

**Paweł ŚCIBIOREK**PGE DYSTRYBUCJA SPÓŁKA AKCYJNA, ODDZIAŁ ŁÓDŹ - TEREN  
ul. Piotrkowska 58, 90-105 Łódź**ARTYKUŁ TECHNICZNY****Eksploracja transformatorów mocy w Oddziale Łódź - Teren  
- stan, wymagane badania, awarie, konserwacje****Streszczenie**

W pracy przedstawiono Oddział Łódź-Teren, strukturę transformatorów w Oddziale, wykorzystywane konstrukcje, awarie i remonty transformatorów, **ciekawsze przypadki awarii**, analizę okresu eksploatacji w Oddziale oraz podsumowanie.

**1. Wstęp**

Oddział Łódź Teren w Polskiej Grupie Energetycznej Dystrybucja S.A. jest firmą dystrybucyjną działającą na rynku energetycznym od 74 lat, zlokalizowaną w centrum Polski w przeważającej części na terenie Województwa Łódzkiego i czterech województw ościennych. W ramach Oddziału na obszarze o łącznej powierzchni: 15 098 km<sup>2</sup> działa 8 Rejonów Energetycznych. Służby Oddziału obsługują: 612 433 odbiorców w tym 64 087 odbiorców przemysłowych (11%) i 541 761 odbiorców indywidualnych (89%).

Oprócz transformatorów I i II grupy prowadzona jest eksploatacja 11 492 transformatorów III grupy o łącznej mocy zainstalowanej: 3 688,64 MVA.

**2. Zestawienie ilościowe transformatorów mocy w Oddziale Łódź-Teren**

W sieci Oddziału Łódź-Teren zainstalowanych jest łącznie 109 transformatorów mocy. Są to 2 autotransformatory I grupy o przekładni 220/110/15 kV o mocach 250 MVA (rok budowy 2006) i 160 MVA (rok budowy 1967; remont 1992) oraz 107 transformatorów II grupy, które zostały wyprodukowane w latach od 1965 do 2009. Ponadto są dwie nowe jednostki o mocy po 10 MVA wyprodukowane w grudniu 2010 roku, przewidziane do nowobudowanej stacji Wistom. Planowany termin ich uruchomienia to maj 2011.

W Oddziale eksploatowane są transformatory wykonane przez cztery fabryki (tab.1.). Najwięcej jednostek pochodzi od lokalnego wytwórcy „ELTA” (obecnie ABB Sp. z o.o.). Następnie z Żychlina (kolejne nazwy fabryki: EMIT; EV Żychlińskie Transformatory; FT Żychlin). Jest 11 sztuk transformatorów produkcji byłego ZSRR, które weszły do eksploatacji w latach 1975-1977. Dziesięć jednostek zakupiono w ZREW Transformatory Janów (obecnie Polimex-Mostostal). Ostatni nabytek to dwie jednostki produkcji Power Engineering. Oczekują one u wytwórcy na zakończenie budowy stacji, i dlatego nie zostały uwzględnione w zestawieniach.

Tab. 1. Zestawienie ilości transformatorów w zależności od producenta

Producent	Ilość
ZREW (Łódź)	10
ZSRR	11
EMIT + EV Trafo (Żychlin)	15
ELTA + ABB (Łódź)	73
razem	109

W sieci Oddziału Łódź-Teren przeważają jednostki o wieku powyżej 30 lat eksploatacji (48,7%) (tab. 2). Średnia wieku całej populacji wynosi 28,4 roku. Najbardziej wyeksploatowane i wysokostratne jednostki są w miarę możliwości finansowych zastępowane nowymi oszczędniejszymi transformatorami, budowanymi z zastosowaniem nowoczesnych rozwiązań technicznych.

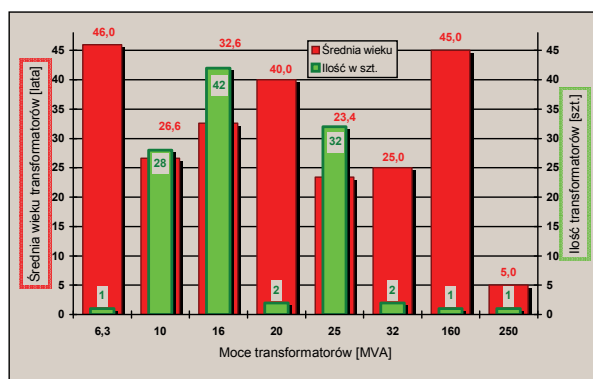
Tab. 2. Wiek jednostek w 2011 r.

Okres eksploatacji	Ilość, szt.	wiek, lata	udział %
Krócej niż 10 lat	18	7,5	15,9%
od 11 do 20 lat	20	17,8	18,6%
od 21 do 30 lat	19	27,9	16,8%
od 31 do 40 lat	45	39,0	42,5%
pow. 40 lat	7	45,7	6,2%
	<b>109</b>		<b>100,0%</b>

Wśród zainstalowanych transformatorów najliczniejszą grupę stanowią jednostki o mocy 16 MVA (42 sztuki, łączna moc zainstalowana 672 MVA). Podział na stosowane moce przedstawia tab. 3 oraz rys. 1 (w poz. nr 7 i 8 zawarte są 2 autotransformatory w GPZ 220/110 kV Kopalnia).

