

UKŁADY MONITORINGU ON-LINE TRANSFORMATORÓW FUNKCJE I WŁAŚCIWOŚCI



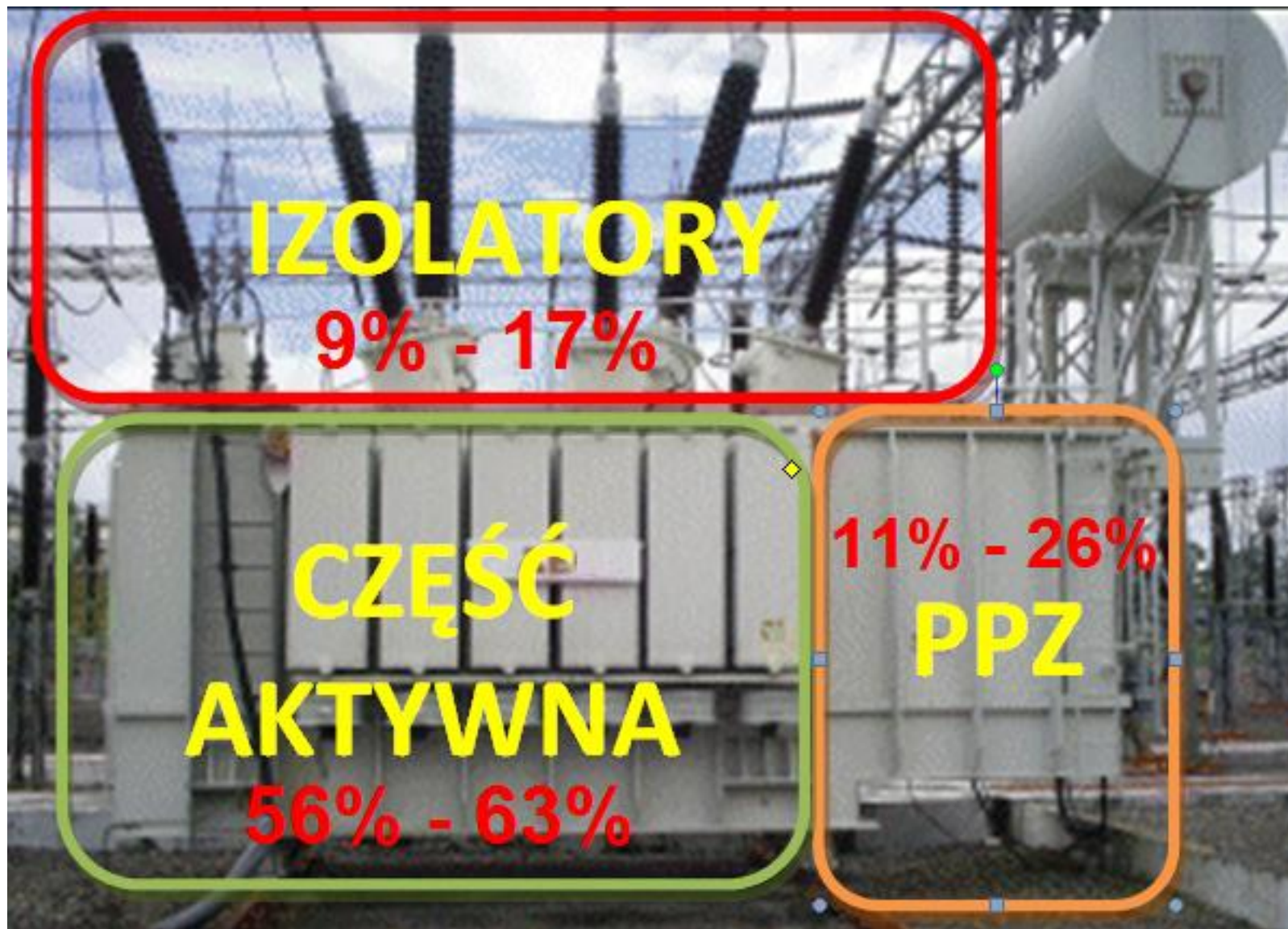
Jerzy Buchacz

ZPBE ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA Sp. z o. o.

www.elektryka.pl

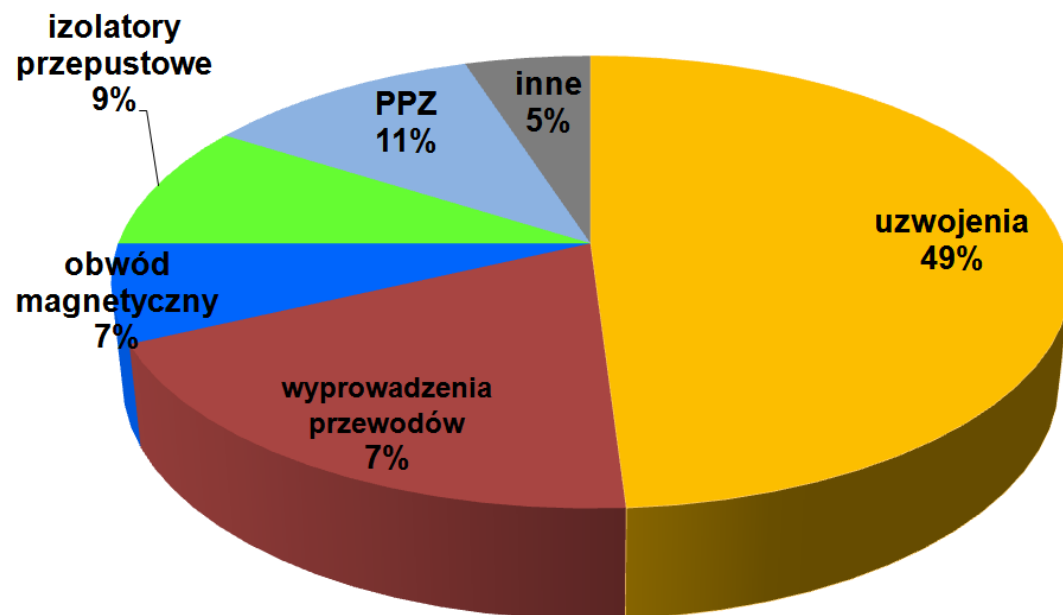
PTPiREE, Wisła, 17.04.2024.

STATYSTYKA – PRZYCZYNY AWARII TRANSFORMATORÓW

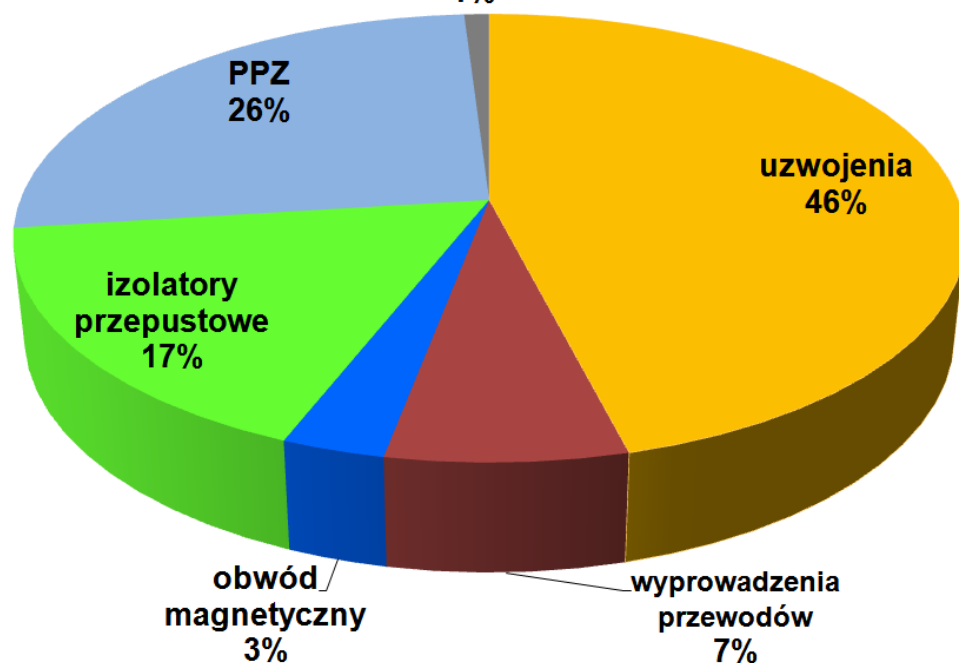


STATYSTYKA – PRZYCZYNY AWARII TRANSFORMATORÓW

Transformatory
blokowe



inne
1%

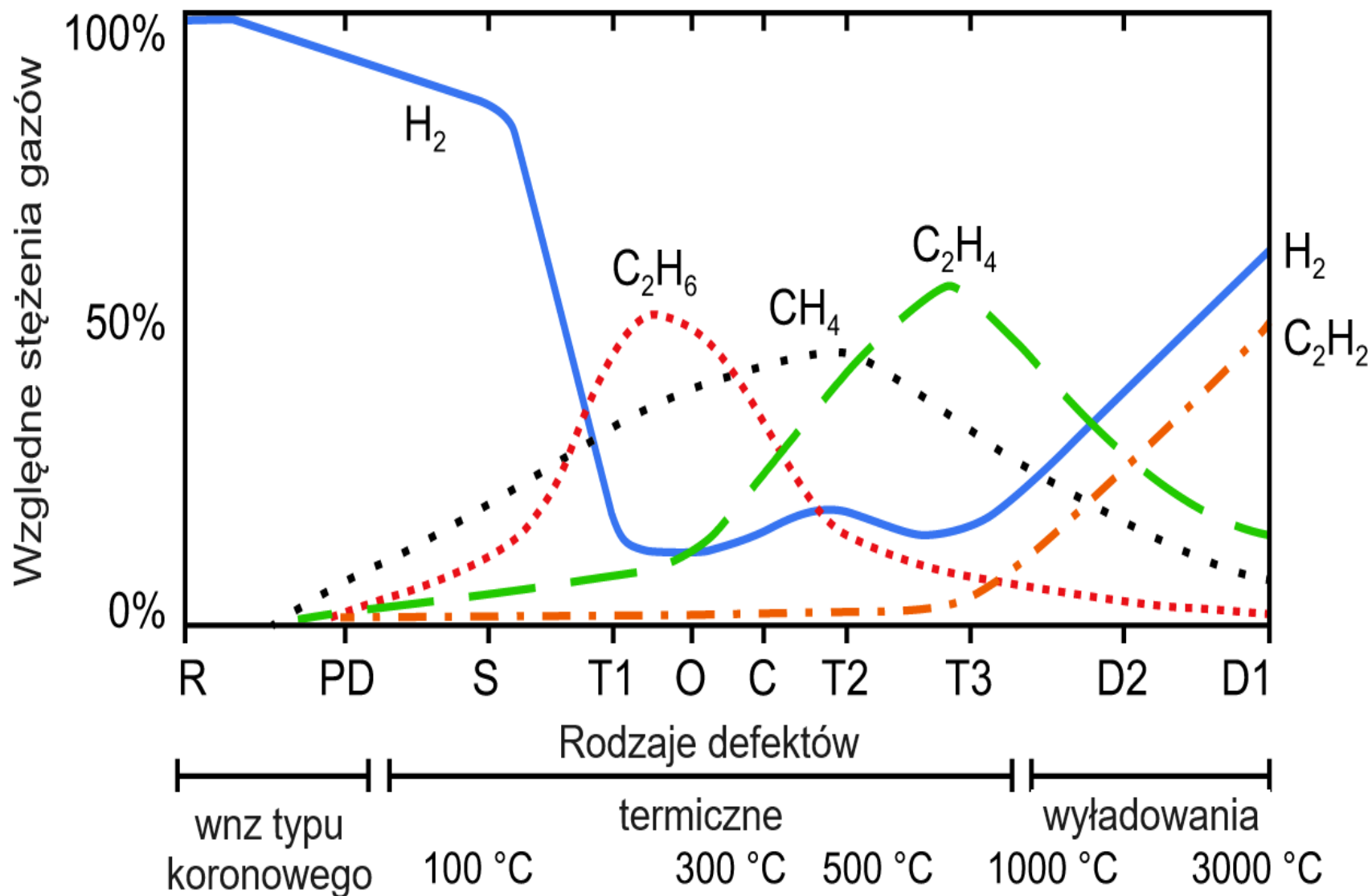


Transformatory
sieciowe



Dane wg CIGRE „ELECTRA” Nr 261, 04.2012

1. Broszura nr 783 „DGA monitoring systems”, 2019
2. Broszura nr 755 „Transformer bushing reliability”, 2019
3. Broszura nr 343 „Recommendations for condition monitoring and condition assessment facilities for transformers”, 2008
4. Broszura nr 662 „Guidelines for partial discharge detection using conventional (IEC 60270) and unconventional methods”, 2016
5. Broszur nr 676 „Partial discharges in transformers”, 2017
6. Broszura nr 861 „Improvements to PD measurements for factory and site acceptance tests of power transformers”
2022



