Podstawowe maszyny i urządzenia stosowane w elektroenergetyce polskiej (doświadczenia produkcji, eksploatacji, diagnostyki)

Transformatory

Redakcja Energetyki rozpoczyna prezentowanie poglądów i doświadczeń na temat podstawowych urządzeń eksploatowanych w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych w Polsce. Do podzielenia się swymi poglądami i spostrzeżeniami na szeroko rozumiane tematy eksploatacji, a także wad i zalet rozwiązań konstrukcyjnych oferowanych na rynku czy wprowadzonych usprawnień w procesie eksploatacji, zapraszamy naszych Czytelników - energetyków zarówno praktyków jak i naukowców zajmujących się tą problematyką.

Dyskusję poprzedzają informacje o obecnym stanie posiadania urządzeń w energetyce zawodowej, a także omówienie możliwości ich dostaw. Przy tej okazji warto z pewnością wspomnieć o kondycji firm krajowych związanych z dostawami, jak też poprosić o wypowiedź ważniejszych producentów urządzeń.

Na początek proponujemy przedyskutowanie problemów eksploatacji transformatorów, nie dlatego, że uważamy je za najważniejsze, ale dlatego, że - jak wynika ze wstępnego oglądu - sytuacja w tej grupie urządzeń jest w miarę klarowna.

Co kilka miesięcy przedmiotem zainteresowania i dyskusji będą inne urządzenia.

Niniejszy numer Energetyki zawiera informację przygotowaną przez współpracownika Redakcji oraz wypowiedź producenta, którym jest przedstawiciel ABB ELTA Łódź o transformatorach i niektórych problemach związanych z ich eksploatacją. Wypowiedź koncentruje się na transformatorach o górnym napięciu 110 kV.

Jednocześnie prezentowane są i inne materiały na temat transformatorów, a także poglądy ludzi związanych z ich budową i eksploatacją.

Zapraszając do dyskusji zarówno innych producentów i dostawców transformatorów, jak i przedstawicieli eksploatacji reprezentujących energetykę zawodową i przemysłową, liczymy, że wymiana poglądów na temat osiągnięć i problemów oraz doświadczeń związanych z eksploatacją transformatorów będzie i ostra, i owocna, tak jak to ma miejsce w nie lukrowanej, rzeczywistej dyskusji.

Redakcja

Dr inż. Sławomir Partyga
Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Oddział Gliwicki

Produkcja i eksploatacja transformatorów Historia, dzień dzisiejszy i przyszłość

Transformatory z zamkniętym obwodem magnetycznym są stosowane od 116 lat. W Polsce o produkcji transformatorów można mówić od lat dwudziestych XX wieku, a więc krótko po odrodzeniu się państwa polskiego. Produkcji transformatorów podejmowały się zwykle firmy wytwarzające silniki elektryczne.

W 1933 roku działało w Polsce około dziesięciu firm produkujących transformatory na skalę przemysłową [1]. Spośród nich wymienić można następujących producentów:

1. *Elektrobudowa - Wytwórnia Maszyn Elektrycznych Spółka Akcyjna Łódź*, późniejsza *ELTA* i *ABB ELTA*.
2. *Elin* - spółka akcyjna dla przemysłu elektrycznego, oddziały w Warszawie, Krakowie i Lwowie.
3. *Polskie Zakłady Skoda SA*, zakłady w Warszawie.
4. *KiW Pustoła* - wytwórnia aparatów elektrycznych (transformatory specjalne) Warszawa.
5. *A.Poczymok* - zakład elektromechaniczny (do 25 kVA i 3 kV) Warszawa.
6. Zakłady elektromechaniczne *Rohn-Zieliński SA, licencja Brown-Boveri, Żychlin*.
7. *PTE. Polskie Towarzystwo Elektryczne* (olejowe do 2000 kVA i 60 kV; suche do 100 kVA na napięcie 6 kV) Warszawa.
8. "*Wysokoprąd*" *Hajduki Wielkie*.

Niezależnie od wymienionych zakładów wytwarzających w Polsce swoje wyroby w tym i transformatory, działały na terenie kraju takie firmy, jak *AEG*, *ASEA*, *Alsthom* czy *Oerlikon,* oferując wyrabiane przez siebie transformatory poprzez lokalne oddziały lub biura.

