

Jakość pomiarów w układach monitoringu on-line izolatorów przepustowych

Streszczenie. Od wielu lat monitoruje się stan wysokonapięciowych izolatorów przepustowych w trybie on-line chcąc uniknąć niespodziewanej gwałtownej awarii o katastrofalnych skutkach dla systemu energetycznego. Korekcja asymetrii napięć sieciowych oparta na niezależnym pomiarze wektora napięć fazowych lub wyznaczaniu fazona umożliwia użyteczne wykorzystanie zmierzonych wartości współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$ oraz pojemności C_1 w systemach monitoringu. Niezależnie od metody pomiaru, największy wpływ na budżet niepewności dla powyższych pomiarów mają niepewności wprowadzane przez przekładniki stacyjne.

Abstract. The bushing on-line monitoring has been performed for many years to avoid unexpected rapid power network collapse. The network unbalance correction based on separate voltage phase measuring or phasor technique enables effective use of measured dielectric dissipation $tg\delta$ and C_1 capacity factors in monitoring systems. The uncertainty of stations phase measuring transformers manifest the greatest influence on uncertainty budgeted despite of implemented measuring method. (**Measurements quality in on-line bushing monitoring**)

Słowa kluczowe: monitoring on-line izolatorów przepustowych, asymetria sieci, niepewność pomiarów wskaźników izolacji

Keywords: on-line bushing monitoring, network unbalance, measuring uncertainty of isolation coefficients

Monitorowanie wysokonapięciowych transformatorowych izolatorów przepustowych

Izolatory przepustowe są uważane za jeden z podstawowych komponentów transformatorów mocy pracujących w sieciach dystrybucyjnych, przesyłowych i elektrowniach. Ich właściwości ulegają stopniowej degradacji wskutek procesów starzenia materiałów przyspieszanych zmienną temperaturą, niekorzystnym wpływem warunków atmosferycznych, a także zaburzeniami powstającymi w czasie pracy sieci energetycznej. Zaburzenia te są wywoływane przepięciami powstającymi w trakcie procesów łączeniowych, zaburzeń piorunowych oraz uszkodzeń.

Powyższe procesy mogą doprowadzić do nagłej awarii przepustu, której rezultatem będzie co najmniej wyłączenie transformatora. Zdarzały się jednak awarie przepustu, które prowadziły nie tylko do awarii transformatora ale nawet do jego pożaru i całkowitego zniszczenia [1].

Z tego powodu prowadzi się usystematyzowaną ocenę stanu izolatorów przepustowych bazując na wynikach badań i pomiarów, których metodykę określają odnośne instrukcje. Z uwagi na odstęp czasowy regularne badania mogą nie wykryć odpowiednio wcześniej wszystkich symptomów raptownego pogorszenia właściwości izolacyjnych przepustów. Z tej przyczyny już od lat 60-tych ubiegłego stulecia opracowuje się urządzenia do monitorowania stanu wysokonapięciowych, transformatorowych izolatorów przepustowych w trybie on-line.

Opiera się on na ciągłej analizie wartości, a także ocenie trendów zmian tak zwanych wskaźników izolacji przepustu, czyli współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$, pojemności C_1 , oraz niekiedy poziomu wyładowań niezupełnych. Wyznacza się te wielkości w oparciu o pomiary prądów upływu lub wartości napięcia na zacisku pomiarowym tak zwanego gniazda pomiarowego. W tym celu instaluje się układy pomiarowe, zbudowane z sond umieszczonych w gniazdach pomiarowych, modułów monitoringu zbierających dane i wyznaczających wskaźniki izolacji, a także serwery danych, które długookresowo je gromadzą i prezentują w postaci wykresów, tabel, ostrzeżeń i alarmów.