*"Advances in DGA Interpretation", CIGRE Technical Brochure # 771

PRZYCZYNY POWSTAWANIA GAZÓW W OLEJU

Rodzaj uszkodzenia		Gazy charakterystyczne	Pozostałe gazy	Uwagi	Przykładowe przyczyny występowania
Elektryczne	PD - wyładowania elektryczne niezupełne	H ₂ , CH ₄	Niewielkie ilości węglowodorów nasyconych C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈	Powstawanie wosku X	Wyładowania w pęcherzykach gazowych w oleju lub w izolacji papierowej
	D1 - wyładowania elektryczne zupełne o małej gęstości energii	H ₂ , C ₂ H ₂	Niewielkie ilości CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄	–	Iskrzenia na stykach połączeń, między przewodami równoległymi w uzwojeniu itd.
	D2 - wyładowania elektryczne zupełne o dużej gęstości energii (łuk elektryczny)	H ₂ , C ₂ H ₂	CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆	Powstawanie węgla pyrolitycznego	Zwarcie między uzwojeniami DN a ziemią, szynami a kadzią, uzwojeniami a rdzeniem, przebicie w oleju
Ciepłe	T1 - przegrzanie o zakresie temperatur poniżej 300°C	H ₂ i węglowodory nasycone C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈	Niewielkie ilości węglowodorów nienasyconych C ₂ H ₄ , C ₃ H ₆	–	Przeciążenie transformatora, utrudnienia przepływu oleju, strumień rozproszenia w śrubach ściągających jarzmo
	T2 - przegrzanie o zakresie temperatur (300–700)°C	H ₂ i węglowodory z przewagą nasyconych lub nienasyconych w zależności od temperatury		W przypadku przegrzania papieru - wydzielanie się tlenków węgla i wody	Uszkodzenia połączeń przewodów, prądy wirowe (jarzmo, zwory, przewód uziemiający rdzeń, uszkodzone ekrany magnetyczne), uszkodzenia izolacji przewodów równoległych
	T3 - przegrzanie o zakresie temperatur powyżej 700°C	H ₂ i węglowodory nienasycone C ₂ H ₄ , C ₃ H ₆	Węglowodory nasycone C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈		Duże prądy wirowe w kadzi i w rdzeniu, prądy wywołane przez nieskompensowane pole magnetyczne, zwarcia w pakietach rdzenia

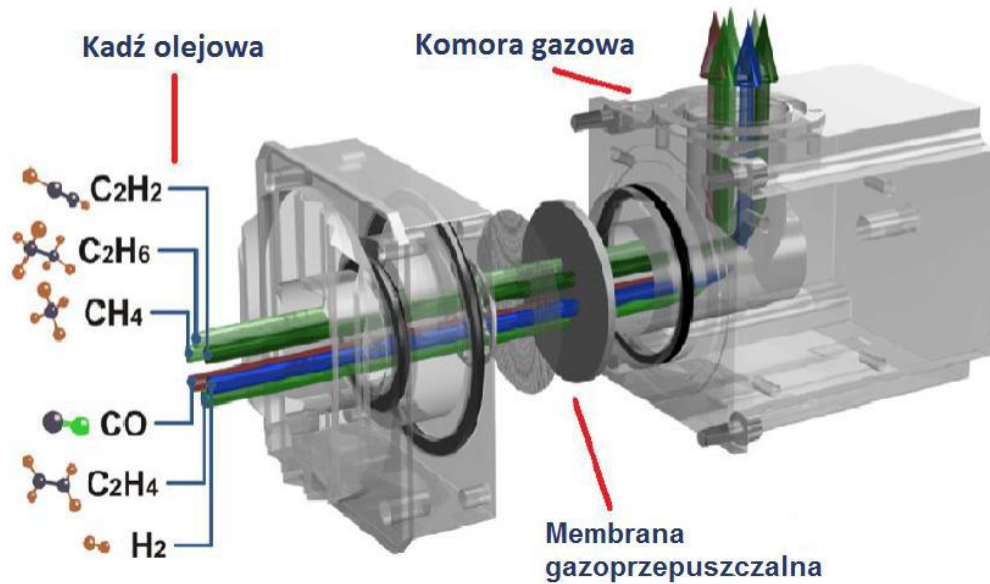
LICZBA OZNACZANYCH GAZÓW

Typ urządzenia	Gazy
M7/M8/M9	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ CO, CO ₂ , (O ₂), (N ₂)
M6	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ CO
M5	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO
M3	CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂
M2	H ₂ , CO
M1	H ₂
M1*	Pomiar sumy: H ₂ oraz inne gazy

METODY EKSTRAKCJI I POMIARU STĘŻENIA GAZÓW

Metoda ekstrakcji gazu	Technologia pomiaru stężenia	Zalety	Ograniczenia
membrana, próżnia	Chromatografia gazowa	duże podobieństwo do standardowych technik (IEC, ASTM), rozdzielanie sygnałów dla uniknięcia interferencji automatyczna rekaliibracja przy użyciu gazu wzorcowego z własnej butli	<ul style="list-style-type: none"> - gaz nośny (He) i wzorcowy muszą być wymieniane co 2-4 lata, kolumny chromatograficzne muszą być zwykle wymieniane co 3-5 lat, - możliwy przeciek gazu nośnego do transformatora - wymagana obsługa butli ze sprężonym gazami
membrana, próżnia, metoda headspace	Spektroskopia w podczerwieni (absorpcja promieniowania lub metoda foto-akustyczna)	brak gazu nośnego i wzorcowego brak butli wysokociśnieniowej	<ul style="list-style-type: none"> - wymagane różne detektory do pomiaru H₂, O₂, N₂ - niektóre modele są wrażliwe na zanieczyszczenie parami oleju, co powoduje spadek dokładności w czasie i wymaga rekaliibracji. - w niektórych modelach dokładność pogarsza się z powodu dodatków obecnych w oleju i/lub w powietrzu
membrana, bezpośredni kontakt z olejem	Komórka ciepłoprzewodnościowa	brak gazu nośnego i wzorcowego	- tylko H ₂ oraz CO
	Komórka elektrochemiczna		sygnał dla sumy gazów
	Czujniki metal-tlenek		- tylko H ₂ i CO, ograniczona dokładność
	Czujniki cienkowarstwowe		- tylko H ₂

METODY EKSTRAKcji GAZÓW W CZUJNIKACH ON-LINE

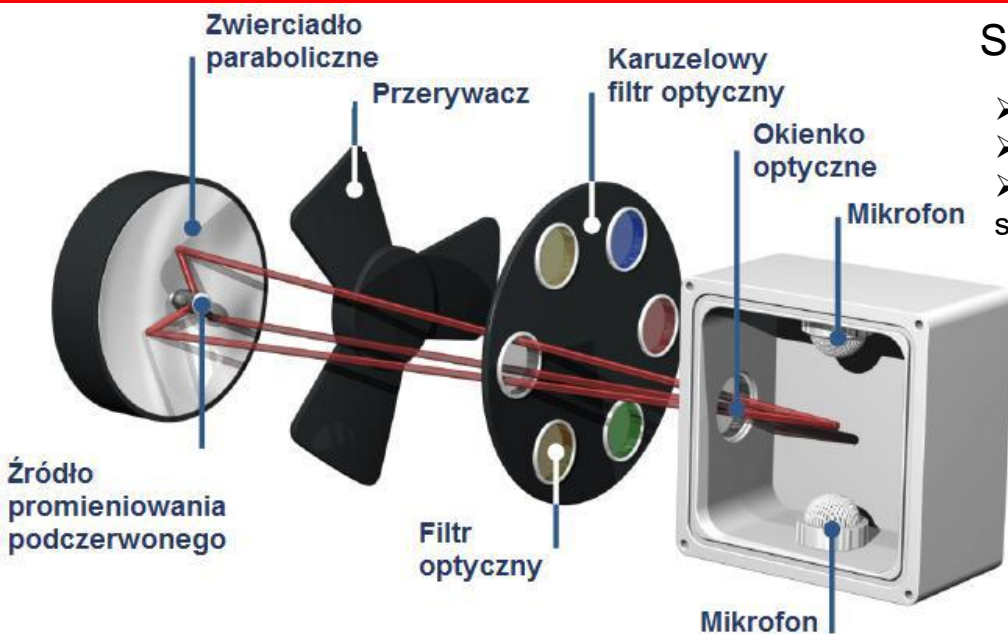


membrana
gazoprzepuszczalna

metoda
headspace



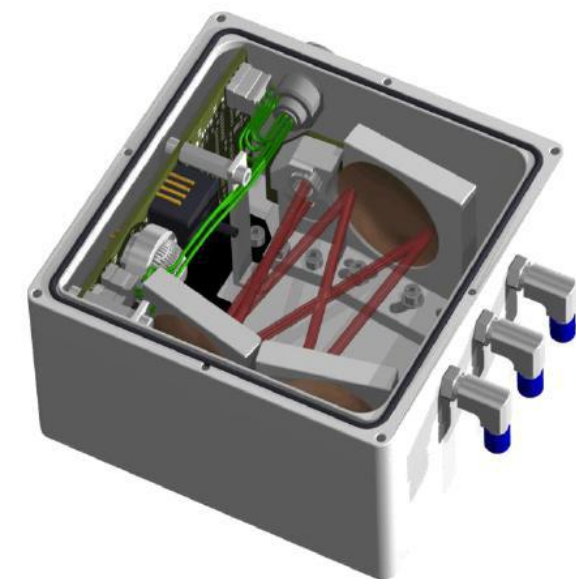
METODY DETEKCJI GAZÓW (PODCZERWIĘŃ)



Spektroskopia fotoakustyczna PAS

- Brak reakcji chemicznych.
- Nie ma potrzeby kalibracji.
- Niepotrzebne zużywające się materiały pomocnicze.

Wirujący przerywacz wiązki jest ruchomym podzespołem mechanicznym redukującym trwałość urządzenia. Źródło podczerwieni wymaga chłodzenia. Wrażliwość na wibracje.



Niedispersyjna spektroskopia w podczerwieni NDIR

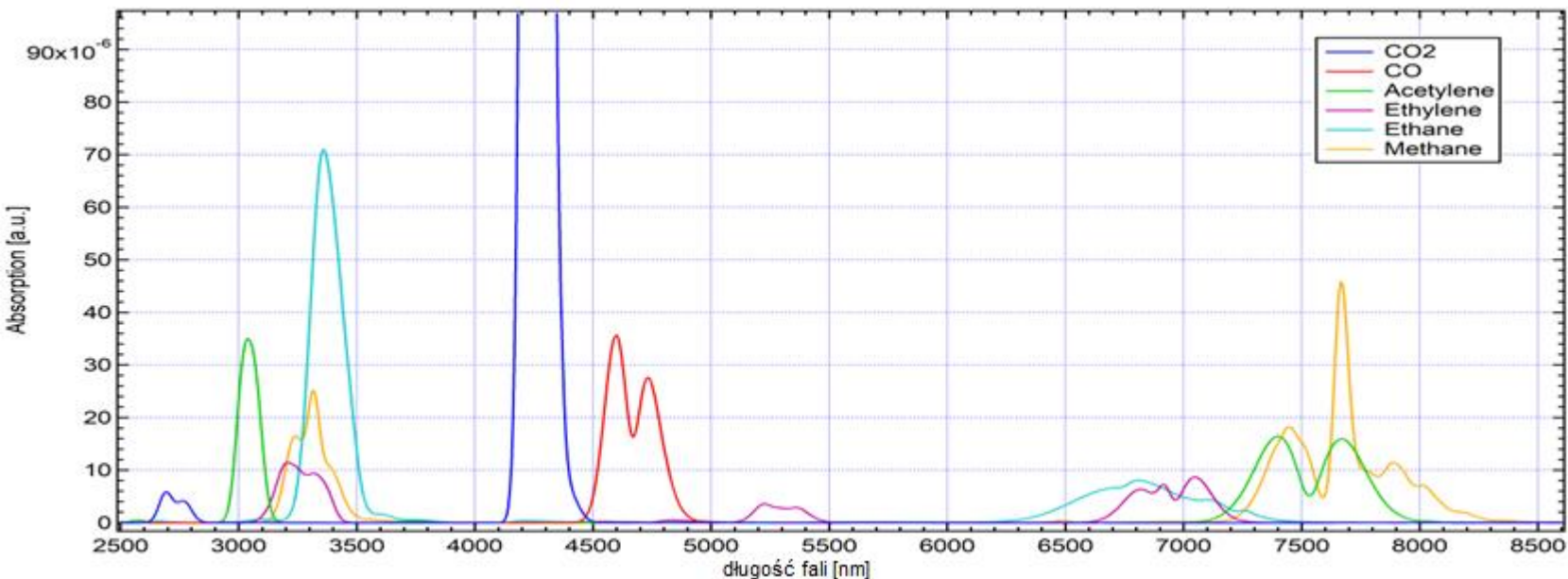
- Brak części ruchomych w rodzaju przerywacza wiązki lub filtra karuzelowego.
- Brak reakcji chemicznych.
- Proste przygotowanie próbki gazu.
- Łatwa autokalibracja.
- Niepotrzebne materiały pomocnicze.
- Mała wrażliwość na zanieczyszczenia.

