

**Hanna MOŚCICKA-GRZESIAK, Hubert MORAŃDA, Jarosław GIELNIAK,  
Andrzej GRACZKOWSKI, Piotr PRZYBYŁEK, Krzysztof WALCZAK**  
POLITECHNIKA POZNAŃSKA, INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI

## Ograniczenia obciążalności transformatorów o zawilgoconej izolacji

**Prof. dr hab. inż. Hanna MOŚCICKA-GRZESIAK**

Profesor zwyczajny na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Wieloletni kierownik Zakładu Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych. Autorka ponad 150 publikacji z zakresu badań materiałowych, badań i diagnostyki wysokonapięciowych układów izolacyjnych. Promotor dwudziestu prac doktorskich. Członek IEEE, Komitetu Elektrotechniki PAN oraz koordynator i kierownik międzynarodowych i krajowych projektów badawczych.

e-mail: [hanna.moscicka@put.poznan.pl](mailto:hanna.moscicka@put.poznan.pl)



**Dr inż. Andrzej GRACZKOWSKI**

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, Pracownik Instytutu Elektroenergetyki. Autor ponad 60 publikacji z zakresu materiałoznawstwa elektrotechnicznego, diagnostyki wysokonapięciowych urządzeń elektroenergetycznych, spektroskopii dielektrycznej, rozkładu pola elektrycznego przy napięciu stałym w kablu.

e-mail: [andrzej.graczkowski@put.poznan.pl](mailto:andrzej.graczkowski@put.poznan.pl)



**Dr inż. Hubert MORAŃDA**

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, pracownik Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej. Autor ponad 50 publikacji z zakresu badań materiałowych, oraz diagnostyki wysokonapięciowych urządzeń elektroenergetycznych.

e-mail: [hubert.moranda@put.poznan.pl](mailto:hubert.moranda@put.poznan.pl)



**Dr inż. Piotr PRZYBYŁEK**

Asystent w Zakładzie Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych. Autor ponad 25 publikacji z zakresu badań właściwości izolacji papierowo-olejowej.

e-mail: [piotr.przybylek@put.poznan.pl](mailto:piotr.przybylek@put.poznan.pl)



**Dr inż. Jarosław GIELNIAK**

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, Pracownik Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej. Autor ponad 70 publikacji z zakresu badań materiałowych, obliczania rozkładu pola elektrycznego oraz diagnostyki wysokonapięciowych urządzeń elektroenergetycznych.

e-mail: [jaroslaw.gielniak@put.poznan.pl](mailto:jaroslaw.gielniak@put.poznan.pl)



**Dr inż. Krzysztof WALCZAK**

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, Pracownik Instytutu Elektroenergetyki. Autor ponad 70 publikacji z zakresu diagnostyki urządzeń wysokonapięciowych oraz ochrony przeciwprzebieciowej.

e-mail: [krzysztof.walczak@put.poznan.pl](mailto:krzysztof.walczak@put.poznan.pl)



### Streszczenie

W artykule przedstawiono warunki wystąpienia *bubble effect* u z uwzględnieniem rozkładu zawilgoconej izolacji. Zasady obciążania i przeciążania transformatorów o zawilgoconej izolacji powiązано z dopuszczalną temperaturą *Hot Spot* u. Wnioski sformułowano w oparciu o wyniki badania zawilgoconia 46 polskich transformatorów sieciowych. Zbadanym transformatorom przyporządkowano następujące dopuszczalne typy obciążenia: 22% jednostek – możliwa normalna praca typu A oraz przeciążenia awaryjne typu B i C, 36% jednostek – możliwa normalna praca typu A oraz przeciążenie awaryjne typu B, 33% jednostek – możliwa tylko normalna praca typu A, 9% jednostek – niemożliwa normalna praca typu A. Z przeprowadzonych badań wynika, że tylko 22% jednostek może być obciążanych i przeciążanych zgodnie z Instrukcją Eksploatacji Transformatorów, a 78% transformatorów sieciowych wymaga ograniczenia obciążenia.