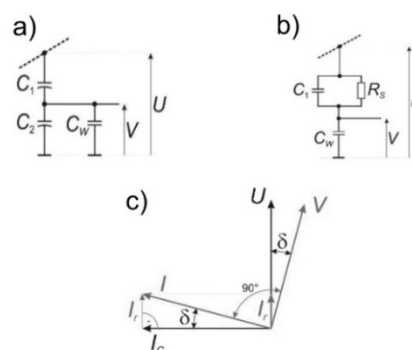
W najstarszych rozwiązaniach stosowanych w ubiegłym stuleciu sumowano prąd przepustów pracujących w trójfazowych układach autotransformatorów i transformatorów oraz mierzono wartość sumarycznego prądu upływu. Obserwowano także położenie wektora upływu z czego

wnioskowano, który przepust najprawdopodobniej ulega degradacji [2].

W nowszych rozwiązaniach zaczęto wprost mierzyć wartości prądów upływu, co umożliwiała pomiar $tg\delta$ tzw. metodą bezpośrednią. Opracowano również tzw. metody względne pomiaru on-line wskaźników izolacji. Są one tak nazywane, ponieważ nie wyznacza się w nich wprost wskaźników izolacji, ale określa ich zmiany względem innych wielkości. Jedną z nich jest metoda względna napięciowa.

Metoda względna napięciowa

Metoda względna napięciowa [3] opiera się na modelu przepustu w postaci dwóch szeregowo połączonych kondensatorów o pojemności C_1 oraz C_2 . Pojemność C_1 to tzw. pojemność główna przepustu, odzwierciedlająca pojemność wypadkową cylindrycznych kondensatorów tworzących jego rdzeń. Mierzy się ją między zaciskiem przewodu prądowego, a zaciskiem pomiarowym. Pojemność C_2 to ekwiwalent pojemności pomiędzy zaciskiem pomiarowym, a potencjałem uziemienia.



Rys.1. a) Podłączenie kondensatora C_w do zacisku pomiarowego b) Schemat zastępczy przepustu z kondensatorem wzorcowym C_w , c) Przesunięcie wektora V o kąt δ

W układach monitoringu on-line do zacisku pomiarowego przepustu dołącza się jedną z okładek kondensatora przepustowego C_w a drugą okładzinę do uziemienia za pomocą odpowiednio skonstruowanej sondy pomiarowej. Jak pokazano na rysunku 1a, w takim układzie powstaje dzielnik napięcia fazowego U , na którym odkłada

się napięcie V [16]. Pojemność dobiera się tak, aby napięcie V na zacisku pomiarowym mieściło się w zakresie od około 50 V do 70 V co zapewnia duży stosunek sygnału do szumu. Rezystancja R_s na rysunku 1b wyraża stratość przepustu. Prąd I kondensatora C_W jest sumą prądów I_c oraz I_r . Jak widać na wykresie 1c, wartość $tg\delta$, czyli kąta między wektorami napięcia U oraz V wyraża wartość współczynnika stratości dielektrycznej przepustu.

Opisywana metoda jest metodą względną. Nie wyznacza się wprost wartości wskaźników izolacji, a ich względne zmiany w stosunku do wartości początkowych C_{1p} oraz $tg\delta_p$, wyznaczonych podczas pomiarów off-line lub przyjmowanych wg danych producenta.

Aby mierzyć pojemność C_1 wyznacza się z zależności (1) w trakcie kalibracji układu referencyjną wartość C_W dla rzeczywistego początkowego napięcia fazowego U_p linii, do której przepust jest podłączony oraz dla napięcia pomiaru V_p .

$$(1) \quad C_W = C_{1p} \left(\frac{U_p}{V_p} - 1 \right)$$

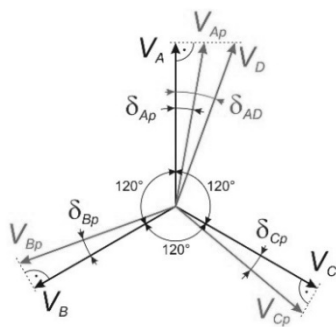
Wartości C_1 są wyznaczone w odniesieniu do zmian napięcia, mierzonego na kondensatorze C_W , umieszczonym wewnątrz sondy.

