

# Oceny eksploatacyjne związane z wymianą transformatorów blokowych w PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Porąbka Żar w Międzybrodziu Bialskim

**Streszczenie.** Referat ocenia montaż, rozruch i eksploatację na stanowisku posadowienia w Elektrowni Szczytowo Pompowej Porąbka Żar transformatora blokowego TB3 156 MVA skojarzonego z transformatorem potrzeb własnych TB3P 6 MVA, oraz transformatora TB4 150 MVA. Zostały również opisane procedury rozruchowe i parametry osiągnięte podczas pracy bloku dla reżimu pompowego i generatorowego.

**Abstract.** This paper evaluates assembling, starting-up and operation of the power transformers TB3 156 MVA coupled together with smaller power station internal load transformer 6 MVA (named TB3P) and transformer TB3 150 MVA. Starting-up procedures and achieved parameters during generator and pump direction of rotation are pointed. (**Operational assessment connected to power transformers replacement at PGE Energia Odnawialna S.A. ZEW Porabka-Zar Branch**)

**Słowa kluczowe:** transformator, rozruch, eksploatacja, ocena

**Keywords:** transformers, starting-up, operation, assessment

## Wstęp - Informacja o Elektrowni

Elektrownia Szczytowo-Pompowa Porąbka-Żar została uruchomiona w 1979 r. Budowa trwała 8 lat. Jej realizacja była w tym czasie dużym osiągnięciem techniczno-organizacyjnym polskiego wykonawstwa inwestycyjnego. Elektrownia pracuje na potrzeby krajowego systemu elektroenergetycznego w pracy: szczytowej, regulacyjnej i interwencyjnej.

Układ technologiczny elektrowni został opracowany na podstawie wielu wstępnych analiz techniczno-ekonomicznych uwzględniających istniejące warunki terenowe i geologiczne. O wyborze lokalizacji elektrowni zdecydowały potrzeby systemu elektroenergetycznego, istniejący dolny zbiornik, wysoki spad elektrowni i związana z tym możliwość uzyskania stosunkowo dużej mocy.

Konieczność budowy elektrowni w rozwiązaniu podziemnym wynikała z potrzeby usytuowania pompoturbin 50 m poniżej poziomu wody dolnego zbiornika elektrowni w celu pewnego ich zabezpieczenia przed zjawiskiem kawitacji.

Ze względu na uwarunkowania geologiczne wszystkie maszyny i urządzenia elektryczne zostały zlokalizowane w tej samej kawernie, w sposób odmienny od stosowanych powszechnie rozwiązań. Lokalizacja zaworów odcinających, hydrozespołów i transformatorów blokowych w jednej kawernie niesie za sobą poważne zagrożenia dla bezpiecznej eksploatacji maszyn i znajdujących się tam ludzi. Szczególne zagrożenie powodowane jest przez zainstalowane tam transformatory blokowe z dużą ilością oleju, a więc urządzenia wprowadzające potencjalnie duże obciążenie ogniowe.

Ze względu na fakt znacznego już wyeksploatowania jednostek blokowych, jak również pojawiające się usterki, w tym gazowanie oleju w wyniku zwarć wewnętrznych [1], podjęta została decyzja o wymianie transformatorów na nowe jednostki. Nowe transformatory pozbawione wcześniejszych wad konstrukcyjnych wyposażone zostały w system zabezpieczenia przed wzrostem ciśnienia w kadzi i jej rozerwaniem Transformer Protection, produkcji francuskiej firmy SERGI oraz układ światłowodów do bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojeń. Rozwiązanie z systemem SERGI jest rozwiązaniem nowatorskim w skali kraju, szczególnie że jest to pierwsza aplikacja tego systemu w Polsce.

Celem zmniejszenia kosztów zasilania potrzeb własnych, zwiększenia niezawodności układu i uniezależnienia elektrowni od stanu sieci dystrybucyjnej,

jednostki blokowe 156 MVA na blokach 2 i 3 sprzęgnięte zostały z transformatorami pomocniczymi o mocy 6 MVA na napięcie dolne 6,3 kV, wyposażonymi w podobciążeniowe przełączniki zaczepek po stronie dolnego napięcia.

Transformatory zainstalowane w ESP Porąbka-Żar, ze względu na swoją lokalizację chłodzone są wodą za pośrednictwem układu wymienników rurowych, każdy o mocy 250 kW, pracujących w układzie nadmiarowości N+1, celem umożliwienia ich obsługi, w tym płukania, czyszczenia i wymiany wkładów bez konieczności odstawiania bloku.

Celem zwiększenia dyspozycyjności jednostek planuje się w najbliższym czasie, po zakończeniu ich instalacji na wszystkich blokach, wyposażenie w układ monitoringu online zintegrowany z elektrownianym Układem Nadzoru i Sterowania, rozszerzając tym samym zakres tego typu diagnostyki stosowanej obecnie w elektrowni.

Zaplanowano instalację zintegrowanego systemu łączącego ze sobą zalety diagnostyki DGA oleju z pomiarem bezpośrednim temperatury wszystkich uzwojeń transformatora. Intencją Eksploatującego jest implementacja systemu wraz z oprogramowaniem eksperckim umożliwiającym:

- prognozowanie stanów pracy transformatora,
- przewidywanie starzenia izolacji transformatora,
- planowanie czynności eksploatacyjnych i remontowych.

## Opis stanu transformatorów „starych”, uzasadnienie inwestycji wymiany transformatorów i retrofitu potrzeb własnych

Zaprojektowany niespełna 38 lat temu, w ELTA Łódź, transformator blokowy 150 MVA [2] dla Elektrowni Porąbka-Żar charakteryzował się innowacyjnymi, jak na tamte czasy rozwiązaniami wg normy PN-69/E-06040 dotyczącymi:

- przystosowania do pracy ciągłej w komorze podziemnej elektrowni,
- przyłączenia do rozdzielni odłącznikowej 220kV, zlokalizowanej na powierzchni, za pomocą kabli najwyższych napięć 220 kV zakończonych do strony transformatora głowicami kablowymi nabadowanymi na przepusty GN,
- chłodzenia wodą za pomocą 5 sztuk chłodziw olejowo-wodnych, każda o wydajności 300 kW przy temperaturze wody +25°C (zapotrzebowanie wody przez jedną chłodziw 17 m<sup>3</sup>/godz., piąta chłodziwa – rezerwowa),

- dopuszczalnych ustalonych przyrostów temperatur ponad temperaturę otoczenia przy znamionowych stratach jałowych i obciążeniowych nie przekraczających wartości: dla uzwojenia /średni/ + 65°C, dla oleju w górnej warstwie +60°C, rdzenia +70°C,
- wykonania rdzenia transformatora z blachy magnetycznej zimnowalcowanej o izolacji ceramicznej,
- wykonania uzwojenia z drutu miedzianego izolowanego papierem kablowym,
- wykonania pokrywy kadzi o kształcie wypukłym pół-cylindrycznym,
- konserwatora posiadającego przeponę gumową, pod przeponą olej napływający podczas pracy, nad przeponą powietrze atmosferyczne.