**Słowa kluczowe:** zawilgocona izolacja, eksploatacja transformatorów.

### Loading limitations of power transformers with moistened insulation

#### Abstract

The paper presents the conditions for appearance of the bubble effect in grid transformers in the case of different moisture distributions in insulation. The rules for loading and overloading transformers in normal and emergency state are given in the Instruction of Transformer Exploitation (Table 1). The moistening of transformer insulation and its

distribution have been connected with the maximum value of Hot Spot temperature. Table 2 shows the critical values of moisture leading to the bubble effect at the assumed Hot Spot temperature. Combination of high moisture and insulation temperature results in the possibility of the bubble effect appearance. For example, the same chance of this phenomenon occurrence is for the following combinations of the moisture and temperature: 1.5% - 145 °C, 2% - 140 °C, 3% - 124 °C [1, 7]. The inhomogeneity of moisture in transformers is influenced mainly by two factors: temperature distribution, the precipitation of water dissolved in oil in the case of significant reduction of the oil temperature - mainly when the transformer is turned off. The inhomogeneity moisture insulation factor, as the ratio of the local moisture value to the average value has been defined. For calculations there has been assumed a moderate value of the inhomogeneity moisture insulation factor equal to 1.2 (in transformers with the natural circulation of the oil it can obtain the value of 1.4). The investigated transformers can operate under the following limit load: 22% of them - normal work of type A and emergency overloading of type B and C, 36% - normal work of type A and emergency overloading of type B, 33% - normal work of type A only, 9% - even the normal work of type A is impossible. Only 22% of grid transformers can be loaded and overloaded according to the Instruction of Transformer Exploitation without the risk of the bubble effect appearance, and 78% of operating units requires reduction of load. The conclusions have been formulated on the basis of the investigation results of 46 Polish grid transformers (about 1/4 of the total population).

**Keywords:** moistened insulation, transformer exploitation.

## 1. Wprowadzenie

Zawilgocenie izolacji celulozowo-olejowej transformatorów staje się jednym z poważniejszych problemów eksploatacyjnych. Ponieważ zawilgocenie narasta wraz z czasem użytkowania transformatora, dlatego zrozumiałe jest, że jest to problem dotyczący szczególnie starych transformatorów.

Duże zawilgocenie izolacji powoduje głównie radykalne obniżenie wytrzymałości elektrycznej układu izolacyjnego papier-olej oraz wystąpienie zjawiska zwanego z angielska *bubble effect*. Zjawisko to polega na gwałtownym wydzielaniu pary wodnej po przekroczeniu temperatury krytycznej. Powoduje to wzrost ciśnienia w kadzi i wytłaczanie oleju na zewnątrz przez wszystkie możliwe nieszczelności. Odsłonięcie izolacji celulozowej prowadzi do przeskoków i awarii [1]. Zjawisko *bubble effect* nie jest znane w krajach o stosunkowo młodym systemie energetycznym, do których kilka lat temu można było zaliczyć Polskę. W Stanach Zjednoczonych zjawisko jest to dobrze znane, do tego stopnia, że firmy specjalizujące się w ubezpieczeniu transformatorów opracowały system oceny ryzyka tego typu zagrożenia, co przekłada się na wysokość składki ubezpieczeniowej [2].

W niniejszej publikacji zostanie przedstawione rozumowanie dotyczące sposobu eksploataowania transformatorów dużej mocy o znacznym poziomie zawilgocenia izolacji.

Norma IEEE [3] oraz broszura CIGRE [4] wprowadzają pewien podział izolacji ze względu na stopień jej zawilgocenia, ale jedynie bardzo ogólnie i nieprecyzyjnie, mówi się o konieczności ograniczania obciążenia transformatorów. W końcowej części artykułu zostaną przedstawione zasady obciążania transformatorów o zawilgoczonej izolacji w powiązaniu z obowiązującą w Polsce Instrukcją Eksploatacji Transformatorów [5].

## 2. Zawilgocenie średnie oraz rozkłady zawilgocenia i temperatury

Wszelkie analizy związku zawilgocenia z wystąpieniem *bubble effect'u* komplikuje fakt, że zawilgocenie izolacji nie jest równomierne w całej objętości. Należy podkreślić, że metoda FDS wyznaczania zawilgocenia, mająca dobrą opinię i mocno lansowana między innymi przez CIGRE, daje wynik uśredniony. Natomiast groźbę wystąpienia *bubble effect'u* należy wiązać z zawilgoceniem występującym lokalnie.

Na rozkład zawilgocenia izolacji celulozowej w objętości transformatora mają wpływ dwa czynniki:

- rozkład temperatury w transformatorze,
- proces wytrącania wody rozpuszczonej w oleju w sytuacji znacznego obniżenia temperatury oleju, głównie gdy transformator jest wyłączony.

