

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ОСТАТЪЧНИЯТ РЕСУРС НА ИЗОЛАЦИЯТА НА СИЛОВИ ТРАНСФОРМАТОРИ В ЕКСПЛОАТАЦИЯ

Александър Владимиров

Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", 1700 София, E-mail: snd242@abv.bg

РЕЗЮМЕ. Представени са процесите протичащи в хартиено-маслената изолация на силовите трансформатори в следствие въздействието на отделяната топлина в проводниците на намотките. Посочени са методи и технически средства за определяне на най-горещата точка на намотката и остатъчният ресурс на изолацията.

DETERMINATION OF THE REMAINING LIFE OF THE INSULATION OF POWER TRANSFORMERS IN SERVICE

Aleksandar Vladimirov

University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia, e-mail: snd242@abv.bg

ABSTRACT. The processes ongoing in oil-paper insulation of power transformers due to the heat dissipation in the conductors of the winding are presented. Methods and technical means for determination of the hot-spot of the winding and the remaining life of the insulation are specified.

1. Въведение

В резултат на продължителната експлоатация на силовите маслонапълнени трансформатори настъпва влошаване на електрическите характеристики на изолацията обикновено наречено „стареене“ [1]. Стареенето на изолацията в маслените трансформатори се определя от механичната якост на изолацията на проводниците [2] и зависи основно от три фактора:

- Температурата на проводника;
- Съдържането на влагата в изолацията на проводника;
- Количеството кислород, разтворен в маслото.

Освен тези причини са възможни и механични разрушения и повреди, замърсявания на изолацията и други.

Влакнестата изолация, дори напълно загубила своята еластичност, но без механични повреди, запазва достатъчно висока електрическа якост [3]. Лишена от еластичност, сухата и крехка изолация може да се пропука под въздействието на вибрациите и динамичните усилия, случващи се в трансформатора по време на неговата нормална работа.

По такъв начин, е невъзможно да се съди за степента на износване на изолацията само по електрическата и якост. Мярка за стареенето на изолацията може да се търси само в загубата на механичната и якост.

За да се намали нуждата от реинвестиране, скъпо струваща поддръжка и да са направят рационални планове за бъдещето е необходимо да се разбере и

определи количествено кинетиката на стареенето и как да бъде контролирано.

При използване на модерните системи за предпазване на маслото, приносът на влагата и кислородът могат да бъдат намалени, оставяйки температурата на изолацията като параметър, който трябва да бъде контролиран [4]. Тъй като в повечето електрически машини разпределението на температурата не е равномерно, тази част, която работи при най-високи температури, ще претърпи по-сериозно влошаване. Поради тази причина при изследвания стареенето на изолацията е нормално да се имат предвид ефектите на стареене предизвикани от най-високата температура (най-горещата точка). Поради факта, че много фактори влияят върху кумулативния ефект на температурата във функция от времето, предизвикващ разрушаване на изолацията, не е възможно да се предскаже с голяма точност полезният живот на изолацията, дори и при постоянни или контролирани условия, а още по-малко при широко изменящи се условия на експлоатация. Стандарти като IEC 60076-7[5], IEEE C57.91[4] и ГОСТ 14209-97[6] предлагат математични модели за оценка на термичното износване на изолацията

2. Физикохимични явления протичащи в хартиената изолация в следствие въздействие на температурата

При производството на силови маслонапълнени трансформатори се използва Крафт и термично подсилена хартия импрегнирана с нафтенено трансформаторно масло. Крафт хартията (сулфатна хартия) се състои от

целулоза, хемицелулоза и тиолигнин. Целулозата се състои от линейни полимерни вериги на единични циклични молекули β -D-глюкопираносил. Броя на тези молекули в една верига се нарича степен на полимеризация (отбелязвана в западната литература с DP) [8]. Целулозните вериги се свързват едновременно в кристална и аморфна форма, за да формират микрофибрили, които след това оформят фибрили и накрая фибри (влакна). По-голямата част от механичната якост на хартията зависи от съдържането на фибрили и фибри, докато хемицелулозата и остатъчният лигнин представляват аморфна, лепкава субстанция, която служи за циментиране на влакната. Процесът на стареене е процес на деполимеризация, причинен от киселинна хидролиза, пиролиза и окисление. Общо приет факт е, че високата киселинност ускорява процесите на стареене. Когато между молекулните връзки в целулозните вериги се разкъсват, стойността на полимеризация намалява и механичната якост се понижава. Често броя на разкъсванията на веригите (η); $\eta = DP_{нов} / DP_{стар} - 1$, се използва за определяне на стареенето. Тук $DP_{нов}$ и $DP_{стар}$ са съответно, стойностите на индексът на полимеризация преди и след определен период на стареене. Когато е нова, хартията притежава DP около 1200. След преминаване на фабрично сушене, хартията в трансформатора ще има DP около 1000 и водно съдържание около 0,5%. Общо прието е, че когато DP индексът спадне до около 200, якостта на опън на хартията спада с 20% от първоначалната си стойност. Това състояние може да се определи като напълно изразходен ресурс на изолацията. За да се забави стареенето е възможно хартията да се направи термоустойчива чрез различни добавки.