Każda z jednostek [Fot. 1] wyposażona była w typowy osprzęt dla transformatorów olejowych, między innymi: przepusty- GN, DN, punktu zerowego GN o izolacji 110kV, odwilżacz z silikagelem, wskaźniki poziomu oleju, rurę przeciwybuchową, termometry, przekaźnik Buchholza, szafę sterowniczą.

Układ połączeń: Yd11, straty stanu jałowego 130 kW + 14% tol., straty obciążeniowe 540 kW +14% tol. Ciężar całkowity z olejem: ok. 155 ton, transportowy bez oleju: 110 ton, wymiary do transportu: szer. 3050, długość 6280, wysokość 4490. Rzeczywiste napięcie zwarcia na poziomie 12-13%.



Foto.1. Stary transformator blokowy

Znamienną, negatywną cechą dotychczasowych transformatorów są, między innymi, względnie duże straty biegu jałowego. Zważywszy bowiem, że transformatory pracują głównie na biegu jałowym (elektrownia od roku 2007 pracuje wyłącznie interwencyjnie; a człon nazwy elektrowni - „szczytowa” nie określa już charakteru elektrowni), więc straty energii z tego tytułu w ciągu roku sięgają trzech tysięcy MWh. Zatem konieczność wymiany transformatorów uznać należy za absolutnie uzasadnioną, nie tylko ze względu na skończony już dawno „czas życia” obiektów(zapisy norm [3] określają czas życia transformatorów mocy na 30 lat).

Wszystkie transformatory olejowe dużej mocy, wyprodukowane kilkadziesiąt lat temu, a będące nadal w eksploatacji, mają dzisiaj poluzowane mocowania, co za tym idzie, obserwuje się w nich przecieranie izolacji zwojowej. Można lokalizować te zwarcia zwojowe, między innymi badaniami DGA, czy pomiarem prądów magnesujących, ale jest to jedynie analiza skutków długoletniej eksploatacji transformatorów (lub wadliwej produkcji).

Prowadzone cyklicznie badania rezystancji izolacji obwodu magnetycznego wskazywały wyraźnie na zwarcia

między poszczególnymi pakietami blach, przy czym za najbardziej groźne uznać należało zwarcia dolnego jarzma do kadzi. Błędy projektowe, wykonawcze i idące za nimi zagrożenie eksploatacyjne w tym zakresie niemożliwe są do poprawy bez wymiany części aktywnej. Diagnoza w tym zakresie przedstawiona w opracowaniu nr EM-1T/154/2008 Energopomiaru Elektryka Gliwice [1] została jednoznacznie potwierdzona przez dr Kovacika z firmy VUJE [4]. W wyniku gazowania transformatora na bloku 2., które miało miejsce w lipcu 2012 roku, przeprowadzono zgodnie z instrukcją eksploatacji transformatorów [10] badania poawaryjne. Badania wyładowań niepełnych metodą akustyczną, potwierdziły wyładowania o małej intensywności w rejonie dolnego jarzma, obserwowane zarówno na biegu jałowym, jak i przy obciążeniu transformatora.

Dzisiaj nie sposób zliczyć, ile przeszło zewnętrznych fal napięciowych przez uzwojenie, dotychczasowych transformatorów, niszczących izolację zwojową. Fala ta rozkłada się nierównomiernie na poszczególnych zwojach. Problem ten został szeroko opisany w publikacji T. Glinki i W. Olecha [5]. Nawet przy niewielkiej fali napięciowej, często powtarzanej, może zostać obniżona wytrzymałość dielektryczna izolacji zwojowej pierwszych zwojów uzwojenia GN. Taka wartość napięcia występuje tylko w pierwszej chwili wejścia fali napięciowej. Uzwojenie transformatora dla fali napięciowej ma parametry rozłożone: pojemności, indukcyjności i rezystancji. Fala napięciowa wzbudza drgania elektromagnetyczne tłumione, stąd zarówno jej rozkład, jak i wartość maksymalna zmienia się w czasie i szybko zanika. Podczas kolejnego złomowania transformatorów zostanie dokonana gruntowna analiza wpływu czasu eksploatacji na stan izolacji zwojowej w strefie największego potencjału napięcia.

Izolacja transformatora jest niejednokrotnie narażana również od strony generatora. Ramowa Instrukcja Eksploatacji Hydrogeneratorów ZEH[6], podaje rodzaje zabezpieczeń generatorów pracujących w bloku z transformatorem. Jest to między innymi zabezpieczenie przed przewzbudzeniem i utratą wzbudzenia. Jeżeli hydrogenerator pracuje ze wzbudzeniem znamionowym i zostanie wyłączony nagle wyłącznikiem, w tym wypadku aparatem w SE Bujaków, wówczas napięcie biegu jałowego generatora wzrośnie do wartości maksymalnej, określonej w normalnej charakterystyce biegu jałowego generatorów synchronicznych. Wartość maksymalna napięcia generatora na biegu jałowym, przy wzbudzeniu znamionowym, może wynieść 1,4  $U_N$ , czyli ok. 20kV.

Przy zdegradowanej z czasem, czyli zmniejszonej wytrzymałości dielektrycznej, izolacji zwojowej, napięcie to może doprowadzić do zwarcia zwojowego [7]. Dalej, niszczenie maszyny wirującej i transformatora postępuje już lawinowo.

Cztery transformatory blokowe zlokalizowane są w wydzielonych komorach w kawernie elektrowni. Z każdego transformatora wyprowadzone są (sztolnią) linie kablowe 220kV do napowietrznej rozdzielni odłącznikowej – 220kV zlokalizowanej na terenie elektrowni. Stąd, dwoma napowietrznymi liniami moc jest przesyłana do stacji elektroenergetycznej 220 kV Bujaków, a stamtąd już do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

W komorze elektrowni zlokalizowane są ponadto:

- rozdzielnie potrzeb własnych 6kV i 0,4kV,
  - rozdzielnie napięcia stałego 220VDC i 24VDC,
  - rozdzielnie napięcia gwarantowanego 230VAC.
- Prowadzenie ruchu elektrowni odbywa się z nastawni zlokalizowanej tej samej komory elektrowni.
- W części naziemnej elektrowni, w tzw. budynku usług technicznych umieszczone są:
- 3 sekcyna rozdzielnia 30kV,