Tab. 3. Zestawienie według mocy znamionowej transformatorów

Lp.	Moc znamionowa, MVA	Ilość, szt.	Moc zainstalowana, MVA	Średnia wieku, lata
1.	6,3	1	6,3	46,0
2.	10	28	280	26,6
3.	16	42	672	32,6
4.	20	2	40	40,0
5.	25	32	800	23,4
6.	32	2	64	25,0
7.	160	1	160	45,0
8.	250	1	250	5,0
	<b>Σ</b>	<b>109</b>	<b>2272,3</b>	<b>28,4</b>



Rys. 1. Ilość i średnia wieku transformatorów eksploatowanych w Oddziale Łódź-Teren, podział na moce

**3. Konstrukcje transformatorów**

Najbardziej typowe i najprostsze są jednostki dwuuzwojeniowe. Na majątku Oddziału pozostają 103 transformatory o przekładni: 110/15 kV oraz 2 sztuki o przekładni 110/6 kV. W tej grupie, aż 62 transformatory (tj. 59% stanu) przekroczyło 25 lat eksploatacji.

W Oddziale Łódź-Teren są eksploatowane dwie jednostki trójuzwojeniowe o przekładni: 110/15/15 kV. Są to jednostki wykorzystywane w stacji 110/15kV Pioma do zasilania dwóch dwusekcyjnych rozdzielni 15 kV odbiorcy zewnętrznego. W posiadaniu Zakładu pozostają 2 autotransformatory 220/110/15 kV zainstalowane w stacji 220/110 kV Kopalnia (tab. 4).

Tab. 4. Transformatory i autotransformatory w Oddziale

Nr	Typ	Moc	Przekładnia	Rok prod./rem.
TR1	TDRbx-32000/110	32/16/16 MVA	115/16,5/16,5 kV	1986/2011
TR3	TDRbx-32000/110	32/16/16 MVA	115/16,5/16,5 kV	1986
ATR1	ANER3F-250000/220PN	250/250/25 MVA	230(±10st.)/120/15,75kV	2006
ATR2	ANER3R-160000/220 PN	160/160/50 MVA	230(±10st.)/120/15,75kV	1967/1992

Historia eksploatacji autotransformatorów.

ATR1: Od momentu zainstalowania w grudniu 2006 pracuje bez najmniejszych problemów.

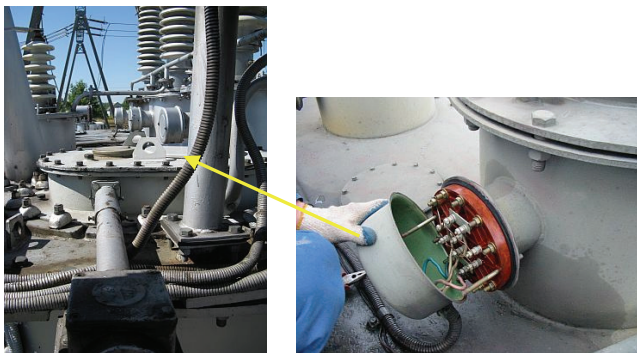
ATR2: Remont generalny w 1992 roku.

W II kwartale 1994 r. doszło do awaryjnego wyłączenia autotransformatora, po którym niezbędna była interwencja Serwisu Transformatorowego ABB Elta (dokonano naprawy napędu przełącznika zaczeptów oraz regulacji części wybierakowej).

W lutym 2006 roku w wyniku skrajnie niskich temperatur, przy pracy na biegu jałowym, nastąpiło pęknięcie kieszeni termometru na rurze odpływowej chłodnicy, w efekcie powstał wyciek 1,5 tony oleju. Jednocześnie w wyniku rozsądzenia przez zamarzającą wodę zalegającą w jednej z zamkniętych przestrzeni usztywnienia kadzi nastąpiło rozzerwanie jej spawu (po naprawach na stanowisku transformator wrócił pod obciążenie). W kwietniu 2007 roku nastąpił kolejny problem z nieszczelnością, tym razem stwierdzono wyciek oleju na uszczelnieniu kapy jednego z przepustów strony 15 kV (faza 3A). W 2008 zainstalowano nowy układ sterowania chłodnicami.

#### 4. Awaryjne i remonty transformatorów

W trakcie eksploatacji transformatory były poddawane naprawom i remontom. Jedenaście jednostek typu TDN (2 sztuki o mocy 10 MVA i 9 sztuk o mocy 16 MVA) zostało wyprodukowanych w byłym ZSRR z wykorzystaniem aluminium do budowy uzwojeń. Transformatory są wyposażone w kłopotliwe w eksploatacji podobciążeniowe przełączniki zaczeptów typu RS4-200 III 35W/10 produkcji bułgarskiej oraz przekładniki prądowe zabudowane w kominkach izolatorów przepustowych strony 110 kV (najwięcej problemów przysparzają nieszczelności bakelitowych płytek stykowych wyprowadzeń tych przekładników (fot. 1), przekładniki są obecnie niewykorzystywane). Obu rodzajów elementów zakład nie posiada w zapasie.



Fot. 1. Wyprowadzenia przekładników prądowych w kominkach przepustów strony GN

W przypadku awarii przekładnika w kominku izolatora należy liczyć się z koniecznością wymiany kompletu przepustów na izolatory produkcji polskiej. Związane to jest z daleko idącymi przeróbkami mocowań.