Jeżeli znana jest wartość $tg\delta_p$ z pomiarów off-line, to początkowa wartość kąta δ_p odpowiadająca wartości początkowego współczynnika strat dielektrycznych przepustu, wynosi:

$$(2) \quad \delta_p = \arctg(tg \delta_p) \frac{180^\circ}{\pi},$$

Podobnie jak dla pojemności C_1 przepustu, bieżące wartości i zmiany współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$ są wyznaczone w odniesieniu do wartości początkowej $tg\delta_p$. Jeśli zmiana właściwości dielektrycznych, powodująca zmianę kąta wektora zajdzie tylko w jednej fazie jak zobrazowano na rysunku 2, to wartość $tg\delta$ można wyznaczyć z zależności (3).

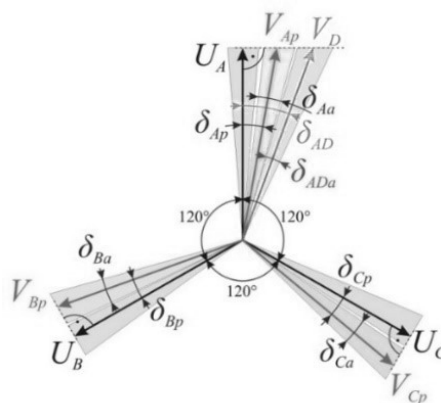
$$(3) \quad tg \delta_{AD} = tg[(\delta_{AD} - \delta_{Ap}) + \arctg \delta_{Ap}].$$



Rys.2. Zmiana położenia wektorów V_A , V_B , V_C oraz nowe położenie wektora V_A wskutek wzrostu strat dielektrycznych

Wpływ asymetrii napięć sieciowych na pomiary wskaźników izolacji

W dawniej stosowanych rozwiązaniach [3] wyznaczano wartość δ_p dla każdej fazy i korygowano położenie wektorów napięć fazowych V_A , V_B , V_C , tak jak pokazano na rysunku 2. Przyjmowano jedno z napięć V jako napięcie odniesienia i względem niego mierzono przesunięcia katowe pozostałych dwóch wektorów. Przyjmowano, że zmiana może wystąpić jednocześnie tylko w jednym lub w dwóch przepustach. Wartość współczynnika strat dielektrycznych dla przepustu A można wyznaczyć z zależności (4). Podobne zależności stosowano dla pozostałych faz. Jednakże wskutek asymetrii sieci położenie wektora V_D fluktuuje, jak to zobrazowano na rysunku 3.



Rys.3. Wpływ asymetrii napięć fazowych na kąty między wektorami napięć na zaciskach pomiarowych

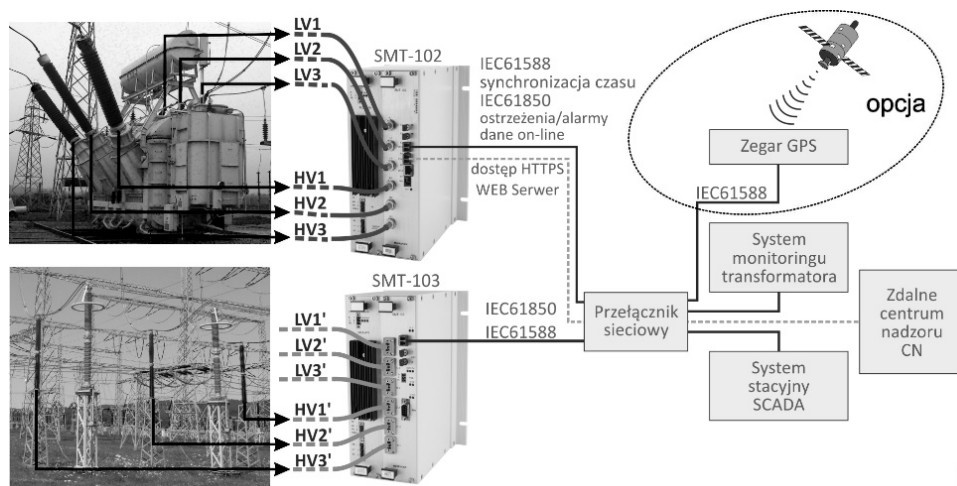
W układach monitorujących izolatory przepustowe w transformatorach blokowych, wyprowadzających energię z bloków energetycznych, zjawisko asymetrii napięć może nie wywoływać znaczących skutków. Jest ono jednak szczególnie istotne w głębi sieci przesyłowej. Na przykład, chwilowa zmiana kąta δ między 10, a 30 minut katowych wywoła zmianę $tg\delta$ od 0,3 do 0,8, która powinna zostać zidentyfikowana jako przekroczenie dopuszczalnej wartości dla przepustów OIP. W głębi sieci energetycznej mogą wystąpić większe asymetrie napięć niż wskazano powyżej. Wtedy pomiary wskaźników izolacji omawianą metodą stają się bardzo nieprecyzyjne. Radzono sobie z tą dysfunkcją wprowadzając algorytmy uczenia się obiektu, różne metody filtracji, uśrednianie wyników nawet w ciągu 24-godzin.

