

Właściwości pomiarowe układu monitorowania izolatorów przepustowych w trybie on-line

Streszczenie: W Polsce funkcjonuje kilka modułów monitoringu izolatorów przepustowych w trybie on-line, bazujących na pomiarach pojemności C_1 i współczynnika $tg\delta$. Wyznaczono w warunkach laboratoryjnych i eksploatacyjnych niepewności tych pomiarów oraz pasmo przenoszenia układu pomiarowego. Zwrócono uwagę na zależność wyników od temperatury. Wskazano na możliwość wykorzystania zmian wskaźników izolacji do rozbudowania algorytmów monitoringu.

Abstract: A few modules of on-line bushing monitoring are running in Poland. They are based on capacitance C_1 and the $tg\delta$ ratio measurements. The measurements uncertainty in laboratory and real exploitation condition and signal bandwidth was examined. The results dependence on the temperature was highlighted. The possibility of using the insulation indicators' variations to expand monitoring algorithms was mentioned. (The measure properties of on-line bushing monitoring devices).

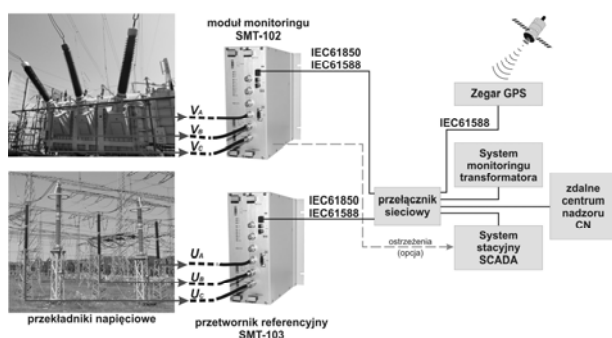
Słowa kluczowe: monitoring izolatorów przepustowych, metoda względna, pojemność C_1 , współczynnik strat dielektrycznych $tg\delta$.

Keywords: bushing monitoring, voltage relative method, C_1 capacity, dielectric losses ratio $tg\delta$.

Wprowadzenie

W Polsce funkcjonuje kilkadziesiąt systemów monitoringu on-line transformatorów sieciowych o mocy od 160 do 500 MVA. Monitoringiem jest objętych także kilka dławików kompensacyjnych o mocy 50 MVar. W tych systemach zainstalowano łącznie 8 modułów monitoringu izolatorów przepustowych, zintegrowanych z systemem monitoringu transformatora i systemem stacyjnym. Zasady budowy i integracji wdrożonych systemów przedstawiono w wielu artykułach w kraju i zagranicą [1, 2].

Wspomniane powyżej moduły monitorują izolatory przepustowe strony górnego i dolnego napięcia poprzez ciągły pomiar ich wskaźników izolacji, czyli wartości pojemności C_1 oraz współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$. Aktualne wartości tych wskaźników są wyznaczone tak zwaną metodą względną napięciową [3], to znaczy, że wartości wskaźników są obliczane w oparciu o ich zmiany, wyznaczone względem wartości początkowych, zmierzonych metodą klasyczną off-line, po instalacji modułu monitoringu. W obliczeniach kompensowana jest asymetria napięcia podawanego na zaciski liniowe izolatorów przepustowych, co niezależnie wyniki pomiarów od fluktuacji napięcia w systemie elektroenergetycznym. Strukturę omawianych układów pokazuje rysunek 1.



Rys.1. Monitoring izolatorów przepustowych w trybie on-line

W gniazdach pomiarowych monitorowanych izolatorów przepustowych są umieszczone sondy pojemnościowe, jak pokazano na rysunku 2. Sygnały napięciowe z tych sond są doprowadzone do specjalizowanego przetwornika pomiarowego SMT-102, który w oparciu o wartości modułów i kątów fazowych oblicza poszczególne wskaźniki izolacji.



