https://dorl.net/dor/20.1001.1.23225882.1400.8.31.5.4

نشریه علمی سد و نیروگاه برق‌آبی ایران
سال هشتم/ شماره سی و یکم/ زمستان ۱۴۰۰

Journal of Iranian Dam and Hydroelectric PowerPlant
8th Year/ No. 31/ March 2022

محاسبه‌ی شاخص سلامت ترانسفورماتورهای قدرت با استفاده از روش‌های قابلیت اطمینان برای نمونه مطالعاتی ترانسفورماتورهای نیروگاه سد دز و سد کرخه

مرتضی سعید[۱]
حامد زین‌الدینی میمند*[۲]
داود ابوترابی زارچی[۳]

چکیده

ترانسفورماتورها در نیروگاه‌ها به عنوان واسطه‌ای بین نیروگاه و شبکه‌ی قدرت می‌باشند که تحت تاثیر تنش‌های الکتریکی مانند کلیدزنی کلیدهای قدرت، تنش‌های حرارتی مانند اضافه بار و قوس الکتریکی و واکنش‌های شیمیایی در روغن دی‌الکتریک هستند. مولفه‌های اسید و رطوبت باعث فرسودگی روغن و عایق کاغذی ترانسفورماتور می‌شوند. ارزیابی قابلیت اطمینان ترانسفورماتور با استفاده از معیار شاخص سلامت یکی از راه‌های پیش‌بینی و جلوگیری از گسترش خطا و فرسوده شدن ساختار ترانسفورماتورهای قدرت می‌باشد. هدف از این مقاله ارائه‌ی یک روش ارزیابی قابلیت اطمینان و پیاده‌سازی آن روی نمونه‌ای از ترانسفورماتورهای قدرت نیروگاه سد دز و سد کرخه با استفاده از روش‌های احتمالی پیشنهادی می‌باشد. سطح ولتاژ این ترانسفورماتورها ۴۱۰ و ۲۳۰ کیلوولت می‌باشد و روش‌های احتمالی قابلیت اطمینان مرتبه اول و مرتبه دوم که برای تعیین خرابی و ارزیابی قابلیت اطمینان تجهیزات استفاده می‌شوند بر روی داده‌های ترانسفورماتورهای نمونه جهت تعیین ارزیابی قابلیت اطمینان با هم مقایسه می‌شوند و کارایی روش‌های پیشنهادی نشان داده می‌شود.

واژه‌های کلیدی

شاخص سلامت احتمالی ترانسفورماتور، قابلیت اطمینان مرتبه اول و دوم، ارزیابی وضعیت ترانسفورماتورها

---

[۱] دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تحصیلات تکمیلی صنعتی و فناوری پیشرفته- کرمان، ایران.
[۲*] استادیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تحصیلات تکمیلی صنعتی و فناوری پیشرفته- کرمان، ایران. h.zeinoddini@kgut.ac.ir
[۳] استادیار، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه یزد، یزد، ایران.