Nie wykrywa wodoru, jeśli próbka gazu została wyekstrahowana w powietrzu atmosferycznym.

URZĄDZENIA ON-LINE DO ANALIZY GAZU WYKORZYSTUJĄCE PROMIENIOWANIE PODCZERWONE 11

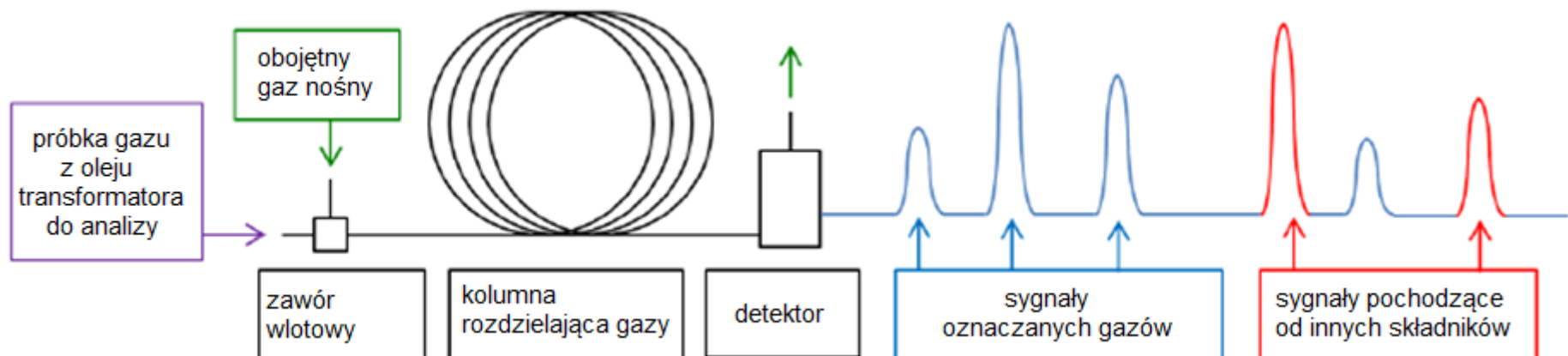
PROMIENIOWANIE PODCZERWONE

w załączniku C broszury technicznej CIGRE nr 783, opublikowanej przez WG47, opisano szczegółowo zasady działania, obecnych na rynku, urządzeń wykorzystujących technikę podczerwieni, pasma absorpcji promieniowania podczerwonego różnych gazów (poniżej), oraz główne metody (PhotoAcousticSpectroscopy, NonDispersiveInfraRed, FourierTransformInterferometers), czynniki wpływające na analizę w podczerwieni, procedury kalibracji oraz sprawdzania tych urządzeń przy użyciu wzorców gazów w oleju (GIOS)



METODA CHROMATOGRAFII GAZOWEJ

w załączniku D broszury technicznej CIGRE nr 783 opisano zasadę działania urządzeń wykorzystujących metodę chromatografii gazowej (GC), procedury ich kalibracji, możliwą do uzyskania czułość w ppm, membrany do ekstrakcji gazu z oleju, trwałość kolumn separujących, odporność na warunki pogodowe, a także koszty obsługi.



DEFEKTY WYKRYWANE PRZEZ URZĄDZENIA ON-LINE

Zastosowanie	Typ urządzenia	Gazy	Defekty możliwe do rozpoznania	Defekty niemożliwe do rozpoznania
Rozpoznanie defektu	M8/(M9)	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ CO, CO ₂ , O ₂ , (N ₂)	PD, D1, D2, T3, T2, T1, T3 w oleju, C, O, S w początkowym stadium	brak
	M6/(M7)	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO, (CO ₂)		defekty w papierze są zwykle nie rozpoznane prawidłowo gdy mierzony jest tylko CO, w czujnikach M6, M5 and M2
	M5	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO	tylko PD, D1, D2, T3, T2, T1*	5 podtypów defektów*.
	M3	CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂		
Wykrywanie defektu	M2	H ₂ , CO	brak możliwości rozpoznania defektu.	można nie wykryć defektów D1, D2 we wczesnych stadiach, wykrywa się je jedynie w późnych, czasem katastroficznych stadiach
	M1	H ₂		
	M1'	łączy pomiar stężenia H ₂ i innych gazów		

*6 podstawowych rodzajów defektów wykrywanych przy pomocy trójkąta Duvala 1 i Pięciokąta 1 (PD, D1, D2, T3, T2 T1) oraz 5 podtypów wykrywanych przy pomocy Trójkątów 4, 5 oraz Pięciokąta 2 (T3 w oleju, C, O, S, PD)

DEFEKTY VS. RYZYKO AWARII

Miejsce defektu	w papierze		w oleju	
Rodzaj	Główne produkty rozkładu	Zagrożenie (ryzyko awarii)	Główne produkty rozkładu	Zagrożenie (ryzyko awarii)
D2	C, C ₂ H ₂	bardzo duże	C ₂ H ₂ , C	bardzo duże
D1				średnie
T3	C, C ₂ H ₄		C ₂ H ₄ , C	
T2	C, CH ₄	duże	CH ₄	niskie
T1, O	C ₂ H ₆ , CO	średnie	C ₂ H ₆	bardzo niskie
koronowe PD	H ₂	niskie	H ₂	
S, T<200°C starzenie	CO ₂ furany, alkohole niski DP papieru	bardzo niskie		

- urządzenia te wykrywają powstawanie wodoru w transformatorach, jednak nie potrafią powiązać tego z rodzajem defektu
- dlatego wartość ostrzegawcza ustawiana jest zwykle na wartość typową dla wodoru (~ 100 ppm)
- zatem niemożliwe jest wykrywanie wyładowań D1 i D2 we wczesnych stadiach rozwoju (6 ppm wodoru)
- to samo dotyczy przegrzań T3, T2, T1 (~ 10 ppm wodoru)

- urządzenia te wykrywają powstawanie tlenku węgla
- jednak interpretacja wyników (defekt z udziałem papieru lub utlenianie oleju) w większości przypadków wymaga pobrania próbki oleju i pełnej analizy DGA w laboratorium
- również urządzenia te nie są w stanie wykryć defektów z małym udziałem papieru (zbyt mała ilość powstającego tlenku węgla)
- tak więc, ich praktyczne zastosowanie jest mocno ograniczone

DOBÓR URZĄDZENIA DO TRANSFORMATORA

Typ urządzenia	Gazy	Transformatory
M7/M8/M9	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ CO, CO ₂ , (O ₂), (N ₂)	- wszystkie transformatory, w tym jednostki krytyczne (tr. blokowe, el. jądrowe) oraz takie które mają nadmierną ilość gazów, wymagającą natychmiastowego działania
M6	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ CO	- jednostki krytyczne oraz transformatory „gazujące” nie wymagające natychmiastowego działania (wymagane pobranie próbki oleju dla potwierdzenia defektu z udziałem papieru)
M5	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO	
M3	CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂	
M2	H ₂ , CO	- transformatory mniej ważne oraz nie „gazujące” (wymagane pobranie próbki oleju)
M1	H ₂	
M1*	łączne stężenie H ₂ i innych gazów	

USTALENIE POZIOMÓW OSTRZEGAWCZYCH

Poziomy ostrzegawcze powinny być ustalane indywidualnie dla każdego transformatora z uwzględnieniem:

- rodzaju jednostki (transf. blokowy, sieciowy, przemysłowy itd.),
- danych znamionowych,
- wieku,
- budowy,
- obciążenia,
- historii eksploatacji (zdarzeń eksploatacyjnych),
- dotychczasowych wyników badań wykonanych w laboratorium,
- wymagań właściciela dotyczących przyjętego poziomu ryzyka.

Procedura wprowadzenia poziomów ostrzegawczych obejmuje trzy etapy:

- ocena poprawności pracy czujnika i ewentualna korekcja wskazań,
- ustalenie właściwych dla danego transformatora stężeń gazów i wody w oleju,
- wprowadzenie wartości ostrzegawczych do pamięci urządzenia.

WARTOŚCI TYPOWE 90% ORAZ PRZEDAWARYJNE

Gazy wydzielone z oleju	Stężenia gazów [ppm] w stosunku do objętości oleju		
	transformator blokowy*	transformator sieciowy*	PN-EN 60599
H ₂ – wodór	220	300	50 – 150
CH ₄ – metan	200	180	30 – 130
C ₂ H ₆ – etan	160	170	20 – 90
C ₂ H ₄ – etylen	210	220	60 – 280
C ₂ H ₂ – acetylen	20	70	2 – 20 / 60 - 280
C ₃ H ₈ – propan	60	60	-
C ₃ H ₆ – propylen	60	70	-
CO – tlenek węgla	450*	480*	400 – 600
CO ₂ – dwutlenek węgla	7000*	5000*	3800 - 14000

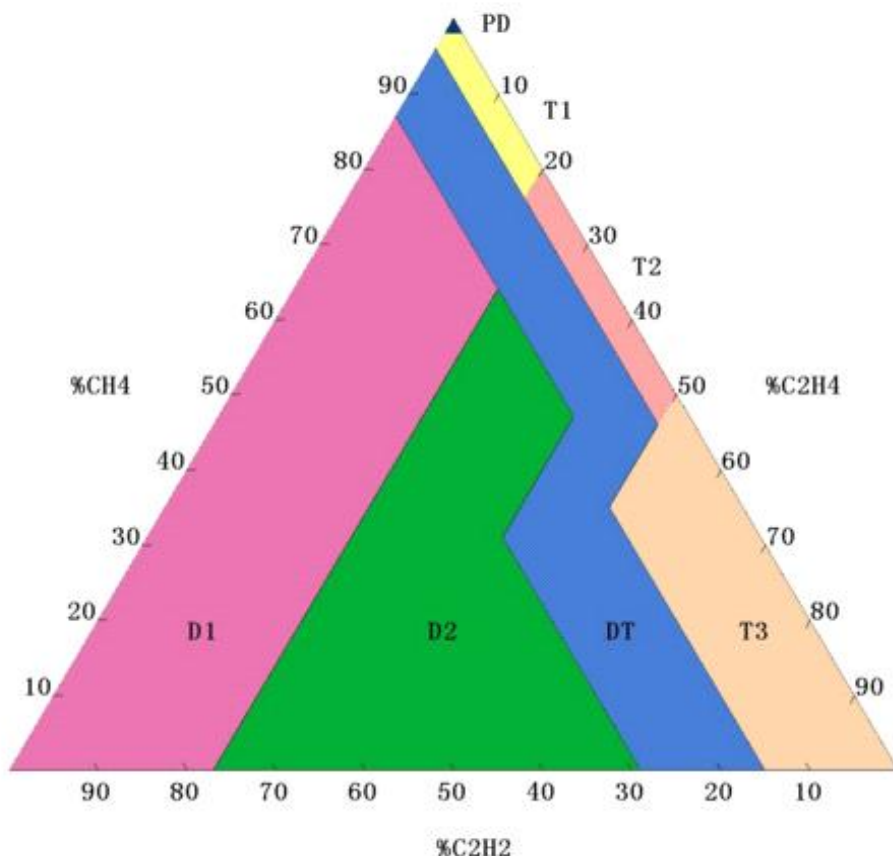
Wartości typowe 90% wg RIET*
wyd. 2022 i PN-EN 60599

Stężenie acetyleny C ₂ H ₂ wg różnych baz danych	Wartość 90%	Wartość przedawaryjna
	[ppm]	
CIGRE WG47 (uśredniona)	5	450
CIGRE WG47 (iskrzenia w papierze)	0,8	45
CIGRE WG47 (iskrzenie w oleju)	25	1400
IEEE C57.104 (2019)	1 – 2	-

Przy ustawianiu poziomów ostrzegawczych można korzystać z wytycznych RIET 2022 albo PN-EN 60599, lub też dopasować indywidualnie do transformatora, na podstawie znajomości jego wyników DGA w dłuższym okresie czasu

Stężenie etylenu C ₂ H ₄	Wartość 90%	Wartość przedawaryjna
Karbonizacja papieru (defekt C)	[ppm]	
w wyprowadzeniach	200	2900
na zewnątrz uzwojeń	68	970
między zwojami	2	25

