



Ryszard Sobocki*, Marceli Kaźmierski**

ZAWARTOŚĆ GAZÓW W OLEJU JAKO WSKAŹNIK POPRAWNEGO STANU IZOLACJI TRANSFORMATORA SIECIOWEGO DUŻEJ MOCY

Streszczenie: Na podstawie analizy statystycznej kilkuset wyników DGA wykonanych na transformatorach sieciowych o mocy 250 MVA formułuje się zalecenia odnośnie do zawartości gazów, przy której stan transformatora można uznać za poprawny. Ustosunkowano się do dopuszczalnej szybkości narastania sumarycznej zawartości gazów palnych w trakcie eksploatacji. Uzyskane wartości porównuje się z wartościami stosowanymi przez inne przedsiębiorstwa energetyczne. Podano przykładowe zmiany zawartości gazów w funkcji czasu eksploatacji dla dwóch transformatorów sieciowych dużej mocy.

Słowa kluczowe: transformatory, diagnostyka, eksploatacja

1. Wprowadzenie

Wykrywanie i analiza zawartości gazów wytwarzanych w oleju transformatora w trakcie eksploatacji jest szeroko stosowana w praktyce. Ma ona ugruntowaną pozycję jako stosunkowo najtańsza i najskuteczniejsza nieinwazyjna metoda wykrywania ewentualnych symptomów uszkodzenia układu izolacyjnego transformatora. Ich możliwie wczesne rozpoznanie umożliwia podjęcie środków zaradczych, w tej liczbie i dokonania obserwacji zachowania się transformatora przy użyciu innych metod.

Stosunkowo najwcześniej pomiary DGA znalazły zastosowanie na terenie USA. Prace różnych przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących transformatory,

* Polskie Sieci Elektroenergetyczne S. A., Zarządzenie Majątkiem Sieciowym, ul. Mysia 2, 00-921 Warszawa 53

** Instytut Energetyki, Oddział Transformatorów, ul. Kopernika 56, 90-553 Łódź

a zwłaszcza firmy Doble Engineering Company¹ dysponującej ogromną bazą wyników pomiarów doprowadziły do powstania wytycznych oceny oraz ustalenia wartości kryterialnych. Znalazły one swój wyraz w dokumentach normalizacyjnych amerykańskiego instytutu normalizacji. Pierwsze wytyczne normalizacyjne ogłoszono już w roku 1978. Zostały one znowelizowane w roku 1991 i ogłoszone jako dokument do doświadczalnego stosowania [1].

Ostatnio wykonana przez IEn OT na zlecenie PSE S. A. obszerna praca dostarcza szereg informacji na temat metodyki oceny wyniku DGA w różnych krajach [2]. Zawiera ona również wiele danych odnośnie do dopuszczalnego stężenia gazów i tempa ich narastania. Podstawowym jej celem było ustosunkowanie się do aktualnie w kraju przyjętych dopuszczalnych stężeń gazów rozpuszczonych w oleju oraz dopuszczalnej dynamiki przyrostu gazów palnych w transformatorach sieciowych w oparciu o analizę statystyczną wyników DGA transformatorów sieciowych o mocy 250 MVA. W efekcie pracy podaje się sugestie odnośnie do stężenia poszczególnych gazów oraz sumy gazów palnych. Mogą być one uznawane za najniższy poziom odpowiadający normalnej pracy transformatora.

Analizę statystyczną oparto o wyniki 444 analiz chromatograficznych gazów rozpuszczonych w oleju 27 trójzwojeniowych transformatorów sieciowych, zainstalowanych w stacjach energetycznych PSE S. A. o mocy 250/250/50 MVA (jedna jednostka o mocy 250/250/12,5 MVA) i napięciach — GN — 400 kV (jedna jednostka na 115 kV), DN — 123 kV (jedna jednostka 125 kV), Δ — 31,5; 15,75; 12,5 kV. Transformatory te w większości (25 sztuk) zostały wyprodukowane przez FT i AT Elta (obecnie ABB Elta) w latach 1970–1992. Dwie jednostki, produkcji firmy Hitachi pochodzą z roku 1976. Na jedenastu z ww. transformatorów przeprowadzono tzw. rewizję wewnętrzną na stanowisku pracy i w wyciornii.