Moduł monitoringu z korekcją asymetrii napięć

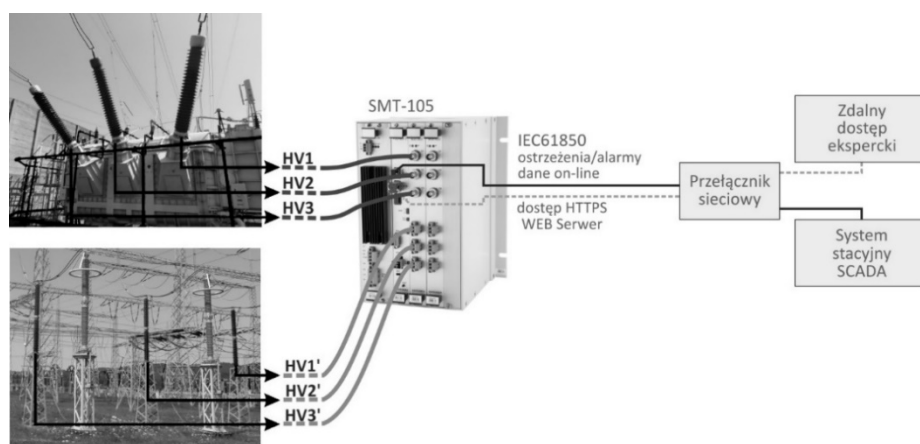
W kilkunastu układach monitorowania izolatorów przepustowych, funkcjonujących w naszym kraju wprowadzono korekcję asymetrii sieci [4]. W module monitoringu, oznaczonym dalej symbolem MM wprowadzono dodatkowe przetwornik pomiarowy, mierzący wartości modułów napięć i kątów fazowych na stacyjnych przekładnikach napięciowych. Stosowany układ pomiarowy przedstawiono na rysunku 4.

Znajomość modułów i kątów fazowych wektorów napięć mierzonych na przekładnikach napięciowych pozwala na wyznaczenie względnych wartości skorygowanych współczynników $tg\delta$ oraz C_1 dla każdego przepustu. Na rysunku 5 pokazano modyfikację układów MM, polegającą na bezpośrednim pomiarze wektorów napięć z przekładników napięciowych w jednym urządzeniu - łącznie z pomiarami wektorów napięć z sond pomiarowych. Moduł ten oznaczono w dalszej części artykułu symbolem „MM-F”. Wszystkie napięcia są próbkowane synchronicznie. W zmodyfikowanej metodzie co jedną sekundę są wyznaczone fazy napięć mierzonych na zaciskach pomiarowych w relacji do napięć z napięciowych przekładników stacyjnych.

