

Analiza online gazów rozpuszczonych w oleju z zastosowaniem urządzenia monitorującego InsuLogix® G2 firmy Megger



Rysunek 1: InsuLogix® G2

Dokładny pomiar zazwyczaj bardzo niskiego stężenia acetyleny rozpuszczonego w cieczach elektroizolacyjnych (olejach) w obecności „zakłócających” gazów pełni niezwykle istotną rolę we wczesnym wykrywaniu krytycznych defektów powodujących wyładowania łukowe w układzie izolacyjnym transformatora mocy. Urządzenia monitorujące w czasie rzeczywistym stężenia gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym, wykorzystujące technikę diagnostyczną DGA (Dissolved Gas Analysis), do niedawna były zbyt drogie, by można było je stosować powszechnie na dużą skalę. W tej nocy aplikacyjnej omówiono nowe rozwiązanie w tej dziedzinie – urządzenie monitorujące Megger InsuLogix® G2 , które zapewnia dokładny pomiar stężenia acetyleny w oleju i dodatkowo pomiar stężenia wodoru będącego wczesnym wskaźnikiem rozwijających się defektów, w cenie uzasadniającej masową instalację tych urządzeń na transformatorach średnich i dużych mocy.

Tło historyczne

Monitorowanie gazów w oleju transformatorowym będących produktami defektów izolacji transformatora ma długą historię, sięgającą roku 1921, kiedy wprowadzono do użytku przekaźnik Buchholza – urządzenie co do zasady reagujące na zwiększenie ciśnienia w miarę narastania stężenia gazów w oleju. Znaczącym krokiem naprzód było wdrożenie w roku 1970 analizy DGA w

czasie rzeczywistym (online), której celem była z początku analiza zawartości wody w oleju. Co prawda, woda w oleju transformatorowym nie jest produktem defektów w układzie izolacyjnym, ale ma niewątpliwie wpływ na czas życia transformatora. Wkrótce potem metoda DGA została rozszerzona, obejmując monitorowane zawartości wodoru (H_2) w oleju. Był to duży postęp, pozwalający na podstawie stężenia określonego gazu palnego wykrywać niemal w czasie rzeczywistym defekty izolacji na wczesnym etapie ich rozwoju.

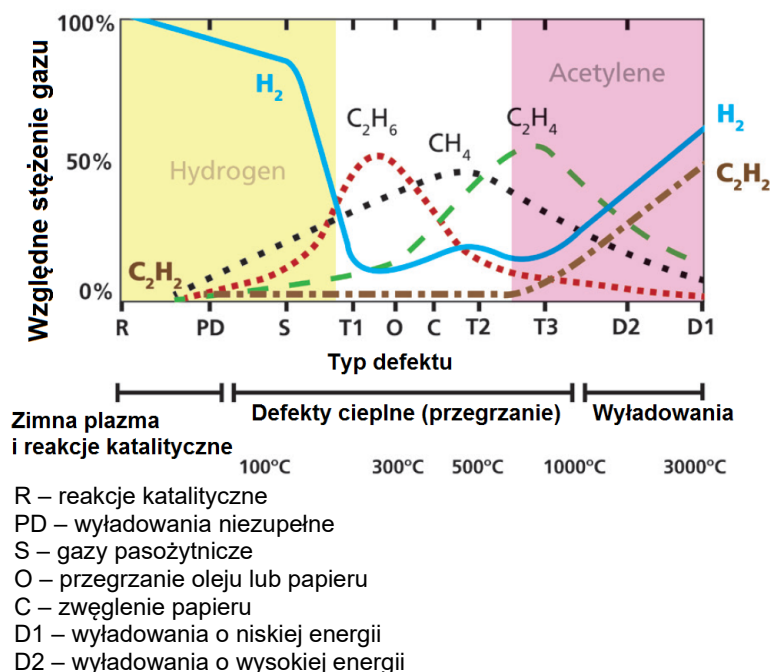
W późnych latach siedemdziesiątych pojawiła się metoda monitorowania stężenia gazów w oleju oparta o technologię ogniów paliwowych. Metoda ta pozwala wykrywać i mierzyć zawartość czterech palnych gazów z różną dokładnością w odniesieniu do ich rzeczywistych stężeń. Technologia ta, stosowana do dzisiaj, umożliwia wykrycie (choć z niedoskonałą precyzją) defektów rozwijających się w izolacji, ale nie potrafi rozróżnić pomiędzy krytycznymi wylądowaniami łukowymi i defektami generującymi wylądowania o niskiej energii. W ostatnim dwudziestolecu popularne też było użycie czujników wodoru w stosunkowo prostym i tanim systemie alarmowym, zapewniającym podstawowy poziom reakcji na defekty we wczesnym stadium rozwoju, gdzie wodór pełni rolę sygnalizatora aktywności wylądowań niezupełnych i koronowych.