2. Dopuszczalny poziom gazów odpowiadający normalnej pracy transformatora

Analizowane transformatory podzielono na „dobre” i „złe”. Transformator „zły” to taki, w którym choć raz zawartość choćby jednego z uwzględnianych gazów przekracza wartość aktualnie dopuszczalną przez Energopomiar [3]. Otrzymano zbiór 5 transformatorów „dobrych” i 22 transformatorów „złych”. Wyniki uznane za „złe” połączono w jeden zbiór i po odrzuceniu pomiarów wątpliwych (np. po obróbce oleju lub z komentarzem próbka pobrana niewłaściwie) podzielono na grupy odpowiadające charakterystycznym uszkodzeniom. Identyfikację uszkodzeń dokonano na podstawie kodu IEC [4]. Celem oszacowania wartości dopuszczalnej gazu kluczowego, charakterystycznego dla danego uszkodzenia najpierw obliczano wartość średnią dla próbki a następnie wyznaczano 95% przedział ufności. Minimalną wartość przedziału ufności traktowano jako nową średnią i dla niej wyznaczano 95% przedział ufności. Dalej obliczano dolne granice przedziałów ufności w odniesieniu do gazów kluczowych, charakterystycznych dla poszczególnych rodzajów uszkodzeń transformatora. Tak otrzy-

¹ Firma ta działa od roku 1935. Skupia użytkowników aparatury.

mane wartości można, dość arbitralnie traktować jako dopuszczalne, odpowiadające normalnej pracy transformatora.

Uzyskane wartości na tle przyjmowanych za dopuszczalne wg różnych źródeł zebrano w tabeli. Różnice między wartościami wg różnych źródeł są bardzo duże. Szczególnie zwraca uwagę różnica w poziomie wodoru. Wartość dopuszczana przez Energopomiar jest pięciokrotnie wyższa od przyjętej w praktyce amerykańskiej [1] oraz wynikającej z analizy statystycznej IEn OT [2]. Jeśli chodzi o tlenek węgla, to tutaj wyraźnie odbiegają zalecenia BBC [5, 6] — poziom około trzykrotnie wyższy od wymienianego w innych źródłach. Wobec tak dużych rozbieżności trudno podać zalecany, maksymalny poziom stężenia gazów normalnej pracy krajowych transformatorów. Trudno przyjąć, że ma być on utożsamiany z wynikami analizy statystycznej IEn OT [2]. Opiera się ona na stosunkowo skromnym materiale statystycznym, a co istotniejsze podaje poziom raczej minimalny wynikający ze statystyki a nie maksymalny, przy którym można jeszcze mówić o „normalnej pracy”. Dobór wartości odpowiadających temu drugiemu proponuje się dokonać w oparciu o dane normy amerykańskiej [1]. Podaje ona wartości dopuszczalne dla różnych poziomów. Wyróżniony w niej poziom najniższy jest w istocie najwyższym stężeniem gazów normalnej pracy transformatora. Jego przekroczenie jest sygnałem do podjęcia różnych czynności, a zwłaszcza zwiększenia częstości wykonywania pomiarów DGA. Kompromisową propozycję do doświadczalnego stosowania przedstawia ostatnia kolumna tabeli. Jest ona stosunkowo bliska danym statystycznym IEn OT [2] i nieco wyższa niż przyjmowana w praktyce amerykańskiej. Sumaryczną zawartość gazów palnych przyjęto na poziomie 1000 ppm.

Tabela 1. Najwyższe poziomy stężenia gazów normalnej pracy transformatora wg różnych źródeł oraz propozycja do doświadczalnego stosowania w warunkach krajowych

| | | A | B | C | D | E | F | G | H |
|--------------------|-------------------------------|-------|-----|------|-----|------|------|-----|------|
| Wódór | H ₂ | 200 | 100 | 400 | 100 | 500 | 100 | 100 | 130 |
| Metan | CH ₄ | 50 | 200 | 200 | — | 200 | 120 | 190 | 210 |
| Etan | C ₂ H ₆ | 15 | 200 | 150 | — | 170 | 65 | — | 130 |
| Etylen | C ₂ H ₄ | 60 | 300 | 300 | — | 260 | 50 | 260 | 200 |
| Acetylen | C ₂ H ₂ | 15 | 30 | — | 20 | 70 | 35 | 63 | 60 |
| Tlenek węgla | CO | 1000 | — | 300 | — | 260 | 350 | 300 | 400 |
| Dwutlenek węgla | CO ₂ | 11000 | — | — | — | 4000 | 2500 | — | 3500 |
| Suma gazów palnych | | — | — | 1000 | — | 2500 | 720 | 600 | 1000 |