W końcu lat trzydziestych największe osiągnięcia produkcyjne w dziedzinie transformatorów miały *Elektrobudowa - Łódź* i *Rohn-Zieliński - Żychlin*. W Łodzi produkowano transformatory o mocy do 20 MVA i górnym napięciu 60 kV; w Żychlinie największa moc transformatorów wynosiła 16 MVA, ale górne napięcie osiągało wartość 150 kV, co było w tym czasie dużym osiągnięciem na poziomie europejskim. Transformatory tego typu po przełączeniu na 110 kV jeszcze do dziś są eksploatowane w *Elektrowni Rożnów*.

Po wojnie pierwszy transformator na napięcie 110 kV wyprodukowano w 1953 r. w Łodzi.

Na przełomie lat 50. i 60. transformatory, oprócz wspomnianych już zakładów w Łodzi i Żychlinie, produkowano również w Mikołowie, Piechowicach i Warszawie. Całkowita produkcja nie przekraczała 2000 sztuk rocznie. Transformatory o górnym napięciu 110 kV i mocy od 6,3 do 31,5 MVA produkowano, nie bez kłopotów, w Łodzi, a nieco mniejsze o mocy od 6,3 do 20 MVA w Żychlinie (tam dodatkowym problemem był brak stacji prób z prawdziwego zdarzenia). Moc transformatora 63 MVA na napięcie 60 kV stanowiła dla starego zakładu w Łodzi granice możliwości. Potrzeby energetyki były w tym czasie dużo większe i można je było zaspokoić tylko poprzez import.

Budowa elektrowni *Konin*, *Siersza*, *Łagisza* czy *Turów* wymagała dostaw, których w kraju nie można było zrealizować. Przypomnieć można, że decyzję o budowie nowej fabryki transformatorów zaczęto realizować na początku lat 60.

Najwięcej transformatorów importowano początkowo z firmy *ASEA* (Szwecja), później głównie z firmy *Elin* (Austria), chociaż były też kontrakty na dostawy z firm *ACEC* (Belgia), *Alsthom* (Francja), *Canadian General Electric* (Kanada), *English Electric* (Wielka Brytania), *Elektro-Bau* (Austria), *Elektro-putere* (Rumunia), *Hitachi* (Japonia), *Parsons* (Wielka Brytania), *Rade Končer* (Jugosławia), *MTZ*, *TTZ*, *ZTZ* (ZSRR).

Importowano głównie transformatory sieciowe o górnym napięciu 110 kV i mocy 10, 16, 31,5, 50, 60, 70, 100 MVA, na 220 kV jednostki o mocy 100 i 160 MVA oraz na 400 kV o mocy 250, 330, 400, 500 MVA.

Dla elektrowni:

- 110 kV – 63, 100, 120, 150, 220 MVA,
- na 220 kV – 130, 220, 240 MVA,
- na 400 kV – 426 i 630 MVA.

Uruchomienie nowej fabryki transformatorów w połowie lat 60. wyeliminowało praktycznie import z wyjątkiem transformatorów, których wielkość przekraczała możliwości fabryki w Łodzi. Importowano wówczas transformatory blokowe 630 MVA, a także sieciowe na 400 kV – 500 MVA i 1250 MVA na 750 kV (jednofazowe) oraz transformatory na 110 kV (niewielkie uzupełniające dostawy zagraniczne) oraz specjalne (np. uziemiające) w latach 70.

W końcu lat sześćdziesiątych liczba dostarczanych energetyce transformatorów z fabryk krajowych przekraczała 7000 sztuk rocznie, w tym na napięcie 110 kV ponad 120, a o mocy powyżej 63 MVA, 1 – 2 miesięcznie. Pierwszy transformator na napięcie 220 kV wykonano w 1967 r. (blokowy 130 MVA), a na 400 kV (blokowy 240 MVA) w 1971 r.

Apogeum dostaw dla energetyki nastąpiło w połowie lat siedemdziesiątych, następnie zapotrzebowanie zmalało w latach osiemdziesiątych, osiągając pod koniec lat dziewięćdziesiątych poziom roczny od 2,5 do 3 tys. i to prawie wyłącznie transformatorów rozdzielczych. Liczba zamawianych transformatorów na napięcia 110 kV i wyższe drastycznie zmalała. W fabrykach zaczęły przeważać remonty i modernizacje, obejmujące głównie transformatory blokowe.