Te rozwiązania w zakresie pomiaru w czasie rzeczywistym gazów rozpuszczonych w oleju są bez wątpienia przydatne, ale wszystkie mają jedną poważną wadę: nie potrafią dokładnie i jednoznacznie wykryć krytycznych uszkodzeń generujących wylądowania łukowe o dużej energii.

Urządzenie monitorujące InsuLogix® G2, dzięki zdolności wykrywania i oddzielnego pomiaru rzeczywistych stężeń wodoru i acetylenu, jest doskonałą alternatywą dla urządzeń działających na zasadzie ogniwa paliwowego. InsuLogix® G2 jest także idealną propozycją dla użytkowników transformatorów stosujących czujniki wyłącznie wodoru, a chcących ulepszyć strategię monitorowania gazów rozpuszczonych w oleju w kierunku możliwości jednoznacznego wykrywania zwarć łukowych.

Acetylen jako sygnalizator defektów izolacji

InsuLogix® G2 firmy Megger zapewnia wydajne kosztowo i niezawodne rozwiązanie problemu, jakim jest wykrywanie zwarć łukowych w układzie izolacyjnym transformatora – jednoznacznie i w czasie rzeczywistym. Urządzenie dokonuje tego poprzez monitorowanie stężenia acetylenu w oleju transformatorowym – gazu, którego znaczenie w tym procesie można odczytać z wykresu na Rysunku 2 zaczerpniętego z normy IEEE C57-104 2019.



Rysunek 2: Względne stężenia gazów rozpuszczonych w oleju mineralnym i odpowiadające im typy defektów

Jak można wywnioskować z wykresu, wodór (H_2) i acetylen (C_2H_2) to dwa kluczowe gazy, których stężenie w oleju należy monitorować w celu zapewnienia wysokiego poziomu wczesnej ochrony transformatora. W początkowym stadium rozwoju defektu wodór jest gazem, którego relatywne stężenie w oleju jest największe. Natomiast stężenie acetyleny na poziomie 2 ppm i większym sygnalizuje obecność krytycznego defektu generującego wyładowania łukowe, którą można by łatwo przeoczyć, monitorując tylko stężenie wodoru.

Łącząc dwie strategie – wykrywania defektów izolacji na wczesnym etapie ich rozwoju w oparciu o pomiary stężenia wodoru i wykrywania defektów krytycznych w oparciu o pomiary stężenia acetyleny, InsuLogix® G2 pomaga w porę zapobiec rozwojowi poważnych uszkodzeń układu izolacyjnego transformatora. Urządzenie InsuLogix® G2, monitorujące relatywne stężenia wodoru i acetyleny w oleju transformatorowym, można zatem traktować jako brakujące ogniwo między urządzeniami monitorującymi tylko stężenie wodoru i urządzeniami monitorującymi stężenia wielu (>7) gazów.

Poza tymi rozwiązaniami są jeszcze urządzenia monitorujące stężenia 3 do 5 gazów, ale te albo nie dostarczają wystarczających informacji, albo są drogie w zakupie i w eksploatacji, co ogranicza ich zastosowanie w sieciach inteligentnych (smart), gdzie wszystkie transformatory o krytycznym znaczeniu w sieci są monitorowane centralnie w czasie rzeczywistym.

Zasada działania urządzenia monitorującego InsuLogix® G2

W urządzeniu monitorującym InsuLogix® G2 użyto technikę pomiaru stężenia gazów z zastosowaniem dostrajanej diody laserowej i absorpcyjnej spektrometrii laserowej (TLDS albo TLDSAS). Metoda polega na wysłaniu wiązki laserowej do substratu (oleju) i mierzeniu ilości zaabsorbowanego przez gaz światła (absorpcja zmniejsza proporcjonalnie intensywność wiązki światła odbieranej przez fotodiodę). Różne gazy absorbują światło w różnych pasmach widma, a więc poprzez dostrojenie długości fali emitowanej przez laser diodowy do charakterystycznych linii widma określonego gazu można wykonać pomiar w odniesieniu do tego konkretnego gazu, ignorując inne gazy „zakłócające” znajdujące się na drodze wiązki laserowej. W urządzeniu monitorującym InsuLogix® G2 laser diodowy jest selektywnie dostrojony do widma acetylenu.