A. BBC, Szwajcaria [5, 6], B. Trafo-Union, Niemcy [6], C. Japonia — poziom ostrzegawczy, D. Rew. publ. IEC 599 [7], E. Energopomiar [8, 9], F. Norma IEEE [1], G. IEn OT [2], H. Propozycja do doświadczalnego stosowania.

3. Tempo narastania sumarycznej zawartości gazów palnych

Posiadana baza pomiarowa okazała się być zbyt skąpa do oceny statystycznej dopuszczalnych wartości przyrostu gazów palnych. Niemniej przeprowadzona analiza otrzymanych wyników prowadzi do interesujących wniosków. Zmierzone wartości

przyrostu sumarycznej zawartości gazów palnych charakteryzują się znacznym rozrzutem zarówno co do wartości, jak i przebiegu w czasie eksploatacji

W grupie transformatorów „dobrych” tempo narastania zawiera się w granicach 4,2–46,2 ppm na miesiąc. W grupie transformatorów „złych” rozrzuty są bardzo duże, niemniej, poza nielicznymi wyjątkami obserwowane tempo narastania jest znacznie, niekiedy wielokrotnie większe od wartości cytowanych wyżej. Powyższe ułatwia różnicowanie transformatorów „dobrych” od „złych”.

Według Energopomiaru w przypadku transformatorów sieciowych wartość dopuszczalna to 45 ppm/miesiąc. W praktyce japońskiej wyróżnia się poziom ostrzegawczy — 30 ppm/miesiąc oraz poziom uszkodzenia — 100 ppm/miesiąc. W praktyce amerykańskiej [1] wyróżnia się trzy poziomy: do 10 ppm/dzień, 10–30 ppm/dzień oraz powyżej 100 ppm/dzień. Od tempa narastania sumarycznej zawartości gazów palnych oraz od samego poziomu uzależniona jest częstość wykonywania badań DGA. Zwraca uwagę, iż przyjmowane w normie tempo jest bardzo wysokie, wielokrotnie wyższe od stosowanego w innych krajach. W efekcie zalecany odstęp między kolejnymi pomiarami musi być stosunkowo krótki. Najdłuższy przyjmowany wynosi jeden rok, zaś stosowany w Polsce — dwa lata. Najkrótszy — to jeden dzień. Tak krótki odstęp implikuje wykonywanie pomiarów bezpośrednio na stanowisku pracy transformatora za pomocą przenośnego urządzenia. W praktyce krajowej uwzględniając aktualnie odnotowywany odstęp czasowy od momentu pobrania próbki do badań do momentu uzyskania dokumentu prezentującego wyniki nie może być krótszy od jednego miesiąca.

Uwzględniając przytoczone wyżej liczby proponuje się wyróżnić trzy poziomy tempa narastania sumarycznej zawartości gazów palnych: do 30 ppm/miesiąc, 31–100 ppm/miesiąc, powyżej 100 ppm/miesiąc i od nich uzależnić odstęp czasu między kolejnymi pomiarami.

4. Przykładowe zmiany zawartości gazów w wybranych transformatorach

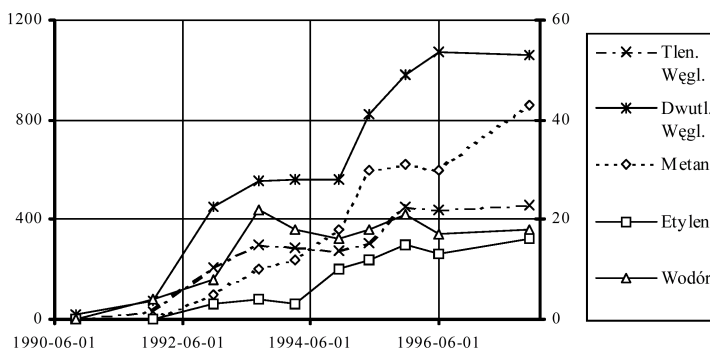
Niżej przedstawia się dwa przykłady transformatorów z dyskutowanej grupy: jednego „dobrego” i drugiego „złego”.