Wartości pojemności poszczególnych przepustów w układzie zmodyfikowanym (MM-F) są wyznaczone analogicznie jak w metodzie z korekcją asymetrii (MM). Moduły wektorów są wyznaczone synchronicznie dla przepustów i napięć liniowych strony GN oraz strony DN. Modyfikacja metody usuwa dodatkowe błędy amplitudy wprowadzane poprzez brak synchronizacji próbkowania w module obliczeniowym i dodatkowym przetworniku.



Rys.4. Układ pomiarowy wskaźników izolacji z korekcją asymetrii sieci



Rys.5. Zmodyfikowany układ pomiarowy

Czynniki wpływające na niepewność pomiarów

Monitoring izolatorów przepustowych jest realizowany w oparciu o pomiary wskaźników izolacji. Wyznaczane są bieżące wartości C_1 oraz $tg\delta$ oraz zmiany tych współczynników w określonych okresach czasu. Wartości te są porównywane z wartościami kryterialnymi ustalonymi dla informowania obsługi stacji o pojawiających się nieprawidłowościach. Wartości kryterialne dla ostrzeżeń i ewentualnych alarmów przyjmuje się na podstawie norm i danych producentów.

Istotne jest zatem określenie jakie czynniki wpływają na niepewność realizowanych pomiarów gdyż bezpośrednio wpływa to na wiarygodność, a tym samym przydatność zainstalowanych systemów monitorowania.

Na niepewność pomiarów wpływają **cechy modułu pomiarowego**. Są one określane poprzez rozdzielczość i liniowość wejść pomiarowych, dryft temperaturowy zastosowanych komponentów elektronicznych, odporność układu na zakłócenia elektromagnetyczne. Wspomniane czynniki wpływają na pomiary napięć i kątów, na podstawie których są wyznaczane wskaźniki izolacji. W trakcie prób układów MM oraz MM-F wykazano niepewność standardową pomiaru napięcia $u(U)=0,01[V]$ oraz pomiaru kąta $u(^{\circ})=0,002'$.

Jakość komponentów sond pomiarowych wpływa nie tylko na stabilność pomiarów ale także na bezpieczeństwo układu pomiarowego [5]. W odniesieniu do doniesień literaturowych na temat wpływu temperatury na pomiary wskaźników izolacji stwierdzono, że w przebadanych ukła-

dach dla zastosowanych kondensatorów polipropylenowych średni dryft temperaturowy sondy powodowany zmianą pojemności kondensatorów wynosi $0,43nF/^{\circ}C$. Taki dryft wywołuje zmianę pojemności około $2pF/10^{\circ}C$. Zmiana mierzonego kąta pod wpływem temperatury przeliczona na wartość $tg\delta$ może wносить maksymalną niepewność standardową $u(tg\delta)=0,004$ [%].

W ocenie niepewności należy uwzględnić niepewność wnoszoną przez **przekładnię przepustu**, wynikającą ze zmienności stosunku napięcia fazowego do napięcia mierzonego na zacisku pomiarowym. Na podstawie wykonanych charakterystyk przenoszenia napięcia fazowe/zacisk pomiarowy w stacji prób transformatorowych w jednej z krajowych fabryk transformatorów oszacowano niepewność standardową napięcia mierzonego na zacisku pomiarowym $u(V)$ w zakresie od 0,04 do 0,12 [%]. Niższe wartości niepewności $u(V)$ uzyskiwano po skalibrowaniu układu i w efekcie skompensowanie błędów stałych. Znacznie wyższe wartości niepewności występowały dla układu, w którym kalibracji nie przeprowadzono.

Pomiary napięcia fazowego z przekładników stacyjnych są wykorzystywane do korekcji asymetrii. W prowadzonej analizie należy zatem uwzględnić **niepewność przekładników stacyjnych**, które posiadają określoną charakterystykę pomiarową. Urządzenia te podlegają procesom starzenia, ich wskazania mogą zależeć od temperatury. Na podstawie protokołów badań przekładników stacyjnych klasy 0,2 określono niepewność pomiaru kąta oraz niepewność pomiaru napięcia fazowego

dla układu skalibrowanego ze skorygowanymi błędami stałymi oraz dla układu nieskalibrowanego.

