiar	zalecenia
1	pojemność C_1 w układzie UST	Wykonać pomiar łącznie z pomiarami $tg\delta$ lub $\cos\varphi$ i porównać z wynikami z poprzednich pomiarów i tabliczką znamionową. Jeśli zaobserwowano wzrost pojemności większy niż 5 %, należy sprawdzić przydatność przepustu do dalszej eksploatacji. Należy skonsultować się z producentem.
2	$tg\delta$ lub $\cos\varphi$ w układzie UST	Jeśli po przeliczeniu wartości do temperatury odniesienia 20°C i odniesieniu do poprzednich pomiarów i wartości z tabliczki znamionowej, wystąpił: - ciągły wzrost wartości kolejnych pomiarów, przewidzieć odstawienie transformatora i dalsze badania po konsultacji z producentem, - wzrost wartości w stosunku do poprzedniego pomiaru, zaleca się zmniejszenie czasu między pomiarami, - dwukrotny wzrost wartości parametrów względem wartości początkowej, należy zmniejszyć czas między pomiarami lub odstawić przepust, - trzykrotny wzrost wartości parametrów, przepust należy wyłączyć z eksploatacji.
3	zawartość gazów w oleju	- wyniki pomiarów należy porównać z referencyjnymi pomiarami w innych, analogicznych konstrukcyjnie przepustach, - skonsultować z producentem i zinterpretować wyniki z ekspertami.
Stan transformatora: WŁĄCZONY		
Lp.	Czynność	Zalecenia
1	Wytrzymałość dielektryczna	Jeśli po podaniu napięcia probierczego wg normy IEEE Std C57.19.01 [51] dojdzie do wyładowania, test można powtórzyć. Jeśli podczas ponownej próby ponownie dojdzie do wyładowania, przepust należy uznać za uszkodzony.
2	Wyładowania niepełne	WNZ należy zbadać w trakcie pomiaru wytrzymałości dielektrycznej w krokach, opisanych w IEEE Std.C57.19.00 [50].

W trakcie pomiarów na wyłączonym transformatorze, jest on obustronnie pozbawiony napięcia i rozszynowany. Gdy pomiar lub próbę wykonuje się pod napięciem, transformator jest zasilony na ogół jednostronnie.

Porównując informacje zawarte w tabeli 4.2 oraz 4.3 można stwierdzić, że instrukcja [27] formułuje znacząco odmienne wytyczne, w poniższych aspektach:

- instrukcja [27] zaleca przeprowadzanie pomiarów pojemności C_1 oraz C_2 , w przeciwieństwie do norm IEEE zalecających pomiar jedynie pojemności C_1 . IEEE formułuje sztywny warunek konieczności oceny przydatności przepustu, w tym kontakt z producentem, przy zaobserwowaniu zmiany pojemności C_1 o 5%.
- instrukcja [27] nie formułuje zaleceń odnośnie oceny trendów zmian, stwierdzając jedynie, że $tg\delta$ należy odnosić do wartości kryterialnych podanych w normie oraz zmian zaobserwowanych na innych przepustach tego samego typu, zainstalowanych na danym transformatorze. Norma IEEE [52] formułuje konkretne zalecenia odnośnie interpretacji wyników, zebrane w wierszu 2 tabeli 4.3.

- instrukcja [27] nie przewiduje pomiarów wytrzymałości dielektrycznej przepustu ani pomiarów wyładowań niezupełnych.
- instrukcja [27] przewiduje przeprowadzenie pomiarów zawilgocenia przepustów OIP metodą FDS oraz pomiarów właściwości oleju, zebranych w punktach 4a do 4d w tabeli 4.2. Norma IEEE takich pomiarów nie przewiduje.

Obecnie żadne z wymienionych norm i instrukcji nie formułują zaleceń odnośnie stosowania metody PDC oraz RVM. Oba standardy wskazują na konieczność przeliczania wyników pomiarów wskaźników właściwości dielektrycznych przepustów na temperaturę odniesienia 20°C. ***Wskazuje to na zależność tych wyników od temperatury. Do tej zależności, koniecznej do uwzględnienia także w metodach on-line, wrócimy w dalszych rozdziałach niniejszej pracy.***

4.1.6. Badania pomontażowe i okresowe

Zasady nadzoru przepustów wysokonapięciowych w Polsce, w transformatorach grupy 1 [27], eksploatowanych w przedsiębiorstwach zajmujących się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej formalizują odnośne instrukcje. Przykładem jest wydana w 2006 roku przez PSE Operator S.A. i zaktualizowana w 2017 roku „Instrukcja organizacji i wykonywania prac eksploatacyjnych na liniach i stacjach NN, tom II.1. Jednostki transformatorowe” [92].

Instrukcja [92] wprowadza całkowicie odmienny od pozycji [27] podział eksploatowanych izolatorów ze względu na technologię wykonania, rodzaj materiału izolacyjnego, typ produktu – wyróżniając poniższe grupy:

grupa 1 – przepusty RBP,

grupa 2 – przepusty OIP,

grupa 3 – przepusty 110 kV typu C4RPT i SPEZ, wydzielone z grupy 1,

grupa 4 – przepusty OIP zawierające olej syntetyczny - wydzielone z grupy 2,

grupa 5 – przepusty z izolacją papierową napełniane impregnatem PTK, PKTN,

grupa 6 – przepusty RIP, RIS.

Powyższym grupom przyporządkowano okresy wykonywania badań oraz wartości kryterialne dla parametrów podlegających pomiarom. Bieżące wartości parametrów oraz występujące przekroczenia poszczególnych wartości kryterialnych kwalifikują izolator przepustowy do jednego ze stanów. Z kolei stan warunkuje dalszy tryb obsługi, czyli decyzje eksploatacyjne oraz warunki nakazujące czas i zakres kolejnych badań. W tabeli 4.4 zestawiono badania, jakie przewiduje się dla izolatorów przepustowych wg instrukcji [92]. Tabela pokazuje także kryteria podejmowania decyzji o przeprowadzaniu poszczególnych badań.

Instrukcja [92] zestawia wartości kryterialne, które należy analizować kwalifikując izolator przepustowy do danego stanu. W tabeli 4.5. zestawiono te dane dla poszczególnych grup izolatorów, nie uwzględniając szczegółów odnośnie przyrostów gazów. Wspomniana tabela przedstawia także zasady postępowania z przepustami w poszczególnych, zidentyfikowanych stanach.

Tabela 4.4. Rodzaje badań izolatorów przepustowych wg instrukcji PSE S.A [92]

Analiza DGA				
Kryterium badań		Pierwsze badanie	Następne badanie	Kolejne badanie
Czas eksploatacji	w okresie życia (*)	3 mies. przed upł. gwarancji	W 15-tym roku	Co 5 lat
	po okresie życia (*)	Raz na rok		
Stan przepustu	N - normalny	Badania wykonywać wg czasu eksploatacji		
	D – zwiększonej diagnostyki	Należy wykonać weryfikację wyników na chromatografie laboratoryjnym. Kolejne badanie wykonać po analizie tempa przyrostu gazów.		
	O - ostrzegawczy			
	A - alarmowy			
Badanie współczynnika tgδ oraz C ₁				
Kryterium badań		pierwsze badanie	Następne badanie	
Czas eksploatacji	montaż	Po montażu		
	w okresie życia (*)	3 mies. przed upł. gwarancji	Co 8 lat	
Badanie zawilgocenia metodą FDS				
Stan i typ	D – zwiększonej diagnostyki	Dla OIP wg wzorców izolacji papierowo-olejowej. Dla RBP, RIP w uzasadnionych przypadkach, gdy są dostępne wzorce izolacji		
Badania termowizyjne				
Stan przepustu	gdy wystąpiły przesłanki	Badanie wykonywane doraźnie gdy zaobserwowano przegrzania, iskrzenie lub inne przesłanki, a także podczas badań okresowych urządzeń		

Tabela 4.5. Zasady postępowania z przepustami wg instrukcji PSE S.A [92]

stan	parametr	Wielkości kryterialne dla grup przepustów						postępowanie	
		1	2	3	4	5	6		
normalny	N	DGA	√	√	√	√	x	x	Nie podejmować dodatkowych czynności
		tgδ [%]	1	0,5	1	0,5	1	1	
		ΔC ₁ [%]	5	5	5	5	5	5	
		FDS [%]	x	2	x	2	x	x	
zwiększonej diagnostyki	D	DGA	√	√	√	√	x	x	Ponowić DGA w ciągu 9 miesięcy. FDS, tgδ, C ₁ co rok.
		tgδ [%]	1	0,5	1	0,5	1	1	
		ΔC ₁ [%]	5	5	5	5	5	5	
		FDS [%]	x	2	x	2	x	x	
ostrzegawczy	O	DGA	√	√	√	√			Wyłączyć z eksploatacji w terminie do 2 miesięcy
		tgδ [%]	x	x	x	x	x	x	
		ΔC ₁ [%]	x	x	x	x	x	x	
		FDS [%]	x	x	x	x	x	x	
awaryjny	A	H ₂ , C ₂ H ₂	√	√	√	√	x	x	Niezwłocznie wyłączyć z eksploatacji
		tgδ [%]	1,5	0,7	1,5	0,7	1,5	1,5	
		ΔC ₁ [%]	10	10	10	10	10	10	
		FDS [%]	x	3	x	3	x	x	

Analizując dane zawarte w powyższych tabelach i porównując je z informacjami zawartymi w instrukcji [27], można wskazać na szereg różnic.

- a) Jak podaje pozycja [27], dla transformatorów I grupy oględziny w podstawowym zakresie, czyli bez wyłączania transformatora, należy przeprowadzać jednokrotnie w ciągu zmiany na stacjach z obsługą. Na stacjach bezobsługowych powinny one być przeprowadzane jednokrotnie w okresie miesiąca i każdorazowo podczas oględzin stacji. Należy przeprowadzić oględziny dodatkowe gdy utrzymują się temperatury otoczenia powyżej 35°C lub poniżej -20°C, a także po silnych burzach. Należy je także przeprowadzić w przypadku przeciążeń transformatora lub gwałtownych zmian temperatury z ujemnej na dodatnią i odwrotnie.
- b) Odmienne do powyższych wytycznych instrukcja [92] zaleca przeprowadzanie oględzin co najmniej raz w roku, nie określając dodatkowych warunków.
- c) Instrukcja [27] w przeciwieństwie do [92] nie wskazuje na konieczność przeprowadzenia pomiarów pojemności oraz $tg\delta$ w trakcie badań pomontażowych.
- d) Instrukcja [27] zalicza do badań podstawowych [por. tabela 2, str. 104 w wydaniu z 2012 roku] pomiar C_1 i $tg\delta$. Instrukcja ta postuluje przeprowadzanie takich badań nie rzadziej niż co 5 lat, zalecając ustalenie krótszego okresu w zależności od stanu transformatora. Instrukcja [92] zaleca wykonywanie badań podstawowych co najmniej raz w roku, obejmujących tylko oględziny. Zmiana trybu badań jest uzależniona od wieku i stanu technicznego przepustu.
- e) Badania obejmujące pomiar pojemności C_1 i współczynnika $tg\delta$ nazywane są w instrukcji [92] *badaniami okresowymi 3-ego stopnia*. Zaleca się takie badania co 8 lat, co nie jest zgodne z instrukcją [27], postulującą okres 5. letni.
- f) Instrukcja [92] wprowadza znacząco niższą wartość kryterialną dla współczynnika $tg\delta = 0,5\%$ dla przepustów OIP w przeciwieństwie do wartości 0,7%, podawanej przez instrukcję [27], a także normę [75].
- g) Instrukcja [92] jednoznacznie rozstrzyga, że to badania DGA są badaniami podstawowymi w kwestii oceny stanu przepustu. Instrukcja [27] jako badania podstawowe przyjmuje pomiar $tg\delta$ oraz C_1 .

Kwalifikacja transformatorów do poszczególnych stanów i zasady dalszego postępowania określone w instrukcji [92], ukierunkowane niewątpliwie na metodykę RCM, odbiegają od zasad diagnostyki w instrukcji [27]. Z pewnością wiele rozbieżności usunie nowe wydanie instrukcji [27], zapowiadane od kilku lat [68].

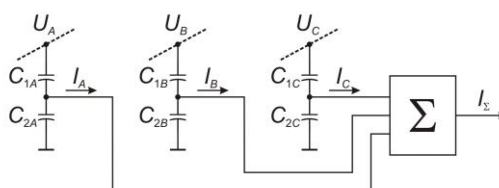
4.2. Monitoring on-line izolatorów przepustowych

4.2.1. Przyczyny monitorowania w trybie on-line

Wieloletnie doświadczenia eksploatacyjne w wielu krajach pokazują, że awarie przepustów zdarzają się niekiedy bardzo krótko po badaniach off-line, które nie wykazały żadnych niepokojących symptomów. Skłania to do wdrażania metod on-line, które polegają na ciągłym monitorowaniu urządzenia w warunkach pracy.

Jak obrazuje to rysunek 3.10, defekt przepustu może rozwijać się stopniowo w ciągu wielu miesięcy i lat eksploatacji. Zjawiska fizykochemiczne zachodzące w przepuście, poddawanych narażeniom eksploatacyjnym, mogą doprowadzić do gwałtownej kumulacji zjawisk cieplnych i przebicia izolacji zakończonych wybuchem, a często również pożarem. Procesy prowadzące do takiego finału eksploatacji przepustu mogą bardzo długo nie być uchwytne metodami off-line.

Taki scenariusz wydarzeń uwidocznił się intensywnie w połowie lat 60. ubiegłego stulecia w byłym ZSRR, gdzie notowano bardzo dużą liczbę gwałtownych awarii przepustów, produkowanych w technologii RBP. W dominującej większości przypadków, w trakcie badań okresowych metodami tradycyjnymi nie obserwowano żadnych niepokojących symptomów [55]. Było to bezpośrednią przyczyną zainteresowania się w tym kraju opracowaniem metod on-line, o czym świadczą pierwsze doniesienia, które pojawiły się w roku 1967 [8]. Wtedy to, na podstawie prac P.M. Svi, rozpoczęto produkcję i instalację na stacjach energetycznych urządzeń działających według podstawowej zasady pokazanej na rysunku 4.1.



Rys. 4.1. Sumowanie prądów upływu w układzie trójfazowym trzech przepustów; pojemności C_1 oznaczono C_{1A} , C_{1B} , C_{1C} , a pojemności C_2 odpowiednio C_{2A} , C_{2B} , C_{2C}

W gniazdach pomiarowych umieszczano sondy umożliwiające wyprowadzenie przewodu z zacisku pomiarowego. Przewody z przepustów trzech faz jednej strony transformatora doprowadzano do sumatora sygnałów, zbudowanego na bazie transformatora o liniowej charakterystyce. Obsługa stacji monitorowała stan przepustów na podstawie analizy wskazań miernika analogowego, pokazującego sumę prądów upływu. To pionierskie podejście stało się pierwowzorem tak zwanej *metody sumy prądów*, która była następnie rozwijana przez wiele lat, także w innych krajach. Drugą metodą monitoringu przepustów w trybie on-line jest tak zwana *metoda względna*, posiadająca kilka odmian. Zagadnienia te zostaną szerzej omówione w kolejnym rozdziale.

4.2.2. Metoda sumy prądów

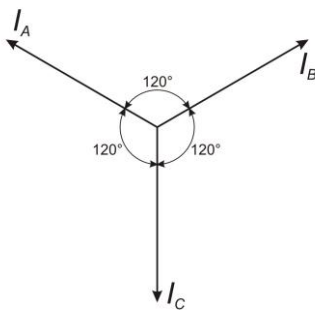
Metoda sumy prądów (ang. sum current method)[29] oceny wskaźników izolacji polega na sumowaniu prądów upływu, występujących na zaciskach pomiarowych przepustów. Na rysunku 2.15 pokazano, że pojemność zastępczą izolacji przepustu można przedstawić w postaci kondensatora C_1 włączonego pomiędzy linię zasilania,

a uziemiony zacisk pomiarowy. Na rysunku 2.16 widać, że prąd upływu I wpływający do kondensatora C_1 posiada składową czynną I_r oraz pojemnościową I_c . Podstawą metody sumy prądów jest pierwsze prawo Kirchoffa, z którego wynika, że w dokładnie symetrycznym układzie napięć trójfazowych suma wektorowa prądów jest równa zero.

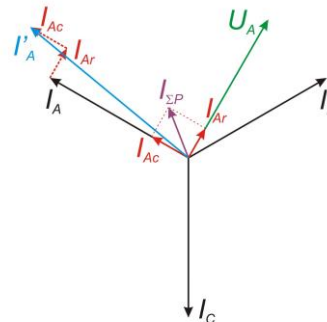
Na rysunku 4.1 widać układ trójfazowy przepustów poddanych napięciom fazowym U_A, U_B, U_C . Suma wektorowa I_Σ prądów upływu I_A, I_B, I_C z nieziemionych zacisków pomiarowych tych przepustów będzie równa zero, jeżeli suma wszystkich składowych rezystancyjnych i pojemnościowych będzie równa zero, oraz napięcia fazowe będą symetryczne [61]. Taką sytuację pokazuje rysunek 4.2.

W rzeczywistości przepusty nie mają jednakowych właściwości. Nawet jeśli są fabrycznie nowe i tego samego typu - różnią się pojemnością oraz właściwościami dielektrycznymi. Tę sytuację ilustruje rysunek 4.3.

Założmy, że w transformatorze trójfazowym zainstalowano przepusty, w których pojemność przepustu A jest nieco większa niż przepustów B oraz C. Spowoduje to przepływ dodatkowego prądu I_{Ac} , opóźnionego o 90° w stosunku do napięcia przepustu A. Założmy również, że właściwości dielektryczne przepustu A powodują przepływ dodatkowego prądu o składowej czynnej I_{Ar} , zgodnej w fazie z napięciem U_A . W rezultacie wektor prąd upływu I_A' będzie przesunięty o wektor początkowy $I_{\Sigma P}$ w stosunku do wektora I_A , co pokazano na rysunku 4.3.

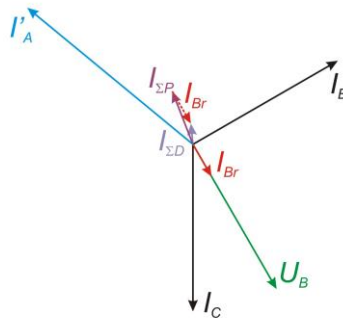


Rys. 4.2. Suma wektorowa prądów upływu w układzie symetrycznym



Rys. 4.3. Powstanie wektora początkowego $I_{\Sigma P}$ sumy wektorów prądów upływu, wskutek różnych właściwości przepustów

Założmy dalej, że w trakcie eksploatacji przepustu pojawiła się składowa czynna I_{Br} prądu upływu w fazie B. Spowoduje ona zmianę położenia i wartości wektora $I_{\Sigma P}$ [61]. W efekcie wektor sumy prądów upływu przyjmie wartość i położenie jak wektor $I_{\Sigma D}$. Przedstawioną powyżej sytuację pokazuje rysunek 4.4.



Rys. 4.4. Zmiana położenia i wartości wektora początkowego sumy wektorów prądów wskutek pojawienia się składowej czynnej prądu upływu w fazie B

Zatem, jeżeli właściwości któregoś z przepustów zaczną się zmieniać, to:

- znajdzie to odzwierciedlenie w nowym położeniu wektora sumy prądów $I_{\Sigma D}$, względem początkowego lub poprzedniego wektora $I_{\Sigma P}$ pod warunkiem, że zmiana nie będzie dotyczyła w jednakowym stopniu wszystkich trzech przepustów,
- zmiana położenia i wartości wektora sumy prądów $I_{\Sigma P}$ pozwala na lokalizację przepustu, w którym rozwija się defekt,
- składowa pojemnościowa wektora I_{Br} , o który zmienił się wektor początkowy $I_{\Sigma P}$, wynika ze zmiany pojemności w jednym lub w dwóch przepustach,
- składowa rezystancyjna wektora zmiany I_{Br} wynika ze zmiany współczynnika stratności w jednym lub w dwóch przepustach.

Wektor I_{Br} , powstały w wyniku różnicy wektora $I_{\Sigma D}$ oraz $I_{\Sigma P}$, może zatem dostarczyć wymaganych danych do wyznaczenia zmiany pojemności i współczynnika strat dielektrycznych przepustu [61]. Stosując omawianą metodę do monitorowania przepustów w trybie on-line, na ogół wartość początkową $I_{\Sigma P}$ wektora sumy prądów kompensuje się do zera, podczas wstępnej kalibracji układu sumacyjnego [55].

4.2.3. Metody względne

Metody względne pomiaru on-line wskaźników izolacji są tak nazywane, ponieważ nie wyznacza się w nich wprost tych wskaźników, tak jak w metodzie tradycyjnej, ale określa ich zmiany względem innych wielkości. Metody względne mają dwie podstawowe odmiany: metodę prądową i metodę napięciową.

A. Metoda napięciowa

Pomiar wskaźników izolacji w trybie on-line metodą względną napięciową bazuje na analizie napięć występujących na nieziemionym zacisku pomiarowym przepustu, do którego dołączono jedną z okładzin kondensatora pomiarowego C_w .

Druga okładzina tego kondensatora jest zwarta do potencjału uziemienia, jak pokazano na rysunku 4.5. W rezultacie takiego połączenia na kondensatorach C_1 , C_2 , C_W powstaje dzielnik napięcia fazowego U , na którym odkłada się napięcie V [103]. Wartość pojemności C_W dobiera się tak, aby uzyskać bezpieczną wartość napięcia V . Do doboru tej wartości można wykorzystać podstawową zależność (4.1), obowiązującą dla układu z rysunku 4.5.

$$\frac{U-V}{V} = \frac{C_W+C_2}{C_1}, \quad (4.1)$$

Po elementarnych przekształceniach otrzymuje się wzór na pojemność C_W :

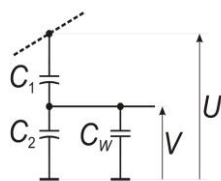
$$C_W = C_1 \frac{U}{V} - (C_2 + C_1), \quad (4.2)$$

Założmy, że napięcie na zacisku pomiarowym przepustu pracującego pod napięciem fazowym $400 \text{ kV}/\sqrt{3}$ powinno posiadać wartość około 40 V . Jeśli ponadto przyjmiemy przykładowe wartości pojemności $C_1=C_2=500 \text{ pF}$ i podstawimy te wartości do zależności 4.2, to otrzymamy wartość pojemności C_W jak poniżej:

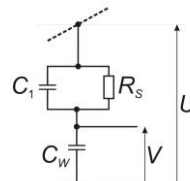
$$C_W = 500 \text{ pF} \frac{231000 \text{ V}}{40 \text{ V}} - (500 \text{ pF} + 500 \text{ pF}) \cong 2.8 \mu\text{F},$$

Z powyższego wyliczenia wynika, że wpływ wartości sumy pojemności C_1 i C_2 na dobór kondensatora C_W jest znikomy, gdyż wynosi mniej niż $0,04\%$. Jest to co najmniej o rząd wielkości mniejsza wartość, niż można oczekiwać dla dokładności wykonania kondensatora C_W .

W dalszych rozważaniach zakładamy, że kondensator wzorcowy C_W jest bezstratny. Ponieważ pojemność C_W jest wielokrotnie większa niż C_2 , to pojemność C_2 na rysunku 4.5 można pominąć. Jeśli pojemność przepustu będzie wyrażona za pomocą pojemności C_1 , a stratność przepustu za pomocą rezystancji R_s , jak na rysunku 2.12, to otrzymamy układ zastępczy przepustu z dołączonym kondensatorem wzorcowym do zacisku pomiarowego, pokazany na rysunku 4.6.

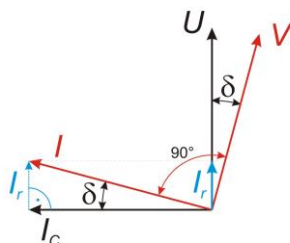


Rys.4.5. Podłączenie kondensatora wzorcowego C do zacisku pomiarowego przepustu



Rys. 4.6. Schemat zastępczy przepustu z kondensatorem wzorcowym C_w .

Prąd I , wpływający do kondensatora C_W jest sumą prądów I_c oraz I_r . Wektor prądu I wyprzedza o 90° wektor napięcia V , jak widać na wykresie wskazowym 4.7. Między wektorem napięcia U , a wektorem napięcia V powstaje kąt δ . Tangens tego kąta jest współczynnikiem stratności dielektrycznej przepustu.



Rys. 4.7. Przesunięcie wektora V o kąt δ

Można postawić pytanie: jaki jest zakres zmian wartości kąta przesunięcia między wektorem napięcia mierzonego na zacisku pomiarowym, a wektorem napięcia na zacisku liniowym? Odpowiedzi dostarczają dane zawarte w tabeli 4.6, w której umieszczono kilka wartości $\text{tg}\delta$ i odpowiadających im wartości kątów.

Tab. 4.6. Zestawienie kątów δ i odpowiadających im wartości współczynnika strat dielektrycznych

δ [']	10	20	30	40	50	60
δ [°]	0.167	0.333	0.500	0.664	0.833	1.000
$\text{tg}\delta$	0.29	0.58	0.87	1.16	1.45	1.75

Z tabeli 4.6 wynika, że zmiana kąta δ między 10, a 20 minut kątowych odpowiada zmianie wartości $\text{tg}\delta$ od 0.29 do 0.58. Porównując te wartości z wartościami współczynnika stratności dielektrycznej, podanymi w tabeli 2.4, można zaobserwować, że zakres tych zmian prawie obejmuje dopuszczalny zakres zmian wartości $\text{tg}\delta$ dla przepustu typu RIP oraz OIP. Z kolei dla przepustu typu RBP wzrost kąta do 50 minut kątowych oznacza wartość $\text{tg}\delta$ niewiele mniejszą niż wartość dopuszczalna dla tego typu izolatorów przepustowych. Do powyższych zależności i wpływających z nich wniosków powrócimy w dalszych rozdziałach niniejszej pracy, analizując własności pomiarowe układu do pomiaru współczynnika $\text{tg}\delta$.

Jeżeli w układzie z rysunku 4.5 pominiemy wartość pojemności C_2 , z uwagi na jej znikomą wartość w stosunku do pojemności wzorcowej C_W , to z zależności:

$$\frac{U-V}{V} = \frac{C_W}{C_1}, \quad (4.3)$$

wynika, że wartość pojemności C_1 względem pojemności wzorcowej C_W można wyznaczyć następująco:

$$C_1 = \frac{C_W}{\frac{U}{V} - 1}, \quad (4.4)$$

Metoda napięciowa jest także nazywana metodą względną monitoringu przepustów, ponieważ nie wyznacza się wprost wartości wskaźników izolacji, a jedynie ich względne zmiany w stosunku do wartości początkowych. Jako wartości początkowe przyjmuje się wartości C_{1p} oraz $\text{tg}\delta_p$, wyznaczone podczas pomiarów metodą klasyczną, wykonanych po zainstalowaniu przepustów.

Znając wartość C_{1p} i korzystając z zależności 4.4, wyznacza się referencyjną wartość C_W kondensatora wzorcowego dla rzeczywistego napięcia fazowego U linii, do której przepust jest podłączony oraz dla przyjętego napięcia pomiaru V :

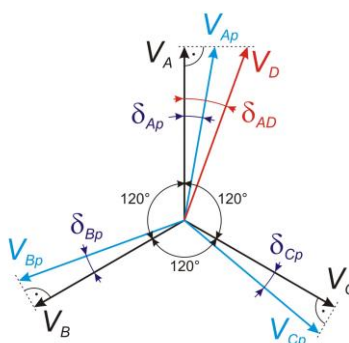
$$C_W = C_{1p} \left(\frac{U}{V} - 1 \right), \quad (4.5)$$

Tak wyznaczoną wartość podstawia się do zależności 4.4. Monitorowane wartości C_1 będą zatem wyznaczone w odniesieniu do zmian napięcia, mierzonego na kondensatorze wzorcowym.

Jeżeli znana jest wartość $\text{tg} \delta$ z pomiarów, to można wyznaczyć początkową wartość kąta δ_p , odpowiadającą wartości początkowego współczynnika strat dielektrycznych przepustu:

$$\delta_p = \arctg(\text{tg} \delta_p) \frac{180^\circ}{\pi}, \quad (4.6)$$

W układzie trójfazowym wyznacza się wartość δ_p dla każdej fazy i koryguje się położenie wektorów napięć fazowych V_A, V_B, V_C , tak jak pokazano na rysunku 4.7.



Rys. 4.7. Zmiana położenia wektorów napięć V_A, V_B, V_C odpowiednio o kąty $\delta_{Ap}, \delta_{Bp}, \delta_{Cp}$ oraz nowe położenie wektora V_A wskutek wzrostu współczynnika strat dielektrycznych

Ustala się jedno z napięć V jako napięcie odniesienia i względem niego mierzy przesunięcia kątowe pozostałych dwóch wektorów [103]. Przyjmuje się założenie, że zmiana może wystąpić jednocześnie tylko w jednym lub w dwóch przepustach. Jak pokazano na rysunku 4.7, wartość współczynnika strat dielektrycznych dla skorygowanych położenia wektorów dla przepustu A, można wyznaczyć z zależności:

$$\text{tg} \delta_{AD} = \text{tg}[(\delta_{AD} - \delta_{Ap}) + \arctg \delta_{Ap}]. \quad (4.7)$$

B. Metoda prądowa

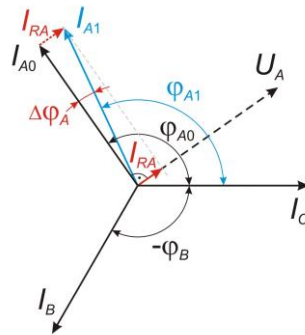
Pomiar wskaźników izolacji metodą względną prądową polega na określeniu zmian pojedynczych wektorów prądu wpływu względem wektora odniesienia. W układzie trójfazowym jako wektor odniesienia przyjmuje się jeden z wektorów i względem niego określa się zmiany w pozostałych wektorach [8]. Na podstawie

wielkości zmiany prądu upływu w przepustach nie będących przepustami odniesienia - w stosunku do prądu w przepuście odniesienia - określa się przyrost wartości pojemności każdego z przepustów. Na podstawie wielkości zmiany kąta fazowego prądu upływu w przepustach nie będących referencyjnymi - w stosunku do wektora przepustu referencyjnego - określa się zmianę $\text{tg}\delta$.

Przyjmuje się poniższe założenia:

- zmiana nie może wystąpić we wszystkich trzech przepustach,
- wskutek pogorszenia właściwości, C_1 oraz $\text{tg}\delta$ przepustu mogą tylko wzrosnąć.

Jeśli taka sama zmiana wartości pojemności zostanie wykryta w obu przepustach, to zakłada się, że zmiana nastąpiła w przepuście odniesienia. Metodę prądową ilustruje rysunek 4.8. Jako wektor odniesienia wybrano wektor prądu upływu I_C w fazie C. Jeżeli przepusty byłyby tak samo zdegradowane i w żadnej fazie nie występowałyby pogorszenie warunków, to moduły wszystkich trzech wektorów I_A , I_B , I_C powinny być jednakowe, a kąty fazowe φ_{A0} i φ_B powinny wynosić 120° .



Rys. 4.8. Zmiana kąta wektora prądu upływu I_{A0} , spowodowana pojawieniem się składowej rezystancyjnej I_{RA}

Jeżeli, tak jak na przykładowym rysunku 4.8, pojawi się składowa rezystancyjna prądu upływu w przepuście fazy A, to wektor I_{A0} zmieni położenie o kąt $\Delta\varphi_A$. Wartość tangensa tego kąta będzie odpowiadać przyrostowi współczynnika stratności.

Zakładając, że znane są wartości początkowe $\text{tg}\delta_{Ap}$, $\text{tg}\delta_{Bp}$, $\text{tg}\delta_{Cp}$ - uzyskane metodą klasyczną w trakcie pomiarów po instalacji przepustów, to za pomocą zależności 4.6. można wyznaczyć początkowe wartości kątów przesunięcia. Wartości względne współczynników stratności w przepustach A oraz B można zatem wyliczyć, korzystając z zależności 4.7. Jeśli jednocześnie wykryto w dwóch przepustach A i B analogiczny objaw degradacji, to przyjmuje się, że w rzeczywistości degradacja wystąpiła w przepuście C, który jest przepustem odniesienia.

Wzrost pojemności wywoła proporcjonalny wzrost części pojemnościowej prądu upływu, a zatem nie wystąpi zmiana kąta. Znając wartości początkowe pojemności z pomiarów wykonanych po instalacji, można wyznaczyć początkowe wartości prądu upływu. Mierząc aktualną wartość prądu upływu danego przepustu i znając wartość początkową, wyznacza się aktualną wartość pojemności.

4.2.4. Rodzaje sond pomiarowych

Podstawowym komponentem w monitoringu on-line przepustów jest sonda pomiarowa, umieszczana w gnieździe pomiarowym lub napięciowym. Z sondy, za pomocą ekranowanego przewodu, wyprowadza się sygnał pomiarowy. Na rysunku 4.9 pokazano taką sondę, umieszczoną w gnieździe pomiarowym przepustu 400kV.

Zależnie od metody monitoringu, zadaniem sondy jest dostarczenie sygnału pomiarowego w postaci prądu upływu przepustu lub napięcia na zacisku pomiarowym. Z tego powodu sondy różnią się zasadą działania i zastosowanymi komponentami.



Rys. 4.9. Sonda umieszczona w gnieździe pomiarowym przepustu 400 kV

Sonda pracuje w takich samych warunkach atmosferycznych jak przepust. Musi zatem posiadać konstrukcję odporną na takie czynniki jak gwałtowne opady deszczu, duże zmiany temperatury, duża wilgotność powietrza. Sonda podlega narażeniom przepięciowym, pojawiającym się wskutek zakłóceń łączeniowych i awarii. Musi być zatem zabezpieczona przed przepięciami. Wykonania sond różnią się mechanicznie, ze względu na konieczność dopasowania do różnych typów gniazd pomiarowych i różnych zacisków pomiarowych, jakie pokazano w punkcie 2.4 niniejszej pracy. Na rysunkach 4.10 oraz 4.11 zaprezentowano dwie wersje sondy rosyjskiej firmy DIMRUS zajmującej się monitoringiem przepustów.



Rys. 4.10. Sonda typu DB-2 produkcji DIMRUS dla gniazda napięciowego



Rys. 4.11. Sonda typu DB-2 produkcji DIMRUS w wykonaniu dla gniazda pomiarowego

Bardzo istotne w konstrukcji sondy jest zapewnienie prostego montażu i demontażu. Ogranicza to ryzyko uszkodzenia gniazda lub sondy podczas badań off-line przepustu, kiedy to sonda lub przynajmniej jej elementy muszą być zdemontowane.

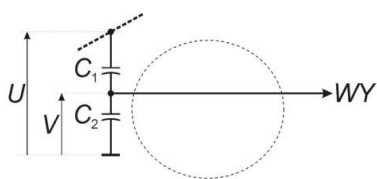
Poniżej zebrano najbardziej popularne rozwiązania sond wykorzystywanych w monitoringu on-line przepustów. Elementy zainstalowane wewnątrz sondy otoczono przerywaną linią.

A. Sonda prądowa

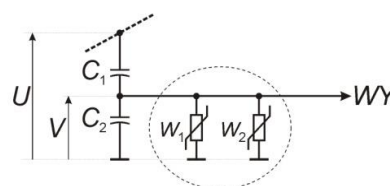
Sonda tego typu, przedstawiona na rys. 4.12, była stosowana w ZSRR w rozwiązaniach funkcjonujących na zasadzie sumy prądów upływu. Składała się w istocie tylko ze złącza umieszczonego w gnieździe przepustu i dostosowanego do wyprowadzenia przewodu połączonego do zacisku pomiarowego [7].

B. Sonda prądowa z zabezpieczeniami

Sonda prądowa z rysunku 4.13 to ulepszona sonda z rysunku 4.12. Elementy zabezpieczające przed przepięciami [5] są niezbędne, ponieważ na bardzo długich przewodach doprowadzonych do sondy mogą w przypadku zaburzeń wystąpić zjawiska rezonansowe, prowadzące nawet do uszkodzeń gniazd pomiarowych [5].



Rys. 4.12. Schemat sondy prądowej, dołączonej do zacisku pomiarowego; wewnątrz sondy nie zawiera elementów elektronicznych



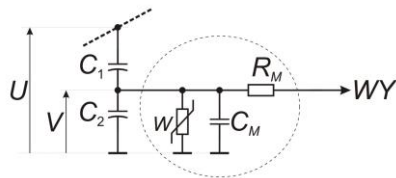
Rys. 4.13. Schemat sondy prądowej z elementami przeciwpięciowymi

C. Sonda pojemnościowa

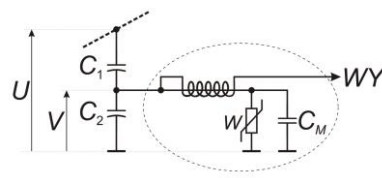
Funkcjonuje na zasadzie dzielnika napięcia omówionego w punkcie 4.2.3. Jak widać na rysunku 4.14, zawiera kondensator pomiarowy C_M oraz warystor W zabezpieczający sondę przed przepięciami. Rezystor R_M dopasowuje impedancję kabla do wartości 50 Ohm. [5]. Wadą tego rozwiązania jest dodatkowy błąd systematyczny, wprowadzany przez pojemność C_M do pomiaru kąta wektora napięcia.

D. Sonda pojemnościowa z możliwością identyfikacji wyładowań niezupełnych

Jak sygnalizują autorzy pracy [5], za pomocą sondy pojemnościowej przedstawionej na rysunku 4.15, jest możliwe wykrywanie zmian wektora napięcia na zacisku pomiarowym oraz wyładowań niezupełnych.



Rys. 4.14. Schemat sondy prądowej z elementami przeciwiwpierciowymi



Rys. 4.15. Sonda pojemnościowa z możliwością identyfikacji wyładowań niezupełnych

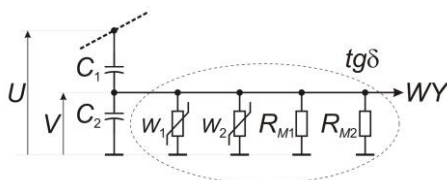
E. Sonda rezystancyjna z zabezpieczeniami

Ten typ, pokazany na rysunku 4.16, funkcjonuje podobnie jak sonda pojemnościowa. Rezystory pomiarowe R_{M1} i R_{M2} zastępują pojemność C_M . Warystory zabezpieczające i rezystory są zdublowane, aby poprawić pewność działania sondy, a także rozdzielić wydzielane ciepło na większą ilość rezystorów [5].

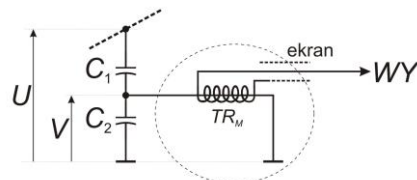
Konstrukcja ma tę zaletę, że rezystancja nie wprowadza przesunięcia fazowego do wektora prądu upływu spływającego do masy przepustu. Wektor napięcia mierzony na rezystorze odpowiada wprost wektorowi prądu upływu. Wadą jest wydzielanie ciepła na rezystorach umieszczonych w sondzie, którego skuteczne odprowadzenie wymaga specjalnego ukształtowania powierzchni sondy.

F. Sonda z transformatorem pomiarowym

Jedynym elementem tego rodzaju sondy, pokazanej na rysunku 4.17, jest miniaturowy transformator pomiarowy umieszczony wokół zacisku pomiarowego. Konstrukcja sondy zapewnia zwarcie końcówki zacisku pomiarowego do masy sondy. Rdzeń i parametry uzwojeń są tak dobrane, aby zapewniały pasmo przenoszenia częstotliwości od 1 Hz do 1 MHz. Charakterystyka transformatora pomiarowego umożliwia pomiar prądu upływu oraz szybkich zaburzeń przenoszonych przez pojemność C_1 przepustu. Konstrukcja sondy oraz wzmacniacza z układem integracyjnym, z którym ta sonda współpracuje, została opatentowana przez prof. Ryszarda Malewskiego w 1990 roku [64]. Na wyjściu wzmacniacza integracyjnego jest odtworzony przebieg napięcia występujący na zacisku pomiarowym.



Rys. 4.16. Sonda rezystancyjna



Rys. 4.17. Sonda z wbudowanym transformatorem pomiarowym TR_M

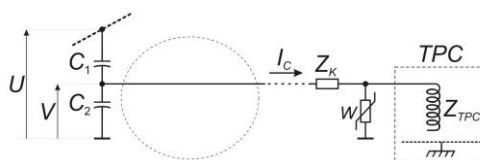
4.2.5. Przykłady wdrożeń

W niniejszym punkcie przedstawiono dokonania kilku firm z różnych krajów, które wdrażały lub wdrażają układy monitorowania przepustów metodą on-line. Niestety poszczególne rozwiązania posiadają istotne mankamenty, dlatego nie zyskały one powszechnej akceptacji i nie zostały znormalizowane.

Rozwiązania rosyjskie

We wspomnianych w punkcie 4.2.1 pierwotnych rozwiązaniach rosyjskich, których ideę pokazuje rysunek 4.1, wyprowadzano prądy upływu z gniazd pomiarowych sondą pokazaną na rysunku 4.12. Prądy sumowano na transformatorze sumacyjnym, wyposażonym w odczepy służące równoważeniu początkowych prądów upływu. Równoważenie wykonywano podczas uruchamiania instalacji [55], aby wyzerować prąd będący sumą początkowych prądów upływu. Korzystano z miernika analogowego, stanowiącego element urządzenia. W trakcie normalnej pracy wychylenie wskazówki tego miernika pokazywało stopień degradacji przepustu.

Przewód prądowy o impedancji zastępczej Z_K doprowadzano do uzwojenia transformatora sumacyjnego TPC , jak pokazano na rysunku 4.18. Warystor zabezpieczający W umieszczano w pobliżu uzwojenia sumacyjnego [7], częstokroć w szafie, w nastawni. Zabezpieczano zatem transformator pomiarowy, a nie przepust. Prądy doprowadzano bardzo grubymi przewodami o przekroju 10mm^2 , aby minimalizować zniekształcanie prądów upływu.



Rys. 4.18. Doprowadzenie prądów upływu do transformatora sumacyjnego TPC

To urządzenie wytwarzała, w kilku odmianach, firma Vibro-Center z Permu. Jedną z najstarszych wersji, dotychczas spotykanych na stacjach, jest czysto analogowy wskazówkowy model KIB-5P. Nowszą odmianą jest KIB- 500P sygnalizujący przekroczenia początkowego prądu pojemnościowego przepustu o 5-7%. Jeśli przekroczenie trwa 9 sekund, generowane jest ostrzeżenie. Jeśli prąd zwiększy się do 20-25% , to wystawiany jest sygnał o konieczności wyłączenia przepustu z eksploatacji. Po ostrzeżeniu, zaleca się spisywanie co 15 minut wartości pojemności, aż do wyjaśnienia przyczyny lub podjęcia decyzji o odstawieniu transformatora.

Rozwój techniki mikroprocesorowej i układów pomiarowych doprowadził do powstania urządzeń nowej generacji, realizujących cyfrowo pomiary i algorytmy oceny przepustów, z możliwością przesyłania wyników do centrum nadzoru. Vibro-Center zmodernizował swoją ofertę i wprowadził na rynek nowsze modele, zestawione w tabeli 4.7.

Tabela 4.7. Przyrządy do monitorowania przepustów firmy Vibro-Center

Lp.	Nazwa	Opis funkcji
1.	R1500	Monitoring 3 przepustów transformatora
2.	R1500/6	Monitoring 6 przepustów transformatora i wyładowań niezupełnych

Oba urządzenia wykorzystują prądy przewodności izolacji do wyznaczenia współczynników stratności przepustów. Jedno z nich dodatkowo monitoruje wyładowania niezupełne. Ich działanie opiera się na następujących założeniach [71]:

- parametry izolacji wszystkich monitorowanych przepustów nie mogą zmieniać się jednocześnie i w jednakowym stopniu,
- przy powstaniu dowolnego defektu w jednym lub w dwóch przepustach, zawsze pojawi się prąd niezrównoważenia, powodujący odkładanie się napięcia na rezystorze pomiarowym przyrządu,
- wielkość prądu niezrównoważenia odzwierciedla stopień rozwoju defektu,
- wektor sumy prądów pozwala zidentyfikować fazę, w której pojawił się defekt,
- skokowe zwiększenie pojemności świadczy o przebiciu warstw izolacji,
- zmiana tg δ odzwierciedla zachodzące zmiany stanu izolacji.

Przyrządami wymienionymi w tabeli 4.5 zaleca się zastępowanie układów starszej generacji. Sumowano w nich prądy na wielo-uzwojeniowym transformatorze, a jego odczepy wykorzystywano do równoważenia prądów upływu w trakcie kalibracji. Nowsze urządzenia sumują prąd na rezystorach. Równoważenie obwodu sumacyjnego jest realizowane za pomocą potencjometrów cyfrowych [71].

W omawianych urządzeniach mierzy się względną zmianę tg δ . Do określenia wielkości zmiany w jednym wektorze, wykorzystuje się pozostałe dwa wektory jako wektory odniesienia. Za pomocą filtrów dolnoprzepustowych eliminuje się wyższe harmoniczne w układach sumacyjnych co poprawia stabilność wskazań.

Z uwagi na niestabilność sieci zakłada się okresowe wykonywanie pomiarów. Według ustawień fabrycznych, pomiary wykonuje się co 3. godziny. Producent co prawda deklaruje „zagęszczanie” pomiarów, gdy zostanie wykryta nieprawidłowość, ale w opisie technicznym nie podano żadnych bliższych szczegółów [71].

Przed kilku laty Vibro-Center zakończył produkcję urządzeń do monitoringu przepustów. Wyroby tej firmy w zakresie monitorowania przepustów, a także specjalistów, przejęła firma DIMRUS, również z Permu. Obecnie oferuje ona urządzenie KIB-500/110 przeznaczone wprost do zastąpienia przestarzałych KIB-500.

Najnowszy produkt tej firmy to „Bushing Monitor M3” przeznaczony do współpracy z sondami DB-2, umieszczonymi w gniazdach przepustu [7]. Urządzenie, w oparciu o pomiar sumy prądów upływu, wyznacza następujące parametry:

- współczynnik tg δ oraz pojemność przepustów,
- szybkość zmian sumy prądów,

Według danych producenta [7], algorytm pracy urządzenia może określić związek pomiędzy zmianami sumy prądów i temperaturą górnej warstwy oleju. Istotna jest także możliwość transmisji do systemu nadrzędnego informacji o stanie przepustów, w protokole Modbus RTU lub w protokole sieciowym TCP.

Rozwiązania opracowane w USA

W USA dominującą pozycję w dziedzinie diagnostyki transformatorów zdobyła w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego stulecia firma Doble, istniejąca od 1920 roku. W Stanach również zdarzały się katastrofalne awarie przepustów, choć nie tak liczne jak w ZSRR. Dostrzegano zatem potrzebę rozwiązań on-line. Doble w końcu lat osiemdziesiątych zatrudnił rosyjskiego specjalistę Marka Lachmana [61] i nawiązał współpracę z Wiktorem Sokołowem. Zainteresowanie przedsiębiorstw eksploatujących transformatory doprowadziło do wdrożenia rozwiązań opartych początkowo o metodę sumy prądów.

Korzystając z nowszej elektroniki, przyrządy Doble miały większe możliwości obróbki sygnałów i ich przetwarzania. Wdrożony przed rokiem 1998 system INSITE [61] monitorował przepusty w kilku opisanych poniżej krokach.

a) Wyodrębnienie podstawowej harmonicznej

Z przebiegu sumy wektorów, mierzonego względem fazy odniesienia, wyodrębniano składową 50 lub 60 Hz w celu ograniczenia wpływu zakłóceń.

b) Weryfikacja nastaw

Porównywano sumę wektorów aktualnie mierzoną z wartościami wyliczonymi z uwzględnieniem wartości pojemności i $\text{tg}\delta$, uzyskanymi z pomiarów off-line, aby zweryfikować poprawność nastaw.

c) Faza uczenia

Obejmowała wyznaczenie średnich wartości początkowej sumy wektorów odniesienia na podstawie określonej liczby próbek.

d) Wyznaczanie uśrednionej sumy

W kroczącym godzinnym oknie pomiarowym wyznaczano średnią wartość sumy, odrzucając wartości wykraczające poza granice filtracji. Zakładano, że procesy degradacji mają większą stałą czasową niż nastawy filtracji.

e) Detekcja znaczącej zmiany

Za pomocą dodatkowych filtrów czasowych, o porównywalnej lub większej stałej niż dla filtracji danych, wyodrębniano znaczące zmiany wynikające ze zmiany właściwości przepustów, a nie np. z asymetrii sieci.

f) Analiza trendów

Po wykryciu znaczącej zmiany parametrów, przeprowadzano analizę w celu:

- wyznaczenia różnicy pomiędzy początkową i aktualną sumą wektorów,
- identyfikacji przepustu, w którym zaszła zmiana,
- wyznaczenia wielkości zmiany pojemności i współczynnika $\text{tg}\delta$,
- oceny stabilności i tempa zmian wartości współczynników.

g) Generacja ostrzeżeń i alarmów

Według [61] w INSITE wprowadzono aproksymację średniokwadratową przebiegu trendów, po czym na podstawie wartości i znaku pierwszej i drugiej pochodnej oceniano tendencję tych zmian. Jeśli zostały przekroczone wartości kryterialne, to w wyniku operacji logicznych „jeżeli-to”, generowano ostrzeżenia i alarmy dotyczące nieprawidłowej wartości parametru lub niebezpiecznej tendencji zmian.

Stosowane w pierwotnych rozwiązaniach Doble sumowanie prądów na rezystorze miało zasadniczą wadę. Brak izolacji galwanicznej między kanałami pomiarowymi był źródłem powstawania dodatkowych błędów, wywoływanych różnicą potencjałów między potencjałem transformatora, a punktem masy w miejscu pomiaru. Błędy te uwidaczniały się szczególnie w układach trójfazowych, zbudowanych na transformatorach jednofazowych [62]. Dostrzegano istotne ograniczenie tej metody: najpierw sumowano prądy, a następnie wykonywano złożone analizy w celu identyfikacji źródła ewentualnego przesunięcia wektora sumy [8]. W omawianym podejściu niewykrywalna jest sytuacja, gdy wszystkie trzy przepusty jednocześnie i w jednakowym stopniu ulegają degradacji. Metoda sumy prądów wykaże bowiem zmianę, gdy stan choć jednego z przepustów będzie odbiegał od pozostałych.

Okazało się, że fundamentalne założenie, iż degradacja przepustu będzie objawiała się albo zwiększeniem pojemności albo zwiększeniem $\text{tg}\delta$ - nie zawsze jest prawdziwe. Jak pokazano w rozdziale 3.6, w pewnych warunkach termicznych, jeśli przepust jest zawilgocony, to jego $\text{tg}\delta$ będzie się zmniejszał. W metodzie sumowania prądów upływu doprowadzi to do konkluzji, że to inny przepust się degraduje.

Doble w kolejnych modernizacjach swego sprzętu, na przykład w dostępnym od 2001 roku urządzeniu IDD (ang. Intelligent Diagnostic Device) stopniowo rozwiązywał powyższe problemy poprzez innowacje w metodzie sumowania prądów i algorytmach detekcji zmian.

W aktualnie produkowanych układach monitoringu przepustów [8] Doble stosuje równoczesny cyfrowy pomiar prądów upływu w separowanych galwanicznie kanałach pomiarowych. Przyjmuje się jeden z przepustów jako przepust odniesienia. Zamiast sumować wektory upływu w jeden wektor, wyodrębnia się wektory zmian dla dwóch przepustów względem wektora przepustu odniesienia. Suma tych wektorów dałaby taki sam rezultat, jak suma trzech wektorów. Wykorzystując dwa wektory, wyznacza się zmianę $\text{tg}\delta$ i C_1 dwóch przepustów, nie będących przepustem odniesienia. Monitorowanie tych zmian pozwala wnioskować o stanie parametrów w przepuście odniesienia - jeżeli w obu wektorach obserwuje się poprawę parametrów, to zmiana zaszła w wektorze przepustu odniesienia.

Rozwiązania kanadyjskie i ukraińskie

W Kanadzie wdrożono interesujące rozwiązania monitoringu przepustów, które można określić systemami „semi-on-line”. Instalowano sensory pojemnościowe w gniazdach pomiarowych i doprowadzono napięcie z zacisków pomiarowych przewodami do specjalnej szafy, w której pozostawiano te przewody zwarte do masy. Tak dobrano pojemności w sondach, aby podczas pomiaru, w trakcie którego rozwierano dany obwód, napięcie wynosiło ok. 57 V. Pomiary wykonywano okresowo specjalnym miernikiem, porównując otrzymane wyniki z wynikami z pozostałych przepustów. Przyjęto założenie, że objawem degradacji danego przepustu będą coraz znaczniejsze różnice pomiarów względem pozostałych [73].

Od 2001 roku instytut badawczy IREQ, finansowany przez koncern energetyczny Hydro-Québec zajął się systemami w pełni „on-line”. Na dużej stacji zainstalowano automatyczny układ pomiarowy, wykorzystując sensory z transformatorkiem pomiarowym opracowane przez prof. Malewskiego [64]. Rozwiązanie to miało bardzo korzystne właściwości pomiarowe, dzięki odseparowaniu obwodu pomiarowego od zacisku pomiarowego. Istotne było również, iż instalację przeprowadzono na stacji wyposażonej w transformatory jednofazowe. Układ pomiarowy co 15 minut, przez 0,5 sekundy mierzył kąt i napięcie powstałe na zaciskach pomiarowych przepustów dwóch lub więcej transformatorów. Zebrane próbki przesyłano modemem do centralnego serwera zlokalizowanego w Montrealu, który wykonywał obliczenia. Porównania faz i napięć były pozbawione błędów wynikających z fluktuacji i niestabilności sieci, gdyż porównywano dane z transformatorów pracujących na tej samej fazie. [73].

W kolejnych instalacjach, z uwagi na kłopoty z doбором parametrów, sensory z transformatorem pomiarowym zastąpiono sondami napięciowymi [73].

Od roku 1972, podobne rozwiązania stosowano w dużych elektrowniach ukraińskich dla przepustów pracujących na tej samej fazie. Korzystano z sumy prądów z kompensacją początkowego prądu niezrównoważenia, podobnie jak w rozwiązaniach rosyjskich [105]. Okresowo wyznaczano zmianę parametrów jednego z przepustów względem przepustu wzorcowego, kolejno dołączając badane przepusty do układu porównawczego. Kilukrotnie modernizowano te systemy ulepszając układ sumacyjny i wprowadzając zabezpieczenia przeciwprzebiegiowe. Do roku 2000 takim systemem, w różnym okresie czasu było objętych łącznie 507 przepustów 330 i 750 kV. Na podstawie wskazań przyrządu wymieniono łącznie około 40 przepustów, według danych zawartych w opracowaniu [105].

Rozwiązania francuskie

Oddział koncernu AREVA, zajmujący się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej, realizował monitoring przepustów jako jedną z funkcji w systemie monitoringu transformatorów MS-2000, a także w jego następcy nazwanym MS-3000.

W gniazdach zacisków pomiarowych instalowano specjalne przejściówki, z których doprowadzano napięcie do sond umiejscowionych w odległości ok. 1 metra od przepustów. Z sond prowadzono napięcie do przetworników pomiarowych w module pomiarowym, umiejscowionym w szafie transformatora. Zastosowano próbkowanie 100kHz przebiegu napięcia na zaciskach pomiarowych przepustów, aby wyznaczać przesunięcia fazowe między przebiegami na podstawie identyfikacji przejścia przez zero. Aby poprawić dokładność, stosowano dodatkową interpolację [103]. Karty pomiarowe wyposażono w detektory napięć szczytowych. W każdym półokresie przeprowadzano detekcję przebiegu i rejestrowano czas ich wystąpienia.

Zebrane pomiary przesyłano do serwera systemu [4]. Wyznaczano w nim względne zmiany amplitudy i kąta wektora napięcia dla przepustów strony górnego i dolnego napięcia [103]. Uśredniano pomiary, eliminując w ten sposób fluktuacje

wynikające z asymetrii sieci. Na podstawie tak zagregowanych zmian napięcia w każdej fazie, szacowano ewentualną zmianę pojemności, przyjmując napięcia w pozostałych fazach jako odniesienie. Eliminowano tym samym wpływ temperatury zakładając, że jest on jednakowy dla wszystkich przepustów i się kompensuje.

Na podstawie zmierzonych wzajemnych różnic w przejściu przez zero przebiegu napięcia, szacowano zmianę $tg\delta$. W opisie tego rozwiązania [103] podkreśla się wpływ asymetrii sieci na dokładność pomiaru $tg\delta$. Zakłada się, że sumaryczne błędy nie mogą przekraczać 0,15 %, gdyż pierwsze ostrzeżenie powinno być wystawione przy przekroczeniu wartości 0,7 % .

W serwerze systemu MS-2000 były dostępne wektory napięć fazowych. Możliwe było zsumowanie tych wektorów podobnie jak w metodzie sumy prądów. Na podstawie obserwacji stwierdzono jednak, że taka suma wektorów napięć nie może być traktowana jako wypadkowy wskaźnik stanu przepustów, gdyż asymetria sieci ma zbyt duży wpływ na jej wartość i położenie. Większe znaczenie ma wartość i trend $tg\delta$, dla których ustawiano progi ostrzeżeń. Dużą wagę przywiązywano do wykrycia i powiązania zmian pojemności przepustów z zarejestrowanymi przepięciami, które potencjalnie mogłyby wywołać częściowe zwarcie izolacji i wzrost pojemności.

Od wielu lat nie instaluje się już systemu MS-2000. W zmodernizowanej wersji MS-3000, opartej o rozwiązania sieciowe i obsługującej nowe protokoły transmisji, nie wprowadzono zmian w algorytmach monitoringu przepustów [23]. Obecnie system jest oferowany przez koncern GE, który przejął przed kilkoma laty część koncernu AREVA. W nowej odsłonie „MS 3000 Holistic Transformer Monitoring Solution”, łączy monitoring izolatorów przepustowych z monitoringiem układu chłodzenia, przełącznika zaczepek oraz analizą zawartości gazów i zawilgocenia oleju.

4.3. Niedoskonałość istniejących rozwiązań

Metody off-line

Metody off-line monitorowania przepustów są rutynowo stosowane w ramach przeglądów okresowych, wykonywanych co określony, wieloletni przedział czasu. Nadają się zatem do wykrycia niektórych defektów wolno rozwijających się i dających objawy w postaci zmiany wskaźników izolacji, zawartości gazów lub zauważalnej zmiany w obrazie termograficznym. Istotnym mankamentem tradycyjnych metod off-line, opartych o pomiary wskaźników izolacji, jest wykonywanie pomiarów przy relatywnie niskim napięciu w stosunku do napięcia pracy. Niektóre defekty, związane głównie z obecnością WNZ, nie będą się uwidaczniały dla napięcia testowego, wynoszącego nawet 10 kV. Inna jest także temperatura przepustu i jej rozkład w całej objętości w trakcie pomiarów, niż w trakcie pracy. Może to mieć wpływ na mierzone wartości $tg\delta$ w sytuacjach, gdy mamy do czynienia, np. z zawilgoconym olejowym izolatorem przepustowym.

W przypadku niepokojących odstępstw od stanu normalnego w pierwszej kolejności skraca się okres między badaniami. Dopiero wobec ewidentnego podejrzenia defektu zaleca się badania specjalistyczne, takie jak badania oleju i badania metodą FDS. W praktyce krajowej w zasadzie nie stosuje się badań WNZ w przepustach, co uniemożliwia identyfikację defektów objawiających się wzrostem poziomu tych wyładowań, związanych z punktowymi zwęgleniami, niejednorodnością i nieciągłościami materiału izolacyjnego.

Na podstawie analizy przyczyn i objawów degradacji, a także norm i wytycznych dotyczących oceny off-line jest oczywiste, że w tym trybie nie jest możliwe odpowiednio wczesne wykrycie niekorzystnych zmian. Przyczyną takiego stanu rzeczy nie są w istocie różnice w zakresie zalecanych badań czy to przez normy IEEE, czy to przez normy europejskie i obowiązujące instrukcje, ale wieloletni okres między przeprowadzonymi badaniami i nieadekwatność napięć testowych w odniesieniu do napięcia pracy. Stąd też od wielu lat realizuje się projekty mające na celu wdrażanie takich systemów monitoringu eksploatowanych izolatorów przepustowych, które będą działały przez cały czas, w tak zwanym trybie on-line.

Metody on-line

Metody on-line, mimo wieloletniego rozwoju i zasadności stosowania, jeszcze nie osiągnęły szerokiej akceptacji. Być może dlatego, że w każdej z omówionych metod można wskazać na mankamenty, które wprost wynikają z przyjętego rozwiązania albo są wynikiem uproszczonych założeń. Czasem również metoda, która rozwiązywała problem w konkretnych warunkach okazuje się nieskuteczna albo wręcz szkodliwa w innych okolicznościach. Tak zdarzyło się w przypadku pionierskiej metody sumy prądów, wykorzystującej specjalny transformator. Dopóki stosowano ją dla przepustów OIP, przynosiła wymierne korzyści, natomiast zastosowanie aparatów KIB-500 do monitorowania przepustów RIP doprowadziło do wielu awarii!

KIB-500 działały na tej samej zasadzie sumowania prądów upływu na transformatorze, ale wyposażono je w nowy układ elektroniczny. Okazało się, że indukcyjność uzwojenia sumacyjnego doprowadza do niszczących przepięć w obrębie zacisku pomiarowego, które uszkadzają przepust. Ma to miejsce szczególnie przy współpracy monitorowanego transformatora z wyłącznikami próżniowymi. Przyczyniało się do tego również złe usytuowanie zabezpieczeń przepięciowych, które zabezpieczały transformator sumujący, a nie gniazdo pomiarowe. W przypadku przepustów OIP przepięcia nie powstawały, gdyż ich gniazda pomiarowe mają około 10. krotnie wyższą pojemność C_2 [7]. Negatywny wpływ przepięć zauważono także w rozwiązaniach „semi-on-line” na Ukrainie. W trakcie pomiarów nie wolno było wykonywać żadnych przełączeń na stacji, gdyż wywołane zaburzenia, w koincydencji z układem pomiarowym, mogłyby uszkodzić przepust [105].

Osobnym problemem w starszych realizacjach metody sumowania prądów jest brak separacji galwanicznej między poszczególnymi torami pomiarowymi, przypisanymi do poszczególnych przepustów. Powoduje to większe błędy pomiarowe

z uwagi na oddalenie masy punktu pomiaru od masy źródła przesyłanego prądu. Brak dobrego potencjału odniesienia jest powodem przepływu prądów wyrównawczych, zakłócających pomiar. Często są to bardzo znaczne zakłócenia wywoływane zaburzeniami w trakcie przełączeń lub dużymi polami elektromagnetycznymi wokół przewodów, transformatorów, wyłączników i innych urządzeń pierwotnych.

Problem separacji galwanicznej między kanałami rozwiązuje podejście firmy Doble polegające na wyznaczaniu względnych zmian prądów upływu w osobnych, separowanych galwanicznie kanałach pomiarowych. Pomiary nadal są obciążone błędami wynikającymi z asymetrii napięcia w liniach doprowadzonych do przepustów. Maskuje się te błędy, wprowadzając tak zwaną fazę „uczenia” układu monitorującego, która to nauka prowadzi do uśredniania pomiarów w cyklu 24. godzinnym! Traci się tym samym możliwość reakcji na nagłe zmiany stanu przepustów.