علمی-پژوهشی

تاریخ دریافت: ۹۶/۰۴/۱۹ تاریخ پذیرش: ۰۱/۰۱/۱۵

مقدمه

با توجه به اهمیت جایگاه ترانسفورماتورهای قدرت در نیروگاه‌ها و قیمت بالای آنها، ارزیابی وضعیت ترانسفورماتورها قبل از پیش آمدن خرابی‌ها و آسیب‌های جدی به سیستم، تبدیل به موضوع مهمی شده است. مانند اکثر مواد، روغن دی‌الکتریک هم رو به زوال می‌گذارد. این زوال در کیفیت بخاطر تحمل در مقابل تنش‌های الکتریکی و انتقال حرارت از هسته و سیم‌پیچ‌ها به روغن می‌باشد. خرابی روغن دی‌الکتریک می‌تواند ناگهانی باشد. غیر از آلودگی، روغن دی‌الکتریک اگر تحت تأثیر تخلیه جزئی، قوس الکتریکی و افزایش دما قرار گیرد، تجزیه می‌شود. این تجزیه‌ی روغن به شکل گازهایی با وزن مولکولی کم، نظیر گازهای محلول در روغن و ذرات کربن می‌باشد. (سیگره[1]، ۲۰۱۹). گازهای محلول در روغن ترانسفورماتور از جمله گازهای CO و CO_2 در ترانسفورماتور نشان‌دهنده خطای فرسودگی و تجزیه‌ی عایق کاغذی است. گازهای CH_4، C_2H_4 و C_2H_6 نشان‌دهنده خطای اضافه بار ترانسفورماتور می‌باشد و وجود گاز استیلن نشان‌دهنده خطای قوس الکتریکی در ترانسفورماتور می‌باشد که می‌تواند در اثر خرابی کنتاکت‌های تپ چنجر[2] یا اتصال حلقه در ترانسفورماتور باشد. اگر گازهای CH_4، C_2H_4، C_2H_6، CO_2 و CO همزمان در روغن دی‌الکتریک تولید شود، ترانسفورماتور دارای خطای فلز داغیست که عایق کاغذی را می‌سوزاند و گاز H_2 نشان‌دهنده‌ی خطای تخلیه جزئی است. کیفیت ترانسفورماتور با تحلیل روغن دی‌الکتریک ارزیابی می‌شود. کیفیت روغن دی‌الکتریک به دلیل آلودگی‌های فیزیکی و شیمیایی تنزل می‌یابد. علاوه بر این بعضی از آلودگی‌ها می‌توانند مقدار خرابی در روغن دی‌الکتریک را افزایش دهند. این اتفاق از طریق فاسد شدن روغن و افزایش ویسکوزیته در روغن دی‌الکتریک رخ می‌دهد. کشش سطحی در روغن دی‌الکتریک باید به اندازه‌ی کافی بزرگ باشد تا تضمین کند که اکسیداسیون روغن یا آلاینده‌های شیمیایی باعث تولید ذرات در روغن نشوند (باکا[3] و همکاران، ۲۰۱۵). مؤلفه‌ی فوران می‌تواند برای تعیین درجه‌ی پلیمریزاسیون عایق کاغذی و تخمین عمر باقیمانده‌ی عایق کاغذی ترانسفورماتور استفاده شود (چن[4] و همکاران، ۲۰۱۶). درجه‌ی پلیمریزاسیون نیز بیانگر وزن مولکولی در مواد سلولزی می‌باشد. ولتاژ شکست روغن دی‌الکتریک باید به اندازه‌ی کافی بزرگ باشد تا تضمین کند که روغن دی الکتریک در مقابل تنش‌های الکتریکی تجزیه نشود (عبدالهادی[5] و همکاران، ۲۰۱۶). تست تانژانت دلتا یکی از تست‌های الکتریکی ترانسفورماتور است و به عنوان یکی از شاخص‌های اندازه‌گیری ضریب قدرت عایقی سیم‌پیچ تلقی می‌شود (پنگ[6] و همکاران، ۲۰۰۹). نرخ خرابی عایق کاغذی با ٪۱ افزایش مؤلفه‌ی رطوبت در مقدار کسر جرمی بیشتر از ۰/۵که بیانگر نسبت جرم یک ماده به نسبت کل جرم محلول و مقدار بهینه‌ی رطوبت در عایق کاغذی می‌باشد، دو برابر می‌شود (سیگره، ۲۰۱۹). توزیع آب بین روغن و عایق کاغذی ثابت نیست و با سیکل حرارتی که در طول کار ترانسفورماتور اتفاق می‌افتد تغییر می‌کند (سیگره، ۲۰۰۸). اسیدیته روغن خاصیت عایقی کاغذ سیم‌پیچ را از بین برده و روند اکسیداسیون موجود در روغن را تسریع می‌کند. اسید همچنین در صورت وجود رطوبت، زنگ‌زدگی آهن را نیز ایجاد می‌کند (فروهری و ابوسیادا[7]، ۲۰۱۵). تنش‌های حرارتی مختلف مانند اضافه بار، اتصال کوتاه و تخلیه جزئی سبب به‌وجود آمدن گازهای مختلف در روغن دی‌الکتریک می‌شوند. از طرفی وجود پارامترهایی مانند مولفه‌های رطوبت، اسید و براده‌های آهن در روغن دی‌الکتریک سبب فرسودگی روغن می‌شوند. تحلیل و بررسی داده‌های مربوط به روغن ترانسفورماتور اعم از گازهای محلول در روغن ترانسفورماتور و پارامترهای الکتریکی، فیزیکی و شیمیایی روغن روشی برای تعیین ارزیابی شرایط ترانسفورماتور می‌باشد. بدین منظور در اکثر کارهای انجام شده برای ارزیابی شرایط ترانسفورماتور دو شاخص به نام شاخص‌های DGA[8] و کیفیت روغن ارائه شده است که شاخص DGA

[1] CIGRE, 2019
[2] Tap changer contacts
[3] Baka et al
[4] Chen et al
[5] Abd-Elhady et al
[6] Peng et al
[7] Forouhari, and Abu-Siada
[8] Dissolved Gas Analysis

با توجه به گازهای محلول در روغن بیانگر خطاهای رخ داده در ترانسفورماتور و شاخص کیفیت روغن بیانگر وضعیت روغن ترانسفورماتور می‌باشد.

بیان مساله

شاخص سلامت[1] ابزاری کاربردی است که نتایج عملکرد، بازرسی‌های میدانی و آزمایشگاهی را با هم ترکیب می‌کند. ترکیب این نتایج به یک شاخص کمی و هدفمند تبدیل می شود که شرایط ترانسفورماتور را ارزیابی می‌کند. در کنار معرفی شاخص‌های تعمیر و نوسازی و ...، شاخص قابلیت اطمینان همان شاخص سلامت معرفی می‌شود (سیگره، ۲۰۱۹). شاخص سلامت ترانسفورماتور به عنوان پارامتری جهت تخمین عمر ترانسفورماتور استفاده می‌شود. روش‌های متعددی جهت تعیین شاخص سلامت ارائه شده است که از الگوریتم‌های خاصی بدین منظور استفاده می‌کنند. در اکثر موارد از شاخص‌های DGA و کیفیت روغن جهت تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور استفاده می‌شود. شاخص DGA از رتبه‌ها و ضرایب وزنی که برای هر گاز تعیین شده به‌دست می‌آید. همچنین شاخص کیفیت روغن نیز از رتبه‌ها و ضرایب وزنی که برای پارامترهای الکتریکی، فیزیکی و شیمیایی روغن تعیین شده محاسبه می‌شود.