Dla fabryk w Łodzi *(ABB)* i Żychlinie *(Elektrim)* pojawiła się konkurencja ze strony dawnych baz remontowych, które rozpoczęły jednostkową produkcję zarówno w Lublińcu *(Siemens)*, jak i w Janowie.

W organizowanych przez PSE, głównego właściciela sieci elektroenergetycznej w Polsce, przetargach, *ABB ELTA* odnosiła spore sukcesy w zakresie dostaw transformatorów 160 MVA 220/110 kV oraz 500 MVA 400/220 kV. W przetargach na modernizację transformatorów blokowych i dostawy transformatorów 110 kV zróżnicowanie dostawców było większe. Mimo potencjalnych potrzeb energetyki wynikających z: moralnego zużycia transformatorów, konieczności obniżenia strat sieciowych, wymagań ekologicznych (hałas), od kilku lat liczba zamawianych transformatorów kształtuje się poniżej potencjału wytwórczego.

Obecny stan posiadania energetyki zawodowej to ponad 230 tys. transformatorów o łącznej mocy prawie 160 000 MVA. Z tej liczby ponad 98% to transformatory rozdzielcze, w tym drobna część jeszcze na napięcia nietypowe, które teoretycznie dawno miały być wycofane (jak np. 5 kV) i niewielka liczba transformatorów suchych o izolacji żywicznej, niepalnych o obniżonym poziomie hałasu. Grupa transformatorów o górnych napięciach 110 – 400 kV (transformatory na napięciu 750 kV są wyłączone) liczy ok. 3300 sztuk, z czego transformatory na napięcie 400 kV stanowią w przybliżeniu 2,5%, na 220 kV – 6,5%, a reszta, czyli 91% to jednostki na 110 kV.

Ponadto można szacować, że dalsze 10 – 15% ogólnej liczby transformatorów jest eksploatowanych w energetyce przemysłowej. Część transformatorów nie pracuje lub pracuje dorywczo ze względu na małe zapotrzebowanie na moc lub niewykorzystywanie mocy zainstalowanej. Co prawda wpływa to na spowolnienie procesu starzenia, ale 25 – 25% transformatorów i tak przekroczyło już wiek 30 – 35 lat, przyjmowany powszechnie jako okres zużycia izolacji.

Transformatory sieciowe poddawane są modernizacji rzadko, nawet w przypadku uszkodzeń. Ze względów finansowych remont na ogół jest ograniczony do

zakresu odtworzeniowego. Taka sytuacja może w niedługim czasie zaowocować zarówno obniżeniem niezawodności zasilania odbiorców, mimo lepszych obecnie warunków rezerwowania, jak i doprowadzić do wymiany transformatorów.

Osobny problem to diagnostyka techniczna transformatorów. Jej elementy wprowadzono do praktyki już w latach 50. (pomiary profilaktyczne izolacji), rozwinęła się w latach 60. i ukształtowała w latach 70. w formie instrukcji obowiązujących w energetyce [2, 3]. Obecnie, ze względu na obniżenie poziomu obciążeń i wyeliminowanie niektórych błędów u wytwórców i w samej eksploatacji, np. związanych z ochroną oleju, wytrzymałością elektryczną i dynamiczną, diagnostyka przeżywa stagnację, a nawet regres.

Lansowane są nawet poglądy, że badania diagnostyczne są w sumie droższe niż likwidacja ewentualnej awarii. Jest po pogląd co najmniej dyskusyjny, jeśli zważyć, że likwidacja poważnych awarii jest niezwykle droga, nawet bez uwzględniania kosztów nie dostarczonej energii. Przypomnieć można, iż diagnostyka umożliwia określanie stanu technicznego eksploatowanych jednostek, poziomu zużycia izolacji, a więc dostarcza informacji ostrzegających o rozwijających się uszkodzeniach lub zestarzeniu izolacji.

W pierwszym przypadku podstawą diagnostyki są pomiary izolacji, analiza chromatograficzna gazów rozpuszczonych w oleju, badania termowizyjne itp., w drugim – wyniki badań dodatkowych oleju określających zawartość wody i furanów w oleju. W każdym przypadku trzeba uwzględniać specyfikę techniczną transformatorów związaną z konstrukcją, użytymi materiałami i warunkami eksploatacyjnymi.