Zapewnienie separacji galwanicznej jest prostsze w metodzie napięciowej. Wymaga zastosowania odpowiednich rezystancji wejściowych i na przykład wzmacniaczy izolacyjnych w torach pomiarowych. Możliwe jest także zastosowanie kabli ekranowanych o niewielkich przekrojach, gdyż duże prądy nie są przesyłane. W metodzie prądowej stosowano niekiedy przekroje żył 10 mm², aby spadki napięcia były odpowiednio małe przy przesyłaniu prądów upływu rzędu 100 mA [7].

W metodzie prądowej bardzo istotne jest zapewnienie ciągłości przewodu, którym prąd upływu dociera do miejsca pomiaru. Niejednokrotnie przewody te są bardzo długie, co naraża je na uszkodzenie i zwiększa zakłócenia przesyłanych prądów. Przerwanie przewodu będzie miało katastrofalne skutki, gdyż na zacisku pomiarowym pojawi się napięcie wynikające z wartości dzielnika pojemnościowego C_1 do C_2 . [55] Dla przepustów OIP, w których wartość C_2 jest około 10. krotnie wyższa niż C_1 , napięcie to wyniesie około 1/10 napięcia fazowego. W przepustach RIP, w których pojemność C_2 jest porównywalna do C_1 , to napięcie może osiągnąć połowę wartości napięcia fazowego. Dalszy rozwój sytuacji zależy od zachowania ograniczników przepięć umieszczonych w sondzie pomiarowej. Należy zauważyć, że w niektórych rozwiązaniach, na przykład w sondzie przedstawionej na rysunku 4.12, takich ograniczników się nie przewiduje. Jeżeli dojdzie do zwarcia zacisku pomiarowego z masą przepustu, to nic się nie wydarzy. Jeśli jednak powstanie przerwa między zaciskiem pomiarowym a masą przepustu, to dojdzie do wyładowań łukowych, wzrostu temperatury, zniszczenia obudowy gniazda pomiarowego. Może to doprowadzić do pożaru lub eksplozji.

W metodzie napięciowej przerwanie przewodu nie jest tak niebezpieczne, ponieważ na zacisku pomiarowym nadal będzie występowało tylko napięcie pomiarowe. Krytyczne jest takie uszkodzenie kondensatora lub rezystora pomiarowego, które spowoduje, że prąd upływu nie będzie zamykany do masy przepustu.

Osobnym problemem, sygnalizowanym w większości opracowań dotyczących metod on-line monitoringu przepustów, jest wpływ asymetrii napięcia sieci doprowadzonej do transformatora. Ciekawie ten problem niweluje podejście kanadyjskie. Polega ono na względnej ocenie zmian w kilku przepustach, pracujących pod tym samym napięciem fazowym. Niestety, taki sposób można zastosować jedynie

w specyficznych instalacjach, na przykład w rozdzielniach z dużą ilością transformatorów jednofazowych. Jednak wtedy uwidoczną się zakłócenia wynikające z przesyłania małych sygnałów prądowych na duże odległości.

W przypadku transformatorów przesyłowych i rozdzielczych, pracujących w głębi sieci energetycznej, wpływ wahań napięcia na wyniki pomiaru jest na tyle znaczący, że w wielu przypadkach uniemożliwia prawidłową ocenę zmian parametrów izolacji i to niezależnie od zastosowanej metody. Niektóre opracowania [8] wprost stwierdzają, że „synchronizacja napięcia liniowego z prądem upływu jest niepraktyczna” i zalecają stosowanie uśredniania wyników pomiarów. Niestety, uśrednianie wyników - niekiedy nawet przez 24. godziny - prowadzi do tego, że wczesne symptomy przyspieszonej degradacji przepustu nie zostaną wykryte.

Asymetria napięć jest dużo mniejsza w transformatorach blokowych, pracujących w układach wyprowadzeniach mocy z elektrowni. W takich aplikacjach wpływ stabilności sieci na pomiary jest mniejszy, niezależnie od przyjętej metody.

Uśrednianie wyników pomiarów, wykonywane niekiedy w kilkugodzinnych okresach, eliminuje fluktuacje powodowane temperaturą. Jednakże stosując takie uśrednianie, traci się istotny wskaźnik diagnostyczny, jakim może być stwierdzenie zależności wartości pojemności i współczynnika stratności od temperatury.

I wreszcie w analizie wyników pomiarów otrzymanych w obu odmianach metody względnej przyjmuje się założenie upraszczające, że zmiana nie może wystąpić we wszystkich przepustach jednocześnie. Wskutek tego jednakowa, powolna degradacja monitorowanych przepustów się nie uwidoczni. Kolejne uproszczenie zakłada, że pogłębianie degradacji wywoła zawsze wzrost współczynnika stratności. Nie jest to prawdą, gdyż w przepuście o pewnym stopniu zawilgocenia $\text{tg}\delta$ może maleć, co będzie prowadziło do błędnej identyfikacji wadliwego przepustu.

Pomimo wieloletniego rozwoju metod monitoringu on-line nadal występują w tej dziedzinie istotne problemy. Przyjmuje się długie czasy uśredniania pomiarów w celu filtracji zakłóceń. Nie jest możliwe szybkie wykrycie raptownych zmian pojemności i współczynnika stratności, wynikających na przykład z przebicia warstwy dielektryka. Stosowane metody charakteryzują się małą dokładnością oszacowania zmian parametrów przepustów, a założenia upraszczające nie przyczyniają się do precyzji i jednoznaczności wnioskowania.

5. CELE, ZAKRES PRAC I TEZY

5.1. Konieczność usprawnienia monitoringu on-line

Awaria przepustu z reguły prowadzi do poważnych zaburzeń w całym systemie elektroenergetycznym, wynikających z konieczności natychmiastowego odstawienia transformatora w celu usunięcia uszkodzenia. Ten problem omówiono szerzej i przedstawiono niektóre statystyki w punkcie 2.8.1 niniejszej pracy.

Można także przewidywać, że w bliskiej przyszłości negatywne skutki, wywołane niespodziewanymi przerwami w pracy dużych transformatorów, będą coraz większe. Wynika to z wprowadzania technologii Smart Grid, stacji bezobsługowych oraz odnawialnych źródeł energii związanych z odchodzeniem od technologii węglowych w wytwarzaniu energii elektrycznej.

Zwróćmy także uwagę na ostatnio wprowadzony reżim sanitarny oraz obostrzenia w przemieszczaniu się związane z trwającą pandemią. Spowodowały one trudności w organizacji pracy zespołów diagnostyczno-naprawczych, co ewidentnie prowadzi do opóźnień i ograniczeń realizowanych programów monitoringu off-line. Nie ma żadnej gwarancji ani pewności co do rozwoju obecnej sytuacji, ani że analogiczny kryzys nie powtórzy się w przyszłości.

Powyższe czynniki zwiększają potencjalną niestabilność sieci, którą będzie dodatkowo pogłębiał prognozowany deficyt mocy. W skrajnych przypadkach awarie pojedynczych izolatorów przepustowych mogą prowadzić do zjawisk typu „black-out”, obejmujących swym zasięgiem obszar nawet wielu krajów.

Z przeprowadzonego w poprzednich rozdziałach przeglądu konstrukcji, przyczyn powstawania defektów oraz dotychczasowych metod monitorowania pracy wysokonapięciowych przepustów transformatorowych wynika, że pożądane ograniczenie ich awaryjności jest związane z dalszym rozwojem i wdrażaniem metod on-line. Wzmacnia tę opinię ustawiczne dążenie do ograniczania bieżących kosztów, przejawiające się tendencją do wydłużania czasu eksploatacji przepustów oraz zaprzestaniem lub znacznym ograniczeniem wymian prewencyjnych.

Problemu nagłych awarii nie likwiduje postępująca wymiana przepustów OIP na przepusty produkowane w nowych technologiach RIP i ERIP, które omówiono w punkcie 2.3. Fakt ten potwierdzają doniesienia z Polski [63], Chorwacji [67], Brazylii [2], czy Rosji [19]. Należy także zwrócić uwagę, że nie są jeszcze znane długoterminowe właściwości przepustów produkowanych w nowych technologiach, które będą eksploatowane przez dziesięciolecia. Nie wiadomo również, jak wpływają na nie powszechnie obserwowane gwałtowne zmiany warunków atmosferycznych. Także ten aspekt uzasadnia przydatność monitoringu on-line i pozwala przewidywać wzrost jego znaczenia.

W miarę coraz bardziej wydłużonego czasu eksploatacji zwiększa się prawdopodobieństwo wystąpienia awarii wskutek postępującej degradacji. Procesy te, jak pokazano na rysunku 3.10, mogą rozwijać się niepostrzeżenie przez długi czas, nie dając żadnych dostrzegalnych objawów wykrywanych metodami monitoringu off-line.

Prawidłowość tę potwierdzają liczne zdarzenia, których opisy i analizę można znaleźć w literaturze, w tym w materiałach CIGRE (np. w referacie zamieszczonym w materiałach sesji z 2012 roku, opisującym przypadki zaistniałe w Brazylii [2]).

Zakłada się, że coraz szersze wprowadzanie metod monitoringu on-line będzie skutkowało zmianą strategii w zakresie zarządzania eksploatacją i przechodzeniem z obsługi off-line w trybie TBM do obsługi w trybie CBM [103]. Wtedy o czasie i zakresie przeprowadzonych testów będzie decydować rzeczywisty stan przepustu i całego transformatora, oszacowany na podstawie zaobserwowanych wielkości zmian oraz trendów zmian względem wartości granicznych [2]. Takie podejście, związane z ograniczaniem kosztów, w oczywisty sposób podnosi nadzieje związane z metodami on-line, opartymi o monitorowanie niektórych wskaźników izolacji. Rozważając zasadność stosowania tychże metod należy również wziąć pod uwagę „Standard budowy systemów stacyjnych” [96] przyjęty do stosowania w roku 2015. Wyrażono w nim konieczność obsługi sprzętu pierwotnego (transformatorów, dławików, wyłączników, przekładników, baterii kompensacyjnych) w trybie RCM, czyli ukierunkowanym na osiągnięcie założonego poziomu niezawodności całego urządzenia. Wskazano jednocześnie, że systemy monitorowania w trybie on-line są jednym z istotnych środków dla osiągnięcia tego celu.

Obecnie stosowane rozwiązania nie szacują odpowiednio dokładnie i szybko zmian wartości pojemności i współczynnika stratności dielektrycznej izolatora przepustowego. Stwierdzenie to jest bardzo mocno akcentowane w opracowaniach rosyjskich, także prezentowanych na forach międzynarodowych [19]. Zapewne wynika to z nienajlepszych doświadczeń z eksploatacji przyrządów typu KIB przedstawionych w punkcie 4.3.

Stosowanie dotychczasowych rozwiązań w niezmienionej postaci nie zapewnia wystarczającej ochrony przepustu. Uzasadnione jest zatem stwierdzenie, że poprawa dokładności pomiarów, skrócenie czasu wykrycia zmian oraz czasu reakcji na zachodzące zmiany monitorowanych parametrów są niezbędne dla efektywnej oceny trendów tych zmian i wykrywania dynamicznie rozwijających się defektów.

5.2. Założenia i tezy

W niniejszej pracy zostanie wykazane, że jest możliwa znacząca poprawa wiarygodności i efektywności monitoringu on-line, dzięki wprowadzeniu nowych rozwiązań do metody napięciowej względnej monitorowania wysokonapięciowych przepustów transformatorowych. Do dalszych prac wybrano tą metodę, ponieważ w stosunku do metod omówionych w pkt. 4.2, posiada ona szereg następujących zalet:

- a) Jest stosunkowo bezpieczna dla przepustu, gdyż przy braku ciągłości połączenia do układu pomiarowego, spowodowanego uszkodzeniem przewodu, złącz lub elementów elektronicznych nie dochodzi do wzrostu napięcia wynikającego z braku impedancji pomiędzy zaciskiem pomiarowym, a potencjałem masy.

- b) Jest bardziej odporna na zakłócenia w porównaniu do wszystkich odmian metody prądowej, gdyż sygnał pomiarowy to sygnał o stosunkowo wysokim napięciu, wynoszącym około 40 V AC. Przy właściwym doborze przewodów o małych przekrojach i ich stosownym zaekranowaniu jest możliwe uzyskanie dużego stosunku sygnału użytecznego do szumów. W odmianach metody prądowej należy stosować przewody o dużych przekrojach, nawet rzędu 10 mm², aby ograniczyć zakłócenia [7]. Tak duże przekroje znacznie utrudniają montaż instalacji.
- c) Jest możliwe stosunkowo łatwe konstruowanie układów pomiarowych z separacją galwaniczną, co ma kluczowe znaczenie dla ich dokładności, pewności działania i odporności na zakłócenia stacyjne. W metodach prądowych jednym z największych problemów jest istnienie rozległych, nieseparowanych galwanicznie układów pomiarowych, narażonych na działanie prądów błędzących, które występują w otoczeniu transformatora energetycznego. Według niektórych doniesień, wskazanych w punkcie 4.3, brak separacji galwanicznej jest bardzo prawdopodobną przyczyną niestabilnej pracy tego typu układów, uszkodzeń układów pomiarowych, a nawet uszkodzeń izolatorów przepustowych.

Na podstawie analizy dotychczasowych rozwiązań przyjęto, że przyczyną niewystarczającej dokładności i zbyt długiego czasu uśredniania wyników (w niektórych rozwiązaniach nawet do 24. godzin!) w szacowaniu zmian współczynnika stratności i pojemności przepustu w metodach on-line jest nieuwzględnianie chwilowych fluktuacji amplitud i kątów fazowych napięć mierzonych na zaciskach pomiarowych, czyli asymetrii sieci. Fluktuacje te występują zwłaszcza w głębi sieci elektroenergetycznej i są spowodowane nierównomiernym obciążeniem poszczególnych faz mocą bierną i czynną. Na tę przyczynę wskazuje także literatura, np. cytowane już opracowanie amerykańskie [55], rosyjskie [19], francuskie [103], a także polskie [10], nie podając jednak metody rozwiązania problemu.

W niniejszej pracy założono, że powyższe dysfunkcje można usunąć dzięki wprowadzeniu korekty do obliczeń pojemności przepustu oraz współczynnika stratności, która niweluje niekorzystny wpływ chwilowych zmian amplitudy i kątów napięć mierzonych na zaciskach pomiarowych izolatorów przepustowych.

Założono, że odpowiednie współczynniki korekcyjne będą wyznaczone na podstawie wartości napięcia liniowego, zmierzonego na liniach doprowadzonych do monitorowanych izolatorów przepustowych. Przyjęto, że takie podejście wymaga opracowania procedury skalowania całego układu pomiarowego, wymaganej dla eliminacji przesunięć kątowych, wprowadzanych przez przekładniki napięciowe.

Przyjęto również, że dla zwiększenia stabilności wyników uzyskiwanych z modułu monitoringu, konieczne jest uwzględnienie wpływu temperatury, chwilowo zmieniającego właściwości izolatorów przepustowych i warunki pomiarów. Wskazują na to między innymi opracowania omawiające wpływ temperatury i innych warunków atmosferycznych na pomiary wskaźników izolacji [1], [69], [74].

W związku z powyższym, sformułowano następujące tezy:

- a) Zrealizowanie przyjętych założeń umożliwi uzyskanie pomiarów o mniejszej niepewności, a także zwiększenie dokładności oszacowania zmian monitorowanych parametrów i skrócenie okresu uśredniania wyników.
- b) Zastosowanie nowoczesnych układów elektronicznych próbkujących napięciowe sygnały pomiarowe z częstotnością kilku megaherców umożliwi pomiar i rejestrację przebiegów przebiegów napięć łączeniowych i zaburzeń burzowych. Korelacja tych zaburzeń z ewentualnymi gwałtownymi zmianami pojemności i współczynników stratności przepustów umożliwi identyfikację przebiecia warstw izolacyjnych rdzenia przepustu. Powyższa funkcjonalność może być także wykorzystana do analizy wielofazowych zaburzeń występujących na stacjach energetycznych zobrazowanych w przebiegach napięć zarejestrowanych na zaciskach pomiarowych. Dzięki temu możliwe jest stwierdzenie niektórych rodzajów wewnętrznych uszkodzeń transformatora oraz stwierdzenie symptomów niesprawności instalacji i urządzeń odgromowych. Dodatkowo wpłynie to na zwiększenie przydatności monitoringu on-line izolatorów przepustowych.
- c) Integracja modułu monitoringu przepustów z systemem monitoringu on-line transformatora TLM (ang. Transformer Life Monitoring) i stacijnym Systemem Sterowania i Nadzoru (SSiN), nazywanym również systemem dyspozytorskim, rozszerzy możliwości nadzoru stanu przepustów, dzięki analizie korelacji monitorowanych parametrów z obciążeniem transformatora i zewnętrznymi warunkami atmosferycznymi. Pozwoli to na podjęcie decyzji o zaplanowaniu dodatkowych badań off-line lub nawet o natychmiastowym zawieszeniu eksploatacji.

5.3. Zakres prac

W celu udowodnienia sformułowanych tez zaplanowano przeprowadzenie szeregu poniższych prac analitycznych oraz projektowo-konstrukcyjnych:

- a) Opracowanie modelu matematycznego do wyznaczania monitorowanych parametrów izolacji z uwzględnieniem korekt asymetrii napięć liniowych.
- b) Opracowanie algorytmu obliczeń parametrów izolacji oraz wskazania przepustów, w których rozwija się defekt.
- c) Zaprojektowanie konstrukcji i wykonanie sondy pomiarowej, dostosowanej do umieszczenia w różnego typu gniazdach pomiarowych lub napięciowych izolatora przepustowego.
- d) Zaprojektowanie i wykonanie wielokanałowego przetwornika pomiarowego do pomiaru napięć i rejestracji przebiegów, przesyłanych przez sondy pomiarowe, a także przeznaczonego do pomiaru referencyjnych napięć liniowych.
- e) Oprogramowanie wykonanych urządzeń, tak aby uzyskać w pełni funkcjonalny moduł monitorowania izolatorów przepustowych.
- f) Analiza zarejestrowanych wyników pomiarów.

Powyżej wyszczególnione modele i algorytmy, a także rezultaty prac konstrukcyjnych, przedstawiono w osobnym rozdziale niniejszej pracy, omawiającym zaprojektowany moduł monitoringu przepustów.

Powyżej opisana metoda wyznaczenia wartości współczynnika stratności dielektrycznej wymagała opracowania układu pomiarowego, który będzie mierzył bardzo małe przesunięcia kątowe, pokazane w tabeli 4.5, z niepewnością wystarczająca do wykrycia zmian wartości $\text{tg}\delta$. Zadanie to stanowiło duże wyzwanie konstruktorskie, a pozytywny rezultat warunkował powodzenie całego przedsięwzięcia.

Opracowane urządzenia należało poddać testom i próbom w celu weryfikacji ich właściwości pomiarowych i przydatności do pracy w warunkach stacji elektroenergetycznych. Zestawienie i rezultaty testów przedstawiono w jednym z punktów kolejnego rozdziału pracy, a wyniki pomiarów i obliczeń wraz z opisem metod i stanowisk pomiarowych zawarto w załączniku A.

Zaplanowano, że zakończenie z sukcesem prac projektowo-konstrukcyjnych, potwierdzone pozytywnymi rezultatami testów, umożliwi integrację skonstruowanych urządzeń z istniejącym systemem TLM oraz z SSiN, a także pożądaną rozbudowę funkcjonalności monitoringu przepustów w kierunku systemu nadzoru przepustów. Zaprojektowane i wdrożone rozwiązania w tym zakresie przedstawiono w osobnym rozdziale pracy.

Przyjęto, że dopiero wdrożenie opracowanych urządzeń i ich integracja z systemem stacyjnym umożliwi ich ostateczną ocenę. W kolejnym rozdziale pracy omówiono wyniki otrzymane w rzeczywistych warunkach stacyjnych, pozwalające na zweryfikowanie skuteczności wprowadzonych rozwiązań.

6. MODUŁ MONITORINGU IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH

6.1. Model matematyczny dla wyznaczenia zmian C_1 oraz $\text{tg}\delta$

Opierając się na przesłankach przedstawionych w pkt. 5.2, wybrano metodę napięciową względną dla wyznaczenia zmian pojemności C_1 oraz $\text{tg}\delta$ izolatorów przepustowych, zainstalowanych po stronie wysokiego i niskiego napięcia.

Niezbędne zwiększenie dokładności wyznaczania monitorowanych wskaźników izolacji, wymagało zmodyfikowania zależności matematycznych, wykorzystywanych w metodzie napięciowej tak, aby było możliwe uwzględnienie chwilowych wartości skutecznych i kątów fazowych napięć liniowych.

Przyjęto, że wartości chwilowe pomiarów RMS oraz modułów i kątów fazowych wektorów napięć liniowych, doprowadzonych do zacisków liniowych izolatorów przepustowych, będą dostępne w układzie obliczającym monitorowane wskaźniki izolacji. Jest to technicznie trudne do spełnienia, ponieważ napięcie na stacji energetycznej jest mierzone za pomocą przekładników napięciowych, usytuowanych niekiedy w znacznej odległości od transformatora. Rozwiązanie tego problemu zostanie przedstawione podczas omawiania układu pomiarowego.

Ponadto przekładniki pomiarowe wprowadzają przesunięcia fazowe, które należało skorygować. Osiągnięto to za pomocą procedury skalowania wprowadzonej w rzeczywistym układzie pomiarowym.

Wyznaczenie pojemności przepustu

Pojemność względną przepustu C_1 , zainstalowanego w dowolnej fazie A , B , C transformatora po stronie wysokiego lub niskiego napięcia, można wyznaczyć na podstawie zależności (4.4). W tym celu należy znać następujące wielkości:

- wartość skuteczną napięcia U , na linii doprowadzonej do przepustu,
- wartość skuteczną napięcia V , zmierzonego na zacisku pomiarowym,
- wartość tak zwanej pojemności wzorcowej C_w .

W prezentowanym rozwiązaniu wartość C_w wyznaczono na podstawie zależności (4.5) podczas skalowania układu pomiarowego. Przyjęto wartość pojemności C_{1p} równą wartości C_1 , uzyskanej podczas pomiarów metodą tradycyjną. Ponieważ pojemności C_1 oraz C_w tworzą dzielnik pojemnościowy, to uwzględnienie stosunku rzeczywistej wartości napięcia U do napięcia V wprowadza do modelu rzeczywistą przekładnię napięciową tego dzielnika, wynikającą ze stosunku pojemności izolatora przepustowego C_1 do pojemności C_w występującej w układzie pomiarowym.

Można zatem stwierdzić, że:

- początkowa wartość pojemności C_1 wyznaczana na podstawie zależności (4.4), po skalowaniu według (4.5), będzie równa wartości C_{1p} ,
- stosunek napięcia U do V nie będzie się zmieniał podczas zmian napięcia U wynikających z chwilowych zmian napięcia w sieci elektroenergetycznej.

W związku z powyższym, jeśli zmiany wartości napięcia V będą wynikały jedynie ze zmian napięcia U w sieci, to pojemność C_1 wyznaczona na podstawie zależności (4.4) będzie stała. Jeśli jednak zmiany napięcia V nie będą wywołane zmianami napięcia U , to będą one odwzorowywały zmiany pojemności C_1 przepustu. Pojemność C_1 zostanie wyznaczona względem tych zmian odniesionych do pojemności początkowej przepustu. Z tej przyczyny omawianą metodę nazywa się „względna”.

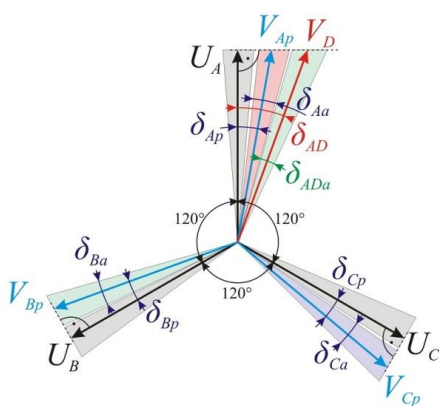
Należy pamiętać, że zmiana napięcia V zostanie zaobserwowana również wtedy, gdy zmieni się pojemność C_w , na przykład z powodu uszkodzenia kondensatorów zainstalowanych w sondzie pomiarowej.

Trzeba podkreślić, że dotychczas w omawianej metodzie nie korzystano z wartości napięcia na zaciskach przepustu do wyznaczenia pojemności C_1 . Przyjmowano wartość U równą napięciu znamionowemu sieci! Było to źródłem dużych błędów, które niwelowano poprzez niekiedy całodobowe uśrednianie wyników.

Wyznaczanie $\text{tg}\delta$

Poniższe rozważania na temat wyznaczania wartości $\text{tg}\delta$ ograniczymy do izolatorów przepustowych jednej strony transformatora, przyjmując, że otrzymane zależności będą także słuszne dla przepustów drugiej strony.

W metodzie napięciowej względnej, $\text{tg}\delta$ można wyznaczyć na podstawie pomiarów kąta pomiędzy wektorami napięć V_{Ap} , V_{Bp} , V_{Cp} , mierzonymi na zaciskach pomiarowych przepustów. Tę metodę ilustruje rysunek 4.7, a formuła 4.7 podaje odpowiednie zależności dla jednej z faz. Pomiary dają wyniki zmienne w czasie, ponieważ położenie poszczególnych wektorów napięć na zaciskach pomiarowych zmienia się. Ilustruje to rysunek 6.1, na którym kąty δ_{Aa} , δ_{Ba} , δ_{Ca} obrazują zmiany położenia wektorów napięć V_{Ap} , V_{Bp} , V_{Cp} , a kąt δ_{ADa} odzwierciedla fluktuacje zmienionego położenia wektora napięcia V_{AD} , wywołanego wzrostem współczynnika $\text{tg}\delta$ w izolatorze przepustowym A.



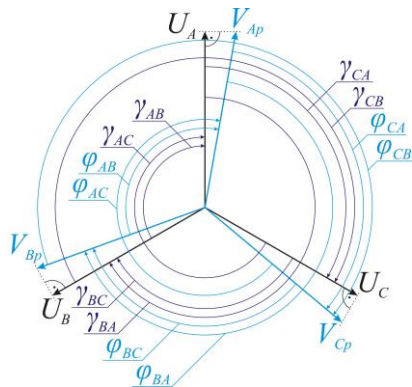
Rys. 6.1. Wpływ asymetrii napięć fazowych na pomiary kątów między wektorami napięć na zaciskach pomiarowych

Zmienność położenia wektorów V_{Ap} , V_{Bp} , V_{Cp} jest spowodowana zmianami asymetrii kątowej napięć fazowych U_A , U_B , U_C w liniach. Znajomość kątów fazowych dla tych napięć pozwoliłaby zatem na wprowadzenie korekt w wartościach kątów mierzonych na zaciskach pomiarowych, a tym samym na znaczącą poprawę stabilności pomiaru współczynnika stratności przepustu.

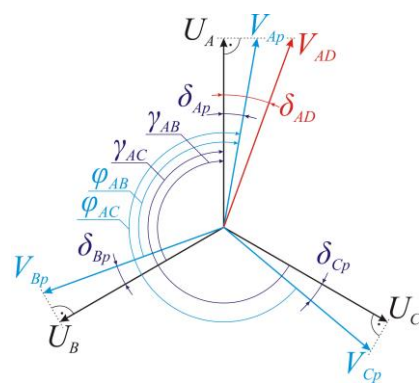
Przyjęto, że znane są następujące wielkości:

- wartości kątów φ_{AB} , φ_{AC} , φ_{BC} , φ_{BA} , φ_{CA} , φ_{CB} , mierzone na zaciskach pomiarowych przepustów, gdzie odpowiednio kąt φ_{AB} oznacza kąt wektora V_{Ap} względem wektora V_{Bp} , kąt φ_{AC} oznacza kąt wektora V_{Ap} względem wektora V_{Cp} . Analogiczną zasadę oznaczania dla kątów wektora V_{Bp} oraz V_{Cp} ilustruje rysunek 6.2
- wartości kątów fazowych γ_{AB} , γ_{AC} , γ_{BC} , γ_{BA} , γ_{CA} , γ_{CB} , wektorów napięć U_A , U_B , U_C , gdzie odpowiednio kąt γ_{AB} oznacza kąt wektora U_A względem wektora U_B , kąt γ_{AC} oznacza kąt wektora U_A względem wektora U_C . Analogiczną zasadę, przyjętą dla kątów wektora U_B oraz U_C , ilustruje rysunek 6.2
- wartości współczynników stratności dielektrycznej $\text{tg}\delta_{Ap}$, $\text{tg}\delta_{Bp}$, $\text{tg}\delta_{Cp}$ otrzymane za pomocą pomiarów metodą tradycyjną.

Założmy, że wzrosnie wartość $\text{tg}\delta$ w przepuście A, jak pokazano na rysunku 6.3. Ten wzrost będą odzwierciedlały pomiary kąta φ mierzonego względem fazy B oraz fazy C. Wyniki pomiarów tych kątów oznaczymy odpowiednio φ_{AB} oraz φ_{AC} .



Rys. 6.2. Wyznaczane kąty γ między wektorami fazowymi oraz kąty φ między wektorami na zaciskach pomiarowych



Rys. 6.3. Zmiany kątów fazowych, wynikające ze wzrostu współczynnika $\text{tg}\delta$ w fazie A

Zgodnie z założeniami, znając wartości kątów fazowych γ_{AB} , γ_{AC} oraz wartości δ_{Bp} , δ_{Cp} , można wyznaczyć dwie wartości względne współczynnika stratności:

- wartość $\text{tg}\delta_{AwB}$; wyznaczoną dla przepustu A, względem przepustu B:

$$\text{tg}\delta_{AwB} = \text{tg}[(\varphi_{AB} - \gamma_{AB}) \times \pi/180 + \text{arctg}(\text{tg}\delta_{Bp})], \quad (6.1)$$

- wartość $\text{tg}\delta_{AwC}$; wyznaczoną dla przepustu A, względem przepustu C:

$$\text{tg}\delta_{AwC} = \text{tg}[(\varphi_{AC} - \gamma_{AC}) \times \pi/180 + \text{arctg}(\text{tg}\delta_{Cp})]. \quad (6.2)$$

Analogicznie dla pozostałych przepustów B oraz C otrzymamy:

$$\operatorname{tg}\delta_{BwC} = \operatorname{tg}[(\varphi_{BC} - \gamma_{BC}) \times \pi/180 + \operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\delta_{Cp})], \quad (6.3)$$

$$\operatorname{tg}\delta_{BwA} = \operatorname{tg}[(\varphi_{BA} - \gamma_{BA}) \times \pi/180 + \operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\delta_{Ap})], \quad (6.4)$$

$$\operatorname{tg}\delta_{CwA} = \operatorname{tg}[(\varphi_{CA} - \gamma_{CA}) \times \pi/180 + \operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\delta_{Ap})], \quad (6.5)$$

$$\operatorname{tg}\delta_{CwB} = \operatorname{tg}[(\varphi_{CB} - \gamma_{CB}) \times \pi/180 + \operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\delta_{Bp})], \quad (6.6)$$

W rezultacie powyższych obliczeń otrzymamy dwie, względne wartości współczynnika stratności dla każdego przepustu. Należy zatem przeprowadzić analizę, które z tych wartości odpowiadają rzeczywistej zmianie współczynnika stratności dielektrycznej, zakładając że:

- $\operatorname{tg}\delta$ przepustu może się zwiększyć w jednej lub w dwóch fazach,
- wzrost $\operatorname{tg}\delta$ w dwóch fazach może nie być jednakowy,
- jednakowa zmiana $\operatorname{tg}\delta$ we wszystkich przepustach nie zostanie rozpoznana.

Wspomnianą powyżej analizę przeprowadzimy w poniższych krokach:

- a) Wyznaczenie przyrostu wartości względnych współczynników stratności dielektrycznej, wyznaczonych za pomocą zależności 6.1 do 6.6, w stosunku do wartości $\operatorname{tg}\delta_p$, otrzymanych z pomiarów dla przepustów A, B, C :

$$\Delta\operatorname{tg}\delta_{AwB} = \operatorname{tg}\delta_{AwB} - \operatorname{tg}\delta_{Ap}, \quad (6.7)$$

$$\Delta\operatorname{tg}\delta_{AwC} = \operatorname{tg}\delta_{AwC} - \operatorname{tg}\delta_{Ap}, \quad (6.8)$$

$$\Delta\operatorname{tg}\delta_{BwC} = \operatorname{tg}\delta_{BwC} - \operatorname{tg}\delta_{Bp}, \quad (6.9)$$

$$\Delta\operatorname{tg}\delta_{BwA} = \operatorname{tg}\delta_{BwA} - \operatorname{tg}\delta_{Bp}, \quad (6.10)$$

$$\Delta\operatorname{tg}\delta_{CwA} = \operatorname{tg}\delta_{CwA} - \operatorname{tg}\delta_{Cp}, \quad (6.11)$$

$$\Delta\operatorname{tg}\delta_{CwB} = \operatorname{tg}\delta_{CwB} - \operatorname{tg}\delta_{Cp}, \quad (6.12)$$

- b) Sprawdzenie czy jest para wartości wyznaczonych zależnościami 6.7 do 6.12, dla jednego z przepustów A, B, C , której oba elementy są mniejsze od zera.

Jeżeli tak, to kontynuuj „c”. W przeciwnym razie przejdź do „d”

- c) Dla wybranego przepustu $P_{(A,B,C)}$ w kroku b wartość współczynnika stratności dielektrycznej nie wzrosła. Przyjmujemy, że wartość ta wzrosła w dwóch pozostałych przepustach. Dla wyznaczonego $P_{(A,B,C)}$ w kroku b, przyjmujemy wartość $\operatorname{tg}\delta_{(A,B,C)p}$. Dla pozostałych przepustów przyjmujemy wartości względne, wyznaczone względem przepustu $P_{(A,B,C)}$ i przechodzimy do kroku g.

- d) Sprawdzenie czy istnieje para wartości dla jednego z przepustów A, B, C , która jest większa od zera.

Jeżeli tak, to kontynuuj „e”. W przeciwnym razie przejdź do „f”

- e) Wartość $\operatorname{tg}\delta_{(A,B,C)}$ wzrosła w wyznaczonym $P_{(A,B,C)}$ w kroku d. Przyjmujemy tę wartość równą średniej z sumy wartości wyznaczonych względem pozostałych przepustów, w których wartość się nie zmieniła. W przepustach, w których

zmiana nie nastąpiła, przyjmujemy wartości początkowe wyznaczone metodą tradycyjną i przechodzimy do kroku g.

- f) Wartość $\text{tg}\delta$ się nie zmieniły. Dla każdego przepustu przyjmujemy wartości średnie, według 6.13 do 6.15 i przechodzimy do kroku g.

$$\text{tg}\delta_{As} = \frac{\text{tg}\delta_{AwB} + \text{tg}\delta_{AwC}}{2}, \quad (6.13)$$

$$\text{tg}\delta_{Bs} = \frac{\text{tg}\delta_{BwC} + \text{tg}\delta_{BwA}}{2}, \quad (6.14)$$

$$\text{tg}\delta_{Cs} = \frac{\text{tg}\delta_{CwA} + \text{tg}\delta_{CwB}}{2}. \quad (6.15)$$

- g) Przeprowadzamy działania a-do-f dla przepustów drugiej strony transformatora.

Po jednokrotnym wykonaniu powyższej procedury otrzymamy sześć względnych wartości współczynnika stratności dielektrycznej. Na dokładność wyznaczenia tych wartości będzie wpływało opóźnienie przekazywania pomiarów referencyjnych, a także zaburzenia wywołane gwałtownymi zmianami napięcia liniowego. Założono zatem, że w rzeczywistej procedurze wyznaczania tych współczynników zostanie zastosowana filtracja wyników.

6.2. Układ monitorowania w trybie on-line

6.2.1. Projekt rozwiązania

Przed przystąpieniem do prac konstrukcyjnych należało określić, jaka będzie struktura i jak będzie działał cały system monitorowania izolatorów przepustowych. Bez takich założeń nie byłoby możliwe zaprojektowanie konkretnych funkcji urządzeń, powiązań komunikacyjnych, oprogramowania konfiguracyjnego.

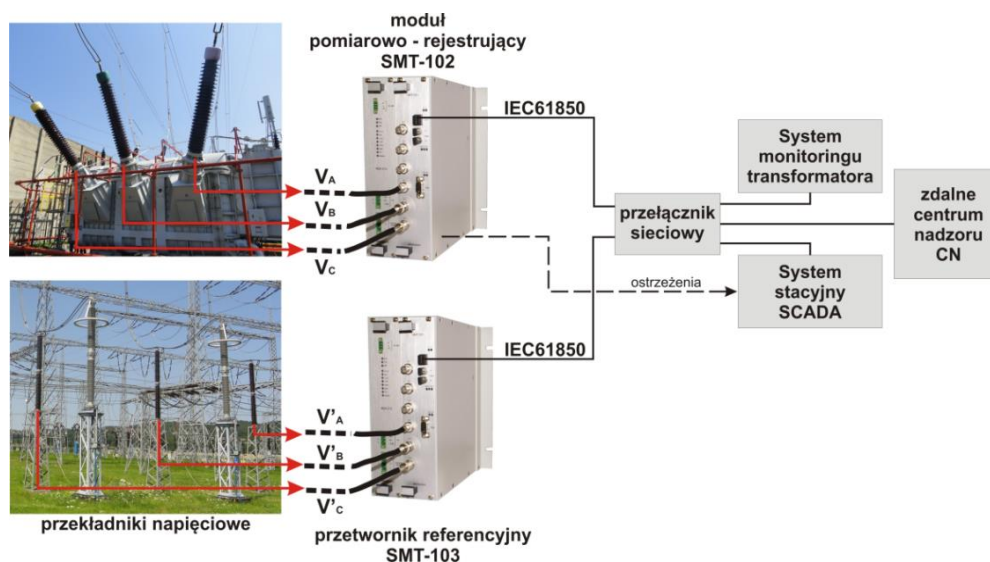
Przyjęto, że monitoring izolatorów przepustowych będzie bazował na obserwowaniu zmian wskaźników izolacji, wyznaczonych według modelu opisanego w punkcie 6.1, z uwzględnieniem oddziaływania przepięć i stanów nieustalonych, występujących na stacji elektroenergetycznej.

W tym celu w gniazdach pomiarowych lub napięciowych izolatorów przepustowych zostaną umieszczone pojemnościowe sondy pomiarowe CPT-002. Napięcia z sond zostaną doprowadzone do modułu pomiarowo-rejestrującego typu SMT-102, umieszczonego w szafce pomiarowej, zainstalowanej na kadzi monitorowanego transformatora. Z uwagi na lokalizację urządzenia, implikującą bardzo trudne środowiskowe warunki pracy i bezpośrednią współpracę z obwodami pierwotnymi stacji, zdecydowano się na oparcie konstrukcji tego urządzenia o normę produktową PN- EN 60255-1 [76], właściwą dla konstrukcji zabezpieczeń cyfrowych.

Założono, że w module SMT-102 będą realizowane algorytmy wyznaczenia pojemności C_1 oraz $\text{tg}\delta$. Będą także identyfikowane, zliczane i rejestrowane przepięcia, którym poddawany jest izolator przepustowy. Zostanie również zaimplementowana funkcja rejestracji przebiegów oscylograficznych wykrytych zaburzeń.

Przyjęto, że w polu pomiarów napięć, doprowadzonych do monitorowanych przepustów strony górnego i strony dolnego napięcia transformatora, zostanie umieszczony przetwornik referencyjny SMT-103. Zadaniem tego układu będzie pomiar parametrów napięć, niezbędnych do korekcji asymetrii. SMT-103 będzie różnił się fizycznie od SMT-102 jedynie rodzajem zastosowanych złączy. Zostaną one dostosowane do okablowania doprowadzanego z listew pośredniczących przekładników napięciowych do układów pomiarowych na podstacjach energetycznych, wykonywanego na ogół giętkim przewodem o przekroju $0,7 \text{ mm}^2$. Właściwości pomiarowe tego układu będą takie same jak SMT-102, ale będą one określone przez inne pliki konfiguracyjne. SMT-103 będzie przekazywał dane pomiarowe do SMT-102 w formie komunikatów GOOSE, w standardzie PN-EN 61850 [87].

Na rysunku 6.4 przedstawiono powyższe urządzenia oraz ich powiązanie z systemem monitoringu transformatora i stacyjnym systemem sterowania i nadzoru.



Rys. 6.4. Powiązania komunikacyjne poszczególnych urządzeń i systemów w monitoringu on-line izolatorów przepustowych

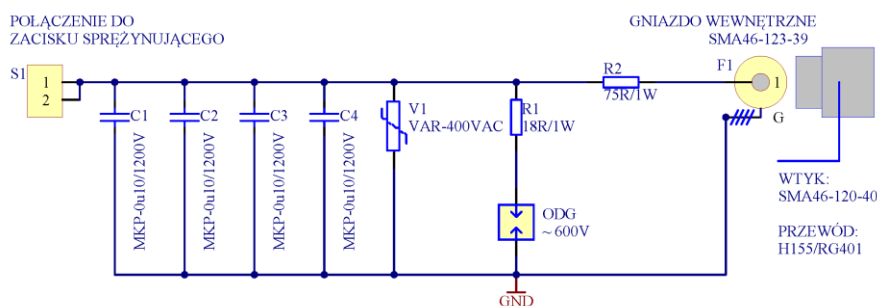
Przewidziano, że wartości parametrów, zarejestrowane przebiegi zakłóceniami oraz informacje o przekroczeniu poszczególnych wartości kryterialnych będą przekazywane do TLM w przywołanym standardzie [87] lub innym protokole sieciowym. Założono, że informacje o przekroczeniu wartości kryterialnych będą bezpośrednio przekazywane do SSiN w postaci ostrzeżeń i alarmów. Zostanie do tego wykorzystana infrastruktura sieciowa stacji, to znaczy przełączniki sieciowe, routery oraz łącza światłowodowe. Przyjęto, że urządzenia SMT-102 oraz SMT-103 będą mogły być zdalnie parametryzowane z poziomu centrów nadzoru poprzez korporacyjne łącza sieciowe.

W celu realizacji omawianego rozwiązania niezbędne było zaprojektowanie, wykonanie i uruchomienie sond pomiarowych CPT-102 oraz urządzeń SMT-102 i SMT-103. Wymagane było również połączenie ich w moduł monitoringu przepustów. Konstrukcję i właściwości tych urządzeń omówiono w dalszej części pracy.

6.2.2. Konstrukcja sond pomiarowych

Zaprojektowano pojemnościowe sondy pomiarowe CPT, które są instalowane w gniazdach pomiarowych izolatorów przepustowych i funkcjonują na zasadzie dzielnika pojemnościowego (rys. 4.14). Wartość pojemności C_w dobrano według zależności 4.2. Przyjęto zasadę, że niezależnie od pojemności C_1 przepustu, podawanej przez producenta, wartość pojemności C_w dobiera się tak, aby na wyjściu dzielnika występowało napięcie skuteczne o wartości od 30 do 80V. Schemat elektryczny zaprojektowanej sondy jest pokazany na rysunku 6.5.

W korpusie sondy, szczelnie zamykanym za pomocą nakrętki z uszczelką, jest zainstalowany zespół kondensatorów C1-4, tworzący dzielnik pojemnościowy z pojemnością C_1 przepustu. Warystor VAR, dobrany na napięcie 400 V RMS oraz iskiernik ODG, dobrany na napięcie 600V RMS wraz z rezystorem R1 ograniczającym prąd występujący w trakcie zadziałania iskiernika, zabezpieczają zespół kondensatorów przed uszkodzeniem przepięciowym. Mierzony sygnał jest wyprowadzony poprzez rezystor dopasowujący R2, do wewnętrznego złącza typu SMA46-123-39. Złącze to ułatwia montaż układu elektronicznego we wnętrzu korpusu sondy i doprowadzenie sygnału do wodoodpornego złącza Suriau ITO, umieszczonego w nakrętce zamykającej korpus sondy. Do wtyku tego złącza dołączony jest przewód koncentryczny typu RG401 lub H155, którym sygnał z trzpienia gniazda pomiarowego jest doprowadzony do układu pomiarowego.



Rys. 6.5. Schemat elektryczny pojemnościowej sondy pomiarowej typu CPT-102

Izolatory przepustowe posiadają różnorodne typy gniazd, omówione w punkcie 2.3.2 niniejszej pracy. Opracowano zatem kilka wersji konstrukcyjnych sond, pokazanych w tabeli 6.1. Wspólne cechy wszystkich wersji zestawiono w tabeli 6.2.

Tabela 6.1. Wersje wykonania sond pomiarowych typu CPT-001

Typ sondy	CPT-001-112/1400	CPT-001-212/400	CPT-001-111/1400	CPT-001-221/1460
napięcie	400kV	110kV	400kV	400kV
pojemność	1880nF	400nF	1880nF	1460nF
rodzaj złącza	UTS*	UTS*	UTO	UTS
typ gniazda	B	B	B	ze sprężyną
rodzaj gwintu	M16x1,5	M16x1,5	M16x1,5	M26x1,75
wymiary	55x78mm	85x48mm	85x78mm	85x48mm

*lub złącze Souriau UTO

Tabela 6.2. Wspólne parametry sond pomiarowych CPT-001

Parametr	Wartość
Nominalne napięcie robocze (AC)	30-80 V
Nominalna częstotliwość pracy	50 Hz
Impedancja wyjściowa	50 Ω
Typ kabla łączeniowego	RG400
Typ złącza od strony urządzenia SMT	wtyk BNC

Sondy pracują w takich samych warunkach środowiskowych jak przepusty. Dobierając komponenty i projektując obudowy sond, zastosowano szereg poniższych rozwiązań konstrukcyjnych, zwiększających odporność na oddziaływania atmosferyczne, termiczne, mechaniczne oraz zaburzenia elektromagnetyczne.

Czynniki atmosferyczne

Zaobserwowano, że wilgoć we wnętrzu sondy powoduje błędne wskazania i może doprowadzić do jej uszkodzenia. Wilgoć może wnikać do wnętrza sondy podczas opadów atmosferycznych, a także pojawiać się wskutek zjawisk kondensacyjnych. Należy zatem zapewnić jej szczelność oraz uniemożliwić wewnętrzną kondensację pary wodnej. W tym celu, w nakręcanej pokrywie sondy, zaprojektowano uszczelkę typu „oring”. Zastosowano także pokrycie elastyczną masą hydrofobową powierzchni obwodu drukowanego oraz komponentów elektronicznych.

Obudowy sond pochromowano, aby chronić je przed korozją i zmniejszyć nagrzewanie wskutek działania promieni słonecznych.

Czynniki termiczne

Analizując normę [75], w punkcie 2.6.1 przytoczono wartości minimalnej temperatury pracy przepustu, a także wartości maksymalnych temperatur, jakie mogą osiągać metalowe elementy przepustów stykające się z izolacją. Podano także maksymalną wartość przyrostu temperatury 60 °C dla połączenia gwintowego oraz przyjętą uśrednioną temperaturę maksymalną otaczającego powietrza 30 °C. Sonda jest wkręcana w gniazdo pomiarowe, czyli jest elementem zewnętrznym kołnierza przepustu, dołączonym połączeniem śrubowym. Sonda jest chłodzona powietrzem otaczającym transformator. Jest ona wykonana z materiału dobrze przewodzącego

ciepło, a powierzchnia styku z kołnierzem przepustu jest niewielka w stosunku do jej całkowitej powierzchni. Na tej podstawie przyjęto, że temperatura sondy może wzrosnąć maksymalnie do 90°C czyli o wartość 60°C dopuszczalną dla połączenia gwintowego – względem maksymalnej temperatury otoczenia wynoszącej 30°C.

Sonda może okresowo osiągać temperaturę zbliżoną do temperatury kołnierza izolatora przepustowego. Przyjęto, że dobrym oszacowaniem temperatury sondy T_s będzie średnia z sumy temperatury otoczenia T_a oraz temperatury górnej warstwy oleju T_o . Takie oszacowanie jest przyjmowane w pomiarach off-line wskaźników izolacji izolatorów przepustowych [27].

Projektując układ elektroniczny umieszczony we wnętrzu sondy, założono zastosowanie kondensatorów polipropylenowych typu MKP o napięciu maksymalnym nie niższym niż 850 VDC, odpowiadającym ciągle wytrzymywanemu napięciu 450 VAC i nominalnej temperaturze pracy od -40°C do +85°C. Kondensatory tego typu charakteryzują się liniowym, ujemnym współczynnikiem temperaturowym 200ppm/°C dla zmiany pojemności w całym dopuszczalnym zakresie temperaturowym [99]. Mogą one okresowo do 1000 godzin pracować w temperaturze 110 °C przy zmniejszonym o 30 % maksymalnym napięciu pracy. Wraz ze wzrostem temperatury obniża się napięcie robocze kondensatora. Zwrócono uwagę, aby to napięcie w podwyższonej temperaturze nadal było wyższe niż napięcie zadziałania warystora zabezpieczającego przed przepięciami.

Napreżenia mechaniczne

Elementy elektroniczne sondy są mocowane elastycznym klejem do obwodu drukowanego. Zastosowano także uszczelki typu „oring” we wkręcanym połączeniu sondy do gniazda przepustu. Bardzo niebezpieczne mogłoby być poluzowanie połączenia pomiędzy trzpieniem pomiarowym gniazda, a połączeniem do układu elektroniki sondy. Aby zminimalizować to niebezpieczeństwo, zaprojektowano sprężynujący styk zapewniający ciągły kontakt elektryczny z trzpieniem.

Zaburzenia elektromagnetyczne

Zespół kondensatorów $C_1 - C_4$, umieszczony w korpusie sondy jest narażony na przepięcia, które mogą przenosić się poprzez pojemność przepustu, a także indukować się w przewodach doprowadzających sygnały. Kondensatory $C_1 - C_4$ posiadają maksymalne napięcie robocze 850 V DC. W celu zabezpieczenia przed przepięciami zastosowano iskiernik o napięciu zapłonu 600 V oraz warystor na napięcie 400 V. Iskiernik dodatkowo zabezpieczono rezystorem wysokonapięciowym, ograniczającym prąd zadziałania.

Korpusy sond są wykonane z mosiądzu i połączone gwintowym, przewodzącym połączeniem do uziemionej obudowy przepustu. Obudowa sondy ekranuje zatem wewnętrzny układ od zaburzeń elektromagnetycznych. Aby dodatkowo zminimalizować wpływ tych zaburzeń na jakość sygnału pomiarowego, wszystkie połączenia są wykonane kablami ekranowanymi. Odporność sondy oraz całego układu

pomiarowego na zaburzenia elektromagnetyczne zweryfikowano laboratoryjnie podczas badań przedstawionych w dalszej części pracy.

Poszczególne wykonania sond pomiarowych zaprezentowano na rysunkach od 6.6 do 6.9. Różnice w wielkości sond wynikają z dostępności miejsca nad kołnierzem przepustu potrzebnego do jej zamontowania. W niektórych przepustach miejsce to jest dodatkowo ograniczone śrubami mocującymi kołnierz, które znacznie utrudniają montaż. Taką sytuację pokazuje rysunek 6.10.

Konstrukcję obudowy sondy należy także dostosować do rodzaju gwintu i wykonania zacisku pomiarowego, znajdującego się w gnieździe pomiarowym.



Rys. 6.6. Sonda typu CPT-001-112/1400



Rys. 6.7. Sonda typu CPT-001-212/400



Rys. 6.8. Sonda typu CPT-001-111/1400



Rys. 6.9. Sonda typu CPT-001-221/1460



Rys. 6.10. Śruby mocujące kołnierz izolatora przepustowego, utrudniające montaż sondy pomiarowej

6.2.3. Przetwornik pomiarowy

W celu weryfikacji przyjętych algorytmów monitoringu wysokonapięciowych izolatorów przepustowych zaprojektowano, wykonano, przetestowano i uruchomiono na obiekcie specjalizowany moduł pomiarowo-rejestrujący SMT-102.

Założenia

Przyjęto, że w skład modułu będzie wchodzić karta wielokanałowego przetwornika pomiarowego. Częstość próbkowania sygnałów będzie nie mniejsza niż 2 miliony próbek/s. Umożliwi to identyfikację szybkich zaburzeń typu „transients” o czasie narastania $1\mu\text{s}$ i czasie opadania $50\mu\text{s}$. Obsługa karty przetwornika będzie realizowana przez moduł mikroprocesorowy PCR-001R do zastosowań przemysłowych, zaprojektowany i produkowany przez firmę Mikronika.

Moduł zostanie wyposażony w procesor 32. bitowy oraz układ logiki programowalnej FPGA. Procedury obsługi pomiarów, a także częściowo przetwarzania danych będą zaimplementowane w układzie FPGA. Procesor będzie realizował niektóre operacje matematyczne, procedury obsługi protokołów transmisji, składowania danych, parametryzacji układu pomiarowego.

Założono, że urządzenie będzie mogło pracować niezależnie lub w ramach systemu monitoringu transformatora. Jeśli będzie pracowało niezależnie, to jego obsługa będzie się odbywać zdalnie za pomocą wydzielonego serwera danych lub lokalnie za pomocą oprogramowania zainstalowanego na komputerze przenośnym. Jeśli będzie stanowić element systemu monitoringu, to będzie obsługiwane „on-line” poprzez serwer danych tego systemu.

Budowa

Moduł SMT-102 ma konstrukcję modułową, przystosowaną do montażu natablicowego. Jest on zbudowany z bloku pomiarowo- przetwarzającego oraz zasilacza, który można zasilić z dwóch niezależnych źródeł napięcia gwarantowanego 230 V AC lub 220 V DC. Oba podzespoły są umieszczone w obudowie kasetowej o szerokości 4” i wysokości 6U według standardu „podwójnej eurokarty”, jak pokazano na rysunku 6.11.

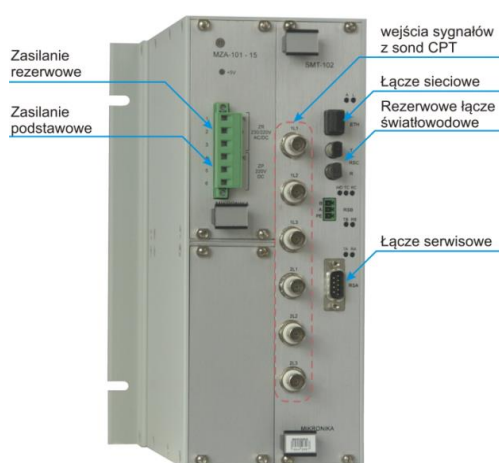
Blok pomiarowo-przetwarzający składa się ze specjalizowanej karty przetwornika pomiarowego SMT-002 oraz układu przetwarzająco-komunikacyjnego PCR-004R2. Oba podzespoły posiadają wspólną elewację, na której są zainstalowane złącza typu BNC sześciu kanałów pomiarowych, przeznaczone do podłączenia ekranowanych przewodów doprowadzających napięcia z sond CPT.

Wygląd tego modułu obrazuje rysunek 6.12. Na elewacji modułu są wyprowadzone złącza następujących interfejsów komunikacyjnych:

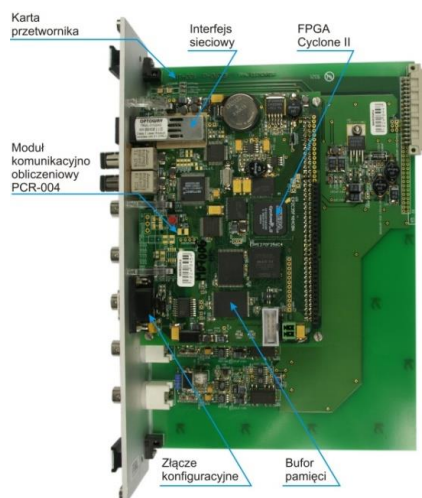
- ETH- do podłączenia transmisji sieciowej poprzez parę światłowodów wielomodowych typu 62.5/128 μm , ze złączem typu LC,

- T/R- do podłączenia rezerwowej transmisji światłowodowej lub transmisji do lokalnego koncentratora danych na stacji elektroenergetycznej za pomocą pary światłowodów 62.5/128 μm ze złączami typu ST,
- RSA ze złączem typu DSUB9 do podłączenia lokalnego łącza serwisowego.

SMT-102 jest instalowany w szafie monitoringu transformatora. Przyjęto z uwagi na konieczność minimalizacji zakłóceń, że długość każdego kabla koncentrycznego RG400, łączącego urządzenie SMT-102 z sondami CPT, nie powinna przekraczać 15 metrów. W połączeniach transmisyjnych zdecydowano się wyłącznie na interfejsy światłowodowe, aby wyeliminować zakłócenia wynikające z zaburzeń elektromagnetycznych.



Rys. 6.11. Specjalizowany moduł pomiarowo-rejestrujący SMT-102



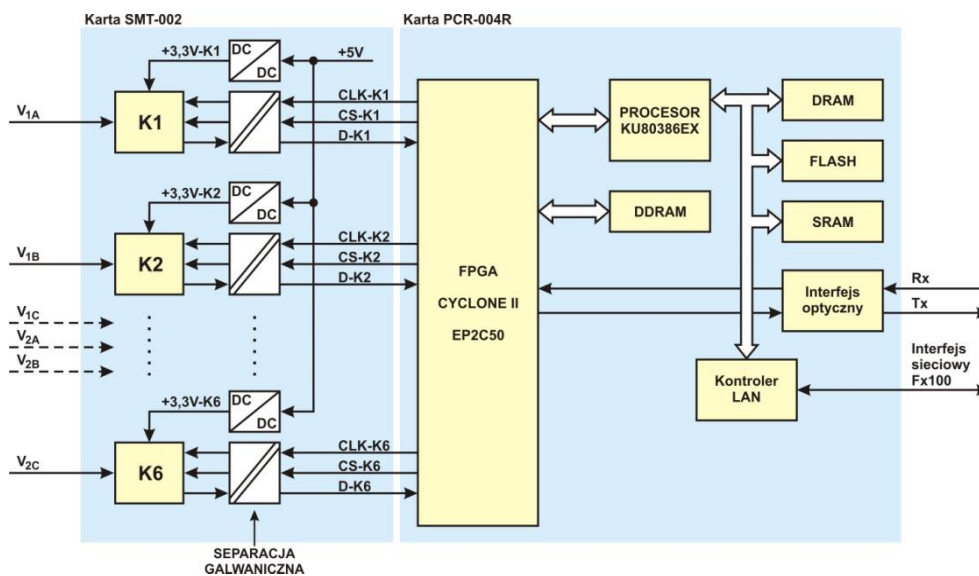
Rys. 6.12. Blok pomiarowo-przetwarzający modułu SMT-102

Schemat blokowy SMT-102 pokazano na rysunku 6.13. Do każdego z wejść typu BNC sześciu niezależnych kanałów pomiarowych K1-6 są doprowadzone sygnały V_{1A} , V_{1B} , V_{1C} oraz V_{2A} , V_{2B} , V_{2C} z sond CPT, umieszczonych w gniazdach pomiarowych lub napięciowych izolatorów przepustowych - odpowiednio strony wysokiego i strony niskiego napięcia transformatora. Kanały pomiarowe są wzajemnie izolowane galwanicznie oraz od części sterująco-przetwarzającej, realizowanej przez kartę PCR-004R. Zasilanie każdego kanału pomiarowego jest izolowane galwanicznie za pomocą przetwornic DC/DC. Sygnały sterujące pomiarem i przetwarzaniem sygnałów, izolowane za pomocą pojemnościowych separatorów scalonych, posiadają następujące funkcje:

- $CLK-Kn$ - sygnał zegarowy dla przetwornika w kanale pomiarowym „n”,
 - $CS-Kn$ - wybór kanału przetwarzania,
 - $D-Kn$ - dane pomiarowe,
- gdzie „n” = 1-6, to numer kanału pomiarowego.

Układ FPGA umieszczony w module PCR-004R steruje równolegle sygnałami startu przetwarzania i odczytu danych przetworników pomiarowych z interfejsem szeregowym, umieszczonych w każdym kanale pomiarowym. Strumień danych pomiarowych jest składowany w pamięci DDRAM bezpośrednio obsługiwanej przez układ FPGA. Są w nim także realizowane operacje na danych pierwotnych, odczytanych z przetworników, takie jak filtracja danych, wyznaczenie częstotliwości przebiegów, wartości RMS, które omówiono w dalszej części pracy. Zagregowane dane są przekazywane do procesora, który wpisuje je do lokalnej bazy danych przechowywanej w pamięci SRAM.

Oprogramowanie modułu SMT-102 jest ładowane z pamięci stałej FLASH i wykonywane w pamięci dynamicznej DRAM. Realizuje ono obliczenia związane z wyznaczeniem wartości monitorowanych parametrów, a także procedury archiwizacji zarejestrowanych oscylogramów, tworzenia plików i ich przesyłania. Otrzymane rezultaty są porównywane z wartościami granicznymi i na tej podstawie są formułowane ewentualne ostrzeżenia oraz alarmy. Są one przekazywane w formie tzw. „zdarzeń” do systemu lub systemów nadrzędnych za pomocą protokołu transmisyjnego DNP 3.0. [21]. Systemem nadrzędnym może być system TLM - wyposażony w moduł monitoringu izolatorów przepustowych, a także lokalny lub zdalny SSiN.



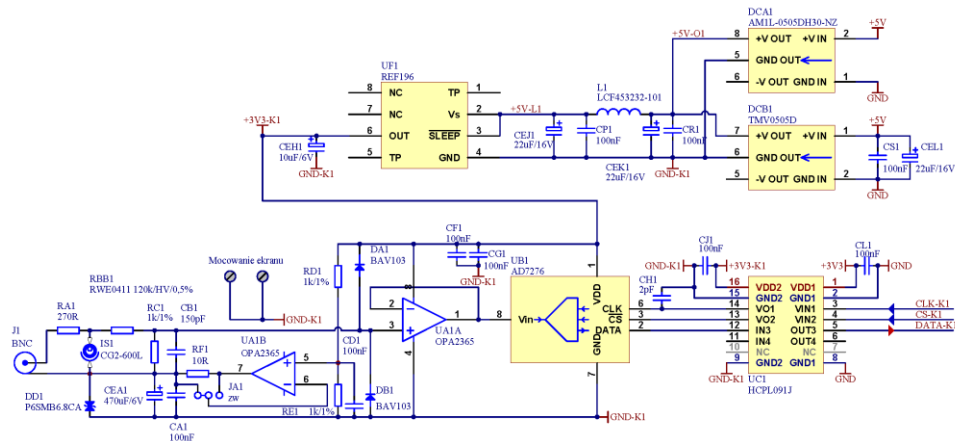
Rys. 6.13. Schemat blokowy bloku pomiarowo-przetwarzającego

Konstrukcję modułu zaprojektowano tak, aby zapewnić mu izolację galwaniczną na poziomie 2,5 kV RMS/1min. według normy PN-EN 60255-5 [77], właściwej dla urządzeń zabezpieczeniowych, pracujących na stacjach elektroenergetycznych. Poziom kompatybilności elektromagnetycznej (EMC, ang. Electromagnetic compatibility) zaprojektowano zgodnie z normą IEC 61000-6-5 [47] określającą wymagania

odpornościowe na zaburzenia EMC dla aparatury elektronicznej pracującej w rozdzielniach stacji elektroenergetycznych. Korzystano również z normy PN-EN 61000-6-2 [86] stosowanej dla urządzeń elektronicznych, pracujących w środowisku przemysłowym, w którym przełączane są często duże obciążenia indukcyjne lub pojemnościowe oraz występują duże prądy i pola magnetyczne.

Izolacja galwaniczna kanałów pomiarowych chroni urządzenie od uszkodzenia wskutek zakłóceń występujących w otoczeniu transformatora oraz eliminuje sprzężenia między kanałami pomiarowymi, które mogłyby się przenosić przez nieseparowane obwody mas i tym samym zakłócać pomiary. Zaprojektowano także stalowe ekrany chroniące układy elektroniczne każdego kanału pomiarowego przed oddziaływaniami elektromagnetycznymi.