مرور کارهای گذشته

در جدول (۱) نمونه‌ای از کارهای انجام‌شده جهت تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور نشان داده شده است. شاخص سلامت برای هر یک از گازهای محلول در روغن و پارامترهای الکتریکی، فیزیکی و شیمیایی روغن با استفاده از ضرایب وزنی و رتبه، مقدار هر کدام از پارامترها محاسبه می‌شود و با استفاده از گازهای احتراق‌پذیر محلول در روغن ترانسفورماتور و مؤلفه فورفورال[2] جهت تعیین خطاهای رخ داده در ترانسفورماتور، وضعیت ترانسفورماتور را ارزیابی می‌کند (هرناندا[3] و همکاران، ۲۰۱۴). شاخص سلامت می‌تواند از روی پارامترهایی نظیر شرایط کنتاکت‌های تپ چنجر، کیفیت روغن تپ چنجر، شرایط بوشینگ‌ها[4]، آنالیز پاسخ فرکانسی سیم‌پیچ‌ها، وضعیت خنک‌کنندگی ترانسفورماتور، شاخص‌های DGA و کیفیت روغن، داده‌های جریان الکتریکی و مقاومت سیم‌پیچ‌ها محاسبه شود (مارتینز[5] ، ۲۰۱۴). از ضرایب وزنی و رتبه‌ها برای محاسبه شاخص DGA و کیفیت روغن استفاده می‌شود (براندزائگ[6]، ۲۰۱۵). روابط مختلفی جهت تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور ارائه شده است (ازمی[7] و همکاران، ۲۰۱۷). از ضرایب وزنی و رتبه‌های ارائه شده در استانداردها برای محاسبه شاخص‌های DGA و کیفیت روغن استفاده می شود، سپس از فیلتر ذره برای تعیین حالت عایق کاغذی و تخمین عمر عایق با اعمال عدم قطعیت‌های خطای اندازه‌گیری جریان و خطای دمای روغن در محاسبه نقطه داغ سیم‌پیچ ترانسفورماتور استفاده می‌شود (آیزوپوروآ[8] و همکاران، ۲۰۱۹). شاخص سلامت ترانسفورماتور علاوه بر محاسبه شاخص‌های DGA و کیقیت روغن می‌تواند از طریق شاخص دیگری مانند شاخص اقتصادی نیز محاسبه شود (زین الدینی میمند و وحیدی[9]، ۲۰۱۶). شاخص‌های DGA و کیفیت روغن به همراه شاخص کیفیت عایق کاغذی در پنج گروه طبقه‌بندی و نرمالیزه شده و از ترکیب منطق فازی و ماشین بردار پشتیبان برای تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور استفاده می‌شود (دهقانی[10] و همکاران، ۲۰۱۳). اسکاتیجیو و پمپیلی[11] در سال ۲۰۱۳ با میانگین‌گیری از شاخص‌های مکانیکی، حرارتی، عایق کاغذی و شاخص سلامت روغن، شاخص سلامت ترانسفورماتور را محاسبه کردند. لی[12] و همکاران در سال ۲۰۲۰ از روش احتمالی شبکه‌های باور بیزی[13] و در نظر گرفتن مواردی مانند گازهای محلول در روغن، کیفیت روغن، سرویس سالیانه، رطوبت روغن و منحنی دما برای تعیین شاخص سلامت استفاده کردند. فرس و ایستاد[14] در سال ۲۰۲۰ از آنالیز ریسک و خرابی‌های ترانسفورماتور برای

---

[1] Health Index
[2] Furfural
[3] Hernanda et al
[4] Bushing
[5] Martins
[6] Brandtzaeg
[7] Azmi et al
[8] Aizpurua et al
[9] Zeinoddini-Meymand and Vahidi
[10] Dehghani-Ashkezari
[11] Scatiggio, and Pompili
[12] Li et al
[13] Bayesian belief network
[14] Foros and Istad

تعیین شاخص احتمالی ترانسفورماتور

جدول (۱): مقایسه برخی از روش‌های انجام شده جهت تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور

روش‌های مورد استفاده	روش تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور	سال	مرجع
طبقه‌بندی داده‌ها	ضرایب وزنی و رتبه پارامترهای گازها و روغن	۲۰۱۴	هرناندا و همکاران
ارزیابی ریسک، ضریب احتمال، ضریب پیامد	شاخص‌های DGA، کیفیت روغن، آنالیز پاسخ فرکانسی سیم‌پیچ	۲۰۱۴	مارتینز
طبقه‌بندی داده‌ها	شاخص DGA و کیفیت روغن	۲۰۱۵	براندزائگ
-	تعیین روابط ریاضی شاخص سلامت	۲۰۱۷	ازمی و همکاران
روش‌های SVM، ANN، GBN و فیلتر ذره	شاخص‌های DGA، کیفیت روغن، عایق کاغذی	۲۰۱۹	آیزوپوروآ و همکاران
روش‌های ANFIS و ANN	شاخص‌های DGA، کیفیت روغن، و اقتصادی	۲۰۱۶	زین الدینی و همکاران
ترکیب روش Fuzzy+SVM	شاخص‌های DGA، کیفیت روغن، و عایق کاغذی	۲۰۱۳	دهقانی و همکاران
شبکه‌های احتمالی BBN	منحنی دما، سرویس سالیانه، پارامترهای روغن	۲۰۲۰	لی و همکاران
آنالیز Risk	پارامترهای ترانسفورماتور	۲۰۲۰	فرس و همکاران
تابع توزیع ویبول	ضرایب وزنی و رتبه پارامترهای گازها و روغن	۲۰۲۱	محدسلوا و همکاران
زنجیره مارکوف	ضرایب وزنی و رتبه‌ها و روش احتمالی	۲۰۲۰	میلوساولیویچ و همکاران
استاندارد IEEE C57.90، منحنی دما، ضریب بار	ضرایب وزنی و رتبه پارامترهای ترانسفورماتور	۲۰۲۱	داسیلوا و همکاران