Przełączniki zaczeptów produkcji ELPROM Sofia, napędzane poprzez skomplikowaną przekładnię mechaniczną umieszczoną w szafie napędu M3-2 produkcji Zakładu Kolarowa w Sofii są traktowane ze specjalną troską, zwłaszcza że przełączniki takie nie

są już produkowane. Jedynym możliwym sposobem pozyskania części zamiennych jest wycofanie z ruchu transformatora TDN będącego w najgorszym stanie, demontaż przełącznika oraz innych elementów, które po dokonaniu remontu generalnego będą wykorzystywane do cyklicznych wymian kolejno remontowanych przełączników z kolejnych pozostających w ruchu bliźniaczych jednostek.

Poza pracami naprawczymi realizowane były remonty planowe. W rozpatrywanym okresie wykonano łącznie 52 remonty zarówno awaryjne jak i planowe, czyli średnio poniżej dwóch zabiegów rocznie. Ponadto dokonywane były wymiany transformatorów w związku z dopasowaniem mocy oraz instalacją nowych jednostek.

Ponadto występowały problemy ze starym typem zaworami gwintowymi zastosowanymi w transformatorach TDN, wyposażonymi w uszczelnienia dociskowe. Dotyczyło to wszystkich zaworów głównych kadzi jak i przełącznika zaczeptów oraz konserwatora, a nawet kranów do pobierania próbek oleju. W latach 2006-2009 w trakcie prac przy uszczelnianiu i malowaniu dokonano wymian zaworów na nowe kulowe (fot. 2).

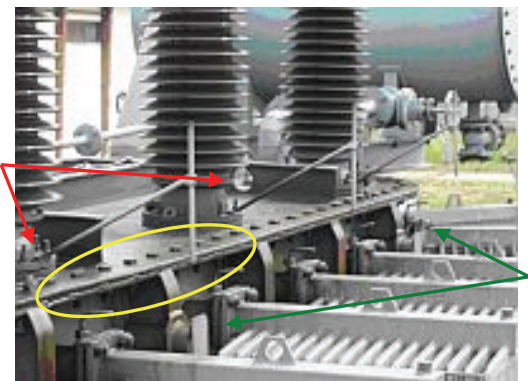


Fot. 2. Wymiana niesprawnego zaworu spustowego na nowy kulowy

#### 5. Przykłady awarii

##### 5.1. Deformacja pokrywy w wyniku podnoszenia transformatora w niewłaściwy sposób

Fot. 3. obrazuje efekt błędnego podpięcia zblocza dźwigu (czerwone strzałki) w trakcie montażu transformatora na stanowisku TR2 w stacji Łowicz2 przed pierwszym załączeniem w styczniu 1995 r.



Fot. 3. Miejsce mocowania zblocza dźwigu (niewłaściwe, za wzmocnienia na pokrywie – strzałki czerwone, właściwe, za odpowiednie uchwyty – strzałki zielone, deformacja pokrywy kadzi w obszarze zaznaczonym żółtą elipsą)

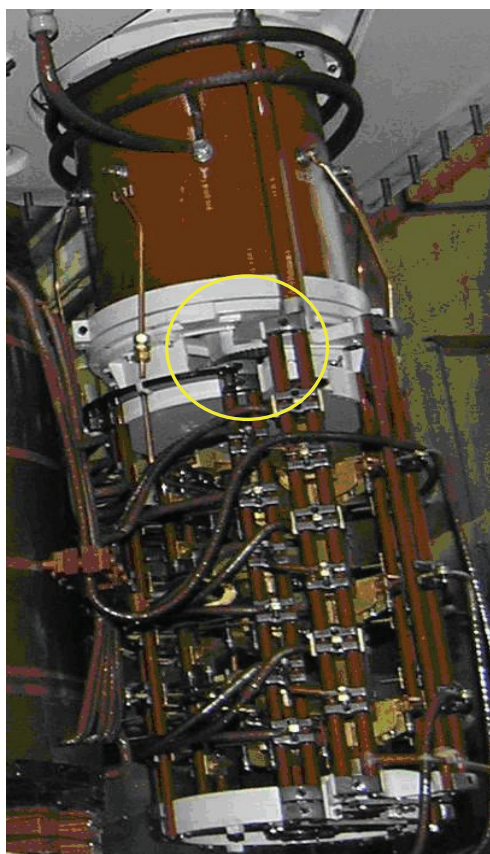
W efekcie nieprawidłowego podpięcia zblocza dla podnoszenia dźwigiem, nastąpiła deformacja pokrywy kadzi. W miarę upływu czasu i utraty przez uszczelki właściwości elastycznych postępowała degradacja uszczelnienia doprowadzając do stosunkowo dużego sączenia oleju spod pokrywy. Usterki nie dało się usunąć



na stanowisku. Transformator przewieziono do warsztatu i po demontażu pokrywy dokonano jej naprawy. Od tego momentu wszelkie przesunięcia transformatorów są prowadzone pod ścisłym nadzorem pracowników eksploatacji. Wybierane są firmy posiadające doświadczenie w przesuwanie dużych mas.