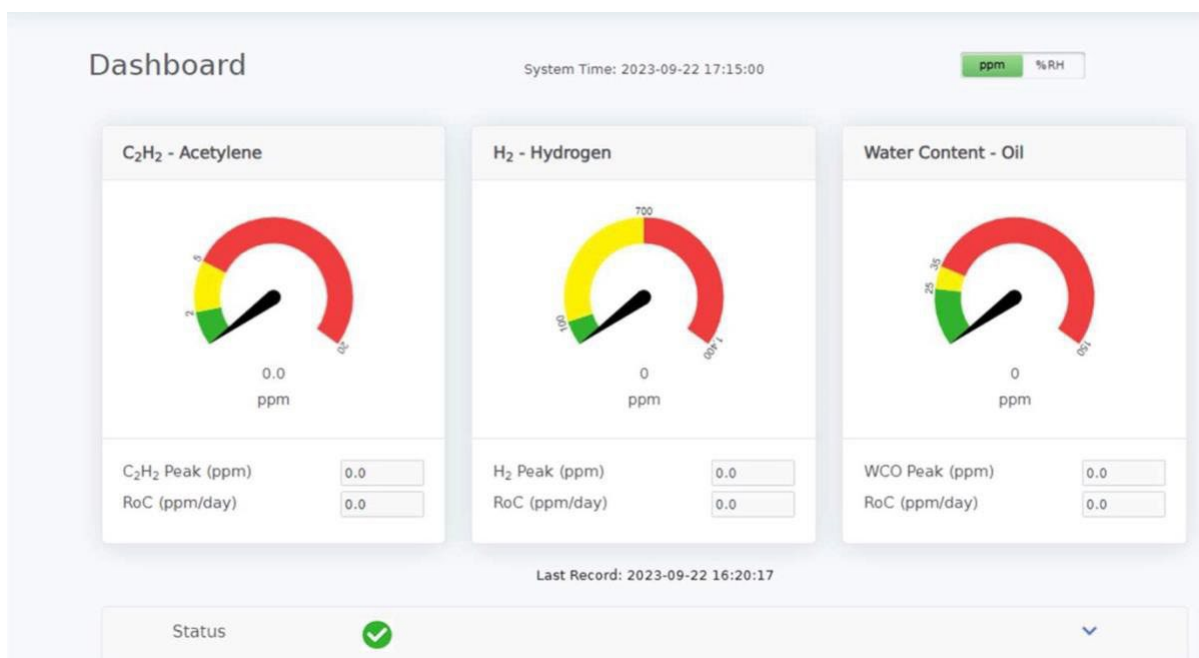
Gazy i związki zakłócające pomiar w oleju transformatorowym to między innymi (ale nie wyłącznie) wodór, woda, etan, metan, etylen, tlenek węgla, dwutlenek węgla i związki ciężkie, takie jak alkohole, ketony i aldehydy. Gdy mierzone są małe stężenia określonego gazu, np. acetylenu, osiągnięcie wymaganej dokładności metodami konwencjonalnymi jest bardzo trudne, ponieważ inne gazy i związki chemiczne rozpuszczone w oleju znacząco przyczyniają się do zwiększenia błędu pomiaru.

Dzięki naturalnej selektywności, system TDLS zastosowany w urządzeniu monitorującym InsuLogix® G2 stanowi skuteczne rozwiązanie problemu za przystępną cenę. Przyrząd zapewnia dokładne odczyty stężenia wodoru i zawartości wody w oleju a jego dolna granica wykrywalności (LDL) acetylenu wynosi 0,5 ppm (części na milion), co w sumie pozwala uzyskać informacje umożliwiające szybką i pewną reakcję w przypadku zarówno defektów we wczesnym stadium rozwoju, jak i szybko rozwijających się, krytycznych uszkodzeń izolacji wewnętrznej transformatora. Tym niemniej zasady dobrej praktyki wszystkich programów monitorowania zalecają, by urządzenie takie jak InsuLogix® G2 stanowiło raczej uzupełnienie, niż alternatywę dla laboratoryjnych badań oleju offline.

InsuLogix® G2: główne cechy

InsuLogix® G2 jest kompaktowym, solidnym przyrządem, wykonanym w stopniu ochrony (klasie szczelności) IP 66, co pozwala na jego montaż niemal w każdym miejscu bez konieczności zapewnienia dodatkowej ochrony przed warunkami zewnętrznymi. Wyposażony jest w pojedynczy zawór wejściowy do połączenia z zaworem kadzi transformatora, co skraca czas instalacji i upraszcza demontaż w razie konieczności przeniesienia urządzenia w inne miejsce. Urządzenie nie zawiera zużywających się części i nie wymaga bieżącej konserwacji.

Własny wyświetlacz urządzenia zapewnia lokalny dostęp do odczytów stężenia acetylenu i wodoru, zawartości wody i temperatury oleju, podczas gdy sieciowy interfejs umożliwia bezpieczny zdalny dostęp nie tylko do bieżących danych, ale także pomiarów historycznych i wykresów trendów. Wyniki na ekranie komputera można prezentować w wygodnej formie fragmentu deski rozdzielczej, jak w przykładzie na Rysunku 3. Urządzenie wyposażone jest także w 12 konfigurowalnych wyjść przekaźnikowych, które można wykorzystać do przekazywania ostrzeżeń i alarmów w momencie przekroczenia zdefiniowanych progów mierzonych wartości.



Rysunek 3: InsuLogix® G2 – przykład prezentacji mierzonych wartości w formie „deski rozdzielczej”