- a) Transformator typu TISRB 250 000/400PN, nr. fabr. 1120865, rok prod. 1989 (rys. 1).

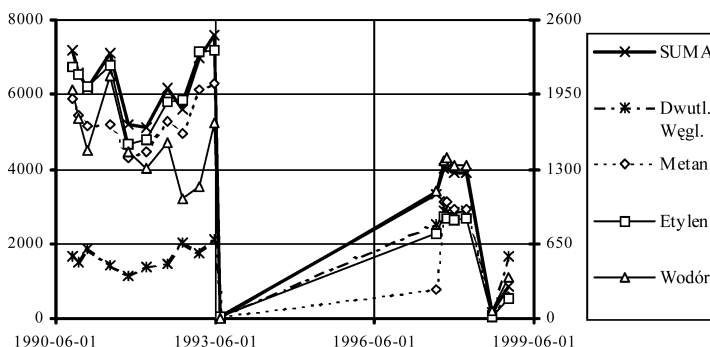
Do końca 1992 r. wykazywał on bardzo niski poziom zawartości wszystkich gazów. W dalszym okresie pracy zawartość poszczególnych gazów palnych (z wyłączeniem tlenu węgla) nieco wzrosła. Odnotowano natomiast wzrost zawartości tlenu i dwutlenku węgla. Od kilku lat utrzymuje się on na praktycznie stałym poziomie. Począwszy od listopada 1995 poziom tlenu węgla jedynie nieznacznie przekracza wartość sugerowaną jako dopuszczalną (por. tabela 1). Biorąc jednak pod uwagę bardzo niską zawartość pozostałych gazów palnych nie widać powodów do niepokoju. Tym niemniej zmniejszono odstęp między kolejnymi pomiarami DGA z dwóch lat do jednego roku.

- b) Transformator typu TISRB 250 000/400PN, nr. fabr. 11001892, rok prod. 1989 (rys. 2). Już po stosunkowo krótkim okresie eksploatacji pomierzony skład ga-

zu, w którym dominował wodór wskazywał na wyładowania niezupełne. Pomiary dokonane w 1990 r., przy których odnotowano intensywny wzrost gazów świadczyły o wysokotemperaturowym przegrzaniu. Kolejne pomiary potwierdzały tę diagnozę. W roku 1993 przeprowadzono tzw. rewizję wewnętrzną na stanowisku pracy. Stwierdzono na drodze pomiarowej doziemienie belki i łap rdzenia. Niestety miejsca doziemienia nie udało się zlokalizować. Po obróbce oleju transformator przekazano do eksploatacji. Po około trzyletnim okresie eksploatacji odnotowano wzrost zawartości wszystkich gazów. Od tego momentu nie wykazuje on tendencji wzrostowej. Ze względu na nienajlepszy stan techniczny drugiego transformatora pracującego w tej stacji zdecydowano poddać olej omawianej jednostki obróbce, której głównym zadaniem było odgazowanie oleju. Obróbka taka jest zabiegiem stosunkowo tanim. Nie usuwa ona przyczyny generacji gazów, co z reguły powoduje konieczność powtarzania zabiegu.



Rys. 1. Zmiana zawartości gazów w ppm w transformatorze TISRB 250 000/400PN, nr fabr. 1120865. Tlenek i dwutlenek węgla — oś Y lewa, pozostałe gazy — oś Y prawa



Rys. 2. Zmiana zawartości gazów w ppm w transformatorze TISRB 250 000/400PN, nr fabr. 11001892. Dwutlenek węgla i suma gazów palnych (SUMA) — oś Y lewa, pozostałe gazy — oś Y prawa

Jak wynika z przeprowadzonej rewizji wewnętrznej najbardziej prawdopodobną przyczyną powstawania gazów jest uszkodzenie rdzenia. Jej usunięcie wymagałoby przeprowadzenia remontu w warunkach fabrycznych. Bardzo prawdopodobne, iż byłby on związany z tzw. przepakowaniem rdzenia. Koszt remontu, którego istotnym składnikiem jest koszt transportu można szacować na ok. 1000 tys. zł. Jeśli więc drogą obróbki oleju uda się odsunąć konieczność remontu choćby o rok, to zabieg taki można uznać za uzasadniony z ekonomicznego punktu widzenia.