استفاده کردند. محد سلوا[1] و همکاران در سال ۲۰۲۱ از تابع توزیع ویبول[2] برای تعیین احتمال خرابی پارامترهای ترانسفورماتور استفاده کردند و با استفاده از ضرایب وزنی شاخص سلامت ترانسفورماتور را تعیین کردند. میلوساولیویچ و جانجیک[3] در سال ۲۰۲۰ از ضرایب وزنی و زنجیره مارکوف[4] برای تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور استفاده کردند.

مراجع مرور شده در جدول (۱) را می‌توان به سه قسمت تقسیم کرد: ۱- کارهایی که فقط از ضرایب وزنی و رتبه‌ها برای تعیین شاخص‌های DGA و کیفیت روغن (براندزائگ و همکاران) یا سایر پارامترهای ترانسفورماتور (هرناندا و همکاران) برای تعیین شاخص عایق کاغذی سلامت ترانسفورماتور استفاده می‌کنند. البته علاوه بر ضرایب وزنی و رتبه‌ها از شاخص اقتصادی (زین الدینی میمند و وحیدی) یا مولفه فورفورال (دهقانی و همکاران) برای تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور نیز استفاده شده است. ۲- کارهایی که علاوه بر ضرایب وزنی و رتبه‌ها، از روش‌های احتمالی نیز برای تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور استفاده می‌کنند. مانند (آیزوپوروآو همکاران)، (مارتینز)، (میلوساولیویچ و جانیک). ۳- کارهایی که فقط از روش‌های احتمالی جهت تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور استفاده می‌کنند. مانند (لی و همکاران) و (فرس و همکاران).

نوآوری مقاله

با بررسی روش‌ها در جدول (۱) مشخص می‌شود که در اکثر کارها از شاخص‌های DGA و کیفیت روغن و یا روش‌های احتمالی برای تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور استفاده می‌شود. شاخص DGA بیانگر خطاهای رخ داده در ترانسفورماتور و شاخص کیفیت روغن پارامتری جهت نشان دادن آلودگی روغن ترانسفورماتور می‌باشد. اما مشکل اساسی در محاسبه‌ی شاخص‌های DGA و شاخص کیفیت روغن در این است که محاسبه‌ی این شاخص‌ها نیازمند استفاده از ضرایب وزنی و رتبه‌هایی است که توسط استانداردهای مختلفی تعیین می‌شوند. استفاده از روش‌ها و الگوریتم‌های متفاوت بر روی استانداردهای مختلف باعث ارائه‌ی نتایج مختلفی در زمینه‌ی شاخص سلامت ترانسفورماتور می‌شود. همچنین مقدار خرابی که هر کدام از گازهای محلول در روغن بر روی پارامترهای کیفیت روغن و یا پارامترهای روغن بر یکدیگر دارند مشخص نیست. به

[1] Mohd Selva
[2] Weibull distribution function
[3] Milosavljevic and Janjic
[4] Markov chains

عنوان مثال تعدادی از این خرابی‌ها در این قسمت بیان گردیده است. مقدار خرابی که مولفه‌ی رطوبت بر روی پارامتر کشش سطحی روغن می‌گذارد و سبب کاهش کشش سطحی می‌شود. خرابی‌هایی مانند خرابی گاز استیلن که در اثر قوس الکتریکی در روغن تولید شده و سبب کربنیزه شدن روغن ترانسفورماتور و کاهش ولتاژ شکست روغن دی الکتریک می‌شود. مقدار خرابی پارامترهای الکتریکی، فیزیکی و شیمیایی روغن بر یکدیگر مانند خرابی مولفه اسید موجود در روغن ترانسفورماتور بر روی پارامتر کشش سطحی که موجب کاهش کشش سطحی روغن و از هم گسیختگی مولکول‌های روغن می‌شود. اثر هیچکدام از خرابی‌های بیان شده در کارهای قبل انجام نشده است. به عبارتی در کارهای قبل مولفه‌های گازهای محلول در روغن به‌طور جداگانه برای شاخص DGA و مولفه‌های الکتریکی، فیزیکی و شیمیایی روغن به‌طور جداگانه برای شاخص کیفیت روغن استفاده می‌شوند و تأثیرپذیری مولفه‌های گازها و مولفه‌های روغن بر هم مشخص نیست. نوآوری این مقاله نسبت به مراجع مرور شده عبارت است از:

۱- در این مقاله مقدار و اثر خرابی پارامترهای روغن به‌طور مستقیم بر یکدیگر (پارامترهای الکتریکی، فیزیکی و شیمیایی روغن) تعیین می‌شود. به عبارتی پارامترهای ترانسفورماتور به دو قسمت کمی و کیفی تقیسم‌بندی شده و به صورت ترکیبی تاثیر خرابی بعضی از پارامترهای کمی ترانسفورماتور بر پارامترهای کیفی تعیین می‌شود. مانند خرابی اسید بر روی ولتاژ شکست، درجه پلیمریزاسیون عایق کاغذی یا کشش سطحی روغن.