Rys.2. Sonda zainstalowana w gnieździe pomiarowym

Napięcia liniowe są mierzone przetwornikiem referencyjnym SMT-103 z przekładników napięciowych i przesyłane do SMT-102, który oblicza wskaźniki izolacji. Wyliczone wartości są przekazywane do systemu monitoringu transformatorów.

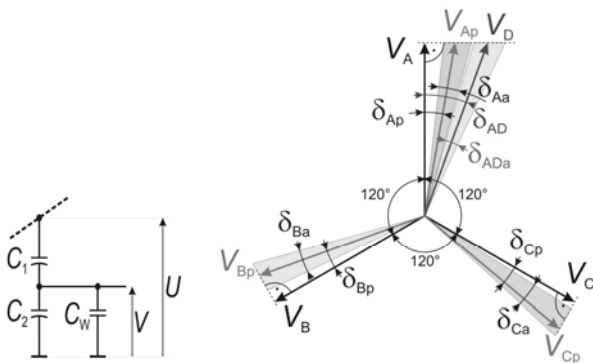
System prezentuje aktualne wartości wskaźników izolacji. W przypadku przekroczenia przyjętych poziomów ostrzegawczych i alarmowych, wysyłane są komunikaty do systemu stacyjnego. Można wykonać wykresy C_1 i $tg\delta$, a także zestawić je z temperaturą otoczenia, temperaturą górnej warstwy oleju, mocą pobieraną przez transformator lub dowolnymi innymi parametrami lub wielkościami rejestrowanymi przez system monitoringu.

Metoda względna napięciowa ma szereg zalet w stosunku do powszechnie stosowanej metody sumy prądów upływu [4]. Sondy pojemnościowe mają lepszy stosunek wartości pomiarowej mierzonego napięcia do szumów, w porównaniu do sensorów stosowanych w metodzie sumy prądów. Można łatwo izolować galwanicznie każde wejście pomiarowe, co znacznie ogranicza podatność układu na zakłócenia. W miarę bezpieczne jest także przerwanie lub odpięcie przewodu pomiarowego od sondy, gdyż na zacisku pomiarowym pojawi się wtedy takie napięcie, na jakie dobrano dzielnik pojemnościowy.

Aby ocenić właściwości pomiarowe układu, wyznaczono niepewność pomiarów wskaźników izolacji w warunkach laboratoryjnych, zbadano wpływ temperatury na sondę pomiarową, oszacowano pasmo przenoszenia układu pomiarowego i wyznaczono niepewność pomiarów w warunkach rzeczywistych.

Układ pomiarowy

Podstawowym elementem omawianego układu pomiarowego są sondy pojemnościowe [5], zainstalowane w gniazdach pomiarowych izolatorów przepustowych, jak pokazano na rysunku 2. Na rysunku 3 zilustrowano zasadę pracy sondy tego typu.



Rys.3. Zasada działania sondy pojemnościowej i wyznaczenia względnej wartości $tg\delta$

Kondensator C_w , widoczny na rysunku 3, zainstalowany w korpusie sondy wraz z układami zabezpieczającymi przed przepięciami, dobiera się w taki sposób, aby napięcie V na zacisku pomiarowym wynosiło około 40 V AC. Przykładowo, dla sond instalowanych w izolatorach przepustowych na stronie 110 kV, dobiera się $C_w = 400$ nF. Znajomość modułu napięcia linii U – mierzonego przetwornikiem referencyjnym, wartości kondensatora C_w – zainstalowanego w sondzie, wartości modułu napięcia V – mierzonego przetwornikiem specjalizowanym, pozwala na wyznaczenie wartości pojemności C_1 . Pojemność C_2 odwzorowuje pojemność występującą pomiędzy zaciskiem pomiarowym, a obudową izolatora przepustowego. W obliczeniach nie uwzględnia się tej pojemności, gdyż jej wartość, wynosząca kilka nF jest pomijalna w stosunku do wartości kondensatora C_w .