Na rysunku 6.14 pokazano dokładny schemat jednego z kanałów pomiarowych. Mierzone napięcie o poziomie nominalnym około 40 V RMS jest dopasowane do zakresu wejściowego przetwornika pomiarowego UB1 za pomocą układu dzielnika RBB1/RC1. Wzmacniacze UA1B oraz UA1A tworzą układ „sztucznego zera” dla wejścia sygnału pomiarowego oraz dopasowują sygnał do wejścia przetwornika pomiarowego UB1. Pomiar jest wyzwalany z częstotliwością 2,5 MHz. Dane są odczytywane szeregowo z częstotliwością 25 MHz poprzez układ separujący UC1i przekazywane do układu FPGA zlokalizowanego w module PCR-104R. Montowana jest jedna z przetwornic DCA1 lub DCB1, która izoluje zasilanie kanału pomiarowego. Źródło referencyjne UF1 podaje stabilne napięcie 3,3 V dla przetwornika UB1.



Rys. 6.14. Schemat jednego z kanałów pomiarowych

Zasada działania

Urządzenie w czasie rzeczywistym mierzy i rejestruje próbki napięcia na zaciskach pomiarowych lub napięciowych izolatorów przepustowych. Na podstawie zarejestrowanych próbek napięć są wyznaczane poniższe, podstawowe wielkości:

- wartość skuteczna napięcia fazowego,
- kąty między modułami wektorów napięć fazowych,
- sumy wektorów napięć na zaciskach pomiarowych przepustów obu stron.

Metodę wyznaczania tych wielkości przedstawiono w kolejnym punkcie pracy.

W oparciu o powyższe, podstawowe wielkości oraz odbierane wartości RMS napięć liniowych i wyniki pomiarów kątów fazowych z przetwornika referencyjnego SMT-103 są realizowane *funkcje pomiarowe* wyznaczające:

- pojemności C_1 ,
- współczynniki $\text{tg}\delta$.

Funkcje te działają na podstawie modelu opisanego w punkcie 6.1.

Wspomniany powyżej przetwornik SMT-103 różni się od przetwornika SMT-102 tylko typem zastosowanych złącz. Są one dostosowane do podłączenia napięć fazowych poszczególnych linii doprowadzonych z przekładników napięciowych.

Moduł SMT-102 przechowuje próbki napięć i wyznaczone wielkości w pamięci wewnętrznej. W oparciu o te wielkości realizowana jest identyfikacja przebiegów i innych zaburzeń powstających podczas operacji łączeniowych, awaryjnego zadziałania wyłącznika, zwarć, a także innych uszkodzeń w systemie elektroenergetycznym. Po wykryciu tego typu zdarzenia układ rejestruje:

- oscylogram przebiegu lub szybkiej zmiany napięcia,
- wartości skuteczne napięć,

Jednocześnie inkrementowane są liczniki zliczające przebiegi.

Bazując na powyższych funkcjach pomiarowych, w układzie SMT-102 zostały zaimplementowane *funkcje monitorowania*, sygnalizujące przekroczenia granicznych wartości wskaźników izolacji przepustów.

Wszystkie pomiary i wyniki obliczeń są umieszczane w bazie danych urządzenia. Można je przesyłać, na przykład za pomocą protokołu DNP 3.0 [21], poprzez światłowodową sieć Ethernet podłączaną do złącza transmisyjnego. Dane techniczne SMT-102 oraz strukturę bazy danych przedstawiono w dalszej części pracy. Opisy wyznaczania kątów i modułów fazowych, funkcji pomiarowych, funkcji monitorowania zostały przedstawione w kolejnym punkcie pracy.

6.2.4. Wyznaczenie kątów i modułów napięć fazowych

Do wyznaczenia kątów i modułów napięć fazowych zastosowano metodę opartą o dyskretną transformatę Fouriera (DFT) [102], wyliczaną z 256 próbek na okres pierwszej harmonicznej napięcia fazowego. Częstotliwość próbkowania sygnałów przez przetwornik w układzie SMT-102 jest stała i wynosi 2,5 MSPS („mega próbek na sekundę”). W układzie FPGA modułu PCR-104 zaimplementowano wybieranie zestawu próbek „z” w taki sposób, aby uzyskać umowną „częstotliwość próbkowania” odpowiadającą ilości 256 próbek na okres. Dla nominalnej częstotliwości sieci 50 Hz, czyli okresu 20 ms, wykonujemy nominalną liczbę 50000. próbek, wynikającą z szybkości pracy zastosowanego przetwornika. Odpowiada to w przybliżeniu

140. próbkom sygnału na stopień kąta fazowego. Z tych 50000. próbek są wybierane, równomiernie rozłożone w czasie, 256 próbki – ze skokiem 400 ns, wynikającym z charakterystyki przetwarzania zastosowanego przetwornika. Wybierane są te próbki, które są położone najbliżej na osi czasu w stosunku do próbek oczekiwanych.

Następnie próbki idealnego sinusa, jednorazowo wyznaczone w programie po jego uruchomieniu, są mnożone z próbkami rzeczywistymi i wyniki mnożenia są sumowane. Identyczne mnożenie jest wykonywane dla idealnych próbek przebiegu cosinus. W wyniku uzyskuje się odpowiednio część rzeczywistą R_z i urojona I_z wektora pierwszej harmonicznej. Z tych wartości wyznacza się fazę modułu:

$$\varphi(z) = \arctg(I_z/R_z), \quad (6.16)$$

gdzie:

$\varphi(z)$ - wartość fazy dla zestawu próbek „z”,

R_z - część rzeczywista, wyznaczona z próbek „z”,

I_z - część urojona, wyznaczona z próbek „z”.

Implementując niniejszy algorytm do wyznaczenia wartości fazy $\varphi(z)$, skorzystano ze standardowej funkcji ATAN2 z biblioteki języka C++ [41].

Dokładność powyższej metody zależy od dokładności wyznaczenia okresu pierwszej harmonicznej i wybrania właściwych próbek sygnału. Poniżej przedstawiono kolejne kroki zaprojektowanego algorytmu:

a) Buforowanie próbek sygnału napięcia

W FPGA są wybierane i buforowane dwa sekwencyjne zestawy z_1 oraz z_2 liczące po 256 wartości próbek na okres – dla wszystkich sześciu kanałów. Wybór jest przeprowadzany najpierw dla zestawu z_1 , a następnie dla z_2 .

b) Wyznaczenie kanału o największej amplitudzie sygnału

Założono, że napięcie na wszystkich przepustach danej jednostki ma taki sam okres, wyznaczony w jednym kanale pomiarowym. Może się zdarzyć, że napięcie w jednej lub więcej faz zostanie wyłączone. Aby nie wykonywać obliczeń, np. z szumów, wyznacza się przybliżoną wartość skuteczną RMS napięcia U_s i do dalszych obliczeń wybiera się ten kanał, w którym obliczono największą wartość RMS.

$$U_s = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_1^n (U_i)^2}, \quad (6.17)$$

gdzie:

U_s - wartość skuteczna napięcia na zacisku pomiarowym przepustu,

U_i - wartość próbki napięcia o numerze „i”,

n - liczba próbek

Liczba próbek „n” zależy od aktualnego okresu sieci. Po każdym restarcie SMT-102, przyjmuje się $n=50000$ dla częstotliwości próbkowania 2,5 MHz. W trakcie działania algorytmu, koryguje się liczbę próbek tak, aby zachować zależność:

$$n = [2500000/f_s], \quad (6.18)$$

gdzie:

f_s - wyznaczona częstotliwość napięcia.

c) Wyznaczenie faz 1-harmonicznej

Fazy 1-harmonicznej wyznacza się dla próbek wybranych w kanale o największej wartości RMS, wyznaczonym w kroku (b). Obliczane są części rzeczywiste i urojone wektora pierwszej harmonicznej korzystając z DFT [102]. Obliczenia przeprowadza się dla obu zestawów próbek z_1 i z_2 , zbuforowanych w kroku (a).

Następnie, korzystając z funkcji (6.16), wyznacza się dwie wartości kątów:

$\varphi(z_1)$ - dla wcześniejszego zestawu próbek, oznaczonego z_1

$\varphi(z_2)$ - dla późniejszego zestawu próbek, oznaczonego z_2

d) Sprawdzenie poprawności wyboru próbek w okresie

Przyjmuje się dopuszczalną wartość tolerancji kąta $\varphi(0) = 0,0003$, dla której zakłada się, że fazy $\varphi(z_1)$ oraz $\varphi(z_2)$ są sobie równe.

Wyznacza się różnicę faz, oznaczoną „ φ ”

$$\varphi = \begin{cases} 360 + [\varphi(z_2) - \varphi(z_1)], & \text{jeżeli } \varphi(z_2) < \varphi(z_1) \\ \varphi(z_2) - \varphi(z_1), & \text{jeżeli } \varphi(z_2) \geq \varphi(z_1) \end{cases}, \quad (6.19)$$

gdzie $\varphi(z_1)$, $\varphi(z_2)$ β – fazy, wartość każdej z nich w zakresie $[-180, 180)$.

Jeżeli $\varphi \leq \varphi(0)$ lub $\varphi(0) \geq 360 - \varphi(0)$, to w okresie mierzonego sygnału napięciowego wybrano 256 próbek z przyjętą, wystarczającą dokładnością. Nie ma potrzeby zmiany częstotliwości próbkowania. Algorytm przechodzi do punktu (e). W przypadku, gdy $\varphi > \varphi(0)$ i $\varphi(z_2) > \varphi(z_1)$, to częstość próbkowania jest zmniejszana, gdyż okres napięcia wzrósł, a jeżeli $\varphi < 360 - \varphi(0)$ i $\varphi(z_2) < \varphi(z_1)$, to częstość próbkowania jest zwiększana, gdyż okres napięcia zmalał.

Następnie, proporcjonalnie do wyznaczonej wartości kąta φ , wyznacza się o jaką całkowitą liczbę kwantów K w okresie należy zmienić rozkład próbkowania, czyli momenty wybierania próbek. Jeżeli $K > 1000$, to przyjmuje się wartość graniczną $K = 1000$, aby uchronić się przed niestabilnością algorytmu dla dużych wahań częstotliwości, wynikających na przykład ze zwarć i zaburzeń łączeniowych. W tym samym celu przyjęto zasadę, że nie zmienia się jednorazowo częstości wybierania próbek o wartość $K > 32$, co odpowiada kątowi około 1/4 stopnia.

Po wyznaczeniu nowego rozkładu próbkowania, następuje powrót do kroku (a).

e) Wyznaczenie modułów i faz wektorów napięć

Dla każdego kanału, na podstawie próbek zestawu $z=z_1$ wybranych w kroku (a), wyznaczane są części urojone i rzeczywiste. Następnie obliczane są wartości modułów wektorów napięć wg poniższej zależności:

$$A(z) = \sqrt{R_z^2 + I_z^2}, \quad (6.20)$$

gdzie:

$A(z)$ - moduł 1-harmonicznej dla zestawu próbek „ z ”, w każdym kanale,

R_z - część rzeczywista, wyznaczona z próbek „ z ”,

I_z - część urojona, wyznaczona z próbek „ z ”.

Wartości faz pierwszej harmonicznej są obliczane korzystając z zależności 6.16, zaimplementowanej w procedurze napisanej w języku programowania C++, wykonywanej przez procesor znajdujący się w module PCR-104.

Po wykonaniu powyższych obliczeń, dla każdego kanału wyznaczone są różnice faz względem pozostałych kanałów. Obliczenia są przeprowadzane dla izolatorów przepustowych obu stron transformatora.

f) Wyznaczenie wektora napięcia sumacyjnego U_0

Wyznaczone części urojone i rzeczywiste wektorów pierwszej harmonicznej dla każdej z trzech faz jednej strony transformatora są sumowane. Następnie wyznaczony jest kąt i moduł wektora napięcia sumacyjnego U_0 dla strony pierwotnego i wtórnego napięcia.

g) Składowanie wyników

Wyznaczone wartości modułów i kątów są składowane w bazie danych urządzenia, której zawartość przedstawiono w dalszej części pracy. Po wykonaniu składowania danych, procedura przechodzi do kroku (a).

Przedstawiony algorytm jest powtarzany co 200 ms. Po wykonaniu każdej pętli przeprowadzana jest korekcja przesunięć fazowych z uwzględnieniem współczynników wyznaczonych w trakcie skalowania pomiarów.

6.2.5. Skalowanie pomiarów

Podczas pracy układu pomiarowego, mierzone są kąty $\gamma'_{AB}, \gamma'_{AC}, \gamma'_{BC}, \gamma'_{BA}, \gamma'_{CA}, \gamma'_{CB}$ między napięciami fazowymi U_A, U_B, U_C . Kąty te są mierzone przetwornikiem referencyjnym SMT-103 na wyjściach przekładników napięciowych. Mierzone wartości kątów są obarczone błędem wynikającym z przesunięcia fazowego, wprowadzanego przez te przekładniki, w stosunku do rzeczywiście występujących kątów $\gamma_{AB}, \gamma_{AC}, \gamma_{BC}, \gamma_{BA}, \gamma_{CA}, \gamma_{CB}$. Przesunięcie to należy skorygować. Zaprojektowano korygowanie tych przesunięć w module pomiarowym SMT-102 poprzez wprowadzenie współczynników „b” według poniższych zależności:

$$\gamma_{AB} = \gamma'_{AB} + b_{AB}, \quad (6.21)$$

$$\gamma_{AC} = \gamma'_{AC} + b_{AC}, \quad (6.22)$$

$$\gamma_{BC} = \gamma'_{BA} + b_{BA}, \quad (6.23)$$

$$\gamma_{BA} = \gamma'_{BA} + b_{BA}, \quad (6.24)$$

$$\gamma_{CA} = \gamma'_{CA} + b_{CA}, \quad (6.25)$$

$$\gamma_{CB} = \gamma'_{CB} + b_{CB}, \quad (6.26)$$

gdzie:

$\gamma_{(AB,AC,BA..)}$ – kąty między odpowiednimi napięciami fazowymi linii A,B,C;

$\gamma_{(AB,AC,BA..)}$ – kąt zmierzony na przekładnikach napięciowych między odpowiednimi napięciami fazowymi linii A,B,C; zawiera przesunięcie, wprowadzane przez dwa przekładniki napięciowe dla odpowiednich linii,

$b_{(AB,AC,BA..)}$ – współczynnik „b” dla korekcji przesunięcia wprowadzonego przez przekładniki napięciowe.

Zakładamy, że kąty $\gamma_{(AB,AC,BA..)}$ można także wyznaczyć na podstawie znanych, początkowych wartości $\text{tg}\delta_{(A,B,C)p}$, oraz kątów międzyfazowych na wyjściu sond CPT, zmierzonych przetwornikiem referencyjnym SMT-103 w chwili skalowania:

$$\gamma_{AB} = \varphi_{AB} + \frac{\delta_A}{M_A} - \frac{\delta_B}{M_B}, \quad (6.27)$$

$$\gamma_{AC} = \varphi_{AC} + \frac{\delta_A}{M_A} - \frac{\delta_C}{M_C}, \quad (6.28)$$

$$\gamma_{BC} = \varphi_{BC} + \frac{\delta_B}{M_B} - \frac{\delta_C}{M_C}, \quad (6.29)$$

$$\gamma_{BA} = \varphi_{BA} + \frac{\delta_B}{M_B} - \frac{\delta_A}{M_A}, \quad (6.30)$$

$$\gamma_{CA} = \varphi_{CA} + \frac{\delta_C}{M_C} - \frac{\delta_A}{M_A}, \quad (6.31)$$

$$\gamma_{CB} = \varphi_{CB} + \frac{\delta_C}{M_C} - \frac{\delta_B}{M_B}, \quad (6.32)$$

gdzie:

$\varphi_{(AB,AC,BC)}$ – kąty zmierzone między fazami A, B, C na zaciskach pomiarowych przepustu za pomocą sond CPT,

$\delta_{(A,B,C)}$ – kąty obliczane według wzoru:

$$\delta_{(A,B,C)} = \arctg(\text{tg}\delta_{(A,B,C)p}) \cdot 180 / \pi, \quad (6.33)$$

$\text{tg}\delta_{(A,B,C)p}$ – początkowe wartości tangensa delta dla przepustów A,B,C uzyskane podczas ostatnich badań okresowych transformatora,

M_A – współczynnik dzielnika pojemnościowego, obliczany wg wzoru:

$$M_{(A,B,C)} = \frac{C_{1(A,B,C)}}{C_{2(A,B,C)}} + 1, \quad (6.34)$$

gdzie $C_{1(A,B,C)}$ to wartość pojemności C_1 przepustów, a $A, B, C, C_{2(A,B,C)}$ – to wartości pojemności referencyjnych sond pomiarowych.

Przyjmując takie same, typowe wartości $C_{1(A,B,C)}=500$ pF, oraz takie same wartości $C_{2(A,B,C)}=1,5$ uF, otrzymujemy wartość $M_A=1,000333$, w warunkach pracy układu

pomiarowego. Wpływ wartości tego parametru na wynik pomiaru jest nieznaczący w warunkach roboczych, zatem można go pominąć.

Porównując zależności (6.21- 6.26) z odpowiednimi zależnościami (6.27 – 6.32) oraz przyjmując $M_{(A,B,C)} = 1$ możemy w rzeczywistych warunkach pracy wyznaczyć poniższe współczynniki skalowania:

$$b_{AB} = \varphi_{AB} + \delta_A - \delta_B - \gamma_{AB}, \quad (6.35)$$

$$b_{AC} = \varphi_{AC} + \delta_A - \delta_C - \gamma_{AC}, \quad (6.36)$$

$$b_{BC} = \varphi_{BC} + \delta_B - \delta_C - \gamma_{BC}, \quad (6.37)$$

$$b_{BA} = \varphi_{BA} + \delta_B - \delta_A - \gamma_{BA}, \quad (6.38)$$

$$b_{CA} = \varphi_{CA} + \delta_C - \delta_A - \gamma_{CA}, \quad (6.39)$$

$$b_{CB} = \varphi_{CB} + \delta_C - \delta_B - \gamma_{CB}. \quad (6.40)$$

Współczynniki wyznaczone według zależności (6.35) do (6.40) są podstawiane do zależności (6.21) do (6.26) w celu wyznaczenia kątów γ między napięciami fazowymi w liniach doprowadzonych do przepustów.

Korekcja przesunięć kątowych wykonuje się samoczynnie po wywołaniu funkcji „skalowanie obiektowe”. w konfiguratorze. Najpierw jednak należy, w trakcie konfiguracji urządzeń, wprowadzić do urządzeń SMT-102 wartości $\text{tg}\delta_{(A,B,C)p}$. Więcej o konfiguracji urządzeń powiedziano w kolejnym punkcie pracy.

6.3. Funkcjonalność

6.3.1. Funkcje pomiarowe

Bazując na próbkach mierzonych wielkości, wyznaczonych wartościach napięć skutecznych oraz modułach i kątach wektorów napięć fazowych, zaimplementowano w SMT-102, współpracującym z SMT-103, funkcje wyznaczania szeregu wielkości określających właściwości izolacyjne przepustów.

Pomiar wartości skutecznej napięcia fazowego

Podczas normalnej pracy urządzenie co 200 ms mierzy wartości skuteczne napięć na każdym z wejść pomiarowych. Wartości te są uśredniane przez 1 sekundę. Po przeliczeniu, z uwzględnieniem współczynników skalowania, odpowiadają one napięciom na zaciskach pomiarowych izolatora przepustowego.

Wyznaczenie pojemności C_1

Aktualne wartości pojemności C_1 każdego monitorowanego przepustu są wyznaczone na podstawie zmierzonej wartości napięcia skutecznego na linii przyłączonej do danego przepustu oraz na jego zacisku pomiarowym zgodnie z modelem matematycznym opisanym w punkcie 6.1. Korygowanie wpływu fluktuacji amplitudy

napięć liniowych na pomiar pojemności jest wykonywane w oparciu o wartości napięć zmierzonych na przekładnikach napięciowych. Zaprojektowano przesyłanie tych wartości za pomocą komunikatów GOOSE standardu PN-EN 61850 [87] z urządzenia SMT-103 umieszczonego w polu pomiarowym transformatora. Rezultaty obliczeń są uśredniane. Co 10 sekund do bazy danych są wpisywane zaktualizowane wartości pojemności C_1 , wyliczone względem wprowadzonych wartości C_{1P} , uzyskanych podczas badań „off-line”.

Wyznaczenie $tg\delta$

Wartości współczynnika $tg\delta$ monitorowanych przepustów są wyznaczone na podstawie pomiarów kątów wektorów napięć fazowych na przekładnikach fazowych i zaciskach pomiarowych, zgodnie z modelem opisanym w punkcie 6.1.3. Asymetria kątowa napięć fazowych na zaciskach izolatorów przepustowych jest korygowana. Wykorzystuje się w tym celu wartości kątów fazowych, mierzonych on-line na przekładnikach napięciowych w polu transformatora za pomocą SMT-103. Działanie tych procedur wymaga wprowadzenia wartości $tg\delta_p$, uzyskanych podczas badań „off-line”. Transmisja, uśrednianie wyników i aktualizacja pomiarów są realizowane analogicznie jak dla wyznaczania C_1 .

Identyfikacja i zliczanie przebiegów

Szczególnie groźne dla sprzętu instalowanego na stacjach elektroenergetycznych są przebiegi, definiowane jako każdy wzrost napięcia w urządzeniu elektrycznym powyżej jego najwyższego napięcia U_m , omówionego w punkcie 2.1. Ich przebiegi i wartości szczytowe są bardzo zróżnicowane. Dla izolacji transformatorów niebezpieczne są także duże stromości zaburzeń [100], nawet bez przekroczenia wartości U_m . Mogą im towarzyszyć znaczne prądy udarowe, płynące przez transformator, które będą niebezpieczne także dla izolatorów przepustowych.

W celu identyfikacji przebiegów przenoszonych na zaciski pomiarowe przepustów poprzez pojemność C_1 , zaimplementowano algorytm oparty o poniższe parametry:

- dwa progi napięciowe o programowanych wartościach,
- dwa przedziały czasowe o programowanych czasach trwania,
- programowalną wartość graniczną prędkości zmiany napięcia.

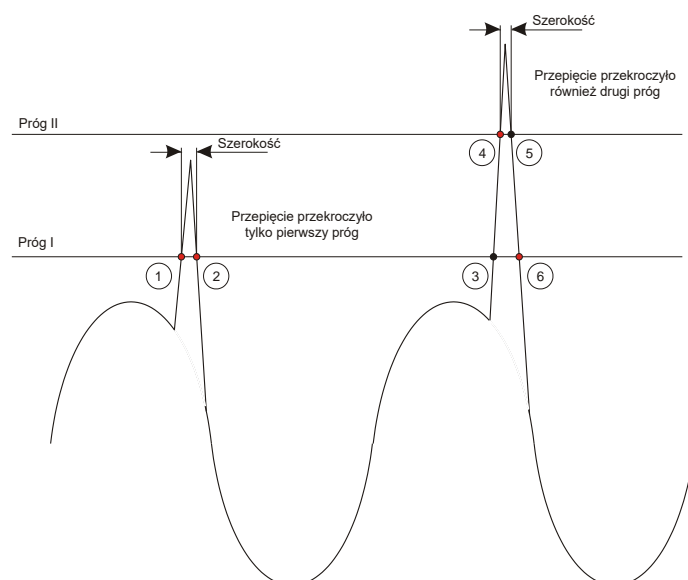
Z każdym progiem napięciowym i czasem trwania przebiegu jest skojarzony licznik przebiegów. Dla każdego kanału pomiarowego zaprogramowano zestaw 4 liczników. Jak pokazano na rysunku 6.15, rozróżniane są przebiegi przekraczające poszczególne progi napięciowe i czasy trwania.

Jeżeli przebieg przekroczy pierwszy próg napięciowy, a nie przekroczy drugiego progu, to w zależności od czasu trwania przebiegu zostanie zliczone w liczniku LP1K lub LP1D. Czas trwania przebiegu jest liczony od momentu przekroczenia pierwszego progu do powrotu poniżej tego progu.

Jeżeli przebieg przekroczy drugi próg napięciowy, to w zależności od czasu trwania zostanie zliczone w liczniku LP2K lub LP2D. Czas trwania przebiegu w tym

przypadku jest liczony od momentu przekroczenia drugiego progu napięcia do chwili powrotu napięcia poniżej drugiego progu.

Przykładowe przebiegi z rysunku 6.15, przekraczają zdefiniowane progi napięciowe. Pierwsze, niższe przebiegięcie, przekracza tylko pierwszy próg. Drugie przebiegięcie przekracza również drugi próg, ale nie powoduje to zwiększenia licznika przebiegów dla pierwszego progu. Czas trwania przebiegięcia jest mierzony tylko na poziomie progu napięciowego. Aby przebiegięcie zostało zidentyfikowane jako niższe, musi przekroczyć próg napięciowy (punkt 1), a następnie napięcie musi spaść poniżej tego progu (punkt 2). W przypadku wyższego przebiegięcia musi zostać przekroczony pierwszy próg napięciowy (punkt 3), po czym drugi próg (punkt 4). Następnie napięcie musi spaść poniżej drugiego i pierwszego progu (punkt 6).



Rys. 6.15. Ilustracja zasady identyfikacji przebiegów

Zaburzenia stacyjne mogą manifestować się nie tylko wzrostem napięcia powyżej napięcia U_m , ale jego gwałtownym spadkiem lub wzrostem - bez przekroczenia ustawionych progów napięciowych. Aby identyfikować także tego typu zaburzenia, wprowadzono pomiar prędkości zmiany napięcia. Rejestracja zostaje wyzwolona, jeśli zmierzona wartość narastania lub opadania napięcia jest większa niż wartość graniczna czasu narastania. Odpowiedni licznik przebiegięcia dla danego kanału pomiarowego jest zwiększany o wartość 1, jeżeli wystąpi przebiegięcie. Wartości liczników są przechowywane w nieulotnej pamięci podtrzymywanej bateryjnie. Wartości wszystkich liczników można wyzerować tylko za pomocą programu konfiguracyjnego.

Rejestracja oscylogramu zaburzenia

Wykrycie przepięcia uruchamia rejestrację oscylogramu przepięcia. Rejestracja rozpoczyna się równocześnie we wszystkich kanałach – niezależnie od tego, w którym kanale zaistniało wyzwolenie. Częstotliwości rejestracji należy skonfigurować w SMT-102. Próbkę napięć są cały czas składowane w buforze cyklicznym urządzenia. Do pliku rejestracji dodawany jest przebieg przed-zakłócenia, to znaczy zarejestrowany przez ustalony czas przed chwilą wyzwolenia rejestracji.

Wybrano rejestrację zaburzeń w formacie COMTRADE [80], standardowo stosowanym w urządzeniach pracujących na stacjach elektroenergetycznych. Umożliwia to analizę zarejestrowanych zaburzeń za pomocą oprogramowania stosowanego do analizy zapisów z rejestratorów zakłóceń i zabezpieczeń.

Zarejestrowane pliki oscylogramów mogą być odczytywane za pomocą wbudowanego serwera SFTP (ang. Secure File Transfer Protocol) z katalogu „/tmp” lub w protokole PN-EN 60870-5-104 stosowanym w systemach stacyjnych [85]. Pliki składowane są w rejestrze cyklicznym. Gdy ich ilość jest zbyt duża, to znaczy zostanie przekroczona ustawiana wartość minimalnej wolnej pamięci rejestracji, to nowo pojawiające się pliki zastępują najstarsze pliki.

Rejestracja przebiegów wartości skutecznych napięć

Podczas rejestracji oscylogramów lub podczas zwiększania liczników przepięć można również wyzwolić rejestrację przebiegów wartości napięć skutecznych. Wszystkie kanały są wtedy wyzwolane jednocześnie. Wartości napięć skutecznych są zapisywane co 200 ms. Dla każdego kanału jest rejestrowane 350 próbek. Pierwsze 50 próbek są to wartości „przed-zakłócenia”, czyli zarejestrowane przed wystąpieniem warunku wyzwalamy rejestrację, analogicznie jak to ma miejsce w przypadku oscylogramu. Zarejestrowany przebieg napięć skutecznych jest zapisywany w formacie COMTRADE [80], w katalogu „/tmp”.

6.3.2. Funkcje monitorowania

Funkcje monitorowania realizuje oprogramowanie SMT-102. Wyznaczone wartości C_1 oraz $tg\delta$ są porównywane z wartościami progowymi, wprowadzanymi podczas konfiguracji urządzenia omówionej w dalszej części pracy. W przypadku wykrycia przekroczenia progu zadeklarowanego dla ostrzeżenia, alarmu bądź stanu awaryjnego, uaktywniany jest odpowiedni sygnał „zdarzenia” w bazie danych urządzenia. Dotyczy to także zidentyfikowanych przepięć i gwałtownych zmian napięcia na zacisku pomiarowym. Sygnały te zestawiono w tabeli 6.3.

Identyfikacja zmiany pojemności

Jeśli pojemność w dowolnym, monitorowanym przepięciu przekroczy wartość progową dla ostrzeżenia, alarmu lub awarii, to ustawiane jest zdarzenie w bazie

danych SMT-102. Wartości progowe są wyznaczane jako procent wzrostu pojemności względem pojemności C_{1p} , uzyskanych pomiarami metodą tradycyjną. Założono, że wzrost pojemności wskazujący na przebicie jednej warstwy powinien powodować wystawienie sygnału ostrzeżenia. Wzrost pojemności sugerujący przebicie dwóch warstw powinien skutkować alarmem. Jednakże norma IEEE [52], omówiona w punkcie 4.1.5, zaleca ocenę przydatności przepustu do eksploatacji, jeśli pojemność zwiększy się co najmniej 5 % w stosunku do wartości początkowej. Przyjęto zatem do wyznaczenia progu alarmu wartość 5 %, jeśli jest ona niższa niż procentowa wielkość zmiany pojemności, wynikająca z przebicia dwóch warstw. Do wyznaczenia progu awarii przyjęto wartość zmiany przekraczającej 10 % lub 7,2 %, opierając się na zaleceniach amerykańskiego specjalisty Keitha Ellisa [25].

Uwzględniając dane referencyjne, przedstawione w tabeli 3.4, wiążące napięcie znamionowe pracy przepustu, liczbę warstw i prawdopodobną zmianę pojemności ΔC wywołaną przebiciem jednej warstwy, dobrano wartości kryterialne i zestawiono je w tabeli 6.3. Wartości progów ostrzeżeń przyjęto jako ΔC zwiększone o 0,1 %. Progi alarmów ustalono jako $2x\Delta C$, także zwiększone o 0,1 % – z uwzględnieniem kryterium 5 %. Dla progu awarii przepustów o $U_m=123$ kV oraz $U_m=245$ kV przyjęto sztywny próg wzrostu o 10 %. Wartości te odpowiadają dwukrotnej wartości progu alarmu. Zachowując tę zasadę, przyjęto 7,2 %, a nie 10 % dla progu identyfikacji awarii przepustów o $U_m=420$ kV. Aby zapobiec „migotaniu stanów”, w procedurze obliczeń poszczególnych wartości wprowadzono histerezę 3 pF, odpowiadającą wartości bezwzględnej niepewności rozszerzonej pomiaru pojemności w warunkach stacyjnych. Wartości tej niepewności przedstawiono w punkcie 6.6, a przeprowadzone obliczenia w punkcie 6.2 załącznika A.

Tabela 6.3. Wartości kryterialne dla zmiany pojemności C_1

Napięcie znamionowe	Liczba warstw	Zmiana pojemności(*)	Ostrzeżenie	Alarm	Awaria	Histeresa
U_m [kV]	n	ΔC [%]	%	%	%	pF
123	28	3,7	3,8	5	10	3
245	42	2,4	2,5	5	10	3
420	60	1,7	1,8	3,5	7	3

(*) zmiana pojemności przepustu spowodowana przebiciem jednej warstwy

Przykładowo, dla przepustu o $U_m = 420$ kV i pojemności 500 pF sygnalizacja ostrzeżenia następuje dla wzrostu pojemności C_1 powyżej 12 pF, alarmu dla wzrostu C_1 powyżej 21 pF, a awarii powyżej 38 pF.

Identyfikacja zmiany $tg\delta$

Konfiguruje się ustawienie zdarzenia w bazie SMT-102, sygnalizującego ostrzeżenie, alarm bądź stan awaryjny, jeśli $tg\delta$ w dowolnym przepuście przekroczy wartości kryterialne dla danego typu przepustu. Dla niezdegradowanego izolatora przepustowego wartość współczynnika stratności dielektrycznej nie zależy od napięcia,

na co wskazano w punkcie 3.6, omawiając wpływ napięcia na $tg\delta$. Zasadne jest zatem przyjęcie wartości kryterialnych, odniesionych do typowych wartości współczynnika $tg\delta$, przyjmowanych dla określenia stanu izolatora przepustowego podczas pomiarów metodą tradycyjną, choć pomiary te są wykonywane przy wielokrotnie niższym napięciu niż napięcie znamionowe przepustu.

Przyjęto, że przekroczenie wartości progowych, zestawionych w tabeli 2.4 według normy PN-EN 60137 [75], będzie powodowało wystawienie sygnału ostrzeżenia. Wartości te w przybliżeniu odpowiadają zaleceniom normy IEEE [52], zestawionym w tabeli 4.3 w punkcie 4.1.5, przyjmując, że wartość $tg\delta$ dla niezdegradowanego przepustu wynosi 0,35-0,4 %. Norma ta, przy odnotowanym dwukrotnym wzroście wartości $tg\delta$, zaleca zwiększenie częstości pomiarów lub nawet odstąpienie przepustu z eksploatacji.

Przekroczenie wartości 150 % poziomu ostrzegawczego spowoduje wystawienie sygnału alarmowego. IEEE [52] zakłada w tej sytuacji zaprzestanie eksploatacji przepustu. Zrezygnowano z tak ostrego kryterium, poprzestając na wystawieniu sygnału alarmowego, który musi prowadzić do niezwłocznych testów doraźnych. Przyjęto, posilkując się opiniami krajowych specjalistów, że sygnał awarii będzie ustawiany dla przekroczenia wyższego niż 200 % poziomu ostrzegawczego.

W tabeli 6.4 zestawiono przyjęte wartości kryterialne dla różnych typów przepustów. Wszystkie wartości są powiększone o histerezę będącą podwojoną wartością niepewności rozszerzonej wyznaczenia $tg\delta$ w warunkach stacyjnych. Wartości tej niepewności przedstawiono w punkcie 6.6 niniejszego rozdziału, a przeprowadzone obliczenia w punkcie 6.3 załącznika A.

Tabela 6.4. Przyjęte wartości kryterialne dla sygnalizacji zmiany $tg\delta$

Typ przepustu	Ostrzeżenie %	Alarm %	Awaria %	Histeresa %
OIP	0,74	1,04	1,44	0,04
RIP	0,74	1,04	1,44	0,04
RBP	1,54	2,24	3,04	0,04

Detekcja i sygnalizacja przebieg

Przyjęto, że funkcja detekcji i sygnalizacji przebieg może być uaktywniona po sparametryzowaniu procedury przedstawionej w punkcie 6.3.1. Dla autotransformatora o napięciu $GN = 400kV$ i $DN = 110kV$ wprowadzono poniższe wartości:

- *Niższe progi detekcji przebieg*; wyznaczone w oparciu o maksymalne napięcia urządzenia U_{mDN} dla przepustów strony DN oraz U_{mGN} strony GN , wynoszące odpowiednio 123 kV oraz 420 kV. Wartości te przeliczono dla pomiarów fazowych. Skorzystano z zależności 6.41, wprowadzając dodatkowy współczynnik $T_{u(xx)}$ zwiększający wartość progu, aby ograniczyć ilość rejestracji przekroczeń.

$$Udn_{xx} = T_u U_{m(xx)} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}, \quad (6.41)$$

gdzie „xx” to odpowiednio *DN* oraz *GN* dla oznaczenia strony niskiego i wysokiego napięcia. Przyjęto wartość $T_u = 1,1$. Otrzymane wartości zaokrąglono w górę i przedstawiono w tabeli 6.5.

- *Wyższe progi detekcji przepięć*; do obliczeń przyjęto wartości napięć znamionowych odgromników instalowanych na stronie *GN* oraz *DN*, oznaczone odpowiednio U_{rDN} oraz U_{rGN} . Założono, że te progi powinny zostać uaktywnione, jeśli napięcie przekroczy wartość maksymalnego napięcia zadziałania odgromników U_{gmaxGN} instalowanych odpowiednio na stronie *GN* oraz napięcia U_{gmaxDN} dla odgromników instalowanych na stronie *DN*. Aby uprawdopodobnić stwierdzenie o ewentualnym niezadziałaniu odgromnika w przypadku wystąpienia przepięć, wprowadzono jeszcze jeden, wyższy próg detekcji. W tym celu przyjęte wartości U_{gmaxGN} oraz U_{gmaxDN} powiększono o 6 kV dla strony *GN* oraz 5 kV dla strony *DN*. Wyznaczone wartości zebrano w tabeli 6.5.

Tabela 6.5. Parametry dla identyfikacji przepięć dla autotransformatora 400/110kV

Strona	Opis progu detekcji/ napięcia	Oznaczenie	Wartość [kV]
<i>DN</i>	Maksymalne napięcie międzyfazowe	U_{mDN}	123
	Niższy próg	U_{dnDN}	110
	Napięcie znamionowe odgromników	U_{rDN}	96
	Maksymalne napięcie zadziałania odgromników	U_{gmaxDN}	135
	Wyższy próg	U_{dwDN}	140
<i>GN</i>	Maksymalne napięcie międzyfazowe	U_{mGN}	420
	Niższy próg	U_{dnGN}	375
	Napięcie znamionowe odgromników	U_{rGN}	336
	Maksymalne napięcie zadziałania odgromników	U_{gmaxGN}	474
	Wyższy próg	U_{dwGN}	480

- *Czas przepięcia*; dobrano czasy definiujące rodzaj przepięcia: $T_{p1} \leq 50\mu s$ oraz $T_{p2} \leq 200\mu s$. Przepięcia o czasie trwania w zakresie T_{p1} są identyfikowane jako *krótko- okresowe* lub przepięcia typu „transients”, czyli szybkie zaburzenia przejściowe towarzyszące na przykład wyładowaniom piorunowym i awariom. Przepięcia o czasie w zakresie T_{p2} są określane jako *przepięcia łączeniowe* towarzyszące operacjom łączeniowym i awariom na stacjach energetycznych. Nie ma jednak ścisłej reguły; operacjom łączeniowym mogą towarzyszyć zaburzenia typu „transients”, a przepięcia zidentyfikowane jako „transients” mogą przechodzić w przepięcia łączeniowe. Przepięcia dłuższe niż T_{p2} to *przepięcia długotrwałe* (ang. „overvoltages”), powodowane na przykład niekorzystnym wpływem źródeł energii odnawialnej na sieć energetyczną lub stanami awaryjnymi.

- *Wielkość zmiany pojemności*; przyjęto, że procentowa zmiana pojemności $\Delta C_p \geq 5\%$, towarzysząca przepięciu, spowoduje wystawienie sygnału ostrzegawczego. Jeśli przepięcie zostanie zidentyfikowane zgodnie z algorytmem przedstawionym w punkcie 6.3.1, to zostanie wykonana poniższa sekwencja:

- a) w bazie danych przedstawionej w tabeli B.1. w załączniku B zwiększy się wartość odpowiedniego licznika przebiegów dla przebiegów krótkookresowych lub długookresowych, przekraczających niższy próg lub przekraczających wyższy próg,
- b) zostaną zapamiętane próbki odzwierciedlające przebieg przebiegów,
- c) wysyłane jest „zdarzenie” do nadrzędnego systemu monitoringu informujące o czasie wystąpienia przebiegu i jego rodzaju,
- d) system monitoringu może odczytać plik z rejestracją próbek przebiegów.

„Zdarzenie” zostanie wysłane do TLM i SSiN, niezależnie od tego czy przebiegu towarzyszyła zmiana pojemności C_1 lub $tg\delta$. Ten sygnał, wraz z czasem jego wystąpienia, zostanie zapisany w dzienniku zdarzeń systemu i zaznaczony odpowiednim kolorem jako ostrzeżenie nie wymagające natychmiastowej reakcji obsługi.

Jeśli przebiegu będzie towarzyszył wzrost C_1 lub $tg\delta$, to zostanie wysłany sygnał alarmowy, wymagający niezwłocznej reakcji służb serwisowych.

6.3.3. Baza danych i oprogramowanie komunikacyjne

Dane wyznaczone przez algorytmy zaprogramowane w SMT-102 są wpisywane do wewnętrznej bazy danych, skąd są pobierane przez procedury obsługi protokołów transmisji, na przykład DNP 3.0 [21] i przesyłane do SSiN lub systemu TLM.

W załączniku B, w tabeli B.2. podano indeksy „zdarzeń” ustawianych w bazie w przypadku wykrycia przekroczeń wartości granicznych poszczególnych wskaźników izolacji. Zdarzenia przekazywane do systemu stacyjnego mogą wprost inicjować odnośne ostrzeżenia i alarmy lub być grupowane w tak zwane „sygnały zbiorcze” omówione w dalszej części pracy przedstawiającej integrację opracowanego urządzenia w ramach systemu monitoringu transformatora i systemu stacyjnego.

W tabeli B.1. załącznika B zamieszczono indeksy dla wartości napięć skutecznych, zawartości liczników przebiegów, kątów międzyfazowych, wartości pojemności i współczynnika $tg\delta$, a także innych wielkości.

6.4. Konfiguracja, kalibracja i skalowanie urządzeń

Wszystkie funkcje, omówione w poprzednim podpunkcie, przygotowano tak, aby umożliwić ich przystosowanie za pomocą poniżej omówionych czynności do monitoringu różnego typu izolatorów przepustowych pracujących w transformatorach o różnych napięciach systemowych.

Konfiguracja

W trakcie tzw. „konfiguracji” należy wpisać nominalne wartości współczynników strat dielektrycznych i pojemności dla danego typu przepustu, wartości

kryterialnych dla generacji alarmów, progów identyfikacji zaburzeń, czasów rejestracji lub zaakceptować wartości wprowadzone fabrycznie.

Do tych czynności przygotowano oprogramowanie narzędziowe pConfig. Zwrócono uwagę, aby jego obsługa nie wymagała wiedzy informatycznej. Umożliwia ono wprowadzenie także takich parametrów, jak:

- a) adresów sieciowych urządzeń i haseł dostępu do danych,
- b) wartości napięcia „strony wysokiego i dolnego napięcia” (tj. odpowiednio uzwojenia pierwotnego i wtórnego transformatora), na podstawie których jest automatycznie wyliczana przekładnia pomiarów,
- c) współczynników filtracji dla pomiarów kątów i napięć fazowych.

Osobna grupa wprowadzanych parametrów jest związana z konfiguracją transmisji w standardzie DNP 3.0 [21] i PN-EN 61850 [87] oraz synchronizacją czasu urządzeń w NTP/SNTP (ang. Network Time Protocol/ Simple Network Time Protocol).

Wejście	Pojemność początkowa przepustu [pF]	Tangens początkowy przepustu [%]
1L1	454.800	0.290
1L2	457.300	0.300
1L3	456.400	0.310
2L1	503.600	0.270
2L2	508.900	0.280
2L3	509.500	0.280

Rys. 6.23. Okno konfiguracji początkowych wartości pojemności oraz $tg\delta$

W SMT-102 należy wprowadzić poniżej zestawione parametry dotyczące monitorowania przepustów:

- a) przedziały czasowe dla identyfikacji przebiegów o różnym czasie trwania,
- b) progi napięciowe dla segregacji zaburzeń o różnej wartości maksymalnej,
- c) szybkość zmiany sygnału $kV/\mu s$, której przekroczenie wyzwała rejestrację wywołaną zmianą napięcia na zacisku pomiarowym izolatora przepustowego,
- d) wartości C_1 oraz $tg\delta$, zmierzone podczas ostatnich prób off-line, dla wszystkich monitorowanych izolatorów przepustowych. Wartości te są niezbędne dla skalowania całego układu pomiarowego i jego normalnej pracy. Na rysunku 6.23 przedstawiono przykładowe, wprowadzane wartości tych parametrów.
- e) tryb wyznaczania $tg\delta$; w SMT-102 zaimplementowano algorytm automatycznego wyznaczania referencyjnej fazy dla obliczeń $tg\delta$, oparty o model opisany w punkcie 6.1. Wprowadzono zatem możliwość wyboru faz referencyjnych:

Auto ; automatyczne wyznaczanie fazy referencyjnej,
względem fazy A (lub B, lub C) ; wybrana faza staje się referencyjną,
względem uśrednionych faz A i B ; uśrednione położenie wektora fazy A i B jest przyjmowane jako wartość referencyjna.

Kalibracja

Ta operacja ma na celu automatycznie wyznaczenie poprawek korygujących przesunięcie zera (offset) oraz nachylenie charakterystyki napięciowej wejść pomiarowych. W tym celu na wejścia pomiarowe podaje się z kalibratora napięcie równe 0 V, a następnie napięcie 57,7 V i kolejno zatwierdza się te wartości w oknie kalibracji. SMT-102 i 103 samoczynnie wyznacza wartość offsetu i korekty nachylenia charakterystyki. Te wartości zostają zapamiętane i będą uwzględniane w trakcie pomiarów.

Skalowanie

Oprogramowanie konfiguracyjne umożliwia przeprowadzenie skalowania całego modułu pomiarowego złożonego z SMT-102 i 103 według algorytmu omówionego w 6.2.5. Skalowanie wykonuje się po uruchomieniu modułu monitoringu przepustów na rzeczywistym obiekcie w poniższy sposób:

- a) na wejścia pomiarowe SMT-103 podane są napięcia z przekładników,
- b) na wejścia SMT-102 podane są napięcia z zacisków pomiarowych przepustów,
- c) w okno konfiguracji wartości początkowych, pokazane na rysunku 6.23, należy wpisać wartości pojemności C_1 oraz $\text{tg}\delta$ otrzymane z ostatnich prób off-line.

Po uruchomieniu procedury skalowania do aktualnie wyznaczonego $\text{tg}\delta$ na podstawie różnicy kąta pomiędzy wektorem napięcia na zacisku pomiarowym (SMT-102), a wektorem napięcia liniowego mierzonym na przekładniku napięciowym (SMT-103) przypisywana jest wartość $\text{tg}\delta$ - otrzymana z prób off-line. Do wartości pojemności C_1 , wyliczonej z aktualnych wartości napięcia skutecznego na zacisku pomiarowym (SMT-102) i napięcia liniowego (SMT-103), przypisywana jest wartość pojemności C_1 - otrzymana z prób off-line.

Wartości współczynników skalowania są wyznaczone automatycznie i uwzględniane w dalszych obliczeniach. Wszelkie zachodzące zmiany C_1 oraz $\text{tg}\delta$ są względne, gdyż są obliczane względem wprowadzonych wartości uzyskanych z pomiarów off-line. Powyższa metoda kompensuje także napięciowe i kątowe błędy systematyczne wprowadzane przez elementy układu pomiarowego.

6.5. Dane techniczne

Opracowane urządzenia są przeznaczone do pracy w trudnych warunkach stacji elektroenergetycznej. Mogą one, tak jak sondy pomiarowe, pracować wprost na transformatorze lub są instalowane w pobliżu transformatora. Przyjęto zatem, że ich konstrukcja musi spełnić wymagania odnośnie odporności na narażenia środowiskowe i kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) według tabeli 2 normy PN- EN 60255-1 [76], określającej te wymagania dla urządzeń narażonych na skoki temperatury, pracujących w obecności względnego zawilgocenia okresowo nawet powyżej 95%, a także na zapylenie, korozję i znaczne zaburzenia EMC.

SMT-102 oraz SMT-103 są szczególnie narażone na negatywny wpływ gwałtownych zmian napięcia zasilania, uderów prądowych i silnych zaburzeń pola elektromagnetycznego. Zjawiska te mogą towarzyszyć operacjom łączeniowym na stacji elektroenergetycznej, a także zwarciom i innym uszkodzeniom. Omawiane urządzenia współpracują bezpośrednio z obwodami pierwotnymi i wtórnymi, zatem zaprojektowano je w taki sposób, aby spełniały wymagania EMC, zdefiniowane szczególnie w normie IEC 61000-6-5 [47]. Spełnienie tych wymagań zapewnia także zgodność z wymaganiami sformułowanymi w normie PN-EN 61850-3 [84] dotyczącej parametrów EMC urządzeń funkcjonujących w standardzie PN-EN 61850 [87].

Właściwości podlegające badaniom, wraz z normami dotyczącymi przeprowadzania poszczególnych testów, poziomów odporności, wielkości narażeń i wymaganymi kryteriami reakcji badanego urządzenia, zestawiono w załączniku B. W tabeli 6.6 zebrano dane techniczne opracowanych urządzeń dotyczące ich właściwości pomiarowych, a w tabeli 6.7. odnoszące się do interfejsów komunikacyjnych.

Tabela 6.6. Właściwości pomiarowe SMT-102 oraz SMT-103

Parametr	ozn.	zakres	jedn.	SMT-102	SMT-103	uwagi	
pomiar napięcia (RMS)	U, V	0÷170	V	√	√	na wejściu SMT-xxx	
niepewność pomiaru napięcia	$U(V)$	0,1	%	√	√	w war. laboratoryjnych	
szybkość zmiany napięcia wyzwalająca rejestrację		0,3÷575 (*)	V/μs	√	-	programowana dla każdego kanału pomiarowego	
1-szy przedział czasu przepięcia		0÷100	μs	√	-	łącznie dla wszystkich kanałów	
2-gi przedział czasu przepięcia		100÷26000	μs	√	-	łącznie dla wszystkich kanałów	
pomiar kąta między fazami		±180	°	√	√		
niepewność pomiaru kąta		±0,01	°	√	√	w warunkach stacyjnych	
pomiar zmiany tgδ		0÷10	%	√	-	w warunkach stacyjnych	
niepewność pomiaru tgδ		0,02	%	√	-	w warunkach stacyjnych	
pomiar pojemności C_1		1000	pF	√	-		
niepewność pomiaru C_1		3	pF	√	-	w warunkach stacyjnych	
częstość próbkowania	-	2500000	ilość/ s	√	√	wszystkie kanały jednocześnie	
rozdzielczość pomiaru	-	14	bit	√	√		
zakres pomiaru częstotliwości	-	46÷54	Hz	√	√		
wejścia pomiarowe	izolacja galwaniczna	RMS/1 min	2,5	kV	√	√	między kanałami oraz od części procesorowej
	rezystancja	-	120	kΩ	√	√	
	zabezpieczenie	-	400	V	√	√	

(*) - szybkość narastania napięcia 0,3÷575 V na wejściu układu pomiarowego, odpowiada szybkości narastania 1÷2000 [kV/μs] po stronie wysokiego napięcia.

Tabela 6.7. Właściwości komunikacyjne SMT-102

Podłączenie do systemu nadrzędnego	Ethernet 100FX, złącze typu LC, światłowód typu 62.5/125μm
Protokół transmisji do/z SSiN	PN-EN 61850, DNP 3.0
Protokół transmisji plików COMTRADE	SFTP

Przedstawione powyżej cechy i właściwości urządzeń zweryfikowano podczas testów i prób omówionych w kolejnym punkcie niniejszego rozdziału.

6.6. Testy i próby

Poniżej omówiono wykonane testy i próby elementów modułu monitoringu oraz podsumowano rezultaty. Do zadawania wielkości pomiarowych korzystano z jednego lub dwóch kalibratorów CMC256+ o dokładności zadawania napięcia $E_U = 0,015 \% \times R_d + 0,005 \% \times R_g$ oraz błędzie zadawania kąta $E_A < 0,005 [^\circ]$ [42], gdzie R_d to zadawana wartość napięcia, a R_g to wybrany zakres, 0-150 V.

Przed rozpoczęciem testów skonfigurowano, skalibrowano i wyskalowano urządzenia za pomocą procedur przedstawionych w punkcie 6.4. Dokładny opis stanowisk testowych, przebieg testów, zestawienia surowych wyników, sposób wyznaczenia poszczególnych budżetów niepewności [3] zawiera załącznik A.

A. Wytrzymałość mechaniczna sond pomiarowych

Mechaniczne uszkodzenie pracującej sondy pomiarowej mogłoby doprowadzić do awarii nie tylko izolatora przepustowego, ale także monitorowanej jednostki. Z tej też przyczyny uznano za nieodzowne przeprowadzenie badań wytrzymałości mechanicznej prototypu sondy. Badania takie wykonano w laboratorium Zakładu Wibroakustyki i Bio-Dynamiki Systemów Instytutu Mechaniki Stosowanej Politechniki Poznańskiej, zgodnie z normą [78] oraz [79].

W trakcie testów nie stwierdzono drgań rezonansowych. Po zakończeniu prób nie wykryto żadnych uszkodzeń modułu elektroniki ani obudowy. Testy potwierdziły poprawność konstrukcji obudowy, mocowania i montażu elektroniki sondy.

B. Niepewność pomiarów napięć i kątów w warunkach laboratoryjnych

Pierwotnymi wielkościami mierzonymi przez moduł SMT-102 są wartości skuteczne i różnice kątów fazowych pierwszych harmonicznej napięć na zaciskach pomiarowych przepustów. Znajomość niepewności pomiarów tych wielkości pozwala wyznaczyć niepewność względnej zmiany pojemności C_1 oraz $\text{tg}\delta$. Układ SMT-103 mierzy także wartości skuteczne i różnice faz napięć liniowych. Niepewność pomiaru tych wielkości należy także uwzględnić w obliczeniach C_1 oraz $\text{tg}\delta$.

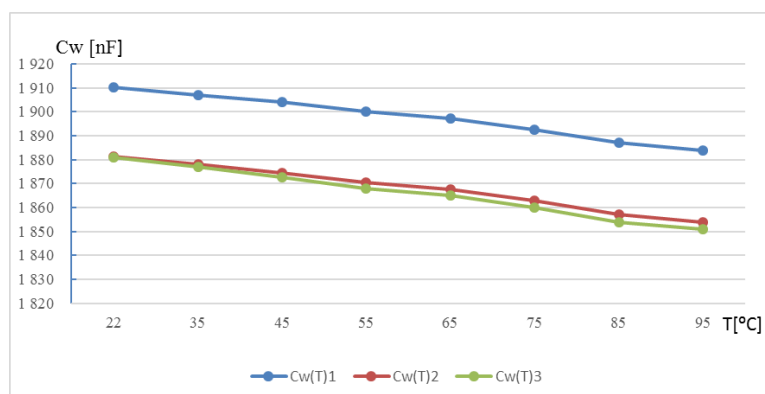
Wejścia układów pomiarowych i zakresy wielkości mierzonych w obu badanych urządzeniach różnią się jedynie zastosowanymi złączami. Stąd wyznaczono budżet niepewności pomiarów jedynie dla układu SMT-102.

Na podstawie wyników testów stwierdzono, że w warunkach laboratoryjnych skonstruowane urządzenia mierzą wartości napięć skutecznych w zakresie od 40 do 50 V ze stałą niepewnością rozszerzoną $U(V)_{0,95} = 0,02$ V. Niepewność względna rozszerzona wynosi $U_w(V) = 0,04 \%$. Wartość różnicy kąta fazowego jest mierzona w zakresie 0 do 1 $[^\circ]$ z niepewnością rozszerzoną $U(\delta) = 0,01 [^\circ]$ oraz niepewnością standardową $U(\delta) = 0,005 [^\circ]$. Wielkość niepewności standardowej tego pomiaru wykorzystano w obliczeniach niepewności pomiaru $\text{tg}\delta$ przepustu w warunkach laboratoryjnych i stacyjnych. Sposób wyznaczania poszczególnych niepewności został przedstawiony w załączniku A.

C. Ocena wpływu temperatury sondy na pomiary.

Sondy pojemnościowe umieszczone w gniazdach pomiarowych izolatorów przepustowych mogą osiągać sporadycznie temperaturę niewiele niższą od temperatury kołnierza przepustu osiagającej nawet do 105 °C [57]. Sprawdzone zatem wpływ temperatury sondy na pomiary napięcia i kąta fazowego. Przebieg prób przedstawiono w załączniku A.

Na podstawie otrzymanych wyników stwierdzono, że zmiany temperatury wywołują zmiany pojemności C_w , które z kolei mogą wpływać na pomiary pojemności C_1 . Dla przebadanych sond wyznaczono współczynnik ΔC_{wt} określający wielkość zmiany pojemności referencyjnej zainstalowanej w sondzie CPT odpowiadającej zmianie temperatury o 1 °C. Dla stosowanych w sondach kondensatorów polipropylenowych współczynnik ten posiada liniową charakterystykę ujemną, zatem wzrost temperatury sondy będzie powodował spadek jej pojemności. Rysunek 6.24 pokazuje przebiegi zmian pojemności $C_w(t)1$, $C_w(t)2$, $C_w(t)3$ w funkcji temperatury otoczenia T_o dla trzech przebadanych egzemplarzy sond. Średnie wartości $\Delta C_{wt}(n)$ wynoszą odpowiednio -0.42, -0.41, -0.46 nF/°C. Różnica między zmianami wartości pojemności dla sondy 1 oraz 2 i 3 wynosi około 30 nF i jest w przybliżeniu stała w całym zakresie badanych temperatur. Zostanie ona skorygowana podczas kalibracji układu pomiarowego.



Rys. 6.24. Zmiany pojemności sond w zależności od temperatury

Tabela 6.10 zawiera współczynniki ΔC_{wt} kilku typów sond wyznaczone na podstawie danych zabranych w trakcie prób. W tej tabeli pokazano także wartość współczynnika temperaturowego sondy ΔC_n , wyznaczonego wprost na podstawie współczynnika temperaturowego kondensatorów polipropylenowych zastosowanych w konstrukcji sondy. Współczynnik ten wynosi 220 ppm, jak podano w punkcie 6.2.2. Wartości współczynników ΔC_{wt} oraz ΔC_n są zbieżne lub nieznacznie różne, co potwierdza prawidłowość przeprowadzonego testu.

Tabela 6.10. Współczynniki temperaturowe wybranych typów sond

Lp	Typ sondy	Napięcie nominalne [kV]	ΔC_{wt} [nF/°C]	ΔC_n [nF/°C]
1	CPT-002-231/1880	400	0,43	0,41
2	CPT-002-231/400	110	0,11	0,09
3	CPT-002-212/1400	400	0,31	0,31

Testy potwierdziły, że wraz ze wzrostem temperatury będzie się zmniejszać pojemność zespołu kondensatorów tworzących pojemność referencyjną C_w sondy zainstalowanej w zacisku pomiarowym. Spadek pojemności ma charakter liniowy zgodnie z charakterystyką kondensatorów polipropylenowych. W oparciu o wyznaczony współczynnik ΔC_{wt} - korekcji pojemności C_w w funkcji temperatury sondy jest możliwe skompensowanie zmiany pojemności C_1 , wprowadzanej przez zmianę temperatury sondy, korzystając z poniższych zależności:

Na podstawie wzoru 4.4 otrzymujemy:

$$C_{1k} = \frac{C_w}{\left(\frac{U}{V}-1\right)} - \Delta t \times \frac{\Delta C_{wt}}{\left(\frac{U}{V}-1\right)}, \quad (6-42)$$

gdzie:

C_1 - mierzona wartość pojemności C_1 ,

C_{1k} - skorygowana, wyznaczona wartość pojemności C_1 ,

C_w - wartość pojemności zespołu kondensatorów zainstalowanych w sondzie,

Δt - współczynnik korekcyjny dla temperatury sondy,

ΔC_{wt} - współczynnik korekcji pojemności sondy,

U - mierzone napięcie linii ,

V - napięcie na zacisku pomiarowym wskazywane przez sondę.

Wielkość współczynnika temperaturowego Δt odzwierciedlającego zmianę temperatury sondy przyjmujemy jako połowę sumy temperatury oleju oraz temperatury otoczenia, tak jak w badaniach off-line izolatorów przepustowych.

Wprowadzając poniższą zmienną pomocniczą „X”

$$X = \frac{U}{V} - 1, \quad (6-43)$$

do zależności (6-42), uzyskujemy:

$$C_{1k} = \frac{C_w}{X} - \Delta t \times \frac{\Delta C_{wt}}{X}. \quad (6-44)$$

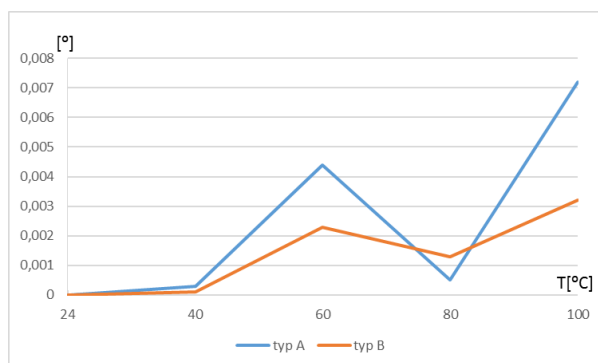
Na podstawie danych z pomiarów on-line otrzymujemy nieskorygowaną wartość pojemności C_1 izolatora przepustowego o poniższej wartości:

$$C_1 = \frac{C_w}{X}. \quad (6-45)$$

Podstawiając ze wzoru (6-45) wartość zmiennej „X” do wzoru (6-44), otrzymujemy zależność na wartość skorygowanej pojemności C_1 o poprawkę wynikającą z korekcji temperaturowej wskazania sondy:

$$C_{1k} = C_1 - \Delta t \times \Delta C_{wt} \frac{C_1}{C_w}. \quad (6-46)$$

W załączniku A przedstawiono wyniki badania wpływu temperatury na pomiary różnicy kąta fazowego. Badania wykonano dla sond pomiarowych z zainstalowanymi kondensatorami polipropylenowymi o łącznej pojemności C_w . Jeden komplet sond wykonano z kondensatorami typu A, a drugi z kondensatorami typu B. Zaobserwowaną zależność zmiany kąta od temperatury przedstawia rysunek 6.25.



Rys. 6.25. Zależność odchyłki pomiaru kąta od temperatury dla kondensatora typu A oraz typu B

Stwierdzono, że odchyłka kąta w funkcji temperatury ma nieliniowy charakter dla obu typów przebadanych kondensatorów. Odrzucono wartości skrajne i uwzględniono jedynie maksymalne zmiany kąta w temperaturze 60 °C. W kolejnym kroku oszacowano, jak będzie wpływać zmiana mierzonej różnicy kąta wywołana przyrostem temperatury o 60 °C na obliczenie $\text{tg}\delta$.

Zastosowanie kondensatorów typu A w sondach pomiarowych wprowadzałoby dodatkową niepewność bezwzględną 0,008% do budżetu niepewności pomiaru $\text{tg}\delta$. Stosowanie kondensatorów typu B wprowadza niepewność 0,004%. Powyższe obliczenia uwzględniono podczas wyznaczenia niepewności pomiaru $\text{tg}\delta$ w warunkach stacyjnych, co zostanie zaprezentowane w dalszej treści pracy.

D. Pasma przenoszenia

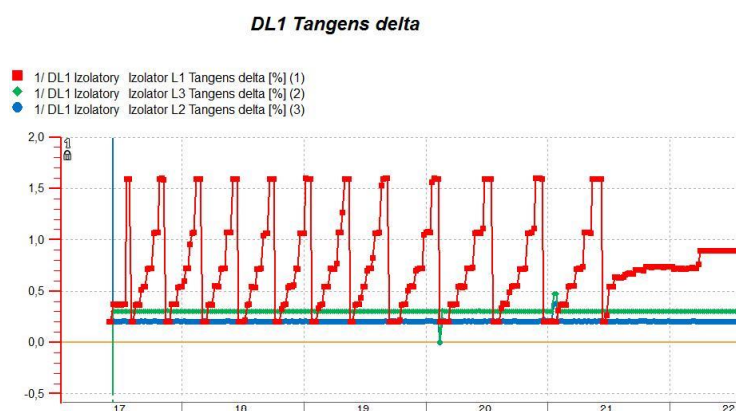
Przetestowano pasmo przenoszenia układu SMT-102, ponieważ jednym z jego zadań jest identyfikacja i rejestracja szybkich zaburzeń napięcia występujących na zacisku pomiarowym izolatora przepustowego.