- rozdzielnie 6 kV,
- transformatory potrzeb własnych 30/6,3 kV.  
Dotychczasowy „Układ wyprowadzenia mocy” każdego bloku składa się z:
  - jednofazowych przewodów ekranowanych (3xELPE 24/7000A) przyłączonych od zacisków generatora/silnika (13,8 kV), doprowadzonych do odłączników zmiany systemu pracy,
  - odłączników zmiany systemu pracy zlokalizowanych w szafach,
  - jednofazowych przewodów ekranowanych (3xELPE-24/7000A) łączących odłączniki zmiany systemu pracy z wyłącznikiem generatorowym i dalej łączących wyłącznik z transformatorem blokowym 150 MVA, 242/13,8 kV,
  - wyłącznika generatora (typ HG13, In=7000A),
  - trzech jednofazowych kabli typu XnRUHAKXS 1x400 RMC/120 127/220(245)kV poprowadzonych sztolnią o długości ok. 700 m, łączących transformator blokowy – zlokalizowany w komorze elektrowni z napowietrzną rozdzielnią odłącznikową 220 kV.

Bloki nr 1 i 2 przyłączone są do linii 220kV nr 1, bloki nr 3 i 4 do linii 220 kV nr 2.

Linie 220 kV nr 1 i 2 są przyłączone do rozdzielni 220 kV w stacji Bujaków.

Na napięciu generatorowym 13,8kV każdego turbozespołu (pomiędzy wyłącznikiem generatorowym a transformatorem blokowym) wykonane są odczepy [jednofazowymi przewodami ekranowanymi (3xELPE-24/2000A)] zasilające:

- silnik rozruchowy [o mocy 8 MW, 13,8kV $\pm$ 10%], służący do rozruchu turbozespołu do pracy pompowej,
- transformator [680kVA; 13,8/0,315kV] układu wzbudzenia maszyny synchronicznej turbozespołu.

Po stosunkowo długim okresie przygotowań udało się doprowadzić do wymiany transformatorów na nowoczesne jednostki, pozbawione wad starych konstrukcji i wyposażone w wymagane przepisami zabezpieczenia właściwe z punktu widzenia ich lokalizacji.

Główne przyczyny, dla których zdecydowano się na wymianę to:

1. Umożliwienie dalszej eksploatacji elektrowni.
2. Zwiększenie bezpieczeństwa eksploatacji w zakresie zabezpieczenia przed pożarem.
3. Zwiększenie pewności zasilania potrzeb własnych i ogólnych (zapewnienie możliwości zasilania z Sieci Przesyłowej).
4. Obniżenie strat biegu jałowego i obciążenia (rocznie około 3 tys. MWh, co przekłada się na oszczędność około 0,5 mln. PLN).
5. Obniżenie kosztów zasilania potrzeb własnych (wynikająca z zasilania podstawowego z Sieci Przesyłowej, co przekłada się na wartość 1,2 mln PLN, przy średnim rocznym zużyciu energii na potrzeby własne rządu sześciu tys. MWh).
6. Obniżenie kosztów bieżącej eksploatacji zarówno osobowych jak i materiałów oraz usług.
7. Potencjalna możliwość wykorzystania ciepła odpadowego do ogrzewania pomieszczeń technicznych bądź biurowych elektrowni.

Po modernizacji Elektrowni zasilanie potrzeb własnych odbywać będzie się podstawowo z Sieci Przesyłowej na napięciu 220kV poprzez transformatory zaczepowe 6 MVA, 6,3 kV z PPZ w komorach TB3 i TB2. Zasilanie rezerwowe stanowić będzie Sieć Dystrybucyjna pracująca w tym wypadku na napięciu 30kV. Niezależnie od dotychczasowych układów gaszenia, każdy z zainstalowanych w komorze elektrowni nowych

transformatorów wyposażony jest w system zabezpieczeń przed wybuchem i inicjacją pożaru SERGI.



Foto. 2. Nowy transformator blokowy

### Wymagania techniczne dla transformatorów nowych

Nowe transformatory blokowe będą zlokalizowane w kawernie elektrowni na wydzielonych stanowiskach wewnętrznych, w miejscu istniejących transformatorów. Rozstaw kół nowych transformatorów musi być dokładnie taki sam jak istniejących transformatorów. Odległość między osiami szyn w komorze transformatora wynosi 3010 mm.

Ze względu na ograniczenie nośności mostu na rzece Sole, stanowiącego jedyny dojazd do elektrowni, dążyć należy do właściwej optymalizacji konstrukcji i masy transformatora. Masa całkowita zestawu transportowego (transformatora, ciągnika i naczepy) nie może przekraczać 160 ton.

Dla transformatorów dwu-uzwojeniowych 150MVA, 242/13,8kV, wymagane parametry techniczne to:

- moc znamionowa 150MVA,
- napięcie znamionowe uzwojenia GN 242kV,
- napięcie znamionowe uzwojenia DN 13,8kV,
- grupa połączeń YNd11,
- napięcie zwarcia 12,36%,
- rodzaj chłodzenia ODWF 14,
- poziom izolacji [kV] GN zacisk liniowy LI850 LIC935 SI700 IVPD252 LTAC360 AV230, GN punkt gwiazdowy LI550 AV230, DN zacisk liniowy LI125 AV50,
- przyrosty temperatur, średni uzwojeń 65°C, rdzenia 70°C, maksymalny oleju 60°C,
- straty stanu jałowego do 90 kW,
- straty obciążeniowe do 490 kW,
- poziom hałasu do 85 dB.

Transformatory muszą posiadać wytrzymałość zwarciovą termiczną i dynamiczną dostosowaną do miejsca zainstalowania, tj. mocy zwarcia  $S_{zw}=6\ 694\ \text{MVA}$  po stronie 220 kV.

Nowe transformatory powinny być dopasowane do istniejących przyłączy po stronie GN i DN, przyłączy układu chłodzenia, układów gaszenia oraz istniejącego posadowienia szyn, tj. torów jezdnych.

Wymagania konstrukcyjne i montażowe:

1. Wszystkie uzwojenia wykonane z miedzi elektrolitycznej. Część aktywna transformatora wytrzymać musi oddziaływania narażenia: od drgań, sił termicznych i zwarciovych.

2. Rdzeń [Fot 3] wykonany z blachy transformatorowej zimnowalcowanej o niskiej stratności. Konstrukcja rdzenia zapewnić powinna niskie straty jałowe i poziom hałasu zgodnie z wymaganiami specyfikacji.