W ostatnich latach relatywizacja ocen tego, co można uznać za korzystne dla użytkownika doprowadziła niestety do wprowadzenia do eksploatacji transformatorów firm niedostatecznie rozpoznanych, często bez koniecznych prób typu, nie mówiąc o znajomości wyników prób konstrukcyjnych, takich jak na przykład próby dynamiczne. Do tych ostatnich, jako decydujących o walorach eksploatacyjnych, przywiązuje się również i obecnie duże znaczenie. Wiele czasu poświęcono tym problemom na ostatniej sesji CIGRE [4].

Chromatografia gazowa umożliwia precyzyjne określenie rozwijających się uszkodzeń, takich jak wyładowania niezupełne i zupełne oraz przegrzania różnego rodzaju. Ocena dokonywana wg kryteriów IEC jest przydatna i potwierdzona doświadczeniem, a ostatnie uzupełnienia metody [5] umożliwiają również prawidłowe oceny w przypadkach złożonych, kiedy wytwarzanie gazów palnych powodują różne przyczyny jednocześnie. Transformatory na napięciu 220 i 400 kV z lat 70. i 80. w wielu przypadkach charakteryzują się występowaniem przegrzań oraz wyładowań niezupełnych.

W transformatorach na 110 kV sporym problemem dla służb eksploatacyjnych może być właściwa ocena stanu technicznego przełączników zaczepów. Zdarzało się, że uchybienia w tej dziedzinie prowadziły do eksplozji i pożaru transformatorów. Starzenie izolacji papierowo-olejowej transformatorów można kontrolować za pomocą stopnia polimeryzacji, który charakteryzuje się liczbą DP. Wynosi ona ~1300 dla izolacji nowej, a po zestarzeniu izolacji (DP spada wtedy do 150 – 200) wytrzymałość mechaniczna papieru maleje do 20% stanu wyjściowego. Oznacza to, że praktycznie każde zwarcie w sieci wywoła uszkodzenie transformatora.

Jak wiadomo temperatura, woda i tlen mają wpływ na szybkość starzenia, ale dwa pierwsze czynniki powodują trzy razy większą szybkość starzenia niż tlen. Woda ma większy wpływ na starzenie izolacji w wyższych temperaturach (do 120°C), wyższa koncentracja tlenu obniża natomiast szybkość starzenia. Określenie liczby DP izolacji jest utrudnione ze względu na konieczność pobierania próbek izolacji, można je jednak zastąpić przez badanie produktów starzenia rozpuszczonych w oleju furanów, których wartości są skorelowane z DP. Jak wykazały badania [6] w miarę postępów starzenia wzrasta koncentracja furanów, aż do obniżenia DP do poziomu 400.

Zarówno woda jak i tlen wpływają na zwiększenie ilości produktów starzenia, przy czym wpływ wody jest większy. Woda gromadzi się w transformatorze nawet prawidłowo zabezpieczonym od wpływów atmosferycznych i dobrze wysuszonym. W związku ze starzeniem izolacji zawartość wody wzrasta o 0,5% wraz ze zmniejszeniem się DP o połowę. Można więc oczekiwać, że w izolacji papierowej transformatora, przy całkowitym zestarzeniu, w temperaturze 80°C koncentracja wilgoci wynosi 5%, a w oleju 0,1%. Szybkość starzenia izolacji przy zawartości 4% wilgoci jest 20-krotnie wyższa niż przy dobrze wysuszonym papierze (0,5% wilgoci). Poza temperaturą wilgoć odgrywa więc decydującą rolę przy starzeniu izolacji, a w konsekwencji obniża się wytrzymałość elektryczna i mechaniczna papieru. Starzenie może więc być kontrolowane przez badanie koncentracji furanów rozpuszczonych w oleju i wykorzystane do diagnostyki transformatorów.

Zarówno badania furanów jak też monitorowanie rozwijających się uszkodzeń w transformatorach oparte na badaniu przyrostu gazu(ów) charakterystycznych jest jeszcze mało rozpowszechnione w Polsce.

Początek XXI wieku nie zapowiada zasadniczych zmian w dziedzinie transformatorów, zarówno w technologii produkcji jak i zasadach eksploatacji. Energia elektryczna zyskuje na znaczeniu, ale sposób jej produkcji przy pomocy źródeł odnawialnych lub w cyklu kombinowanym nie obniża znaczenia transformatorów.