AUTOMATYCZNE ROZPOZNANIE DEFEKTU

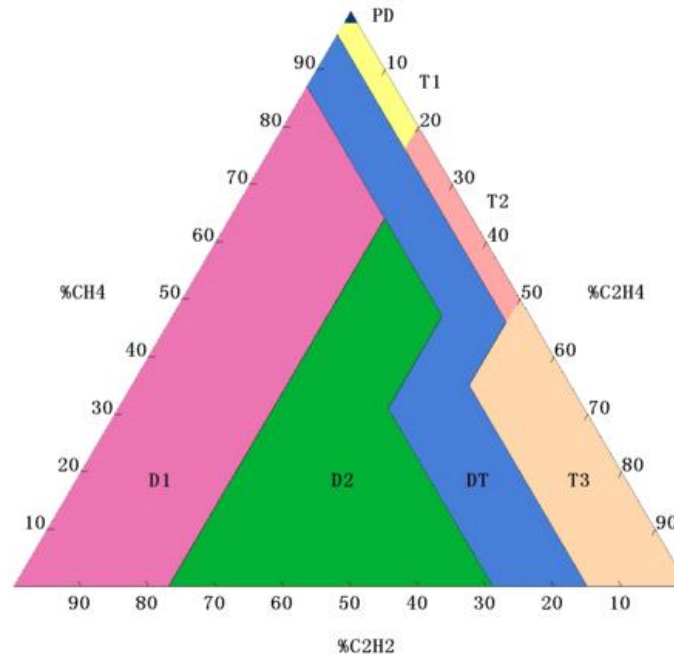
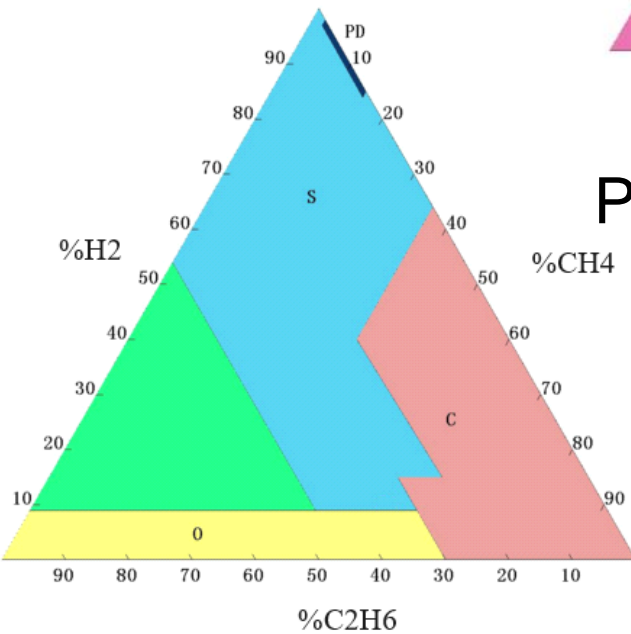


Strefa	Defekt
PD	Wyładowania niezupełne typu koronowego
T1	Przegrzanie niskotemperaturowe $T < 300^{\circ}\text{C}$
T2	Przegrzanie średniotemperaturowe $300^{\circ} < T < 700^{\circ}\text{C}$
T3	Przegrzanie wysokotemperaturowe $T > 700^{\circ}\text{C}$
DT	Przyczyna złożona: przegrzanie + wyładowania
D2	Wyładowania o wysokiej energii
D1	Wyładowania o niskiej energii

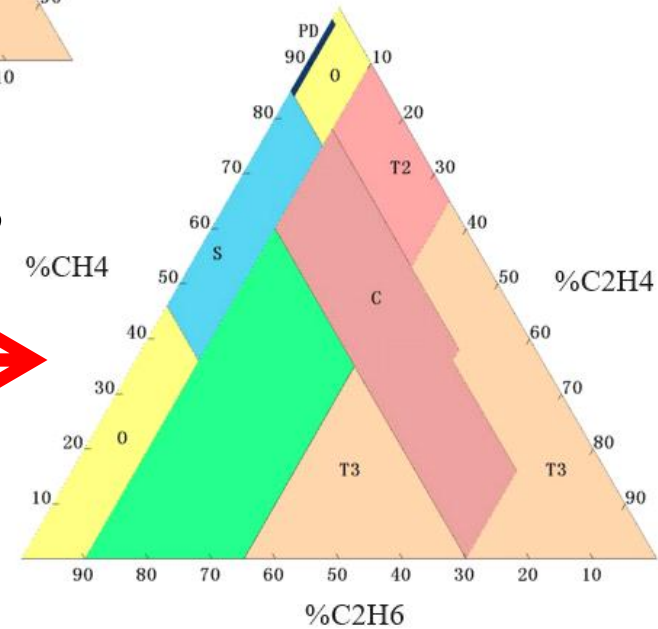
Opracowany przez M. Duvala w 1974 roku
M. Duval, "Fault Gases Formed in Oil-Filled Breathing EHV
Power Transformers. The Interpretation of Gas Analysis Data,"
IEEE-PES, 1974

MONITORING STANU CZĘŚCI AKTYWNEJ

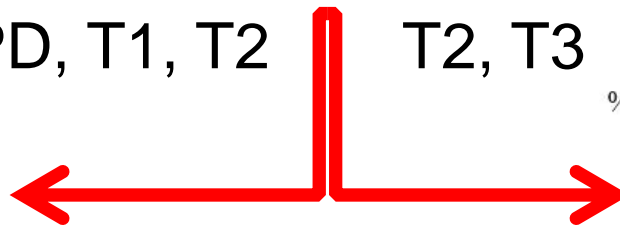
Trójkąt 4



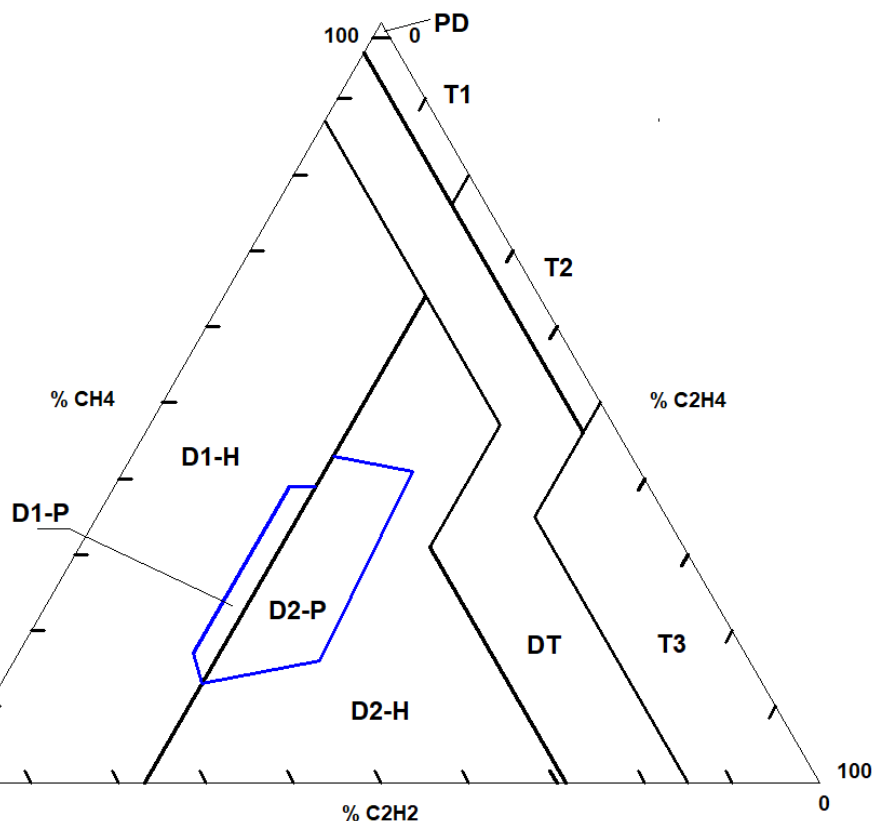
Trójkąt 5



PD, T1, T2 T2, T3



ROZRÓŻNIANIE WYŁADOWAŃ ISKROWYCH W PAPIERZE I OLEJU



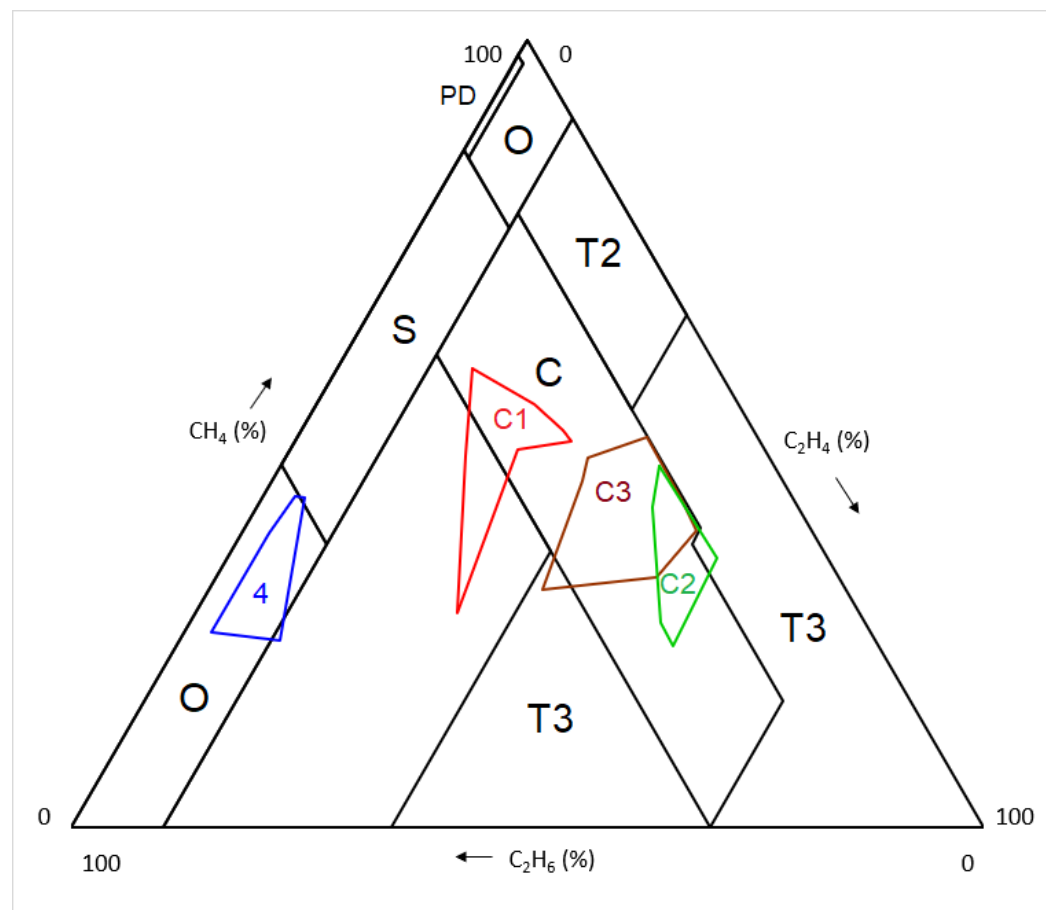
W Trójkącie Duvala 1 zidentyfikowano nowe podstrefy, umożliwiające określenie, czy wyładowania elektryczne D1 i D2 występują w papierze czy w oleju. Wcześniej można było to wywnioskować jedynie z kosztownych badań akustycznych wnz lub niewiarygodnych proporcji CO_x. Nowe podstrefy w Trójkącie 1 stanowią uzupełnienie podobnych podstref dla zwarć łukowych w Pięciokącie Duvala, ponieważ na Trójkąt 1 nie mają wpływu duże stężenia H₂ oraz C₂H₆ powstających w wyniku gazowania pasożytniczego i koronowych wnz w przypadku złożonych defektów. Nowe podstrefy umożliwiają skupienie uwagi na nadzorze eksploatacji transformatorów z wyładowaniami łukowymi w papierze, które występują w niewielkiej liczbie przypadków, ale są potencjalnie bardziej niebezpieczne.