Foto. 3. Rdzeń w trakcie pakietowania

3. Kadź wykonana ze stali zapewniającej odpowiednią wytrzymałość mechaniczną i szczelność transformatora przy nadciśnieniu mogącym pojawić się w trakcie eksploatacji. Nie dopuszcza się żadnego wycieku oleju. Konstrukcja kadzi powinna umożliwiać podnoszenie transformatora przy pomocy suwnic, dźwigów (uchwyty w górnej części kadzi). Kadź powinna być wyposażona w co najmniej dwa zaciski śrubowe do podłączenia uziemienia. Zaciski uziemiające umiejscowić po przeciwległych stronach kadzi.

4. Podwozie transformatora umożliwiające jego przemieszczanie w obu osiach.

5. Wymiary transportowe transformatora muszą być dostosowane do wymiarów istniejącej sztolni transportowej oraz demontowalnych ścian komór transformatorów przedstawionych w specyfikacji.

6. Całkowite gabaryty transformatora (wraz z kompletem urządzeń i aparatury pomocniczej) muszą być dostosowane do wymiarów komór transformatorów.

7. Transformatory muszą być wyposażone w niezbędne zabezpieczenia technologiczne (m.in. przełącznik gazowo-przepływowy, ciśnieniowy zawór bezpieczeństwa, termometry stykowe, wskaźniki poziomu oleju), aparaturę łączeniową, sterowniczą i sygnalizacyjną urządzeń chłodzenia, układy pomiarowe temperatury, przepływu wody chłodzącej oraz oleju, manometry różnicowe ciśnienia oleju i wody chłodzącej, pomiar temperatury uzwojeń i rdzenia. Obwody zasilające, sterownicze i sygnalizacyjne wszystkich urządzeń pomocniczych muszą być doprowadzone do szafki sterowniczej.

8. Po stronie 220kV transformatory muszą być wyposażone w izolatory przepustowe (z zabudowanymi przekładnikami prądowymi o następujących parametrach 600/1A; 10VA; 5P20;  $I_{th} = 17,5kA$ ) zakończone gniazdami konektorowymi Pfisterer typu HV-Connex rozmiar 6-S [ $U_m=245kV$ ;  $U_n=220-230kV$ ;  $I_n=2000A$ ;  $I_k=50kA$ ;  $i_p=125kA_{mx}$ ] umożliwiającymi podłączenie istniejących kabli, z głowicami dostosowanymi do wyżej wymienionych gniazd.

9. Należy dostarczyć i zamontować przekładnik prądowy w punkcie zerowym transformatora o następujących parametrach 300/1/1A; I-20VA; 5P20; II-20VA; 5P20.

10. Po stronie 13,8kV transformatory muszą być przystosowane do podłączenia istniejących mostów szynowych typu 3xELPE-24/7000A. Ewentualne dostosowanie istniejących mostów szynowych do podłączenia do nowych transformatorów należy do Wykonawcy (rozstaw mostów szynowych wynosi ok. 1100 mm (w osiach). W istniejących mostach szynowych 13,8kV zabudowane będą przekładniki prądowe 17kV o następujących parametrach: 7000/5A; II-60VA; 5P20;  $I_{th}$

= 53kA. W mostach szynowych 13,8kV zabudowane będą również ograniczniki przepięć typu POLIM-H16.

11. Transformator należy wyposażyć w system chłodzenia wykorzystujący istniejące ujęcie wody chłodzącej. Przewidzieć należy wymianę istniejących rurociągów instalacji wody chłodzącej wraz z zaworami redukcyjnymi ciśnienia wody i zaworami odcinającymi wykonanymi ze stali nierdzewnej. Instalacja powinna być wykonana ze stali nierdzewnej z rur bezszwowych. Kołnierze powinny być dostarczone w wykonaniu z „luźnym” pierścieniem (tuleja kołnierzowa z luźnym pierścieniem).

12. Transformator należy wyposażyć w dodatkowe króćce przyłączeniowe zakończone zaworami kulowymi DN100 w celu podłączenia chłodnicy do odzysku ciepła typu „olej-glikol”, np. chłodnicy z wymiennikiem gładko rurowym typu CHOPW 200 o mocy 200 kW.

13. Na transformatorze przewidzieć należy zawory do podłączenia systemu przeciwwybuchowego.

14. Transformator należy wyposażyć w dodatkowe króćce przyłączeniowe zakończone zaworami kulowymi  $\frac{3}{4}$ " dla zainstalowania systemu do analizy oleju on-line.

15. Uzwojenie transformatorów wyposażyć należy w światłowody do bezpośredniego pomiaru ich temperatury [Fot. 4].



Foto. 4. Część aktywna transformatora blokowego z widocznymi wyprowadzeniami światłowodów.

#### System zabezpieczeń przed wybuchem i inicjacją pożaru

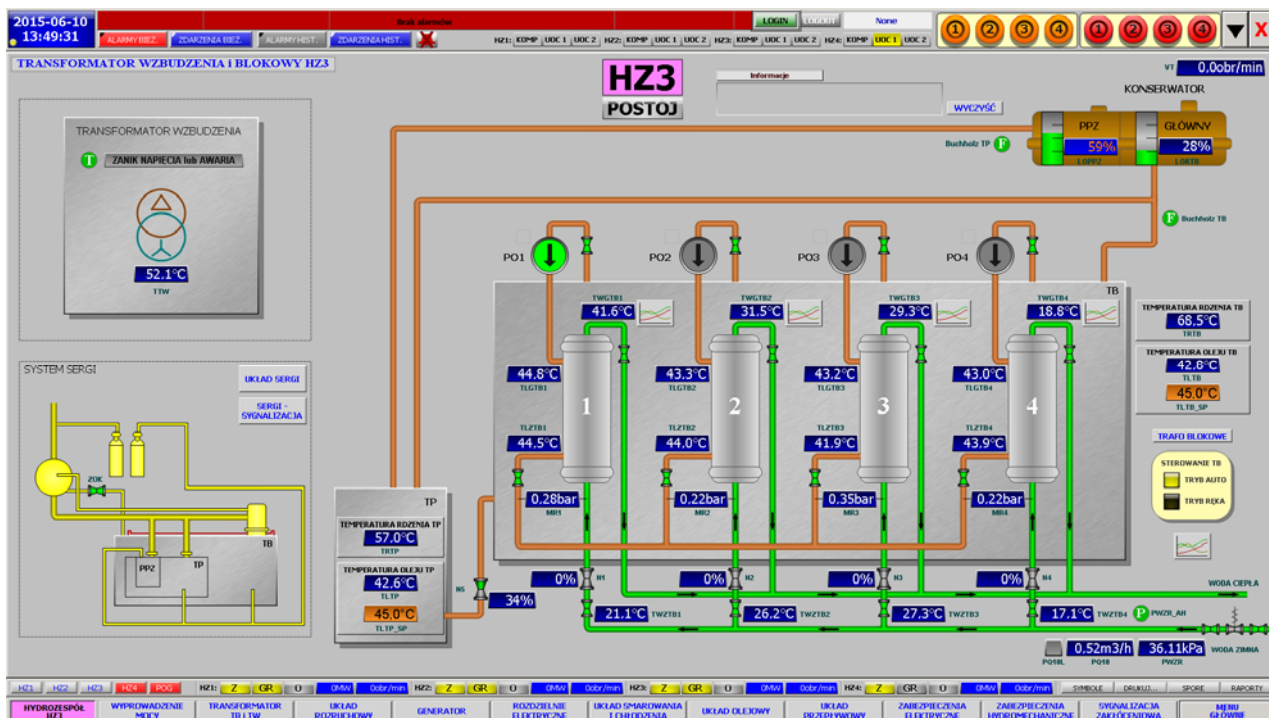
Transformatory mają być dostarczone wraz z kompletnym systemem zabezpieczenia przed wybuchem i inicjacją pożaru (np. SERGI). Transformatory muszą być wyposażone w komplet armatury (zbiorniki, rurociągi, zawory) do podłączenia wymienionego systemu, a dedykowane instalacje przeciwwybuchowe muszą być zintegrowane z transformatorem. Zbiornik rozprężający i zbiornik rozdzielający olej i opary gazu powinny być zainstalowane na transformatorze. Butle z gazem neutralizującym muszą być umieszczone możliwie blisko transformatora. Instalacja wyprowadzenia gazów ze wszystkich transformatorów ma być doprowadzona do systemu wentylacji wyciągowej elektrowni. Instalacja systemu przeciwwybuchowego musi uwzględniać istniejący układ pomieszczeń elektrowni (miejsce na instalacje przeciwwybuchowe) oraz instalacje technologiczne, w tym połączenie z systemem wentylacji elektrowni.