W transformatorze o naturalnej, grawitacyjnej cyrkulacji oleju, najwyższa temperatura jest w górnej części transformatora. W tej sytuacji w górnych częściach transformatora zawilgocenie izolacji celulozowej jest mniejsze niż w dolnych obszarach. W transformatorze o wymuszonej cyrkulacji oleju rozkład temperatury oleju zbliża się do jednorodnego.

W procesie wykrapłania wody rozpuszczonej w oleju, kropelki, małe początkowo, łączą się ze sobą i uzyskawszy odpowiednie rozmiary opadają na dno. Proces wykrapłania wody wpływa na wzrost zawilgocenia celulozy w dolnych częściach transformatora.

Mieliśmy kilkakrotnie możliwość oceny nierównomierności zawilgocenia izolacji celulozowej transformatorów o naturalnej cyrkulacji oleju, przekazywanych do remontu [6]. Pobierano próbki papieru z różnych miejsc transformatora i posługując się bezpośrednią metodą Karla-Fischera wyznaczano zawilgocenie izolacji. W tych sytuacjach stopień niejednorodności zawilgocenia, rozumiany jako stosunek zawilgocenia lokalnego do zawilgocenia średniego, sięgał w dolnych częściach transformatora około 1,4 a w górnych około 0,85. O nierównomierności zawilgocenia zdecydowały w tych przypadkach zarówno rozkład temperatury jak i proces wykrapłania wody.

W transformatorach o wymuszonej cyrkulacji oleju, niewykazujących wyraźnego rozkładu temperatury, szacujemy, że stopień niejednorodności zawilgocenia w dolnej części transformatora ma wartość około 1,2, na co wpływ mają jedynie procesy wykrapłania wody.

## 3. Groźba wystąpienia *bubble effect'u* z uwzględnieniem rozkładu zawilgocenia izolacji celulozowej oraz lokalizacji *Hot Spot'u*

Nieskończona liczba kombinacji zawilgocenia izolacji oraz jej temperatury daje identyczną szansę wystąpienia *bubble effect'u*. Przykładowo, takie same szanse wystąpienia zjawiska dają pary wartości zawilgocenia i temperatury: 1,5% - 145°C, 2% - 140°C, 3% - 124°C [1, 7].

Główną przyczyną wystąpienia *Hot Spot'u* jest lokalne przegrzanie skrajnych cewek powodowane poprzeczną składową strumienia rozproszenia, co może wystąpić zarówno w górnej, jak i w dolnej części transformatora [8].

W transformatorze o wyraźnym rozkładzie temperatury *Hot Spot* pojawi się w górnym obszarze transformatora, gdzie zawilgocenie izolacji jest najmniejsze, ale mogące mieć bezwzględnie dużą, niebezpieczną wartość. W transformatorze niewykazującym rozkładu temperatury oleju, najgroźniejsza sytuacja odpowiada pojawieniu się *Hot Spot'u* w dolnej części transformatora, w obszarze o największym zawilgoceniu izolacji.

Sumując, *bubble effect* pojawi się w obszarze w którym para wartości zawilgocenia i temperatury izolacji będzie optymalna dla rozwoju zjawiska.

## 4. Stratność dielektryczna – dodatkowe źródło energii cieplnej – wspomagające wystąpienie *bubble effect'u*

W dotychczasowym rozumowaniu należy uwzględnić stwierdzone przez nas zjawisko polegające na wystąpieniu *bubble effect'u*, w wyniku strat dielektrycznych w izolacji celulozowo-olejowej [9]. W warunkach laboratoryjnych zamodelowano obiekt badań. Próbkę zestarzanego papieru, nasyconego zestarzonym olejem, umieszczono w polu elektrycznym o natężeniu typowym dla izolacji transformatora wysokonapięciowego, o temperaturze wyjściowej kilkadziesiąt stopni Celsjusza. Dostatecznie wysoka temperatura wyjściowa spowodowała znaczny wzrost współczynnika tgδ, ten z kolei zwiększał temperaturę, a wzrost temperatury powodował wzrost tgδ. W ten sposób w ciągu kilku minut nastąpił gwałtowny przyrost temperatury prowadzący do *bubble effect'u*.

Sumując, w starych transformatorach, w izolacji o znacznej zawartości produktów starzenia, zjawisko strat dielektrycznych, wspomagane dostatecznie wysoką temperaturą wyjściową, może doprowadzić do rozwoju *bubble effect'u*.