WYKRYWANIE ZWĘGLENIA PAPIERU – TRÓJKĄT 5

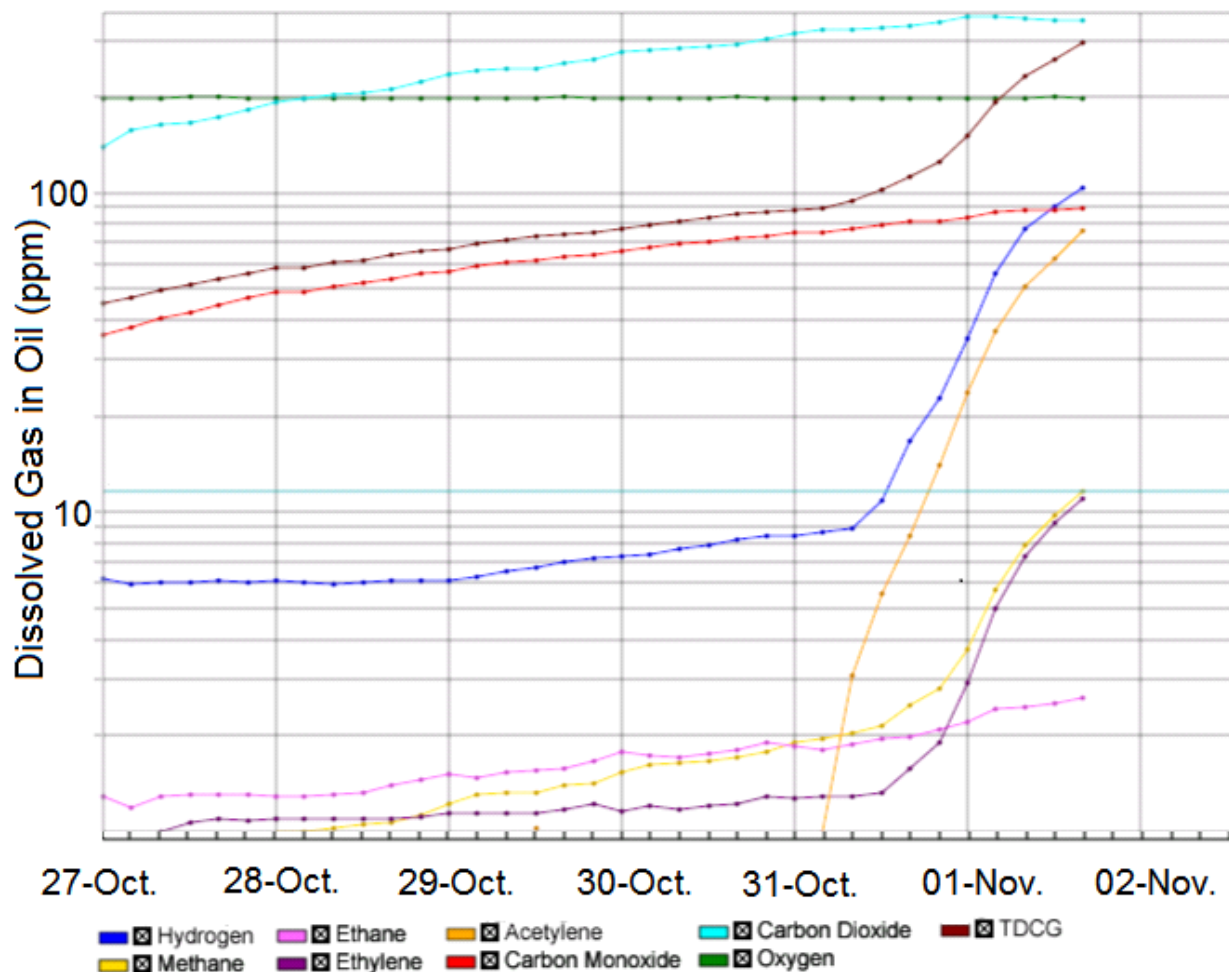
Defekt C – przegrzanie ze
zwęglaniem (karbonizacją)
papieru; podstrefy:

- C1 – między zwojami lub wewnątrz uzwojeń
- C2 – na zewnątrz uzwojeń
- C3 – w wyprowadzeniach
- 4 – przegrzanie z brązowieniem papieru

Trójkąt Duvala 5



WYKRYWANIE SZYBKO ROZWIJAJĄCYCH SIĘ DEFECTÓW

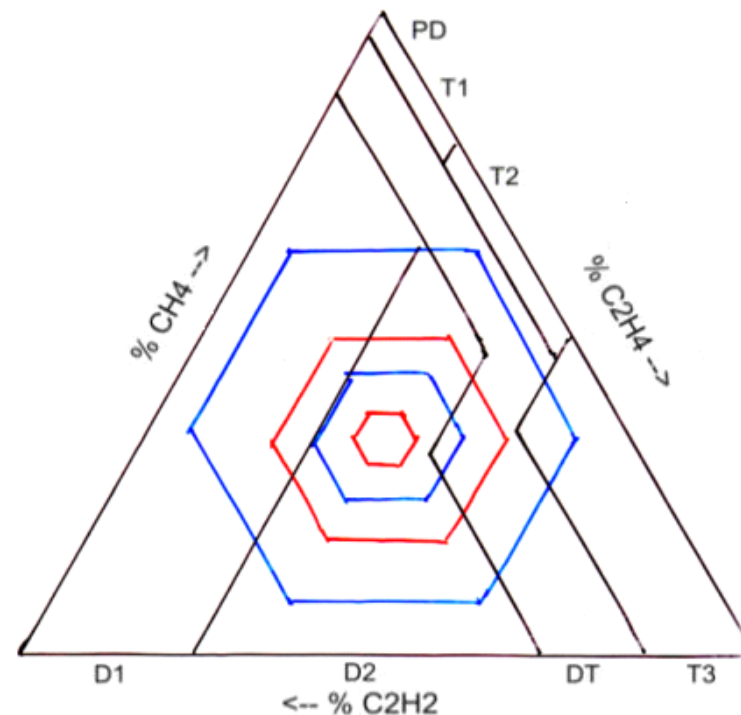
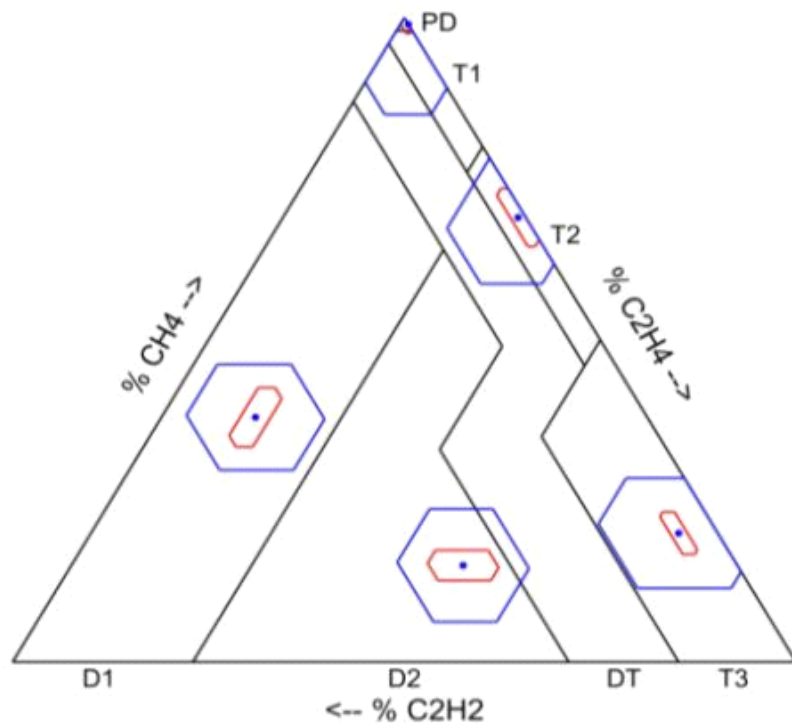


Monitory on-line wykonują pomiar w różnych odstępach czasu: od 20 minut do 8 godzin, zależnie od typu oraz konfiguracji.

Podany przykład pokazuje reakcję monitora na szybki wzrost koncentracji gazów, spowodowany zwęglaniem papieru (usterka C) na wyprowadzeniach (zagrożenie niewielkie).

Odstęp między pomiarami wynosi 4 godz. (6 pomiarów na dobę) i pozwala zauważyć dynamiczny wzrost koncentracji wszystkich gazów.

DOKŁADNOŚĆ POMIARU VS. TRAFNOŚĆ DIAGNOZY



Dokładność **15%** (czerwone), **30%** (niebieskie)

Dokładność **15, 30, 50** oraz **75%**
(**czerwone, niebieskie,**
odpowiednio **czerwone** i **niebieskie**)

WERYFIKACJA WYNIKÓW POMIARU ON-LINE

1. Odczyt danych z czujnika
2. Pobranie kilku (czterech) próbek z zaworu czujnika do gazoszczelnych strzykawek bezzwłocznie po dokonaniu odczytu
3. Sprawdzenie dokładności wyników laboratorium w stosunku do certyfikowanych wzorców ciekłych,
4. Wykonanie (w tym samym dniu) analiz DGA pobranych próbek,
5. Ocena powtarzalności uzyskiwanych wyników (uwzględnienie niepewności pobrania i analizy)
6. Wyznaczenie procentowej różnicy D między odczytem czujnika, a wynikiem laboratorium skorygowanym pod względem dokładności uzyskanej dla wzorca ciekłego o najbardziej zbliżonym stężeniu
7. Obliczenie dokładności wskazań czujnika (poprzez odjęcie od utrzymanej wartości powtarzalności wyników laboratorium i dokładności wzorców ciekłych)

Uwaga: obliczenia należy wykonać dla wszystkich gazów wskazywanych przez czujnik

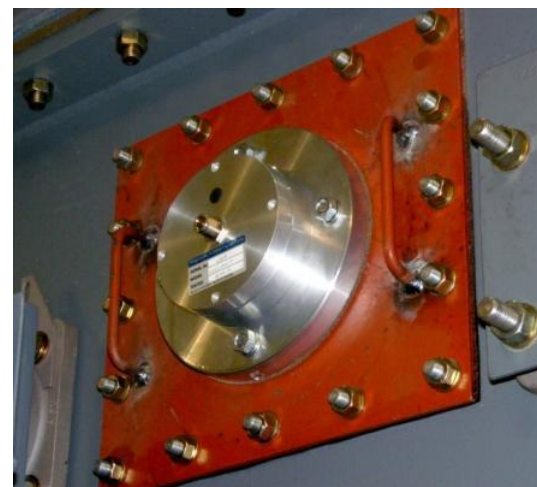
Sprawdzenie należy wykonać, gdy:

- wyniki próbek z tego samego transformatora z różnych laboratoriów różnią się o więcej niż 15%,
- wyniki laboratoryjne i urządzenia on-line różnią się o więcej niż 15%
- wpływa to na różnice w rozpoznaniu usterki dla ważnych transformatorów

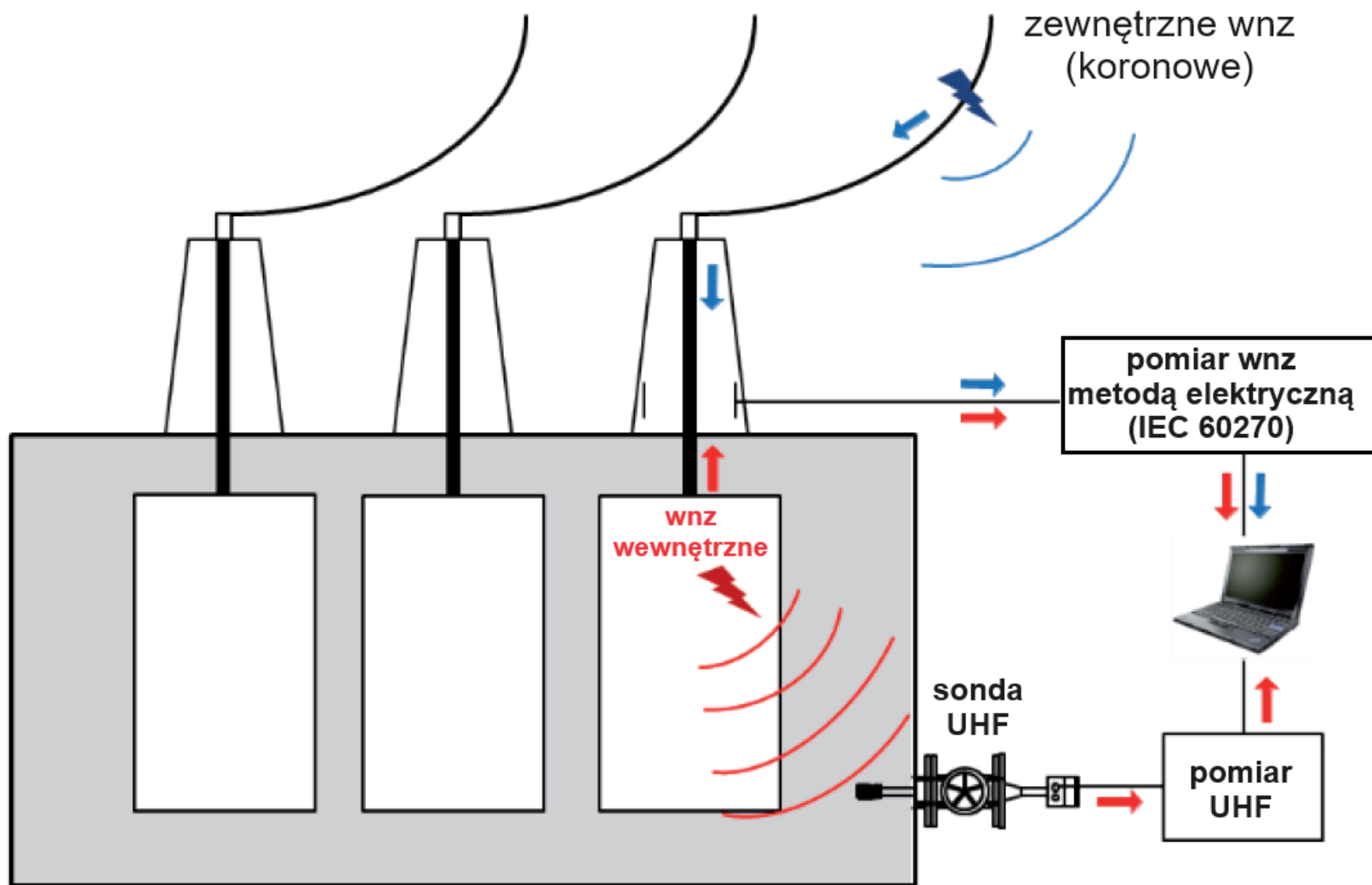
MONITORING WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH

Metody elektryczne:

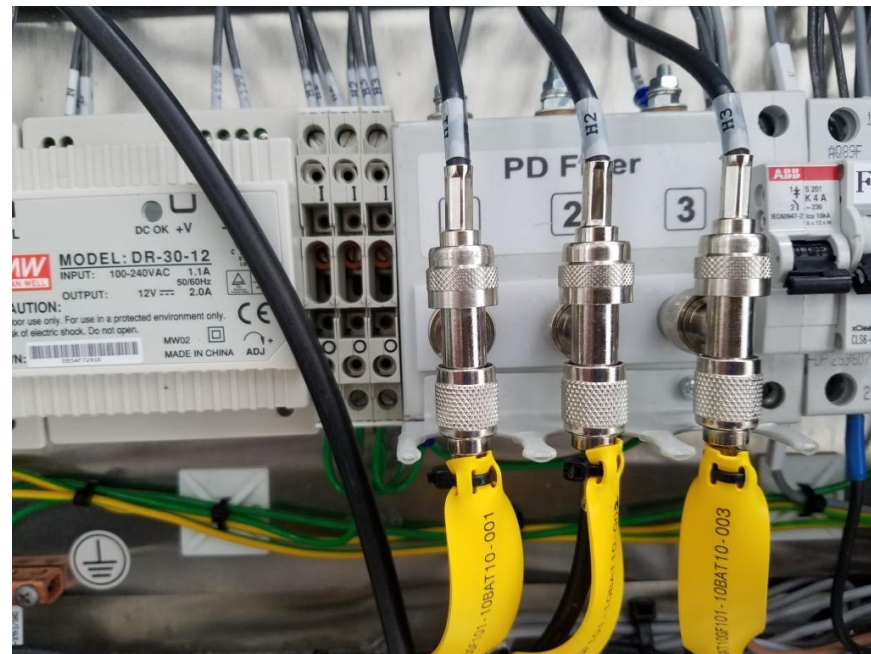
- wg PN-EN 60270,
- wysokiej częstotliwości (HF): $0,1 \div 10\text{MHz}$,
- bardzo wysokiej częstotliwości (UHF): $0,2 \div 3\text{GHz}$.



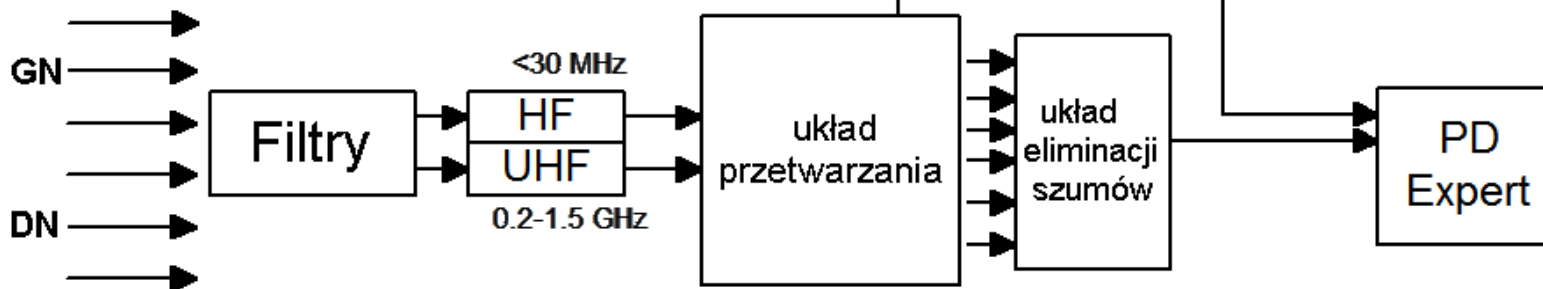
MONITORING WNZ – DROGI SYGNAŁU



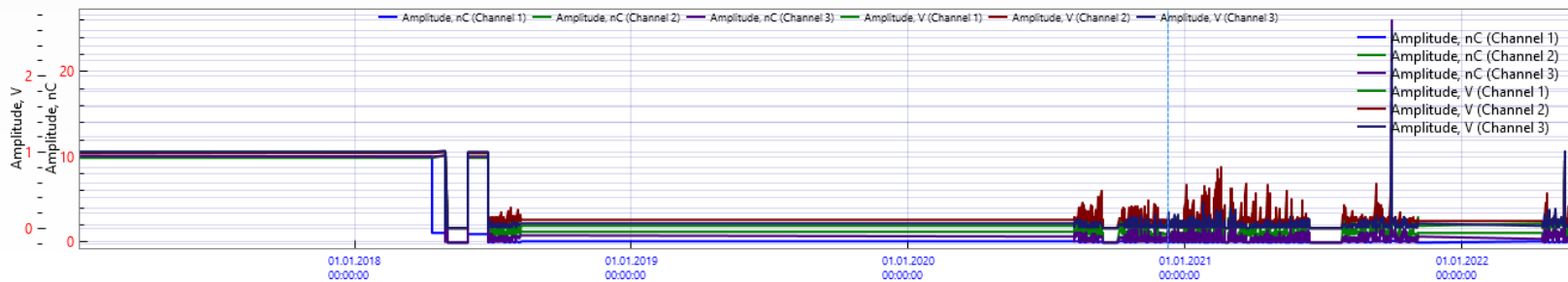
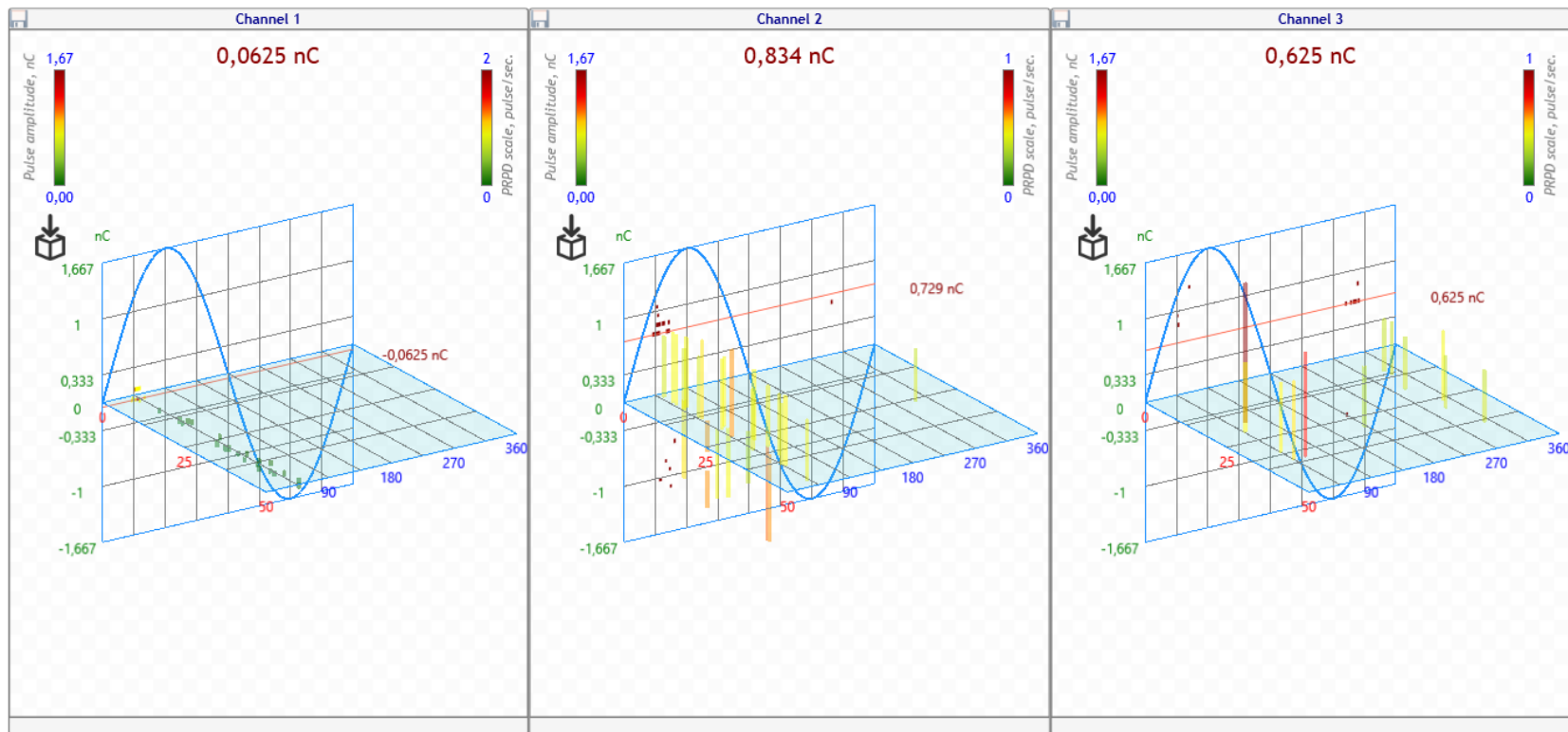
MONITORING WNZ - METODA ELEKTRYCZNA



6 kanałów wejściowych

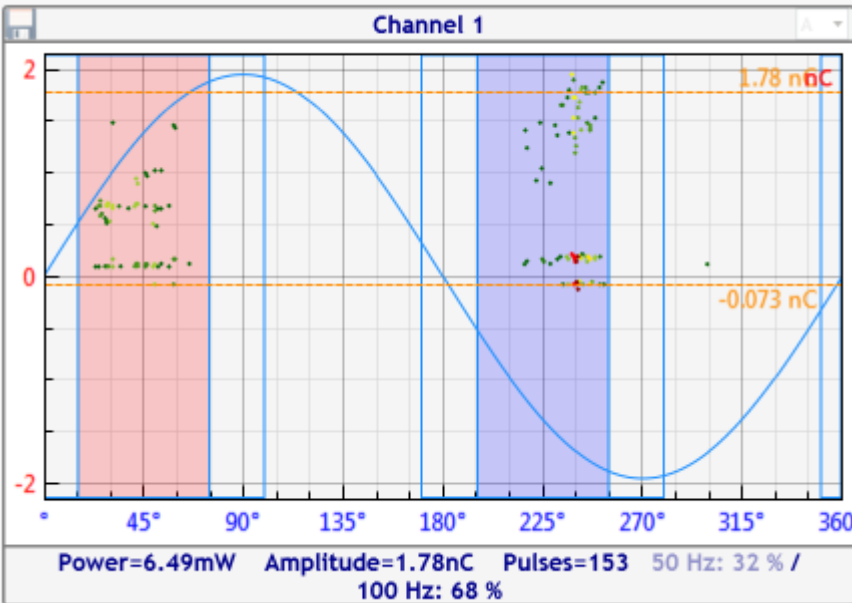


ANALIZA WYNIKÓW BADANIA WNZ METODĄ ELEKTRYCZNĄ



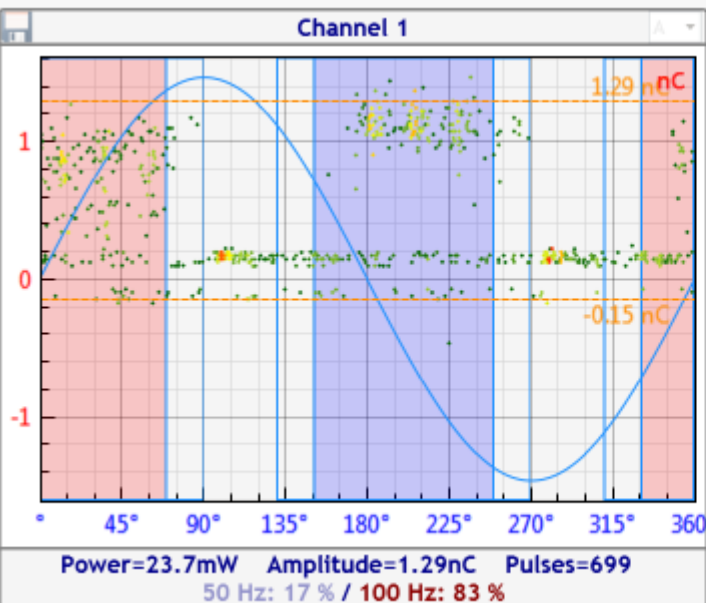
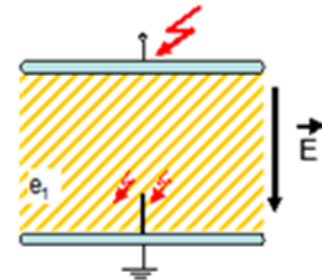
ANALIZA WYNIKÓW BADANIA WNZ METODĄ ELEKTRYCZNĄ

PROGRAMY EKSPERCKIE



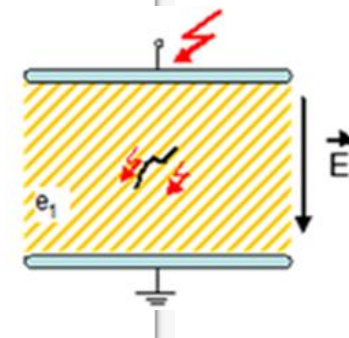
Internal PD (Insulation defect near ground conductor)