Na podstawie niepewności pomiarów kąta $u(^{\circ})$ określono maksymalny ekwiwalent niepewności wnoszony do obliczeń $tg\delta$ jako odpowiednio 0,005% dla układu skalibrowanego oraz 0,1% dla układu nieskalibrowanego. Niepewność pomiaru napięcia liniowego uwzględniono przy obliczaniu niepewności złożonej pomiaru pojemności (C_1) metodą różniczki zupełnej.

Tabela 1. Parametry przekładników

Układ skalibrowany		Układ nieskalibrowany	
$u(^{\circ})$ [°]	$u(V)$ [%]	$u(^{\circ})$ [°]	$u(V)$ [%]
0,15	0,01	3,4	0,1

Niepewność pomiarów $tg(\delta)$

Dla obu przedstawionych układów pomiarowych wykonano pomiary $tg(\delta)$ na stanowisku laboratoryjnym oraz oszacowano spodziewane niepewności w warunkach stacyjnych. Otrzymane wyniki porównano z rzeczywistymi wynikami na stacji energetycznej. Budżet niepewności pomiarów i oszacowania przedstawiono w tabeli 2.

Wyznaczając $U(tg\delta)$ w warunkach laboratoryjnych uwzględniono odchylenie standardowe $u(tg\delta)$ wynikające z rozrzutu pomiarów oraz ekwiwalent niepewności pomiaru kąta $u_{\Delta}(tg\delta)$ wynikający z dwukrotnego niezależnego pomiaru różnicy kąta w dwóch urządzeniach w układzie MM oraz pomiaru kąta w jednym urządzeniu w układzie MM-F. Nie uwzględniano temperatury sondy, gdyż pomiary wykonywano w stałej temperaturze. Założono, że błędy stałe zostały skompensowane w trakcie kalibracji układu laboratoryjnego.

W oszacowaniu dla warunków stacyjnych przyjęto niepewność standardową układu pomiarowego $u(tg\delta)$ na

podstawie pomiarów w warunkach laboratoryjnych. Uwzględniono ekwiwalent $u_{\Delta}(tg\delta)$ wnoszony przez niepewność pomiarów kątów na przekładnikach stacyjnych – dwukrotnie dla układu MM oraz jednokrotnie dla MM-F. Uwzględniono także ekwiwalent $u(T)$ wynikający z wpływu temperatury na zmiany współczynnika $tg\delta$.

Wyznaczona niepewność $u_c(tg\delta)$ w warunkach laboratoryjnych w układzie MM jest większa o ponad 100% niż w układzie MM-F, w którym wprowadzono synchroniczne próbkowanie napięć z zacisków pomiarowych i przekładników stacyjnych. Oszacowanie dla warunków stacyjnych wykazuje niepewność większą o około 50% w układzie MM niż w MM-F. W układzie skalibrowanym MM niepewności standardowe całkowite $u_c(tg\delta)$ oszacowane dla warunków stacyjnych są o około 50% większe (4) niż w układzie MM-F. Uzyskane wyniki potwierdzają lepsze właściwości pomiarowe układu MM-F. Brak kalibracji powiększa wielokrotnie niepewność zarówno w układzie MM jak i MM-F.

W tabeli 2 pokazano także niepewności pomiarów $tg\delta$ dla układu MM oraz MM-F, wyznaczone na podstawie 15-dniowych rzeczywistych pomiarów na kilku stacjach energetycznych. W układzie MM niepewność rozszerzona $U(tg\delta)$ mieści się w zakresie od 0,02 do 0,08. W układzie MM-F maksymalna wartość niepewności jest dwukrotnie niższa niż w układzie MM co ponownie potwierdza lepsze właściwości pomiarowe tego układu.

Rzeczywiste maksymalne niepewności są kilkukrotnie mniejsze niż oszacowanie dla układów nieskalibrowanych, w których nie zostały skompensowane błędy stałe. Minimalne wartości rzeczywiste $U(tg\delta)$ są analogiczne jak oszacowania dla układów skompensowanych.