В следствие на химични реакции при температура над 100 °C се образуват въглероден окис, въглероден двуокис, вода, 2-фуралдехид, 5-хидрокси метил-2-фуралдехид, 5-метил-2-фуралдехид, 2-ацетил-фуран и 2-хидрокси метил-фуран (фурфурилов алкохол). Количеството на някои от тези съединения разтворени в маслото се използва за оценка степента на износване на изолацията. Нива на 2-фуралдехид от 1000 ppb, тегловно, се получават при DP индекс <400, т.е. 50% износване на изолацията [9].

Отношението на газовете $CO_2 / CO < 7$ е индикация за прекомерно износване на изолацията с нарастване на температурата произвежданият газ CO нараства и от там отношението на газовете намалява [10].

3. Методи за измерване и определяне на най-горещата точка на намотката в процеса на експлоатация

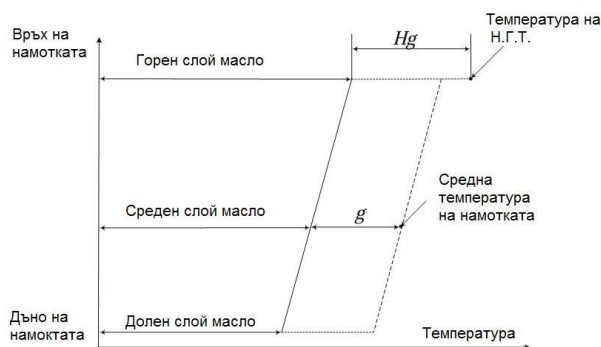
Максималната температура появяваща се, в която и да е част на изолационната система на намотката се нарича температура на най-горещата точка (Н.Г.Т.). Изследвания показват, че температурата в намотката може да бъде с 5-15 K по-висока от разбърканото масло под капака на трансформатора (горният слой масло). Действителната температурна разлика между проводника и маслото се предполага, че е по-висока с факторът на най-горещата точка, H.

Типично разпределение на температурата е показано на Фиг.1 [4,5,6,7], с разбирането, че тази диаграма е опростяване на по-сложно разпределение на температурите. Опростяванията, които се правят са следните:

- Температурата на намотките нараства линейно по височина от дъното към капака независимо от режима на охлаждане.
- Прегряването на проводника спрямо маслото в която и да е точка по вертикала нараства линейно, паралелно на прегряването на маслото, с постоянна разлика g наречена градиент (g е разликата между средната температурата на намотката, определена по метода на съпротивлението и средната температура на маслото).
- Прегряването на Н.Г.Т. е по-високо от прегряването на проводника в горната част на намотката, както е показано на фиг.1 поради добавка, която трябва да се направи от нарастването загубите предизвикани от разсеяния магнитен поток. За да се вземат предвид тези нелинейности разликата между температурите на Н.Г.Т. и маслото се приравняват на Hg . Факторът на Н.Г.Т. може да варира между 1.1 и 2.1 в зависимост от размера на трансформатора, импедансът на късо съединение и конструкцията на намотката.

За да се изчисли Н.Г.Т. при продължителен цикличен и други режими, се използват различни източници на температурни характеристики:

- Резултати от специално проведено изпитване на прегряване включващо директно измерване на Н.Г.Т. и горният слой масло в намотката (при липса на такова измерване факторът H може да се предостави само от производителя).
- Резултати от типово изпитване на прегряване.
- Предполагаеми прегрявания при номинален ток.



Фиг.1 Типично разпределение на температурата на трансформатор

При охлаждане тип ON максималната температурата на Н.Г.Т. в установен режим, θ_h , при каквото и да е товар K, е равна на сумата от околната температура, прегряването на горният слой масло и градиентът между Н.Г.Т. и горното масло:

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x + Hg_r K^y, \quad (1)$$

където $\Delta\theta_{or}$ е прегряването на върхът на намотката при товар $K=1$ (текущ ток към номинален ток), R отношение на загубите в режим на късо съединение към загубите в

режим на празен ход, H_{gr} е градиента на Н.Г.Т. спрямо горният слой масло при $K=1$.