Technologia zamiany energii cieplnej bezpośrednio na elektryczną jest jeszcze w powijakach, a zastosowanie nadprzewodnictwa do budowy transformatorów jest nadal w fazie badań laboratoryjnych [7]. Pewną nowością jest anonsowany na CIGRE [8] sposób wykonania transformatora z izolacją suchą; do produkcji uzwojeń stosuje się kable z izolacją z polietylenu sieciowanego na 110 kV, ale należy wątpić czy takie rozwiązanie będzie konkurencyjne pod względem finansowym.

W niedługim czasie w eksploatacji sieci i urządzeń elektroenergetycznych najważniejsze będą: niezawodność zasilania, możliwości obniżenia kosztów, w tym poprzez optymalizację obciążalności transformatorów, obniżanie strat sieciowych i poprawę jakości dostarczanej energii (poziom napięcia, jego stabilność i eliminacja zakłóceń). Wpłynie to, jak należy sądzić, na nowe spojrzenie na znaczenie transformatorów w sieci elektroenergetycznej.

Literatura

[1] *Przegląd Elektrotechniczny* 1993, nr 10

[2] Szuta J., Partyga S.: Wpływ elektrycznych własności oleju na stan izolacji transformatorów. *Energetyka* 1958 nr 11

[3] Partyga S., Olech W.: Aktualne problemy diagnostycznych badań transformatorów na napięcie 400 kV. *Energetyka* 1977, nr 9

[4] Referaty na sesję CIGRE 2000: nr 12-105, 12-207, 12-208, 12-201

[5] Su Q., Mi C., Lai L.L., Austin P.: A Fuzzy Dissolved Gas Analysis Method for the Diagnosis of Multiple Incipient Fault in a Transformer. *Trans. on Power Systems* no 2, Mai 2000

[6] Heywood R.J., Emsky A.M., Ali M.: Degradation of cellulosic insulation in power transformer part I, II, III. *IEE Proc. Sci. Meas. Technol.* No 2 March and No 3, 2000, Mai 2000

[7] Jamamoto M., Jamaguchi M., Kaiho K.: Supercondocting transformers. *IEEE Transaction on Power Delivery* no 2. April 2000

[8] CIGRE Sesion 2000 - ref. 12-101: A Mojor Breektrough in Transformer Technology

Kalendarium osiągnięć polskiego przemysłu transformatorowego

Rok produkcji	Producent	Rodzaj transformatora	Parametry	
1924	*Elektrobudowa* – Łódź	t.s.	20 – 50 kVA,	3/0,125 kV
1927	*Elektrobudowa* – Łódź	t.o.	30 kVA,	3 kV
1933	*Elektrobudowa* – Łódź	t.o.	3 MVA,	60 kV
1935	*Elektrobudowa* – Łódź	t.o.	6 kVA,	40 kV
1937	*Rohn-Zieliński* – Żychlin	t.o.	11 MVA,	150/30/6 kV
			12 MVA,	150/6 kV
1938	*Rohn-Zieliński* – Żychlin	t.o.	25 MVA,	37 kV
1939	*Rohn-Zieliński* – Żychlin	t.o.	16 MVA,	150/6 kV
1951	*Elektrobudowa*			
	ZWT M-3 – Łódź	t.o.	40 MVA,	60 kV
1953	*ZWT M-3* – Łódź	t.o.r	16 MVA,	110 kV
1956	*ZWT M-3* – Łódź	t.o.r	31,5 MVA,	110/15/6 kV
		t.o.b	40 MVA,	110 kV
		t.o.b	63 MVA,	60 kV
1962	*ZWT M-3 ELTA* – Łódź	t.o.b	50 MVA,	110 kV
1963	*FtiAT ELTA* – Łódź	t.o.b	63 MVA,	110 kV
1964	*ELTA* – Łódź	t.o.b	150 MVA,	110 kV
1965	*ELTA* – Łódź	t.o.r	160 MVA,	220/110 kV
1966	*ELTA* – Łódź	t.o.b	240 MVA,	110 kV
1967	*ELTA* – Łódź	t.o.b	240 MVA,	220 kV
1971	*ELTA* – Łódź	t.o.b	240 MVA,	400 kV
1976	*ELTA* – Łódź	t.o.r	250 MVA,	400/110 kV
1984	*ELTA* – Łódź	t.o.b	426 MVA,	400 kV
1985	*ELTA* – Łódź	t.o.r	500 MVA,	400/220 kV
2000	*ABB ELTA* – Łódź	t.o.b	300 MVA,	110 kV

Oznaczenia:

t - transformator, s - suchy, o - olejowy, r - regulacyjny b - blokowy