۲- مقدار خرابی گازی مانند استیلن و پارامترهای روغن بر یکدیگر به‌صورت احتمالی تعیین می‌شوند و نیازی به محاسبه‌ی مستقیم شاخص‌های DGA و کیفیت روغن نیست. به عبارتی نیازی به ضرایب وزنی رتبه‌های پارامترهای روغن ترانسفورماتور نیست. در ادامه شاخص سلامت برخی از ترانسفورماتورهای سد دز و کرخه از روش‌های احتمالاتی تعیین می‌شود.

۳- همچنین در روش پیشنهادی قابلیت اطمینان مرتبه اول و مرتبه دوم جهت تعیین شاخص سلامت ترانسفورماتور بعضی از ابهامات در مورد عدم قطعیت‌هایی نظیر تأثیر خرابی گازها بر پارامترهای روغن و تاثیر خرابی پارامترهای روغن بر یکدیگر نیز برطرف شده و وابستگی در فرسودگی بعضی از پارامترهای روغن ترانسفورماتور اعم از گاز یا پارامترهای دیگر مشخص می‌شود. به عنوان مثال در کارهای قبل برای تعیین درجه‌ی پلیمریزاسیون[1] عایق کاغذی، مقدار فرسودگی و تخمین عمر باقیمانده عایق کاغذی ترانسفورماتور از مولفه فورفورال استفاده می‌شود (دهقانیو همکاران). اما در این مقاله علاوه بر مقدار خرابی عایق کاغذی ترانسفورماتور در اثر مولفه فورفورال، اثر مولفه اسید که به‌صورت خوردگی بر روی عایق کاغذی به‌وجود می‌آید نیز توسط روش پیشنهادی در نظر گرفته می‌شود. برخی از پارامترهای روغن ترانسفورماتور که بر روی شاخص سلامت ترانسفورماتور تأثیر می‌گذارند و روش‌های گوناگون بر روی آنها اعمال می‌شود عبارتند از: گازهای محلول در روغن ترانسفورماتور، کشش سطحی روغن، فورفورال، ولتاژ شکست روغن، ضریب تلفات، مؤلفه رطوبت، اسیدیته.

در این مقاله ارزیابی شاخص سلامت احتمالی ترانسفورماتورهای سد دز و سد کرخه با توجه به اهمیت آنها انجام شده است. اطلاعات مربوط به تست‌های الکتریکی و فیزیکی و شیمیایی ترانسفورماتورهای T1 و T2 و T3 سد کرخه و T1 و T2 سد دز از شرکت آب و برق خوزستان در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است. نیروگاه‌های برق‌آبی دارای راه‌اندازی سریعی نسبت به نیروگاه‌های حرارتی برای تأمین بار شبکه هستند. این نیروگاه‌ها موضوع تنظیم فرکانس شبکه را در مواقع تغییرات ناگهانی بار شبکه، به شکل مطلوبی مهیا می‌کنند. از این رو ارزیابی شرایط ترانسفورماتورهای این نیروگاه‌ها جهت پیش‌بینی خطا، پیشگیری از گسترش خطا و تعیین عمر باقیمانده ترانسفورماتورهای این نیروگاه‌ها امری مهم می‌باشد.

قابلیت اطمینان (شاخص سلامت)

شاخص سلامت یک تجهیز یک عدد نسبی است که طی فرآیند ارزیابی وضعیت تجهیز محاسبه می‌شود و نشان‌دهنده سطح سلامت آن تجهیز می‌باشد و قابلیت اطمینان خاصیتی از یک تجهیز است که توسط آن می‌توان میزان احتمال انجام

[1] Degree of Polymerization

ماموریت یا وظیفه، تحت شرایط مشخص و از پیش تعریف شده را برای مدت زمان تعیین شده مورد ارزیابی قرار داد. به طور کلی قابلیت اطمینان یک سیستم بر طبق احتمال وقوع خرابی تعریف می‌شود. (جیسوال و همکاران[1]، ۲۰۲۰)، (تنبوهلن و همکاران[2]،۲۰۱۲) و (سیگره [3]، ۲۰۱۹) شاخص سلامت و قابلیت اطمینان را یک عامل مشابه معرفی می‌کنند. در این مقاله از خاصیت احتمالی روش‌های قابلیت اطمینان و روش میانگین‌گیری (اسکاتیجیو و پمپیلی[4]، ۲۰۱۳) برای محاسبه شاخص سلامت ترانسفورماتور استفاده می‌شود. در بعضی از موارد مانند تعیین مقاومت یک تجهیز و خرابی‌هایی که به این تجهیز اعمال می‌شود از آنالیز قابلیت اطمینان استفاده می‌شود. اگر X_1 بعد یک ماده یا تجهیز، X_2 بعد خرابی‌هایی که به این ماده یا تجهیز وارد می‌شود، باشد و X هم متغیرهای تصادفی در این دو بعد باشد، رابطه بین کیفیت ماده و خرابی‌های اعمالی به آن ماده به‌صورت $g(X)$ می‌باشد. قابلیت اطمینان یا شاخص سلامت براساس عملکرد احتمالاتی تابع $g(X)$ تعیین می‌شود. اگر متغیرهای تصادفی X در ناحیه‌ای باشند که $g(X)\langle 0$ احتمال خرابی ماده به‌صورت رابطه (۱) می‌باشد.