Na rysunku 3 przedstawiono także zasadę wyznaczania $tg\delta$ metodą względną napięciową, zakładając, że zmieniła się wartość $tg\delta_A$ w fazie A. Wektor V zmienił zatem położenie z pozycji V_A do V_D . Wyznaczenie wartości $tg\delta_{AD}$ polega na wyznaczeniu aktualnej wartości kąta δ_{AD} , wynikającej ze zmiany właściwości dielektrycznych izolatora przepustowego. Tę zmianę wyznacza się w odniesieniu do wartości kąta δ_{Ap} , wynikającej z wartości $tg\delta_{Ap}$ - zmierzonej mostkiem Scheringa po instalacji systemu monitoringu. Na rysunku zilustrowano także fluktuacje δ_{ADa} , δ_{Aa} , δ_{Ba} , δ_{Ca} , poszczególnych wektorów napięć, spowodowane asymetrią fazową napięcia liniowego.

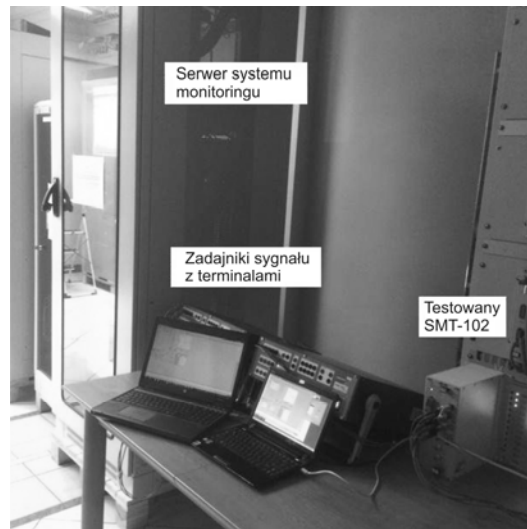
Laboratoryjne badania układu monitoringu

Właściwości układu monitoringu, pokazanego na rysunku 1, przebadano w warunkach laboratoryjnych korzystając ze specjalnie przygotowanych stanowisk testowych.

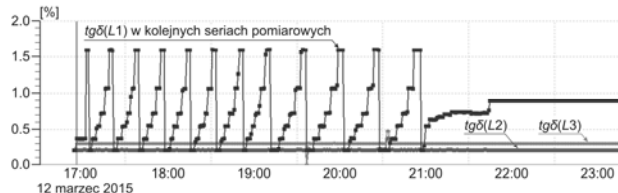
Niepewności pomiarów

Wyznaczono niepewności rozszerzone pomiarów pojemności C_1 i współczynnika stratności dielektrycznej $tg\delta$, korzystając ze stanowiska badawczego pokazanego na rysunku 4. Wartości amplitudy i fazy wektora napięcia mierzonego na zacisku pomiarowym przez układ SMT-102 zadawano kalibratorem CMC256+ [6]. Do symulacji napięcia liniowego wykorzystano drugi, analogiczny kalibrator. Niepewności pomiarów wyznaczono na podstawie automatycznych rejestracji wartości pomiarów w oprogramowaniu systemu monitoringu SYNDIS ES. Na

rysunku 5 pokazano zarejestrowany przebieg zmian wartości $tg\delta$ podczas kolejnych kilku serii pomiarowych.



Rys.4. Stanowisko do sprawdzania pomiarów wskaźników izolacji w warunkach laboratoryjnych

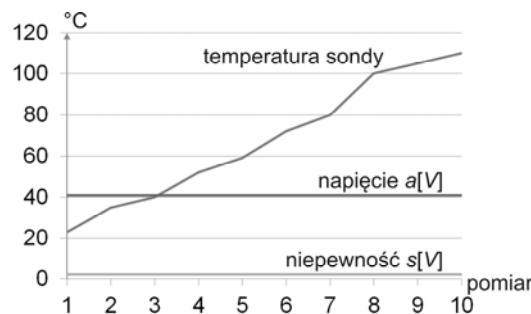


Rys.5. Zarejestrowane wyniki pomiarów $tg\delta$ w trakcie testów

Stwierdzono, że moduł wyznacza współczynnik strat dielektrycznych $tg\delta$ z niepewnością rozszerzoną $U(tg\delta)_{0,95} = 0,02\%$, w zakresie od 0,02 do 2%. Zakres pomiarów oraz rozszerzoną niepewność pomiaru $tg\delta$ wyrażono w umownych jednostkach procentowych, w jakich zwyczajowo podawana jest wartość współczynnika strat dielektrycznych. Pomiaru pojemności C_1 są wykonywane z niepewnością rozszerzoną $U(C_1)_{0,95} = 0,3$ pF w zakresie od 400 do 600 pF.