## 5. Zasady obciążania transformatorów o zawilgoczonej izolacji w powiązaniu z obowiązującą w Polsce Instrukcją Eksploatacji Transformatorów

Sposób obciążania transformatorów w warunkach normalnych i awaryjnych podaje Instrukcja Eksploatacji Transformatorów [5]. W tabelicy 1 przedstawiono graniczne wartości prądu, wyrażone jako krotność prądu znamionowego, oraz dopuszczalne wartości temperatury najgorętszego miejsca uzwojenia (*Hot Spot*). Temperatura graniczna została tu ustalona w oparciu o analizę procesów termicznej degradacji izolacji. Obiektami naszych zainteresowań są głównie transformatory dużej mocy o izolacji papierowo-olejowej, a więc dla obciążenia normalnego cyklicznego, długotrwałego awaryjnego oraz krótkotrwałego awaryjnego graniczne wartości temperatury *Hot Spot* wynoszą odpowiednio 120, 140 i 160°C.

Tab. 1. Graniczne wartości prądu i temperatury [5]  
Tab. 1. Critical current and temperature values [5]

Typ obciążenia	Transformatory rozdzielcze	Transformatory średniej mocy	Transformatory dużej mocy
A. Normalne obciążenie cykliczne			
I [jw.]	1,5	1,5	1,3
$\Theta_h$ [°C]	140/120*	140/120*	120/120*
$\Theta_i$ [°C]	105	105	105
B. Długotrwałe awaryjne obciążenie			
I [jw.]	1,8	1,5	1,3
$\Theta_h$ [°C]	150/140*	140/140*	130/140*
$\Theta_i$ [°C]	115	115	115
C. Krótkotrwałe obciążenie awaryjne			
I [jw.]	2,0	1,8	1,5
$\Theta_h$ [°C]	-	160/160*	160/160*
$\Theta_i$ [°C]	-	115	115

jw. – prąd w jednostkach względnych

$\Theta_h$  – temperatura najgorętszego miejsca w uzwojeniach i w częściach metalowych stykających się z materiałami izolacyjnymi, *Hot Spot*

$\Theta_i$  – temperatura oleju w górnej warstwie

\* – dotyczy materiałów izolacyjnych celulozowych

Kompilacja danych zawartych w tablicy 1 oraz przedstawionych na rysunku 1 w publikacji [1] pozwoliła na stworzenie tablicy 2.

Tab. 2. Krytyczne wartości zawilgocenia prowadzące do *bubble effect'u* przy założonej temperaturze *Hot Spot'u*

Tab. 2. Critical moisture values leading to *bubble effect* at the assumed *Hot Spot* temperature

<i>Hot Spot</i> [°C]	Krytyczne wartości zawilgocenia prowadzące do <i>bubble effect'u</i>			
	z charakterystyki Oomena	wyznaczone z wykorzystaniem metody FDS w trzech różnych sytuacjach		
1	2	3	4	5
120				
A. Normalna praca	3,3	3,3	2,75	3,88
140				
B. Długotrwałe awaryjne obciążenie	2,0	2,0	1,66	2,35
160				
C. Krótkotrwałe awaryjne obciążenie	1,0	1,0	0,83	1,18

W kolumnie 1 podano dopuszczalną temperaturę *Hot Spot'u* dla trzech typów obciążenia transformatorów dużej mocy. W kolumnie 2 podano wartości, zaczerpnięte z oryginalnej charakterystyki Oomena [7], krytycznego zawilgocenia grożącego wystąpieniem *bubble effect'u*, jeśli temperatura osiągnie wartość *Hot Spot'u*. W kolumnach 3, 4 i 5 podano wartości krytyczne zawilgocenia, uśrednionego w przestrzeni, wyznaczonego przy użyciu systemu pomiarowego FDS. Tworząc kolumny 3, 4 i 5 zastosowano trzy różne podejścia. Kolumna 3 odpowiada sytuacji, kiedy nie ma rozkładu zawilgocenia i wartość średnia, wyznaczona przez system FDS, pokrywa się z wartościami występującymi lokalnie. Kolumna 4 odpowiada sytuacji, gdy występuje rozkład zawilgocenia. Współczynnik niejednorodności wynosi 1,2 i *Hot Spot* pojawia się w obszarze największego zawilgocenia (w dolnej części transformatora). Kolumna 5 odpowiada sytuacji, kiedy istnieje rozkład temperatury i rozkład zawilgocenia. *Hot Spot* wystąpi w górnej części transformatora, w której zawilgocenia wynosi 0,85 zawilgocenia średniego.