$$p_f = p\{g(X)\langle 0\} = \int_{g(X)\langle 0} f_X(x)dx \qquad (۱)$$

و اگر متغیرهای تصادفی X در ناحیه ای باشند که $g(X)\rangle 0$ قابلیت اطمینان یا شاخص سلامت احتمالاتی آن ماده بصورت رابطه (۲) تعریف می‌شود.

$$R = 1 - p_f = p\{g(X)\rangle 0\} = \int_{g(X)\rangle 0} f_X(x)dx \qquad (۲)$$

در روابط (۱) و (۲)، $f_X(x)$ تابع چگالی احتمالی خرابی‌ها می‌باشد. از آنجا که ساده‌سازی و حل انتگرال در روابط (۱) و (۲) مشکل می‌باشد از روش‌های قابلیت اطمینان مرتبه اول و مرتبه دوم استفاده می‌شود.

روش قابلیت اطمینان مرتبه اول[5]

دلیل نامگذاری این روش بخاطر استفاده از بسط تیلور مرتبه اول می‌باشد. برای حل انتگرال مشکل در روابط (۱) و (۲) ابتدا متغیرهای تصادفی از بعد x به بعد u تبدیل می‌شوند. به این منظور متغیرهای تصادفی در دو بعد X_1 و X_2 با استفاده از توزیع نرمال به دو بعد U_1 و U_2 با توزیع نرمال استاندارد تبدیل می‌شوند. تبدیل از حالت x به u بر این شرط استوار است که تابع توزیع تجمعی در هر دو حالت یکسان بماند. به این نوع از تبدیل، تبدیل روزنبلات[6] گفته می‌شود که در رابطه (۳) نشان داده شده است.

$$F_{X_i}(x_i) = \Phi(u_i) \qquad (۳)$$

در رابطه (۳)، Φ نشان‌دهنده تابع توزیع تجمعی توزیع نرمال استاندارد می‌باشد. توزیع نرمال استاندارد دارای میانگین صفر و مقدار انحراف معیار یک می‌باشد. رابطه بین تابع نرمال استاندارد و تابع توزیع تجمعی به‌صورت رابطه (۴) نیز نوشته می‌شود.

$$U_i = \Phi^{-1}\left[F_{X_i}(X_i)\right] \qquad (۴)$$

به‌طور مثال یک تابع توزیع نرمال استاندارد $X=N(\mu,\sigma)$ می‌تواند بصورت رابطه (۵) نوشته شود.

$$U = \Phi^{-1}\left[F_X(X)\right] = \Phi^{-1}\left[\Phi\left(\frac{X-\mu}{\sigma}\right)\right] = \frac{X-\mu}{\sigma} \qquad (۵)$$

و رابطه ساده شده تابع توزیع نرمال با مقادیر میانگین و انحراف استاندارد به‌صورت رابطه (۶) نوشته می‌شود.

$$X = \mu + \sigma U \qquad (۶)$$

در بعد u تابع عملکرد به‌صورت رابطه (۷) نوشته می‌شود.

$$Y = g(U) \qquad (۷)$$

همچنین تعیین خرابی احتمالاتی در بعد u در رابطه (۸) نشان داده شده است.

$$p_f = p\{g(U)\langle 0\} = \int_{g(U)\langle 0} \phi_u(u)\,du \qquad (۸)$$

در رابطه (۸) $\phi_u(u)$ تابع چگالی احتمالی در بعد u می‌باشد که به‌صورت رابطه (۹) نوشته می‌شود.

$$\phi_U(u) = \prod_{i=1}^{n} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}U_i^2\right) \qquad (۹)$$

در بعد u نقطه‌ای که $g(u)=0$ است، مرز بین خرابی و کیفیت ماده می‌باشد.