При охлаждане тип OF, изчислителният метод се базира на температурите на долният-слой и средният слой масло. Максималната температура на Н.Г.Т. в установен режим, θ_h , при какъвто и да е товар K е равна на сумата от околната температура преграването на долният слой масло и разликата между Н.Г.Т. и горният слой масло в намотката:

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{br} \left(\frac{1+RK^2}{1+R} \right)^x + 2[\Delta\theta_{imr} - \Delta\theta_{br}]K^y + HgK^y, \quad (2)$$

При променливи натоварвания Н.Г.Т. и температурата на горният слой масло не могат скачат моментално между съответстващите стойности за установения режим. Смята се, че времеконстантата на Н.Г.Т. е много малка, от порядъка на минути (типично 5-6 минути). Според препоръките на МЕК, има два пътя за пресмятане на Н.Г.Т. като функция на времето за променливи околни температури и променливи натоварвания по ток[6]. Това са методът на експоненциалните уравнения и методът на диференциалните уравнения.

Горните методи използват измерената температура на горният слой масло, за да предскажат температурата на намотките. Също така се използват и при манометричните термометри с допълнително подгриване от товарния ток. Въпреки, че дават добра точност[5], обикновено определят по-висока от реалната температура. Тези методи могат да бъдат доста трудоемки, като точността на предсказването на температурата може да варира в широк диапазон в зависимост от конструкцията на трансформатора. Поради тази причина е въведено директното измерване температурите на намотките в трансформатора.

Модерните методи за измерване температурите на части от трансформатора се базират на фиброоптични датчици. Те от своя страна се изработват по две технологии:

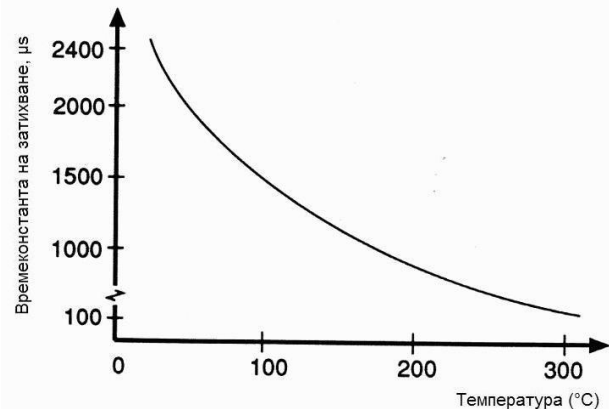
- Термочувствителна фосфоресцентна керамика - флуорооптична термометрия[9];
- Монокристал от галиев арсенид (GaAs) - спектрофотометрична техника[11]

Първият тип сензори работи на принципа на електронно измерване промяната във времето за фосфоресценция на специална керамична пластинка, осветявана на определени интервали от време от червен светодиод. Времето на послесветене е пропорционално на температурата (Фиг. 2, а).

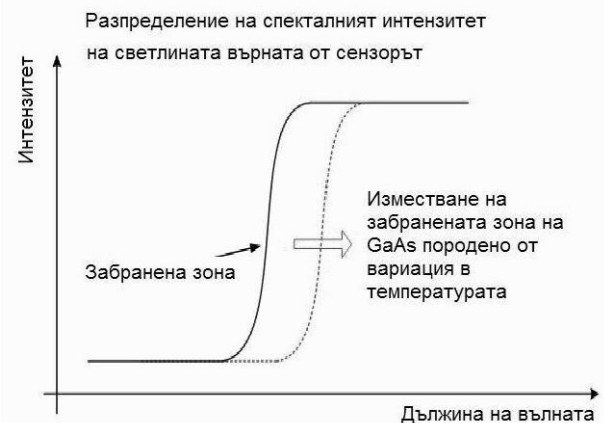
Вторият тип сензори работят на принципа на промяна в спектъра светлина поглъщан от специално обработена пластинка от галиев арсенид (Фиг. 2, б)[12] Пластинката се облъчва от източник на бяла светлина. Тук точността на измерване е по-висока, но източника на светлина е лампа с нажежаема жичка, притежаваща малък експлоатационен ресурс.

И двата типа сензори притежават достатъчна механична и изолационна якост, за да покрият целият диапазон от мощности и напрежения на силовите трансформатори.