Wpływ temperatury na układ pomiarowy

Sondy mogą osiągać okresowo temperaturę do 105 °C [7] czyli niewiele niższą od temperatury kołnierza przepustu. Sprawdzone zatem jak wpływa temperatura sondy na pomiary napięcia i kąta fazowego, podgrzewając sondę do temperatury 110 °C w komorze z termostatem. Na rysunku 6 zobrazowano wartości średnie a [V] mierzonego napięcia skutecznego, wyznaczone niepewności eksperymentalne s [V] dla próbek każdej serii oraz temperaturę pomiaru.



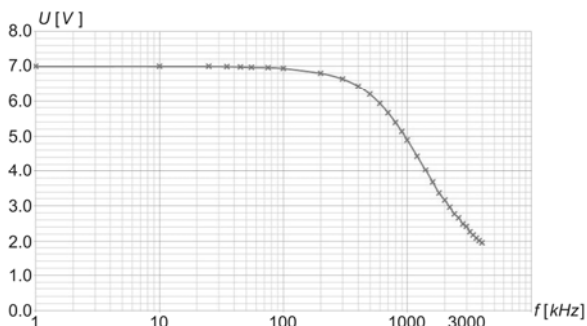
Rys.6. Wartości średnie oraz niepewności pomiaru napięcia skutecznego w zależności od temperatury sondy

Pomiary napięcia oraz kąta fazowego wykonano w kilku temperaturach, stabilizowanych w chwili pomiaru.

Nie zaobserwowano korelacji temperatury sondy z wartościami średnimi ani z wartościami odchylenia standardowego pomiarów napięcia i kąta fazowego. Stwierdzono, że w zakresie temperatur pracy do 110 °C, nie zwiększa się niepewność pomiarów napięć i kątów.

Pasmo przenoszenia

Przetestowano pasmo przenoszenia układu SMT-102, aby ocenić jego możliwości identyfikacji i rejestracji szybkich zaburzeń napięcia, występujących na zacisku pomiarowym izolatora przepustowego.



Rys.7. Pasmo przenoszenia układu monitorowania wskaźników izolacji

Uzyskane wyniki pokazano na rysunku 7. Stwierdzono praktyczny brak tłumienia zmian napięcia w zakresie do częstotliwości 100 kHz, co potwierdza przydatność układu do wykrywania i rejestrowania stacyjnych zaburzeń łączeniowych o składowych nieprzekraczających 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.

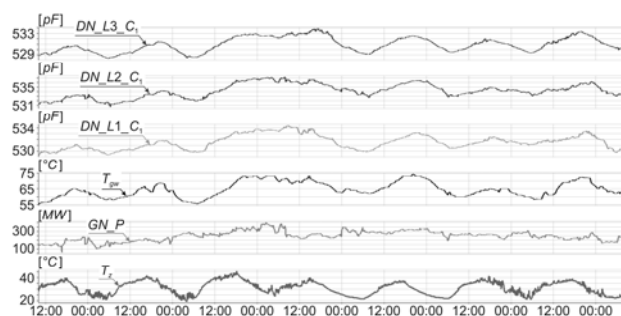
Niepewność pomiarów w warunkach rzeczywistych

Niepewność pomiarów wskaźników izolacji podczas pracy układu wyliczono na podstawie pomiarów on-line. Do obliczeń wybrano kilka siedmiodniowych serii pomiarowych wartości C_1 , $\text{tg}\delta$, mocy czynnej P , temperatury otoczenia T_z i temperatury górnej warstwy oleju T_{gw} , zarejestrowanych w systemie SYNDIS ES. Przykładowe przebiegi pokazano na rysunku 8 oraz 9. Dla różnego rodzaju i typu izolatorów przepustowych wyznaczono niepewność rozszerzoną pomiarów $U(C_1)_{0,95}$ oraz $U(\text{tg}\delta)_{0,95}$. Przykładowe wyniki pokazano w tabeli 1.