#### Modernizacja instalacji pomocniczych związana z montażem nowych transformatorów.

W ramach realizacji zadania wymienić należy instalację wody chłodzącej, obejmując swoim zakresem zawory redukcyjne ciśnienia wody. Układ chłodzenia nowych

transformatorów powinien zostać dostosowany do wydajności istniejącego i równocześnie nie dopuszczać do nadmiernego wychładzania transformatora zapewniając optymalną temperaturę oleju we wszystkich warunkach pracy [Rys. 1].

W zakresie dostaw i usług przewidzieć należy niezbędne prace związane z dostosowaniem istniejących układów gaszenia wodą i CO<sub>2</sub> do nowych jednostek, o odmiennych gabarytach.



Rys. 1. Odzworowanie parametrów pracy TB3 w UNIS

### Zakres prac budowlano-montażowych.

Elektrownia Szczytowo-Pompowa Porąbka-Żar była projektowana przeszło 35 lat temu. W ramach zamierzonych robót modernizacyjnych w elektrowni należało wykonać szereg robót budowlano-montażowej, w tym również roboty mające na celu usunięcie lub unieszkodliwienie azbestu, dawniej stosowanego powszechnie w budownictwie do zabezpieczeń ognioochronnych.

Wymiana transformatorów blokowych to przedsięwzięcie wielobranżowe wymagające ścisłego określenia zakresu robót poszczególnych firm i współdziałania branż uczestniczących w tym procesie w celu właściwego zaplanowania harmonogramu robót.

Zasadnicze rodzaje wykonanych robót to:

1. Demontaż, usunięcie i wywiezienie do utylizacji elementów izolacyjnych ściany oddzielenia pożarowego zawierających azbest.
2. Odpompowanie oleju z transformatora a następnie demontaż elementów transformatora i wywiezienie ich z budynku elektrowni.
3. Wytoczenie transformatora z komory na stanowisko w hali maszyn.
4. Przeniesienie transformatora przy pomocy suwnic na platformę transportową.
5. Wywiezienie starego transformatora z komory elektrowni na powierzchnię na terenie ESP Porąbka-Żar oraz transport nowego transformatora od producenta na płaszczyznę montażową w hali maszyn.
6. Wykonanie robót związanych z zabezpieczeniem azbestu – montaż szczelnej obudowy istniejących konstrukcji stalowych zabezpieczonych w czasie budowy przeciwogniowo zaprawą cementowo-azbestową.
7. Wykonanie w/w robót związanych z przeniesieniem, wloczeniem i montażem transformatora,

8. Wykonanie robót związanych z podłączeniem instalacji elektrycznych, montaż systemu gaszenia pożaru w komorze, wykonanie instalacji wody chłodzącej, urządzeń zasilania i sterowania elektrycznego, instalacja systemu odzyskiwania ciepła odpadowego z układu chłodzenia transformatorów – wykonanie robót przez firmy odpowiedniej branży.

9. Roboty związane z montażem układu przeciwybuchowego.

10. Wykonanie nowej ściany oddzielenia pożarowego.

### Najważniejsze uzgodnienia PGE Energia Odnawialna S.A., wyjaśnienia do przetargu, stanowiące zgodnie z zapisami Ustawy część integralna SIWZ

W wyniku postępowania publicznego, prowadzonego w trybie przetargu nieograniczonego, została wybrana 12.02.2014r. oferta TurboCare, dawniej ENERGOSERWIS Lubliniec, firmy działającej dzisiaj pod nazwą EthosEnergy Poland S.A. (w referacie skrót: EEP). Znamiennej cechą spełnionych wymagań ( $\leq 90\text{kW}$ ) wybranej firmy są straty biegu jałowego, niemal połowę mniejsze od oferty firmy konkurencyjnej.

Specyfikacja istotnych warunków zamówienia stanowiła między innymi, że:

1. Przedmiot zamówienia obejmuje wykonanie, dostawę, montaż czterech transformatorów blokowych – 2 szt. po 150 MVA i 2 szt. po 156 MVA oraz udział w ich uruchomieniu w Elektrowni Szczytowo-Pompowej Porąbka - Żar. Dla zrealizowania dostawy, o której mowa powyżej, niezbędne było wykonanie remontu mostu na Sole w paśmie drogi powiatowej nr 1408S w km 0+100 będącego własnością Powiatu Żywieckiego i administrowanego przez Powiatowy Zarząd Dróg w Żywcu, w związku z czym wykonanie takiego remontu wchodzi również w zakres przedmiotu zamówienia.

2. Inwestycja obejmowała w szczególności:  
 - opracowanie dokumentacji technicznej modernizacji transformatorów,  
 - demontaż transformatorów i roboty budowlane, - dostawę wraz z transportem nowych transformatorów z systemem SERGI, montażem i uruchomieniem, - remont mostu na Sole wraz z wykonaniem dokumentacji wykonawczej.