Source: Channel 1
 Phase: A
 Danger level: **Possible High**
 Power: 6.41mW (99% of total power)
 Amplitude: 1.78 nC
 Accuracy: 99%
 Description: Insulation defect or delamination near ground conductor



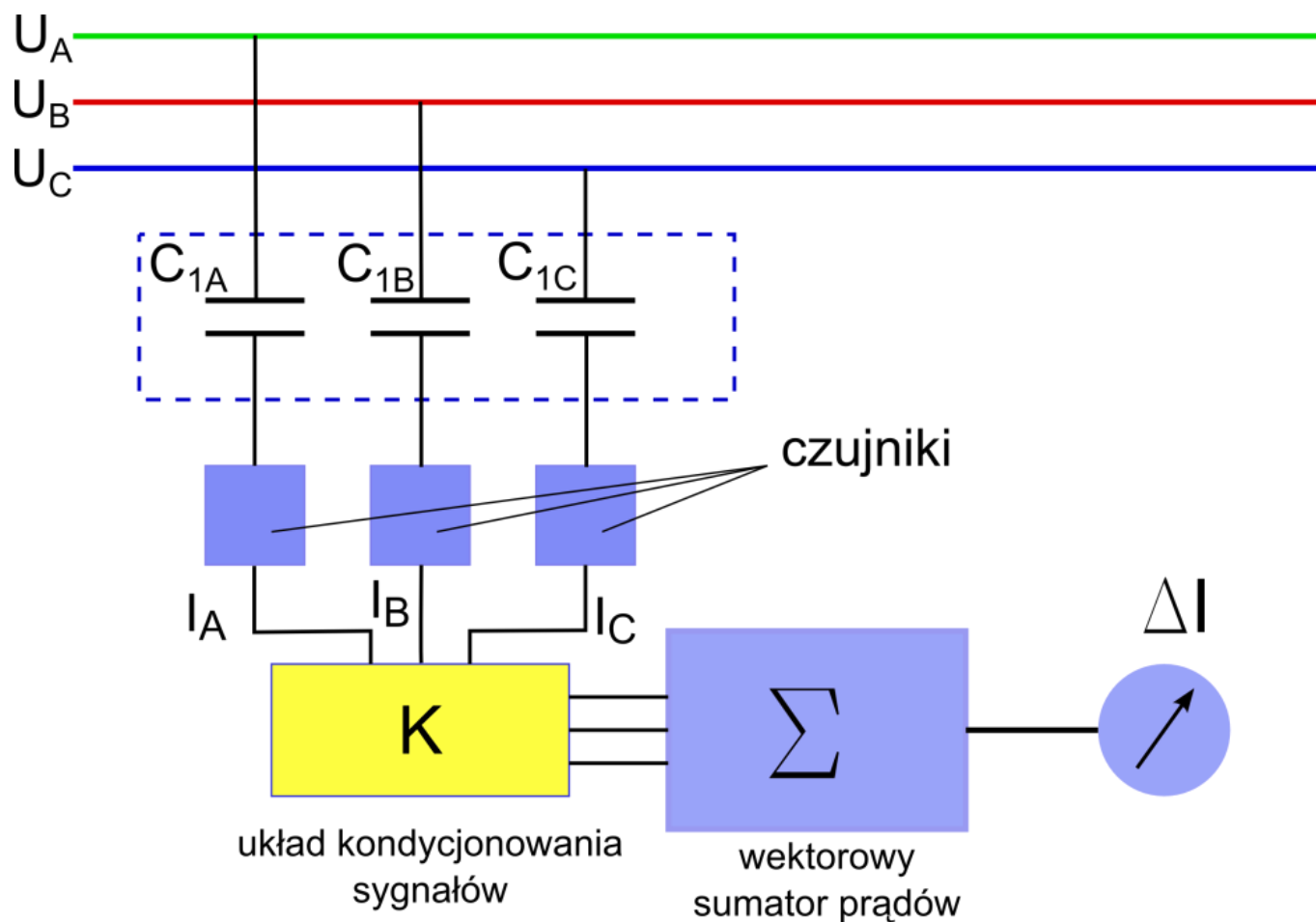
Floating potential

Source: Channel 1
 Phase: A
 Danger level: **Middle**
 Power: 14.2mW (60% of total power)
 Amplitude: 1.29 nC
 Accuracy: 64%

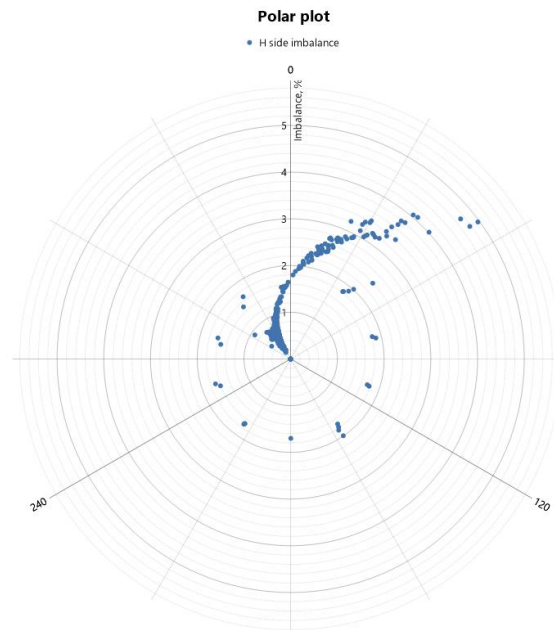
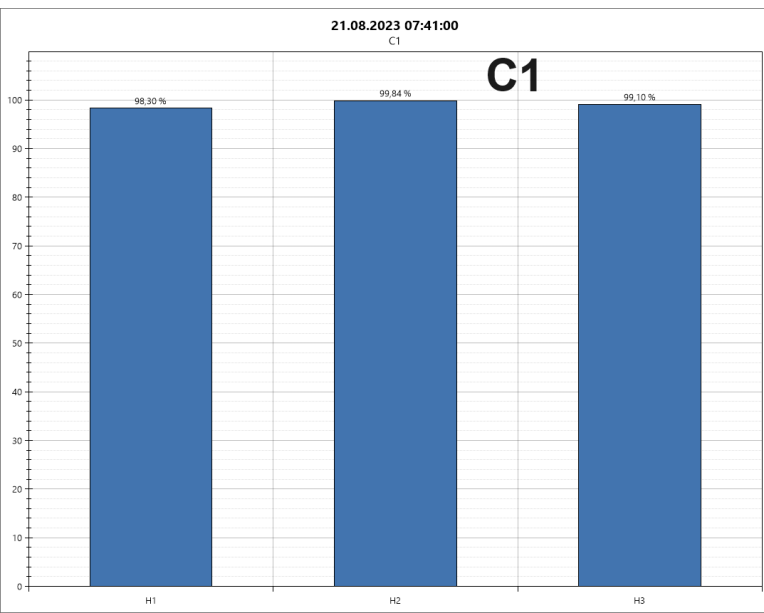
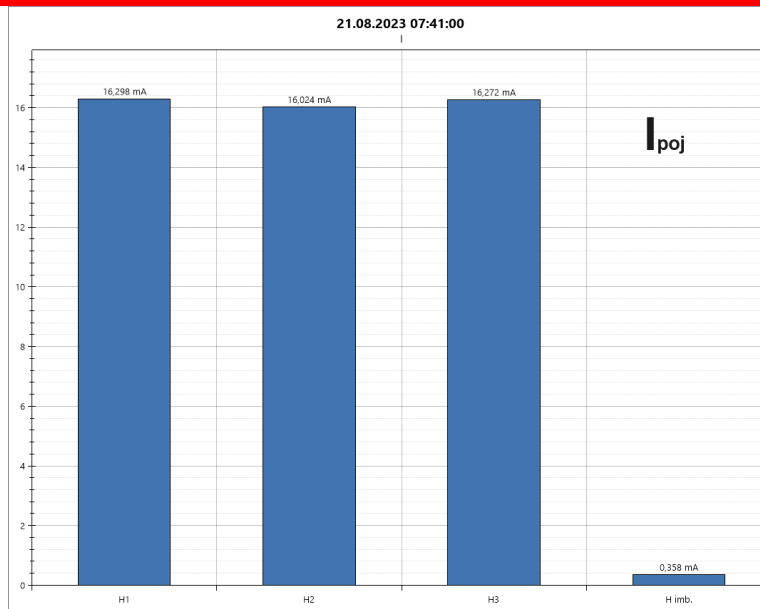
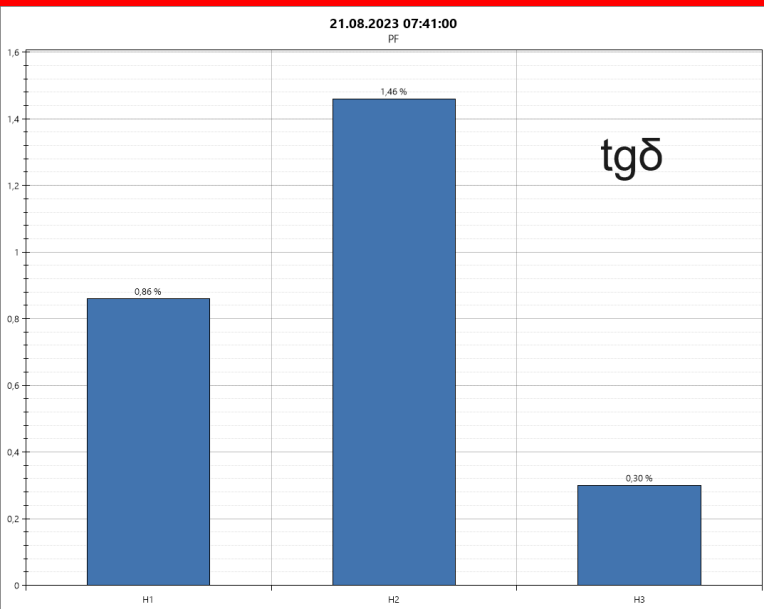


MONITORING ON-LINE IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH

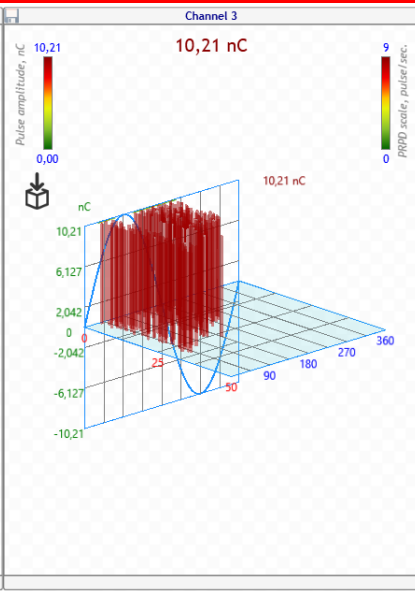
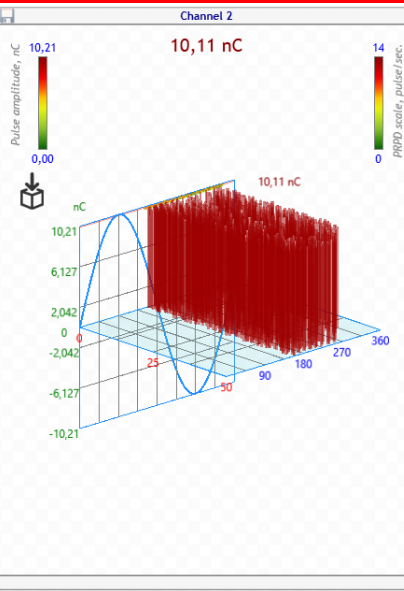
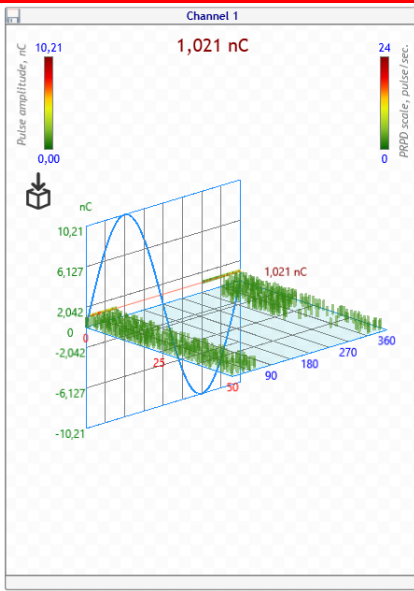
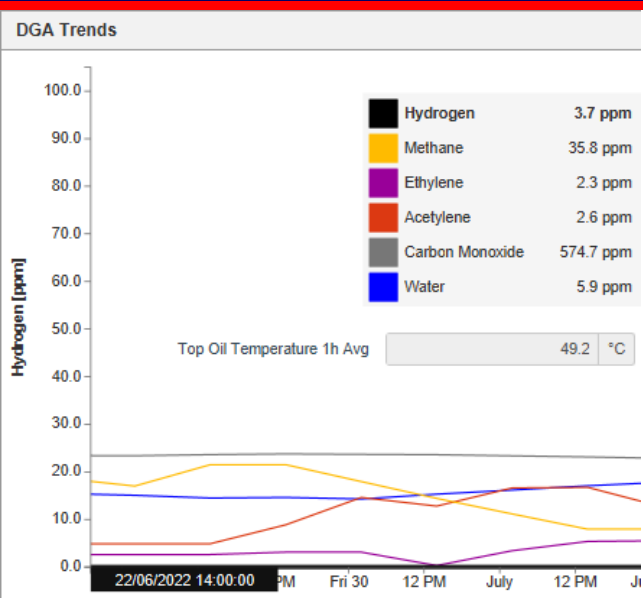
Metody monitoringu izolatorów bazują na pomiarze prądu pojemnościowego. Najczęściej stosowaną metodą monitoringu on-line izolatorów jest sumowanie prądów pojemnościowych i badanie zmian prądu niezrównoważenia i jego fazy.