Tabela 2. Niepewność pomiaru $tg(\delta)$

Niepewność $tg\delta$		Wyniki laboratoryjne		Oszacowanie dla warunków stacyjnych				Dane rzeczywiste	
				Kalibracja		Bez kalibracji			
opis	ozn.	MM	MM-F	MM	MM-F	MM	MM-F	MM	MM-F
st./rozrzut	$u(tg\delta)$	0,003	0,002	0,007	0,003	0,007	0,003	-	-
Pom. kątów 1	$u_{\Delta}(tg\delta)$	0,004	0,002	0,005	0,005	0,099	0,099	-	-
Pom. kątów 2	$u_{\Delta}(tg\delta)$	0,004	-	0,005	-	0,099	-	-	-
Temp. sondy	$u(T)$	-	-	0,004	0,004	0,004	0,004	-	-
Standardowa	$u_c(tg\delta)$	0,007	0,003	0,01	0,007	0,14	0,1	-	-
Rozszerzona	$U(tg\delta)$	0,02	0,01	0,02	0,02	0,3	0,2	0,02-0,08	0,02-0,04

Tabela 3. Niepewność pomiaru C_1

Niepewność $C_1(pF)$		Wyniki laboratoryjne		Oszacowanie dla warunków stacyjnych				Dane rzeczywiste	
				Kalibracja		Bez kalibracji			
opis	ozn.	MM	MM-F	MM	MM-F	MM	MM-F	MM	MM-F
rozrzut/w.lab.	$u(tg\delta)$	0,01	0,01	0,17	0,15	0,17	0,15	-	-
kalibracja	$u(\Delta C_{1max})$	0,04	0,03	-	-	-	-	-	-
wpływ U/V	$u_d(C_1)$	0,16	0,14	0,61	0,56	1,73	1,59	-	-
temp. sondy	$u(T)$	-	-	-	-	-	-	-	-
st. złożona	$u_c(tg\delta)$	0,17	0,15	0,63	0,58	1,74	1,6	-	-
rozszerzona	$U(tg\delta)$	0,4	0,3	2	2	4	4	1,1-3,1	1,1-1,4

Niepewność pomiarów C_1

Podobnie jak pomiarów $tg\delta$, dla obu przedstawionych układów pomiarowych wykonano pomiary C_1 na stanowisku laboratoryjnym, oszacowano spodziewane niepewności w warunkach stacyjnych i porównano wyniki z wynikami uzyskanymi dla rzeczywistych danych. Budżet niepewności pomiarów i oszacowania przedstawiono w tabeli 3.

W warunkach laboratoryjnych w wyznaczeniu $U(C_1)$ uwzględniono odchylenie standardowe $u(C_1)$ wynikające z rozrzutu pomiarów oraz ekwiwalent niepewności $u(\Delta C_{1max})$ wynikający z niepewności kalibracji układu pomiarowego.

Uwzględniono także niepewność $u_d(C_1)$ wynikającą z wpływu niepewności symulowanych pomiarów napięcia liniowego na symulowane napięcia na zacisku pomiarowym. Nie uwzględniano temperatury sondy, gdyż pomiary wykonywano w stałej temperaturze. Założono, że błędy stałe zostały skompensowane w trakcie kalibracji układu laboratoryjnego.

W oszacowaniu dla warunków stacyjnych przyjęto niepewność standardową układu pomiarowego $u(tg\delta)$ na podstawie pomiarów w warunkach laboratoryjnych. Uwzględniono także niepewność $u_d(C_1)$ wynikającą z

wpływu niepewności pomiarów rzeczywistego napięcia fazowego na przekładnikach napięciowych na napięcia na zacisku pomiarowym. Nie uwzględniono niepewności wynikającej z wpływu temperatury $u(T)$. Założono możliwość kompensacji ze względu na stwierdzony liniowy charakter tego wpływu, powodujący wzrost mierzonej wartości C_1 około 2pF na każde 10 °C wzrostu temperatury.