Zanim jednak doszło do wyboru Wykonawcy w ramach postępowania, miały miejsce uzgodnienia i wyjaśnienia, w trakcie których uzgodniono, że dopuszczalnym jest wykonanie transformatora 156 MVA jako zespolonej jednostki złożonej z dwóch transformatorów dwuuzwojeniowych, głównego o napięciach 242/13,8kV i jednostki realizującej wymagane parametry zasilania potrzeb własnych 6.3kV.

Ponadto już w trakcie realizacji projektu od projektu wstępnego po projekty wykonawcze, miały miejsce spotkania z Wykonawcą i jego Podwykonawcami, zmierzające do uzgodnienia wielu ważnych, a nawet drobnych szczegółów konstrukcyjnych tak, aby wyprodukowane jednostki jak najlepiej spełniały wymagania Zamawiającego.

### **Transformer Protector [TP] SERGI- montaż w elektrowni, odbiór komisyjny, próby, procedury organizacyjne**

W ramach zawartej umowy na wymianę 4 transformatorów blokowych EthosEnergy Poland [EEP] zakupił we Francji system SERGI – Transformer Protector, którego podstawowym zadaniem jest obniżenie ciśnienia w kadzi transformatora w czasie pierwszych kilku milisekund rozprzestrzeniania się piku ciśnienia dynamicznego podczas zwarcia, co pozwala uniknąć wzrostu ciśnienia statycznego, a co za tym idzie - eksplozji, a w konsekwencji groźnego w skutkach pożaru. Kluczowym zatem jest niedopuszczenie do wzrostu w kadzi ciśnienia statycznego, przestrzennie jednolitego w całej objętości. System w swojej prostocie ma za zadanie obniżenie ciśnienia w początkowej fazie rozprzestrzeniania się piku ciśnienia dynamicznego, poprzez zerwanie dysku rozrywalnego. W dalszej konsekwencji w razie zaistnienia warunków i konieczności, do kadzi wtryskuje się gaz obojętny. Czynność ta ma na celu ewakuację gazów palnych, powstałych w wyniku rozkładu oleju transformatorowego w warunkach podwyższonej temperatury na skutek zwarcia i topniejących elementów uzwojenia.



Foto. 5. Zestaw rozprężający SERGI z dyskiem i zaworem rozdzielającym

Poniżej ważniejsze wymagania „SERGI France” [SERGI]:

1. System wymaga zastosowania co najmniej jednego Zaworu Ciśnieniowego Bezpieczeństwa (PRV).
2. Aktywacja systemu TP wymaga dwóch sygnałów:

- z Dysku Rozrywanego (Tryb Prewencyjny) lub Liniowego Detektora Ciepła (Tryb Gaszenia),
  - z zabezpieczeń elektrycznych, to jest:
    - z przełącznika Buchholza,
    - z przełącznika różnicowego,
    - z przełącznika ziemnozwarciowego,
    - z przełącznika nadprądowego.
3. Wtryskiwanie gazu obojętnego do transformatora następuje po 5- cio minutowej zwłóce.

Skuteczność działania systemu Transformer Protection firmy SERGI France [Rys. 2] zależy przede wszystkim od odległości pomiędzy Dyskiem Rozrywanym a kadzią transformatora. W związku z tym należy w trakcie projektowania i montażu systemu przestrzegać niżej wymienionych podstawowych wymagań:

1. Pomiędzy systemem TP a Zespołem Zrzutu Ciśnienia nie należy dodawać dodatkowych długości rury. Maksymalna długość dla Elementu Adaptacyjnego to 250 mm.
2. Przed i po Zaworze Izolującym [Fot. 5] nie można instalować żadnych dodatkowych zaworów.
3. Zawór Izolujący systemu TP, znajdujący się między kadzią transformatora a Zespołem Zrzutu Ciśnienia, nie może być zastąpiony żadnym innym zaworem.
4. Między kadzią a Zespołem Zrzutu Ciśnienia nie można dodawać żadnych dodatkowych kolanek.
5. Podstawowa Rura Spustowa Oleju na całej swej długości (od Zespołu Zrzutu Ciśnienia do Zestawu Rozdzielania Oleju i Gazu) nie może mieć zmniejszonej średnicy (bo odbiór komisyjny nie zostanie zatwierdzony).
6. Wylot Rury Odprowadzającej Gazy Palne musi być:
  - oddalony od transformatora i innych urządzeń o co najmniej 5 metrów,
  - prowadzony na wysokości co najmniej 5 metrów nad poziomem ziemi,
  - umieszczony co najmniej 100 mm nad Zestawem Rozdzielania Oleju i Gazu,

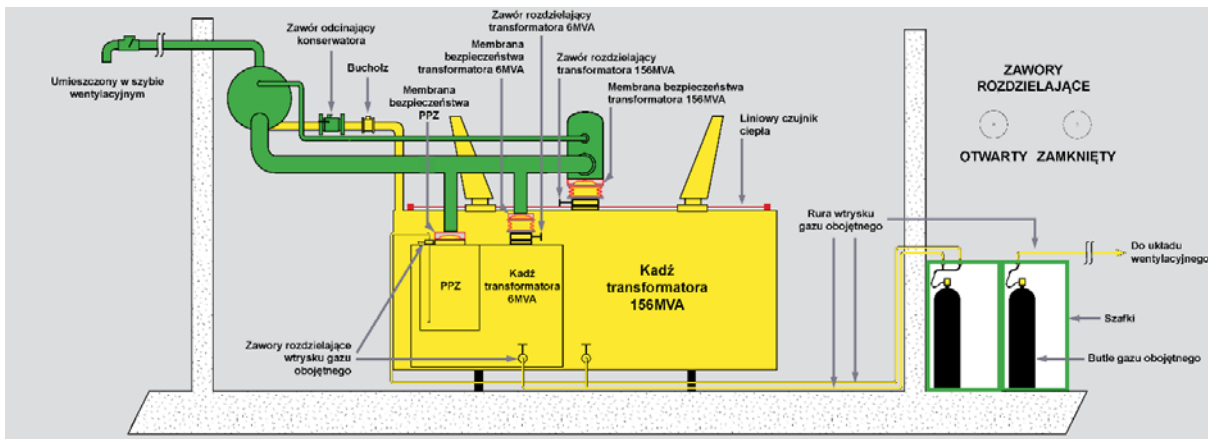
Pomimo ograniczeń lokalizacyjnych transformatorów głęboko pod ziemią, w ciasnej kawernie elektrowni, w dedykowanych komorach transformatorowych na dość ograniczonej powierzchni, wszystkie wymienione wymagania udało się z powodzeniem spełnić, a zaimplementowany przez EEP system TP uzyskał aprobatę producenta systemu, tj. firmy SERGI France.