## 5.2. Zmęczenie materiału

Fot. 4 i 5 obrazują efekt zmęczenia materiału elementu przenoszącego moment obrotowy do przełącznika mocy transformatora 10 MVA na stanowisku TR2 w stacji Łaznów. Awaria nastąpiła w trakcie zmiany zaczepu. W efekcie urwania pletwy nastąpiło rozprężnięcie przełącznika mocy i klatki wybierakowej, nadpaleniu uległy styki ruchome i stałe klatki wybierakowej. Tylko dzięki prawidłowo działającym zabezpieczeniom naprawa została ograniczona do wymiany ośki oraz styków.



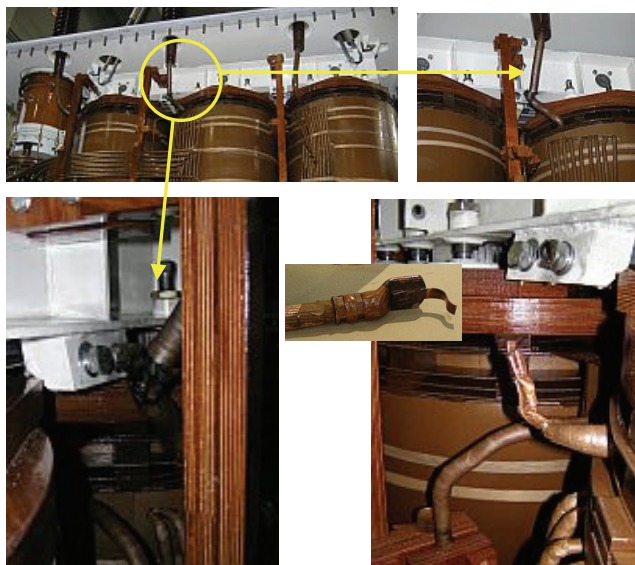
Fot. 4. Miejsce uszkodzenia – rozdzielenie przeniesienia napędu na przełącznik mocy i klatkę wybierakową



Fot. 5. Urwana pletwa ośki przeniesienia napędu do przełącznika mocy (przed awarią był to jeden element, widoczne ślady zerwania w wyniku zmęczenia materiału, aż do całkowitego ukręcenia)

## 5.3. Błędy montażowe w połączeniach drutów uzwojeń ze zwodami przepustów

Wykonanie połączenia sztywnych drutów uzwojeń GN z linką zwodu przepustu strony GN powinno być wykonane w sposób sztywny bez stosowania przedłużaczy. Wcześniej wykorzystywane tulejki (toczone na miarę) zagniatano na łączonych elementach o odpowiedniej długości, zapewniając odpowiednią wytrzymałość w miejscu połączenia. W konkretnym transformatorze w wyniku oszczędności, zastosowano gotowe końcówki kablowe, następnie zgrzewając je z wykorzystaniem fragmentu profilu zwojowego użytego jako przedłużacz. Stosowanie takich połączeń jest przyczyną problemów w późniejszej eksploatacji, czego dowodem jest transformator, który ze względów na konieczność dopasowania mocy zainstalowanej do zmieniających się obciążeń, na czas przewozu musiał być pozbawiony konserwatora i przepustów GN. Po przewiezieniu i zmontowaniu jednostki na stanowisku i po wykonanych pomiarach z wynikiem pozytywnym, załączono transformator na ruch jałowy. W efekcie przeprowadzonych oględzin i osłuchań nie stwierdzono nieprawidłowości, mimo to po 32 minutach transformator został wyłączony przez zabezpieczenia. Powołana komisja w trakcie prac (z zastosowaniem m.in. kamery przemysłowej dla zajrzenia pod pokrywę) stwierdziła, że w chwili ponownego montażu jednego z przepustów doszło do wyobcowienia zwodu do przepustu GN fazy L2 w miejscu zastosowanego połączenia (opisanego wyżej) i zbliżenia zaizolowanego papierem zwodu do śruby belki jarzma rdzenia i nadwyżżenia papierowych zwijek, co ostatecznie w obecności pola doprowadziło do przebicia izolacji i zwarcia fazy L2 strony 110 kV do masy (fot. 6). W efekcie musiał zostać zmieniony układ sieciowy ze względu na ponowny przewóz transformatora i dwutygodniowy brak transformatora w stacji. Z oceny tej sytuacji wynika, że niezależnie od staranności wykonania nie należy rezygnować z badania transformatora przy ruchu jałowym.

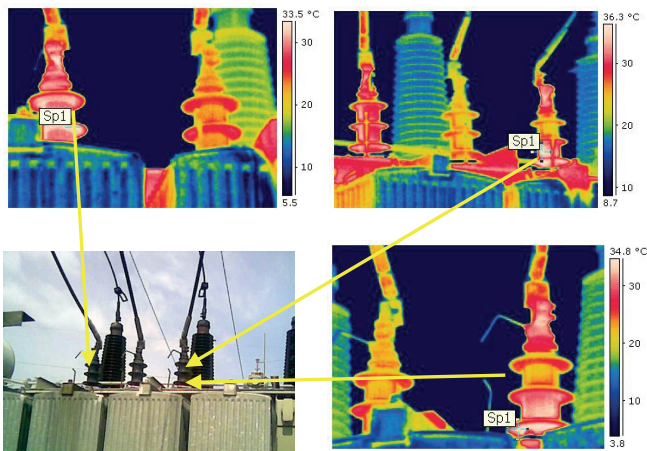


Fot. 6. Miejsce nieprawidłowo wykonanego połączenia profilu uzwojenia z linką zwodu przepustu oraz końcówki kablowe łączone miedzianym płaskownikami – widoczna złączka na linie zwodu z przedłużaczem mającym połączyć zwód z drutem uzwojenia