Изградени са системи за непрекъснат контрол на състоянието на силови трансформатори включващи фиброоптични сензори, които имат възможност да изчисляват остатъчния ресурс на трансформатора, да включват охлаждането, изключват трансформатора, подават аларма за опасно висока температура, подпомагат динамичното натоварване. Те могат да бъдат част от единна SCADA система.



Фиг. 2, а



Фиг. 2, б

4. Методи за определяне на остатъчния ресурс на изолацията на трансформатора

Скоростта на стареене на изолацията на трансформатора се определя относно най горещата точка на намотката за Крафт хартия по формула (3)

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6}, \quad (3)$$

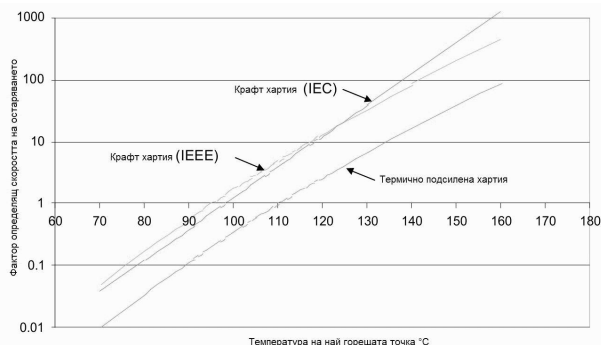
а за термоустойчива хартия по формула (4)

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h+273} \right)}, \quad (4)$$

където θ_h е температурата на най-горещата точка в $^{\circ}\text{C}$.
Загубата на ресурсът на изолацията за определен период от време се дава с уравнения (6) [6],[4]

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V \partial t \quad \text{или} \quad L = \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (5)$$

където V_n е относителната скорост на износване за интервал n съгласно уравнения (3) и (4);
 t_n е времето на n -тия интервал от време;
 n е броят на интервалите от време;
 N е общият брой интервали, които наблюдаваме.



Фиг.3

На Фиг. 3 е показана графика на скоростта на остаряване на хартията в зависимост от температурата.

5. Изводи

Непрекъснатият контрол на температурата на най-горещите точки е от съществено значение за определяне на скоростта на износване на изолацията на трансформатора от там на остатъчният му ресурс. При повишаване на температурата на изолацията над 98°C , започва интензивно износване, отделят се субпродукти, които допълнително ускоряват процесите на стареене. Наличието на фуранови съединения е гаранция за значително износване на целулозната изолация.

Литература

- М. А. Грейсух, Г. С. Кучински, Д. А. Каплан, Г. Т. Мессерман, Бумажно-масляная изолация в высоковольтных конструкциях, Ленинград, Госэнергоиздат, 1963 г., стр. 179-204
- И. Попов, Перегрев трансформаторов и срок их службы, Трансформаторы, Перевод докладов международной конференции по электрическим системам (CIGRE 1962 г.), под редакцией С. И. Рабиновича, Ленинград, Госэнергоиздат, 1964 г., стр. 27-42
- Л. М. Шницер, Основы теории и нагрузочная способность трансформаторов, Серия <<Трансформаторы>> под общей редакцией Б. Б. Гельперина и П. П. Скворцова, Москва, Госэнергоиздат, 1959 г., стр. 189-209
- IEEE Std. C57.91™-1995/Cor – 1 2002, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Transformers, IEEE Power Engineering Society, The Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York, USA, 2003
- IEC 60076 – 2 ed 3.0, Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers, 2011
- IEC 60076 – 7 ed 1.0, Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers, 2005
- ГОСТ 14209 – 97, Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов, 2002
- Lars E. Lundgaard, Walter Hansen, Dag Linhjell, Terence J. Painter, Ageing of oil-impregnated paper in power transformers, IEEE PWRD, 2002
- Rashmi Sanghi, Chemistry Behind the Life of a Transformer, Resonance, June 2003, pp.17-23
- IEEE Std C57.104™-2008, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, IEEE Power & Energy Society, The Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York, USA, 2009
- LumaSense Technologies, Luxtron Product Fluor Optic Technology FOT, <http://lumasenseinc.com/EN/solutions/techoverview/fluoroptic/>
- OpSens, Opsens SCBG temperature sensing technology <http://www.opsens.com/pdf/SCBG.pdf>
- Иванов К. М., П. М. Узунов, Г. Ц. Велев – Електрическа част на електроцентрали и подстанции, ръководство за лабораторни упражнения – „Габрово Принт“- ЕООД, 2008, ISBN: 978-954-436-013-9