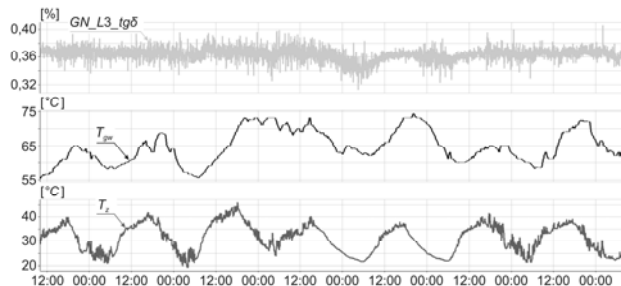
Tabela 1. Niepewności pomiarów $U(C_1)_{0,95}$ oraz $U(\text{tg}\delta)_{0,95}$ odpowiednio pojemności C_1 oraz $\text{tg}\delta$

Rodzaj	Typ przepustu	ID danych	$U(C_1)_{0,95}[\text{pF}]$						$U(\text{tg}\delta)_{0,95}[\%]$					
			7 dni			10 min			7 dni			10 min		
			L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3
400kV RIP	RTF 420- 1675/1000- KSI	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
		03cze15	3,8	2,8	3,1	0,4	0,4	0,4	0,04	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01
		06sie15	2,8	2,6	2,8	0,5	0,5	0,4	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
110kV RIP	DMB-OA 123- 550/2500	30sty15	1,2	0,8	0,8	0,4	0,2	0,2	0,04	0,04	0,03	0,01	0,01	0,01
		03cze15	1,6	1,6	1,3	0,4	0,3	0,3	0,08	0,08	0,13	0,04	0,04	0,04
		06sie15	1,1	1,4	1,5	0,2	0,3	0,7	0,04	0,04	0,03	0,01	0,01	0,01

Dla pomiarów C_1 oraz $\text{tg}\delta$ w warunkach laboratoryjnych, uzyskano niepewność $U(C_1)_{0,95} = 0,3 \text{ pF}$ oraz $U(\text{tg}\delta)_{0,95} = 0,02\%$. Niepewności $U(C_1)_{0,95}$ wyznaczone dla okresów 7-mio dniowych, pokazane w kolumnach „7dni”, są większe co najmniej kilkukrotnie, a nawet kilkunastokrotnie w niektórych seriach pomiarowych od wartości uzyskanych w warunkach laboratoryjnych. Niepewności $U(\text{tg}\delta)_{0,95}$ dla



Rys.8. Wartości pomiarów pojemności C_1 , temperatury otoczenia, temperatury górnej warstwy oleju i mocy transformatora przy wyłączonym układzie chłodzenia



Rys.9. Wartości pomiarów współczynnika strat dielektrycznych, temperatury górnej warstwy oleju, temperatury otoczenia

Uzyskane niepewności pomiarów odwzorowują rozrzut wyznaczanych wskaźników jakości izolacji w warunkach rzeczywistych, umożliwiając ich odniesienie do pomiarów przeprowadzonych w warunkach laboratoryjnych. We wszystkich przypadkach zaobserwowano kilkugodzinne fluktuacje wartości pojemności C_1 , widoczne także na rysunku 8. Fluktuacje wartości $\text{tg}\delta$ również są obserwowane, ale mają przypadkowy charakter lub występują w znacznie krótszych okresach czasu. W związku z powyższym wyznaczono także $U(C_1)_{0,95}$ oraz $U(\text{tg}\delta)_{0,95}$ dla danych odczytanych w 10-minutowych przedziałach czasu, wybranych w taki sposób, aby:

- T_z i T_{GW} nie zmieniały się o więcej niż 0,2 °C,
- obciążenie nie zmieniło się o więcej niż 4 MW.