---

[1] Jaiswal, et al.
[2] Tenbohelen, et al.
[3] CIGRE,2019
[4] Scatiggio, and Pompili
[5] First Order Reliability Method (FORM)
[6] Rosenblatt

قابلیت اطمینان مرتبه اول از تقریب خطی بسط تیلور مرتبه اول به‌صورت رابطه (۱۰) استفاده می‌کند.

$$g(U) \approx L(U) = g(U^*) + \nabla g(U^*)(U - u^*)^T \qquad (۱۰)$$

در رابطه (۱۰) $L(U)$ تابع عملکرد خطی شده، u^* نقاط بسط داده شده، T ترانهاده و $\nabla g(u^*)$ گرادیان $g(U)$ در نقاط u^* می‌باشد. گرادیان $\nabla g(u^*)$ در رابطه (۱۰) به صورت رابطه (۱۱) نوشته می‌شود.

$$\nabla g(U^*) = \left(\frac{\partial g(U)}{\partial U_1}, \frac{\partial g(U)}{\partial U}, \ldots, \frac{\partial g(U)}{\partial U_1}\right)_{u^*} \qquad (۱۱)$$

در بعد u نقطه‌ای که $g(u) = 0$ است تابع چگالی احتمال دارای حداکثر مقدار خود می‌باشد که به این نقطه Most Probable Point یا MPP گفته می‌شود. این معیار در رابطه (۱۲) ذکر شده است.

$$\left\{ \begin{matrix} \max \\ u \end{matrix} \right. \prod_{i=1}^{n} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}U_i^2\right) \quad \text{subject to} \quad g(u) = 0 \qquad (۱۲)$$

ماکزیمم شدن تابع چگالی احتمال معادل مینیمم شدن اندازه تابع g(u) می‌باشد.

$$\left\{ \begin{matrix} \max \\ u \end{matrix} \right. \prod_{i=1}^{n} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}U_i^2\right) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\sum_{i=1}^{n} U_i^2\right) \qquad (۱۳)$$

در واقع تعیین نقطه MPP می‌تواند به‌صورت رابطه (۱۴) نوشته شود.

$$\left\{ \begin{matrix} \min \\ u \end{matrix} \right. \|u\| \quad \textit{subject to} \quad g(u) = 0 \qquad (۱۴)$$

در رابطه (۱۴) $\|u\|$ نشان‌دهنده اندازه یا دامنه بردار u می‌باشد که این بردار به‌صورت رابطه (۱۵) تعیین می‌شود.

$$\|u\| = \sqrt{u_1^2 + u_2^2 + \ldots u_n^n} = \sum_{i=1}^{n} u_i^2 \qquad (۱۵)$$

در واقع MPP کوچکترین نقطه‌ای است که مرز بین احتمال خرابی و کیفیت یک ماده یا یک تجهیز را تعیین می‌کند. در بعد u کوچکترین فاصله از مبدا تا نقطه MPP به عنوان شاخص کیفیت (Reliability Index) در نظر گرفته می‌شود و به‌صورت رابطه (۱۶) نوشته می‌شود.

$$\beta = \|u^*\| \qquad (۱۶)$$

از آنجایی که در نقطه MPP مقدار $g(u)=0$ است، رابطه (۱۰) می‌تواند به‌صورت رابطه (۱۷) نوشته شود.

$$L(U) = \sum_{i=1}^{n} \frac{\delta_g(U)}{\delta U_i}\Big|_{u^*} (U - u_i^*) = a_0 + \sum_{i=1}^{n} a_i U_i \qquad (۱۷)$$

در رابطه (۱۷) مقدار a_0 برابر از رابطه (۱۸) و مقدار a_i از رابطه (۱۹) بدست می‌آید.

$$a_0 = -\sum_{i=1}^{n} \frac{\delta_g(U)}{\delta U_i}\Big|_{u^*} u_i^* \qquad (۱۸)$$

$$a_i = \frac{\delta_g(U)}{\delta U_i}\Big|_{u^*} \qquad (۱۹)$$

رابطه (۱۷) نشان‌دهنده یک تابع خطی از متغیرهایی با تابع نرمال استاندارد می‌باشد. بنابراین مقدار میانگین در این رابطه به‌صورت رابطه (۲۰) و مقدار انحراف معیار به‌صورت رابطه (۲۱) تعیین می‌شود.

$$\mu_L = a_0 = -\sum_{i=1}^{n} \frac{\delta_g(U)}{\delta U_i}\Big|_{u^*} u_i^* \qquad (۲۰)$$

$$\sigma_L = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} a_i^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\delta g}{\delta U_i}\Big|_{u_i^*}\right)^2} \qquad (۲۱)$$

بنابراین مقدار احتمال خرابی توسط رابطه (۲۲) تعیین می‌شود.

$$p_f = P\{L(U) < 0\} = \Phi\left(\frac{-\mu_L}{\sigma_L}\right) = \Phi\left(\frac{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\delta g}{\delta U_i}\Big|_{u} * u_i^*\right)}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\delta g}{\delta U_i}\Big|_{u_i^*}\right)^2}}\right) = \Phi\left(\sum_{i=1}^{n} a_i u_i^*\right) \qquad (۲۲)$$

مقدار a_i در رابطه (۲۲) به‌صورت رابطه (۲۳) نوشته می‌شود.

$$a_i = \left(\frac{\frac{\delta g}{\delta U_i}\Big|_{u^*}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\delta g}{\delta U_i}\Big|_{u_i^*}\right)^2}}\right) \qquad (۲۳)$$

اگر بردار a_i به‌صورت رابطه (۲۴) نوشته شود، احتمال خرابی می‌تواند به‌صورت رابطه (۲۵) نوشته شود.

$$a_i = (a_1, a_2, ..., a_n) = \frac{\nabla g(u^*)}{\left\|\nabla g(u^*)\right\|} \quad (۲۴)$$

$$p_f \approx \Phi\left(\sum_{i=1}^{n} a_i u_i^*\right) = \Phi\left(au^{*T}\right) \quad (۲۵)$$