## 5.4. Grzanie przepustu strony DN

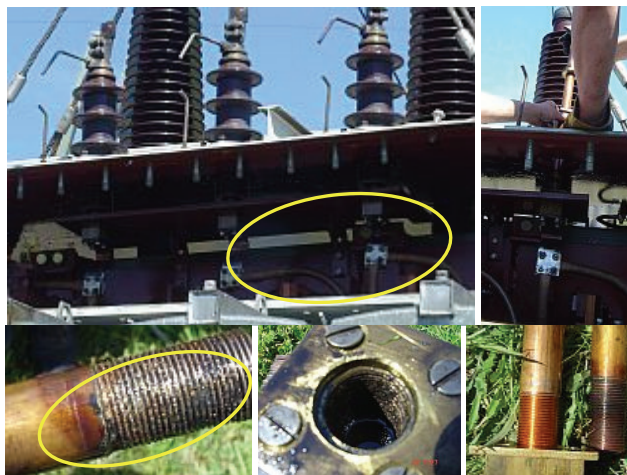
W dniu 02 maja 2006 r. w wyniku przeprowadzonych pomiarów termowizyjnych transformatora TR2 o mocy 25 MVA w stacji Wieluń stwierdzono nadmierne grzanie przepustów strony 15 kV na fazach L1 i L3 (fot. 7).

Do momentu wykonania naprawy zleconej do firmy naprawczej dokonano przełączeń ruchowych mających na celu odciążenie transformatora dla obniżenia temperatury przepustów.



Fot. 7. Termogramy przepustów strony DN fazy L1 i L3 (2 maja 2006 około godz. 12:10, temperatura otoczenia 13°C). Różnica temperatur pomiędzy przepustem fazy zdrowej L2 i fazy L3 wynosiła prawie 15°C

W dniu 31 maja 2006 r. w wyniku podjętych prac stwierdzono uszkodzenie w miejscu połączenia sworzni przepustów z gniazdami kompensatorów zwodów uzwojeń DN usytuowanych wewnątrz kadzi. Sposób wykonania pokrywy oraz mocowań gniazdz sworzni przepustów DN transformatora uniemożliwił zakończenie naprawy bez uniesienia części aktywnej. W efekcie transformator został odciążony i pozostawał w gorącej rezerwie. Ostateczna naprawa została przeprowadzona w dniach: 12-16 czerwca 2006 r. Zakres naprawy obejmował: 1) Podniesienie części aktywnej, 2) Wymiana 2 sworzni przepustów strony DN wraz z gniazdami, 3) Wymiana uszczelki głównej wraz z śrubami na obwodzie pokrywy, 4) Montaż transformatora, 5) Uzdatnienie oleju, 6) Pomiaru powykonawcze. Przy okazji dokonano wymiany uszkodzonych kontaktronów w przekładniku Buchholza oraz wymiany uszkodzonych przekładni kątowych: przełącznika zaczepek i pośredniczącej. W trakcie prac stwierdzono brak nakrętek kontrolujących na sworzniach przepustów w miejscu połączenia poprzez gniazdo z kompensatorem. W efekcie powstałych luzów przegrzanie na połączeniu gwintowanym powiększające efekt braku styku i dalsze grzanie (fot. 8). Po naprawie transformator załączono do ruchu.



Fot. 8. Mocowanie sworzni przepustów strony DN bez nakrętek kontrolujących; ślady przegrzania sworzni i gniazda; nowo dorobione elementy

## 5.5. Awaria trójzwojeniowego transformatora 32/16/16 MVA

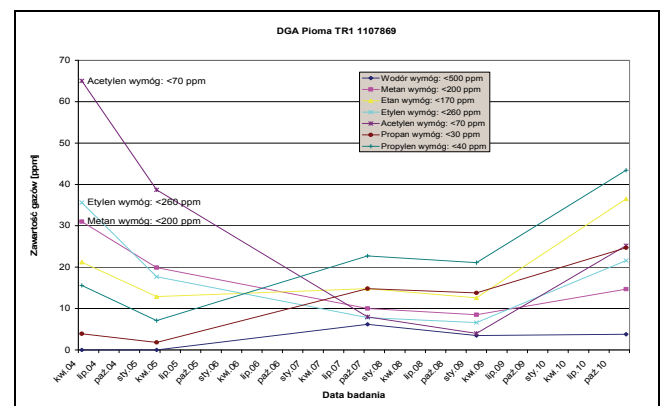
Transformator trójzwojeniowy o przekładni 115/16,5/16,5 kV wyprodukowany w roku 1986, został uruchomiony po montażu na stanowisku w grudniu 1989 r. i poza pracami planowymi pracował nieprzerwanie do momentu awarii. Zgodnie z przepisami eksploatacji transformatorów przyjętymi w roku 2000, ostatnie pomiary eksploatacyjne transformatora były wykonane: 09.07.2001 r. z wynikiem pozytywnym. Przed rokiem 2000 pomiary były wykonywane co 5 lat; po roku 2000 co 10 lat, dlatego następne zaplanowano na rok bieżący. W zakresie pomiarów w 2001 wykonano pomiar prądów magnesowania; pomiar rezystancji izolacji; pomiar przekładni na wszystkich zaczepek, badanie przełącznika zaczepek, oraz skróconą analizę oleju transformatorowego: zawartość wody lub ciał stałych, napięcie przebicia i oporność właściwą. Nie wykonano wówczas pomiaru rezystancji uzwojeń z powodu braku wymogu oraz miernika. Ostatni przegląd podobciążeniowego przełącznika zaczepek został wykonany dnia 20.05.2009 r. ze względu na dobry stan styków oraz właściwe czasy, dokonano tylko przemycia i wymiany oleju.