### **Pierwsze doświadczenia z eksploatacji odnowionych bloków energetycznych TB3- 156 MVA i TB4- 150 MVA**

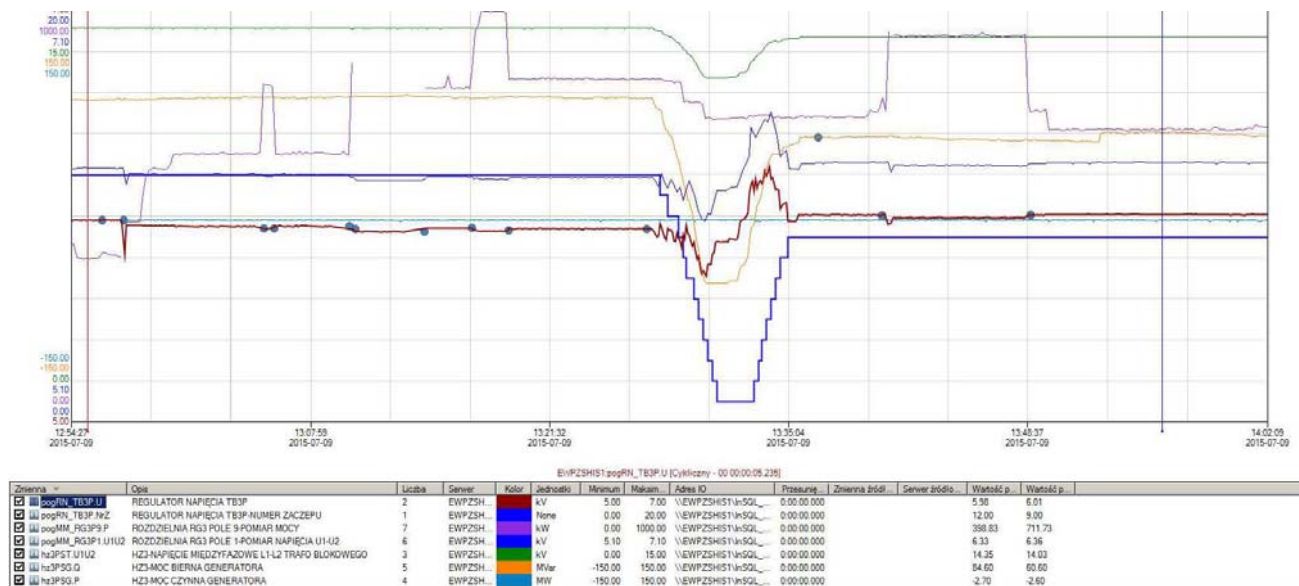
Od wyboru najkorzystniejszej oferty , z dnia 12 lutego 2014 minęło zaledwie kilkanaście miesięcy i już 14 maja 2015: „przeprowadzono rozruch TB3 z wynikiem pozytywnym, transformator przeznaczony do eksploatacji”. Kolejny odnowiony blok TB4 uruchomiono 17.06.2015. Transformatory dla bloków 1 i 2 zostaną wykonane w EthosEnergy Poland i przekazane do transportu w grudniu 2015 r.

W Programie prób elektrycznych HZ3 (z 29.04.2015), związanym z podaniem napięcia na transformator blokowy TB3 oraz transformator potrzeb własnych TB3P w ESP, zameldowano o zakończeniu następujących prac:

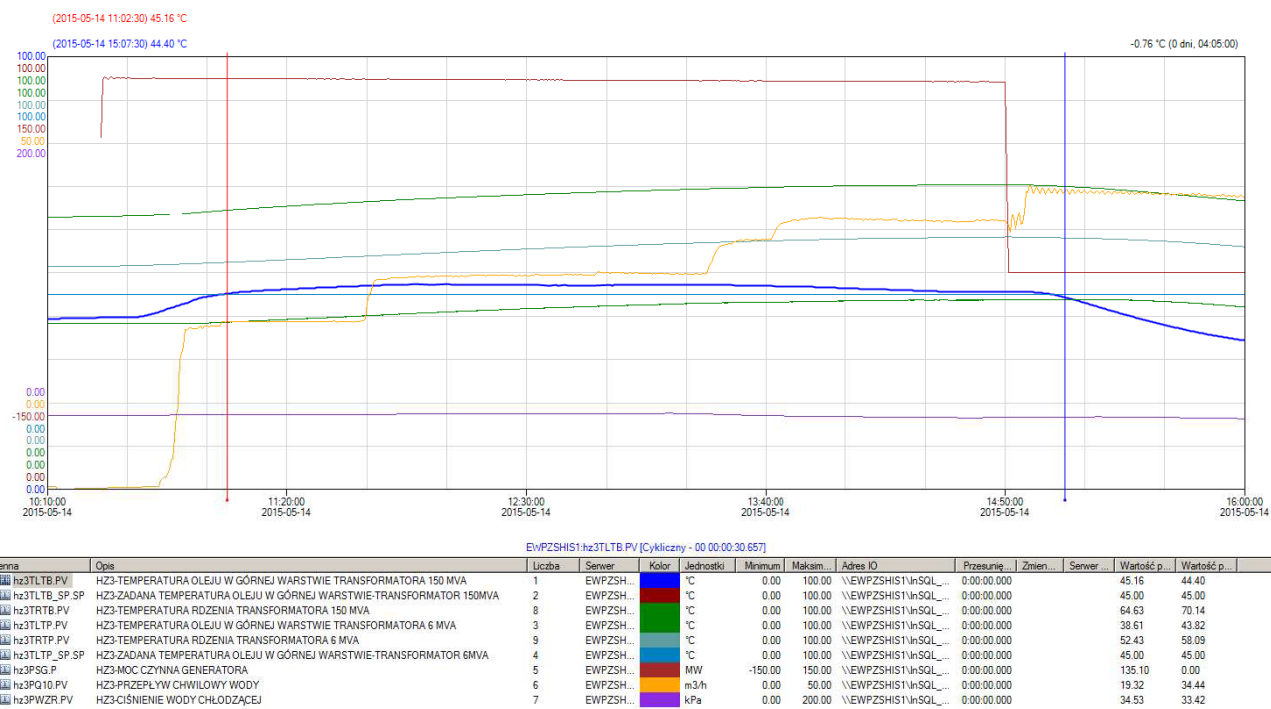
1. Instalacja nowego transformatora TB3 156MVA 240/13,8kV.
2. Instalacja transformatora zasilania potrzeb własnych TB3P 6MVA 13,8/6,3kV.
3. Instalacja zabezpieczenia transformatora przed wybuchem systemem SERGI.
4. Instalacja pola rozdzielnic potrzeb własnych 6kV zasilanej z nowego transformatora.