Stwierdzono praktyczny brak tłumienia napięcia do częstotliwości 100 kHz, co wskazuje na przydatność układu do wykrywania i rejestrowania stacyjnych zaburzeń łączeniowych o składowych do tej częstotliwości. Spadek 3dB wystąpił dla częstotliwości około 1 MHz. Można zatem wnioskować, że układ będzie przenosił zaburzenia udarowe piorunowe (o szybkości narastania czoła impulsu rzędu 1 μs), ale ich odwzorowanie będzie zniekształcone.

E. Niepewność pomiarów C_1 oraz $\text{tg}\delta$ w warunkach laboratoryjnych.

Niepewność pomiarów wskaźników izolacji wyznaczono na podstawie wyników pomiarów uzyskanych w trakcie prób odbiorczych jednego z systemów monitoringu. Do obliczeń względnej niepewności $u_{cw}(C_1)$ pomiaru pojemności C_1 wykorzystano metodę różniczki zupełnej. W budżecie niepewności uwzględniono niepewność zadajników napięcia oraz obliczone niepewności pomiaru napięcia na zacisku pomiarowym i napięcia referencyjnego. Stwierdzono, że moduł monitoringu mierzy zmiany pojemności C_1 w zakresie od 400 do 500 pF z niepewnością rozszerzoną $U(C_1)=0,3$ pF. Budżet niepewności i obliczenia przedstawiono w załączniku A.

W budżecie niepewności pomiarów $\text{tg}\delta$, zamieszczonym w załączniku A, uwzględniono niepewność standardową rozrzutu pomiarów oraz dwukrotnie wartość niepewności pomiaru różnicy kąta. Jest to spowodowane tym, że różnica kąta jest mierzona dla napięcia na zacisku pomiarowym oraz dla liniowego napięcia referencyjnego. Stwierdzono, że zaprojektowany moduł mierzy zmiany współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg}\delta$ w zakresie od 0,02 do 2 % z niepewnością rozszerzoną $U(\text{tg}\delta) = 0,01$ %. Zakres pomiarów oraz rozszerzoną niepewność pomiaru $\text{tg}\delta$ wyrażono w umownych jednostkach procentowych, w jakich zwyczajowo podawana jest wartość tego wskaźnika izolacji. Na rysunku 6.26 pokazano przebieg wartości $\text{tg}\delta$ podczas testu zarejestrowany w systemie SYNDIS ES.



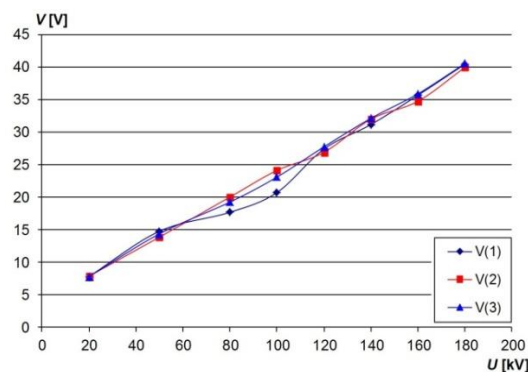
Rys. 6.26. Zarejestrowane w systemie SYNDIS ES wyniki pomiarów $\text{tg}\delta$ w trakcie testów

F. Charakterystyka napięciowa przepust-sonda

Prototyp modułu monitoringu przepustów, oznaczony jako SMT-001, przetestowano w Stacji Prób Wysokonapięciowych w byłym Zakładzie Remontowo-Produkcyjnym „Energetyka Czerwonak”. Obecnie „Energetyka Czerwonak” pod nazwą „Power Engineering S.A” wchodzi w skład koncernu KONCAR. Celem przeprowadzonych testów była ocena poprawności konstrukcji układu pomiarowego, sprawdzenie pracy układu pomiarowego - w tym szczególnie sondy pomiarowej –

w obecności wysokiego napięcia, przetestowanie pomiarów i funkcji rejestracji oraz zbadanie zachowania modułu podczas zaburzeń elektromagnetycznych, symulowanych wyładowaniami iskiernika kulowego.

Sporządzono charakterystykę napięciową sondy, przedstawioną na rysunku 6.27. Na osi poziomej zaznaczono wartości napięcia U , podawanego na zaciski liniowy przepustu, a na pionowej pokazano wartości napięć V_1, V_2, V_3 mierzone przez sondę.



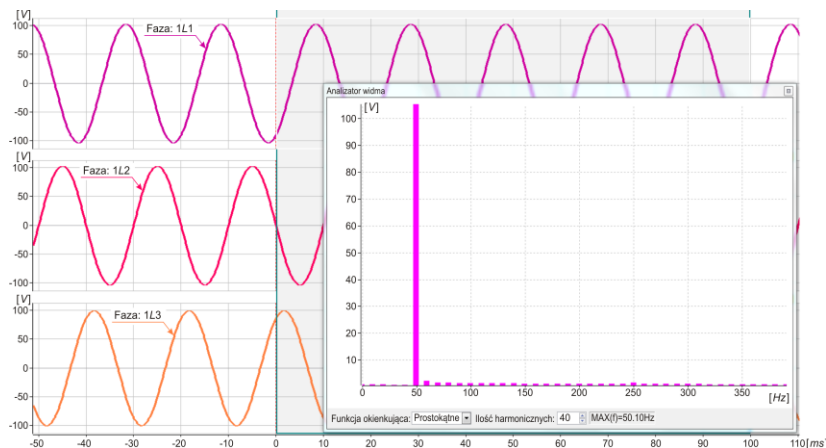
Rys. 6.27. Charakterystyka napięciowa układu przepust-sonda dla $C_w=0,47\mu\text{F}$

Przebiegi te wykazują widoczne rozbieżności dla poszczególnych prób. Zrezygnowano z oceny niepewności przeprowadzonych pomiarów z uwagi na nieznaną niepewność pomiaru napięcia podawanego na zaciski liniowe. Powyższe charakterystyki jedynie poglądowo pokazują zależność napięcia na zacisku pomiarowym od napięcia podawanego na izolator przepustowy.

W trakcie testu zarejestrowano znacznie odkształcony przebieg napięcia na zacisku pomiarowym, pokazany w załączniku A punkt 7. Według opinii osoby, która wcześniej korzystała z usług tego laboratorium, może to wynikać z właściwości układu do zadawania napięcia, którym dysponuje stacja prób.

W tej sytuacji zdecydowano się na ponowne wyznaczenie charakterystyki napięciowej sondy w stacji prób jednej z dużych fabryk transformatorowych. Uzyskane wyniki przedstawiono w załączniku A/8. Testy wykazały, że tor pomiarowy przepust/sonda/układ pomiarowy SMT-102 jest liniowy. Niepewność rozszerzona względna współczynnika przenoszenia, określanego jako stosunek napięcia międzyfazowego na stronie pierwotnej transformatora do napięcia na zacisku pomiarowym, wyniosła 0,24 %.

Rysunek 6.28 przedstawia przykładową rejestrację przebiegu napięcia na zacisku pomiarowym z rozkładem harmonicznym wykonanym funkcją „Analizator” firmy Mikronika, zintegrowaną w systemie TLM. Przebieg nie wykazuje odkształceń. Inne rejestracje, w tym rejestrację przebiegu odkształconego na skutek przemagnesowania rdzenia transformatora, pokazano w załączniku A/8.



Rys. 6.28. Zarejestrowany w trakcie testów na stacji prób, przebieg napięcia z rozkładem harmonicznym na zacisku pomiarowym przepustu

G. Przewidywana niepewność pomiarów C_1 oraz $\text{tg}\delta$ w warunkach stacyjnych

Przewidywaną niepewność pomiarów pojemności C_1 w warunkach stacyjnych oszacowano na podstawie pomiarów w układzie laboratoryjnym, uwzględniając niepewność pomiaru napięcia referencyjnego poprzez przekładnik stacyjny $u_w(U)$ oraz niepewność pomiaru napięcia na zacisku pomiarowym $u_w(V)$.

Wartości niepewności $u_w(U)$ wyznaczono na podstawie kilku raportów z badań napięciowych przekładników stacyjnych „klasy 0.2” zakładając, że przekładniki właśnie tej klasy należy stosować w układach pomiaru napięcia referencyjnego. Klasa 0.2 wskazywałaby, że do budżetu niepewności należałoby przyjąć niepewność standardową wynoszącą 0.1 %. Analizując dane zawarte w powyższych raportach, wyznaczono niepewność $u_w(U)=0,02\%$. Założono, że błędy stałe przekładników zostaną skompensowane podczas kalibracji układu pomiarowego.

Niepewność $u_w(V)$ pomiaru napięcia V na zacisku pomiarowym wynoszącą 0,12% przyjęto na podstawie wykonanych pomiarów w trakcie próby napięciowej, przedstawionej w załączniku A w punkcie 8.

W obliczeniach $U(C_1)$ zastosowano metodę różniczki zupełnej, analogicznie jak w układzie laboratoryjnym. Dane oraz obliczenia zamieszczono w załączniku A.

Wyznaczono, że w warunkach stacyjnych, w zakresie 400 do 500pF, niepewność rozszerzona pomiaru pojemności C_1 wyniesie $U(C_1)=3\text{ pF}$ – zakładając skompensowanie błędów stałych przekładników stacyjnych. Założono także, że kompensacja układu pomiarowego nie poprawi niepewności pomiarów na zacisku pomiarowym z uwagi na zmienność warunków pracy transformatora. Przeliczono, że gdyby kompensacja nie przyniosła dobrych rezultatów także w odniesieniu do przekładników stacyjnych, to niepewność $U(C_1)$ wzrosnie do 4 pF. Te obliczenia wykonano przyjmując $u_w(U)=0,1\%$ oraz $u_w(V)=0,12\%$.

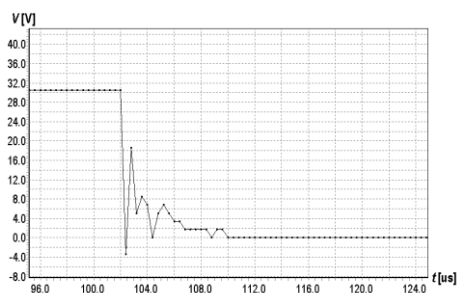
Oszacowano także niepewność $U(\text{tg}\delta)$ wyznaczenia współczynnika $\text{tg}\delta$ w warunkach stacyjnych. Wykorzystano wyniki uzyskane dla układu w warunkach laboratoryjnych. Uwzględniono niepewność wnoszoną poprzez dwa przekładniki stacyjne do pomiarów różnicy kąta. Do wyznaczenia tej niepewności wykorzystano dane z dostępnych raportów badań przekładników. Uwzględniono ponadto wpływ temperatury na zmianę parametrów sondy pomiarowej. Oszacowanie wykonano dla sond pomiarowych z kondensatorami typu A oraz typu B. Stosowne obliczenia i dane zawiera załącznik A.

Niepewność rozszerzona pomiaru wskaźnika jakości izolacji w warunkach stacyjnych wynosi $U(\text{tg}\delta)=0,02\%$ dla kondensatorów typu „B” o lepszych parametrach temperaturowych. Dla kondensatorów typu „A” niepewność standardowa jest około 20 % większa. Z uwagi na zaokrąglenia, stosując te kondensatory należy przyjąć w warunkach stacyjnych $U(\text{tg}\delta)=0,03\%$. Do zastosowań produkcyjnych rekomendowano kondensatory typu „B”

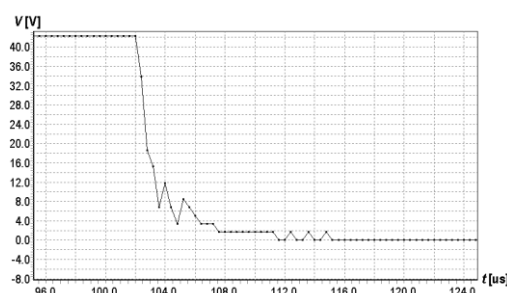
H. Symulacja zaburzenia elektromagnetycznego

Symulację zaburzenia elektromagnetycznego przeprowadzono na stacji prób zakładu „Energetyka Czerwonak”. W trakcie zaburzenia, wywołanego wyładowaniem na iskierniku kulowym, układ pomiarowy SMT-001 uległ uszkodzeniu. Sonda pomiarowa nie została uszkodzona. Stwierdzono, że prawdopodobną przyczyną zaistniałej sytuacji był brak separacji galwanicznej w obwodzie zasilania układu SMT-001. Aby potwierdzić tę hipotezę, zdecydowano się na powtórzenie próby po tymczasowej likwidacji połączenia galwanicznego w obwodzie zasilania poprzez wprowadzenie zasilania akumulatorowego.

Powtórna próba przebiegła pomyślnie. W załączniku A umieszczono opis i rysunki obrazujące przebieg powtórnych testów. Wywołano wyładowania przy napięciach 95 kV oraz 135 kV i wykonano rejestracje przebiegów, co zostało pokazane na poniższych rysunkach 6.29 oraz 6.30. Przedstawiają one kształt udaru uciętego.



Rys. 6.29. Zarejestrowany oscylogram napięcia przy napięciu wyładowania 95 kV



Rys. 6.30. Zarejestrowany oscylogram napięcia przy napięciu wyładowania 135 kV

Na powyższych przebiegach widać, że nie są poprawnie odwzorowane występujące oscylacje o okresie pojedynczych mikrosekund. Wskazuje to na przydatność układu do rejestracji zaburzeń łączeniowych z wyłączeniem rejestracji szybkich, mikrosekundowych przebiegów powstających, np. w trakcie wyładowań atmosferycznych.

Podsumowanie wyników

Testy mechaniczne prototypu sondy CPT-001 nie uwidoczniły żadnych wad konstrukcyjnych. Wprowadzono jednak zmiany zmniejszające jej ciężar, aby zmniejszyć siły oddziałujące na połączenie gwintowe z gniazdem przepustu.

Testy laboratoryjne wykazały, że układ SMT-102/103 mierzy wartość zmian kąta fazowego z niepewnością rozszerzoną $U(\delta)=0,01$ [°]. Testy FAT (ang. Factory Acceptance Test – testy odbiorowe wykonywane przed dostawą elementów systemu na obiekt i dalszymi pracami uruchomieniowymi) potwierdziły, że taka niepewność pomiaru pozwala na pomiary względnych zmian współczynnika strat dielektrycznych izolatora przepustowego $\text{tg}\delta$ z niepewnością rozszerzoną $U(\text{tg}\delta)=0,01$ % – przy uwzględnieniu kompensacji asymetrii napięcia liniowego.

Wykazano także, że skonstruowany moduł monitoringu przepustów mierzy w warunkach laboratoryjnych względne zmiany pojemności izolatora przepustowego z niepewnością rozszerzoną $U(C_1)=0,3$ pF.

Pomiary wykonane w warunkach laboratoryjnych oraz analiza niepewności wyników testów reprezentatywnych typów przekładników stacyjnych pozwoliły na oszacowanie przewidywanej niepewności pomiarów wskaźników izolacji w warunkach stacyjnych. Uwzględniając wpływ temperatury na pomiar różnicy kąta fazowego, oszacowano, że współczynnik $\text{tg}\delta$ będzie mierzony z niepewnością rozszerzoną $U(\text{tg}\delta)=0,02$ % pod warunkiem zastosowania rekomendowanych kondensatorów typu B. Stosowanie kondensatorów typu A będzie skutkowało niepewnością rozszerzoną pomiaru 0,03 %. Oszacowano także, że pojemność C_1 będzie mierzona z niepewnością rozszerzoną $U(C_1)$ w granicach 3 do 4 pF.

Kompensacja błędów stacyjnych przekładników napięciowych i całego układu pomiarowego pozwoli zmniejszyć niepewność pomiaru pojemności do 3 pF. Brak kompensacji korygującej błędy stałe układu pomiarowego, a także rozynchronizowanie pomiędzy pomiarami wektora napięcia liniowego i wektora napięcia na zacisku pomiarowym, zwiększy niepewność $U(C_1)$ do 4 pF.

Testy wykazały, że zmiana pojemności sondy pomiarowej wskutek zmian temperatury będzie wpływać na bezwzględne wartości mierzonych pojemności C_1 . Wpływ ten dodatkowo intensyfikuje umieszczenie w sondzie ze względów bezpieczeństwa kilku równoległych kondensatorów o pożądanej wypadkowej pojemności. Dla kilku przebadanych sond potwierdzono liniowy, ujemny przebieg zależności zmiany pojemności sondy w funkcji wzrostu temperatury, wynikający z ogólnych właściwości kondensatorów polipropylenowych. Zrezygnowano zatem z uwzględniania wpływu temperatury w budżecie dla $U(C_1)$, zakładając możliwość wprowadzenia kompensacji tego wpływu. Wyznaczono współczynniki temperaturowe oraz

określono ewentualny sposób kompensacji temperaturowej odchyłki pojemności C_1 , zakładając ocenę zjawiska i dalsze analizy po uzyskaniu wyników rzeczywistych pomiarów, wykonanych na pracującym transformatorze.

Na podstawie danych w tabeli 6.4 można stwierdzić, że szacowana niepewność wyznaczania zmiany $U(\text{tg}\delta)=0,02\%$ będzie wystarczająca dla identyfikacji poziomów granicznych, których przekroczenie powinno powodować wysłanie sygnału ostrzegawczego lub alarmowego przez moduł monitoringu. Warunkiem jest zastosowanie właściwych kondensatorów w konstrukcji sondy pomiarowej.

Według założeń sformułowanych w punkcie 6.3.2 i wartości progów podanych w tabeli 6.3, moduł monitoringu powinien wysłać ostrzeżenie po zidentyfikowaniu zwarcia jednej warstwy rdzenia przepustu. Sygnał alarmu należy wysłać, gdy pojemność wzrośnie powyżej $3,5\%$ wartości początkowej, a awarii, gdy pojemność wzrośnie o 5% wartości początkowej. Dla przykładowego przepustu o parametrach podanych w punkcie 6.3 wartości te odpowiednio wynoszą 12, 21 oraz 38 pF z uwzględnieniem histerezy. Zatem niepewność $U(C_1)$, nawet osiągająca 4 pF, jest wystarczająca dla zidentyfikowania przekroczenia powyższych progów.

Powyższe szacunki nie uwzględniają jednakże faktu, iż niepewność pomiarów w rzeczywistym układzie pomiarowym może być jednak większa z uwagi na:

- a) zakłócenia elektromagnetyczne, indukujące się w przewodach doprowadzających mierzone napięcia z zacisków pomiarowych przepustów i przekładników oraz w przewodach masy odniesienia,
- b) brak synchronizacji próbkowania napięcia na zacisku pomiarowym i napięcia referencyjnego.

Przyjęto, że do instalacji będzie się stosować ekranowane kable sygnałowe w celu ograniczenia wpływu zakłóceń elektromagnetycznych. Analizując przyczyny awarii układu pomiarowego podczas symulowanego zaburzenia elektromagnetycznego, stwierdzono konieczność starannego uziemiania urządzeń, izolacji galwanicznej obwodów pomiarowych oraz obwodów zasilania.

Brak synchronizacji próbkowania napięć zredukowano poprzez wprowadzenie uśredniania wyników w ciągu 10 sekund i ograniczenie dopuszczalnej maksymalnej zmiany wartości napięcia uwzględnianej w obliczeniach.

W trakcie testów na stacji prób potwierdzono także prawidłowy dobór wartości pojemności wzorcowej, uzyskując napięcie V o wartości około 40 V RMS dla napięcia przepustu, wynoszącego 135 kV. Wykonano charakterystykę pomiarową układu SMT-102 z sondą pomiarową zainstalowaną w przepuście, na którego zacisk liniowy podawano napięcie o wartości do 135 kV. Nie wyznaczono niepewności wyników tych pomiarów, z uwagi na nieznaną niepewność nastawiania wartości napięcia. Niecelowość obliczeń wynikała także z tego, że próby przeprowadzono na uszkodzonym przepuście o nieznanym charakterystyce.

Zarejestrowane, znaczne odkształcenie przebiegu na zacisku pomiarowym skłoniło autora pracy do przeprowadzenia ponownego sprawdzenia charakterystyki przenoszenia modułu monitoringu w innym laboratorium wysokonapięciowym.

Rezultaty sprawdzenia potwierdziły liniowość układu i jego przydatność do rejestracji przebiegów napięć. Wyznaczoną wartość niepewności standardowej pomiarów napięcia $u(V)$ na zacisku pomiarowym uwzględniono w budżecie niepewności pomiarów C_1 w warunkach stacyjnych. Oscylogramy zarejestrowane w trakcie symulacji zaburzeń elektromagnetycznych potwierdziły przydatność opracowanych urządzeń do identyfikacji i rejestracji przebiegów zaburzeń łączeniowych z wyłączeniem składowych megahercowych. Zburzenia powstające w trakcie wyładowań atmosferycznych mogą być rejestrowane jedynie w ograniczonym zakresie.

Pomyślne rezultaty testów pozwoliły na przystąpienie do zaplanowanych prac uruchomieniowych modułu monitoringu na rzeczywistym transformatorze.

6.7. Uruchomienie modułu monitoringu

Na podstawie zebranych doświadczeń opisano szereg czynności, które należy wykonać na stacji energetycznej, wdrażając moduł monitorowania przepustów.

Prace montażowe

Sondy pomiarowe CPT-102, w wersji dobranej do typu gniazda zgodnie z tabelą 6.1, instaluje się w gniazdach pomiarowych przepustów - korzystając z podnośnika z koszem. Złącza przewodu należy zabezpieczyć przed wnikaniem wilgoci osłoną z gumy odpornej na działanie promieniowania UV, jak pokazano na rysunku 6.31.

SMT-102 wraz z wyłącznikiem i zabezpieczeniem zasilania montuje się w szafce instalacyjnej, izolowanej termicznie, o odporności co najmniej IP55 [82], umiejscowionej w obrębie transformatora. Szafkę zabezpiecza się przed wewnętrzną kondensacją wilgoci stosując podwójne, izolowane ścianki i ogrzewanie włączane termostatem. Miejsce montażu należy tak wybrać, aby długości przewodów doprowadzających sygnały z sond pomiarowych nie przekraczały 15 metrów.

Na rysunku 6.32 pokazano przykładową instalację układu, wykonaną na jednym z krajowych autotransformatorów.



Rys. 6.31. Sonda zainstalowana w przepuście ze złączami zabezpieczonymi dodatkową osłoną



Rys. 6.32. Szafka z modułem pomiarowym zainstalowana na kadzi transformatora

Do gniazd BNC układu SMT-102 są dołączone przewody z sygnałami z sond CPT. Sieć światłowodową doprowadza się do złącza LC z przełącznika sieciowego, umiejscowionego na ogół w szafie transformatora. Poprzez wyłącznik oraz zabezpieczenie doprowadza się napięcie zasilające 230 V AC lub 220 V DC.

Przetwornik referencyjny SMT-103 instaluje się w szafie lub na stojaku w polu pomiarowym, w którym są dostępne obwody wtórne przekładników pomiarowych napięć liniowych, monitorowanych izolatorów przepustowych.

Do zacisków śrubowych przykręca się przewody doprowadzające napięcia o wartości nominalnej 57,7 V RMS z przekładników pomiarowych, zainstalowanych na liniach doprowadzonych do monitorowanych przepustów. Poprzez wyłącznik oraz zabezpieczenie zasilania doprowadzone jest napięcie 230 V AC lub stacyjne napięcie gwarantowane 220 V DC zasilające cały układ. Sieć światłowodową doprowadza się do złącza LC z przełącznika sieciowego sieci stacyjnej.

Rozpoczęcie pracy

Po zakończeniu prac montażowych i wykonaniu niezbędnych sprawdzeń należy załączyć zasilanie urządzeń. Po sprawdzeniu komunikacji z urządzeniami przeprowadza się konfigurację, kalibrację i skalowanie za pomocą oprogramowania omówionego w punkcie 6.4.

Obsługa modułu monitoringu

Jeśli moduł pracuje jako niezależny moduł monitorowania izolatorów przepustowych, to jest obsługiwany za pomocą programu „Serwis”, który umożliwia obejrzenie wszystkich bieżących pomiarów i obliczeń. Program „Rvs comtrade” służy do automatycznego, ciągłego odczytu plików COMTRADE [80] z układu SMT-102, za pomocą protokołu SFTP. Program umieszcza odczytane pliki w serwerze systemu. Następnie te pliki można obejrzeć za pomocą analizatora zakłóceń (np. „Analizator”) lub innym programem narzędziowym, umożliwiającym przeglądanie plików w standardzie COMTRADE [80]. Wszystkie wymienione wyżej programy są produktami firmy MIKRONIKA, zaadaptowanymi do stosowania w systemie monitorowania transformatorów SYNDIS ES.

Jeśli moduł monitoringu izolatorów przepustowych jest zintegrowany z systemem monitoringu całego transformatora, to jest on obsługiwany poprzez protokół transmisji zgodny ze standardem IEC 61850 [87].

Jedną z tez niniejszej pracy, sformułowanych w punkcie 5.2, jest konieczność zintegrowania modułu monitoringu z TLM oraz z SSiN. Zdaniem autora, tylko takie podejście umożliwia zrealizowanie rozszerzonego nadzoru izolatorów przepustowych w czasie rzeczywistym. W celu weryfikacji tej tezy było niezbędne zaprojektowanie szeregu rozwiązań informatycznych, dotyczących gromadzenia danych, wykonywania obliczeń, prezentacji wyników, wysyłania ostrzeżeń i alarmów. Zagadnienia te zostaną przedstawione w kolejnym rozdziale niniejszej pracy.

7. INTEGRACJA Z SYSTEMAMI STACYJNYMI

7.1. Celowość integracji

W strukturach nadzoru sieci elektroenergetycznych coraz częściej instalowane są systemy monitoringu on-line transformatorów, określane skrótem „TLM”. Monitorują one z reguły część aktywną transformatora, zawilgocenie i zawartość gazów w oleju, pracę przełącznika zaczełów oraz stan i pracę układu chłodzenia.

W tego rodzaju systemach, przekazywanych do eksploatacji w pierwszym dziesięcioleciu 21. wieku, monitoring izolatorów przepustowych stanowił wydzielony moduł lub podsystem. Serwer nadrzędny TLM odczytywał co pewien czas wartości współczynników izolacji lub moduł i kąt wektora sumy prądów upływu. Wartości te były uśredniane i gromadzone w bazie danych. Na podstawie zebranych danych, analizowano przekroczenia ustawionych progów ostrzegawczych i alarmowych.

Takie podejście umożliwiało uproszczenie części pomiarowej układu monitorowania przepustu, instalowanej w pobliżu transformatora, gdyż operacje uśredniania, oceny trendów i przekroczeń były wykonywane w serwerze systemu [4].

Potrzeba integracji z TLM wynikała i wynika nadal z tego, że systemy tego rodzaju posiadają zasoby do wieloletniego gromadzenia danych i wyznaczonych wielkości, w tym także wskaźników jakości izolacji. Umożliwia to obserwację i porównanie zarejestrowanych zmian tych wartości w różnych przedziałach czasu. Spostrzeżenia te znalazły odzwierciedlenie w opublikowanym w 2012 roku i do dzisiaj obowiązującym standardzie PSE S.A pt. „Standardowa Specyfikacja Techniczna „System Monitoringu Autotransformatorów” [95], opisującym zasady budowy, wdrażania i eksploatacji systemów TLM. Standard ten w znacznej mierze bazuje na dokumentacji systemu SYNDIS ES [66], wdrażanym w polskiej energetyce od 2008 roku i jest poparty wnioskami z analizy jego eksploatacji.

Oprócz powyższych aspektów, nawiązując do założeń sformułowanych w punkcie 5.3 niniejszej pracy, przyjęto, że integracja w systemie TLM modułu lub podsystemu monitoringu przepustów znacząco poprawi pewność wnioskowania o stanie monitorowanych izolatorów przepustowych z następujących powodów:

- a) możliwe będzie tworzenie rozbudowanych funkcji monitoringu, uwzględniających trendy zmian poszczególnych wskaźników izolacji oraz analizę przepięć docierających do przepustów transformatora,
- b) obliczenia i analizy dotyczące przepustów mogą być powiązane z innymi parametrami mierzonymi przez system, takimi jak temperatura górnej warstwy oleju, temperatura otoczenia, obciążenie transformatora,
- c) rezultaty monitoringu przepustów mogą być łatwiej dostępne na stanowiskach roboczych systemu w postaci ekranów zbiorczych prezentujących zestawione informacje, a także w postaci konfigurowalnych wykresów i raportów. Mogą być prezentowane lokalnie lub zdalnie w technologii strony internetowej, zgodnie z możliwościami obróbki i prezentacji informacji w webserwerach.

Przyjęto także, że system lub moduł monitoringu przepustów należy zintegrować nie tylko ze specjalizowanym systemem TLM, ale również z systemem SSiN wykorzystywanym do zarządzania siecią elektroenergetyczną. Dzięki temu jest możliwe kierowanie ewentualnych ostrzeżeń i alarmów, wypracowanych przez moduł monitoringu, bezpośrednio do systemu zarządzania siecią energetyczną. Sygnały te mogą być grupowane i przesyłane do oddalonych centrów dyspozytorskich, nawet na szczeblu krajowym. Umożliwia to szybką reakcję na ewentualne zagrożenia.

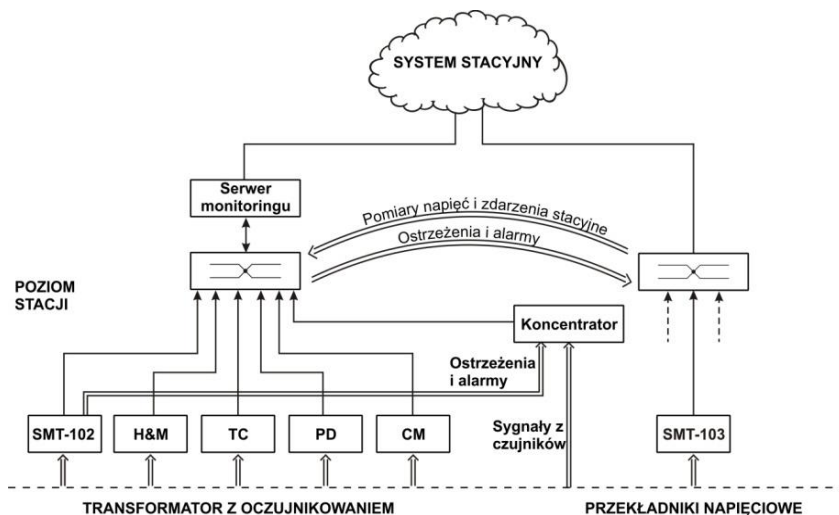
Dodatkową zaletą integracji z systemem stacyjnym jest wykorzystanie do obsługi przetwornika referencyjnego infrastruktury SSiN, składającej się z połączeń sieciowych, przełączników routingu, protokołów transmisji oraz urządzeń pomiarowych. Jak już powiedziano, pomiary z tego przetwornika są niezbędne do korekcji asymetrii napięć liniowych.

7.2. Opis rozwiązania

Moduł monitoringu izolatorów przepustowych, zgodnie z ogólnymi założeniami sformułowanymi w punkcie 5.2 i omówionymi w punkcie 7.1, zintegrowano z TLM oraz z SSiN. Schemat powiązań pokazuje rysunek 7.1.

We wdrożonych rozwiązaniach TLM serwer systemu monitoringu odczytuje dane z czujnika zawartości wody i gazów w oleju (*H&M*), układu monitorowania przełącznika zaczepów (*TC*), układu monitorowania chłodzenia (*CM*), opcjonalnego układu monitorowania wyładowań niepełnych (*PD*) oraz z modułu monitorowania izolatorów przepustowych (*SMT-102*). Poprzez koncentrator danych (*Koncentrator*) odczytywane są temperatury górnej i dolnej warstwy oleju, rdzenia, temperatury otoczenia. Z systemu stacyjnego pobierane są wartości napięcia i moce z jakimi pracuje monitorowana jednostka. Dane z przetwornika *SMT-103* są przekazywane poprzez sieć do modułu *SMT-102*.

Z kolei do systemu stacyjnego są przekazywane ostrzeżenia i alarmy. W polskich systemach stacyjnych, pracujących na stacjach przesyłowych najwyższych napięć, zasady nazewnictwa, przekazywania i dalszej obsługi informacji, ostrzeżeń i alarmów są ściśle określone przez zbiór standardów budowy stacji. Jest on opublikowany i ciągle aktualizowany na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego www.pse.pl w zakładce „DOKUMENTY”. Zasady te i standardy będą przywołane i omówione w niniejszej pracy jedynie w zakresie niezbędnym dla funkcjonowania systemów monitorowania izolatorów przepustowych. Spółki dystrybucyjne stosują w tym zakresie standaryzację taką samą lub co najmniej nie sprzeczną z zasadami operatora przesyłowego.



Rys. 7.1. Integracja modułu monitoringu przepustów z systemem monitoringu on-line transformatora

7.3. Monitoring izolatorów przepustowych w systemie TLM

W systemie monitoringu transformatorów SYNDIS ES [66] zaimplementowano szereg poniższych funkcji, realizujących monitoring przepustów w oparciu o dane odczytywane z modułu monitoringu.

A. Monitorowanie aktualnych wartości i trendów zmian wskaźników izolacji

Moduł monitoringu co 10 sekund przesyła do serwera systemu aktualne wartości pomiarów C_1 oraz $tg\delta$. Dla każdego nowego odczytu wyznaczana jest zmiana wartości C_1 oraz $tg\delta$ względem wartości uzyskanych w trakcie badań pomontażowych po instalacji systemu. Są one porównywane z wartościami progowymi, wyznaczonymi według zasad omówionych w punkcie 6.3.2 i podanymi w tabelach 6.3 oraz 6.4. Jeśli dla któregoś z warunków wystąpi przekroczenie poziomu, to ustawiany jest odpowiedni stan w bazie i uaktywniana jest na ekranie sygnalizacja ostrzeżenia, alarmu lub awarii.

Dla każdego nowego odczytu wyznaczana jest także zmiana wartości C_1 oraz $tg\delta$ w trakcie ostatnich 24 godzin. Dla pojemności C_1 przyjęto, że ostrzeżenie od tej zmiany będzie wystawiane jeśli w tym czasie nastąpi wzrost pojemności odpowiadający przebiciu jednej warstwy przepustu, zgodnie z wartościami progowymi podanymi w tabeli 6.3 w punkcie 6.3.2. Zrezygnowano z wprowadzania progów dla alarmów i awarii, gdyż sygnały te każdorazowo powielająby się z sygnałami wywołwanymi wykryciem przekroczenia poszczególnych przyrostów pojemności od chwili badań pomontażowych, a nie tylko w ciągu ostatnich 24. godzin.

Dla oceny przyrostów $\text{tg}\delta$ przyjęto zasady przedstawione w tabeli 4.3 w punkcie 4.1.5 p.2, oparte o zalecenia normy IEEE [52]. Ostrzeżenie będzie wystawiane jeśli nastąpi 100 % wzrost w ciągu 24. godzin wartości tego parametru, względem wartości zmierzonej podczas instalacji systemu. Wzrost 200 % spowoduje alarm, a wzrost 300 % będzie skutkował sygnałem awarii przepustu. W tabeli 7.11 zamieszczono typowe wartości poziomów ostrzegawczych, alarmowych i awaryjnych, przyjmowane dla przepustu ERIP, zainstalowanego na stronie 400 kV. Dotyczą one przepustu o pojemności $C_1=500$ pF i $\text{tg}\delta=0,3$ % uzyskanych w badaniach pomontażowych. Wartości te można zmieniać podczas konfiguracji TLM.

Tabela 7.1. Typowe wartości progowe dla sygnałów przekroczeń poziomów ostrzeżeń, alarmów i awarii w ciągu 24 godzin oraz od czasu badań pomontażowych dla przepustów typu ERIP

Zmiana	$\text{tg}\delta$ [%](*)			C_1 [pF]		
	ostrzeżenie	alarm	awaria	ostrzeżenie	alarm	awaria
W ciągu 24 godzin	0,3	0,6	0,9	11	-	-
Od czasu badań pomontażowych	0,7	1,0	1,4	11	20	37

Uwaga (*): Podano bezwzględne wartości przyrostu $\text{tg}\delta$, wyrażone w jednostkach procentowych.

B. Monitorowanie przepięć i dynamicznych zmian wskaźników izolacji.

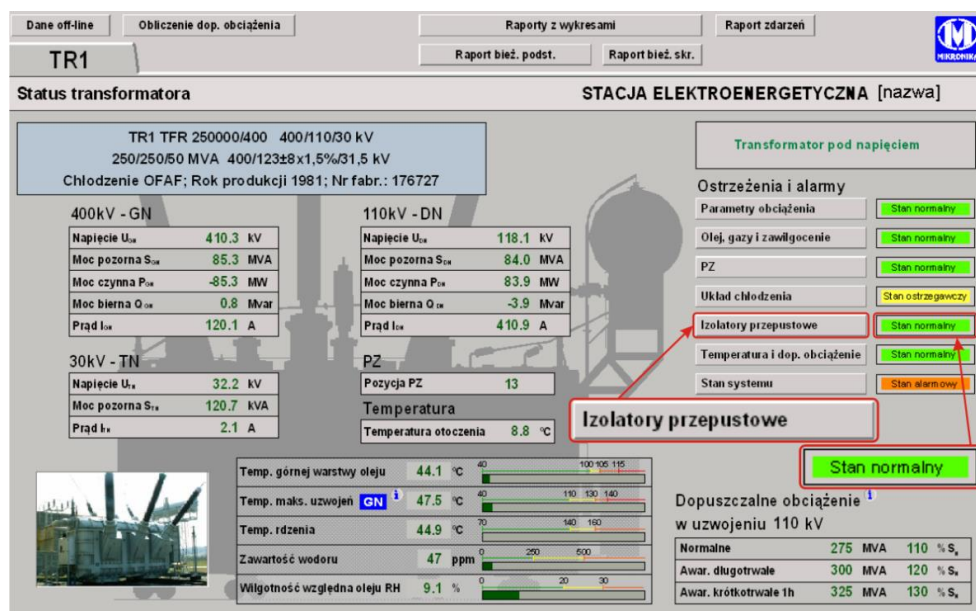
Identyfikacja przepięć oraz pomiary wskaźników izolacji są realizowane w module SMT-102, połączonym z serwerem systemu TLM. Budowę i działanie tego modułu przedstawiono w punkcie 6 niniejszej pracy.

Przepięcie może intensyfikować procesy degradacyjne, przedstawione w rozdziale 3 niniejszej pracy, w taki sposób, że dojdzie do punktowego zwarcia między ekranami sterującymi rdzenia. Fakt ten objawi się skokowym zwiększeniem pojemności C_1 przepustu, skorelowanym z zarejestrowanym zaburzeniem przepięciowym. Przepięcie może także doprowadzić do zwiększenia prądu upływu i wzrostu wartości $\text{tg}\delta$ wskutek intensyfikacji wyładowań niezupełnych. Aby wykryć taką sytuację, zaimplementowano opisaną poniżej procedurę.

- Układ SMT-102 wysyła „zdarzenie” do systemu w chwili wykrycia przepięcia. Wysłany komunikat zawiera następujące informacje:
- czas oraz fazę w której przepięcie wystąpiło,
- zawartość odpowiedniego licznika przepięć.
- System sprawdza, czy w ciągu 60 sekund od wystąpienia przepięcia, w danej fazie wystąpił wzrost C_1 , przekraczający jedną z wartości progowych, zestawionych w tabeli 6.3. Sprawdzane jest również, czy nastąpiła zmiana $\text{tg}\delta$ przekraczająca jedną z wartości progowych w tabeli 6.4.
- Jeśli wzrost C_1 ani $\text{tg}\delta$ nie wystąpił, to procedura kończy się bez reakcji. Jeśli natomiast zidentyfikowano zmianę, to ustawiany jest odpowiedni stan w bazie danych. Stan ten jest także zobrazowany na ekranie TLM poprzez zmianę koloru odpowiedniego wskaźnika.

C. Prezentacja stanu izolatorów przepustowych

Na ekranie głównym „Status transformatora”, przedstawionym na rysunku 7.2, zobrazowano zbiorczą sygnalizację stanu tych podzespołów. Kolor zielony pola sygnalizacji „Izolatory przepustowe” oznacza poprawny stan monitorowanych przepustów. Wykrycie nieprawidłowości powoduje zmianę barwy pola sygnalizacji. Jeśli rodzaj lub poziom nieprawidłowości można zakwalifikować jako ostrzegawczy, to pole sygnalizacyjne zmieni barwę na żółtą. Jeśli nieprawidłowości są na tyle znaczące, że mogą być groźne dla transformatora, to barwa tego pola zmieni się na pomarańczową, sygnalizując tym samym wystąpienie stanu alarmowego, wymagającego niezwłocznej reakcji obsługi. Pojawienie się koloru czerwonego oznacza wykrycie awarii podzespołu i konieczność wstrzymania pracy. Zasady te odnoszą się także do pozostałych monitorowanych komponentów transformatora.



Rys. 7.2. Okno „Status transformatora” w systemie monitoringu transformatorów SYNDIS ES

Z ekranu głównego wywołuje się okno tematyczne „Izolatory przepustowe”, przedstawione na rysunku 7.3. Jest ono podzielone na dwie części, prezentujące poniższe informacje dla przepustów strony GN i DN:

- Tangens delta* [%]; są to wartości względne chwilowe. Przekroczenie wartości kryterialnych dla ostrzeżenia i alarmu, a także wysłanie odnośnych komunikatów do SSiN jest sygnalizowane odpowiednim przebarwieniem pola wartości.
- Pojemność izolatora przepustowego* [pF]; w tym polu są pokazane względne chwilowe wartości C_1 , wyrażone w [pF]. Przekroczenie wartości kryterialnych jak wyżej i wysłanie sygnalizacji jest zaznaczane przebarwieniem pola wartości.

- c) *Zmiana pojemności izolatora przepustowego względem pozostałych faz [%]*; podawane są procentowe wartości zmiany C_1 w stosunku do wartości przyjętych podczas ostatniego skalowania. Przekroczenia wartości kryterialnych i wysłanie sygnalizacji jest zaznaczane poprzez odpowiednie przebarwienie pola wartości.
- d) *Przesunięcia fazowe wektorów napięć* –są to aktualne wartości przesunięć kątowych wektorów napięć zmierzone przez przetwornik referencyjny, przeliczone wg współczynników kalibracyjnych, Są one wykorzystywane do diagnostyki sprawności modułu monitoringu. W szczególności, ich porównanie z wartościami przesunięć fazowych wektorów napięć mierzonych na zaciskach pomiarowych pozwala wnioskować o sprawności przekładników pomiarowych.
- e) *Napięcie probiercze [kV]*; w tym polu pokazywane są wartości skuteczne napięć fazowych na zaciskach liniowych monitorowanych przepustów, przeliczone z wartości skutecznych, mierzonych na zaciskach pomiarowych. Te wartości są wykorzystywane do monitorowania stanu sond pomiarowych.
- f) *Moduł sumy wektorów napięć fazowych [V]*; wartości wyliczone z wektorów napięć fazowych, mierzonych na zaciskach pomiarowych.
- g) *Kąt sumy wektorów napięć fazowych [deg]*; wartość wyliczona z wektorów napięć fazowych, mierzonych na zaciskach pomiarowych.

Przyciski na ekranie szczegółowym umożliwiają uaktywnienie kilku poniższych narzędzi, przydatnych do analizy zaistniałych sytuacji:

- a) *Wykresy standardowe*; po wprowadzeniu tego polecenia jest możliwe wyświetlenie jednego z kilku zdefiniowanych wykresów, przedstawiających jednocześnie różne wielkości. Są to na przykład łączone wykresy zmian $\text{tg}\delta$ wraz ze zmianami temperatury górnej warstwy oleju, a także zmian pojemności C_1 pokazanych łącznie z przebiegiem obciążenia transformatora. Przykład takiego wykresu pokazano na rysunku 7.5.
- b) *Statystyka i przebiegia*; wywołanie tego polecenia otwiera ekran pokazany na rysunku 7.4, prezentujący dane dotyczące zarejestrowanych przebiegów. Zawartość i funkcje tego ekranu szerzej omówiono w podpunkcie D.
- c) *Dziennik przebiegów*; funkcjonalność pozwalająca wyselekcjonować z dziennika zdarzeń tylko te zapisy, które dotyczą zidentyfikowanych przebiegów.
- d) *Oscylogramy przebiegów*; polecenie umożliwia wybranie rejestracji zaburzenia z ogólnej listy zarejestrowanych przebiegów, wykonanie jego wykresu i dalszą analizę w zintegrowanym specjalistycznym oprogramowaniu „Analizator”.

Analogicznie jak w przypadku sygnalizacji zbiorczej, wystąpienie nieprawidłowości będzie sygnalizowane na ekranie poprzez zmianę koloru danego pola. Zasady funkcjonowania ostrzeżeń i alarmów omówiono powyżej, w podpunktach A i B.

Dane off-line	Obliczenie dop. obciążenia	Raport tematyczny	
ATR1			
Izolatory przepustowe			
Wykresy standardowe	Statystyka i przebiegi	Dziennik przebieg	Oscylogramy przebieg
Strona 400kV - GN			
Opis wielkości	L1	L2	L3
Tangens delta [%]	0.3	0.3	0.2
Pojemność izolatora przepustowego [pF]	454.3	457.0	456.1
Zmiana pojemności izolatora przepustowego [%]	-0.1	-0.1	-0.1
Zmiana pojemności izolatora przepustowego względem pozostałych faz [%]	0.0	0.0	0.0
Przesunięcie fazowe wektorów napięć L1-L2; L2-L3; L3-L1 [deg]	120.2	119.8	120.0
Napięcie probiercze [kV]	232.2	234.0	234.0
Moduł sumy wektorów napięć fazowych [V]	0.2		
Kąt sumy wektorów napięć fazowych [deg]	145.9		
Strona 110kV - DN			
Opis wielkości	L1	L2	L3
Tangens delta [%]	0.3	0.3	0.3
Pojemność izolatora przepustowego [pF]	503.1	508.4	509.0
Zmiana pojemności izolatora przepustowego [%]	-0.1	-0.1	-0.1
Zmiana pojemności izolatora przepustowego względem pozostałych faz [%]	0.0	0.0	0.0
Przesunięcie fazowe wektorów napięć L1-L2; L2-L3; L3-L1 [deg]	120.2	119.9	119.8
Napięcie probiercze [kV]	67.9	68.1	67.8
Moduł sumy wektorów napięć fazowych [V]	0.4		
Kąt sumy wektorów napięć fazowych [deg]	-154.9		

Rys. 7.3. Okno tematyczne „Izolatory przepustowe” w systemie monitoringu SYNDIS ES

Okno „Statystyka i przebiegi”, pokazano rysunku 7.4. Jest ono wywoływane z okna tematycznego „Izolatory przepustowe”.

Statystyka i przebiegi na izolatorach przepustowych				Izolatory przepustowe
Wykresy standardowe	Statystyka i przebiegi	Dziennik przebieg	Oscylogramy przebieg	
Strona 400 kV - GN				
Opis wielkości	L1	L2	L3	
Ostatnie przekroczenie poziomu ochrony napięciowej - 474 kV	2016-01-19 14:35	2016-01-19 14:35	2016-01-19 14:35	
Ostatnie przekroczenie poziomu alarmowego przez tangens delta - 1%	2011-12-02 12:28	2014-02-11 17:58	2014-02-11 17:58	
Ostatnia zmiana pojemności izolatora przepustowego w stosunku do pozostałych faz - +3.5%	2014-12-07 11:53	2014-12-07 11:53	2014-12-07 11:53	
Ostatnia zmiana pojemności izolatora przepustowego w stosunku do wartości początkowej - +7%	2015-07-08 17:26	2015-07-08 17:26	2015-07-08 17:26	
Licznik przebiegów przekraczających poziom ochrony napięciowej - 480 kV	20	29	25	
Licznik przebiegów o wartości szczytowej z przedziału 375-480 kV i czasie trwania poniżej 50µs	881	1449	1372	
Licznik przebiegów o wartości szczytowej z przedziału 375-480 kV i czasie trwania powyżej 50µs	48	46	68	
Strona 110kV - DN				
Opis wielkości	L1	L2	L3	
Ostatnie przekroczenie poziomu ochrony napięciowej - 135 kV	2014-10-12 01:42	2015-08-06 12:04	2014-06-30 15:40	
Ostatnie przekroczenie poziomu alarmowego przez tangens delta - 1%	2011-12-02 12:28	2011-07-22 15:59	2000-00-00 00:00	
Ostatnia zmiana pojemności izolatora przepustowego w stosunku do pozostałych faz - +5%	2014-12-07 11:53	2014-12-07 11:53	2014-12-07 11:53	
Ostatnia zmiana pojemności izolatora przepustowego w stosunku do wartości początkowej - +10%	2014-12-02 13:26	2014-12-02 13:26	2014-12-02 13:26	
Licznik przebiegów przekraczających poziom ochrony napięciowej - 140 kV	1	1	0	
Licznik przebiegów o wartości szczytowej z przedziału 110-140 kV i czasie trwania poniżej 50µs	23	18	33	
Licznik przebiegów o wartości szczytowej z przedziału 110-140kV i czasie trwania powyżej 50µs	0	0	1	

Rys. 7.4 Okno tematyczne obrazujące statystyki przebiegów

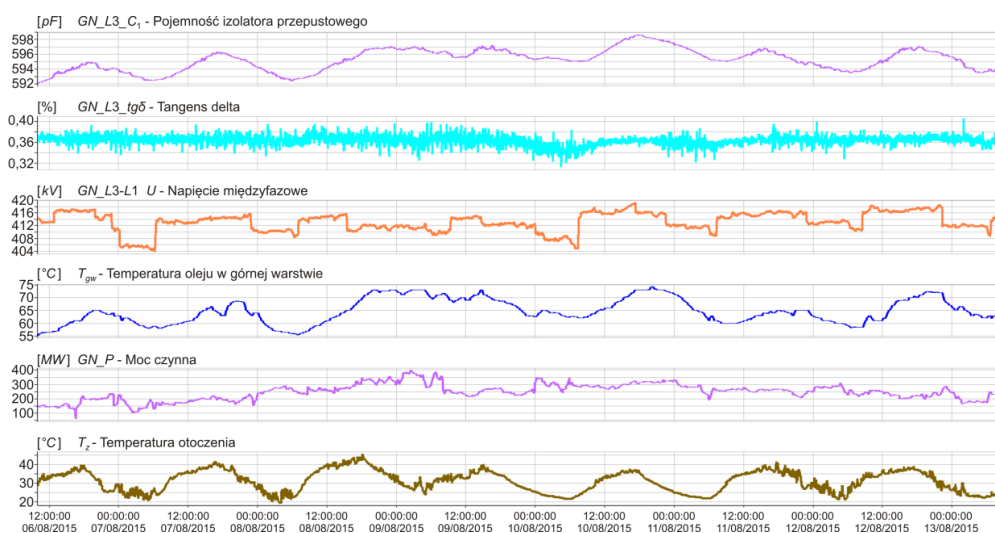
- W powyższym oknie zestawiono następujące informacje dotyczące przebiegów:
- ostatnie przekroczenie poziomu ochrony napięciowej 474 kV w fazie GN;
 - ostatnie przekroczenie poziomu $\text{tg}\delta=1\%$;
 - ostatnia zmiana pojemności przepustu w stosunku do pozostałych faz +5%;
 - licznik napięć przekraczających poziom = 480 kV, w każdej z faz GN;
 - dla każdej z faz uzwojenia GN, liczniki napięć o wartości szczytowej z przedziału 375~480 kV o czasie trwania poniżej, a także osobno powyżej 50 μs ;

Analogiczne dane są także przedstawione dla przepustów strony DN. Wszystkie wartości progowe dla strony GN i DN wyznaczono w rozdziale 6, w punkcie 6.3.2, i zebrano w tabeli 6.5.

D. Wykresy

W każdym oknie tematycznym można wywołać wykresy monitorowanych wielkości. W systemie zaimplementowano tak zwane wykresy standardowe zawierające uprzednio wybrane dane, które zostają umieszczone na wspólnym wykresie o tej samej osi czasu. Istnieje możliwość dodawania i usuwania dowolnego przebiegu w zdefiniowanym zestawie, a także tworzenia wykresów indywidualnych. Przedział czasu, jaki ma obejmować wykres, jest wybierany w odpowiednim oknie dialogowym, służącym do konfiguracji wykresów.

Oprócz tego wykorzystano standardowe mechanizmy systemu SYNDIS umożliwiające wykonanie wykresu każdej danej, którą rejestruje się w systemie. Zasada ta obejmuje nie tylko dane zbierane w trakcie monitoringu, ale także wyniki obliczeń. System umożliwia sporządzanie wykresów zbiorczych, obrazujących jednocześnie różne wielkości. Przykład takiego wykresu pokazano na rysunku 7.5

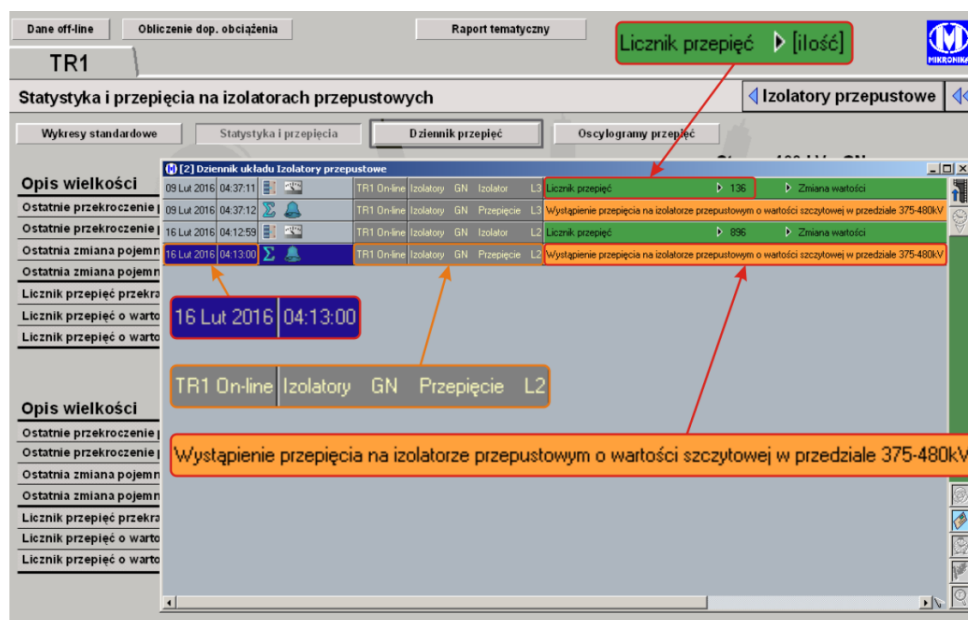


Rys. 7.5 Przykład wykresu zbiorczego w systemie monitoringu

Na powyższym wykresie zestawiono kilkudniowe przebiegi zmian wartości C_1 , $\text{tg}\delta$, napięcia międzyfazowego U , mocy czynnej P wraz ze zmianami temperatury górnej warstwy oleju T_{gw} i temperatury otoczenia T_z . Taki wykres można wykonać dla obu stron transformatora i pokazać wszystkie wielkości na jednym ekranie lub dowolnie wyselekcjonować wybrane wielkości.

E. Dziennik zdarzeń

Informacje dotyczące zidentyfikowanych zdarzeń odnoszących się do izolatorów przepustowych, które zostały wpisane do bazy danych - są dostępne w tak zwanym „dzienniku zdarzeń”, pokazanym na rysunku 7.6.



Rys. 7.6. Zapisy w dzienniku zdarzeń w systemie monitoringu, dotyczące przebieg

Dziennik prezentowany w wyodrębnionym oknie TLM zawiera poniższe dane:

- datę i czas zdarzenia oraz informację o stronie i fazie transformatora,
- wartość wykrytej zmiany poszczególnych liczników przebieg,
- wartość wykrytej zmiany pojemności lub $\text{tg}\delta$,
- treść wszystkich komunikatów generowanych przez TLM.

Dziennik zdarzeń umożliwia prześledzenie sekwencji czasowej zdarzeń i wybranie tylko tych zdarzeń, które są istotne dla monitorowania przepustów.

F. Wysyłanie alarmów i ostrzeżeń

Jak już powiedziano, każde przekroczenie wartości progowej, wynikające z:

- a) monitorowania aktualnej wartości wskaźników izolacji,
- b) 24 godzinnych trendów zmian wskaźników izolacji,
- c) dynamicznych zmian towarzyszących przepięciom,

powoduje wpis odpowiedniego stanu do bazy danych TLM, łącznie z informacją o czasie wystąpienia zdarzenia. Pozwala to na edycję odnośnego sygnału ostrzeżenia, alarmu lub awarii. Taki sygnał może zostać wysłany do systemu nadrzędnego w protokole komunikacyjnym, np. PN-EN 60870-5-104 lub innym.

7.4. Monitoring izolatorów przepustowych w systemie stacyjnym

Przyjęto, że stacyjny system TLM, a w tym moduł monitoringu przepustów, będzie zintegrowany z SSiN tak, jak pokazano na rysunku 7.1. Zakładano uzyskanie co najmniej kilku poniższych funkcjonalności:

A. Korzystanie z dostępnych pomiarów napięć i mocy

Wykorzystanie przez TLM pomiarów dostępnych w SSiN, pozwala na zbadanie zależności $tg\delta$ i C_1 monitorowanych przepustów od obciążenia i temperatury. Analizując powyższe przebiegi, zarejestrowane w tych samych warunkach, można wytypować egzemplarze do badań off-line.

B. Uwzględnianie zdarzeń stacyjnych

Monitoring przepustów powinien uwzględniać zdarzenia stacyjne, takie jak zwarcia oraz planowe i awaryjne zadziałania wyłączników. Wynika to z tego, że zaburzenia towarzyszące tym zdarzeniom mogą być źródłem groźnych przepięć, prowadzących do przebić i zwarć wewnątrz rdzenia przepustu.

C. Wykorzystanie zasobów systemowych

TLM zintegrowany z SSiN może korzystać z jego zasobów pod warunkiem spełnienia wymogów bezpieczeństwa dostępu do urządzeń i informacji. Mogą to być serwery NTP (ang. Network Time Protocol) wykorzystywane do synchronizacji czasu oraz serwery sieciowe, tzw. „webserwery” do zdalnego i lokalnego nadzoru funkcjonowania systemu. Ułatwione jest także przekazywanie zarejestrowanych danych i prace serwisowe, dzięki korzystaniu z komunikacyjnych łączy stacyjnych.

D. Przekazywanie ostrzeżeń i alarmów do systemu dyspozytorskiego

Założono, że sygnały ostrzegawcze i alarmowe wypracowywane w TLM będą przekazywane do SSiN poprzez dedykowany, bezpieczny kanał komunikacyjny.

Poszczególne wartości kryterialne wyznaczono w oparciu o wytyczne i dane w tabelach podanych w pkt. 6.3.2. W tabeli 7.2 zestawiono sygnały przekazywane z systemu TLM do systemu dyspozytorskiego na jednej ze stacji wysokich napięć oraz zaznaczono sygnały odnoszące się do izolatorów przepustowych.

Tabela 7.2 Zbiórce sygnały z TLM przesyłane do systemu stacyjnego

<i>ZKodID</i>	<i>Indeks</i>	<i>Symbol</i>	<i>Stan</i>	<i>Priorytet</i>
3357	405	Ele	przedawaryjny	alarm pilny
3358	408	Izolatory	przedawaryjny	alarm pilny
3359	411	Olej	przedawaryjny	alarm pilny
3346	413	PPZ	ostrzegawczy	alarm ostrzegawczy
3347	416	System	ostrzegawczy	alarm ostrzegawczy
3343	404	Ele	ostrzegawczy	alarm ostrzegawczy
3344	407	Izolatory	ostrzegawczy	alarm ostrzegawczy
3345	410	Olej	ostrzegawczy	alarm ostrzegawczy
3342	401	Chł	ostrzegawczy	alarm ostrzegawczy
3348	419	Temp	ostrzegawczy	alarm ostrzegawczy
3349	400	Chł	alarmowy	alarm pilny
3350	403	Ele	alarmowy	alarm pilny
3351	406	Izolatory	alarmowy	alarm pilny
3352	409	Olej	alarmowy	alarm pilny
3353	412	PPZ	alarmowy	alarm pilny
3354	415	System	alarmowy	alarm ostrzegawczy
3355	418	Temp	alarmowy	alarm pilny
3356	402	Chł	przedawaryjny	alarm pilny
3360	414	PPZ	przedawaryjny	alarm pilny
3361	417	System	przedawaryjny	alarm ostrzegawczy
3362	420	Temp	przedawaryjny	alarm pilny

Symbole umieszczone we wspomnianej tabeli mają następujące znaczenia:

- d) *ZkodID* – identyfikator danego sygnału w bazie danych SSiN; przyporządkowywany do zmiennych prezentowanych na ekranach, zawartych w raportach oraz uwzględnianych w warunkach logicznych – tworzonych w SSiN,
- e) *Indeks* – identyfikator danego sygnału w bazie danych TLM; jest analogicznie wykorzystywany jak *ZkodID* ale w odniesieniu do funkcji systemu monitoringu,
- f) *Symbol* – jest to skrótowe oznaczenie stanu, pojawiające się w dzienniku zdarzeń, opisach na schemacie, opisach warunków logicznych,
- g) *Stan* – określa kategoryzację danego sygnału w systemie monitoringu, opisującą całościowo stan monitorowanego komponentu,
- h) *Priorytet* – jest to nadanie kategorii danemu sygnałowi, przekazanemu do systemu nadrzędnego, określającej pożądaną reakcję obsługi.

W systemach TLM do konkretnego *Stanu* przypisuje się kolorystykę, zgodnie ze „Standardem Budowy Systemów Monitoringu” [95]. Kolorem zielonym sygnalizuje się stan normalny, w którym nie występują żadne symptomy rozwoju defektu. Kolor żółty oznacza stan ostrzegawczy, oznaczający przekroczenie parametrów

określających stan normalny. Kolor pomarańczowy oznacza stan przedawaryjny, w którym urządzenie wykazuje defekt i pracuje na granicy swych możliwości. Awaria, oznaczana kolorem czerwonym, to wystąpienie stanu wymagającego natychmiastowego przerwania pracy i podjęcia czynności naprawczych. Tą kolorystykę pokazano w kolumnie *Stan* w tabeli 7.2, zaznaczając je jedynie dla sygnałów dotyczących izolatorów przepustowych.

W systemie dyspozytorskim, dla sygnałów przychodzących z systemu monitoringu, obowiązują inne zasady. Łączy się je w sygnały grupowe, pokazane w tabeli 7.3 i nadaje im określony *Priorytet* w zależności od wagi zagrożenia dla stabilnej pracy całej stacji lub systemu energetycznego. Nazewnictwo i kolorystykę sygnałów w systemach dyspozytorskich definiuje jedna ze specyfikacji PSE Operator, zatytułowana „Interfejs Użytkownika Systemu Sterowania i Nadzoru na stacji NN” [94].