## 6. Komentarze i wnioski

Chcąc ocenić możliwy sposób obciążania zbadanych przez nas transformatorów sieciowych (46 sztuk) posłużymy się rysunkiem 1 z publikacji [10]. Przyjmujemy krytyczne wartości zawilgocenia prowadzącego do *bubble effect'u* według tablicy 2, kolumny 4. Założono tutaj umiarkowany stopień niejednorodności zawilgocenia, wynoszący 1,2 w dolnej części transformatora. Zbadanym

transformatorom sieciowym przyporządkowano następujące dopuszczalne typy obciążenia:

22% jednostek (10 sztuk) – możliwa normalna praca typu A oraz przeciążenia awaryjne typu B i C,  
36% jednostek (16 sztuk) – możliwa normalna praca typu A oraz przeciążenia awaryjne typu B,  
33% jednostek (15 sztuk) – możliwa tylko normalna praca typu A,  
9% jednostek (4 sztuki) – niemożliwa normalna praca typu A.

Widać, że tylko 22% jednostek może być obciążanych i przeciążanych zgodnie z Instrukcją Eksploatacji Transformatorów, natomiast w stosunku do 78% transformatorów sieciowych wymagane są ograniczenia obciążenia.

Gdyby założyć bardzo optymistyczny scenariusz i przyjąć, że zawilgocenie lokalne jest równe średniemu (Tablica 2, kolumna 3) to analogiczne liczby wynosiłyby odpowiednio: 30%, 44%, 24% i 2%. Oznaczałoby to, że tylko 30% transformatorów może być obciążanych i przeciążanych zgodnie z Instrukcją Eksploatacji Transformatorów. W stosunku do pozostałych jednostek trzeba stosować ograniczenia obciążalności.

Poprawność naszego rozumowania oraz możliwość zaistnienia groźnych sytuacji potwierdza fakt wystąpienia *bubble effect'u* w 2003 roku w PSE-Zachód na transformatorze 160 MVA. Transformator był przez wiele miesięcy obciążany mocą około 40% mocy znamionowej. W sytuacji remontu transformatora na sąsiedniej stacji, transformator ten dociążono. Przy obciążeniu 156 MVA doszło do *bubble effect'u*, czego byliśmy świadkami. Transformator „wyrzucił” z kadzi przez przewód z odwilżaczem setki litrów oleju. Na szczęście został szybko wyłączony. Po uzdatnieniu oleju i jego uzupełnieniu zespół z Politechniki Poznańskiej wyznaczył zawilgocenie izolacji celulozowej, które wynosiło średnio 2,5%, a lokalnie 3,4%. A więc ten poziom zawilgocenia izolacji absolutnie nie pozwala na obciążenie jednostki mocą znamionową.

## 7. Literatura

- [1] Przybyłek P., Morańda H., Mościcka-Grzesiak H., Zjawisko *bubble effect* w izolacji papierowo-olejowej o różnym stopniu zawilgocenia i zesterzenia, *Pomiary, Automatyka, Kontrola* 2008
- [2] Rolland N., Magnier P., Transformer Explosion and Fire Incidents, *Guideline for Damage Cost Evaluation, Transformer Protector Financial Benefit*, referenced SERGI fTPoa03a, 2004
- [3] IEEE Standard 62-1995: IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors
- [4] CIGRE Technical Brochure 349, WG A2.30, Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems, No. 238, June 2008, pp. 25-31
- [5] Praca zbiorowa pod redakcją Olecha W. i Kaźmierkiego M., *Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, Energopomiar – Elektryka, Gliwice* 2006
- [6] Walczak K., Graczkowski A., Gielniak J., Gubański S., Mościcka-Grzesiak H., Assessment of Insulation State of Power Transformer After 35 Years of Operation Using Different Diagnostic Methods, *Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, Tsinghua University, Beijing, China, August 22-29 2005, G-086*
- [7] Oomen T. V., Lindgren S. R., *Bubble evolution from transformer overload, Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, USA, 2001, Vol. 1, pp. 137-142*
- [8] Pinkiewicz I., Instytut Energetyki, Zakład Transformatorów, dyskusja prywatna
- [9] Przybyłek P., Mościcka-Grzesiak H., *Bubble effect in transformer insulation caused by dielectric losses, The 15th International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, August 27-31, 2007, T9-119*
- [10] Gielniak J., Graczkowski A., Morańda H., Przybyłek P., Walczak K., Bródka B., Szymański J., Mościcka-Grzesiak H., *Zawilgocenie izolacji transformatorów pracujących w polskim systemie energetycznym, Pomiary, Automatyka, Kontrola* 11'2008, ss. 783-785