Po wprowadzeniu jako obowiązującej Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów z roku 2000, po ww. pomiarach wykonanych w 2001, prowadzono już tylko analizę chromatograficzną gazów zawartych w pobieranych próbkach oleju z interwałem około 2 lat. Wyniki zawiera tab. 5.

Tab. 5. Zestawienie wyników pomiarów DGA (zawartość gazów w ppm)

Lp.	Data	Wodór	Metan	Etan	Etylen	Acetylen	Propan	Propylen
1	15.04.2004	0	31	21,2	35,6	65	3,9	15,6
2	30.03.2005	0	19,9	12,9	17,7	38,7	1,8	7,1
3	29.10.2007	6,2	10	14,8	7,8	8	14,8	22,7
4	18.02.2009	3,5	8,5	12,6	6,6	4	13,8	21,1
awaria	06.12.2010	3,8	14,7	36,5	21,6	25,2	24,7	43,4

Na podstawie tabeli, na potrzeby analiz, stworzono rys. 2, przedstawiający zmiany zawartości poszczególnych gazów w czasie. Jak widać do pozycji 4 włącznie, tj. do roku 2009 nie było sygnałów alarmowych, a wręcz parametry ulegały poprawie, ze względu na obniżający się poziom obciążenia transformatora. Na tej podstawie nie podejmowano żadnych działań. Nie było sygnałów alarmowych dla wykonania pomiarów szczegółowych. Ostatnia pozycja: „awaria” to już wyniki badań próbki pobranej po wyłączeniu awaryjnym.



Rys. 2. Zmiany zawartości gazów w czasie

W wyniku zadziałania zabezpieczeń transformator został wyłączony z drugiego stopnia przekładnika Buchholza kadzi głównej. W rejestratorze zabezpieczenia różnicowego zostało odnotowane bardzo krótkotrwałe pobudzenie na fazie „S”. Jednak w wyniku zaprogramowanych progów czułości, analizator uznał to pobudze-



nie jako błędne. Po wykonaniu rutynowych pomiarów: magnesowania, rezystancji uzwojeń i przekładni, stwierdzono nieprawidłowość w trakcie pomiaru rezystancji uzwojeń strony GN oraz zły stan izolacji olejowej. Pozostałe pomiary w normie. Nieprawidłowość wyników polegała na dwukrotnie podwyższonej wartości rezystancji uzwojeń fazy L2 (tab. 6) oraz odbiegających od normy parametrów oleju: zawartości wody i obniżonej wartości przebiecia (tab. 7).

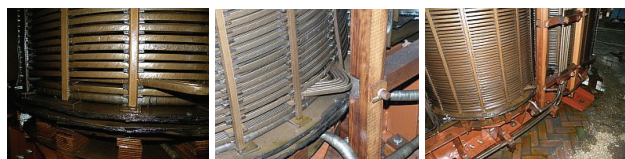
Tab. 6. Pomiar rezystancji uzwojeń strony GN (pomiar wykonano miernikiem UDT-2, w temperaturze 8°C)

Zaczepek	Faza L1 [Ω]	Faza L2 [Ω]	Faza L3 [Ω]
1	0,931	<b>1,698</b>	0,921
2	0,917	<b>1,684</b>	0,908
3	0,902	<b>1,670</b>	0,894
4	0,888	<b>1,656</b>	0,881
5	0,875	<b>1,642</b>	0,868
6	0,861	<b>1,628</b>	0,852
7	0,847	<b>1,614</b>	0,839
8	0,835	<b>1,601</b>	0,825
9	0,819	<b>1,588</b>	0,812
10	0,809	<b>1,573</b>	0,798
11	0,709	<b>1,560</b>	0,784
12	0,779	<b>1,545</b>	0,770
13	0,765	<b>1,531</b>	0,757

Tab. 7. Wybrane parametry oleju

Poz.	Rodzaj badania	Jedn.	Wartość zmierzona	Wartość wymagana
1	Wygląd	-	Spełnia wymagania	Spełnia wymagania
...				
4	Temperatura zapłonu	°C	130	≥130
5	Liczba kwasowa	mg <sub>KOH</sub> /	0,07	≤ 0,4
6	Zawartość wody metodą K.Fischera	ppm	49,4	≤ 40
7	Współczynnik strat dielektrycznych w 50°C	-	0,0188	≤ 0,10
8	Rezystywność w 50°C	Ωm	12,32e9	≥ 5e9
9	Napięcie przebiecia	kV	38,1	≥ 40
10	Względne odchylenie standardowe	%	55,8	≤ 20