Tabela 7.3. Sygnalizacja zbiorcza w systemie dyspozytorskim

Sygnal grupowy	Sygnalizacja	Reakcja służb dyspozytorskich
AW	czerwony	Nastąpiło Awaryjne Wylączenie ; Wymagane jest podjęcie natychmiastowych czynności w celu ograniczenia skutków awarii i zapobieżenia jej rozprzestrzenianiu
alarm pilny	żółty	wymagane jest podjęcie bezzwłocznych czynności dla rozpoznania przyczyny alarmu i oceny zagrożeń
alarm ostrzegawczy	fioletowy	wymagane jest podjęcie obserwacji komponentu, którego sygnał dotyczy w celu podjęcia dalszych decyzji

Nadając *Priorytet*, ustala się ważność zaistniałej sytuacji, tym samym odpowiednio szeregując kolejność i zakres reakcji obsługi. Jak widać, sygnałom z systemu monitoringu nie nadaje się statusu „AW”, gdyż w krajowych wdrożeniach przyjęto zasadę, że sygnały z tego systemu samoczynnie nie wyłączają jakiegokolwiek elementu na stacji energetycznej. Zasada ta odnosi się także do sygnałów dotyczących monitoringu izolatorów przepustowych. W zależności od stopnia zagrożenia są one traktowane jako *alarm pilny* lub *alarm ostrzegawczy*, wobec których należy podjąć określone działania, zebrane w tabeli 7.3.

Przedstawione rozwiązania w zakresie monitorowania izolatorów przepustowych zostały wdrożone na kilku autotransformatorach pracujących na stacjach najwyższych napięć w krajowym systemie przesyłowym energii elektrycznej. Wyniki i spostrzeżenia z ich eksploatacji zebrano w następnym rozdziale niniejszej pracy.

8. ANALIZA WPROWADZONYCH ROZWIĄZAŃ

8.1. Nadzór przepustów w systemach dyspozytorskich

Zgodnie z zasadami przedstawionymi w punkcie 7.2, zbiorcze ostrzeżenia i alarmy wypracowane przez system TLM są przekazywane do lokalnych SSiN oraz zdalnych systemów dyspozytorskich w Centrach Nadzoru (CN). W obu przypadkach te sygnały trafiają do „dzienników zdarzeń” odnośnych systemów. Dotyczy to także zidentyfikowanych nieprawidłowości, odnoszących się do izolatorów przepustowych. Na rysunku 8.1 jest pokazany przykładowy zapis w SSiN, dotyczący zaburzeń właściwości przepustów oraz wystąpienia przepięć.

Lista ostrzegawcza						
Zestawienie zbiorcze						
			Signały do SSiN, RCN	DN	48	Niewłaściwe parametry izolatora ▶ ZAL.
			Signały do SSiN, RCN	GN	47	Niewłaściwe parametry izolatora ▶ ZAL.
11 Cze 2015	10:49:29		AT1 On-line	UKŁ. chłodzenia	Chłodnica	Zalecana zmiana chłodnicy wodzącej ▶ TAK
17 Lip 2015	08:33:24		AT1 On-line	Isolatory	GN	Przebiecie L1

Rys. 8.1. Zapisy w dzienniku zdarzeń systemu w RCN o niewłaściwych parametrach izolatora, a także o wystąpieniu przepięcia w jednym z monitorowanych transformatorów

Powyższy zapis informuje o wystąpieniu przepięcia na izolatorze $L1$ strony GN o czasie trwania powyżej $50 \mu s$, które zostało zakwalifikowane jako przepięcie łączeniowe. Maksymalna wartość szczytowa zaburzenia nie przekroczyła $480 kV$. Pokazana jest także informacja o wysłaniu ostrzeżenia „Niewłaściwe parametry izolatora” do Centrum Nadzoru (CN).

W porównaniu do sytuacji sprzed około 12-15. lat, kiedy to nawet na niewielkich stacjach znajdowali się dyżurni, dzisiaj powszechnie brak stałej obsługi nawet na dużych stacjach. Nie ma zatem możliwości natychmiastowej reakcji na ostrzeżenia i alarmy, pojawiające się w systemach SSiN. W systemach dyspozytorskich, pracujących w CN, jest inaczej. Zgodnie z obowiązującymi zasadami odebranie takich sygnałów pociąga za sobą ich niezwłoczną weryfikację, ustalenie przyczyn oraz adekwatną reakcję. ***Niewątpliwie w realizacji tych procedur funkcje związane ze zdalnym dostępem obecnie nabrały istotniejszego znaczenia ze względu na ograniczenia i procedury wynikające z zagrożenia epidemicznego.***

Na rysunku 8.2 pokazano sygnał zbiorczy w jednym z systemów CN „Niewłaściwe parametry izolatora DN” wraz z identyfikatorem miejsca i czasem wystąpienia anomalii.

Czas	Pole	Gr.	Opis
17-07-2015 08:34:01.517	AT1	AL1	SM AT1 - Niewłaściwe parametry izolatora DN

Rys. 8.2. Zapis w dzienniku zdarzeń systemu dyspozytorskiego w CN o zidentyfikowaniu niewłaściwych parametrów izolatora przepustowego

Po odebraniu takiego sygnału dyspozytor musi odpowiednio zareagować. Może poprzez sieć technologiczną połączyć się w trybie przeglądarki internetowej z serwerem TLM, pracującym na stacji i zdalnie przeprowadzić ocenę zaistniałej sytuacji, korzystając z funkcji opisanych w punkcie 7.2. Czynności wykonywane w trakcie takiej oceny przedstawiono w kolejnym podrozdziale niniejszej pracy.

8.2. Ocena stanu w systemie TLM

Po połączeniu z TLM pojawia się zbiorczy ekran informacyjny prezentujący ostrzeżenia, alarmy i stany awaryjne występujące w poszczególnych monitorowanych podzespołach. Taki ekran pokazano na rysunku 7.2 z zaznaczonym na zielono komunikatem „Stan normalny” w odniesieniu do przepustów. Zmiana koloru tła napisu „Izolatory przepustowe” z zielonego na żółty informowałaby o stanie ostrzegawczym. Kolor pomarańczowy oznaczałby alarm, a czerwony - awarię.

Z ekranu głównego przechodzi się do ekranu „Izolatory przepustowe”, pokazanego już na rysunku 7.3, który prezentuje szczegółowe informacje o stanie monitorowanych przepustów, omówione w punkcie 7.3/ C. Oprócz przeanalizowania bieżących wartości pokazywanych parametrów, można dla każdego z nich wykonać wykres zmian w zadeklarowanym okresie czasu.

Na rysunku 8.3 przedstawiono przykład wizualizacji parametrów dla dziewięciu przepustów tego samego typu, zainstalowanych na trzech trójfazowych dławikach kompensacyjnych. Pokazano także przyrosty wartości pojemności oraz współczynnika strat dielektrycznych w ciągu 24 godzin. Parametry te omówiono w punkcie 7.3. Zestawienie właściwości większej ilości monitorowanych przepustów umożliwia łatwiejsze zaobserwowanie ewentualnych różnic. Wszystkie wartości $\text{tg}\delta$ są wyrażone w umownych jednostkach procentowych [%], zgodnie z uwagą zamieszczoną w punkcie 2.5. Aktualne wartości pojemności, przyrosty wartości od początku instalacji oraz przyrosty 24-godzinne wyrażono w [pF]. Przyrosty pojemności C_1 względem wartości w pozostałych fazach wyrażono w procentach wartości początkowej.

W omawianym przypadku bezwzględna różnica wartości $\text{tg}\delta$ między przepustami nie przekracza 0,1 % („umownej jednostki procentowej”). W tych samych granicach zawiera się zmiana wartości $\text{tg}\delta$ w ciągu 24 godzin i bezwzględna wartość przyrostu tego parametru od początku instalacji. Pokazywane wartości zmian pojemności C_1 są kilkudziesięciokrotnie mniejsze od progowych wartości ostrzegawczych i alarmowych. Wartości względnych kątów fazowych napięć mierzonych na zaciskach pomiarowych wykazują różnice sięgające 0,6 stopnia. Należy podkreślić, że brak kompensacji tej asymetrii skutkowałby różnicami rzędu 1 % w wyznaczonych wartościach $\text{tg}\delta$ metodą napięciową, co czyniłoby tę metodę nieprzydatną do oceny bieżących wartości tego parametru.

Izolatory przepustowe										
Wykresy standardowe		Progi ostrzegawcze								
		DL1			DL2			DL3		
Opis wielkości		f-L1	f-L2	f-L3	f-L1	f-L2	f-L3	f-L1	f-L2	f-L3
Tangens delta [%]		0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4
Zmiana tangensa delta [%]	od uruchomienia systemu	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
	za ostatnie 24h	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1
Pojemność izolatora przepustowego [pF]		509.2	508.5	508.8	511.1	514.4	516.6	508.1	517.6	511.5
Zmiana pojemności [pF]	od uruchomienia systemu	-0.5	-0.4	-0.4	-0.6	-0.6	-0.5	-0.2	-0.3	-0.1
	za ostatnie 24h	0.0	0.0	0.3	-0.3	-0.2	0.0	-0.7	4.1	-0.8
Zmiana pojemności izolatora przepustowego względem pozostałych faz [%]		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
Napięcia na zacisku pomiarowym	kąt fazowy [°]	120.2	119.6	120.1	120.2	119.7	120.1	120.3	119.7	120.0
	moduł [V]	64.8	65.1	64.8	64.7	65.0	64.9	64.6	65.5	64.7
Kąt sumy wektorów napięć fazowych [°]		167.6			-174.0			146.7		
Moduł sumy wektorów napięć fazowych [V]		0.2			0.2			0.3		

Opis wielkości	f-L1	f-L2	f-L3	Wykres	
Napięcia systemowe [kV]	ALY TU S 1	235.8	235.3	235.1	
	ALY TU S 2	235.7	235.2	235.1	

Rys.8.3. Informacje dotyczące izolatorów przepustowych na szczegółowym ekranie systemu SYNDIS ES, łącznie z przyrostami 24-godzinnymi wartości C_1 oraz $\text{tg}\delta$.

Wartości progowe dla ostrzeżeń i alarmów są także pokazywane na jednym z ekranów TLM, co obrazuje rysunek 8.4. Wartości te dobrano wg zasad przedstawionych w punkcie 6.3.2, łącznie z histerezą zapobiegającą „migotaniu” sygnałów.

Serwer SYNDIS ESB - Parametryzacja		Izolatory przepustowe	Serwer SYNDIS ESB	Stan systemu		
Parametry izolatorów przepustowych						
		Ostrzeżenie	Alarm	Awaria	Histereza	
▶ Dezaktywuj	Tangens delta [%]	0.72	1.02	1.42	0.02	
▶ Dezaktywuj	Przyrost tangensa delta [%]	w ciągu 24h	0.4	0.8	1.2	-----
		od uruchomienia systemu	0.72	1.02	1.42	-----
▶ Dezaktywuj	Przyrost pojemności	w ciągu 24h [pF]	10.2	-----	-----	-----
		od uruchomienia systemu [pF]	13.0	23.0	42.0	-----
		w stosunku do pozostałych faz [%]	2.5	5.0	10.0	0.3

Rys.8.4. Informacje dotyczące izolatorów przepustowych na szczegółowym ekranie systemu SYNDIS ES, łącznie z przyrostami 24-godzinnymi wartości C_1 oraz $\text{tg}\delta$.

Z okna „Izolatory przepustowe” można wywołać kolejne okna uaktywniające następujące funkcje narzędziowe: „Wykresy standardowe”, „Statystyka i przebiecia”, „Dziennik przebiec”, „Oscylogramy przebiec”, uzyskując funkcjonalności omówione w punkcie 7.3.

Po wywołaniu okna „Statystyka i przebiecia”, dla strony GN oraz DN, pokazane są stany liczników przebiec, a także zapisy dotyczące chwili wystąpienia przebiec przekraczających zadeklarowane poziomy ochrony przebieciowej. Wszystkie poziomy detekcji ustalono zgodnie z wytycznymi podanymi w punkcie 6.3.2 oraz przedstawiono na odnośnym ekranie systemu monitoringu, według opisu w punkcie 7.3/C. Osobno naliczane są przebiecia o czasie trwania powyżej 50 μs i przebiecia „transients” o czasie trwania do 50 μs .

Za pomocą poleceń systemowych można wywołać dziennik zdarzeń systemu monitoringu, pokazany na rysunku 8.5. Zawiera on szczegółowe informacje o wszystkich zarejestrowanych zmianach konkretnego stanu lub pomiaru w całym systemie, a także o przebiegach. Podawane są czasy rozpoczęcia oraz zakończenia danego sygnału lub zmiany. Możliwe jest prześledzenie sekwencji poszczególnych zdarzeń, które mogły towarzyszyć przebiegowi lub zmianie wartości wskaźnika izolacji izolatora przepustowego. Pomocne w tym zakresie jest skorzystanie z filtrowania zdarzeń; w rezultacie tej operacji pokazywane są jedynie te zdarzenia, które dotyczą analizowanego zjawiska.

Uzyskane wyniki, oparte o analizę dziennika zdarzeń i operacje na wykresach, przedstawiono bliżej w kolejnych podrozdziałach.

8.3. Monitorowanie przepięć

Potwierdzono w warunkach rzeczywistych, że zgodnie z algorytmem identyfikacji przepięć, opisanym w punkcie 6.3.2, zwiększenie wartości któregokolwiek licznika przepięć w module monitoringu powoduje wysłanie „zdarzenia” do systemu monitoringu lub systemu nadrzędnego.

„Zdarzenie” informujące o wystąpieniu przepięcia jest zapisywane w wewnętrznym dzienniku zdarzeń systemu monitoringu. Możliwe jest zatem przejrzanie wszystkich zapisów, przeanalizowanie poszczególnych sekwencji, a także skonfrontowanie ich z innymi wpisami, na przykład o zmianie pozycji przełącznika zacze- pów, wzroście pobieranej mocy przez transformator, zaburzeniach napięcia. Inne zapisy tego rodzaju pokazano na kolejnych rysunkach.

27 Sie 2015	10:41:19	AT1 On-line	TTM	Statornik	6	STOPNIEN_CHLUDZENIA	1,00	Zmiana wartości	
27 Sie 2015	10:01:05	AT1 On-line	Isolatory	GN	Isolator	L1	Licznik przepięć atmosferycznych	13	Zmiana wartości
27 Sie 2015	10:01:05	AT1 On-line	Isolatory	GN	Isolator	L3	Licznik przepięć atmosferycznych	18	Zmiana wartości
27 Sie 2015	10:01:05	AT1 On-line	Isolatory	GN	Isolator	L3	Licznik przepięć łączeniowych	9	Zmiana wartości
27 Sie 2015	10:01:05	AT1 On-line	Isolatory	GN	Przebieg	L1	Wystąpienie przepięcia na izolatorze przepustowym o wartości szczytowej w przedziale 370-480kV i czasie trwania poniżej 50µs [1]	TAK	Zmiana formuły
27 Sie 2015	10:01:05	AT1 On-line	Isolatory	GN	Przebieg	L3	Wystąpienie przepięcia na izolatorze przepustowym o wartości szczytowej w przedziale 370-480kV i czasie trwania poniżej 50µs [1]	TAK	Zmiana formuły
27 Sie 2015	10:01:05	AT1 On-line	Isolatory	GN	Przebieg	L3	Wystąpienie przepięcia na izolatorze przepustowym o wartości szczytowej w przedziale 370-480kV i czasie trwania powyżej 50µs [1]	TAK	Zmiana formuły
27 Sie 2015	10:03:03	AT1 On-line	Isolatory	GN	Isolator	L3	Licznik przepięć atmosferycznych	19	Zmiana wartości
27 Sie 2015	10:22:25	AT1 On-line	Isolatory	GN	Isolator	L3	Licznik przepięć łączeniowych	9	Zmiana wartości
27 Sie 2015	10:21:36	AT1 On-line	TTM	Statorwanie	2	Załączenie stopnia chłodzenia	Isolatorów temperatury oleju	ZAK	

Rys. 8.5. Wpisy informujące o wystąpieniu przepięcia typu „transient” na przepustach strony GN

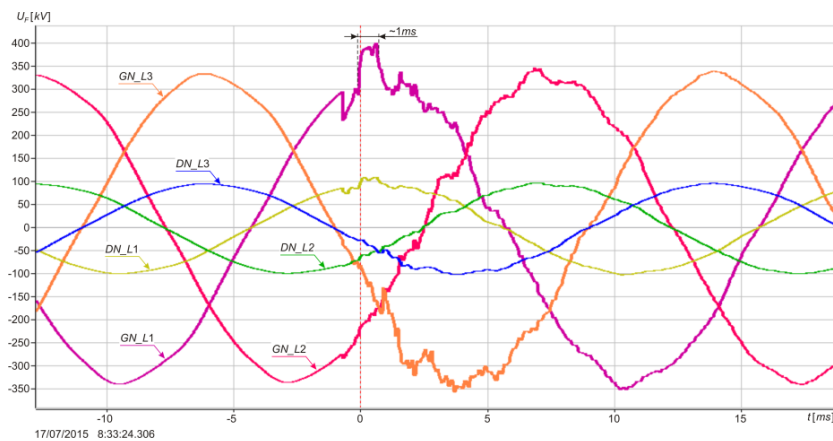
Na rysunku 8.5 pokazano wpisy w dzienniku zdarzeń systemu monitoringu SYNDIS ES, informujące o wystąpieniu przepięć na wszystkich zaciskach liniowych izolatorów przepustowych strony GN. Wartość szczytowa napięcia przekroczyła próg identyfikacji przepięcia, ale nie przekroczyła poziomu ochrony odgromowej. Przepięcia te miały czas trwania krótszy niż 50 µs, zatem zostały zakwalifikowane jako przepięcia typu „transients”. Dziennik zawiera także informację o zmianie zawartości liczników przepięć.

16 Lip 2015	09:46:19	ATT1 On-line	izolatory	GN	izolator	L3	Liczniak przepięć atmosferycznych	130	Zmiana wartości
16 Lip 2015	09:46:19	ATT1 On-line	izolatory	GN	izolator	L3	Liczniak przepięć łączeniowych	47	Zmiana wartości
16 Lip 2015	09:46:20	ATT1 On-line	izolatory	GN	Przepięcie	L3	Wyładowanie przepięcia na izolatorze przepustowym o wartości szczytowej w przedziale 370-480kV i czasie trwania poniżej 50µs (*)	TAK	
16 Lip 2015	09:46:20	ATT1 On-line	izolatory	GN	Przepięcie	L3	Wyładowanie przepięcia na izolatorze przepustowym o wartości szczytowej w przedziale 370-480kV i czasie trwania powyżej 50µs (*)	TAK	
17 Lip 2015	08:33:25	ATT1 On-line	izolatory	GN	izolator	L1	Liczniak przepięć łączeniowych	36	Zmiana wartości
17 Lip 2015	08:33:24	ATT1 On-line	izolatory	GN	Przepięcie	L1	Wyładowanie przepięcia na izolatorze przepustowym o wartości szczytowej w przedziale 370-480kV i czasie trwania powyżej 50µs (*)	TAK	

Rys.8.6. Wpisy informujące o wystąpieniu przepięć „transients” oraz łączeniowych

Rysunek 8.6 pokazuje wpisy o ostrzeżeniach, wynikających z wykrycia przepięć „transients” oraz przepięć łączeniowych. Jednocześnie jest podana informacja o zwiększeniu zawartości odpowiednich liczników przepięć.

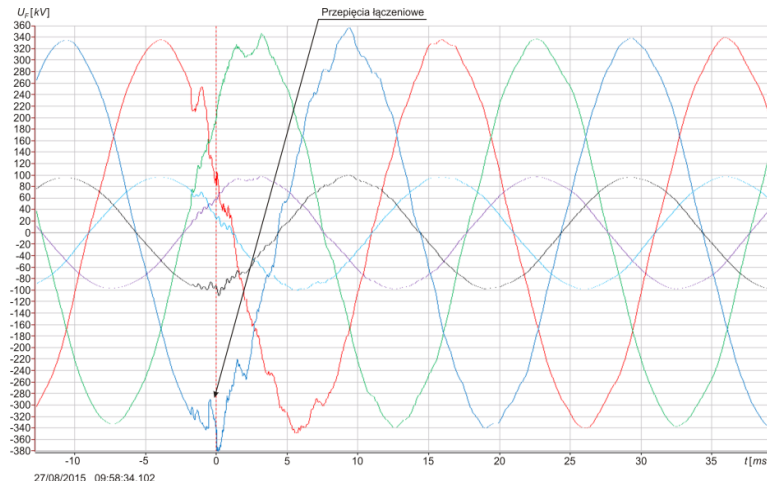
Na rysunku 8.7 pokazano zarejestrowany wykres przepięcia o czasie trwania około 1 ms dla zapisu zdarzenia przedstawionego na rysunku 8.6. Wskazuje na to jednakowy czas zapisu w dzienniku zdarzeń oraz wykresu zarejestrowanego w pamięci serwera systemu. Można zaobserwować, że przepięcie nie przekroczyło granicy 400 kV.



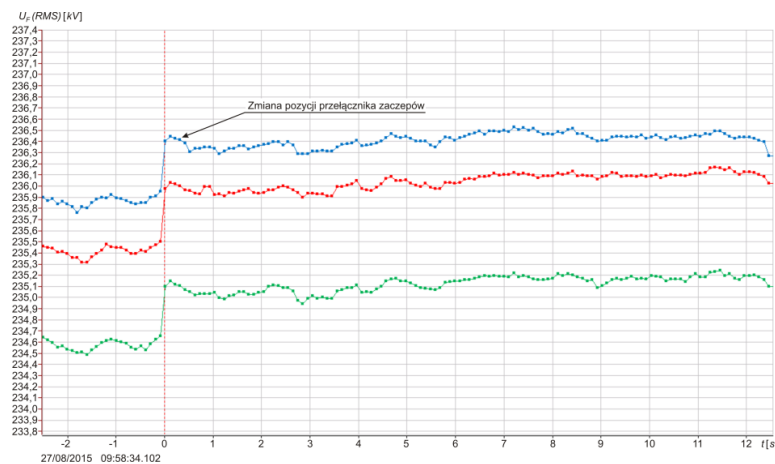
Rys. 8.7. Zarejestrowane napięcie chwilowe na jednym z przepustów strony GN podczas przepięcia łączeniowego o czasie trwania około 1ms

Po odebraniu „zdarzenia” system monitoringu niezwłocznie odczytuje i archiwizuje plik z zarejestrowanymi próbkami przebiegu przepięcia. Na podstawie informacji z dziennika zdarzeń można wybrać stosowne pliki przebiegów i przeprowadzić ich analizę. Ma ona na celu określenie przyczyny przepięć i ich ewentualnego wpływu na monitorowane izolatory przepustowe, a nawet niekiedy cały autotransformator, transformator lub dławik. Czynności wykonuje się za pomocą modułu programowego „Analizator” w systemie TLM lub w innym środowisku.

Wykres 8.8 pokazuje zaburzenia łączeniowe, spowodowane najprawdopodobniej zmianą pozycji przełącznika zaczeptów. Taką przyczynę można wywnioskować na podstawie wykresu pokazanego na rysunku 8.9, na którym widać raptowny wzrost wartości napięć skutecznych w odnośnych fazach.



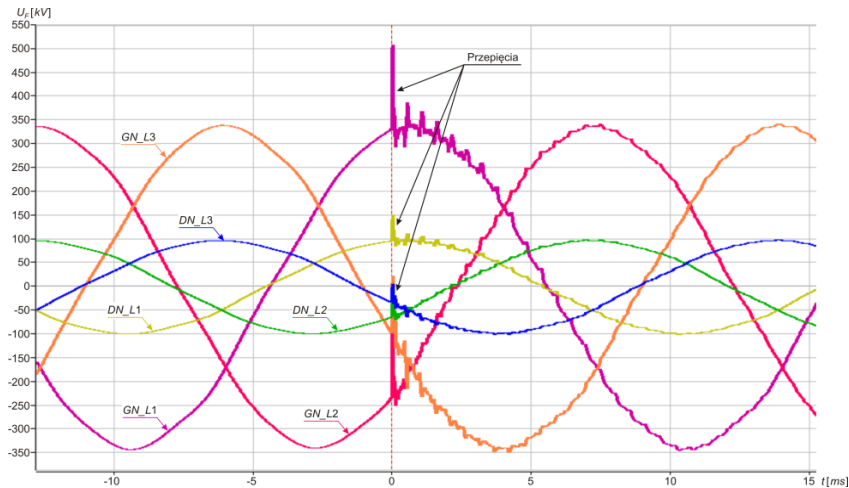
Rys. 8.8. Zarejestrowane napięcie chwilowe na jednym z przepustów strony GN podczas przebiegi łączeniowego o czasie trwania około 1ms



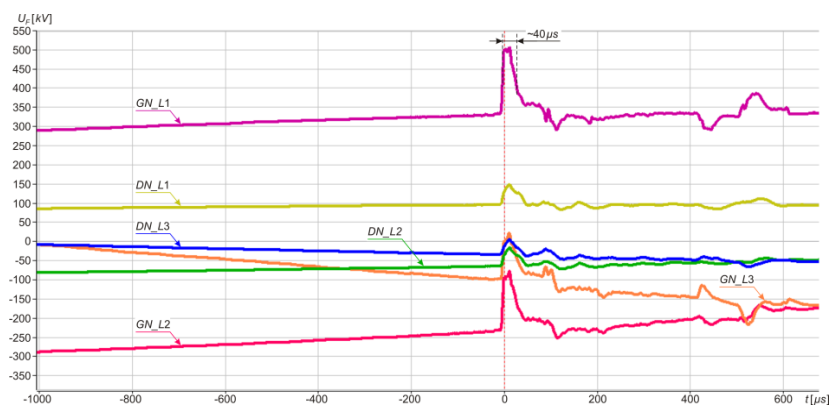
Rys. 8.9. Zarejestrowane napięcie skuteczne na jednym z przepustów strony GN, na którym wystąpiło przebiegi łączeniowe

Rysunek 8.10 przedstawia wykres przebiegi typu „transients” o czasie trwania około 40 μ s, przekraczającego nieznacznie poziom 500 kV. Zapis próbek z definiowanym czasem przed- i po zakłóceniu umożliwia analizę zaburzeń; na rysunku 8.11 widać, że przebiegi zostało „odcięte” przez odgromnik, a po pierwszym skoku napięcia wystąpiła sekwencja przebiegów o tłumionej amplitudzie. Czas zaburzenia można dokładniej oszacować zmieniając skalę wykresu co ilustruje rysunek 8.11.

Oprogramowanie systemowe umożliwia sporządzanie raportów zawierających odnośne zapisy z dziennika zdarzeń, wykresy i komentarze.



Rys. 8.10. Zarejestrowane napięcie chwilowe na jednym z przepustów strony GN podczas przebiecia zakwalifikowanego jako „transients”

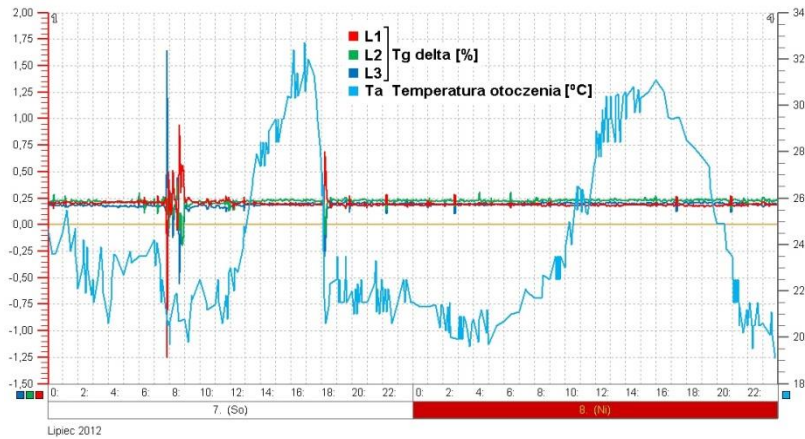


Rys. 8.11. Przebiecia typu „transients” na przepuście strony GN ; zmiana skali czasu w „analizatorze”

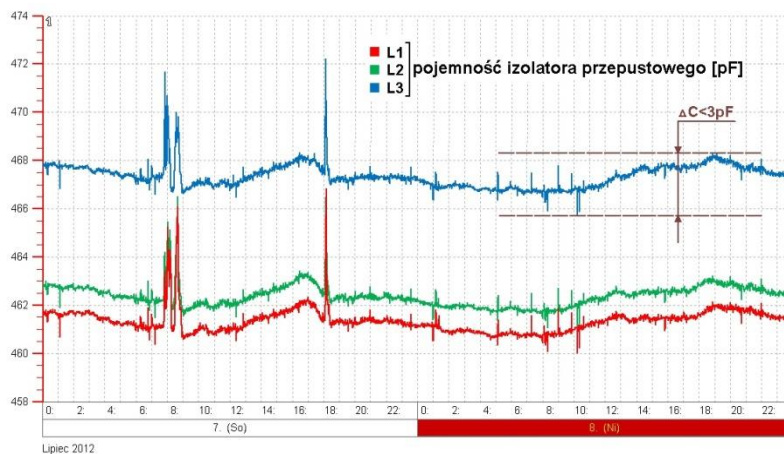
8.4. Wpływ gwałtownych zmian warunków atmosferycznych

Wielokrotnie występowały sygnały ostrzegawcze o zmianie wskaźników izolacji przepustów podczas burz atmosferycznych i towarzyszących im silnych opadów deszczu. Wartości obu tych wskaźników zmieniały się wtedy bardzo dynamicznie.

Na rysunku 8.12 pokazano zarejestrowany przebieg temperatury otoczenia T_z i wartości $\text{tg}\delta$. Raptowne spadki T_z odpowiadają chwilowym wzrostom wartości $\text{tg}\delta$. Każdorazowo, gdy wzrost przekraczał wartości kryterialne dla wysłania ostrzeżenia do systemu nadrzędnego, takie ostrzeżenie zostało wysłane. Rysunek 8.13 prezentuje analogiczne zjawiska dla pojemności C_1 ; raptownym spadkom T_z odpowiadają raptowne wzrosty C_1 .



Rys. 8.12. Gwałtowne zmiany tgδ towarzyszące silnym opadom i raptownym zmianom temperatury otoczenia



Rys. 8.13. Gwałtowne zmiany pojemności C_1 towarzyszące silnym opadom atmosferycznym i raptownym zmianom temperatury otoczenia

Spadek temperatury otoczenia T_z wskutek opadów atmosferycznych wywołuje zmianę temperatury sondy pomiarowej, zainstalowanej w gnieździe pomiarowym. Zmiany temperatury sondy, jak wykazano punkcie 6.6, wpływają na jej właściwości pomiarowe. Powstaje zatem pytanie czy obserwowane anomalie są spowodowane zmianami wskaźników izolacji, czy wynikają z niedoskonałości układu pomiarowego. W punkcie 6.6-C oszacowano, że zmiana temperatury o $60\text{ }^\circ\text{C}$ zwiększy maksymalną niepewność pomiaru tgδ wnoszoną przez sondę o wartość $0,004\text{ }\%$. Taka wartość została uwzględniona w wyznaczeniu niepewności złożonej pomiaru tgδ w warunkach stacyjnych, która wynosi $0,02\text{ }\%$. W omawianym przypadku zmiany

temperatury wynoszą około 12 °C, a zmiany $\text{tg}\delta$ przekraczają kilkunastokrotnie niepewność pomiaru, zatem nie można ich wiązać z wpływem temperatury.

W przypadku pomiaru zmian pojemności należy postępować odmiennie. Jak wykazano w punkcie 6.6 nie można pominąć wpływu temperatury na sondę. Skorygowaną wartość pojemności C_{1k} można wyznaczyć ze wzoru 6-46. Rozpatrzmy przykład dla jednego z pików o wartości $C_1 = 472$ pF odczytanej z wykresu 8.14. Dla współczynnika $\Delta C_{wt} = 0,43$ nF/°C, pojemności sondy $C_w = 1880$ nF, różnicy temperatur 12 °C otrzymamy skorygowaną wartość $C_{1k} = 470 \pm 1$ pF. Po skorygowaniu wartości szczytowej piki będą nadal obserwowalne powyżej obszaru niepewności pomiaru. Należy przy tym zauważyć, że w obu powyższych oszacowaniach przyjęto uproszczenie, że o zmianie temperatury sondy decyduje tylko zmiana temperatury otoczenia - bez uwzględnienia temperatury górnej warstwy oleju (T_{gw}). Ewentualne posługiwanie się wskaźnikiem temperatury opartym o średnią wartość T_{gw} oraz T_z spowodowałoby, że wpływ zmian T_z byłby mniej zauważalny.

Opisywane powyżej zmiany nie były trwałe. Chwilowe, wyższe wartości $\text{tg}\delta$, utrzymywały się od kilkunastu minut do nawet pojedynczych godzin, po czym wracały do poprzednich poziomów. Charakterystyczne fluktuacje pojemności występują dokładnie w chwilach wzrostu wartości współczynnika stratności dielektrycznej. Należy także wziąć pod uwagę, że zaobserwowane zmiany występują na wszystkich monitorowanych izolatorach i mają niemal taki sam przebieg na każdym z nich.

Każdorazowo zjawiska te są związane z gwałtownymi opadami deszczu i wynikającym z tego raptownym obniżeniem temperatury izolatora przepustowego. Ponadto znaczne zawilgocenie powierzchni osłony izolatora przepustowego, zwłaszcza przy dużym zanieczyszczeniu tej osłony, może zmieniać własności przepustu.

Podobne relacje na temat omawianych powyżej zjawisk można znaleźć w opracowaniach CIGRE, opublikowanych przez kanadyjski ośrodek zajmujący się tymi zagadnieniami [69].

We wszystkich funkcjonujących systemach wprowadzono zasadę, że nawet chwilowa zmiana wielkości wskaźników izolacji, wyraźnie związana ze zmianą warunków atmosferycznych, będzie powodować wysłanie ostrzeżenia do systemu dyspozytorskiego. Sygnał ten zwraca uwagę obsługi na bieżący stan izolatorów przepustowych oraz powoduje konieczność sprawdzenia czy sytuacja wróciła do stanu wyjściowego po znormalizowaniu warunków zewnętrznych.

Uznano, że wysłanie w tych warunkach sygnału alarmu byłoby niezasadne, mimo przekroczenia poziomów alarmowych. Alarm byłby uzasadniony w przypadku zaobserwowania równoczesnego, gwałtownego wzrostu poziomu gazów, przepięcia lub wystąpienia innych symptomów wskazujących na rozwój uszkodzenia. Wystarczającą przesłanką byłoby także gwałtowne zwiększenie pojemności któregoś z izolatorów, świadczące o zwarciu między warstwami ekranującymi.

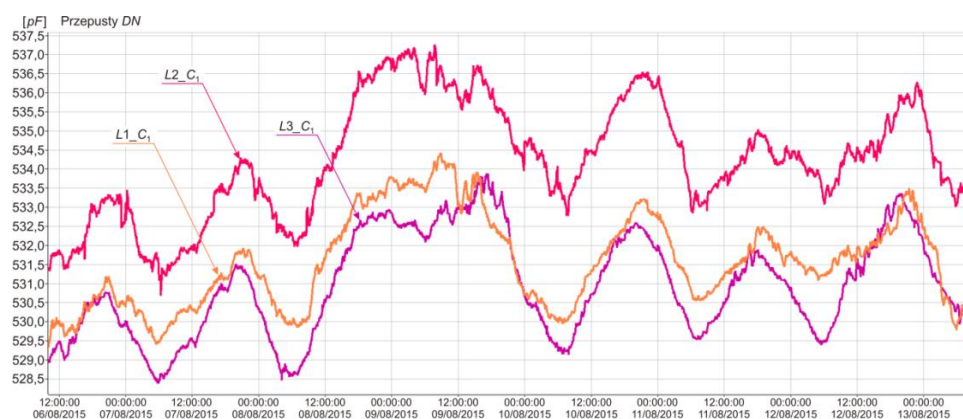
8.5. Niepewność rzeczywistych pomiarów C_1 i $\text{tg}\delta$ na stacji

Dla zarejestrowanych pomiarów pojemności C_1 oraz $\text{tg}\delta$ dla różnego rodzaju przepustów pracujących w dwóch autotransformatorach wyznaczono niepewność rozszerzoną pomiarów $U(C_1)$ oraz $U(\text{tg}\delta)$. Posłużono się arkuszem Excel po konwersji danych z formatu COMTRADE (xxx.csv) do formatu arkusza (xxx.xlsx), wykonanej za pomocą mechanizmów systemu TLM.

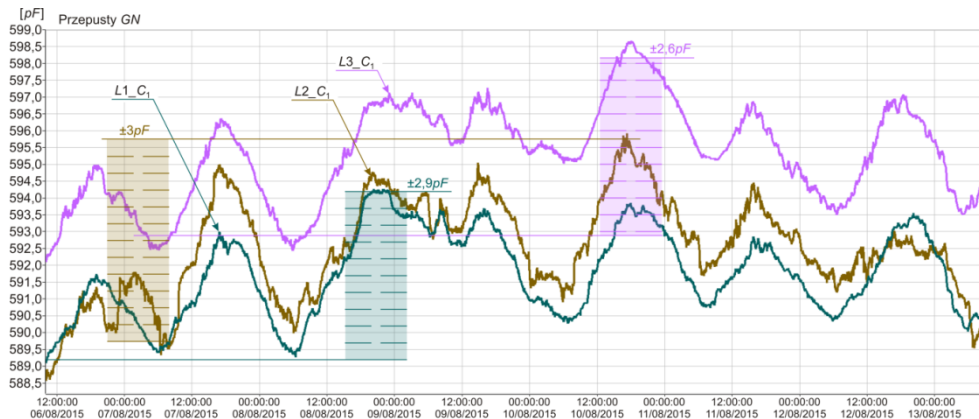
Obliczenia przeprowadzono na 7-dniowych, ciągłych zbiorach danych, zebranych w różnych warunkach atmosferycznych i obciążeniowych. Uzyskane wyniki zestawiono w tabeli 8.1 w kolumnach „7 dni”. Pliki rejestracji zawierające odnośne dane, obliczenia i wykresy załączono do niniejszej pracy na dysku CD, wg specyfikacji umieszczonej w załączniku D. Niektóre wykresy sporządzano także na podstawie danych, gromadzonych przez system w formacie xxx.csv. Posługiwano się oprogramowaniem „Analizator”, zintegrowanym z systemem TLM, z uwagi na prosty wybór zakresów i łatwość skalowania.

Wyznaczona niepewność pomiarów wskaźników jakości izolacji w warunkach rzeczywistych umożliwia ich odniesienie do pomiarów wykonanych w warunkach laboratoryjnych oraz do oszacowania spodziewanych niepewności tychże pomiarów, które wykonano w punkcie 6.6.F niniejszej pracy. **Przypomnijmy, iż spodziewana niepewność pomiarów $\text{tg}\delta$ miała wynosić 0,02 %, a dla C_1 miała nie przekraczać 3 pF, zakładając kalibrację układu pomiarowego.**

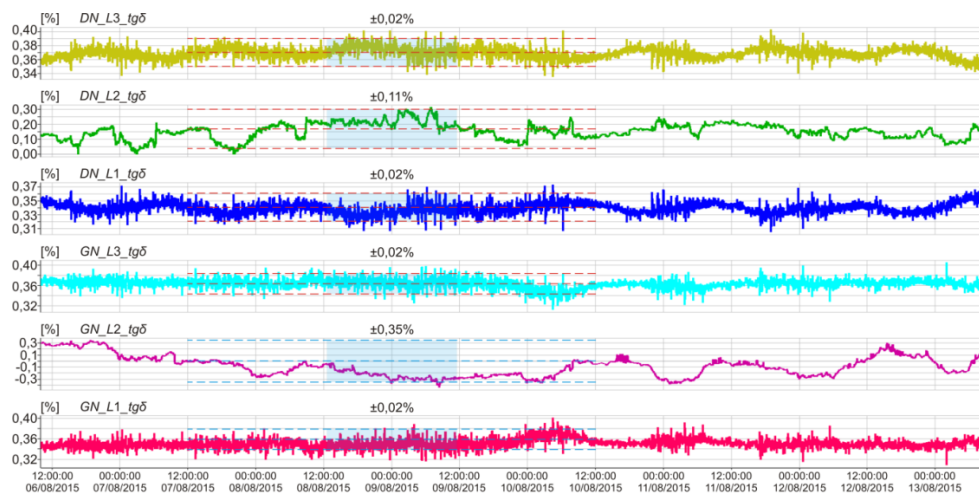
Rysunek 8.14 pokazuje przykładowe przebiegi C_1 dla przepustów RIP typu RTKF 245-1050/2000, zainstalowanych po stronie dolnego napięcia (DN). Rysunek 8.15 pokazuje przebiegi C_1 dla przepustów RIP typu RTKF 420-1550/1200, zainstalowanych po stronie górnego napięcia (GN). Na tym rysunku zaznaczono także niepewności poszczególnych pomiarów. Natomiast na rysunku 8.16 pokazano łącznie przebiegi $\text{tg}\delta$ dla powyższych przepustów, zarejestrowane w analogicznym przedziale czasu. Zaznaczono również wyznaczone niepewności pomiarów.



Rys. 8.14. Przebiegi C_1 dla przepustów strony DN w pracującym układzie monitoringu w okresie od 6 do 13 sierpnia 2015r; identyfikator rejestracji: R_06sie15



Rys. 8.15. Przebiegi C_1 dla przepustów strony GN w pracującym układzie monitoringu w okresie od 6 do 13 sierpnia 2015r.; identyfikator rejestracji: R_06sie15

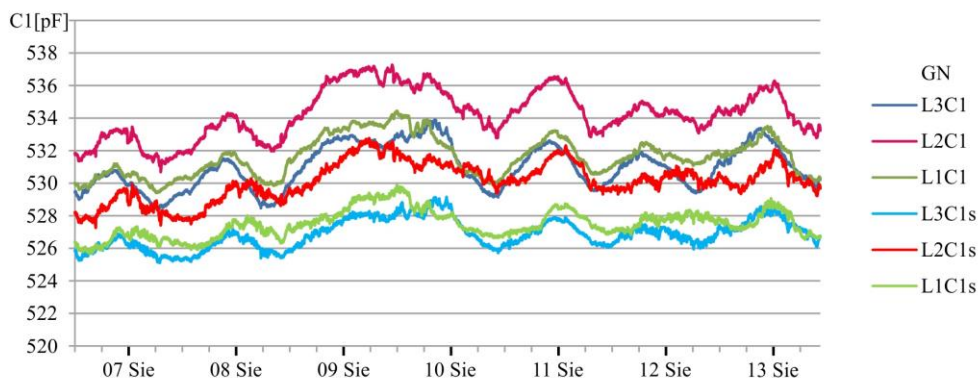


Rys. 8.16. Przebiegi $tg\delta$ dla izolatorów przepustowych strony DN i GN w pracującym układzie monitoringu w okresie od 6 do 13 sierpnia 2015. Identyfikator rejestracji R_06sie15

Zaobserwowano kilkugodzinne fluktuacje wartości C_1 , widoczne na rysunkach 8.14 oraz 8.15. Jak wykazano w punkcie 6.6.C, temperatura wpływa na właściwości pomiarowe sondy. Wpływ ten szczególnie objawia się w pomiarze C_1 . Analogicznie zatem jak w przypadku gwałtownych zjawisk atmosferycznych oceniono, jaki jest wpływ zmian temperatury na uzyskane wyniki pomiarów. Znając parametry sond, zastosowano zależność 6-46 do przeliczenia zmierzonych wartości pojemności. Przykładowe przebiegi C_1 , uzyskane po skorygowaniu zmian wprowadzanych przez

sondy pomiarowe, pokazano na rysunku 8.17. Odpowiadają one przebiegom dla strony dolnego napięcia (DN), pokazanym na rysunkach 8.14.

Dla tak uzyskanych przebiegów C_{1s} wyznaczono niepewności rozszerzone $U(C_{1s})$. Zebrano je także w tabeli 8.1, zaznaczając dodatkowo niebieskim tłem.



Rys. 8.17. Przebiegi C_1 oraz wyznaczone przebiegi C_{1s} dla przepustów strony GN w pracującym układzie monitoringu; identyfikator rejestracji: R_06sie15

Jak widać na przykładowym rysunku 8.17, przebiegi C_1 oraz przebiegi skorygowane C_{1s} są bardzo podobne. Stopień tego podobieństwa oszacowano w dalszej części pracy, obliczając współczynniki korelacji liniowej Pearsona.

Fluktuacje wartości $\text{tg}\delta$ są również obserwowane. Wykazują jednak mniejszą zmienność, znaczne szумы lub występują w krótszych okresach czasu. W związku z powyższym, wyznaczono $U(C_1)$ oraz $U(\text{tg}\delta)$ dla danych odczytanych w 10-minutowych przedziałach czasu, wybranych w taki sposób, aby:

- temperatura zewnętrzna T_z nie zmieniała się o więcej niż $0,2^\circ\text{C}$,
- temperatura górnej warstwy oleju T_{gw} nie zmieniała się o więcej niż $0,2^\circ\text{C}$
- obciążenie autotransformatora nie zmieniało się o więcej niż 4 MW.

Uzyskane wyniki zestawiono także w tabeli 8.1, w kolumnach „10 min”. Krótsze przedziały czasu i małe zakresy zmienności temperatur oraz obciążenia miały na celu uzyskanie jak najbardziej stabilnych warunków pomiaru. Dla pomiarów wskaźników izolacji w warunkach laboratoryjnych uzyskano niepewność $U(C_1) = 0,3 \text{ pF}$ oraz $U(\text{tg}\delta) = 0,01$ (pkt 6.6, pp.E). Oszacowano (pkt 6.6, pp.G), że w warunkach stacyjnych niepewność $U(C_1)$ wzrośnie dziesięciokrotnie do 3 pF, a niepewność $U(\text{tg}\delta)$ nie przekroczy 0,02 %, jeśli do konstrukcji sondy zostanie zastosowany rekomendowany typ kondensatorów.

W kolumnach „7dni” pokazano niepewności $U(C_1)$ uzyskane w warunkach rzeczywistych dla okresów 7- dniowych. Są one większe co najmniej kilkukrotnie w niektórych seriach pomiarowych od niepewności w warunkach laboratoryjnych. Jednak jedynie w kilku przypadkach przekraczają prognozowaną niepewność 3pF. Niepewności $U(C_{1s})$ pokazane na niebieskim tle, czyli uzyskane w wyniku

skorygowania temperaturowych właściwości sond, wyznaczone dla tych samych okresów, wykazują niepewność mniejszą o około 30-40 % w stosunku do przebiegów nieskorygowanych. Poza jednym przypadkiem, $U(C_{1s})$ zmniejszyła się na tyle, że osiągnęła wartości znacznie poniżej oczekiwanej niepewności 3 pF.

Tabela 8.1. Niepewność pomiarów C_1 oraz $\text{tg}\delta$ w warunkach rzeczywistych

ATR	Strona rodzaj	Typ przepustu	ID danych	$U(C_1)$ [pF]						$U(\text{tg}\delta)$ [%]						
				7 dni			10 min			7 dni			10 min			
				L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
MO	400kV	RTF 420-1675/1000-KSI	M_30sty15	1,8	1,4	1,5	0,5	0,4	0,3	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	
			M_03cze15	1,7	1,1	1,2	0,4	0,4	0,4	0,04	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	
			M_6sie15	3,8	2,8	3,1	2,8	2,6	2,8	1,0	0,5	0,4	0,02	0,02	0,02	0,01
	110kV	DMB-OA 123-550/2500	M_30sty15	2	1,7	1,9	0,4	0,2	0,2	0,04	0,04	0,03	0,01	0,01	0,01	
			M_03cze15	1,2	0,8	0,8	1,6	1,6	1,3	0,4	0,3	0,3	0,08	0,08	0,13	0,04
			M_6sie15	1,1	1,4	1,5	0,5	0,9	1,1	0,2	0,3	0,7	0,04	0,04	0,03	0,01
MO	400kV	COT 1425/1000	M_20maj14	1,6	1,5	1,7	1,3	1,2	1,4	0,3	0,3	0,4	0,02	0,03	0,03	
			M_03cze14	1,7	1,7	1,7	1,3	1,3	1,3	0,2	0,2	0,2	0,02	0,03	0,03	
			M_10cze14	1,9	1,9	2,0	1,4	1,4	1,5	0,3	0,3	0,3	0,02	0,03	0,03	
	110kV	COT 550/2050	M_20maj14	1,4	1,8	1,9	1	1,3	1,5	0,4	0,4	0,5	0,03	0,02	0,02	
			M_03cze14	1,5	2,0	2,1	1	1,4	1,5	0,2	0,3	0,3	0,02	0,02	0,02	
			M_10cze14	1,8	2,1	2,0	1,2	1,5	1,4	0,3	0,4	0,3	0,02	0,02	0,02	
RG	400kV	RTKF 420-1550/1200	RG_28cze15	2,9	3,5	3,0	2	2,7	2,1	0,1	0,2	0,1	0,02	0,29		
			R_06sie15	2,9	3,0	2,6	2,2	2,3	1,6	0,1	0,1	0,1	0,02	0,35		
	110kV	RTKF 245-1050/2000	RD_28cze15	2,2	2,6	2,6	1,4	1,9	1,8	0,2	0,1	0,1	0,03	0,31		
				R_06sie15	2,9	3,1	2,7	2,6	2,4	1,8	0,1	0,1	0,1	0,02	0,11	

Podsumowując, niepewności $U(C_1)$ są większe w jedynie w kilku przypadkach od niepewności oczekiwanej w warunkach stacyjnych. Po skorygowaniu wpływu temperatury na sondy, niepewności te – poza jednym przypadkiem - mieszczą się w zakresie wartości oczekiwanych. Niepewności $U(\text{tg}\delta)$ dla pomiarów wykonanych w tych samych warunkach rzeczywistych są na ogół większe dwu-, trzy-, lub nawet czterokrotnie od niepewności uzyskanych w warunkach laboratoryjnych.

Przedstawione w tabeli 8.1 niepewności $U(\text{tg}\delta)$ oraz $U(C_1)$, obliczone dla okresów 7-mio dniowych w każdym analizowanym przypadku odpowiadają zakresowi zmienności poszczególnych przebiegów, jak zaznaczono na wykresach 8.15 oraz 8.16. Potwierdza to prawidłowość przeprowadzonych obliczeń.

Wartości pomiarów C_1 wykonanych w stabilnych warunkach zewnętrznych i przy stabilnym obciążeniu wykazują maksymalną niepewność $U(C_1) = 0,5$ pF. Jest to co prawda o kilkadziesiąt procent więcej niż otrzymano w warunkach

laboratoryjnych, ale znacznie poniżej oczekiwanej niepewności pomiaru $U(C_1)$ w warunkach stacyjnych. W kilku seriach pomiarowych uzyskano niepewność 0,1 pF, czyli ewidentnie niższą niż w warunkach laboratoryjnych.

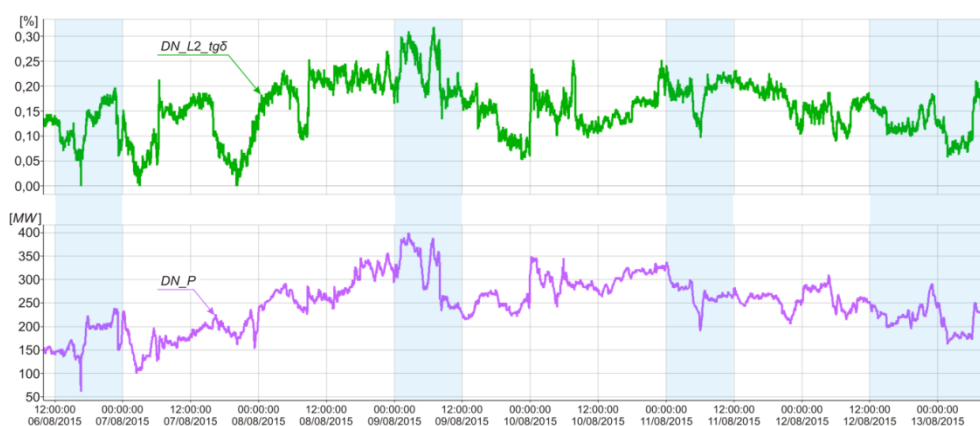
Niepewności pomiarów $U(\text{tg}\delta)$, wykonanych w stabilnych warunkach są w 10 seriach pomiarowych na zbadanych 48 serii takie same jak przewidywane niepewności w warunkach stacyjnych. W 3. seriach są one większe, nie więcej jednak niż dwukrotnie. W 34. seriach pomiarowych uzyskano wyniki lepsze niż wyniki oczekiwane. Jedną serię pomiarową, zaznaczoną żółtym kolorem, wyłączono z powyższej analizy z uwagi na wyniki znacznie odbiegające od pozostałych.

Uzyskane wyniki wskazują, że przyczyną znacznie większego rozrzutu wyników pomiarów wskaźników izolacji w dłuższych okresach pomiarowych w warunkach rzeczywistych, może być wpływ temperatury, zmiany obciążenia autotransformatora, a także zakłócenia występujące w układzie pomiarowym.

Z powyższych rozważań wyłączono wartości $U(\text{tg}\delta)$, zaznaczone w tabeli 8.1 kolorem żółtym, które uzyskano w następujących pomiarach:

- RG_28cze15 ; dla fazy L2,
- RD_28cze15 ; dla fazy L2,
- R_06sie15 ; dla fazy L2.

Po sprawdzeniu instalacji stwierdzono, że strony wtórne referencyjnych przekładników napięciowych były połączone w gwiazdę z uziemionym zaciskiem liniowym L2, a nie punktem wspólnym. W takim układzie pomiarowym, stosowanym w starszych stacjach energetycznych ze względów oszczędnościowych, punkt zerowy jest sprzężony poprzez impedancje uzwojeń L1 oraz L2 z napięciami fazowymi L1 i L2. Wszelkie zaburzenia w liniach L1 i L2 wpływają na pomiar kąta fazowego napięcia L2-N, co znacznie zakłóca pomiar $\text{tg}\delta$ w fazie L2. Na rysunku 8.18 zaznaczono obszary, na których widać wyraźną korelację przebiegu gwałtownych zmian mocy obserwowanego transformatora z przebiegiem $\text{tg}\delta$ w fazie L2.



Rys. 8.18. Przebiegi $\text{tg}\delta$ dla izolatora przepustowego fazy L2 strony DN i GN w pracującym układzie monitoringu w okresie od 6 do 13 sierpnia 2015.; identyfikator rejestracji R_06sie15

8.6. Wpływ temperatury na wskaźniki izolacji

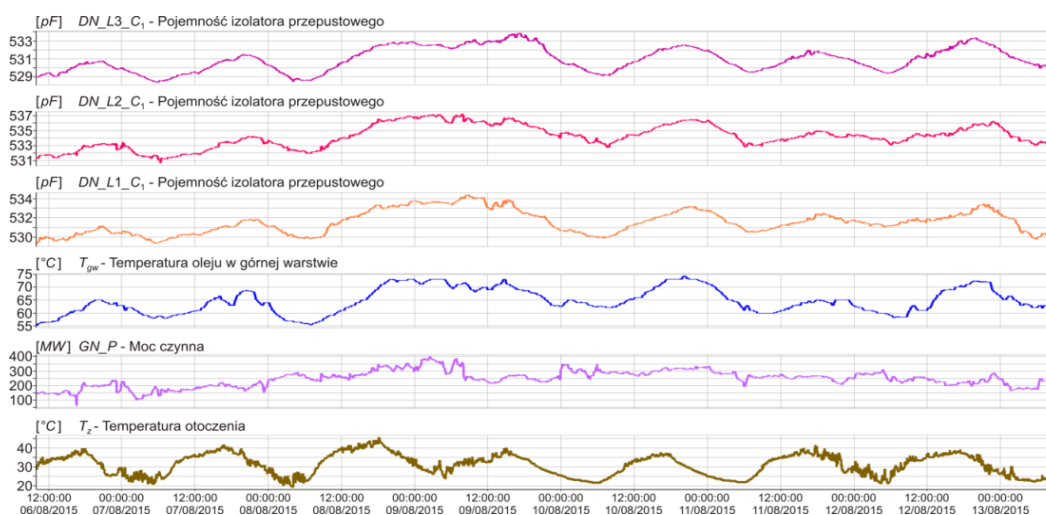
Instrukcja wykonywania pomiarów wskaźników izolacji metodą tradycyjną, zamieszczona w pozycji „Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów” [57], nakazuje przeliczenie otrzymanych wartości $\text{tg}\delta$ na temperaturę odniesienia $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ według tabel korekcyjnych podawanych przez producentów. W tej samej pozycji w punkcie 5.5.2 stwierdza się, że przeliczanie pomiarów pojemności przepustu nie jest konieczne. Opracowanie p.t. „Ramowa instrukcja eksploatacji transformatorów” [27] zaleca przeliczanie także wartości pojemności. Kontrowersje te wynikają zapewne z przeprowadzania badań off-line za pomocą relatywnie niskich napięć probierczych, w trakcie których wpływ temperatury może mieć mniejsze znaczenie.

Wobec powyższego, a także mając na uwadze opracowania na temat wpływu ciepła na przyspieszanie procesów degradacyjnych izolatorów przepustowych, przywołane w punktach 3.3 oraz 3.4, przeanalizowano zebrane wyniki pomiarów on-line pod kątem wpływu temperatury na wskaźniki izolacji.

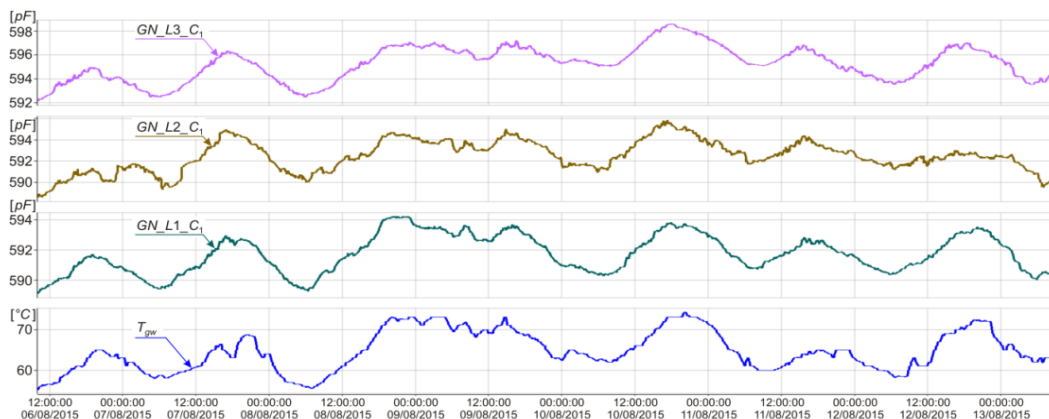
Wpływ temperatury na zmiany wartości C_1

Rysunek 8.19 przedstawia przebiegi C_1 dla przepustów strony DN, pokazane uprzednio na rysunku 8.15, tym razem jednak łącznie z mocą czynną P , temperaturą otoczenia T_z i temperaturą górnej warstwy oleju T_{gw} .

Można zaobserwować podobieństwo przebiegów zmian pojemności C_1 z przebiegiem temperatury górnej warstwy oleju T_{gw} i brak podobieństwa zarówno z przebiegiem mocy czynnej P , jak i temperatury otoczenia T_z . Rysunek 8.20 pokazuje tylko przebieg temperatury T_{gw} oraz przebiegi pojemności dla izolatorów strony GN, co jeszcze bardziej uwidacznia podobieństwo przebiegów pojemności C_1 oraz T_{gw} .



Rys. 8.19. Zarejestrowane przebiegi C_1 dla przepustów strony DN



Rys. 8.20. Zarejestrowane przebiegi C_1 dla przepustów strony GN wraz z temperaturą T_{gw}

Dla przebiegów C_1 poszczególnych izolatorów przepustowych, pokazanych na rysunkach 8.19 oraz 8.20, wyznaczono współczynniki „K” korelacji wzajemnej Pearsona. Porównując niepewności w tabeli 8.1, wyznaczone dla pomiarów skorygowanych i nieskorygowanych, stwierdzono, że należy uwzględnić wpływ temperatury na wskazania sond pomiarowych, gdyż wprowadzenie korekty znacznie zmniejsza niepewność pomiarów. Wyznaczono zatem także współczynniki korelacji wzajemnej „K” dla skorygowanych przebiegów pojemności C_{1s} . Przebiegi te uzyskano przeliczając pierwotne dane zarejestrowane w systemie monitoringu, według zależności 6-46. Przykładowe przebiegi pierwotne C_1 oraz przeliczone C_{1s} dla strony DN transformatora pokazano na rysunku 8.17. Uzyskane wyniki zebrano w tabeli 8.2.

Tabela 8.2. Współczynniki korelacji wzajemnej między pomiarami pojemności C_1 dla przepustów strony GN oraz DN

przebieg	A	B	C	D	K(A,B)	zg. A i B	K(A,C)	zg. A i C	K(C,D)	zg. C i D
DN	L3C ₁	L2C ₁	L3C _{1s}	L2C _{1s}	0,91	b. silna	0,92	b. silna	0,86	silna
	L2C ₁	L1C ₁	L2C _{1s}	L1C _{1s}	0,94	b. silna	0,92	b. silna	0,90	silna
	L1C ₁	L3C ₁	L1C _{1s}	L3C _{1s}	0,92	b. silna	0,87	silna	0,83	silna
GN	L3C ₁	L2C ₁	L3C _{1s}	L2C _{1s}	0,88	silna	0,93	b. silna	0,79	znaczna
	L2C ₁	L1C ₁	L2C _{1s}	L1C _{1s}	0,87	silna	0,93	b. silna	0,77	znaczna
	L1C ₁	L3C ₁	L1C _{1s}	L3C _{1s}	0,90	silna	0,93	b. silna	0,82	silna

Gdzie:

K(A,B) - korelacje między zarejestrowanymi przebiegami C_1 dla tej samej strony transformatora

K(A,C) - korelacje między przebiegami zarejestrowanymi C_1 , a skompensowanymi C_{1s}

K(C,D) - korelacje między przebiegami C_{1s} dla przepustów na tej samej stronie transformatora

Poszczególne korelacje K(A,B) dla zarejestrowanych przebiegów C_1 osiągają wartości powyżej 0,9 lub nieznacznie niższe od 0,9 potwierdzając tym samym bardzo duże podobieństwo wszystkich mierzonych przebiegów C_1 dla przepustów pracujących w tych samych warunkach. Przy czym zgodność ta dla strony GN jest nieco niższa. Uzyskane wyniki K(A,C) dla strony DN oraz GN potwierdzają bardzo silną

i silną zgodność między przebiegami zmierzonymi, a przebiegami skorygowanymi, przeliczonymi wg zależności korygującej wpływ temperatury na sondy pomiarowe. Silne i znaczne korelacje uzyskano dla przepustów pracujących w tych samych warunkach, wyznaczone na podstawie wartości skorygowanych. Wartości tych korelacji są jedynie nieznacznie niższe niż wartości wyznaczone na podstawie danych bez korekcji wpływu zmian temperatury na sondy.

Wyznaczono także korelacje powyższych, poszczególnych przebiegów C_1 z T_{gw} oraz T_z . Wyniki pokazane w tabeli 8.3 wskazują na bardzo silną lub silną zależność zmian pojemności C_1 od temperatury górnej warstwy oleju T_{gw} dla przepustów obu stron transformatora.