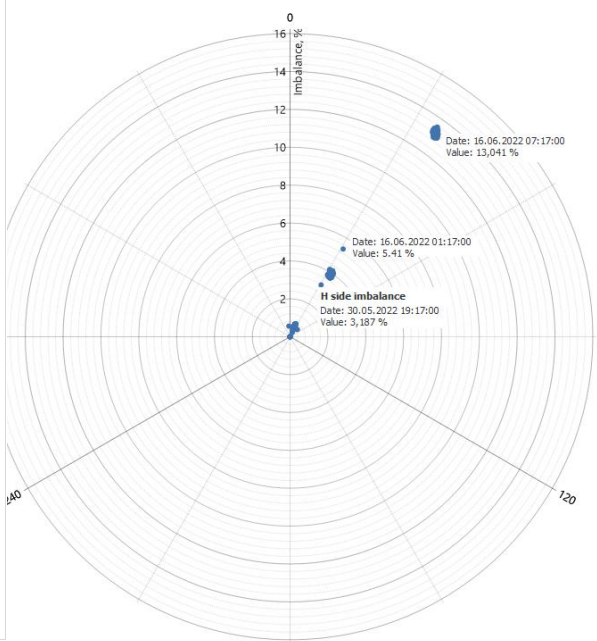
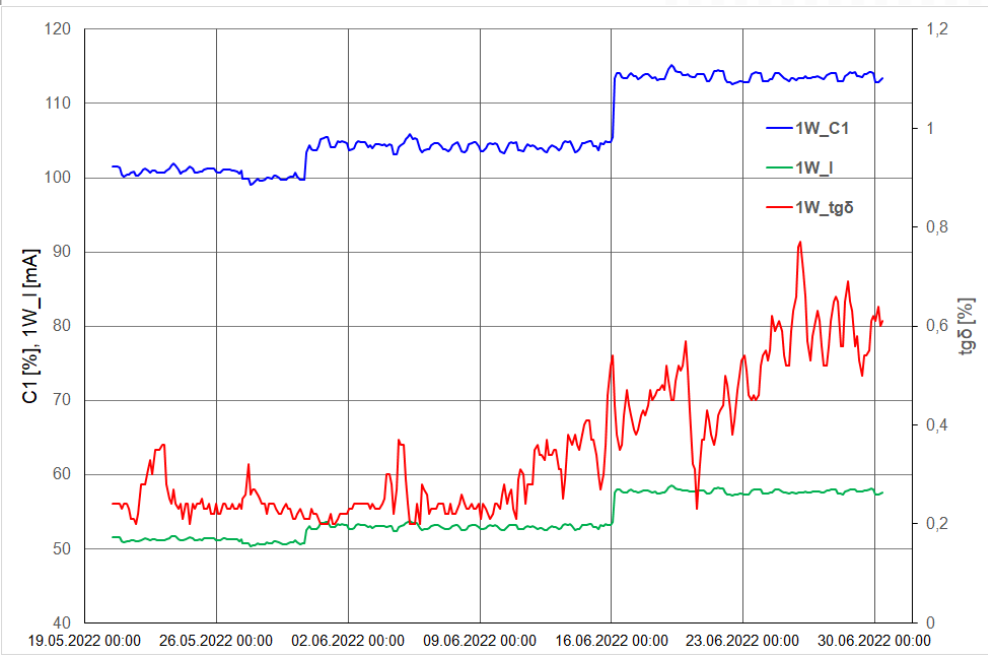
PARAMETRY CHWILOWE IZOLATORÓW



MONITORING – AWARIA IZOLATORA 420kV

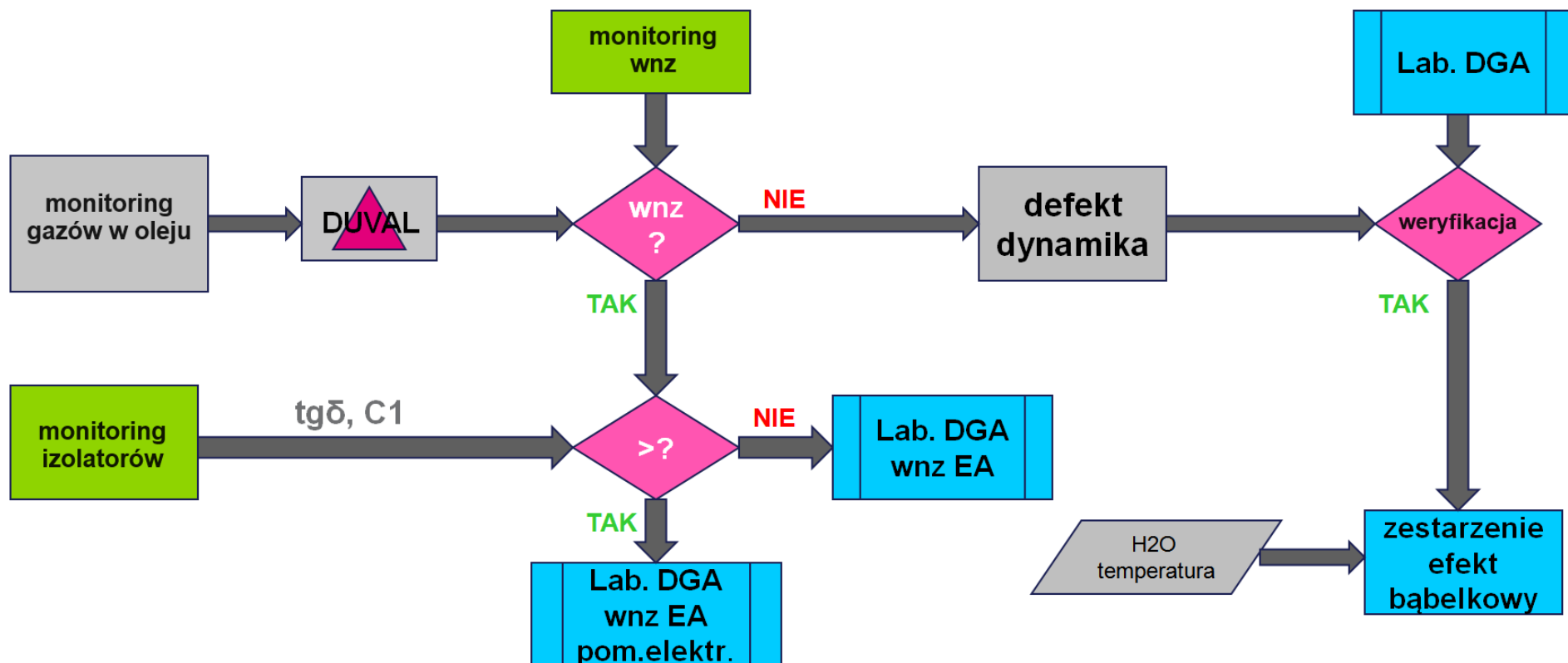


Sync: 50,01 Hz

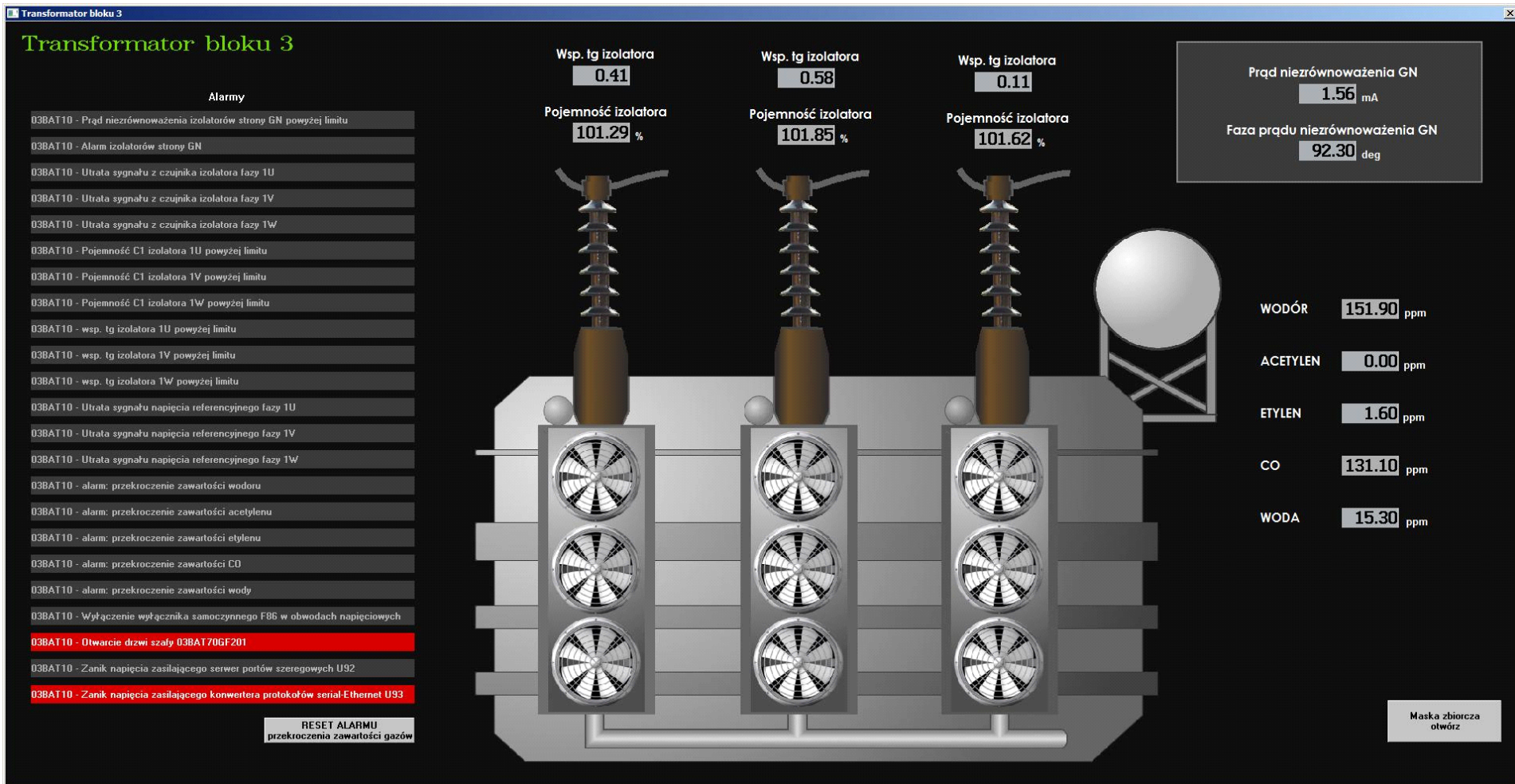


WERYFIKACJA WSKAZAŃ MONITORINGU ON-LINE

„Metoda UHF ma lepszą czułość i odporność na zakłócenia niż jakiegokolwiek inne metody badania wnz np. DGA, metoda akustyczna lub konwencjonalne pomiary. Natychmiastowe wykrycie wnz (wcześniej niż DGA) sprawia, że metoda UHF idealnie nadaje się do użytku online” – czy naprawdę?



WIZUALIZACJA WYNIKÓW



PODSUMOWANIE

Urządzenia monitoringu oparte na jednej metodzie diagnostycznej osiągnęły znaczny stopień doskonałości, skutecznie sygnalizując wystąpienie zagrożenia dla eksploatacji transformatora. Pomimo to, istnieją niedogodności, które nie pozwalają w pełni wykorzystać ich potencjał. Są to, m.in.:

1. dedykowane, oddzielne programy eksperckie,
2. fragmentaryczne rozwiązania dotyczące jednego zjawiska lub zespołu transformatora,
3. brak kompleksowej analizy danych z różnych układów,
4. transmisja ograniczona do surowych danych oraz sygnalizacji alarmów,
5. ustalenie poziomów ostrzegawczych i alarmowych.

Dziękuję za uwagę

Jerzy Buchacz

jerzy.buchacz@elektryka.com.pl