Wybór krótszego przedziału czasu oraz małych zakresów zmienności temperatur i obciążenia miał na celu wyselekcjonowanie danych uzyskanych w stabilnych warunkach zewnętrznych. Przeprowadzone obliczenia zestawiono także w tabeli 1, w kolumnach „10 min”).

porównaniu pomiarów wykonanych w tych samych warunkach rzeczywistych są na ogół dwu-, trzy-, lub nawet czterokrotnie większe od niepewności uzyskanych w warunkach laboratoryjnych.

Wartości pomiarów C_1 wykonane w stabilnych warunkach zewnętrznych i przy stabilnym obciążeniu, wykazują maksymalną niepewność $U(C_1)_{0,95} = 0,7 \text{ pF}$. Jest

to co prawda dwukrotnie więcej niż warunkach laboratoryjnych, ale należy zwrócić uwagę, że w kilku seriach pomiarowych uzyskano niepewność 0,2 pF, czyli niższą jak w warunkach laboratoryjnych. Dla pomiarów $tg\delta$, niepewności pomiarów $U(tg\delta)_{0,95}$, uzyskane w stabilnych warunkach, są w 2. spośród 18 serii pomiarowych takie same jak w warunkach laboratoryjnych. W 3. seriach są one większe, nie więcej jednak niż dwukrotnie, a w 13. seriach pomiarowych uzyskano wyniki lepsze niż w warunkach laboratoryjnych.

Wpływ temperatury na pomiary wskaźników izolacji

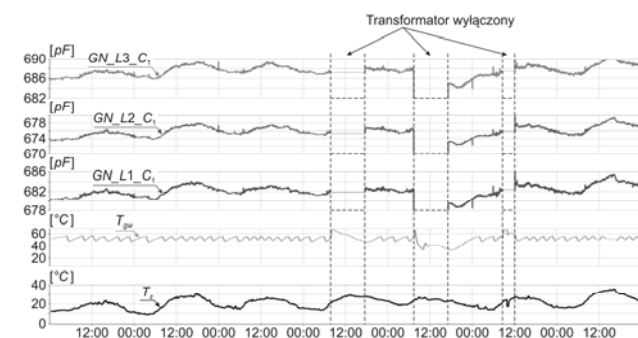
Porównując wyniki uzyskane w stabilnych warunkach do wyników pomiarów w kilkudniowych okresach, przyjęto, że dominujący wpływ na wielkość zaobserwowanych zmian wskaźników izolacji ma temperatura. W przeanalizowanych przypadkach zaobserwowano znacząco większą zmienność pojemności C_1 niż $tg\delta$, co widać także na rysunkach 8 i 9. Wyznaczono zatem współczynniki korelacji, pokazane w tabeli 2, przebiegów pojemności C_1 z temperaturą górnej warstwy oleju T_{gw} i temperaturą otoczenia T_z .

Tabela 2. Współczynniki korelacji pomiarów pojemności C_1 dla przepustów strony DN, z temperaturami T_{gw} oraz T_z

Przebieg A	Przebiegi		K(A,B)	K(A,C)	Zgodność A i B	Zgodność A i C
	B	C				
DN_L3_C ₁	T _{gw}	T _z	0,90	0,45	Bardzo silna	Brak
DN_L2_C ₁			0,89	0,23	Bardzo silna	Brak
DN_L1_C ₁			0,85	0,38	Bardzo silna	Brak

W omawianym przykładzie uzyskano bardzo silną korelację przebiegu C_1 z przebiegiem T_{gw} i brak korelacji z T_z . Należy jednak zaznaczyć, że nie pracował układ chłodzenia transformatora.

Całkowicie odmienne wyniki uzyskano, gdy układ chłodzenia transformatora pracował i stabilizował temperaturę T_{gw} . W tym przypadku silna korelacja występowała pomiędzy przebiegiem pojemności C_1 i temperaturą otoczenia T_z . Przykładowe takie przebiegi pokazano na rysunku 10.