Uwzględniając niepewność modułu monitoringu w warunkach laboratoryjnych oszacowano, że niepewność rozszerzona $U(C_1)$ pomiaru pojemności przepustu w warunkach stacyjnych w zakresie 400 do 500 pF nie przekroczy 2pF. Jeśli układ pomiarowy nie zostanie skalibrowany, czyli błędy stałe przekładników napięciowych nie zostaną skompensowane, to należy przyjąć wartość niepewności pomiaru napięcia $u(U)=0,1\%$ wartości mierzonej. Dla niepewności $u(V)$, wynoszącej wg testów 0,12% wartość niepewności rozszerzonej pomiaru pojemności $U(C_1)$ osiąga 4 pF.

Dla układów pomiarowych w wersji MM-F wyznaczone maksymalne niepewności rozszerzone $U(C_1)$ na bazie rzeczywistych pomiarów są ponad dwukrotnie niższe niż w układzie MM. Wynika to z jednoczesności próbkowania napięcia na zacisku pomiarowym i napięcia fazowego co powoduje większą odporność na chwilowe zmiany napięcia wywołane krótkotrwałymi zaburzeniami.

Podsumowanie

W układach on-line monitoringu wskaźników izolacji wysokonapięciowych izolatorów przepustowych korekcja wpływu asymetrii napięć sieciowych decyduje o przydatności uzyskiwanych wyników do oceny ich stanu. Niezbędna jest w tych układach procedura kalibracji, umożliwiająca skompensowanie błędów stałych wnoszonych przez poszczególne komponenty.

W ocenie niepewności pomiarów wskaźników izolacji w układach monitoringu on-line izolatorów przepustowych konieczne jest uwzględnienie w budżecie niepewności parametrów przekładników pomiarowych oraz wpływu temperatury.

W prawidłowo skalibrowanym układzie pomiarowym, w warunkach rzeczywistych jest możliwe uzyskanie niepewności pomiaru współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$

nie-przekraczającej 0,02% w bezwzględnych umownych jednostkach procentowych, w jakich tradycyjnie wyrażany jest ten współczynnik.

W skalibrowanym układzie pomiarowym z pomiarem napięcia odniesienia na przekładnikach stacyjnych, niepewność pomiaru pojemności C_1 może nie przekraczać maksymalnie 2pF.

Niewłaściwa kalibracja lub jej brak zwiększa nawet 10-cio lub 15-krotnie niepewność pomiarów $tg\delta$ do wartości 0,2-0,3%. Niepewność pomiaru C_1 wzrasta wtedy do +/- 4pF.

Artykuł „Jakość pomiaru w układach monitoringu on-line izolatorów przepustowych” współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju ze środków Programu Badań Stosowanych w ramach projektu PBS3/A4/12/2015 pt „System monitoringu wyładowań niezupełnych w transformatorze energetycznym oparty na wykorzystaniu metod EA, HF i UHF”.

Autorzy: mgr inż. Marek Andrzejewski, Mikronika, ul. Wykopy 2/4, 60-001 Poznań, E-mail: marek.andrzejewski@mikronika.com.pl; dr inż. Wiesław Gil, Mikronika, wieslaw.gil@mikronika.com.pl; mgr inż. Wiktor Masłowski, Mikronika, E-mail: wiktormaslowski@mikronika.com.pl.

LITERATURA

- [1] CIGRE WG A2.43, „Transformer Bushing Reliability”, TR 755, February
- [2] Kane C.F., Golubiev A.A., Selber A.B., „On line monitoring systems for bushings”, ISBN 0-7803-9145-4, IEEE 2005
- [3] 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
- [4] Andrzejewski M., Gil W., Wronek P. „Monitoring on-line wysokonapięciowych izolatorów przepustowych w systemach stacyjnych”, Przegląd Elektrotechniczny, vol 2014 nr 10
- [5] Abeywickrama N., Benigtsson T., Penayo F., „Influence of temperature variation on transformer bushing monitoring”, art. D1-104, 48 CIGRE e-Session, Paris 2020