Analizując konstrukcję uzwojeń strony GN podejrzewano odpałnienie zwodu lub wręcz przerwę w zwojach jednej z równoległych cewek uzwojenia GN fazy L2. Transformator przewieziono do warsztatu remontowego. W pierwszym etapie dokonano weryfikacji pomiarów wykonanych w miejscu awarii, a następnie wymontowano część aktywną i w wyniku oględzin stwierdzono wysunięcie zwojów w cewkach, w których stwierdzono wypalenie (fot. 9), widoczne na przegrodzie międzyfazowej ślady wyładowań (fot. 12), wysunięcie klocków izolacji wyrównawczej dolnej części wszystkich uzwojeń (fot 10), wypalenie na fazie L2 w dolnej części uzwojenia GN przy zacisku liniowym (fot. 11), odkształcenie dolnej części tulei pomiędzy uzwojeniem GN i DN fazy L2 (fot. 13), opalenie kołnierza izolacji miękkiej na przegrodzie międzyfazowej.



Fot. 9. Wysłunięcie zwojów w cewkach, w których stwierdzono wypalenie



Fot. 10. Wysłunięcie klocków izolacji wyrównawczej dolnej części wszystkich uzwojeń,



Fot. 11. Wypalenie na fazie L2 w dolnej części uzwojenia GN przy zacisku liniowym,



Fot. 12. Widoczne na przegrodzie międzyfazowej ślady wyładowań



Fot. 13. Odkształcenia dolnej części tulei pomiędzy uzwojeniem GN i DN fazy L2

## 6. Analiza okresu eksploatacji transformatorów

Okres 25 lat jest okresem progowym na jaki projektowane są transformatory przy założeniu 100% obciążenia ciągłego. Sposób eksploatacji, charakter obciążenia oraz sytuacja w sieci umożliwiają wydłużenie okresu ich pracy. W wielu opracowaniach dotyczących eksploatacji transformatorów dopuszcza się okres ich pracy nawet do 50 lat. Na świecie zdarzają się pojedyncze przypadki „życia” transformatorów powyżej tego czasu. Związane jest to z założeniami projektowymi i sposobem wykonania transformatorów w połowie ubiegłego wieku. Na podstawie posiadanej wówczas wiedzy i dostępnych środków technicznych, ustalano bardzo wysokie współczynniki zapasu konstrukcji czyli wszystko było znacznie przewymiarowywane. Zakładano, że konstrukcja

o konkretnej mocy będzie nieprzerwanie pracować ze znamionową mocą przez 25 lat. W rzeczywistości długo stosowana zasada rezerwy gorącej w typowych dwutransformatorowych GPZ-ach powodowała pracę transformatorów z mocą poniżej 50% znamionowej. Taki poziom obciążenia został w tych opracowaniach liniowo przelozony na dopuszczalny czas eksploatacji, tj.: dwukrotnie dłuższy niż projektowany.

W rzeczywistości proces starzenia nie przebiega liniowo, 50 lat użytkowania transformatorów jest okresem zbyt wygórowanym. W wyniku zjawisk fizykochemicznych zachodzących w obecności pola elektrycznego w izolacji papierowo-olejowej, postępuje stała degradacja celulozy, z której zbudowany jest papier i preszpan. W wyniku rozpadu wiązań celulozowych papier z wiekiem traci swoją wiotkość i pęka w miejscu załamania a wraz z powyższym cały czas do oleju wytrąca się woda cząsteczkowa, co powoduje obniżenie wytrzymałości całej izolacji. Jednocześnie z powyższym w wyniku drgań części aktywnej z częstotliwością sieci, pęknięcia pogłębiają się, a ponadto poluzowaniu ulegają przekładki międzyzwojowe (wykonane z preszpanu). Wypadające przekładki prowadzą do utraty sztywności całych cewek, a przez to zmniejszeniu ulega odporność zwarciowa transformatora. Jednocześnie poluzowane przekładki blokują kanały olejowe między zwojami obniżając wydajność chłodzenia, co prowadzi do lokalnych przegrzań i pogłębia procesy degradujące izolację. Ten cykl z czasem nasila się coraz bardziej i niejako sam się napędza.

Do powyższego dochodzą problemy ze starą żebekową (kaloryferową) konstrukcją radiatorów, dla których mimo prowadzonych zabiegów antykorozyjnych nie ma możliwości zabezpieczenia miejsc połączeń poszczególnych żeberek.

Degradacji podlegają gumowe uszczelki stosowane w latach 70 w zamian za dewizowe uszczelnienia z gumy importowanej. Guma, tzw.: „olejoodporna”, mimo domieszek umożliwiających jej kontakt z ropopochodnym olejem, z wiekiem ulega rozkładowi w wyniku działania czynników zawartych w oleju, z drugiej strony w efekcie działania czynników atmosferycznych z uszczelki dyfundują plastyfikatory, przez co sztywniejące uszczelki nie spełniają swojej roli.

Wyeksploatowaniu ulegają podobciążeniowe przełączniki zacze-pów, a zwłaszcza ich elementy wewnętrzne: przełączniki mocy (styki opalne) wraz z komorą, elementy sprężyste styków klatki wybieraków, wałki przeniesienia napędu i ich uszczelnienia, oraz elementy zewnętrzne: napędy z systemem przekładni kątowych. Podobciążeniowe przełączniki zacze-pów jako najbardziej złożony element transformatora stanowi najsłabsze ogniwo w procesie transformacji. W układach ON-AF niebagatelne znaczenie ma stan łożysk silników wentylatorów oraz układ sterowania wentylatorami.