Rys. 10. Pomiary C_1 , T_z , T_{gw} przy działającym układzie chłodzenia

W omawianych przypadkach nie wyznaczono korelacji przebiegów $tg\delta$ z temperaturą z uwagi na duże „zaszumienie” tego przebiegu, spowodowane najprawdopodobniej zakłóceniami elektromagnetycznymi, a jednocześnie niezbyt wyraźnie widoczną zależnością od temperatury.

Wnioski

Wyniki pomiarów wskaźników izolacji izolatorów przepustowych uzyskane w warunkach laboratoryjnych zostały potwierdzone podczas pomiarów w warunkach stacyjnych, dla stabilnego obciążenia i temperatury. Zaobserwowany, relatywnie niewielki wzrost niepewności pomiarów w warunkach rzeczywistych, był spowodowany najprawdopodobniej zakłóceniami elektromagnetycznymi.

Charakter zależności wskaźników izolacji od temperatury zmienia się w zależności od warunków pracy transformatora. Jeśli układ chłodzenia nie pracuje, to wtedy pojemność C_1 wykazuje zależność od temperatury górnej warstwy oleju, odzwierciedlającej obciążenie transformatora, a więc także wydzielanie ciepła. Jeśli układ chłodzenia pracuje, to pojemność C_1 bardziej zależy od temperatury otoczenia, wpływającej na warunki chłodzenia.

W przeanalizowanych przykładach nie zidentyfikowano jednoznacznej zależności wartości $tg\delta$ od zmian temperatury. Może to wynikać z faktu, że analizowano dane z nowych izolatorów przepustowych, użytkowanych około 1 roku.

W dotychczas budowanych układach monitorowania izolatorów przepustowych niewielkie zmiany pojemności C_1 rzędu kilku pF i niewielkie zmiany $tg\delta$ były uśredniane z uwagi na duże fluktuacje, spowodowane nieskompensowaniem asymetrii napięcia w sieci. Przeprowadzone testy potwierdzają, że jest możliwe zwiększenie dokładności pomiarów wskaźników izolacji i wykorzystania bardziej precyzyjnych wyników do rozwoju nowych algorytmów monitorowania izolatorów przepustowych. Wymaga to jednak usystematyzowanej analizy danych, rejestrowanych w funkcjonujących systemach monitoringu transformatora.

Autor: mgr inż. Wiesław Gil, Badawczo-Rozwojowa Spółdzielnia Pracy Mikroprocesorowych Systemów Automatyki MIKRONIKA, ul. Wykopy 2/4, 60-001 Poznań, e mail: wieslaw@mikronika.com.pl.

LITERATURA

- [1] M.Andrzejewski, W.Gil, P.Wronek „Monitoring on-line wysokonapięciowych izolatorów przepustowych w systemach stacyjnych”, Przegląd Elektrotechniczny, 10'2014, 41-44
- [2] W.Gil, W.Grzybowski, P.Wronek, “The Expert Transformer Monitoring System in Substation Structure”, International Conference on High Voltage Engineering, ICHVE 2010, New Orleans, 11-14 Oct.2010, publ. IEEE Xplore, ISBN 978-1-4244-8283-2
- [3] T.Stirl, R.Skrzypek, S.Tenbohlen „On Line condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer, and Insulation System”, CMD 2006, Changwong, Korea
- [4] M.F.Lachman, W.Walter, P.A.Guggenberg, “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
- [5] Z.Berler, V.Sokolov, V.Prikhodko, ...”On-Line Monitoring of HV Bushings and Current Transformers”, IEEE 2005, ISBN 0-7803-9145-4/05
- [6] Omicron, Dane techniczn kalibratora CMC 256+, www.omicron.at
- [7] M.Kazimierski, W.Olech, “Diagnostyka Techniczna i Monitoring Transformatorów”, Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2013, ISBN: 978-83-916040-5-2