Tabela 8.3. Współczynniki korelacji pomiarów pojemności C_1 dla przepustów strony GN oraz DN, z pomiarami temperatury górnej warstwy oleju T_{gw} oraz temperaturą zewnętrzną T_z

przebieg	A	C	E	F	K(A,E)	zg. A i E	K(C,E)	zg. C i E	K(A,F)	zg. A i F
DN	L3C ₁	L3C _{1s}	T _{gw}	T _z	0,90	silna	0,80	znaczna	0,45	umiarkowana
	L2C ₁	L2C _{1s}			0,89	silna	0,73	znaczna	0,23	slaba
	L1C ₁	L1C _{1s}			0,85	silna	0,65	znaczna	0,38	slaba
GN	L3C ₁	L3C _{1s}			0,88	silna	0,75	znaczna	0,35	slaba
	L2C ₁	L2C _{1s}			0,77	znaczna	0,62	znaczna	0,41	umiarkowana
	L1C ₁	L1C _{1s}			0,93	b. silna	0,91	b. silna	0,50	umiarkowana

Gdzie:

K(A,E) - korelacje między przebiegami zarejestrowanymi C_1 , a temperaturą górnej warstwy oleju T_{gw}

K(C,E) - korelacje między przebiegami skorygowanymi C_{1s} , a temperaturą górnej warstwy oleju T_{gw}

K(A,F) - korelacje między przebiegami C_1 , a temperaturą zewnętrzną T_z

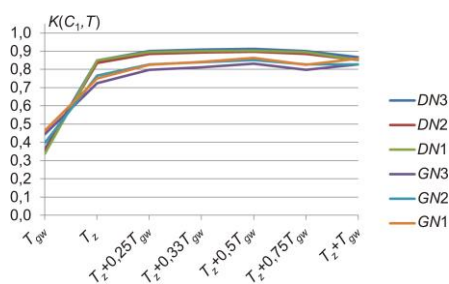
Można zauważyć, że korelacje C_1 z T_{gw} mają w dwóch przypadkach nieznacznie wyższą wartość dla przepustów strony DN niż dla strony GN. Zależność ta występuje dla korelacji wyznaczonej dla przebiegów mierzonych i skorygowanych. Dla korelacji C_1 z T_z , mimo braku lub słabego związku tych dwóch wielkości, widać nieco wyższe wartości dla przepustów strony GN niż dla strony DN. Nasuwa się zatem pytanie, czy pojemności C_1 zależą tylko od temperatury T_{gw} , czy również inne czynniki mają wpływ na ewidentnie występujące zmiany pojemności? Aby uzyskać odpowiedź, przeanalizowano dokładniej dane zebrane z innego obiektu, a odnośne opisy i wykresy zamieszczono w załączniku C.

Zupełnie inny obraz zależności C_1 od temperatury uzyskano w okresie wysokich temperatur otoczenia w lecie, gdy pracował układ chłodzenia transformatora. Występowała wtedy bardzo wyraźna zależność zmian pojemności od temperatury zewnętrznej T_z , ale widoczny był również wpływ T_{gw} . Wpływ ten potwierdziły wyniki analizy korelacji zmian C_1 z umownymi wskaźnikami temperaturowymi T , pokazane na wykresie 8.21. Jako wartości wskaźników T przyjęto odpowiednio temperatury T_{gw} , T_z oraz kilka wartości wyliczonych jako suma T_z oraz część T_{gw} . Udział T_{gw} we wskaźniku T przyjmowano w sposób arbitralny, próbując dobrać takie oszacowanie tego wskaźnika, przy którym wartość korelacji zmian C_1 jest największa.

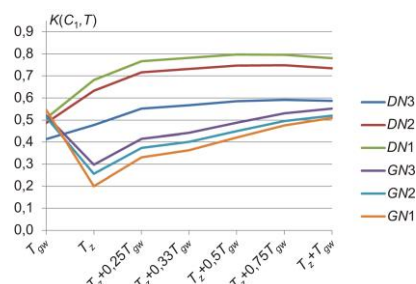
Zarejestrowane przebiegi wykazują, że korelacje C_1 z przebiegiem T_{gw} mają najniższą wartość. Te korelacje osiągają najwyższe wartości dla współczynnika

temperaturowego $T = T_z + 0,5(T_{gw})$ i to zarówno dla izolatorów strony *DN* jak i *GN*. Silniejsza zależność zmian C_1 od temperatury otoczenia jest zrozumiała z uwagi na stabilizację T_{gw} . Wtedy to zmiany temperatury otoczenia wpływają na oddawanie ciepła przez przepust.

Wpływ temperatury otoczenia był szczególnie widoczny w warunkach zimowych, ale także przy pracującym układzie chłodzenia. Rysunek 8.22 przedstawia wykres korelacji zmian C_1 z umownymi wskaźnikami temperaturowymi T .



Rys. 8.21. Korelacje zmian C_1 przepustów *DN* z wartościami wskaźnika T – okres letni



Rys. 8.22. Korelacje zmian C_1 przepustów *DN* z wartościami wskaźnika T – okres zimowy

W tym przypadku korelacje C_1 ze wskaźnikami T mają odmienny przebieg dla strony *GN* oraz *DN*. Dla przepustów strony *DN* największe wartości współczynnik korelacji osiąga dla $T = T_z + 0,5(T_{gw})$ lub $T = T_z + 0,75(T_{gw})$. Dla przepustów strony *GN* największe wartości są osiągnięte dla $T = T_z + T_{gw}$, choć są one jedynie nieznacznie wyższe niż dla $T = T_z + 0,75(T_{gw})$. Wartości wskaźników T wyznaczono analogicznie jak dla przebiegów w okresie letnim.

Na podstawie uzyskanych wyników nie można jednoznacznie określić, czy silniej na zmiany C_1 wpływa temperatura T_z , czy też T_{gw} , która określa warunki termiczne pracy przepustu wynikające z obciążenia transformatora. Temperatura T_z określa zewnętrzne warunki temperaturowe, wpływające na odbieranie ciepła od izolatorów, a zatem także na zmiany ich temperatury.

Na bilans cieplny przepustu wpływa również siła wiatru, nasłonecznienie, wilgotność powietrza, a także działanie i sprawność układu chłodzenia. Powyższe potwierdza fakt, iż we wszystkich przeanalizowanych przypadkach korelacja zmian pojemności C_1 ze zmianami temperatury jest silniejsza dla przepustów *DN* niż *GN*. Przepusty *DN* mają mniejsze gabaryty niż przepusty *GN*, a zatem ich chłodzenie jest mniej podatne na wpływ warunków zewnętrznych. Ponadto proporcjonalnie większa ich część jest zanurzona w oleju znajdującym się w kadzi transformatora, co zwiększa ich izolację od warunków zewnętrznych. Powyższe czynniki można określić w mierzalny sposób i uwzględnić w analizie danych, jedynie w skomplikowanym układzie monitoringu - co wydaje się jednak niecelowe.

Przybliżony charakter powyższej analizy wynika także z omówionego w punkcie 6.6 wpływu temperatury na właściwości pomiarowe sondy instalowanej w zaciskach

pomiarowych przepustu. Można oszacować, że dla każdych 10 °C zmiany temperatury sonda może wprowadzać proporcjonalny błąd temperaturowy o wielkości 1pF do bezwzględnego pomiaru pojemności C_1 . Błąd ten ma charakter liniowy, zatem wskazanie C_1 może być łatwo skorygowane wg zależności 6-46. Do obliczenia wielkości korekty przyjęto współczynnik temperaturowy wyznaczany jako średnia arytmetyczna temperatury T_{gw} oraz T_z . Taka konstrukcja współczynnika pozwala na uwzględnienie wpływu T_{gw} na nagrzewanie sondy oraz wpływu temperatury zewnętrznej na chłodzenie sondy połączonej z kołnierzem przepustu jedynie za pomocą połączenia śrubowego.

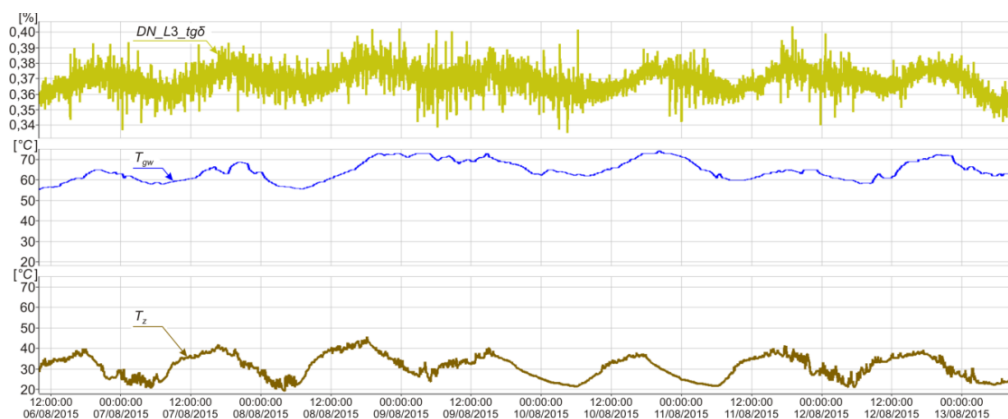
Co bardzo istotne dla algorytmów monitoringu, wprowadzona korekta nie zmienia kształtu mierzonych przebiegów ani nie wpływa na wzajemne relacje pojemności między przepustami zainstalowanymi na tej samej stronie transformatora i pracującymi w tych samych warunkach.

Wpływ temperatury na zmiany wartości $\text{tg}\delta$

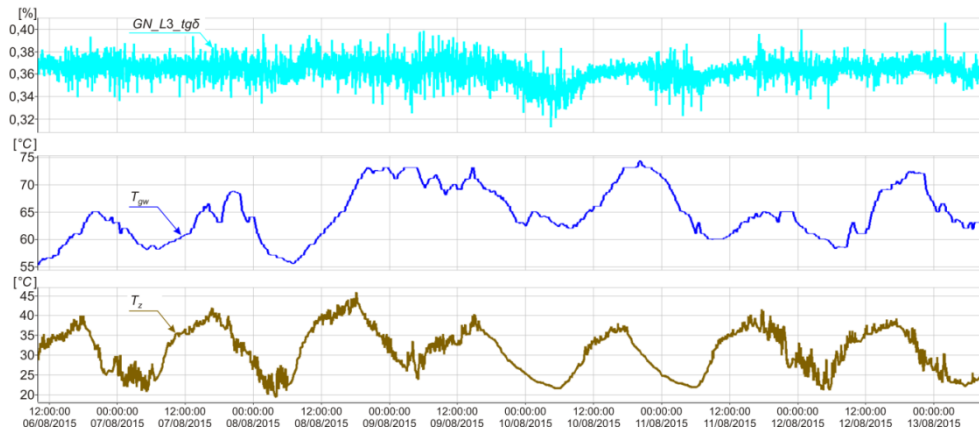
Na kolejnych rysunkach 8.24 oraz 8.25 pokazano przebiegi zmian wartości $\text{tg}\delta$ dla przepustu fazy L3, odpowiednio strony DN oraz GN wraz ze zmianami temperatury górnej warstwy oleju T_{gw} oraz temperatury otoczenia T_z .

Można stwierdzić, że dla izolatora strony DN występuje zauważalny związek zmian T_{gw} ze zmianami $\text{tg}\delta$. Można także mówić o wpływie T_z , widocznym wyraźnie w niektórych przedziałach czasu na wykresie 8.24.

Dla strony GN można zaobserwować jedynie niewielki związek zmian $\text{tg}\delta$ ze zmianami temperatury, przy czym nie można jednoznacznie określić czy dotyczy on T_{gw} czy T_z . Należy jednak zastrzec, że stwierdzenie to odnosi się jedynie do zaprezentowanego przykładu.



Rys. 8.24. Przebieg zmian temperatur T_{gw} , T_z oraz współczynnika $\text{tg}\delta$ ($DN_L3_tg\delta$) dla przepustu L3 strony DN



Rys. 8.25. Przebieg zmian temperatur T_{gw} , T_z oraz współczynnika $\text{tg}\delta$ ($GN_L3_tg\delta$) dla przepustu $L3$ strony GN

W załączniku C zamieszczono przebiegi $\text{tg}\delta$ dla autotransformatora ZNC zarejestrowane w tych samych warunkach jak przebiegi zmian pojemności, omówione w punkcie 8.6.1. W tych rejestracjach, wykonanych w okresie letnim, dla przepustów strony DN nie stwierdzono zależności zmian wartości $\text{tg}\delta$ od T_z . Nie uwidaczniają się także drobne fluktuacje T_{gw} , wynikające z pracy układu chłodzenia.

Odmienne stwierdzenia można sformułować dla przebiegów strony GN , w których dostrzega się zauważalny wpływ T_z na przebieg wartości $\text{tg}\delta$ i brak wpływu T_{gw} . Istotne jest, że układ chłodzenia cały czas pracował, a zmiany temperatury T_{gw} wynosiły około 10°C . Dominujący wpływ na zmiany wartości $\text{tg}\delta$ miały zatem zmiany T_z , gdyż T_{gw} była stabilizowana. Analogicznie jak dla zarejestrowanych przebiegów zmian pojemności, nie były znane siła wiatru, wilgotność powietrza ani nasłonecznienie występujące w trakcie pomiarów. O wpływie siły wiatru można choćby wnioskować z normy IEEE [52], która w punkcie 7.2/d zaleca wprowadzenie wymuszonego ruchu powietrza wokół przepustu, w przypadku konieczności obniżenia jego temperatury. Tak jak w przypadku pojemności C_1 , warto podkreślić rolę układu chłodzenia. Gdy układ chłodzenia nie pracuje, wpływ T_{gw} na zmiany $\text{tg}\delta$ jest ewidentny.

Przebiegi przedstawione w załączniku C, zarejestrowane w okresie zimowym, nie wykazują zależności zmian współczynnika stratności przepustów GN i DN ani od temperatury T_{gw} , ani T_z . Wynika to z tego, że przy niskiej temperaturze zewnętrznej ciepło jest znacznie lepiej odprowadzane z przepustów niż w okresie letnim.

Dla współczynnika $\text{tg}\delta$ odstąpiono od analizy wpływu niepewności wprowadzanej przez sondę pomiarową, gdyż według oceny przeprowadzonej w punkcie 6.6 pp.G nawet dla zmiany temperatury do 60°C błąd temperaturowy sondy nie zwiększy niepewności pomiaru $\text{tg}\delta$ w warunkach stacyjnych.

Wpływ temperatury na pomiar $\text{tg}\delta$ nie jest tak znaczący jak na pomiar C_1 . Wynika to także z tego, że wpływ temperatury na $\text{tg}\delta$ uwidoczni się wyraźniej dopiero wtedy, gdy będą monitorowane zdegradowane, olejowe izolatory przepustowe o

podwyższonym zawilgoceniu. Jednakże w tabeli 8.1 uzyskano w wielu przypadkach dla pomiarów 7-dniowych niepewność pomiaru $U(\text{tg}\delta)$ przekraczającą wartość oczekiwaną 0,02 % więcej niż o połowę. Dla wartości w stabilnych warunkach, w okresach 10-minutowych, ta niepewność wynosi 0,01 %, a więc jest na poziomie wyników uzyskanych w warunkach laboratoryjnych.

W dalszym ciągu pracy rozważymy zatem możliwość skompensowania wpływu temperatury na uzyskane wyniki, a tym samym poprawy ich jakości.

8.7. Kompensacja wpływu temperatury na wskaźniki izolacji

Zarejestrowane dane, przeanalizowane w punkcie 8.6, pokazują zależność C_1 oraz $\text{tg}\delta$ od temperatury. Zjawisko to uwzględnia się podczas pomiarów tych parametrów w trybie off-line, korzystając ze współczynników korekcyjnych podawanych przez dostawców przepustów. Poniżej przedstawiono metodę i ewentualny sens wprowadzenia takiej korekty dla obu monitorowanych wskaźników izolacji w trybie on-line.

Kompensacja wpływu temperatury na pojemność C_1

Jak wynika z tabeli 8.3, w analizowanym przypadku dla wszystkich przebiegów C_1 , a także C_{1s} uzyskano bardzo silną korelację z przebiegiem temperatury T_{gw} . Postawiono zatem pytanie, czy można wykorzystać tę właściwość do kompensacji drobnych zmian pojemności, wynikających wyłącznie ze zmian temperatury przepustu? Korekta taka byłaby możliwa, gdyby określono zależność funkcyjną wielkości zmiany pojemności wynikającej ze zmiany temperatury.

Na podstawie zależności (3.1), podanej w punkcie 3.6, można wyznaczyć zmianę wartości $\text{tg}\delta$ w zależności od zmiany temperatury izolatora przepustowego. Z kolei na podstawie zależności (2.6) wiadomo, że pojemność całkowita przepustu jest związana z jego współczynnikiem strat dielektrycznych w następujący sposób:

$$C = \frac{I_r}{\omega U \text{tg}\delta}, \quad (8.1)$$

gdzie:

C - pojemność całkowita przepustu,

I_r - składowa czynna prądu wpływającego do pojemności C ,

ω - pulsacja,

U - napięcie fazowe,

$\text{tg}\delta$ – współczynnik strat dielektrycznych przepustu.

Podstawiając wzór (3.1) określający wartość $\text{tg}\delta$ w temperaturze T , otrzymamy:

$$C = \frac{I_r}{\omega U \text{tg}\delta_0 e^{-\lambda(T-T_{(0)})}}, \quad (8.2)$$

gdzie:

$\text{tg}\delta_0$ - wartość współczynnika strat dielektrycznych w temperaturze odniesienia $T_{(0)}$,

λ – współczynnik korekcyjny.

Na podstawie zebranych wyników przedstawionych w punkcie 8.2.1, możemy stwierdzić, że zmiany pojemności są silnie powiązane ze zmianami temperatury górnej warstwy oleju T_{gw} . Pojemność C_1 możemy traktować jako ekwiwalent całkowitej pojemności przepustu. Uwzględniając powyższe dwie relacje we wzorze 8.2, otrzymano zależność opisującą wpływ zmian temperatury górnej warstwy oleju na pojemność C_1 :

$$C_{1(T_{gw})} = \frac{C_{1(0)}}{e^{-\lambda_c(T_{gw}-T_{gw(0)})}}, \quad (8.3)$$

gdzie:

$C_{1(T_{gw})}$ - pojemność C_1 w bieżącej temperaturze górnej warstwy oleju T_{gw} ,

$C_{1(0)}$ - pojemność C_1 w temperaturze odniesienia dla górnej warstwy oleju $T_{gw(0)}$,

λ_c - współczynnik korekcyjny dla pojemności C_1 ,

T_{gw} - bieżąca temperatura górnej warstwy oleju,

$T_{gw(0)}$ - temperatura odniesienia dla temperatury górnej warstwy oleju.

Nie jest znana wartość temperatury przepustu ani wartość całkowitej pojemności przepustu. Te wielkości są odwzorowane według nieznannej relacji za pomocą odpowiednio temperatury górnej warstwy oleju i pojemności C_1 . Zmierzona wartość pojemności C_1 jest ponadto obarczona liniowym błędem temperaturowym wprowadzanym przez sondę pomiarową, co wykazano w punkcie 6.6 C. Zatem we wzorze (8.3) wprowadzono współczynnik korekcyjny λ_c zamiast λ .

W kolejnej operacji ze wzoru (8.3), po podzieleniu obu stron przez wartość $C_{1(0)}$ i obustronnym logarytmowaniu uzyskano poniższą zależność dla wyznaczenia współczynnika korekcyjnego λ_c :

$$\lambda_c = - \frac{\ln\left(\frac{C_{1(0)}}{C_{1(T_{gw})}}\right)}{T_{gw}-T_{gw(0)}}, \quad (8.4)$$

Dalsze pomiary i obliczenia wykonano dla wartości C_{1s} , uzyskanych po skorygowaniu wpływu temperatury na sondy pomiarowe. Dysponując rzeczywistymi pomiarami C_1 oraz skorygowanymi pomiarami C_{1s} , zarejestrowanymi w ciągu kilku dni, wyznaczono skompensowane wartości C_{1k} w poniższych krokach:

- Wyznaczono współczynniki λ_c , uśredniając wartości z zależności (8.4).
- Stosując zależność (8.3), wyliczono poszczególne wartości próbek $C_{1s}(T_{gw}, \lambda_c)$ przebiegu zmian pojemności w funkcji temperatury górnej warstwy oleju dla wartości $(-\lambda_c)$. Jako wartość $C_{1s(0)}$ przyjęto uśrednioną wartość z okresu pierwszych 10 minut rejestracji, eliminując przypadkowe zmiany pojemności wywołane zakłóceniami EMC i zaburzeniami napięcia. Dzięki zastosowaniu współczynnika $(-\lambda_c)$ we wzorze (8.3), uzyskano przebieg kompensacyjny o odwrotnym przebiegu zmian pojemności C_{1s} w stosunku do zmian rzeczywistych.
- Skompensowano zmiany temperatury w próbkach pojemności C_{1s} za pomocą zależności:

$$C_{1k} = [C_{1s} + C_{1s}(T_{gw}, \lambda_c)]/2, \quad (8.5)$$

gdzie:

- C_{1k} - skompensowana wartość pojemności C_1 dla temperatury T_{gw} ,
- C_{1s} –wartość pojemności C_1 skorygowana o wpływ temperatury na sondę,
- $C_{1s}(T_{gw}, \lambda_c)$ - wyznaczona wartość pojemności C_{1s} przy temperaturze T_{gw} ,
- T_{gw} - bieżąca temperatura górnej warstwy oleju,
- $T_{gw(0)}$ - temperatura odniesienia dla górnej warstwy oleju.

- d) Obliczono niepewności dla skompensowanych przebiegów pojemności C_{1k} i zestawiono uzyskane wyniki.
- e) Wykonano wykresy przebiegów pojemności C_{1s} , C_{1k} , $C_{1s}(T_{gw}, \lambda_c)$ wraz z przebiegiem temperatury T_{gw} .

W tabeli 8.4 zestawiono obliczone niepewności dla otrzymanych przebiegów oraz wyznaczone współczynniki λ_c . Na rysunkach 8.26 oraz 8.27 przedstawiono przykładowe wykresy obrazujące uzyskane efekty. Pozostałe przebiegi wraz z danymi i obliczeniami załączono do niniejszej pracy.

Tabela 8.4. Niepewności $U(C_1)$, niepewności $U(C_{1k})$ oraz wyznaczone współczynniki λ_c dla skorygowanych temperaturowo zmian pojemności C_1 .

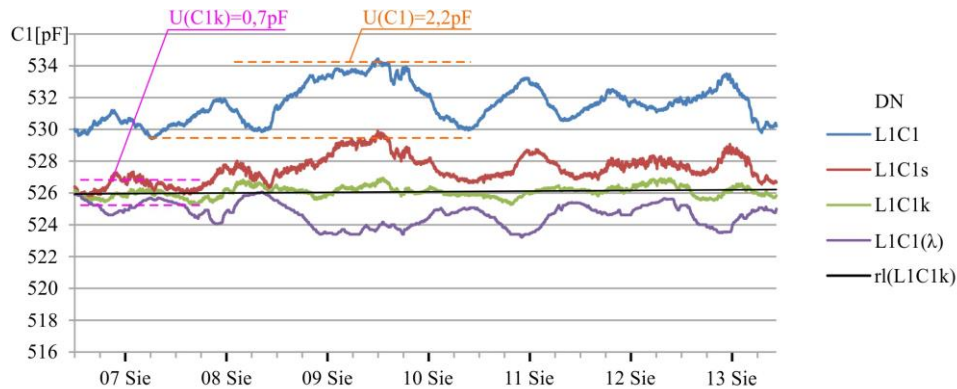
ATR	Strona rodzaj	Typ przepustu	ID danych	Symbol danych	$U(C_1)[pF]$		
					7 dni		
					L1	L2	L3
R	400 kV RIP	RTKF 420- 1550/1200	RG_28cze15	C_1	2,9	3,5	3,0
				C_{1s}	2,0	2,7	2,1
				$C_{1(\lambda_c)}$	0,6	1,0	0,7
				λ_c	0,00043	0,00044	0,00045
			R_06sie15	C_1	2,6	3,0	2,9
				C_{1s}	1,6	2,3	2,2
				$C_{1(\lambda_c)}$	0,4	1,1	0,9
				λ_c	0,00061	0,00074	0,00048
	110 kV RIP	RTKF 245- 1050/2000	RD_28cze15	C_1	2,2	2,6	2,6
				C_{1s}	1,4	1,9	1,8
				$C_{1(\lambda_c)}$	0,7	0,8	0,6
				λ_c	0,00043	0,00040	0,00041
			R_06sie15	C_1	2,9	3,1	2,7
				C_{1s}	2,6	2,4	1,8
				$C_{1(\lambda_c)}$	0,7	0,9	0,6
				λ_c	0,00042	0,00064	0,00047

Gdzie:

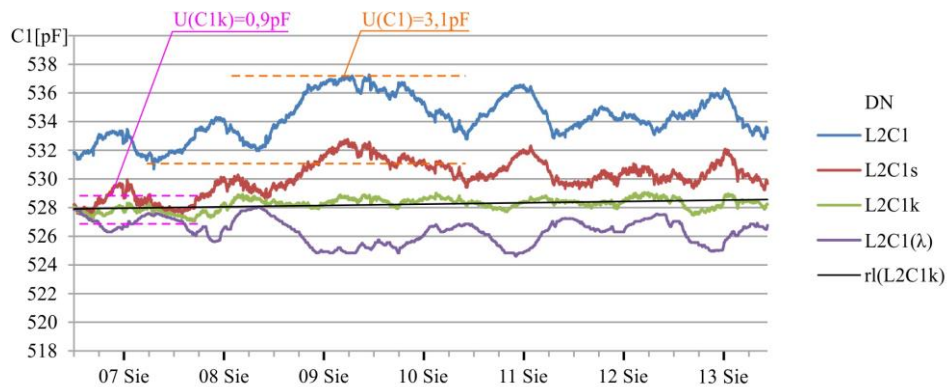
- $U(C_1)$ - niepewność rozszerzona wyników pomiarów pojemności przepustów
- L1, L2, L3 - izolatory przepustowe
- C_1 - niepewność odczytanych pomiarów pojemności C_1
- C_{1s} - niepewność pomiarów pojemności z uwzględnieniem korekty wpływu sondy
- $C_{1(\lambda_c)}$ - niepewność pomiarów pojemności po korekcie temperaturowej
- ID danych - identyfikator pliku danych

Po wprowadzeniu kompensacji we wszystkich przypadkach zaobserwowano co najmniej dwukrotne, a w niektórych przypadkach nawet trzykrotne, zmniejszenie fluktuacji wartości mierzonych pojemności C_{1s} . Niepewności rozszerzone

wyznaczone dla skompensowanych przebiegów potwierdzają powyższe obserwacje. Zasada ta nie znajduje potwierdzenia dla pomiarów zaznaczonych żółtym kolorem w tabeli 8.6, uzyskanych dla przepustu z wadliwym układem pomiarowym – zidentyfikowanym w punkcie 8.5.



Rys. 8.26. Zmiany pojemności C_1 ($L1C_1$), zmiany w funkcji temperatury T_{gw} ($DN_L1_C_1(T_{gw})$) oraz skorygowane zmiany C_1 ($DN_L1_C_{1k}$) dla przepustu fazy L1 strony DN



Rys. 8.27. Zmiany pojemności C_1 ($DN_L2_C_1$), zmiany w funkcji temperatury T_{gw} ($DN_L2_C_1(T_{gw})$) oraz skorygowane zmiany C_1 ($DN_L2_C_{1k}$) dla przepustu fazy L1 strony DN

Korekcja wpływu temperatury na pomiary $tg\delta$

W analizowanych przebiegach, przedstawionych na rysunkach 8.16, 8.24, 8.25 można zaobserwować zależność drobnych zmian $tg\delta$ od temperatury górnej warstwy oleju. Postawiono zatem analogiczne pytanie, jak w przypadku zmian pojemności. Czy jest możliwa korekta tych fluktuacji?

Zakładając odpowiedź twierdzącą, wykorzystano wprost zależność $\text{tg}\delta$ od temperatury, omówioną w punkcie 3.6 niniejszej pracy. Po wykonaniu stosownych podstawień otrzymano:

$$\text{tg}\delta(T_{gw}) = \text{tg}\delta_{(0)} e^{-\lambda_{\delta}(T_{gw}-T_{gw(0)})}, \quad (8.6)$$

gdzie:

$\text{tg}\delta(T_{gw})$ - wartość $\text{tg}\delta$ w zależności od temperatury górnej warstwy oleju T_{gw} ,

$\text{tg}\delta_{(0)}$ - wartość $\text{tg}\delta$ przy temperaturze odniesienia dla górnej warstwy oleju $T_{gw(0)}$,

λ_{δ} - współczynnik korekcyjny dla pojemności $\text{tg}\delta$.

Stosując analogiczne przekształcenia, jakie zastosowano wyprowadzając zależność 8.4, uzyskano poniższą zależność dla wyznaczenia współczynnika korekcyjnego λ_{δ} , korzystając z rzeczywistych, zarejestrowanych wartości $\text{tg}\delta$.

$$\lambda_{\delta} = -\frac{\ln\left(\frac{\text{tg}\delta(T_{gw})}{\text{tg}\delta_{(0)}}\right)}{T_{gw}-T_{gw(0)}}, \quad (8.7)$$

Dysponując rzeczywistymi wartościami $\text{tg}\delta$, skorygowano te wartości, postępując analogicznie jak w powyższych krokach „a-e” dla korekty C_1 . Jako wartość $\text{tg}\delta_{(0)}$ przyjęto uśrednioną wartość z pierwszych 10 minut rejestracji, aby wyeliminować przypadkowe zmiany $\text{tg}\delta$. W kroku „c” zastosowano poniższą zależność dla wyznaczenia skompensowanych wartości współczynnika strat dielektrycznych:

$$\text{tg}\delta_k = [\text{tg}\delta + \text{tg}\delta(T_{gw}, \lambda_{\delta})]/2, \quad (8.8)$$

gdzie:

$\text{tg}\delta_k$ - skompensowana wartość współczynnika strat dielektrycznych,

$\text{tg}\delta$ - zmierzona wartość współczynnika strat dielektrycznych,

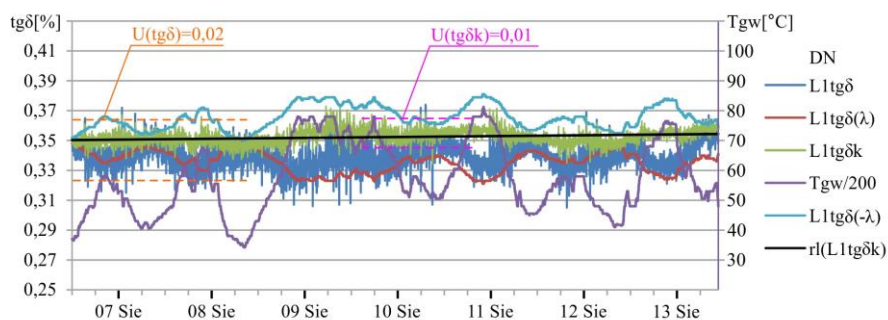
$\text{tg}\delta(T_{gw}, \lambda_{\delta})$ - wartość $\text{tg}\delta$ w funkcji temperatury T_{gw} oraz współczynnika ($-\lambda_{\delta}$)

W tabeli 8.5 zestawiono współczynniki λ_{δ} , niepewności $U(\text{tg}\delta)$ dla rzeczywistych pomiarów $\text{tg}\delta$ oraz $U(\text{tg}\delta_k)$ dla skorygowanych temperaturowo pomiarów $\text{tg}\delta$.

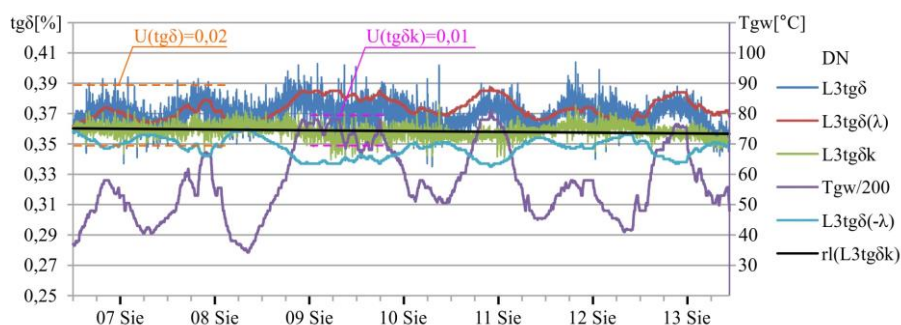
Tabela 8.5. Zestawienie niepewności $U(\text{tg}\delta)_{0,95}$, niepewności $U(\text{tg}\delta_k)_{0,95}$ skorygowanych temperaturowo zmian $\text{tg}\delta$ oraz wyznaczonych współczynników λ_{δ} .

ATR	Strona/ rodzaj	Typ prze- pustu	dane	niepewność/ współczynnik	miano	7 dni			
						L1	L2	L3	
R	400 kV /RIP	RTKF 420- 1550/1200	RG_28cze15	$U(\text{tg}\delta)$	[%]	0,02	-	0,02	
			skorygowane	$U(\text{tg}\delta_k)$	[%]	0,01	-	0,01	
			współczynnik	λ_{δ}	-	0,0064	-	-0,0031	
			R_06sie15	$U(\text{tg}\delta)$	[%]	0,02	-	0,02	
			skorygowane	$U(\text{tg}\delta_k)$	[%]	0,02	-	0,01	
				współczynnik	λ_{δ}	-	0,0042	-	-0,0025
	110 kV /RIP	RTKF 245- 1050/2000	RD_28cze15	$U(\text{tg}\delta)$	[%]	0,03	-	0,03	
			skorygowane	$U(\text{tg}\delta_k)$	[%]	0,02	-	0,02	
			współczynnik	λ_{δ}	-	0,0031	-	-0,0031	
			R_06sie15	$U(\text{tg}\delta)$	[%]	0,02	-	0,02	
skorygowane			$U(\text{tg}\delta_k)$	[%]	0,01	-	0,01		
			współczynnik	λ_{δ}	-	0,0045	-	-0,0038	

Rezultaty pomiarów i obliczeń zobrazowano na rysunkach 8.28 i 8.29 dla jednej z siedmiodniowych rejestracji, zawartej w pliku oznaczonym identyfikatorem „R_06sie”. Pozostałe wykresy wraz z danymi zamieszczono na dysku CD wg specyfikacji w pliku WYKRESY, umieszczonym w załączniku D.



Rys. 8.28. Skorygowany współczynnik strat dielektrycznych $DN_{L1_tg\delta k}$ dla przepustu fazy $L1$ strony DN wraz z przebiegiem rzeczywistym ($DN_{L1_tg\delta}$) i przebiegiem hipotetycznym ($DN_{L1_tg(\delta T_{gw})}$) w funkcji temperatury T_{gw} , a także przebieg temperatury $T_{gw}/200$



Rys. 8.29. Skorygowany współczynnik strat dielektrycznych $DN_{L3_tg\delta k}$ dla przepustu fazy $L3$ strony DN wraz z przebiegiem rzeczywistym ($DN_{L3_tg\delta}$) i przebiegiem hipotetycznym ($DN_{L3_tg(\delta T_{gw})}$) w funkcji temperatury T_{gw} , a także przebieg temperatury $T_{gw}/200$

Rysunki 8.28 oraz 8.29 wykazują, że istnieje związek niewielkich zmian $tg\delta$ z temperaturą górnej warstwy oleju dla monitorowanych przepustów.

Analizując te rysunki, można jednak zauważyć, że przebiegi zmierzonych wartości $tg\delta$ dla fazy $L1$ oraz $L3$ mają różny charakter. Dla izolatora $L1$ wzrost temperatury górnej warstwy oleju (T_{gw}) powoduje zauważalny spadek wartości współczynnika strat dielektrycznych. Przeciwna sytuacja ma miejsce dla izolatora $L3$, kiedy to wzrost T_{gw} powoduje zwiększenie wartości $tg\delta$. Taki przebieg tych wielkości wynika z algorytmu względnego pomiaru kątów wektorów fazowych i wyznaczania wartości współczynnika $tg\delta$, opisanego w punkcie 6.1.3.

W trakcie analizy pomiarów wybierany jest ten przepust, w którym zaobserwowano najmniejszą zmianę wartości względem pozostałych przepustów, np. „A”. Następnie względem wektora napięcia na zacisku pomiarowym wybranego przepustu są wyznaczane kąty wektorów na zaciskach pomiarowych przepustów zainstalowanych w pozostałych fazach i obliczane wartości $\text{tg}\delta(B)$ oraz $\text{tg}\delta(C)$. Wartość współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg}\delta(A)$ dla wybranego przepustu odniesienia jest wyznaczana ponownie, względem przepustu B. Jeśli $\text{tg}\delta(B)$ wzrośnie, to $\text{tg}\delta(A)$ zmaleje i na odwrót.

Na podstawie tabeli 8.5 można stwierdzić, że wzrost wartości $\text{tg}\delta$ przy wzroście T_{gw} dla L3 odzwierciedlają dodatnie wartości współczynników λ_δ wyznaczonych dla tego przepustu. Spadek wartości $\text{tg}\delta$ przy wzroście T_{gw} dla L1 odzwierciedlają ujemne wartości współczynników λ_δ .

Nasuwa się zatem pytanie, czy istnieje możliwość określania stopnia degradacji izolatorów przepustowych na podstawie powyższych zależności i rozważań przedstawionych w punkcie 3.6.3 dotyczących między innymi wpływu zawilgocenia przepustów OIP na wartość ich współczynnika strat dielektrycznych?

W pięciu przypadkach uzyskano niższe wartości niepewności $U(\text{tg}\delta_k)$ od wartości oczekiwanych dla warunków stacyjnych. Niepewności te wynosiły 0,01 %, czyli były takie, jak obliczone dla warunków laboratoryjnych w stabilnych warunkach temperaturowych. W dwóch przypadkach niepewność się zmniejszyła do wartości oczekiwanej dla warunków stacyjnych. W jednym przypadku $U(\text{tg}\delta_k)$ nie uległa zmianie. Można zatem stwierdzić - przynajmniej w przeanalizowanych przypadkach, że wprowadzona korekta ogranicza fluktuacje przebiegów współczynnika strat dielektrycznych spowodowane jedynie zmianami temperatury. Obrazują ten fakt rysunki 8.28 oraz 8.29.

Powyższą tematyką należałoby zająć się w przyszłości. Na ten temat autor wypowie się jeszcze w rozdziale dotyczącym „perspektyw rozwoju systemów monitoringu”, a także we wnioskach.

9. PERSPEKTYWY ROZWOJU MONITORINGU PRZEPUSTÓW

9.1. Wyznaczanie bezwzględnej wartości $tg\delta$

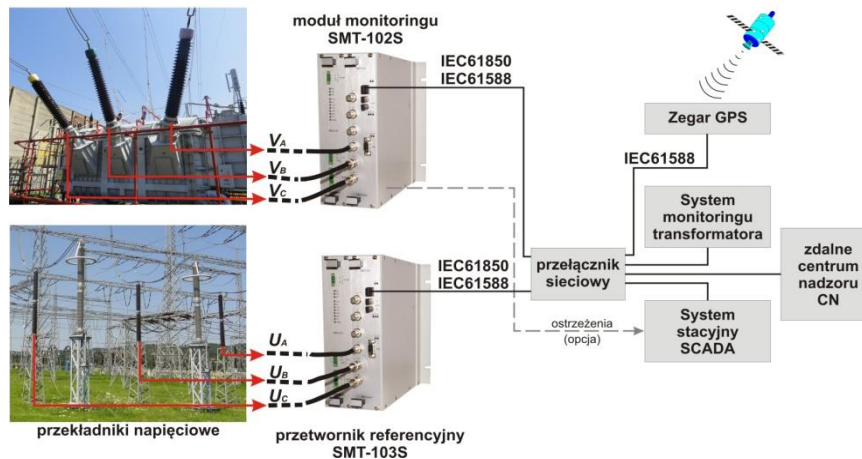
Wyznaczanie względnej wartości współczynnika strat dielektrycznych jest skomplikowane z uwagi na konieczność kompensacji asymetrii napięć liniowych i przeprowadzania skalowania całego układu pomiarowego, jak przedstawiono w punktach 6.1 oraz 6.2.5 niniejszej pracy. W algorytmach obliczeniowych są wprowadzane ograniczające założenia dotyczące wzrostu wartości $tg\delta$ w jednej lub w dwóch fazach. Posługiwanie się wyznaczonymi względnymi wartościami tego współczynnika jest oparte na założeniu, że wartości uzyskane w czasie testów off-line, przeprowadzane przy napięciu do 10 kV, są adekwatne do wartości występujących przy napięciu setek kilowoltów.

Pomiar bezwzględnych, rzeczywistych wartości $tg\delta$ usunąłby wspomniane powyżej mankamenty związane z wartościami względnymi. Byłoby także możliwe opracowanie nowych algorytmów monitoringu, na przykład bazujących na porównywaniu rzeczywistych wartości współczynników $tg\delta$ między różnymi jednostkami, pracującymi w podobnych warunkach.

Na podstawie rysunku 6.1 można stwierdzić, że wyznaczenie bezwzględnej wartości współczynnika $tg\delta$ wymaga pomiaru kąta pomiędzy wektorem U napięcia mierzonego na zacisku liniowym, a wektorem V napięcia mierzonego na zacisku pomiarowym. Możliwe są co najmniej dwie poniżej przedstawione metody tego pomiaru:

A. Wyznaczenie fazorów

Wyznaczenie fazorów napięcia liniowego oraz napięcia mierzonego na zacisku pomiarowym można zrealizować według normy IEEE C37.118.1 [49]. Norma ta nie narzuca minimalnej ilości wyznaczanych fazorów w ciągu sekundy, zatem można przyjąć, że w pełni wystarczające byłoby przeprowadzanie obliczeń jednokrotnie w ciągu sekundy. Do obliczeń można wykorzystać algorytm opisany w punkcie 6.2.4, wyznaczający wartość modułu napięcia i kąta fazowego na podstawie pierwszej harmonicznej przebiegu. To podejście wymaga synchronizacji próbkowania i pomiaru napięć mierzonych w module SMT-102 oraz w przetworniku referencyjnym SMT-103 z czasem astronomicznym. Do tego celu można zastosować sygnał czasu 1pps z układu GPS (Global Positioning System) albo protokół sieciowy PTP (ang. Precision Time Protocol) według standardu IEC 61588 [46] doprowadzony do modułu monitoringu przepustów. Strukturę układu wykorzystującego PTP przedstawiono na rysunku 9.1



Rys.9.1. Synchronizacja pracy modułu monitoringu przepustów za pomocą protokołu PTP

W omawianym układzie synchronizacja byłaby przesyłana w standardzie PTP [46] z zegara GPS, sterowanego sygnałem satelitarnym, do modułu monitoringu SMT-102S oraz do przetwornika referencyjnego SMT-103S.

Wyzwalanie pomiarów wektorów napięć V_a, V_b, V_c , doprowadzonych z zacisków pomiarowych do modułu monitoringu oraz napięć referencyjnych U_a, U_b, U_c , doprowadzonych z przekładników napięciowych do przetwornika referencyjnego byłoby synchronizowane z dokładnością kilku mikrosekund. W obu urządzeniach byłyby wyznaczane fazory wg zależności 9.1 oraz 9.2:

$$u(t) = U \cos(\omega t + \delta_u), \quad (9.1)$$

$$v(t) = V \cos(\omega t + \delta_v), \quad (9.2)$$

gdzie:

$u(t)$ - fazor napięcia liniowego wyznaczony w chwili t ,

$v(t)$ - fazor napięcia na zacisku liniowym, wyznaczony w chwili t ,

U, V - amplitudy napięć odpowiednio na zacisku liniowym i pomiarowym,

ω - pulsacja napięcia,

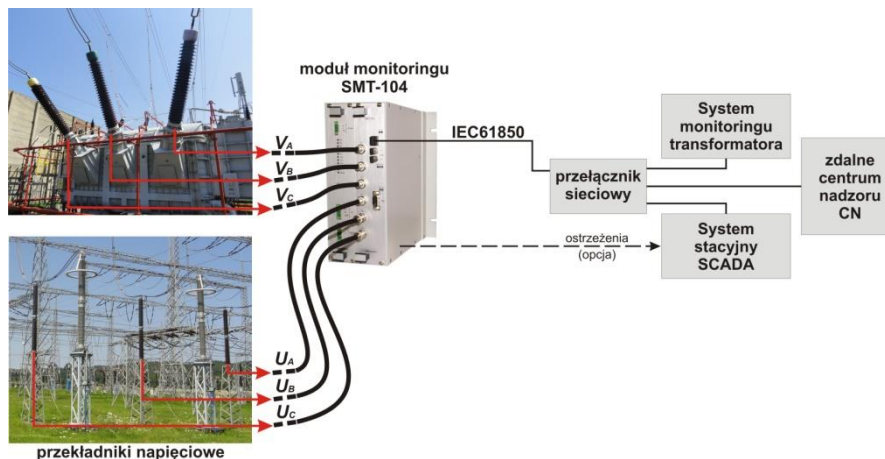
δ_u, δ_v - kąt fazowy wektora napięcia liniowego oraz na zacisku pomiarowym.

Możliwe byłoby zatem wyznaczenie współczynników strat dielektrycznych monitorowanych przepustów na podstawie zależności 9.3:

$$\operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg}(\delta_v - \delta_u). \quad (9.3)$$

B. Równoczesne próbkowanie

Pomiar napięć z zacisków pomiarowych oraz napięć referencyjnych jest możliwy w tym samym układzie pomiarowym. Nie ma w tym przypadku potrzeby stosowania przetwornika referencyjnego. Taki układ pokazano na rysunku 9.2.



Rys.9.2. Synchroniczne próbkowanie napięć z zacisków pomiarowych przepustów i napięć referencyjnych, doprowadzonych z przekładników pomiarowych.

Równoczesne próbkowanie wszystkich napięć w układzie SMT-104 umożliwia precyzyjne wyznaczenie modułów napięć i ich wzajemnych kątów, bez konieczności doprowadzania synchronizacji z zewnątrz. Wartość $\text{tg}\delta$ może być w tym przypadku wyznaczona według zależności 9.3, na podstawie wprost zmierzonej różnicy kątów wektora napięcia na zacisku pomiarowym i wektora napięcia liniowego.

Rozwiązanie oparte o metodę A doprowadzi do zwiększenia kosztów z uwagi na konieczne zmiany w oprogramowaniu i konieczność doprowadzenia dodatkowych sygnałów synchronizacyjnych. W przypadku rozwiązania B, oprócz kosztów oprogramowania, wystąpi sygnalizowany już wcześniej problem z doprowadzeniem napięcia liniowego do miejsca pomiaru. W stacjach przesyłowych przekładniki pomiarowe są umieszczane w pobliżu szyn zbiorczych, często więcej niż kilkadziesiąt metrów od monitorowanych transformatorów, zatem lepsza byłaby w tym przypadku metoda A. Dla transformatorów blokowych, pracujących w układach wyprowadzenia mocy z bloków energetycznych, wspomniane odległości są zdecydowanie mniejsze. Jest zatem możliwe zastosowanie rozwiązania B.

9.2. Integracja i unifikacja

System TLM, a w tym podsystem lub moduł monitoringu przepustów, powinien być zintegrowany z SSiN. Korzyści z takiego podejścia, dotychczas częstokroć sprzecznego z polityką prowadzoną przez spółki przesyłowe i dystrybucyjne, przedstawiono w punkcie 7.1. Tę zasadę potwierdzają także opracowania CIGRE [13]. Integrację urządzeń ułatwia unifikacja właściwości sprzętu, przejawiająca się ujednoliceniem realizowanych funkcji i standaryzacją protokołów transmisji. Inwestorzy powinni bezwzględnie wymagać w standardach technicznych i specyfikacjach

istotnych warunków zamówienia (tzw. „SIWZ”) dotyczących konkretnych inwestycji, zagwarantowania wymienności stosowanego sprzętu. Przeciwdziała to tworzeniu monopolu producentów i dostawców, a w efekcie obniża koszty inwestycji i późniejszego utrzymania obiektu.

W powyższe trendy wpisuje się standard IEC 61850 [87] opracowany przed kilkunastu już laty. Zakłada on ujednoczenie protokołów transmisji oraz unifikuje sposób tworzenia i opisu danych, wprowadzając ustandaryzowane metody dekompozycji urządzeń i obiektów na rzeczywiste lub umowne podzespoły. Z tych podzespołów tworzy się tak zwane „węzły logiczne” (ang. Logical Node) o znormalizowanym nazewnictwie. Zawierają one dane z rzeczywistych lub umownych podzespołów urządzenia, określają poszczególne funkcje, a także powiązania komunikacyjne. Urządzenia pracujące w standardzie IEC 61850 pracują w sieci, w której ich fizyczne komponenty zostają odwzorowane w wirtualnej przestrzeni węzłów logicznych. Sposób udostępniania danych przez te węzły jest również ściśle skodyfikowany.

Początkowo standard ten był usilnie promowany przez czołowych producentów zabezpieczeń cyfrowych i sterowników polowych. Wymagał on całkowitego przeprojektowania stosowanych urządzeń, aby umożliwić wdrożenie złożonej komunikacji w sieci. Zatem wielkie koncerny, które dysponowały odpowiednimi środkami na ten cel, widziały w tym standardzie skuteczną metodę podniesienia poprzeczki technologicznej i tym samym eliminacji z rynku mniejszych konkurentów.

Z czasem również odbiorcy urządzeń, czyli przedsiębiorstwa przesyłowe, duże spółki dystrybucyjne i elektrownie, dostrzegli zalety nowego standardu i korzyści z jego wprowadzenia. W naszym kraju przejawem powyższych tendencji są przedstawione poniżej działania Operatora Przesyłowego.

Obowiązujące do roku 2015 wytyczne dotyczące zasad budowy SSiN głosiły, że wszystkie urządzenia stacyjne w nowobudowanych stacjach energetycznych muszą mieć możliwości przystosowania do PN-EN 61850 [87]. Zakładano jednocześnie, że w modernizowanych stacjach standard [87] będzie stopniowo wprowadzany.

Nowelizacja „Standardu Budowy SSiN w stacjach elektroenergetycznych WN” [96] z lipca 2015 roku idzie kilka kroków dalej. Zakłada, że w nowobudowanych stacjach wszystkie urządzenia muszą pracować w standardzie PN-EN 61850. Wszelkie odstępstwa od tej zasady wymagają akceptacji PSE S.A.

Przywołany standard [87], w którym winny funkcjonować wszystkie zabezpieczenia, sterowniki polowe, regulatory i inne urządzenia automatyki stacyjnej, normalizuje wymianę danych między urządzeniami, ułatwiając tym samym unifikację i wymiennność sprzętu.

W tabeli 1 pokazano strukturę węzła logicznego ZBSH, zawierającego dane jednego izolatora przepustowego. Są w nim zapisane dane identyfikacyjne, takie jak nazwa obiektu i sprzętu oraz dane statusowe dotyczące sprawności sprzętu. Podany jest także łączny czas pracy. Grupa danych „Mierzone i zliczane wartości” zawiera wartości $tg\delta$, pojemności, napięcia na zacisku pomiarowym, prądu pozornego niezrównoważenia i prądu czynnego upływu uzyskane z monitoringu on-line. Grupa „Nastawy” podaje wartości referencyjne uzyskane podczas prób odbiorczych.

Tabela 9.1. Węzeł logiczny ZBSH monitoringu stanu przepustów

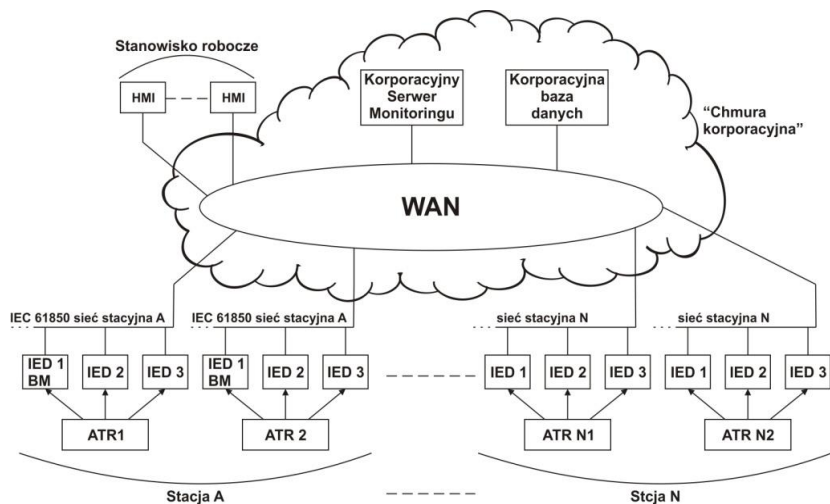
Nazwa obiektu	Klasa	Opis
LN ZBSH		Nazwa węzła logicznego (LN– ang. Logical Node) zgodnie z IEC 61850-7-2
Obiekt		
Opis		
EE_name	DPL	Nazwa sprzętu
Informacje statusowe		
EE_healthy	ENS	Stan sprzętu ; sprawny/ niesprawny
OpTmh	INS	Czas pracy/ działania sprzętu
Mierzone i zliczane wartości		
React	MV	Względna pojemność przepustu w odniesieniu do RefReact
AbsReact	MV	Wartość pojemności mierzona on-line
LosFact	MV	Współczynnik strat dielektrycznych ($tg\delta$)
Vol	MV	Napięcie na zacisku pomiarowym
DisplA	MV	Prąd pozorny niezrównoważenia w zacisku pomiarowym
LeakA	MV	Prąd czynny upływu w zacisku pomiarowym
Nastawy		
RefReact	ASG	Referencyjna wartość pojemności z próby odbiorowej (off-line)
RefPf	ASG	Referencyjna wartość $tg\delta$ z próby odbiorowej (off-line)
RefV	ASG	Referencyjna wartość napięcia z próby odbiorowej (off-line)

W maju 2016 roku ukazał się raport IEC TR 61850-93 [48] proponujący wykorzystanie „61850” w systemach TLM. Ta propozycja nie wprowadza żadnych zmian w strukturze węzła ZBSH, ale wprowadza nowe węzły dotyczące transformatorów mocy. Powinno to być dużym impulsem do stosowania tego standardu w budowie SSiN oraz do tworzenia korporacyjnych systemów monitoringu o strukturze pokazanej na rysunku 9.3, zwłaszcza, że od 1.11.2020 powyższy raport IEC uzyskał status oficjalnej normy.

Dane z urządzeń monitorujących (IED), w tym z modułów monitoringu przepustów (BM), są przekazywane do „chmury korporacyjnej” według IEC TR 61850-90-3 [48]. Chmurę tworzą korporacyjne serwery monitoringu oraz bazy danych, osadzone na wirtualnych komputerach dużej mocy. Dostęp do zgromadzonych danych i rezultatów obliczeń zapewniają stacje robocze, usytuowane w centrach nadzoru.

Zaletą tego rozwiązania byłoby ułatwienie tworzenie nowych algorytmów monitoringu izolatorów przepustowych, wykorzystujących, np. na analizę danych z bliźniaczych jednostek pracujących w porównywalnych warunkach i metody statystyczne typu „health index” lub „risk index” [13].

Niestety, powyższą ideę mogą komplikować wprowadzane ostatnio restrykcje w projektowaniu struktury systemów stacyjnych związane z bezpieczeństwem. Zakazuje się dostępu do przestrzeni SSiN dla danych z innych systemów instalowanych na stacjach. Dotyczy to systemu pomiarowo-rozliczeniowego obejmującego liczniki energii, systemu monitoringu jakości energii, a także niestety systemów monitoringu transformatorów. Należy jednak zakładać, że w najbliższej przyszłości zostaną wprowadzone i ustabilizowane zasady integracji systemów na stacjach energetycznych. Konieczny stopień bezpieczeństwa SSiN można osiągnąć wprowadzając odpowiednie zasady przydziału i kontroli adresów sieciowych, kodowanie transmisji czy system praw dostępu.



Rys. 9.3. Struktura korporacyjnego systemu monitoringu urządzeń

9.3. Wykorzystanie niewielkich zmian wskaźników izolacji

Analizując pomiary wskaźników izolacji przedstawione w punkcie 8.6, stwierdzono, że niewielkie ich zmiany, wykraczające jednak poza wyznaczoną niepewność pomiaru, dają się powiązać ze zmianami temperatury przepustu. Wskazują na to wyznaczone korelacje, a także zależności podane w punkcie 8.7. Zależności te są bardzo wyraźne dla pojemności C_1 i zauważalne dla $tg\delta$. W niektórych warunkach dobrym ekwiwalentem temperatury przepustu jest temperatura górnej warstwy oleju (T_{gw}). W pewnych sytuacjach przyjęcie do obliczeń temperatury otoczenia (T_z) lub złożonego wskaźnika $T(T_{gw}, T_z)$ daje lepsze rezultaty.

Z uwagi na zależność $tg\delta$ od temperatury, stosuje się współczynniki korekcyjne przy pomiarach metodą tradycyjną. W pracach [12], [18] przywoływanych w punkcie 3.6, udowadnia się, że przebieg zmian wartości $tg\delta$ od zmian T_{gw} - zależy od stopnia zawilgocenia izolacji OIP, a więc od stopnia jej zdegradowania. Obserwacja zmian $tg\delta$ w funkcji temperatury prowadziłaby do uzyskania przebiegu tej zależności. Pozwoliłoby to wnioskować o stopniu zawilgocenia izolatora przepustowego.

Przeprowadzone pomiary i obliczenia dotyczące kompensacji wykazały bardzo silną zależność pojemności C_1 od temperatury przepustu oraz słabszą dla współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$. O ile w przypadku zależności $tg\delta$ od temperatury jest dostępnych szereg źródeł, np. [12] i [18], omawiających tę tematykę, to w przypadku pojemności bardzo trudno o literaturę na ten temat.

Nie wiadomo natomiast, jaki charakter mają powyższe zależności w przypadku coraz częściej stosowanych przepustów RIP i ich różnorodnych odmian.

Wspomniane powyżej zależności wyznaczono na podstawie danych uzyskanych z kilkunastu izolatorów przepustowych, pracujących w kilku transformatorach.

Należałoby zatem przeprowadzić szersze analizy danych i wykonać statystyki dla większej populacji izolatorów przepustowych, biorąc pod uwagę:

- a) czas użytkowania i technologię wykonania przepustu,
- b) wyniki badań współczynników izolacji metodą tradycyjną,
- c) oszacowania zawilgocenia metodami częstotliwościowymi,
- d) zmiany temperatury T_{gw} oraz warunki zewnętrzne.

Uzyskane wyniki dostarczyłyby przesłanek do opracowania algorytmów oceny stanu przepustów na podstawie zarejestrowanych niewielkich zmian pojemności i współczynnika strat dielektrycznych w funkcji temperatury.

9.4. Zabezpieczenie izolatorów przepustowych

Na podstawie doświadczeń z eksploatacji modułów monitoringu przepustów należałoby odpowiedzieć na następujące pytania:

- e) czy jest możliwa konstrukcja zabezpieczenia przepustów, które identyfikowałyby groźną sytuację i z odpowiednim wyprzedzeniem wyłączało transformator,
- f) jakie uwarunkowania techniczne i organizacyjne musiałyby zaistnieć, aby konstrukcja zabezpieczenia przepustów była możliwa do wdrożenia?

Moduły nadzoru przepustów generują do systemu stacyjnego szereg ostrzeżeń, takich jak przekroczenie zadanego poziomu $tg\delta$ od początku instalacji lub zmiana pojemności odpowiadająca przebicciu jednej warstwy. Wystawiane są także sygnały alarmowe, na przykład o zwiększeniu pojemności izolatora przepustowego o 5%.

Sygnały ostrzegawcze sygnalizują pojawienie się niepokojących symptomów dotyczących przepustu i tym samym konieczność podjęcia adekwatnych czynności. W przypadku sygnałów alarmowych te czynności mają być podjęte bezzwłocznie. Sygnały alarmowe nie stanowią jednak wystarczających przesłanek do uaktywniania funkcji "trip", czyli wyłączenia transformatora. Wydawałoby się, że takie przesłanki istnieją w przypadku przekroczenia 10. procentowych progów awaryjnych dla pojemności i dużych wzrostów wartości współczynnika strat dielektrycznych, na przykład według normy IEEE [52].

Niestety w trakcie burz i gwałtownych opadów wielokrotnie zaobserwowano gwałtowny wzrost wartości tych współczynników, jak omówiono to w p. 8.4. Te zjawiska utrzymywały się od kilkunastu minut do pojedynczych godzin, po czym wskazania wracały do poprzednich wartości. Wykonanie w tych warunkach wyłączenia awaryjnego byłoby niezasadne i wręcz niebezpieczne. Taka operacja byłaby uzasadniona w przypadku jednoznacznego wykrycia uszkodzenia przepustu, czyli na przykład równoczesnego, gwałtownego wzrostu poziomu gazów i rejestracji przepięcia. Wystarczającą przesłanką byłoby także gwałtowne zwiększenie pojemności któregoś z izolatorów wskutek zwarcia między warstwami ekranującymi.

Należy podkreślić, że na wynik pomiaru bezwzględnej wartości pojemności C_1 mają wpływ właściwości kondensatorów stosowanych do konstrukcji sond

pomiarowych. Chcąc posługiwać się takimi wartościami, należałoby uwzględnić odpowiednie korekty. Dokładne korekty wymagałoby z kolei wprowadzenia do stosowania sond pomiarowych ze zintegrowanym pomiarem temperatury.

Powyższe zagadnienia należy poddać obserwacjom i badaniom, korzystając z tego, że wdrożone moduły monitoringu przepustów są zintegrowane z systemami monitoringu. Można w nich rozszerzyć algorytmy wnioskowania, uwzględniając warunki atmosferyczne, a także zdarzenia na stacji, takie jak na przykład przełączenia linii, zmiany pozycji przełącznika zacze- pów, zwarcia. Nie ma potrzeby natychmiastowego wprowadzania sygnału „trip”, wyłączającego transformator. Uaktyw- nienie takiego sygnału należałoby traktować jako sygnał alarmowy, archiwizować i poddać analizie w kontekście innych zdarzeń oraz warunków eksploatacji.

Uzyskane wyniki będą przesłanką do ewentualnego przeniesienia algorytmów wnioskowania do urządzeń pomiarowych, takich jak SMT-102 i konstrukcji zabez- pieczenia przepustów. W tym kontekście istotne byłoby wprowadzanie przepustów z podwójnymi gniazdami pomiarowymi. Pozwoliłoby to unikać zagrożeń związa- nych z demontażem i późniejszym montażem sond pomiarowych, o których wspo- mniano w punkcie 6.2.2, oraz 6.7.1. Takie rozwiązanie wymaga wprowadzenia zmian w interpretacji wyników pomiarów, ponieważ dodatkowe pojemności będą ingerować w wartości wskaźników izolacji. Na rysunku 9.4 pokazano wygląd takiego izolatora, wyprodukowanego przez firmę Moser-Glaser, a na rysunku 9.5 wi- dać wspomniane dwa gniazda wraz z sondami do monitoringu.



Rys. 9.4. Izolator przepustowy produk-
cji Moser-Glaser



Rys. 9.5. Gniazdo pomiarowe i napięciowe z sondami
w izolatorze Moser-Glaser

Powyższe eksponaty można było obejrzeć na targach przemysłowych w Hano- werze przed kilkoma laty, zatem należy przypuszczać, że wkrótce zaczną być stoso- wane także w polskich stacjach energetycznych.

10. WNIOSKI

Statystyki eksploatacji izolatorów przepustowych, także te przytoczone w punkcie 2.8.1 niniejszej pracy, wskazują, że nawet na pozór drobne uszkodzenie tego podzespołu może być groźne dla transformatora i w konsekwencji doprowadzić do zaburzenia funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego oraz kolosalnych strat. Procesy starzeniowe zachodzące w przepustach, przedstawione w rozdziale 3, mogą prowadzić nie tylko do ich stopniowej degradacji, ale mogą się gwałtownie uwidocznić, jak to zaprezentowano na rysunku 3.10.

Badania off-line mierzące do oceny stanu przepustów, zaprezentowane w punkcie 4.1, stanowią podstawowy element nadzorowania przepustów - nie zabezpieczają przed nagłą awarią. Ich przeprowadzenie wymaga przede wszystkim wyłączenia transformatora i czasochłonnego przygotowania do testów. Nie zawsze jest to natychmiast możliwe, nawet w przypadku zaobserwowania wyraźnych oznak degradacji. Wyjątkiem od tej zasady są badania termowizyjne, przeprowadzane pod napięciem, które jednak ograniczają się do rozpoznawania defektów przejawiających się miejscowym przegrzewaniem.