## 7. Podsumowanie

1. W większości transformatorów eksploatowanych w Oddziale Łódź-Teren występują typowe dla nich usterki: wyeksploatowanie mechanicznych elementów przeniesienia napędu przełączników zacze-pów (przekładni kątowych; uszczelnień simeringowych itp.); wycieki oleju spod uszczelki izolatorów przepustowych, pokrywy kadzi, zaworów spustowych i pobierania próbek oraz radiatorów, przekładników Buchholza, termometrów; problemy ze stykami zabezpieczeń fabrycznych (przekładniki Buchholza, termometry, olejowskazy) oraz układu sterowania napędu (styczniki); nieszczelności między kadzią a komorą przełącznika zacze-pów, przez co olej zawierający produkty rozpadu w wyniku działania łuku z komory przełącznika mocy przedostaje się do kadzi zanieczyszczając olej transformatora. Znacząca ilość awarii transformatorów jest spowodowana uszkodzeniami przełączników zacze-pów (jest to zgodne ze statystykami innych użytkowników transformatorów mocy). Stąd zwracamy szczególną uwagę na eksploatację, a zwłaszcza na jakość wykonywania przeglądów przełączników zacze-pów i ich napędów, natomiast w nowych jednostkach stosujemy naj-

nowsze technologie w postaci przełączników próżniowych czy też układów monitoringu transformatora.

2. Jedną z metod zmniejszenia zagrożenia awarią, może być zwiększenie częstości wykonywania pomiarów okresowych w miarę starzenia się transformatora. To wprawdzie podraża koszt eksploatacji populacji transformatorów, natomiast z drugiej strony umożliwi w sposób planowy pod względem ruchu sieci, dokonanie ewentualnych napraw i remontów, jeżeli oczywiście procedury przetargowe nie zatrzymają całego procesu. Proponuje się przyjąć następujący harmonogram pomiarów okresowych:
  - a. Pomiary pomontażowe, przed pierwszym uruchomieniem - czas: 0 rok eksploatacji
  - b. Pomiary pogwarancyjne, przed upływem gwarancji - czas: np. 3 rok eksploatacji
  - c. Pomiary okresowe, pierwsze wydłużone po 10 latach - czas: 13 rok eksploatacji
  - d. Pomiary okresowe, drugie wydłużone po 8 latach - czas: 21 rok eksploatacji
  - e. Pomiary okresowe, trzecie wydłużone po 6 latach - czas: 27 rok eksploatacji
  - f. Pomiary okresowe, czwarte wydłużone po 5 latach - czas: 31 rok eksploatacji
  - g. Pomiary okresowe co 4 lata (DGA co 2 lata) - czas: 35, 39 rok itd.

Oczywiście harmonogram nie wpływa na dokonywanie przeglądów podobciążeniowych przełączników zacze-pów prowadzonych zgodnie z DTR przełącznika.

3. Alternatywą może być, w uzupełnieniu badań DGA, przy utrzymaniu 10 letniego interwału badań okresowych, wprowadzenie badań fizykochemicznych właściwości oleju (zwłaszcza pod kątem zawartości wody), termowizyjnych transformatora (zwłaszcza przepustów), wyładowań niezupełnych - w miarę rozwijania technologii pomiarów.
4. W efekcie stałej pogoni za wynikami ekonomicznymi oraz wylanianiem w przetargach najtańszych ofert, inżynier zamawiającego transformator, staje się w pewnym sensie współprojektantem. Wymaganie najniższej ceny wiąże się z dążeniem przez producentów do stosowania najtańszych rozwiązań oraz uników. Aby temu zapobiec już na etapie przygotowywania SIWZ zamawiający umieszcza szczegółowe zapisy i konkretne rozwiązania konstrukcyjne jakich oczekuje od wykonawcy w zamawianej jednostce. Kolejnym etapem jest nadzór ekspertów zamawiającego nad produkcją oraz uzyskaniem w efekcie końcowym wymaganych parametrów.
5. Niezależnie od staranności wykonania transformatora lub jego naprawy, pod żadnym pozorem nie należy rezygnować ze sprawdzonych historycznie etapów uruchamiania, tj.: ruchu jałowego (minimum jedna godzina) oraz ruchu próbnego z maksymalnym możliwym obciążeniem (około 5 dni z uczulonymi zabezpieczeniami).
6. W przypadku transformatorów produkcji byłej ZSRR, ze względu na duże przewymiarowanie, można je pozostawić w ruchu (straty występujące w tych jednostkach są porównywalne z analogicznymi transformatorami produkcji polskiej z tamtych lat). Z uwagi na długi czas eksploatacji oraz problemy ze zdobywaniem części zamiennych przewidujemy w najbliższym czasie likwidację jednej z tych jednostek z przeznaczeniem na części zamienne dla przełączników zacze-pów, przepustów GN i przekładników w ich kominkach.
7. Prowadzenie zabiegów odtworzeniowo-remontowych na jednostkach powyżej 35 lat eksploatacji polegających na doraźnych naprawach i przy pozostawieniu w sieci wysokostratnych jednostek jest mało efektywne. Tak więc przewidziano wymianę najstarszych jednostek na nowe oszczędne transformatory wyposażone w nowoczesne próżniowe przełączniki zacze-pów.