Rys.2. Widok skrzynki kontrolnej „TP Cabinet”



Rys.3. Przykładowy wykres obrazujący pracę regulatora napięcia i przełącznika zaczeptów.



Rys.4. Przykładowy wykres obrazujący temperatury w czasie pracy transformatora.

Rozruch prowadzono zgodnie z DTR transformatora [9] oraz RIET [10] i [11], a polegał on na:

- dwukrotnym załączeniu transformatorów podając na ich zaciski napięcie na okres dwóch godzin, rozpoczynając tym samym próbę biegu jałowego,

-synchronizacji z siecią i ruchu próbnym pod obciążeniem.

W dniu 15.05.2015 Dyżurny KDM zdalnie uruchomił Hydrozespół nr 3 do pracy pompowej. Czas tej pracy 4 godziny 12 minut z mocą  $P= 135\text{MW}$ ,  $Q= 14\text{MVar}$ ,  $S= 136\text{MVA}$ .

W wyniku pracy pompowej TB3 osiągnął stan cieplny ustalony [Rys. 4]. Układ chłodzenia pracował prawidłowo i nie zaobserwowano przekroczenia dopuszczalnych parametrów jego pracy, w tym temperatury oleju, uzwojenia i rdzenia. Układ chłodzenia pracował z 4 chłodnicami, jako układ nadążny, regulując temperaturę oleju do wartości zadanej, ustalonej na  $45^{\circ}\text{C}$ . Temperatura rdzenia i uzwojenia (zgodnie z zainstalowanym modelem cieplnym) w trakcie całej próby nie przekroczyła wartości  $70^{\circ}\text{C}$ .

W dniu 10.07. przeprowadzony zaplanowany wcześniej ruch próbny transformatora pomocniczego 6 MVA oznaczonego jako TB3P. Ze względu na warunki sieciowe i bieżącą sytuację w zakresie dyspozycyjności hydrozespołów w ESP Porąbka-Żar, podjęto decyzję o zrezygnowaniu z wcześniejszej pracy HZ-3 w generacji z pełnym obciążeniem i realizacji zakresu pracy polegającej na obciążaniu TB3P kolejnymi odbiorami w warunkach pracy hydrozespołu w kompensacji turbinowej. Przeprowadzone próby potwierdziły prawidłową pracę regulatora napięcia i Podobciążeniowego Przełącznika Zaczepów transformatora TB3P [Rys. 3]. Kolejne dołączanie największych silników indukcyjnych i szybkie zmiany mocy indukcyjnej w zakresie dopuszczalnych nastaw regulatora maszyny synchronicznej nie spowodowało obniżenia bądź podniesienia napięcia do wartości przekraczających wartości dopuszczalne w układach zasilania potrzeb własnych.

W trakcie prób nie stwierdzono przekroczenia temperatury ustalonej oleju w kadzi TB3P ponad nastawioną wielkość  $45^{\circ}\text{C}$ . Układ chłodzenia pracował stabilnie przy ustawionym otwarciu przepustnicy 32%.

Nie wyklucza się konieczności zmiany nastawy tej wielkości w razie zwiększenia mocy obciążenia transformatora.

## Wnioski

1. Transformatory TB3, TB3P i TB4 osiągnęły parametry pracy zgodnie z ustaleniami wiążącej strony umowy.

2. Wymiana transformatorów była w pełni uzasadniona ze względu między innymi na skończony „czas życia” dotychczasowych urządzeń.

3. W Elektrowni Szczytowo Pompowej pracującej głównie w cyklu interwencyjnym, transformatory są cały czas pod napięciem. Z tytułu obniżenia strat biegu jałowego nowych TB1-4 nastąpiło znaczne obniżenie kosztów eksploatacyjnych - przewidywane oszczędności to trzy tysiące MWh w skali jednego roku.

4. EthosEnergy Poland Lubliniec spełnił oczekiwania Inwestora PGE Energia Odnawialna, bowiem dotrzymał terminu produkcyjnego i montażu na stanowisku- z nowoczesnym systemem SERGI, zapobiegającym eksplozji i pożarom transformatorów.

## LITERATURA

- [1] ZPBE Energopomiar Elektryka, Opracowanie nr EM-1T/154/2008, Ocena Stanu Technicznego urządzeń elektroenergetycznych w Elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar, ZPBE Energopomiar-Elektryka, Gliwice, (2008)
- [2] FTiAT Łódź ELTA, Instrukcja obsługi transformatora blokowego 150 MVA 220 kV, typu TWBN 150000/220 (1977)
- [3] PN-EN 62256:2009 „Turbiny wodne, pompy zasobnikowe i pompoturbiny -- Renowacja i poprawa właściwości eksploatacyjnych
- [4] Kovacic J., Javor D., Technical Report – An ultrasonic partial discharge localization test on GSU transformer 150 MVA, 220 kV in Porabka-Zar, Poland, Trnava, (2012)
- [5] Glińska T., Olech W.; Narazenia transformatorów blokowych pracujących w systemie elektroenergetycznym, Konferencja Wisła- Jawornik (2012)
- [6] Zych L., Borecki H., Zasady Eksploatacji Hydrogeneratorów, ZPBE Energopomiar - Elektryka (2009).
- [7] Borecki H., Rozprawa doktorska: Wybrane zagadnienia modernizacji uzwojenia tworników hydrogeneratorów, Politechnika Opolska (2008)
- [8] PGE Energia Odnawialna S.A.; SIWZ „Wymiana transformatorów blokowych TB 1-4 w ESP Porąbka – Żar”, Wyjaśnienia (2013)
- [9] EthosEnergy Poland S.A.; Dokumentacja Techniczno Ruchowa TB3 i TB3P (2015)
- [10] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów. ZPBE Energopomiar-Elektryka, Gliwice, (2012)
- [11] PSE; IRIESP , Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci ( 2014)
- [12] Szatkowski J., Zych L., Sprawozdanie z ruchu próbnego transformatora blokowego TB3 (2015)
- [13] Szatkowski J., Zych L., Sprawozdanie z ruchu próbnego transformatora blokowego TB4 (2015)
- [14] Szatkowski J., Zych L., Sprawozdanie z ruchu próbnego transformatora pomocniczego TB3P (2015)

---

**Autorzy:** Leszek Zych, PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Porąbka-Żar w Międzybrodzu Bielskim, e-mail: [leszek.zych@gkpge.pl](mailto:leszek.zych@gkpge.pl); Jerzy Szatkowski, PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Porąbka-Żar w Międzybrodzu Bielskim, e-mail: [j.szatkowski@gkpge.pl](mailto:j.szatkowski@gkpge.pl); Henryk Borecki, [energokonsulting.borecki@op.pl](mailto:energokonsulting.borecki@op.pl)