Powyższe uwarunkowania stymulują wieloletni rozwój i poszukiwanie lepszych rozwiązań w zakresie metod on-line, co zostało omówione w rozdziale 4. Wśród problemów technicznych, które należy przezwyciężyć, wskazać trzeba przede wszystkim brak standaryzacji zacisków i gniazd pomiarowych. Tą sprawą powinny bez wątpienia zająć się organizacje techniczne, jak IEEE, CIGRE i inne wpływające na zawartość norm.

Przeprowadzony w punkcie 4.2 przegląd istniejących rozwiązań i technologii monitoringu on-line izolatorów przepustowych wykazał, że niezbędne jest zmniejszenie niepewności pomiarów, skrócenie czasu uśredniania wyników i zwiększenie pewności działania tego typu układów. Dla zwiększenia pewności działania istotne jest powiązanie modułu monitoringu on-line z istniejącym systemem monitoringu całego transformatora i z systemem dyspozytorskim. Ten ostatni aspekt wymaga zmian w zasadach organizacji systemów informatycznych na stacjach elektroenergetycznych i wręcz przełamania niechęci niektórych służb do takich aplikacji. Takie zmiany są niezbędne choćby z uwagi na konieczność zachowania zasad bezpieczeństwa informatycznego. Tym bardziej, że potencjalnie niebezpieczne lub wręcz zagrożające bezpieczeństwu informatycznemu technologie zdalnego dostępu do danych, zdalnego monitorowania, diagnostyki, serwisowania stają się bardzo przydatne w obliczu ostatnich zagrożeń i ograniczeń epidemicznych.

W ramach niniejszej pracy zrealizowano zadania, wyszczególnione w pkt. 5.3, niezbędne do pomiarów pojemności C_1 oraz $\text{tg}\delta$ z uwzględnieniem asymetrii napięcia podawanego na zaciski liniowe. Z powodzeniem wykorzystano do tego celu metodę napięciową względną monitorowania on-line izolatorów przepustowych. Opracowano i zaimplementowano algorytmy pomiarowe i metodę skalowania całego układu pomiarowego, korygującą zmiany amplitudy i fazy wprowadzane przez

przekładniki pomiarowe. Algorytmy te dokładnie omówiono w punktach 6.1 oraz 6.2.5. Uzyskano bardzo szybką identyfikację bieżących zmian współczynników izolacji monitorowanych przepustów dzięki skróceniu okresu uśredniania wyników do 1 minuty. Tym samym znacznie skrócił się czas reakcji układu monitoringu na niepożądane zmiany, co zdecydowanie wyróżnia opracowany moduł monitoringu w porównaniu do dotychczas spotykanych rozwiązań uśredniających dane w ciągu nawet jednej doby.

Wykorzystano w praktyce zalety przyjętej metody pomiaru, takie jak duży stosunek sygnału użytecznego do szumów i łatwość wprowadzenia separacji galwanicznej. Istotny wpływ na ograniczenie zakłóceń i uzyskanie dużej odporności układu na udary napięciowe oraz inne zakłócenia elektromagnetyczne miało także wprowadzenie separacji galwanicznej między torami pomiarowymi sygnałów napięciowych. Dzięki temu sygnały napięciowe wyprowadzone z zacisków pomiarowych izolatorów przepustowych w rzeczywistych transformatorach, okazały się jedynie nieznacznie bardziej wrażliwe na zakłócenia elektromagnetyczne niż w warunkach laboratoryjnych. Potwierdzają to wyniki pomiarów zaprezentowane w rozdziale 8. Umieszczenie wszystkich komponentów elektronicznych do pomiaru napięcia wewnątrz sondy pomiarowej korzystnie wpłynęło na jakość pomiarów. Dzięki temu uniknięto połączenia z ewentualnym układem pośredniczącym oraz zamknięto całość sondy w zwartej obudowie, co ograniczyło zakłócenia układu pomiarowego.

Poprawność działania układu pomiarowego, w tym także elementów zabezpieczeń przeciwprzebiegowych, została pozytywnie zweryfikowana. Przeprowadzone badania kompatybilności EMC, zestawione w załączniku B, potwierdziły odporność układu na zaburzenia elektromagnetyczne, które mogą występować na stacji elektroenergetycznej. Przeprowadzono także rejestrację symulowanych zaburzeń udarowych występujących w trakcie operacji łączeniowych, pokazane w rozdziale 6.6. Zaburzenia te zasymulowano na stacji prób wysokonapięciowych jednej z fabryk transformatorów. Wysoką jakość opracowanego układu potwierdza także bezawaryjna praca w warunkach polowych, w których wielokrotnie rejestrowano rzeczywiste udary i przebiegi łączeniowe, przykładowo pokazane w rozdziale 8. Według wiedzy autora, precyzyjna identyfikacja przebiegów tego rodzaju zaburzeń, rejestracja przebiegu zaburzenia, archiwizacja danych w module monitoringu przepustów jest unikalnym, innowacyjnym rozwiązaniem, znacznie rozszerzającym funkcjonalność modułu monitoringu izolatorów przepustowych.

Powyższe aspekty uzasadniają stwierdzenie, że znacząco zwiększono wiarygodność i efektywność monitorowania on-line izolatorów przepustowych, zatem zrealizowano główny cel pracy.

Zebrane doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że bardzo dużym wyzwaniem jest uzyskanie pożądanej odporności sond pomiarowych na warunki atmosferyczne i zakłócenia środowiskowe, takie jak wysoka temperatura, wibracje, zanieczyszczenia atmosferyczne.

Temperatura sondy może okresowo osiągać do 90 °C, zatem elementy elektroniczne zastosowane w sondzie powinny być klasy „automotiv” (wyższej niż „industrial”), czyli przeznaczone do zastosowania w pojazdach. Na podstawie przeprowadzonych testów określono w punkcie 6.6. pp.C charakter wpływu temperatury na właściwości pomiarowe opracowanej sondy. Stwierdzono, że zmiany temperatury sondy nie będą znacząco oddziaływały na niepewność pomiarów współczynnika $\tan\delta$ pod warunkiem właściwego doboru kondensatorów referencyjnych, stosowanych w konstrukcji sondy. Stwierdzono, że zmiany temperatury sondy wpływają na pomiary pojemności C_1 . Przy czym wpływ ten ma charakter liniowy i może zostać skorygowany. Wyznaczono współczynniki temperaturowe dla kilku typów sond oraz przyjęto metodę wyznaczania temperatury do procedury korekcji jako średniej z temperatury zewnętrznej i temperatury górnej warstwy oleju.

Niezbędne okazało się zastosowanie masy uszczelniającej wewnątrz sondy, co skutecznie zapobiegło wnikaniu wilgoci i negatywnemu wpływowi wibracji na trwałość komponentów elektronicznych. Skutecznym zabezpieczeniem przed negatywnym wpływem gwałtownych opadów deszczu na złącze sondy okazały się specjalnie zaprojektowane osłony z tworzywa silikonowego, odporne na promieniowanie UV.

Dużym wyzwaniem konstrukcyjnym w monitorowaniu przepustów jest konieczność mechanicznego zapewnienia połączenia galwanicznego pomiędzy masą odniesienia dla sygnałów uzyskiwanych w sondzie, a masą transformatora. Brak takiego połączenia może doprowadzić do uszkodzenia przepustu, a nawet zniszczenia całego transformatora. Z uwagi na różnorodność typów gniazd pomiarowych stosowanych w przepustach, pokazaną w punkcie 2.3, niezbędne okazało się opracowanie kilku rozwiązań dla uzyskania pewnego połączenia układu elektronicznego z zaciskiem pomiarowym. Wskazane byłoby zatem wyspecyfikowanie rodzaju gniazda pomiarowego w specyfikacjach przetargowych, dotyczących izolatorów przepustowych i ograniczenie ilości aprobowanych wersji.

Skonfrontowano z rzeczywistymi pomiarami wartości niepewności pomiarów wskaźników izolacji, wyznaczone w trakcie prób laboratoryjnych, a także teoretycznie oszacowane dla warunków stacyjnych. W odnośnych obliczeniach uwzględniono parametry przekładników stacyjnych i negatywny wpływ temperatury na sondy pomiarowe.

Oszacowana bezwzględna niepewność pomiaru pojemności C_1 w warunkach stacyjnych wynosi 3 pF przy założeniu poprawnej kalibracji układu pomiarowego. Jeśli proces kalibracji nie zostanie przeprowadzony lub kalibracja nie jest już właściwa, gdyż doszło do wymiany przekładnika, wymiany przepustu, lub występuje brak synchronizacji czasu pomiarów, to niepewność może wzrosnąć do 4 pF. Wartości niepewności, które wyznaczono dla rzeczywistych pomiarów jedynie w kilku przypadkach nieznacznie przekraczały oczekiwaną wartość 3 pF. Wartości te niewiele przekraczały 1pF po kompensacji wpływu temperatury. W kilku przypadkach niepewność pomiarów po kompensacji wpływu sondy spadała poniżej 1pF. Uzyskane wyniki potwierdzają poprawność oszacowania bezwzględnej niepewności pomiaru

pojemności C_1 w opracowanym module monitoringu oraz wskazują na zasadność kompensacji temperaturowej parametrów sondy.

Oszacowano, że w warunkach stacyjnych moduł będzie mierzył współczynnik $\text{tg}\delta$ z bezwzględną niepewnością pomiaru 0,02 %, w zakresie 0,2 do 2 %. Analiza rzeczywistych wyników potwierdziła to oszacowanie. (Uwaga: konsekwentnie stosuje się umowną jednostkę [%] dla oznaczenia wartości współczynnika strat dielektrycznych izolatora przepustowego, zgodnie z wyjaśnieniem w pkt. 2.4).

Przeprowadzona analiza upoważnia do stwierdzenia, że opracowany moduł pozwala na pomiary C_1 oraz $\text{tg}\delta$ z bardzo małą niepewnością, wystarczającą dla formułowania wiarygodnych sygnałów ostrzegawczych i alarmowych.

Skonstruowany moduł monitoringu izolatorów przepustowych umożliwi identyfikację i rejestrację zaburzeń łączeniowych, występujących na zaciskach liniowych monitorowanych przepustów. W związku z tym zaimplementowano algorytm identyfikacji gwałtownej zmiany pojemności przepustu wywołanej przebiegiem, co stanowi istotne rozszerzenie algorytmu monitorowania przepustów. Przebiegi zmian napięcia na zaciskach pomiarowych w czasie przebiegu są rejestrowane i zapamiętywane wraz z czasem wystąpienia. Progi napięciowe dla identyfikacji przebiegu można dobrać tak, aby umożliwić identyfikację przebiegu przekraczających poziom ochrony przeciwprzebiegowej. Stanowi to istotne zwiększenie funkcjonalności opracowanego rozwiązania.

Zaprezentowana w rozdziale 7 integracja modułu monitoringu izolatorów przepustowych z systemem monitoringu on-line transformatora i systemem stacyjnym umożliwiła przekazywanie powiadomień, ostrzeżeń i alarmów do systemu monitoringu i systemu stacyjnego. Taki system przekracza założenia funkcjonalne systemu monitoringu. Można stwierdzić, że staje się systemem nadzoru, gdyż poprzez zestaw ostrzeżeń, alarmów, komentarzy i poleceń rejestrowanych w systemie stacyjnym lub oddalonym systemie centralnym, niejako „wymusza” reakcję służb dyspozytorskich – bezzwłoczną i adekwatną do sytuacji.

Obserwowane, pozytywne rezultaty wdrożonego rozwiązania przelamują dość konserwatywne podejście służb dyspozytorskich, co zaowocowało zmianami w obowiązkujących listach sygnałów i uwzględnieniem sygnałów wysyłanych przez moduł monitoringu w systemie nadzoru i sterowania.

Na podstawie danych uzyskanych z systemu TLM, zintegrowanego z modułem monitoringu izolatorów przepustowych, zbadano zależności zmian wskaźników izolacji od temperatury. ***Zdecydowanie krótszy czas uśredniania wyników pozwolił na praktyczne zweryfikowanie przez autora wyprowadzonych w punkcie 8.7 zależności pojemności C_1 oraz współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg}\delta$ od temperatury górnej warstwy oleju i od temperatury zewnętrznej.*** W tym punkcie przedstawiono sposób kompensacji wpływu zmian temperatury na pomiary omawianych wskaźników jakości izolacji. Zaprezentowano także zestawienia wyników i odnośne wykresy. Prace te powinny być kontynuowane w kierunku powiązania wielkości

fluktuacji wartości wskaźników izolacji w funkcji temperatury ze stopniem degradacji przepustu. Należałoby także podjąć prace nad konstrukcją sondy z pomiarem temperatury. Pozwoliłoby to w przyszłości na rozbudowanie funkcji monitoringu przepustów o nowe funkcje diagnostyczne.

Poprawa pewności działania modułu monitoringu pozwala rozważyć możliwość konstrukcji zabezpieczenia przepustu jako niezależnego urządzenia, wyposażonego także w funkcje monitoringu przepustów. Wiąże się z tym jednak szereg uwarunkowań związanych z zależnością wskaźników izolacji od warunków atmosferycznych i wpływem temperatury na pomiary, omówionych w rozdziale 9, poświęconym przyszłym pracom. Czynnikiem poprawiającym szybkość reakcji układu mogłoby być uwzględnienie fazorów w wyznaczaniu wartości monitorowanych parametrów, co także zasygnalizowano rozdziale 9.

Pojawiają się nowe technologie produkcji urządzeń wysokonapięciowych, w tym wysokonapięciowych izolatorów przepustowych. Poszukuje się tańszych materiałów umożliwiających lżejsze i bardziej wytrzymałe konstrukcje, takie jak ERIP i RIS. Porcelanę i olej zastępuje się w nich tworzywami silikonowymi, żywicami epoksydowymi i odpowiednio nasycanymi włóknami. Zwiększają się wymagania związane z ochroną środowiska. Obserwujemy jednocześnie zmiany klimatyczne i towarzyszące im ekstremalne zjawiska pogodowe, które bez wątpienia intensywniej niż kiedyś wpływają na właściwości pracujących urządzeń i instalacji. Także wszelkie ograniczenia, zjawiska i nieznanne jeszcze skutki społeczne wywołane epidemią, której cały świat doświadcza od pewnego czasu, wywrą z pewnością wpływ na rozwiązania w dziedzinie monitoringu on-line. Uzasadnione jest zatem usprawnianie dotychczasowych oraz poszukiwanie nowych metod monitorowania on-line, w tym także monitorowania on-line izolatorów przepustowych.

Autor niniejszej pracy uważa, że przedstawione w powyższych rozdziałach działania oraz uzyskane efekty wpisują się w niniejszym przedstawione trendy.

11. LITERATURA

- [1] Abeywickrama N., Benigtsson T., Penayo F., .. "Influence of temperature variation on transformer bushing monitoring", art. D1-104, 48 CIGRE e-Session, Paris 2020
- [2] Alvest M.E.G., Medina M.C., Severino C., "Bushing failures with rapid and very rapid evolution time detected by online monitoring", art. A2-114, CIGRE 2012
- [3] Arendarski J., "Niepewność pomiarów", Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2013
- [4] AREVA Schorch Transformator GmbH, Instrukcja użytkownika "Monitoring System MS 2000", PSE Centrum, Warszawa 2005
- [5] Berler Z., Sokolov V., Prikhodko V., "On-line monitoring of HV bushings and current transformers", IEEE 2005, ISBN 0-7803-9145-4/05
- [6] Bhumiwat S.A., "Insulation condition assessment bushings by means of polarization/depolarization current analysis", 0-7803-8447-4/04 IEEE, Interational Symposium on Electrical Insulation, Indianapolis, 19-22 September, 2004
- [7] Ботов С.В., Русов В.А. "Особенности организации защиты и мониторинга трансформаторных вводов с RIP-изоляцией", Энергоэксперт, № 6-2011
- [8] Brusetti R.C., Harpham S.W., "Prevention of HV bushing failures through reliable on-line condition assessment", konf. TRANSFORMATOR 2011, Toruń 1-3 czerwca 2011
- [9] Buchacz J., "Praktyczne aspekty zastosowania metody FDS w diagnostyce transformatorów", ZPBE Energopomiar-Elektryka, konf. TRANSFORMATOR 2013, Gdańsk, 5-7 czerwca 2013
- [10] Buchacz J., Szymański Z., "Influence of external factors on results of bushing tan δ and capacitance measurements", art. Acta Physica Polonica A, no.5 vol.122 (2012)
- [11] Buchacz J., Szymański Z., Warczyński P., "Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo-olejową", konf. Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła Jawornik, 27-29 kwietnia 2010
- [12] Сви П.И. "Методы и средства диагностики оборудования высоковольтного напряжения" Энергоатомиздат, 1992
- [13] CIGRE WG A2.44, "Guide on Transformer Intelligent Condition Monitoring (TICM) systems", TR 630, September 2015
- [14] CIGRE WG A2.18: "Life management of transformers. Guidelines for life management techniques for power transformer", Final Report, 2004
- [15] CIGRE WG A2.43, "Transformer Bushing Reliability", TR 755, February 2019
- [16] CIGRE WG B5.18, "Guidelines for specification and evaluation of substation automation systems", ISBN: 978-2-85873-014-8, CIGRE 2007
- [17] Chwaleba A., Poniński M., "Metrologia elektryczna", Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, wyd. 2, Warszawa 1979
- [18] Соколов В.В., "Избранные труды", Издательский дом Автограф, Екатеринбург 2010
- [19] Davidenko I.V., "Criteria of fault type identification in bushings based on DGA", CMD 2010 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis – Tokyo, Japan, September 6-11, Vol.1., page 137-140, ISBN 978-4-88686-070-5
- [20] Darian L., Valuyskin A., Mordcovich A., "The implementation and operational experience of transformers control, monitoring and diagnostic systems at the United National Electric Power System of Russia", art. A2-102, CIGRE 2012

- [21] DNP User Group, materiały informacyjne “DNP3 Primer” , Revision A, Calgary, March 2005
- [22] Doble materiały informacyjne, “Bubble evolution in bushings”, Interational Conference of Doble Clients, 2011
- [23] Dolata B., “Comprehensive condition monitoring system for power transformers”, AREVA, materiały informacyjne
- [24] Egger D., Odermatt W., Dais A., “New paper-free insulation technology for dry high-voltage condenser bushings”, ABB Schweiz, Micafil, pap.A2-211, CIGRE 2012”
- [25] Ellis K., “Bushings for power transformers”, Authorhouse, USA 2011
- [26] Emirsajłow Z., Subocz J., ”Modelowanie rozkładu temperatury w przepuście WN”, Przegląd Elektrotechniczny, 11b/2010
- [27] Energopomiar-Elektryka (praca zbiorowa), “Ramowa instrukcja eksploatacji transformatorów”, Gliwice 2012
- [28] Euvrard E., Middleton R, “Dry Type (Non-Oil) Paperless Bushings (RIS and RIF) for T&D Power Systems”, RHM International, INMR Word Congress, 2019
- [29] Faifer M., Ottoboni R., Cristaldi L., “Online analysis of power transformer bushings”, Dipartimento di Elettrotecnica, Politecnico di Milano, ISBN 978-1-4244-7935-1/11, IEEE 2011
- [30] Figura M., Dybka G., Klimaszewski P., “Doświadczenia PSE S.A. z wprowadzeniem DGA do oceny stanu technicznego przepustów transformatorowych oraz przekładników”, konf. TRANSFORMATÓR 2013, Gdańsk, 5-7 czerwca 2013
- [31] Figura M., Mański P. “Izolatory przepustowe dużych transformatorów sieciowych- doświadczenia eksploatacyjne oraz ich wpływ na zarządzanie populacją izolatorów”, konf. Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła 2010
- [32] Gacek Z., “Wysokonapięciowa technika izolacyjna”, PŚ, Gliwice 2006
- [33] Gielniak J., Graczkowski A., Walczak K., “Doświadczenia z badań izolatorów przepustowych wysokiego napięcia z użyciem metody spektroskopii dielektrycznej”, konf. TRANSFORMATÓR 2013, Gdańsk, 5-7 czerwca 2013
- [34] Gielniak J., Graczkowski A., Walczak K., “Wzorce zawilgocenia izolacji papierowej nasyconej estrem syntetycznym z wykorzystaniem analizy częstotliwościowej spektroskopii dielektrycznej”, Pomiary Automatyka Kontrola nr 4, kwiecień 2011
- [35] Glinka T., Olech W., “Narażenia transformatorów blokowych pracujących w systemie elektroenergetycznym”, konf. Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła, 9-11 maja 2012
- [36] Gubański S., “Bushings technology review: Design& Tendences”, INMR article, www.inmr.com/bushing-technology-review-tendencies/, 17 July, 2020
- [37] Harlow J.H., “Electric power transformer engineering”, ed. ISBN 0-8493-1704-5, 2004
- [38] Heathcote M.J., “The Johnson & Phillips Transformer Book”, ISBN 0750611588, 1998
- [39] HSP materiały informacyjne, “Condenser transformer bushings type EFT/ETFt”
- [40] HSP materiały informacyjne, “RIP transformer outdoor bushing SETFt 24-800kV”, 2012
- [41] <http://www.algorytm.edu.pl/biblioteki/cmath.html>, “Biblioteki C++”
- [42] <http://www.omicron.at>, “Dane techniczne kalibratora CMC 256+”
- [43] <http://library.e.abb.com>, “Bushing diagnostic and conditioning. Product information”

- [44] HUBBELL materiały informacyjne, “EBAC Solid Insulation Bushings features”, Bulletin #:EC-2, October 2008
- [45] IEC 60076-7:2005, “Power transformers – part 7: loading guide for oil-immersed power transformers”
- [46] IEC 61588:2009 Ed.2.0, “Precision clock synchronization protocol for networked measurements and control systems”
- [47] IEC 61000-6-5:2015, “Electromagnetic compatibility (EMC) – generic standards – immunity for power station and substation environments”, Geneva 2015
- [48] IEC TR 61850-90-3 Edition 1, “Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-3: Using IEC 61850 for condition monitoring, diagnosis and analysis”, IEC TC 57, 05.2016
- [49] IEEE Std C37.118.1:2011, “IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems”, IEEE Power Engineering Society, IEEE Xplore
- [50] IEEE Std C57.19.00-2004, “IEEE standard general requirements and test procedure for power apparatus bushings”, IEEE Power Engineering Society, IEEE Xplore
- [51] IEEE Std C57.19.01-2000, “IEEE standard performance characteristics and dimensions for outdoor apparatus bushings”, IEEE Power Engineering Society, IEEE Xplore
- [52] IEEE Std C57.19.100-1995, “IEEE guide for application of power apparatus bushings”, American National Standard Institute, IEEE Xplore
- [53] Isermann R., “Model-based fault-detection and diagnosis – status and applications”, Annual Reviews in Control 29, Darmstadt University of Technology, 2005
- [54] IZOYLATOR materiały informacyjne, “Высоковольтные вводы с изоляцией конденсаторного типа для силовых трансформаторов и реакторов”, Moskwa 2012.
- [55] Kane C.F., Golubiev A.A., Selber A.B., “On line monitoring systems for bushings”, ISBN 0-7803-9145-4, IEEE 2005
- [56] Kapinos J., „Zagrożenia eksploatacyjne transformatora energetycznego spowodowane uszkodzeniem przepustu izolatorowego”, Politechnika Śląska, Zeszyty Problematyczne- Maszyny Elektryczne nr 3/2012
- [57] Kazimierski M., Olech W., “Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów”, Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2013, ISBN: 978-83-916040-5-2
- [58] Kazimierski M., Szymański Z., “Przyczynek do diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych transformatorów”, konf. TRANSFORMATOR 2009, Toruń, 2-4 czerwca 2009
- [59] Krakowski M., “Elektrotechnika teoretyczna”, Tom 1, PWN, Warszawa 1979
- [60] Kuchler A., Neumann C., Koch N., “Condition assessment of aged transformer bushing insulations”, pap. A2-104, CIGRE 2006
- [61] Lachman M.F., Walter W., Guggenberg P.A., “On-line diagnostic of high-voltage bushings and current transformers using the sum current method”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.15, no. 1, January 2000
- [62] Lau M.Y., Schwartz T., Bates D.E., “On-line monitoring systems for bushings”
- [63] Lechman M., Mański P., Rytka P., „Izolatory przepustowe dużych transformatorów sieciowych – doświadczenia eksploatacyjne”, PSE S.A., konf. Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła, 9-11 maja 2018

- [64] Malewski R., "High voltage measuring circuit coupled to the capacitive grounding tap bushing of an HV device", United States Patent 4914382, April 3, 1990
- [65] Micafil, materiały informacyjne, "Bushing test tap instruction for operation", HLAB 200203E", 1999
- [66] Mikronika, dokumentacja techniczna, "Opis systemu monitoringu on-line transformatorów mocy SYNDIS ES v4.1", Poznań, 2012
- [67] Mikulecky A., "Transformer bushings-failure case studies", International Colloquium Transformer Research and Asset Management", Dubrovnik, May 16-18, 2012
- [68] Mnich T., „Kierunki nowelizacji ramowej instrukcji eksploatacji transformatorów (edycja z 2012 roku)”, ZPBE Energopomiar-Elektryka Sp.z o.o., konf. Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła, 9-11 maja 2018
- [69] Muhr M., Schwartz R., Sumereder C. "Evaluation of the dissipation factor under different environmental conditions", XV International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, August 2007
- [70] Никитин.У.В. "Оценка Состояния Высоковольтных Вводов", materiały firmy IZOLYATOR, Moskwa 2015, dostępne na www.ti-ees.ru organizacji "Инспекция по контролю технического состояния объектов электроэнергетики"
- [71] ПВФ «Вибро-Центр», materiały informacyjne, "Особенности измерения параметров вводов под рабочим напряжением", Пермь.
- [72] Piasecki W., Florczykowski M., Fulczyk M., "Ochrona transformatorów rozdzielczych przed skutkami procesów łączeniowych", konf. Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz Dolny, 1-3 października 2008
- [73] Picher P., Rajotte C., "Field experience with on-line bushing diagnostic to improve transformer reliability", CIGRE, BRUGES 2007
- [74] Picher P., Riendau S., Gauvin M., "New technologies for monitoring transformer tap-changers and bushings and their integration into a modern IT infrastructure", art. A2-101, CIGRE 2012
- [75] PN-EN 60137:2018, "Izolatory przepustowe na napięcia przemienne powyżej 1000V", PKN, Warszawa 2018
- [76] PN-EN 60255-1:2010, "Przełączniki pomiarowe i urządzenia zabezpieczające. Wymagania wspólne", PKN, Warszawa 2010
- [77] PN-EN 60-255-5:2005, "Koordynacja izolacji przełączników pomiarowych i urządzeń zabezpieczeniowych. Wymagania i badania", PKN, Warszawa 2005
- [78] PN-EN 60-255-21-1:1999, "Przełączniki elektroenergetyczne. Badania odporności na wibracje", PKN Warszawa 1999
- [79] PN-EN 60255-21-2:2000, "Przełączniki elektroenergetyczne. Badania odporności na udary pojedyncze i wielokrotne", PKN Warszawa 2000
- [80] PN-EN 60255-24:2004P, "Przełączniki elektroenergetyczne. Wspólny format wymiany danych o stanach zakłóceń w systemach elektroenergetycznych", PKN, Warszawa 2004
- [81] PN-EN 60270:2003, "Wysokonapięciowa technika probiercza. Pomiarы wylądowań niepełnych", PKN, Warszawa 2003
- [82] PN-EN 60529:2003, "Stopnie ochrony zapewnianej przez obudowy (kod IP)", PKN Warszawa 2005
- [83] PN-EN 60599:2016E, "Urządzenia elektryczne impregnowane olejem mineralnym w eksploatacji. Zalecenia dotyczące interpretacji analizy gazów rozpuszczonych i wolnych", PKN Warszawa 2016

- [84] PN-EN 61850-3:2005, "Systemy i sieci telekomunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Wymagania ogólne", PKN, Warszawa 2013
- [85] PN-EN 60870-5-104:2007, "Urządzenia i systemy telesterowania. Protokoły transmisyjne – dostęp do sieci z wykorzystaniem standardowych profili transportu", PKN, Warszawa 2007
- [86] PN-EN 61000-6-2:2008, "Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Normy ogólne. Odporność w środowiskach przemysłowych", PKN, Warszawa 2008
- [87] PN-EN 61850-7-4:2010(Ed.2.0), "Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Podstawowe struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Kompatybilne klasy węzłów logicznych i danych", PKN, Warszawa 2010
- [88] Prevost T.A., Oommen T.V., "Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part I- history and development", IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 22/ No.2, March/April 2006
- [89] Prevost T.A., Oommen T.V., "Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part II-maintaining insulation integrity and life", IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 22/ No.2 March/April 2006
- [90] Przybyłek P., „Wpływ wybranych czynników na temperaturę inicjacji bubble effect”, PAK, nr 4/2011
- [91] Przybyłek P., Morańda H., Mościcka-Grzesiak H. "Bubble effect w izolatorach przepustowych o izolacji wykonanej z różnych materiałów", PAK, nr 4/2011
- [92] PSE Operator S.A., "Instrukcja organizacji i wykonywania prac eksploatacyjnych na liniach i stacjach NN – część II.1. Transformatory i dławiki", Konstancin-Jeziorna maj, 2017
- [93] PSE Operator S.A., Standardowe Specyfikacje Funkcjonalne, "2.2. Urządzenia i aparatura wysokiego napięcia", Warszawa, Grudzień 2005
- [94] PSE Operator S.A, Standardowa Specyfikacja Techniczna "Interfejs użytkownika Systemu Sterowania i Nadzoru na stacji NN", PSE-SF.SSiN.HMI PL/2010v1, Warszawa, czerwiec 2010
- [95] PSE Operator S.A, Standardowa Specyfikacja Techniczna PSE-SF Monitoring AT NN/2012v1, "System monitoringu autotransformatorów", Warszawa, lipiec 2012
- [96] PSE Operator S.A, Standardowa Specyfikacja Techniczna "Standard budowy Systemu Sterowania i Nadzoru (SSiN) w stacjach Elektroenergetycznych", PSE-ST.SSiN.PL/2015v1, Warszawa, czerwiec 2015
- [97] RHM International materiały informacyjne, "RIF transformer bushings", USA
- [98] Rio A.D., Ellis K., "Investigation of 230-kV OIP cooper conductor bushings", Trench Ltd, Canada, Doble Engineering Company - Annual International Doble Client Conference, 2010
- [99] Rymarski Z., "Materiałoznawstwo i konstrukcja urządzeń elektronicznych", Wyd. Politechniki Śląskiej, ISSN:0434-0825, Gliwice 2000
- [100] Skomudek W., "Pomiary i analiza przepięć oraz ocena ich skutków w sieciach średniego i wysokiego napięcia", ISBN 978-83-61163-29-9, Warszawa 2011
- [101] Skomudek W., Szrot M., "Ocena stanu technicznego wysokonapięciowych izolatorów przepustowych transformatorów mocy", Energetyka , Listopad 2011
- [102] Stanneby D., "Cyfrowe przetwarzanie Sygnałów", wyd.1, ISBN 83-921073-4-9, BTC, Warszawa 2004,

- [103] Stirl T., Skrzypek R., Tenbohlen S., "On line condition monitoring and diagnosis for power transformers their bushings, tap changer, and insulation system", CMD 2006, Changwong, Korea
- [104] Subocz J. (red. pr.zb.), "Transformatory w eksploatacji", Energo-Complex 2007, ISBN 978-83-924464-0-8
- [105] Щинкаренко Г. В., "Контрол вводов силовых трансформаторов под рабочим напряжением", Электрические Станции, № 5-2001
- [106] Trench, materiały projektowe nr E322.73, "Transformer bushing ANSI standard", kwiecień, 2000
- [107] Wasiak I., "Elektroenergetyka w zarysie. Przesył i rozdział energii elektrycznej", Politechnika Łódzka, Łódź 2010

Załącznik A. Testy modułu monitoringu przepustów

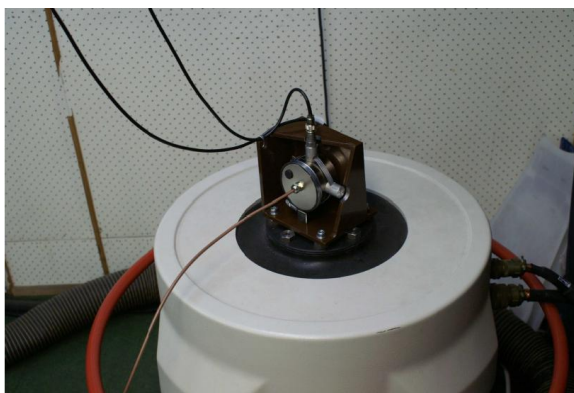
W niniejszym załączniku omówiono poszczególne testy i próby przeprowadzone dla zaprojektowanych elementów i całości modułu monitoringu przepustów. W odnośnych tabelach zestawiono wyniki pomiarów i obliczenia dotyczące budżetów niepewności.

1. WYTRZYMAŁOŚĆ MECHANICZNA SOND POMIAROWYCH

Prototyp sondy CPT-001 zamontowano na wstrząsarce w zaprojektowanym uchwycie symulującym gniazdo przepustu, w sposób analogiczny jak w warunkach eksploatacji. Do czujnika podłączono przewód napięciowy, co pokazuje rysunek 1.

Układ poddawano przestrajalnym wibracjom w zakresie częstotliwości od 10 do 150 Hz ze zmiennym przyspieszeniem „g” od 0,03 do 1. Nie stwierdzono drgań rezonansowych. Sondę poddano także przyspieszonym próbom starzeniowym, wykonując po 20 cykli wibracji przestrajanych w każdej osi ze stałym przyspieszeniem 2g, w zakresie częstotliwości 10 do 150 Hz.

W trakcie prób i po ich zakończeniu, nie wykryto uszkodzeń części elektronicznej, pęknięć, odkształceń lub samoczynnego rozkręcania korpusu.



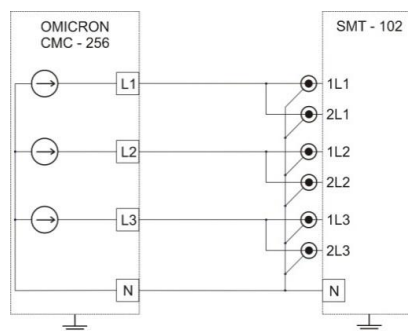
Rys.1. Wspornik z badanym czujnikiem CPT z podłączonym przewodem, umieszczony centralnie na stole wstrząsarki

2. LABORATORYJNE POMIARY NAPIĘĆ I KĄTÓW

2.1. Układ pomiarowy

Posługując się układem pomiarowym pokazanym na rysunku 2, wyznaczono budżet niepewności dla pomiaru napięć skutecznych i różnicy kątów w warunkach

laboratoryjnych. Napięcia i kąty zadawano za pomocą kalibratora firmy Omikron typu CMC 256+ , który charakteryzuje się dokładnością zadawania napięcia $E_U = 0,015\% \times R_d + 0,005\% \times R_g$ oraz błędem zadawania kąta $E_A < 0,005^\circ$. Parametr R_d to zadana wartość napięcia, a R_g określa zakres pomiaru od 0 do 150V.



Rys.2. Układ pomiarowy do badania dokładności pomiarów wartości skutecznych i kątów fazowych

2.2. Niepewność pomiaru napięcia

Przeprowadzono sześć niezależnych serii pomiarów (i) dla wybranych wartości zadanych V . W każdej serii wykonano $n=10$ niezależnych pomiarów napięcia V , uzyskując surowe wyniki V_n , które zebrano w tabeli 1.

Tabela 1. Surowe wyniki V_i pomiarów napięcia V [V]

i	V	Wartości surowe V_n									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	40,000	40,021	40,021	40,022	40,021	40,022	40,022	40,022	40,022	40,022	40,022
2	42,000	42,026	42,026	42,026	42,024	42,024	42,024	42,024	42,024	42,024	42,024
3	44,000	44,024	44,024	44,023	44,023	44,024	44,025	44,024	44,025	44,023	44,024
4	46,000	46,027	46,027	46,027	46,027	46,027	46,026	46,027	46,027	46,027	46,027
5	48,000	48,029	48,028	48,029	48,029	48,029	48,030	48,029	48,029	48,029	48,030
6	50,000	50,031	50,03	50,032	50,032	50,032	50,032	50,032	50,032	50,032	50,032

gdzie:

i - numer serii pomiarowej,

V_n - wartość surowa pomiaru „ n ”.

Dla każdej serii pomiarowej „ i ” wyznaczono budżet niepewności pomiarów w poniższy sposób:

- wyznaczono wartość średnią $a(V)$ oraz błąd systematyczny ΔV ,
- wyznaczono odchylenie standardowe eksperymentalne dla ilości pomiarów $n=10$,

- c) przyjęto, że błędy systematyczne pomiarów napięcia V_n nie podlegają randomizacji. Poprzez skalowanie i kalibrację zostanie skompensowany błąd ΔV dla nominalnej wartości mierzonej V_1 . Nie zostaną skompensowane błędy dla wartości mierzonych V_i , dla $i=2..6$, wynikające z błędów skalowania i kalibracji układu pomiarowego. W ustaleniu budżetu niepewności uwzględniono zatem niepewność standardową u_k , wynikającą z maksymalnego błędu skalowania i kalibracji - Δ_k . Błąd ten wyznaczono jako różnicę błędów systematycznych dla wartości maksymalnej mierzonej i wartości nominalnej, dla której przeprowadzane jest skalowanie i kalibracja, tzn. $\Delta_k = [\Delta V_{max} - \Delta V_{min}]$,
- d) niepewność standardową skalowania i kalibracji wyznaczono wg zależności $u_k(V) = \Delta_k / \sqrt{3}$, pomiędzy niepewnością maksymalną, a standardową,
- e) przyjęto niepewność standardową $u(V)$ rozproszenia pomiarów, równą wartości odchylenia standardowego eksperymentalnego $s(V)$,
- f) wyznaczono niepewność standardową zadawania napięcia $u_E(V)$, wynikającą z błędów kalibratora, wynoszących $0,00015 * (a(V)) + 0,003$ [V]. Przyjęto wartość $k = \sqrt{3}$ dla współczynnika rozrzutu,
- g) pomiary wykonywano w stałej temperaturze 23 °C; pominięto niepewność wynikającą z wpływu temperatury,
- h) wyznaczono niepewność złożoną $u_z(V)$ i niepewność złożoną względną $u_w(V)$,
- i) wyznaczono niepewność rozszerzoną $U(V)$ oraz niepewność rozszerzoną względną procentową $U_w(V)\%$.

Dane cząstkowe oraz wyniki pomiarów $A(V)$ przedstawiono w tabeli 2.

Tab.2. Budżet niepewności pomiaru napięcia

i	$a(V)$	ΔV	$s(V)$	$u(V)$	$u_k(V)$	$u_E(V)$	$u_z(V)$	$A(V)$	$U(V)$	$U_w(V)\%$
1	40,022	0,022	0,001	0,001	0,006	0,005	0,01	40,02	0,02	0,04
2	42,025	0,025	0,001	0,001	0,006	0,005	0,01	42,03	0,02	0,04
3	44,024	0,024	0,001	0,001	0,006	0,006	0,01	44,02	0,02	0,04
4	46,027	0,027	0,001	0,001	0,006	0,006	0,01	46,03	0,02	0,04
5	48,029	0,029	0,001	0,001	0,006	0,006	0,01	48,03	0,02	0,04
6	50,032	0,032	0,001	0,001	0,006	0,006	0,01	50,03	0,02	0,04

gdzie:

- $a(V)$ - wartość średnia serii „n” pomiarów
- ΔV - błąd systematyczny
- $s(V)$ - odchylenie standardowe eksperymentalne
- $u(V)$ - niepewność standardowa
- $u_k(V)$ - niepewność standardowa, wynikająca z błędów skalowania i kalibracji
- $u_z(V)$ - niepewność złożona standardowa
- $u_E(V)$ - niepewność standardowa, wynikająca z błędów zadawania kalibratora
- $U(V)$ - niepewność rozszerzona pomiaru napięcia
- $U_w(V)$ - niepewność rozszerzona względną pomiaru napięcia
- $A(V)$ - końcowy wynik pomiaru
- $U_w(V)\%$ - niepewność rozszerzona względną procentową pomiaru napięcia

Stwierdzono, że w warunkach laboratoryjnych skonstruowane urządzenia mierzą wartości napięć skutecznych w zakresie od 40 do 50 V z niepewnością rozszerzoną $U(V) = 0,02$ [V]. Niepewność względna rozszerzona pomiarów w powyższym zakresie wynosi 0,04 %.

2.3. Niepewność pomiaru kątów fazowych

W układzie przedstawionym w punkcie 2.1 zmierzono kąty fazowe, wykonując po dziesięć pomiarów w każdej z sześciu serii. Kąt fazowy, zgodnie z metodą pomiaru w urządzeniu, wyznaczano jako różnicę kątów między kątem ustawionym na wejściu 1L1, a kątem na wejściu 1L2. Zmieniało kąt na 1L1, utrzymując wartość kąta na 1L2. Surowe wyniki pomiarów zawiera tabela 3.

Tabela 3. Surowe wyniki δ_n pomiarów kąta [°]

i	δ [°]	Wartości surowe δ_n									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,100	0,102	0,1	0,100	0,104	0,101	0,104	0,100	0,101	0,104	0,105
2	0,200	0,204	0,205	0,199	0,198	0,196	0,197	0,200	0,196	0,201	0,201
3	0,300	0,299	0,296	0,299	0,302	0,301	0,298	0,294	0,301	0,301	0,299
4	0,500	0,501	0,496	0,498	0,499	0,501	0,497	0,500	0,497	0,499	0,500
5	0,800	0,797	0,800	0,801	0,797	0,801	0,802	0,798	0,798	0,801	0,789
6	1,000	1,000	0,999	1,000	0,997	0,999	0,999	1,000	1,000	0,999	0,998

gdzie:

- i - numer serii pomiarowej
- δ_n - wartość surowa „n” pomiaru kąta

Budżet niepewności pomiaru różnicy kąta dla każdej serii pomiarowej „i” wyznaczono następująco:

- a) wyznaczono wartość średnią $a(\delta)$ i odchylenie standardowe eksperymentalne $s(\delta)$. Pominięto błędy systematyczne $\Delta(\delta)$ z uwagi na ich nieznaczącą wielkość,
- b) przyjęto niepewność $u(\delta)$, równą wartości odchylenia standardowego $s(\delta)$,
- c) wyznaczono niepewność standardową zadawania kąta $u_E(\delta)$, wynikającą z błędu granicznego kalibratora, wynoszącego $0,005^\circ$. Przyjęto wartość współczynnika rozrzutu $k=\sqrt{3}$. W obliczeniach uwzględniono dwukrotnie wartość $u_E(\delta)$ ponieważ kąt ustawiano na dwóch wejściach pomiarowych,
- d) pomiary wykonywano w stałej temperaturze 23°C ; pominięto niepewność wynikającą z wpływu temperatury,
- e) wyznaczono niepewność standardową złożoną $u_c(\delta)$,
- f) wyznaczono niepewność rozszerzoną $U(\delta)$ dla współczynnika ufności 95%.

Dane cząstkowe oraz wyniki końcowe $A(\delta)$ z uwzględnieniem niepewności rozszerzonej $U(\delta)$ zebrano w tabeli 4.

Tabela 4. Budżet niepewności pomiaru kąta

i	$a(\delta)$	$\Delta(\delta)$	$s(\delta)$	$u(\delta)$	$u_E(\delta)$	$u_E(\delta)$	$u_c(\delta)$	$A(\delta)$	$U(\delta)$
1	0,102	+0,002	0,002	0,002	0,003	0,003	0,005	0,10	0,01
2	0,200	0	0,004	0,004	0,003	0,003	0,005	0,20	0,01
3	0,299	-0,001	0,003	0,003	0,003	0,003	0,005	0,30	0,01
4	0,499	-0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,005	0,50	0,01
5	0,798	-0,002	0,004	0,004	0,003	0,003	0,006	0,80	0,01
6	0,999	-0,001	0,001	0,001	0,003	0,003	0,004	1,00	0,01

gdzie:

- $a(\delta)$ - wartość średnia wartości kąta z serii „n” pomiarów
- $\Delta(\delta)$ - błąd systematyczny
- $s(\delta)$ - odchylenie standardowe eksperymentalne
- $u(\delta)$ - niepewność pomiaru kąta
- $u_E(\delta)$ - niepewność standardowa, wynikająca z błędu granicznego kalibratora
- $u_c(\delta)$ - niepewność standardowa złożona pomiaru kąta
- $A\delta v$ - końcowy wynik pomiaru
- $U(\delta)$ - niepewność rozszerzona pomiaru kąta

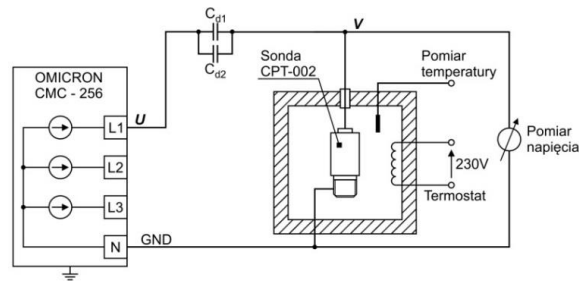
Stwierdzono, że różnica kąta fazowego jest mierzona z niepewnością rozszerzoną $U(\delta) = 0,01 [^\circ]$ w zakresie 0 do 1 $[^\circ]$. Tej wielkości $U(\delta)$ odpowiada niepewność standardowa $u(\delta)$ o wielkości 0,005 $[^\circ]$. Z kolei $\text{tg} \delta$ dla kąta $\delta = 0,005$ wynosi 0,0044 [%]. Wartość tą wykorzystano w obliczeniach niepewności pomiaru wskaźnika stratności dielektrycznej przepustu w warunkach laboratoryjnych i stacyjnych.

3. OCENA WPŁYWU TEMPERATURY NA POMIARY

3.1. Wpływ temperatury na pomiar napięcia

Na rysunku 3 pokazano schemat układu pomiarowego. Trzy egzemplarze sond pomiarowych typu CPT-002-231/1880 o numerach 1, 2, 3 umieszczano po kolei w ogrzewanej komorze z regulowaną temperaturą. Sondę zawierającą referencyjny kondensator C_w , łączono szeregowo z dwoma równoległymi kondensatorami C_{d1} oraz C_{d2} , znajdującymi się na zewnątrz komory w temperaturze pokojowej. Znajdąc pojemność nominalną sondy C_w wynoszącą 1880 nF, dobrano kondensatory C_{d1} oraz C_{d2} odpowiednio o pojemności 470 nF oraz 220 nF uzyskując równoległą, wypadkową pojemność C_1 o wartości 690 nF.

Utworzony dzielnik kondensatorowy zasilano stabilizowanym napięciem zmiennym U , o wartości 230 VAC. W środkowym punkcie dzielnika C_w - C_1 mierzono napięcie V o wartości około 60 VAC, mieszczące się w zakresie napięć na zacisku pomiarowym w typowych układach monitoringu. Temperaturę mierzono miernikiem METEX, umożliwiającym pomiar z rozdzielczością 0,1 $^\circ\text{C}$.



Rys.3. Sprawdzenie wpływu temperatury na pomiar napięcia

W kolejnych krokach podwyższano temperaturę w komorze. Po jej ustabilizowaniu, odczytywano wartość napięcia V . Wartości napięć odpowiadające poszczególnym temperaturom pokazują kolumny $V1$, $V2$, $V3$ w tabeli 5. W kolumnach tej tabeli zamieszczono wartości pojemności $C_w(t)$ dla poszczególnych sond, przeliczone dla danej temperatury sondy według zależności:

$$C_{w(t)} = C_1 \left[\left(\frac{U}{V} \right) - 1 \right], \quad (A-1)$$

Dla wartości $C_{w(t)}$ dla trzech różnych sond, wyznaczono przebieg współczynnika korekcji pojemności ΔC_{1t} w zależności od zmiany temperatury. Wyznaczono wartość średnią współczynnika ΔC_{1t} , wynoszącego dla badanej sondy $-0,43 \text{ nF}/^\circ\text{C}$ oraz niepewność pomiaru $0,03 \text{ nF}/^\circ\text{C}$.

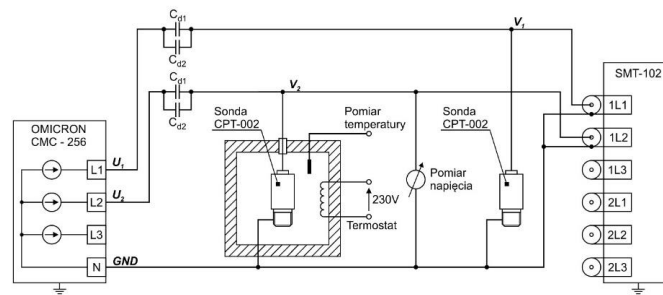
Tabela 5. Mierzone napięcia, pojemności sondy oraz wyznaczone współczynniki temperaturowe

Temp. [°C]	Mierzone napięcia [V]			Pojemność sondy [nF]			Wsp. temperaturowe [nF/°C]		
	V1	V2	V3	$C_{w(t)1}$	$C_{w(t)2}$	$C_{w(t)3}$	ΔC_{1t1}	ΔC_{1t2}	ΔC_{1t3}
22	61,015	61,68	61,732	1911	1883	1881	-0,305	-0,369	-0,292
35	61,108	61,795	61,823	1907	1878	1877	-0,310	-0,362	-0,432
45	61,181	61,882	61,927	1904	1875	1873	-0,386	-0,418	-0,463
55	61,272	61,983	62,039	1900	1870	1868	-0,292	-0,289	-0,375
65	61,341	62,053	62,13	1897	1867	1864	-0,455	-0,465	-0,419
75	61,449	62,166	62,232	1893	1863	1860	-0,562	-0,423	-0,577
85	61,583	62,269	62,373	1887	1859	1854	-0,618	-0,515	-0,684
95	61,731	62,395	62,541	1881	1853	1848	-----	-----	-----

3.2. Wpływ temperatury na pomiar kąta

Sondę typu CPT-002-231/1880 umieszczano w ogrzewanej komorze z termostaticznie regulowaną temperaturą. Drugą, analogiczną sondę pozostawiono na zewnątrz komory w temperaturze otoczenia. Obie sondy, zawierające referencyjny kondensator C_w , połączono szeregowo z dwoma równoległymi kondensatorami C_{d1} oraz C_{d2} , znajdującymi się na zewnątrz komory. Znając pojemność nominalną sond C_w , wynoszącą 1880 nF, utworzono dzielniki kondensatorowe. Oba dzielniki

zasilano stabilizowanym napięciem zmiennym U o wartości 230 VAC, co pokazuje rysunek 5. Uzyskano napięcia V_1 oraz V_2 o wartości około 60 VAC, mieszczące się w zakresie napięć na zacisku pomiarowym w układach monitoringu. Napięcia te doprowadzono do wejść 1L1 oraz 1L2 układu SMT-102, z którego rejestrów pomiarowych odczytywano wartości mierzonych kątów.



Rys. 5. Układ do sprawdzenia oceny wpływu temperatury na pomiar kąta

Na zadajniku ustawiono przesunięcie kątowe między napięciami U_1 i U_2 , wynoszące 120°. Pierwszy pomiar wykonano w temperaturze otoczenia 24 °C. W kolejnych krokach podwyższano temperaturę w komorze. Każdorazowo po jej ustabilizowaniu, odczytywano zmierzoną wartość kąta pomiędzy napięciami V_1 i V_2 . Pomiary wykonano dwukrotnie, dla różnych typów kondensatorów referencyjnych C_w , typu (A) oraz typu (B) zainstalowanych w sondzie pomiarowej. Otrzymane wyniki są pokazane w tabeli 7 oraz na rysunku 6.

Tabela 7. Pomiary napięć i kątów dla dwóch typów kondensatorów C_w , zainstalowanych w sondzie

Typ	MKP PPN /0,47uF prod. SCR (typ A)				MKP1839 /0,47uF prod. VISHAY (typ B)			
	V1	V2	Kąt V1 V2	$\Delta\delta(V1 V2)$	V1	V2	Kąt V1 V2	$\Delta\delta(V1 V2)$
[°C]	[V]	[V]	[°]	[°]	[V]	[V]	[°]	[°]
24	60,796	61,715	120,0120	0	60,7621	61,0986	120,0047	0
40	60,7886	61,8046	120,0123	0,0003	60,7717	61,1745	120,0046	0,0001
60	60,7845	61,97	120,0164	0,0044	60,7782	61,321	120,0069	0,0023
80	60,7805	62,2846	120,0125	0,0005	60,7781	61,487	120,0059	0,0013
100	60,7772	62,6796	120,0192	0,0072	60,7818	61,3652	120,0078	0,0032

Gdzie:

Temp. - temperatura zmierzona w komorze termicznej

V1, V2 - napięcia [RMS] zmierzone podczas pomiaru odpowiednio na wejściu 1L1 oraz 1L2

Kąt V1|V2- kąt pomiędzy fazą V1 (sonda poza komorą), a fazą V2 (sonda w komorze)

$\Delta\delta(V1|V2)$ - bezwzględna zmierzona zmiana kąta w odniesieniu do temperatury otoczenia

W trakcie analizy danych odrzucono wartości skrajne i uwzględniono jedynie zmiany kąta dla zaobserwowanej maksymalnej zmiany w temperaturze 60 °C.

3.3. Wpływ zmian kąta w funkcji temperatury na pomiar $\text{tg}\delta$

Wykazano, że kąt $V1|V2$ wzrasta nieliniowo ze wzrostem temperatury. Analizując dane z tabeli 7, odrzucono wartości skrajne i oszacowano wpływ zaobserwowanej maksymalnej zmiany wartości kąta $V1|V2$ dla temperatury $t=60\text{ }^{\circ}\text{C}$ na obliczenie $\text{tg}\delta$. W tym celu do poszczególnych wartości Kąt δ z tabeli 7, uzyskanych z przeliczenia kilku wartości $\text{tg}\delta$, dodano wartość odchyłki kąta wywoływanych temperaturą $t=60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dla uzyskanych kątów, wyznaczono wartość $\text{tg}(\delta+\delta t)$ oraz zmianę $\Delta\text{tg}(\delta+\delta t)$. Uzyskane wyniki dla badanych kondensatorów zawiera tabela 8.

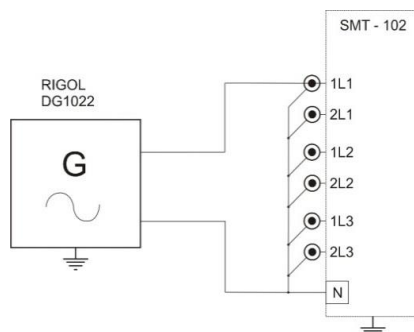
Tabela 8. Wpływ temperatury na zmiany kąta i wartości $\text{tg}\delta$ dla różnych typów kondensatorów

wartości parametrów		MKP PPN /0,47uF prod. SCR (A)			MKP1839 /0,47uF prod. VISHAY (B)		
$\text{tg}\delta$	Kąt δ	Kąt($\delta+\delta t$)	$\text{tg}(\delta+\delta t)$	$\Delta\text{tg}(\delta+\delta t)$	Kąt($\delta+\delta t$)	$\text{tg}(\delta+\delta t)$	$\Delta\text{tg}(\delta+\delta t)$
[%]	[$^{\circ}$]	[$^{\circ}$]	[%]	[%]	[$^{\circ}$]	[%]	[%]
0,2	0,1146	0,1190	0,2077	0,008	0,1169	0,204	0,004
0,5	0,2865	0,2909	0,5077	0,008	0,2888	0,504	0,004
0,7	0,4011	0,4055	0,7077	0,008	0,4034	0,704	0,004
1,0	0,5729	0,5773	1,0077	0,008	0,5752	1,004	0,004
1,1	0,6302	0,6346	1,1077	0,008	0,6325	1,104	0,004
1,2	0,6875	0,6919	1,2077	0,008	0,6898	1,204	0,004

Oszacowano, że zastosowanie kondensatorów typu A w sondach pomiarowych wprowadzałoby dodatkową niepewność bezwzględną 0,008 % do budżetu niepewności pomiaru $\text{tg}\delta$, powodowaną zmianami temperatury. Stosowanie kondensatorów typu B wprowadza niepewność 0,004 %. Zatem ten typ kondensatora rekomendowano do zastosowań produkcyjnych.

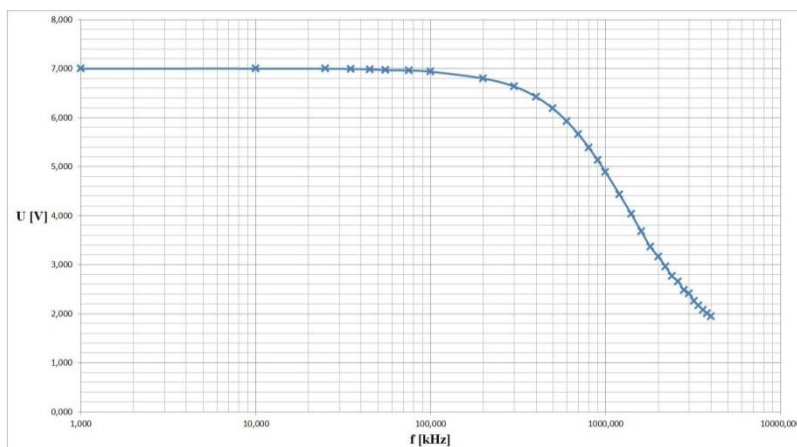
4. PASMO PRZENOSZENIA

Pasmo przenoszenia układu pomiarowego sprawdzono za pomocą przestrajalnego generatora typu RIGOL DG1022, podając na wejścia pomiarowe SMT-102 napięcie 7 V o częstotliwości od 30 Hz do 1,5 MHz. Test przeprowadzono w układzie pokazanym na rysunku 5.



Rys. 7. Układ pomiarowy do badania pasma przenoszenia

Wyniki pomiarów przedstawia wykres 6. Zaobserwowano nieznaczny spadek amplitudy dla 100 kHz. Dla częstotliwości około 1 MHz wystąpił spadek 3 dB.

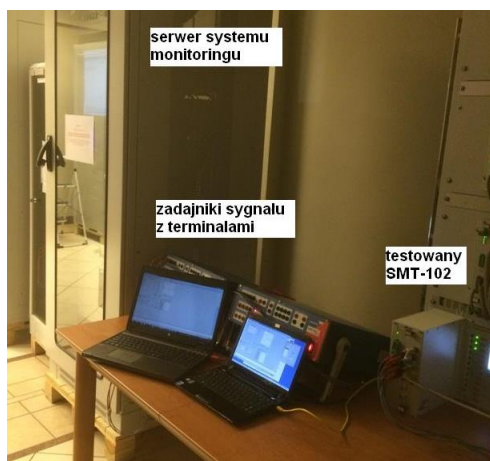


Rys. 8. Charakterystyka przenoszenia SMT-102

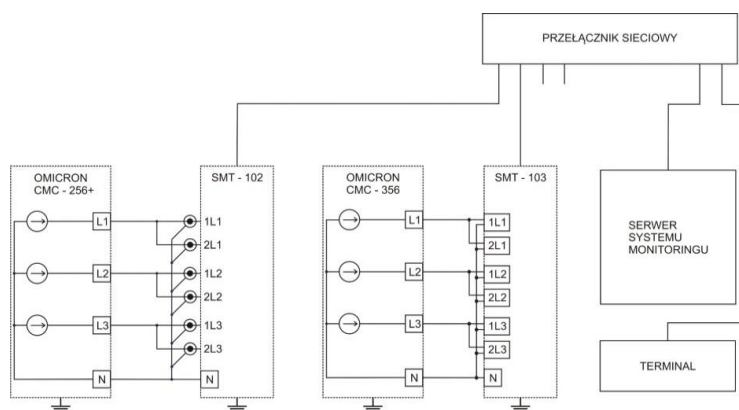
5. NIEPEWNOŚĆ POMIARÓW LABORATORYJNYCH

5.1. Układ pomiarowy

Niepewność pomiaru pojemności C_1 i współczynnika stratności dielektrycznej $\text{tg}\delta$ w warunkach laboratoryjnych wyznaczono na stanowisku testowym, przedstawionym na rysunku 9. Do serwera systemu monitoringu podłączono testowany SMT-102. Sygnały zadawano za pomocą kalibratorów CMC 256+ oraz CMC 356. Schemat połączeń pokazuje rysunek 10.



Rys. 9. Stanowisko testowe do wyznaczenia niepewności pomiaru C_1 oraz $\text{tg}\delta$



Rys. 10. Schemat połączeń do wyznaczenia niepewności pomiaru C_1 oraz $\text{tg}\delta$

Do SMT-103 podłączono napięcie z CPC-356. Odpowiadało ono napięciu na wyjściu przetwornika napięciowego, zainstalowanego w polu pomiarowym linii doprowadzonej do zacisku liniowego przepustu. Zestawiono komunikację poprzez sieć Ethernet do modułu SMT-102, na który podawano napięcie z kalibratora CPC-256, odpowiadające napięciu, występującemu na zacisku pomiarowym przepustu. Przeprowadzono skalowanie i kalibrację, po czym przystąpiono do pomiarów. Dane pomiarowe z SMT-102 były cały czas przekazywane do serwera systemu monitoringu, w którym podlegały automatycznej archiwizacji w bazie danych.

W celu wyznaczenia niepewności pomiaru $\text{tg}\delta$ zadawano co kilka minut inną wartość kąta $\Delta\delta$ między napięciami wejścia 1L1 i 1L2 na układzie SMT-102, utrzymując wartość kąta między napięciami 1L1 i 1L2, podawanymi na SMT-103. Pomiar wykonano dziesięciokrotnie dla każdej zadanej wartości. W celu wyznaczenia

niepewności pomiaru pojemności, zadawano co kilka minut inną wartość napięcia podawanego na SMT-102. Dla każdej zadanej wartości, pomiar wykonano dziesięciokrotnie. Wyznaczone pojemności i wartości $\text{tg}\delta$ były automatycznie rejestrowane w serwerze systemu.

5.2. Niepewność pomiaru $\text{tg}\delta$

Skalując układ pomiarowy, wprowadzono dla różnicy kąta $\Delta\delta=0^\circ$ umowną wartość $\text{tg}\delta=0,200$. Następnie przeprowadzono „ i ” niezależnych serii po „ n ” pomiarów dla wybranych wartości różnicy $\Delta\delta$. W każdej z serii niezależnie nastawiano wartości $\Delta\delta$ dla każdego pomiaru. W tabeli 9 przedstawiono surowe wartości $\text{tg}\delta$, odczytane z SMT-102 po zakończeniu próby.