5. Wnioski

1. Jako maksymalną zawartość gazów w oleju, przy której stan dużego transformatora sieciowego można uznać za jeszcze poprawny z punktu widzenia teje zawartości proponuje się przyjąć niżej podane wartości — do doświadczalnego stosowania. Są one podane również w ostatniej kolumnie tabeli 1.

| | |
|--|----------|
| Wodór H ₂ : | 130 ppm |
| Metan CH ₄ : | 210 ppm |
| Etan C ₂ H ₆ | 130 ppm |
| Etylen C ₂ H ₄ | 200 ppm |
| Acetylen C ₂ H ₂ : | 60 ppm |
| Tlenek węgla CO: | 400 ppm |
| Dwutlenek węgla CO ₂ : | 3500 ppm |
| Suma gazów palnych: | 1000 ppm |

2. Proponuje się wyróżniać trzy wartości tempa narastania sumarycznej zawartości gazów palnych, również do doświadczalnego stosowania:
 - do 30 ppm/miesiąc,
 - 30-100 ppm/miesiąc,
 - powyżej 100 ppm/miesiąc
 od której zależeć powinna m.in. częstość wykonywania pomiarów DGA.
3. Radykalne obniżenie zbyt wysokiego poziomu gazów drogą obróbki oleju, pomimo iż nie usuwa przyczyny generacji gazów jest zabiegiem ekonomicznie uzasadnionym, gdyż odsuwa w czasie konieczność dokonania kosztownego remontu.

Literatura

- [1] Norma IEEE Std. C57.104-1991: *Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers*
- [2] **Kaźmierski M.** i inni: *Opracowanie kryteriów stanu transformatora w oparciu o wyniki DGA*, opracowanie IEn OT nr 28/98
- [3] **Rozewicz Z., Olech W.:** *Doświadczenia krajowe w dziedzinie diagnostyki układu izolacyjnego dużych transformatorów w eksploatacji*, VI Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia” EUI'97, Zakopane 23-25 października 1997, ss. 303–311
- [4] Norma IEC 599(1978): *Interpretation of analysis of gases in transformers and other oil-filled equipment*

- [5] **Bozzini C.** i inni: *Detection of and research for the characteristics of an incipient fault from analysis of dissolved gasses in the oil of an insulation*, Electra 42 (1975)
- [6] **Kozłowski M.:** *Badania diagnostyczne transformatorów metodą analizy chromatograficznej gazów rozpuszczonych w oleju*, Materiały niepublikowane
- [7] **Mollman A.** (w imieniu grupy roboczej 15.01.01): *Nowe wytyczne dotyczące analizy gazów rozpuszczonych w transformatorach olejowych*, Międzynarodowa konferencja Transformator 97, Kołobrzeg 97, Kołobrzeg, maj, 1997
- [8] **Olech W., Olejniczak H.:** *Ocena stanu technicznego transformatorów metodą chromatografii gazowej. Kryteria oceny i wyniki badań*, Energetyka 11 (1992)
- [9] **Domżański T., Olech W.:** *Doświadczenia krajowej energetyki w dziedzinie diagnostyki dużych transformatorów*, Międzynarodowa Konferencja Transformator 95, Kołobrzeg, maj, 1995

GAS LEVEL IN OIL AS AN INDICATOR OF A PROPER CONDITION OF AN INSULATION SYSTEM
OF A LARGE NETWORK TRANSFORMER

On a basis of a statistic analysis of several hundred of DGA results of 250 MVA network transformers recommendations concerning a gas level at which there is no room for doubt on condition of the transformer are proposed. An attitude towards permissible growth of a sum of combustible gases during operation is expressed. The obtained values are compared with values used by another utilities. Sample deviations of gases versus time of a transformer operation for two network transformers are presented.