Tabela 9. Surowe wyniki pomiarów $\text{tg}\delta$

i	Kąt $\Delta\delta[^\circ]$	Wartości surowe $\text{tg}\delta_n$									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0,200	0,206	0,202	0,200	0,201	0,204	0,207	0,203	0,203	0,201
2	0,1	0,366	0,374	0,367	0,374	0,373	0,372	0,375	0,367	0,367	0,379
3	0,2	0,547	0,544	0,550	0,539	0,548	0,544	0,542	0,550	0,550	0,553
4	0,3	0,719	0,720	0,720	0,724	0,717	0,718	0,725	0,721	0,721	0,715
5	0,5	1,074	1,065	1,069	1,064	1,067	1,069	1,064	1,071	1,071	1,067
6	0,8	1,598	1,591	1,592	1,589	1,589	1,594	1,597	1,592	1,592	1,603

gdzie:

- n - numer serii pomiarowej
- i - numer nastawienia różnicy kąta w danej serii pomiarowej
- $\Delta\delta_i$ - nastawiana różnica kąta
- $\text{tg}\delta_n$ - wartość surowa $\text{tg}\delta$ odczytana z SMT-102 dla n -tej wartości nastawy różnicy kąta

Budżet niepewności pomiaru $\text{tg}\delta$ dla serii „ i ” wyznaczono w następujący sposób:

- a) wyznaczono wartości średnie $a(\text{tg}\delta)$ oraz odchylenie standardowe eksperymentalne $s(\text{tg}\delta)$ dla ilości pomiarów $n=10$. Przyjęto, że błędy systematyczne pomiarów kąta $\text{tg}\delta_n$ podlegają randomizacji, ponieważ po przeprowadzeniu kalibracji układu pomiarowego nie przewiduje się dalszej korekty tych błędów.
- b) przyjęto, że niepewność standardowa $u(\text{tg}\delta)$, wynikająca z rozrzutu pomiarów, jest równa wartości odchylenia standardowego eksperymentalnego $s(\text{tg}\delta)$,
- c) uwzględniono niepewność pomiaru kąta fazowego wektora V na zacisku pomiarowym, a także niepewność pomiaru kąta fazowego wektora napięcia liniowego U , mierzonego w przetworniku referencyjnym. W tym celu uwzględniono dwukrotnie wartość $u_A(\text{tg}\delta)$ niepewności standardowej złożonej pomiaru różnicy kąta δ obliczoną w punkcie A2.3, odpowiadającej wartości $\text{tg}\delta=0,004$
- d) wyznaczono niepewność złożoną $u_c(\text{tg}\delta)$ oraz niepewność rozszerzoną $U(\text{tg}\delta)$.

Dane cząstkowe oraz wyniki końcowe pomiaru przedstawiono w tabeli 10.

Tabela10. Budżet niepewności pomiaru $\text{tg}\delta$ w warunkach laboratoryjnych

<i>i</i>	$a(\text{tg}\delta)$	$s(\text{tg}\delta)$	$u(\text{tg}\delta)$	$u_A(\text{tg}\delta)$	$u_A(\text{tg}\delta)$	$u_c(\text{tg}\delta)$	$A(\text{tg}\delta)$	$U(\text{tg}\delta)$
1	0,203	0,002	0,002	0,004	0,004	0,006	0,20	0,01
2	0,372	0,004	0,004	0,004	0,004	0,007	0,37	0,01
3	0,547	0,005	0,005	0,004	0,004	0,007	0,55	0,01
4	0,720	0,003	0,003	0,004	0,004	0,006	0,72	0,01
5	1,067	0,003	0,003	0,004	0,004	0,006	1,07	0,01
6	1,593	0,004	0,004	0,004	0,004	0,007	1,59	0,01

Gdzie:

- $a(\text{tg}\delta)$ - wartość średnia $\text{tg}\delta$ z serii „n” pomiarów
- $s(\text{tg}\delta)$ - odchylenia standardowe eksperymentalne
- $u(\text{tg}\delta)$ - niepewność wynikająca z rozrzutu pomiarów
- $u_A(\text{tg}\delta)$ - niepewność pomiaru różnicy kąta fazowego
- $u_c(\text{tg}\delta)$ - niepewność standardowa złożona pomiaru $\text{tg}\delta$
- $U(\text{tg}\delta)$ - niepewność rozszerzona pomiaru $\text{tg}\delta$
- $A(\text{tg}\delta)$ - końcowy wynik pomiaru $\text{tg}\delta$

Niepewność złożona bezwzględna standardowa pomiaru współczynnika stratności dielektrycznej przepustu w warunkach laboratoryjnych $u_c(\text{tg}\delta)$ nie przekracza 0,007%. Odchylenie standardowe dla kolejnych serii pomiarów tylko w jednym przypadku osiągnęło wartość 0,005%. Na tej podstawie wyznaczono niepewność rozszerzoną $U(\text{tg}\delta) = 0,01\%$ po zaokrągleniu w dół.

5.3. Niepewność pomiaru C_1

Na kalibratorze nastawiono napięcie referencyjne $U=40$ V, odpowiadające napięciu fazowemu linii $U_L=231000$ V oraz napięcie $V=40$ V, odpowiadające napięciu na zacisku pomiarowym. Wyznaczono współczynnik przekładni układu pomiarowego $k_p=U_L/U$, wynoszący 5780. Przeprowadzono skalowanie układu dla wartości napięcia V równego wartości napięcia U . Dla tej wartości napięcia przyjęto pojemność początkową $C_1=400$ pF, dla współczynnika skali $k_s=1,229$. Do obliczeń przyjęto wartość pojemności $C_w = 1880$ nF. Wtedy wartość pojemności C_1 można wyznaczyć z zależności (A1)

$$C_1 = k_s C_w \frac{V}{U_L}, \quad (\text{A1})$$

Gdzie:

$$U_L = k_p U. \quad (\text{A2})$$

Zatem, biorąc pod uwagę (A2), otrzymujemy zależność na pojemność C_1 uwzględniającą współczynniki k_s oraz k_p , wprowadzane podczas skalowania:

$$C_1 = k_s \frac{C_w V}{k_p U}. \quad (\text{A3})$$

Według wzoru (A3), wartość pojemności C_1 zależy od iloczynu stałych współczynników z ilorazem napięcia V oraz U . Zastosowano zatem metodę różniczek zupełnej, wyrażoną ogólnym wzorem (A4) do wyznaczenia niepewności względnych $u_{cw}(C_1)$ względem napięć V_n przy wartości napięcia U_i dla „ i ” serii prób

$$u_{cw}(C_1) = \sqrt{\left[\frac{dC_1}{dV} u(V)\right]^2 + \left[\frac{dy}{dx} u(U)\right]^2} . \quad (A4)$$

wartości różniczek są obliczane z ogólnych zależności, wg (A5):

$$\frac{dC_1}{dV} = \frac{1}{U} , \quad \frac{dC_1}{dU} = -\frac{V}{U^2} . \quad (A5)$$

Wartości niepewności pomiaru $u(V)$ oraz $u(U)$ we wzorze (A4) wprowadzono na podstawie obliczeń niepewności pomiarów napięcia w warunkach laboratoryjnych, których wyniki przedstawiono w punkcie A2.2. Wykonano sześć niezależnych serii pomiarów (i) dla napięć V_i zwiększanych w każdej serii o 2 V. Symulowano w ten sposób wzrost pojemności izolatora przepustowego. W każdej serii pomiary wykonano dla $n=10$ niezależnych nastawień wartości napięcia. Odczytano z SMT-102 surowe wartości C_{1i} , zebrane w tabeli 11.

Tabela 11. Uzyskane wyniki pomiarów C_1

i	V_i	Wartości surowe C_{1n}									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	40,00	400,007	400,011	400,011	400,017	400,018	400,016	400,026	400,030	400,033	400,035
2	42,00	420,035	420,037	420,041	420,039	420,042	420,051	420,055	420,056	420,057	420,055
3	44,00	440,024	440,044	440,028	440,036	440,028	440,043	440,045	440,042	440,047	440,045
4	46,00	460,046	460,05	460,049	460,052	460,051	460,063	460,068	460,067	460,067	460,069
5	48,00	480,049	480,052	480,046	480,055	480,068	480,051	480,080	480,083	480,087	480,083
6	50,00	500,062	500,066	500,068	500,071	500,06	500,076	500,087	500,073	500,077	500,079

gdzie:

- i - numer serii pomiarowej,
- n - numer nastawienia przyrostu napięcia w danej serii pomiarowej,
- V_i - nastawiany przyrost napięcia,
- C_{1n} - wartość surowa pojemności C_1 odczytana z SMT-102 dla i -tej wartości nastawy przyrostu napięcia w n -tej serii pomiarowej.

Wyznaczono budżet niepewności pomiaru C_1 dla każdej serii pomiarowej „ i ” w następujący sposób:

- a) wyliczono wartości średnie $a(C_1)$ oraz odchylenie standardowe eksperymentalne $s(C_1)$ dla ilości pomiarów $n=10$. Przyjęto, że błędy systematyczne pomiarów C_1 nie podlegają randomizacji.
- b) przyjęto, że niepewność standardowa $u(C_1)$, wynikająca z rozrzutu pomiarów, jest równa wartości odchylenia standardowego eksperymentalnego $s(C_1)$,

- c) niepewność standardową $u(\Delta C_1)$, wnoszoną przez skalowanie i kalibrację, oszacowano wg zależności $[\Delta C_{1max} - \Delta C_{1min}] / \sqrt{3}$, korzystając z zależności pomiędzy niepewnością maksymalną i niepewnością standardową.
- d) Wyznaczono niepewność względną $u_d(C_1)$, wynikającą z wpływu na pomiar C_1 niepewności pomiarów zadawanych zadajnikiem ekwiwalentów napięcia liniowego U (z przekładnika) oraz napięcia V (z zacisku pomiarowego przepustu). Do tego celu wykorzystano metodę różniczki zupełnej. W budżecie niepewności wartość względną przeliczono na wartość bezwzględną.
- e) do obliczeń $u_d(C_1)$ przyjęto niepewność standardową bezwzględną $u(V) = u(U) = 0,01[V]$.
- f) pomiary wykonywano w temperaturze 23°C ; pominięto wpływ temperatury,
- g) wyznaczono niepewność złożoną standardową $u_c(C_1)$ oraz rozszerzoną $U(C_1)$.

Dane cząstkowe oraz uzyskane wyniki końcowe C_1 z uwzględnieniem niepewności rozszerzonej $U(C_1)$ przedstawiono w tabeli 12.

Tabela 12. Budżet niepewności pomiaru C_1

i	$a(C_1)$	ΔC_1	$s(C_1)$	$u(C_1)$	$u(\Delta C_1)$	$u_d(C_1)$	$u_c(C_1)$	$A(C_1)$	$U(C_1)$
1	400,02	0,02	0,01	0,01	0,04	0,14	0,15	400,0	0,3
2	420,05	0,05	0,01	0,01	0,04	0,14	0,15	420,1	0,3
3	440,04	0,04	0,01	0,01	0,04	0,14	0,15	440,0	0,3
4	460,06	0,06	0,01	0,01	0,04	0,13	0,14	460,1	0,3
5	480,07	0,07	0,01	0,01	0,04	0,13	0,14	480,1	0,3
6	500,07	0,07	0,01	0,01	0,04	0,13	0,14	500,1	0,3

gdzie:

- $a(C_1)$ - wartość średnia C_1 z serii „n” pomiarów,
 ΔC_1 - błąd systematyczny,
 $s(C_1)$ - odchylenia standardowe eksperymentalne,
 $u(C_1)$ - niepewność wynikająca z rozrzutu,
 $u_d(C_1)$ - niepewność wynikająca z niepewności zadawania kąta,
 $u(\Delta C_1)$ - niepewność wynikająca z odchyłek kalibracji i skalowania układu pomiarowego,
 $u_d(C_1)$ - niepewność wnoszona przez wpływ U oraz V na metodę pomiaru,
 $u_c(C_1)$ - niepewność standardowa złożona pomiaru C_1 ,
 $A(C_1)$ - końcowy wynik pomiaru C_1 ,
 $U(C_1)$ - niepewność rozszerzona pomiaru C_1 .

Niepewność standardowa złożona pomiaru pojemności przepustu C_1 w warunkach laboratoryjnych w zakresie 400 do 500pF wynosi 0,15pF, a niepewność rozszerzona 0,3pF.

6. NIEPEWNOŚĆ POMIARÓW W WARUNKACH STACYJNYCH

Niepewności pomiarów C_1 oraz $\text{tg}\delta$ w warunkach stacyjnych oszacowano uwzględniając niepewności pomiarów modułu i kąta fazowego przez przekładniki stacyjne oraz niepewności pomiarów uzyskane w warunkach laboratoryjnych.

6.1. Niepewność pomiarów napięciowych przekładników stacyjnych

Układy pomiarowe modułu i kąta fazowego wektora napięcia liniowego, doprowadzonego do przepustu, powinny funkcjonować w oparciu o przekładniki pomiarowe klasy 0,2. Stąd wynikałoby, że niepewność standardowa tych przekładników jest nie gorsza niż 0,1. Powyższe założenia zweryfikowano na podstawie analizy wyników pomiarów zawartych w 6. protokołach badań przekładników napięciowych funkcjonujących w systemie TLM. Wyniki obliczeń niepewności pomiaru napięcia oraz kąta zamieszczono w tabeli 13.

Tab. 13. Niepewność pomiaru kąta fazowego i napięcia dla przekładników napięciowych

pomiar	oznaczenie	jedm.	Numer przekładnika					
			1	2	3	4	5	6
kąt fazowy	$\Delta\delta$	min.	3,3	3,39	3,26	3,31	3,24	3,34
	$s(\delta)$	min	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	0,15
napięcie	ΔU	%	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,06
	$u(U)$	%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Gdzie:

- $\Delta\delta$ - błąd stały pomiaru kąta [min],
- $s(\delta)$ - odchylenie standardowe eksperymentalne [min],
- ΔU - błąd stały napięciowy [%],
- $u_{rel}(U)$ - niepewność standardowa względna. [%]

Błędy stałe procentowe pomiaru napięcia dla analizowanych przekładników nie przekraczają 0,08 %, co uzasadnia przyjęcie do dalszych obliczeń niepewności standardowej o takiej wartości lub wartości zestandaryzowanej, wynoszącej 0,1 %. Błędy stałe podlegają kompensacji podczas kalibracji układu pomiarowego, zatem tych błędów nie poddano randomizacji. Do dalszych obliczeń przyjęto niepewność pomiaru dla przekładników $u_{rel}(U)=0,02$ % w warunkach stacyjnych.

Błędy stałe bezwzględne pomiaru kąta fazowego wynoszą od 3,24 ['] do 3,39 [']. Niepewność pomiaru kąta fazowego dla analizowanych przypadków wynosi 0,14 ['] lub 0,15 [']. Analogicznie jak wyżej, błędy stałe pomiaru kąta podlegają kompensacji podczas kalibracji układu pomiarowego, zatem nie poddano ich randomizacji. Do obliczeń przyjęto większą wartość odchylenia standardowego pomiaru kąta fazowego $s(\delta)=0,15$ ['] odpowiadającą wartości bezwzględnej $\text{tg}\delta=0,0044$ %, wyrażonej w umownych jednostkach procentowych.

6.2. Niepewność pomiarów C_1

Budżet niepewności pomiarów C_1 wyznaczono w następujący sposób:

- h) wykorzystano wyniki pomiarów niepewności w warunkach laboratoryjnych, pokazane w punkcie 5.1.
- i) przyjęto, że niepewność standardowa $u_L(C_1)$, wyznaczona dla układu modułu monitoringu w warunkach laboratoryjnych, obejmuje niepewności wynikające z rozrzutu pomiarów, a także niepewności wnoszone przez skalowanie i kalibrację.
- j) uwzględniono wpływ na wynik $A(C_1)$ niepewności pomiaru napięcia liniowego U , mierzonego poprzez przekładniki stacyjne oraz niepewności pomiaru napięcia V mierzonego na zacisku pomiarowym przepustu. Wykorzystano metodą różniczki zupełnej, przedstawioną w punkcie A5, do wyznaczenia niepewności względnych $u_d(C_1)$ dla zmienianych napięć V_n przy stałej wartości napięcia U_i .
- k) pominięto niepewność wprowadzaną przez wpływ temperatury,
- l) wyznaczono niepewność złożoną standardową $u_c(C_1)$ oraz rozszerzoną $U(C_1)$.

Dane cząstkowe oraz uzyskane wyniki końcowe C_1 z uwzględnieniem niepewności rozszerzonej $U(C_1)$ przedstawiono w tabeli 14.

Tabela 14. Budżet niepewności pomiaru C_1

i	$a(C_1)$	ΔC_1	$u_L(C_1)$	$u_d(C_1)$	$u_c(C_1)$	$A(C_1)$	$U(C_1)$
	V	V	%	%	%	pF	pF
1	400,02	0,02	0,15	0,3	0,34	400	2,7
2	420,05	0,05	0,15	0,29	0,33	420	2,8
3	440,04	0,04	0,15	0,28	0,32	440	2,8
4	460,06	0,06	0,14	0,27	0,3	460	2,8
5	480,07	0,07	0,14	0,25	0,29	480	2,8
6	500,07	0,07	0,14	0,25	0,29	500	2,9

gdzie:

$a(C_1)$ - wartość średnia C_1 z serii „n” pomiarów,

ΔC_1 - błąd systematyczny,

$u_L(C_1)$ - niepewność modułu monitoringu, wynikająca z pomiarów w układzie laboratoryjnym,

$u_d(C_1)$ - niepewność wnoszona przez wpływ U oraz V na metodę pomiaru,

$u_c(C_1)$ - niepewność standardowa złożona pomiaru C_1 ,

$A(C_1)$ - końcowy wynik pomiaru C_1 ,

$U(C_1)$ - niepewność rozszerzona pomiaru C_1 .

Zakładając poprawne skalibrowanie układu pomiarowego i tym samym skompensowanie błędu stałego przekładników napięciowych, przyjęto do obliczeń wartość niepewności standardowej pomiaru napięcia liniowego $u(U)=0,02$. Na podstawie próby napięciowej wykonanej na transformatorze w stacji prób, przedstawionej w pkt. 8 załącznika A, przyjęto, że niepewność $u(V)$ pomiaru napięcia na zacisku pomiarowym wyniesie 0,12. Dla powyższych niepewności składowych, uwzględniając niepewność modułu monitoringu w warunkach laboratoryjnych, niepewność rozszerzona $U(C_1)$ pomiaru pojemności przepustu w warunkach stacyjnych w

zakresie 400 do 500 pF wynosi 3 pF. Jeśli układ pomiarowy nie zostanie skalibrowany, czyli błędy stałe przekładników napięciowych nie zostaną skompensowane, to należy przyjąć wartość $u(U)=0,1$. Dla niepewności $u(V)$, wynoszącej jak poprzednio 0,12, wartość niepewności rozszerzonej pomiaru pojemności $U(C_I)$ osiąga 4 pF.

6.3. Niepewność pomiarów $tg\delta$ w warunkach stacyjnych

- Wyznaczono budżet niepewności dla każdej serii pomiarowej „i” następująco:
- uwzględniono obliczenia niepewności $u(tg\delta)$ dla współpracy modułu SMT-102 z modułem SMT-103 w warunkach laboratoryjnych, zamieszczone w pkt. 5.2,
 - uwzględniono niepewność $u\Delta(tg\delta)$, wyrażoną w $tg\delta$, wnoszoną do pomiaru różnicy kątów fazowych napięcia liniowego przez dwa napięciowe przekładniki stacyjne,
 - uwzględniono wpływ temperatury na zmianę pojemności sond pomiarowych; niepewności te wyrażono w adekwatnej wartości $tg\delta$.
 - wyznaczono niepewność rozszerzoną pomiarów $tg\delta$ dla dwóch sond z kondensatorami referencyjnymi typu A oraz typu B. Wyniki zebrano w tabeli 15.

Tab. 15. Wyniki obliczeń niepewności $tg\delta$ dla sond z kondensatorami typu „A” lub „B”

i	$a(tg\delta)$	$u(tg\delta)$	$u_{\Delta}(tg\delta)$	$u_{s}(tg\delta)$	Kondensatory typ „B” (Vishay)				Kondensatory typ „A” (SCR)			
					$u(T)$	$u_c(tg\delta)$	$A(tg\delta)$	$U(tg\delta)$	$u(T)$	$u_c(tg\delta)$	$A(tg\delta)$	$U(tg\delta)$
1	0,203	0,006	0,004	0,004	0,004	0,01	0,20	0,02	0,008	0,012	0,20	0,02
2	0,371	0,007	0,004	0,004	0,004	0,01	0,37	0,02	0,008	0,012	0,37	0,02
3	0,546	0,008	0,004	0,004	0,004	0,01	0,55	0,02	0,008	0,013	0,55	0,03
4	0,721	0,006	0,004	0,004	0,004	0,01	0,72	0,02	0,008	0,013	0,72	0,03
5	1,068	0,006	0,004	0,004	0,004	0,01	1,07	0,02	0,008	0,012	1,07	0,02
6	1,593	0,007	0,004	0,004	0,004	0,01	1,59	0,02	0,008	0,012	1,59	0,02

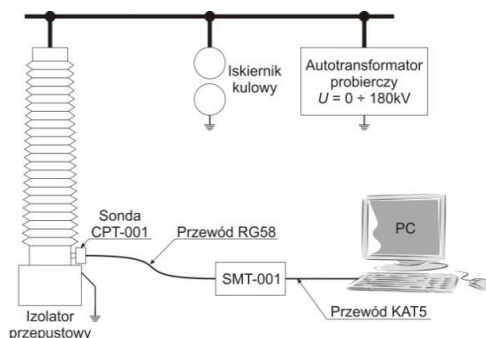
Gdzie:

- $a(tg\delta)$ - wartość średnia $tg\delta$ z serii „n” pomiarów dla pomiarów laboratoryjnych,
- $s(tg\delta)$ - odchylenia standardowe eksperymentalne dla pomiarów laboratoryjnych,
- $u(tg\delta)$ - niepewność standardowa pomiaru w warunkach laboratoryjnych,
- $u_{\Delta}(tg\delta)$ - niepewność wynikająca z niepewności pomiaru różnicy kątów fazowych na przekładniku,
- $u_{s}(tg\delta)$ - niepewność standardowa złożona pomiaru $tg\delta$,
- $u(T)$ - niepewność wynikająca z wpływu zmian temperatury sondy,
- $u_c(tg\delta)$ - niepewność standardowa złożona pomiaru $tg\delta$,
- $A(tg\delta)$ - końcowy wynik pomiaru,
- $U(tg\delta)$ - niepewność rozszerzona pomiaru $tg\delta$.

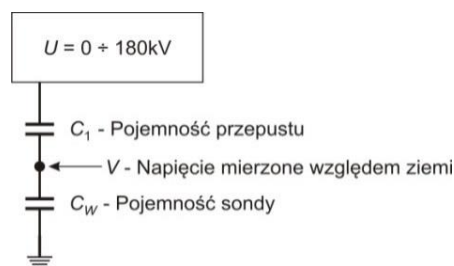
Niepewność rozszerzona pomiaru $U(tg\delta)$ w warunkach stacyjnych wynosi 0,02 % dla kondensatorów typu „B” o lepszych parametrach temperaturowych. Dla kondensatorów typu „A” niepewność standardowa jest około 20 % większa niż dla kondensatorów typu B. Z uwagi na zaokrąglenia, ta różnica uwidacznia się dla wyznaczonych niepewności rozszerzonych. Do zastosowań produkcyjnych rekomendowano kondensatory typu „B”.

7. TESTY NR 1 W STACJI PRÓB

Zdegradowany przepust olejowy na napięcie znamionowe 110 kV umieszczono na stanowisku pomiarowym, w uziemionej metalowej podstawie wypełnionej olejem transformatorowym. Połączenia poszczególnych komponentów pokazano na rysunku 9, a schemat pomiarowy na rysunku 10. Sondę zamocowano w gnieździe pomiarowym i połączono za pomocą przewodu koncentrycznego RG58 o długości 10 metrów do układu SMT-001, podłączonego przewodem sieciowym KAT5 do komputera PC. Zainstalowano oprogramowanie pomiarowe z funkcjami rejestracji danych. Urządzenie SMT-001 zasilono napięciem 230 V AC z sieci potrzeb własnych stacji prób. Na zacisk liniowy przepustu podawano regulowane napięcie z autotransformatora probierczego, z równoległe podłączonym iskiernikiem kulowym.



Rys.11. Połączenia poszczególnych elementów na stanowisku pomiarowym



Rys.12. Schemat układu pomiarowego

7.1. Wyznaczenie charakterystyki napięciowej

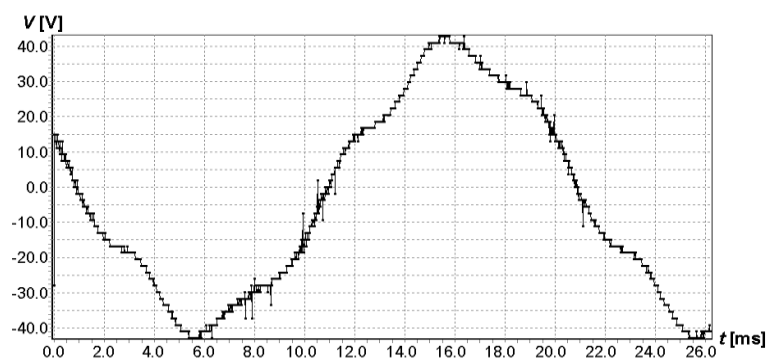
Aby wyznaczyć charakterystykę napięciową układu przepust-sonda, napięcie U podawane z autotransformatora na zacisk liniowy przepustu stopniowo zwiększano do 180 kV. Kule rozładowujące umieszczono w takiej odległości od siebie, aby nie nastąpiło wyładowanie do osiągnięcia maksymalnego napięcia próby. Napięcie na zacisku sondy mierzono za pomocą SMT-001. Wykonano trzy serie pomiarów $U(1)$, $U(2)$, $U(3)$ dla wartości pojemności C_w wynoszącej $0,47\mu\text{F}$. Dla otrzymanych wyników wyznaczono wartości pojemności C_1 przepustu pokazane w tabeli 16. Pojemność C_1 obliczono wg wzoru (4.4).

Tab. 16. Zmierzone napięcia oraz obliczone pojemności C_1 dla pojemności $C_w=0,47\mu\text{F}$

lp.	U	$U(1)$	$U(2)$	$U(3)$	$C_1(1)$	$C_1(2)$	$C_1(3)$
	[kV]	[V]	[V]	[V]	[pF]	[pF]	[pF]
1	20	7,83	7,88	7,82	184,1	185,3	183,8
2	50	14,80	13,90	14,40	139,2	130,7	135,4
3	80	17,71	20,05	19,28	104,1	117,8	113,3
4	100	20,75	24,14	23,12	97,5	113,5	108,7
5	120	27,43	26,93	27,77	107,5	105,5	108,8
6	140	31,20	32,03	32,16	104,8	107,6	108,0
7	160	35,70	34,78	35,92	104,9	102,2	105,5
8	180	40,48	39,99	40,58	105,7	104,4	106,0

7.2. Rejestracja przebiegu napięcia

W trakcie testów sprawdzono działanie rejestracji oscylogramów napięć na wejściach pomiarowych SMT-001. Zarejestrowany przebieg pokazuje rysunek 11.



Rys. 13. Przebieg napięcia na wejściu pomiarowym, mierzony sondą o pojemności $C_w=0,47\mu\text{F}$

Zarejestrowany przebieg jest znacznie odkształcony. Przyjęto, na podstawie opinii osób korzystających wcześniej z usług tego laboratorium, że wynika to z właściwości układu do zadawania napięcia probierczego. W tej sytuacji zdecydowano się na ponowne wyznaczenie charakterystyki napięciowej sondy w stacji prób jednej z dużych fabryk transformatorowych.

7.3. Symulacja zaburzenia elektromagnetycznego

Sprawdzono zachowanie układu w czasie symulowanego zaburzenia elektromagnetycznego, wywołanego w następujący sposób:

- iskiernik kulowy ustawiono na wyładowanie przy napięciu 95 kV,
- zwiększano napięcie autotransformatora, aż do chwili wyładowania.

Podczas wyładowania SMT-001 uległ uszkodzeniu. Sonda pomiarowa nie została uszkodzona. Przyczyną uszkodzenia było najprawdopodobniej niewystarczające wyrównanie potencjału dolnej elektrody wyładowczej względem ziemi. Spowodowało to powstanie przepięcia w ekranie przewodu doprowadzającego sygnał do SMT-001 lub w sieci napięcia zmiennego ~ 230 V, z której zasilano SMT-001. Tą hipotezę potwierdza uszkodzenie układu separacji galwanicznej, które mogło być spowodowane różnicą potencjału pomiędzy zasilaniem badanego urządzenia, a oplotem przewodu RG58 - połączonym z podstawą przepustu.

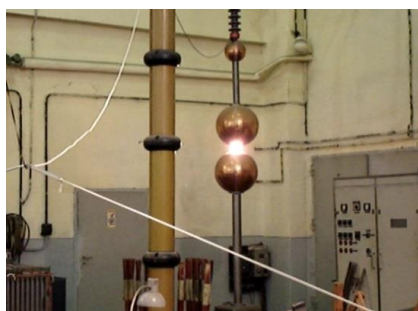
Próby powtórzono stosując tymczasowe zasilanie akumulatorowe. W ten sposób zlikwidowano połączenie galwaniczne w obwodzie zasilania. Na rysunku 14 pokazano przepust na stanowisku badawczym podczas powtórnych prób, a na rysunku 15 uwidoczniiono sondę. Rysunek 16 pokazuje wyładowanie zarejestrowane kamerą.



Rys. 14. Przepust z sondą pomiarową



Rys. 15. Sonda pomiarowa podczas testu



Rys. 16. Wyładowanie zarejestrowane przez kamerę

Układ rozładowujący ustawiono na napięciu 95 kV. SMT-001 zostało skonfigurowane tak, aby przebieg napięcia w trakcie wyładowania był próbkowany z częstotliwością 2 500 000 razy na sekundę. Odstęp między kolejnymi pomiarami napięcia skutecznego wynosił ok. 0,5 sekundy. Rejestracja została samoczynnie uruchomiona wskutek dynamicznej zmiany napięcia, towarzyszącej wyładowaniu.

Następnie podniesiono napięcie zadziałania układu rozładowującego do 135 kV i pomyślnie przeprowadzono ponowną rejestrację wyładowania. Nie wykryto uszkodzeń podczas sprawdzenia urządzenia po zakończeniu testów.

8. TESTY NR 2 W STACJI PRÓB

W trakcie testu w jednej z dużych fabryk transformatorów wyznaczono charakterystykę napięciową sondy CPT-002 i sprawdzono liniowość przenoszenia całego układu pomiarowego. Transformator 110/10 kV znajdował się w stacji prób. W przepustach GN transformatora 110/10 kV umieszczono sondy CPT-102. Wyjścia pomiarowe doprowadzono do SMT-102 w szafie transformatora, jak pokazano na rysunku 15.



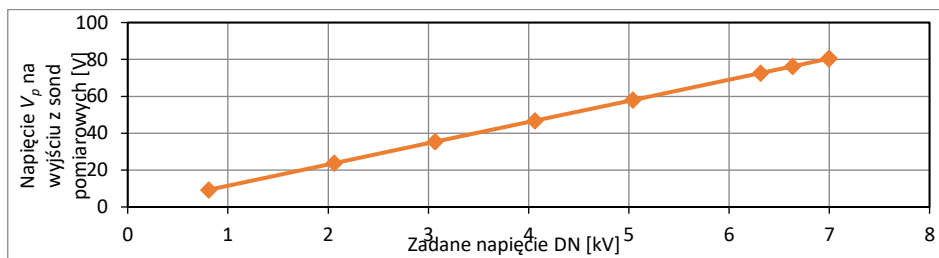
Rys. 17. Transformator 110/10 kV na stanowisku testowym z zainstalowanym modulem monitoringu SMT-102 w szafie sterowania transformatora

Do SMT-102 podłączono światłowód, który doprowadzono do nastawni. Transformator zasilono międzyfazowo od strony DN. Pomiar napięcia zasilania wykonywano fazowo z niepewnością względną 0,5%. Przekładnia z uwzględnieniem pozycji przełącznika zaczepów w czasie testu wynosiła 11. Zmieniano napięcie DN i rejestrowano napięcia odczytywane z zacisku pomiarowego. Uzyskane wyniki zawiera tabela 17, wraz z wartościami napięcia międzyfazowego na stronie pierwotnej.

Tab. 17. Wartości napięcia podawanego na stronę DN i przeliczonego na stronę GN

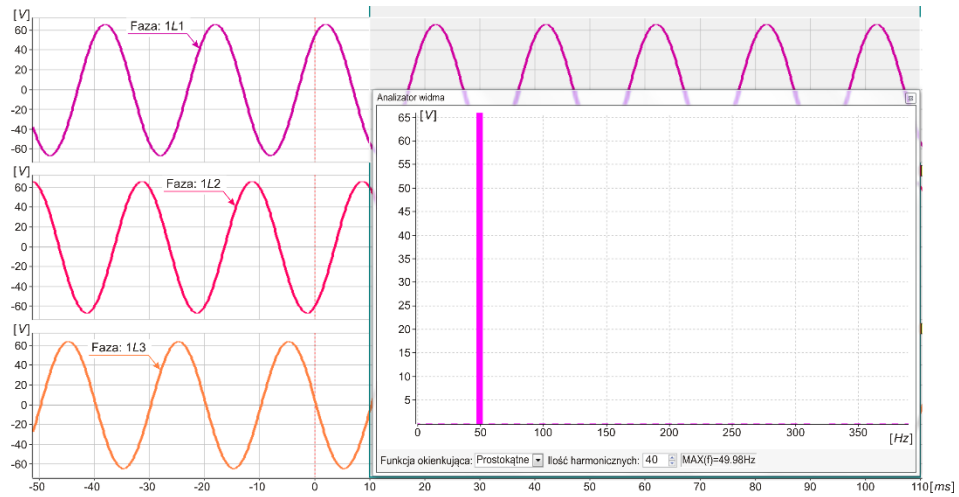
napięcie fazowe <i>DN</i>	Przekładnia transformatora	napięcie międzyfazowe V_{GN}	Napięcie na zacisku pomiarowym V_p	V_{GN}/V_p
kV	-	kV	V	-
0,81	11	15,43	9,31	1657
2,06	11	39,24	23,74	1653
3,07	11	58,46	35,40	1651
4,06	11	77,39	46,80	1654
5,04	11	96,02	57,98	1656
6,32	11	120,30	72,64	1656
6,64	11	126,38	76,26	1657
7,00	11	133,24	80,46	1656
7,00	11	133,33	80,58	1655

Dla każdej wartości zadawanego napięcia fazowego wyznaczono stosunek wartości napięcia międzyfazowego V_{GN} na stronie pierwotnej do napięcia V_p mierzonego na zacisku pomiarowym. Dla tych wartości wyznaczono niepewność względną rozszerzoną $U(V_{GN}/V_p)$. Otrzymana niepewność 0,24% jest mniejsza niż deklarowana niepewność zadajnika napięcia. Wykres na rysunku 16 pokazuje liniową zależność zadawanego napięcia DN i napięcia V_p na wyjściu sond pomiarowych.

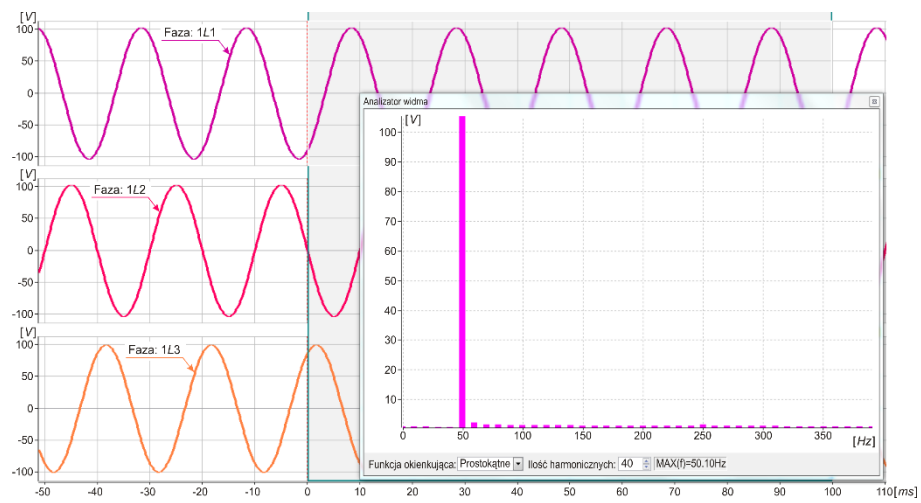


Rys. 18. Zależność zadawanego napięcia DN i napięcia V_p na wyjściu sond pomiarowych

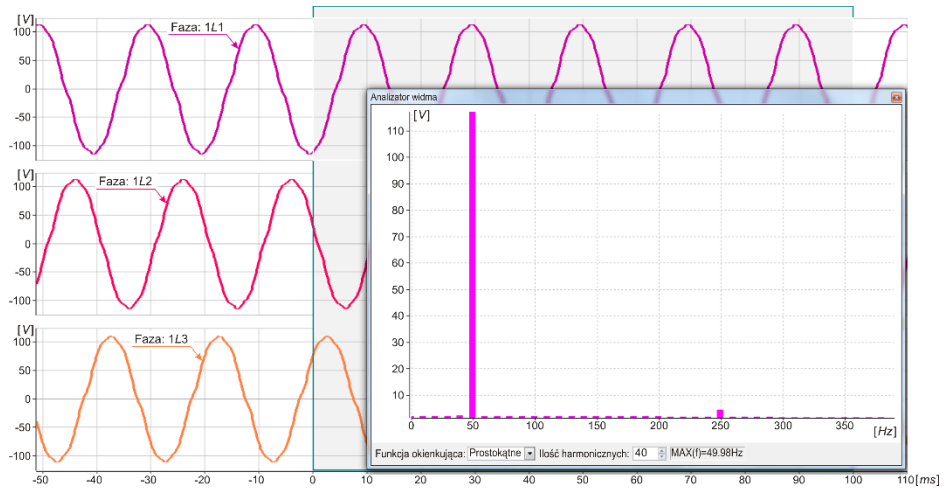
Dla poszczególnych wartości zadawanego napięcia wykonano także rejestracje przebiegów napięcia na zacisku pomiarowym. Nie zaobserwowano zniekształceń tych przebiegów do wartości $V_{GN} = 126$ kV. Dla wartości $V_{GN} = 133,3$ kV wystąpiły zniekształcenia, wynikające z nasycenia rdzenia. Obserwacje te potwierdzają analizy harmonicznych wykonane dla poszczególnych rejestracji w oknie prostokątnym w przedziale 100 ms za pomocą funkcji „Analizator”. Na przykładowym rysunku 17 oraz 18 udział wyższych harmonicznych i interharmonicznych jest nieznaczący w porównaniu z przebiegiem na rysunku 19 - otrzymanym dla przebiegu odkształconego. Niestety, nie było technicznej możliwości zarejestrowania przebiegów napięcia zadawanego, zatem nie można porównać przebiegu napięcia zadawanego i przebiegu napięcia na zacisku pomiarowym.



Rys. 19. Przebieg napięcia na zacisku pomiarowym dla napięcia $V_{GN} = 77,39$ na stronie pierwotnej



Rys. 20. Przebieg napięcia na zacisku pomiarowym dla napięcia $V_{GN} = 126$ kV na stronie pierwotnej



Rys. 21. Przebieg napięcia na zacisku pomiarowym dla napięcia $V_{GN} = 133,3$ kV na stronie pierwotnej. Widoczny wpływ 5 harmonicznej

Załącznik B. Dane techniczne SMT-102

1. ZAWARTOŚĆ BAZY DANYCH

W tabeli B.1. zamieszczono indeksy i zawartość wewnętrznej bazy danych SMT-102 dotyczące sygnałów przekroczeń dozwolonych wielkości C_1 oraz $tg\delta$. Tabela B.2. zawiera indeksy i nazwy poszczególnych monitorowanych parametrów i wyliczanych wielkości.

Tabela B.1. Zawartość bazy danych SMT-102

Indeksy	Opis
0 do 5	Wartości napięcia skutecznego, mierzonych na wejściach pomiarowych sond nr 1 do 6
6 do 11	Przeliczona wartość napięcia skutecznego na zacisku pomiarowym przepustu nr 1 do 6
12	Częstotliwość
13 do 16	Liczniki przepięć, wejście 1
17 do 20	Liczniki przepięć, wejście 2
21 do 24	Liczniki przepięć, wejście 3
25 do 28	Liczniki przepięć, wejście 4
29 do 32	Liczniki przepięć, wejście 5
33 do 36	Liczniki przepięć, wejście 6
37 do 42	Kąty pomiędzy wejściem 1, a kolejnymi pozostałymi
43 do 48	Kąty pomiędzy wejściem 2, a kolejnymi pozostałymi
49 do 54	Kąty pomiędzy wejściem 3, a kolejnymi pozostałymi
55 do 60	Kąty pomiędzy wejściem 4, a kolejnymi pozostałymi
61 do 66	Kąty pomiędzy wejściem 5, a kolejnymi pozostałymi
67 do 72	Kąty pomiędzy wejściem 6, a kolejnymi pozostałymi
73	Moduł sumy wektorów napięć fazowych - U_0 , obliczony dla wejść 1,2,3
74	Kąt sumy wektorów napięć fazowych - U_0 , obliczony dla wejść 1,2,3
75	Moduł sumy wektorów napięć fazowych - U_0 , obliczony dla wejść 4,5,6
76	Kąt sumy wektorów napięć fazowych - U_0 , obliczony dla wejść 4,5,6
77 do 83	Pojemności przepustów odpowiadające wejściom od 1 do 6
83 do 88	Zmiany pojemności od wartości początkowych, odpowiadające wejściom od 1 do 6
89	Zmiana pojemności wejścia 1 od pozostałych faz dla wejść 2,3
90	Zmiana pojemności wejścia 2 od pozostałych faz dla wejść 1,3
91	Zmiana pojemności wejścia 3 od pozostałych faz dla wejść 1,2
92	Zmiana pojemności wejścia 4 od pozostałych faz dla wejść 5,6
93	Zmiana pojemności wejścia 5 od pozostałych faz dla wejść 4,6
94	Zmiana pojemności wejścia 6 od pozostałych faz dla wejść 4,5
95 do 100	wartości $tg\delta$ wyznaczone dla przepustów odpowiadających kolejnym wejściom od 1 do 6,

Tabela B.2. Indeksy sygnałów przekroczeń

Indeksy	Opis
0 do 5	Przekroczenie dozwolonych pojemność przepustów, mierzonych na wejściach 1 do 6
6 do 11	Przekroczenie dozwolonych wartości tg δ przepustów, mierzonych na wejściach 1 do 6

2. WARUNKI ŚRODOWISKOWE I WYTRZYMAŁOŚCIOWE

A. Warunki normalne użytkowania

Konstrukcja SMT-102 oraz SMT-103 zapewnia przydatność do pracy w klimacie umiarkowanym – chłodnym, co odpowiada warunkom środowiskowym normalnym, wyspecyfikowanym w tabeli 1 normy PN-EN 60255-1 [76]. Podstawowe parametry charakteryzujące te warunki zebrano w tabeli 1.

Tabela B.3. Warunki środowiskowe dla pracy SMT-102 oraz SMT-103

Parametry	Norma	wymagania
Temperatura otoczenia		-10 do 55 °C
Wilgotność względna		5 – 95%
Wysokość		0...2000m
EMC	PN-EN 61000-6-5	Klasa A
Warunki sejsmiczne, wibracje	PN-EN 60-255-21	Klasa 1

Powyższe warunki muszą zapewnić szafki montażowe, umieszczone na kadzi transformatora. Zewnętrzne warunki klimatyczne, panujące na zewnątrz szafki, mogą kształtować się następująco:

- c) zakres zmian temperatury: od -33°C do +40°C,
- d) wilgotność względna: od 15% do 100%,
- e) opady atmosferyczne, brak agresywnych par i gazów.

Takie parametry odpowiadają lokalizacjom na wolnym powietrzu dla klasy D1 wg PN-EN 60870-2-2. Należy zatem zainstalować w szafce ogrzewanie oraz wentylację zabezpieczającą przed zmianami temperatury i wilgotności tak, aby warunki wewnątrz szafki odpowiadały parametrom z tabeli B.3. Dobrano zatem szafkę o odporności IP54, według normy PN-EN 60529.

B. Wytrzymałość izolacji

Zaprojektowano zasilanie omawianych układów napięciem 220 V DC i/lub 230 V AC. Odnośne obwody spełniają wymagania dla wytrzymałości napięciowej izolacji, zgodnie ze standardem PN-EN 60255-5. W szczególności:

- a) napięcie wytrzymałowe o częstotliwości sieciowej spełnia warunki klasy VW3 dla próby napięciem testowym 2 kV/RMS przez 60s,
- b) wytrzymałość udarowa spełnia warunki klasy VW3, dla udaru 5kV/ 1,2/50 μ s.

C. Wytrzymałość mechaniczna

Poziom oddziaływań mechanicznych, którym będą poddawane omawiane urządzenia, określono jako typowy dla lokalizacjach typu C_m wg normy PN-EN 60870-2-2. Narażenia te zebrano w tabeli 2. Szczegółowe parametry wytrzymałościowe konstrukcji omawianych urządzeń odpowiadają normom PN-EN 60255-21-1, PN-EN 60255-21-2, PN-EN 60255-21-3.

Tabela B.4. Maksymalne wielkości narażeń mechanicznych dla lokalizacji C_m

Parametry	Wielkość narażenia	norma
Amplituda przemieszczenia dla wibracji sinusoidalnych	0,035 mm	Klasa 1 wg PN-EN 60255-21 [6.5, 6.18, 6.19]
Przyspieszenia dla wibracji sinusoidalnych	0,5g (g=9,81m/s ²)	
Przyspieszenie maksymalne dla udarów pojedynczych	5g /11ms	

D. Kompatybilność elektromagnetyczna

Parametry modułu monitoringu w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej, wraz ze szczegółowymi normami dotyczącymi przeprowadzania poszczególnych testów, poziomów odporności, wielkości narażeń i wymaganymi kryteriami reakcji badanego urządzenia, zestawiono w tabeli 3.

Tabela B.5. Właściwości EMC zaprojektowanych układów monitorowania przepustów

Właściwości portu obudowy					
Test	Odporność na:	Standard	Poziom	Wartość narażenia	Kryterium
1	stałe pole magnetyczne	PN-EN 61000-4-8	2	3 A/m ciągle	A
2	promieniowane pole magnetyczne	PN-EN 61000-4-3	3	10 V/m	A
3	wyładowania elektrostatyczne	PN-EN 61000-4-2	3	6kV stykowo, 8kV przez powietrze	A
Właściwości portu zasilania 230V AC					
Test	Odporność na:	Standard	Poziom	Wartość narażenia	Kryterium
1	zapady zasilania	PN-EN 61000-4-11	-	ΔU 30%/ 1 okres	A
				ΔU 60%/ 50 okresów	A
2	przerwy zasilania	PN-EN 61000-4-11	-	ΔU 100%/ 5 okresów	A
				ΔU 100%/ 50 okresów	B
3	udary 1.2 /50μs	PN-EN 61000-4-5	4	4kV, linia do uziomu	A
			3	2kV, linia do linii	
4	szybkie zaburzenia wiązkowe	PN-EN 61000-4-4	4	4kV	A
5	oscylacje tłumione wspólne/różnicowe	PN-EN 61000-4-12	3	2.5kV/ 1kV	A
6	szybkie stany przejściowe	PN-EN 61000-4-6	3	10V	A
Właściwości portu zasilania 220V DC					
Test	Odporność na:	Standard	Poziom	Wartość narażenia	Kryterium
1	zapady zasilania	PN-EN 61000-4-29	-	ΔU 30%/ 0.1 sek.	A
				ΔU 60%/ 0.1 sek	B
2	przerwy zasilania	PN-EN 61000-4-29	-	ΔU 100%/ 0.05 sek	A
3	udary 1.2 /50μs	PN-EN 61000-4-5	4	4kV, linia do uziomu	A
			3	2kV, linia do linii	
4	szybkie zaburzenia wiązkowe	PN-EN 61000-4-4	4	4kV	A
5	oscylacje tłumione wspólne/różnicowe	PN-EN 61000-4-12	3	2.5kV/ 1kV	A
6	szybkie stany przejściowe	PN-EN 61000-4-6	3	10V	A
Właściwości portu uziemienia					
Test	Odporność na:	Standard	Poziom	Wartość narażenia	Kryterium
1	szybkie zaburzenia wiązkowe	PN-EN 61000-4-4	4	4 kV	A
2	szybkie stany przejściowe	PN-EN 61000-4-6	3	10 V/m	A

Właściwości portu obudowy					
Test	Odporność na:	Standard	Poziom	Wartość narażenia	Kryterium
Emisja radiowa					
Test	Parametr	Standard	Poziom	Zakres	Kryterium
1	Pola promieniowane o częstotliwości radiowej	PN-EN60870-2-1	-	1. $30 \leq f \leq 230$ MHz : QP ≤ 30 dB μ V/m 2. $f > 230$ MHz: QP ≤ 37 dB μ V	Klasa A

Kryterium A oznacza poprawną pracę urządzenia w trakcie próby, bez obserwowalnych zakłóceń. Kryterium B zakłada chwilowe pogorszenie właściwości urządzenia w trakcie próby i powrót do pełnej funkcjonalności niezwłocznie po zakończeniu próby. Chwilowe zaburzenia są rozumiane jako przerwy w transmisji, restart, zakłócenia pomiarów, które przemijają natychmiast po zakończeniu próby.

E. Transport i magazynowanie

Omawiane urządzenia mogą być transportowane i magazynowane w warunkach określonych w tabeli 4, zgodnie z normą PN-EN 60870-2-2.

Tabela B.6. Warunki transportu i magazynowania

Czynność	Parametr	Zakres	wg PN-EN 60870-2-2
Transport	temperatura	-40 °C do 70 °C	Klasa C ₂
	wilgotność maksymalna	95%	Klasa C ₂
Magazynowanie	temperatura	-40 °C do 55 °C	Klasa C ₃
	wilgotność maksymalna	95%	Klasa C ₁

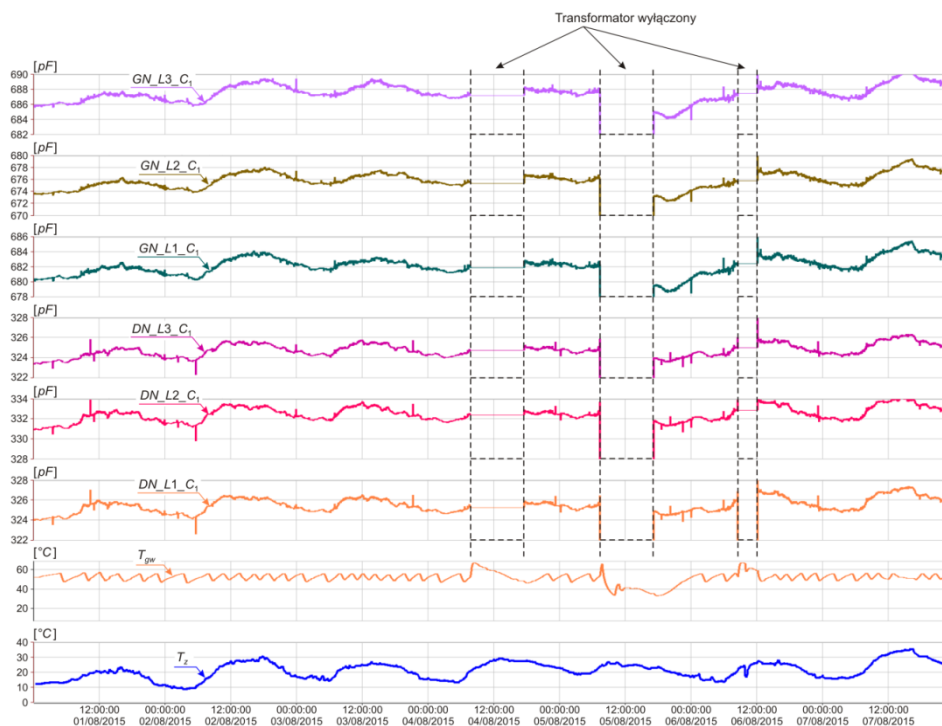
Załącznik C. Zależność C_1 oraz $\text{tg}\delta$ od temperatury

Poniżej zestawiono tygodniowe przebiegi zmian C_1 i $\text{tg}\delta$, zarejestrowane w systemie SYNDIS ES dla jednego z krajowych transformatorów o mocy 160 MVA, oznaczonego symbolem ZNC. Dane dla tych przebiegów załączono na dysku CD wg specyfikacji podanej w załączniku D.

1. ZMIANY WARTOŚCI C_1

1.1. Rejestracja TR2_lato_2015

Na rysunku 1 zestawiono przebiegi C_1 wraz z temperaturami T_{gw} i T_z , zarejestrowane dla przepustów DN oraz GN w okresie letnim. Fluktuacje T_{gw} nie przekraczały kilku stopni Celsjusza, ponieważ pracował układ chłodzenia transformatora. Temperatura T_z zmieniała się od 10°C do maksymalnie 35°C z uwagi na wysokie, letnie temperatury.



Rys. 1. Wartości pojemności C_1 przepustów strony GN i DN wraz z przebiegami temperatur T_{gw} oraz T_z zarejestrowane w okresie letnim gdy pracował układ chłodzenia transformatora

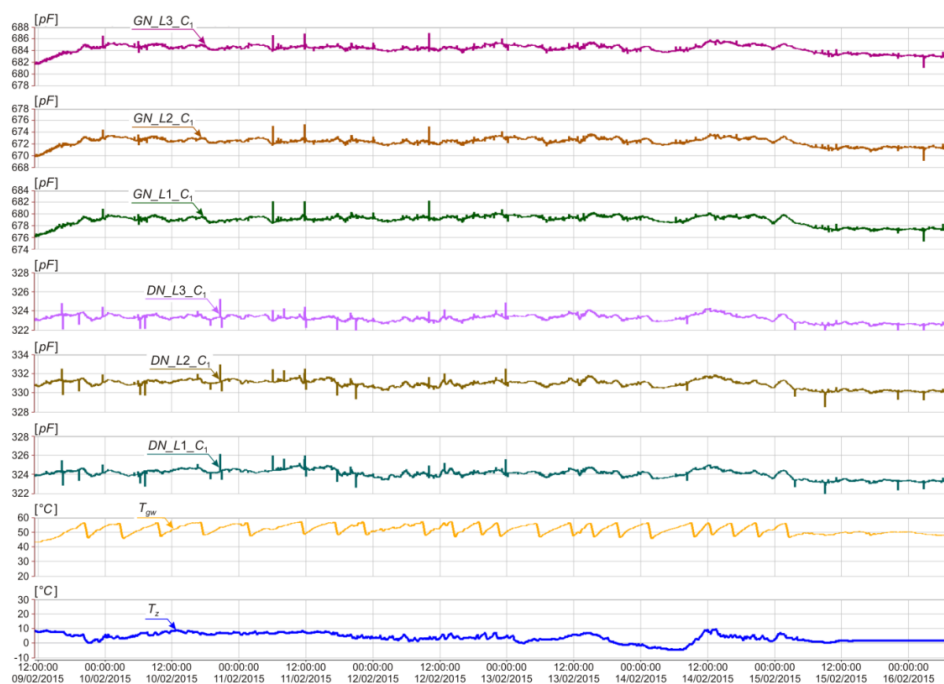
Tabela 1 zawiera wartości korelacji przebiegów C_1 z przebiegami umownych wskaźników temperaturowych T . Jako wskaźnik T przyjęto odpowiednio temperatury T_{gw} , T_z oraz wartości wyliczone jako suma T_z oraz część T_{gw} .

Tabela 1. Współczynniki korelacji pojemności C_1 dla przepustów GN oraz DN, z wartościami wskaźników temperatury T dla transformatora ZRC w okresie letnim z pracującym chłodzeniem

Lp.	Przebieg A	Przebiegi B/ Wartości korelacji K (A,B)						
		T_{gw}	T_z	$T_z+0,25T_{gw}$	$T_z+0,33(T_{gw})$	$T_z+0,5(T_{gw})$	$T_z+0,75(T_{gw})$	T_z+T_{gw}
1	DN_L3_C1	0,36	0,85	0,90	0,91	0,91	0,90	0,87
2	DN_L2_C1	0,35	0,84	0,89	0,89	0,90	0,89	0,85
3	DN_L1_C1	0,34	0,85	0,90	0,90	0,90	0,90	0,85
4	GN_L3_C1	0,45	0,73	0,80	0,81	0,83	0,80	0,83
5	GN_L2_C1	0,40	0,77	0,83	0,84	0,85	0,83	0,83
6	GN_L1_C1	0,47	0,75	0,83	0,84	0,86	0,83	0,86

1.2. Rejestracja TR2_zima_2015

Na rysunku 2 zestawiono przebiegi C_1 przepustów strony DN , GN oraz T_{gw} i T_z w warunkach zimowych. Analogicznie jak w okresie letnim, fluktuacje temperatury T_{gw} mieściły się w zakresie kilku stopni Celsjusza, ponieważ pracował układ chłodzenia. Temperatura T_z zmieniała się od około -2° do maksymalnie 10° .



Rys. 2. Wartości pojemności C_1 przepustów strony GN i DN wraz z przebiegami T_{gw} oraz T_z zarejestrowane w okresie zimowym gdy pracował układ chłodzenia transformatora

Tabela 2 zawiera korelacje przebiegów C_1 z przebiegami wskaźników T . Korelacja osiąga maksymalne wartości dla $T=T_z+0,5(T_{gw})$ lub $T= T_z+0,75(T_{gw})$ dla przepustów DN . Dla przepustów GN maksymalne wartości występują dla $T= T_z+T_{gw}$.

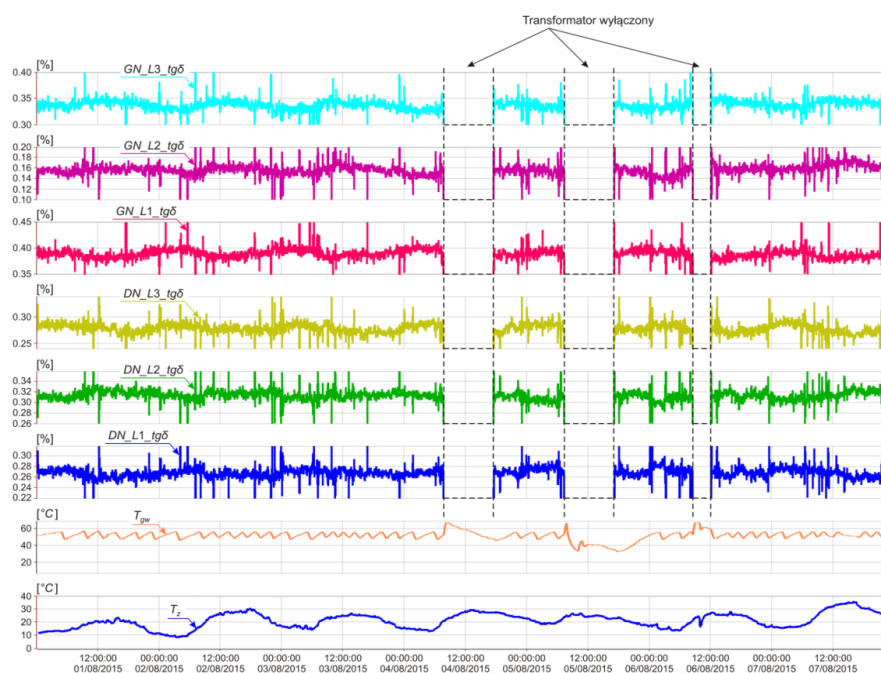
Tabela 2. Korelacja pomiarów C_1 dla przepustów strony GN oraz DN, z wartościami wskaźników temperatury T dla transformatora w okresie zimowym, z pracującym układem chłodzenia

Lp.	Przebieg A	Przebiegi B(T) / Wartości korelacji K (A,B)						
		T_{gw}	T_z	$T_z+0,25T_{gw}$	$T_z+0,33(T_{gw})$	$T_z+0,5(T_{gw})$	$T_z+0,75(T_{gw})$	T_z+T_{gw}
1	DN_L3_C1	0,41	0,48	0,55	0,57	0,59	0,59	0,59
2	DN_L2_C1	0,49	0,63	0,72	0,73	0,75	0,75	0,74
3	DN_L1_C1	0,51	0,68	0,77	0,78	0,80	0,80	0,78
4	GN_L3_C1	0,52	0,30	0,41	0,44	0,49	0,53	0,55
5	GN_L2_C1	0,51	0,26	0,37	0,40	0,45	0,50	0,52
6	GN_L1_C1	0,55	0,20	0,33	0,36	0,42	0,48	0,51

2. ZMIANY WARTOŚCI $tg\delta$

2.1. Rejestracja TR2_lato_2015

Na rysunku 3 pokazano przebiegi $tg\delta$ przepustów strony DN i GN , zarejestrowane w okresie letnim, jednocześnie z przebiegami C_1 z rysunku 1.

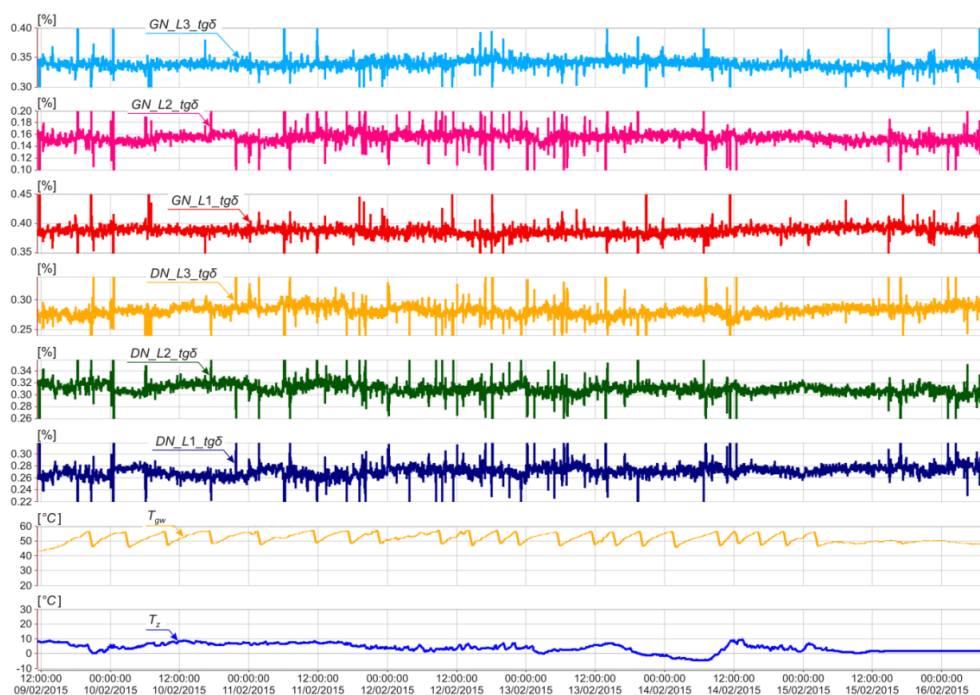


Rys. 3. Wartości $tg\delta$ przepustów strony GN i DN wraz z przebiegami temperatur T_{gw} oraz T_z zarejestrowane w okresie letnim gdy pracował układ chłodzenia transformatora

Dla przepustów strony *DN* nie stwierdzono zależności zmian wartości $\text{tg}\delta$ od T_z . Nie uwidaczniają się także fluktuacje T_{gw} , wynikające z pracy układu chłodzenia. Dla przebiegów strony *GN*, pokazanych na rysunku 3, można dostrzec zauważalny wpływ T_z na przebieg wartości $\text{tg}\delta$ i brak wpływu T_{gw} . Układ chłodzenia cały czas pracował, a zmiany temperatury T_{gw} wynosiły około 10°C .

2.2. Rejestracja TR2_zima_2015

Rysunek 4 przedstawia dane zarejestrowane w okresie zimowym. Temperatura zewnętrzna oscylowała w przedziale -2°C do $+10^\circ\text{C}$. Układ chłodzenia stabilizował T_{gw} w analogicznym przedziale temperatur jak w okresie letnim, pokazanym na rysunku 1. Zarejestrowane przebiegi nie wykazują zależności zmian współczynnika stratności przepustów *GN* i *DN* ani od temperatury T_{gw} , ani T_z .



Rys. 8.28. Wartości $\text{tg}\delta$ przepustów strony *GN* i *DN* wraz z przebiegami temperatur T_{gw} oraz T_z zarejestrowane w okresie zimowym gdy pracował układ chłodzenia transformatora

Załącznik D. Dane i wykresy na CD

Dysk CD umieszczono w kieszeni okładki.