در رابطه (۲۵) au^{*T} بیانگر ضرب داخلی نقطه MMP و بردار a می‌باشد. بردار a از محاسبه ضرایب سری تیلور بدست می‌آید. از محاسبه نُرم ۲ بردار a شاخص قابلیت اطمینان β بدست می‌آید. این بردار فاصله اقلیدسی بین مبدا دو بعد متغیر کمی و کیفی را تا نقطه MMP را نشان می‌دهد. نقطه MMP یا u^* نیز همان نقطه بهینه‌ای است که حداقل مقدار خرابی یا به عبارتی مرز بین متغیر کمی و کیفی تعیین می‌شود. رابطه بین شاخص قابلیت اطمینان، نقطه MMP و بردار a به‌صورت رابطه (۲۶) نوشته می‌شود. مهمترین اصل در روش‌های قابلیت اطمینان تعیین نقطه بهینه MMP می‌باشد، سپس با محاسبه شاخص قابلیت اطمینان مقدار احتمال خرابی متغیر مورد نظر به دست می‌آید.

$$\frac{u^*}{\beta} = a \quad (۲۶)$$

و در نهایت مقدار خرابی احتمالی از رابطه (۲۷) و مقدار قابلیت اطمینان (شاخص سلامت) در روش FORM به صورت رابطه (۲۸) تعیین می‌شود (هوانگ و دوو[1]، ۲۰۰۸).

$$p_f \approx P\{L(U)\langle 0\} = \Phi\left(au^{*T}\right) = \Phi\left(-\beta aa^T\right) = \Phi(-\beta) \quad (۲۷)$$

$$R = 1 - p_f = 1 - \Phi(-\beta) = \Phi(\beta) \quad (۲۸)$$

در رابطه (۲۸) Φ بیانگر تابع توزیع تجمعی تابع نرمال استاندارد می‌باشد.

روش قابلیت اطمینان مرتبه دوم[2]

در روش قابلیت اطمینان مرتبه دوم از بسط تیلور مرتبه دوم برای تعیین نقطه MMP استفاده می‌شود.

در این روش تابع $g(u)$ به‌صورت رابطه (۲۹) نوشته می‌شود.

$$g(U) \approx q(U) = g(u^*) + \nabla(u^*)(U - u^*)^T + \frac{1}{2}(U - u^*)H(u^*)(U - u^*)^T \quad (۲۹)$$

در رابطه (۲۹) $H(u^*)$ ماتریس Hessian می‌باشد که به صورت رابطه (۳۰) نوشته می‌شود.

پس از یک مجموعه ساده‌سازی مانند گردش مختصات و قطری‌سازی، رابطه (۲۹) به‌صورت رابطه (۳۱) نوشته می‌شود که D یک ماتریس قطری می‌باشد.

مقدار خرابی احتمالی در روش SORM به‌صورت رابطه (۳۲) نوشته می‌شود (موری[3]، ۱۹۵۲).

$$H(u^*) = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 g}{\partial U_1^2} & \frac{\partial^2 g}{\partial U_1 U_2} & \cdots & \frac{\partial^2 g}{\partial U_1 U_n} \\ \frac{\partial^2 g}{\partial U_2 U_1} & \frac{\partial^2 g}{\partial U_2 U_2} & \cdots & \frac{\partial^2 g}{\partial U_2 U_N} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial^2 g}{\partial U_n U_1} & \frac{\partial^2 g}{\partial U_n U_2} & \cdots & \frac{\partial^2 g}{\partial U_n U_n} \end{pmatrix} \quad (۳۰)$$

$$q(U) = U_n - \left(\beta + \frac{1}{2}U'^T D U'\right) \quad (۳۱)$$

$$p_f = P\{g(X)\langle 0 = \Phi(-\beta)\prod_{i=1}^{n-1}(1+\beta k_i)^{1/2} \quad (۳۲)$$

در رابطه (۳۲) k_i نشان‌دهنده i امین خمیدگی منحنی تابع عملکرد $g(u)$ در نقطه MPP می‌باشد. البته می‌توان از رابطه (۳۳) برای تعیین شاخص قابلیت اطمینان بین دو روش FORM و SORM استفاده کرد و مقدار خرابی احتمالی و قابلیت اطمینان (شاخص سلامت) احتمالی را برای روش Form به‌دست آورد (ژائو و اونو[4]، ۱۹۹۹).

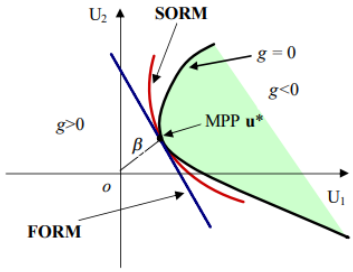
$$\left|\Phi(-\beta_s) - \Phi(\beta_f)\right| \le 0.05\Phi(-\beta_s) \quad (۳۳)$$

در شکل (۲) شماتیک روش‌های FORM و SORM نشان داده شده است (هوانگ و دوو[5]، ۲۰۰۸). همچنین روش‌های هوشمند جهت تعیین ارزیابی عملکرد ترانسفورماتور در بارهای مختلف وجود دارد (ترایپی و همکاران[6]، ۲۰۱۵). در شکل (۱) فلوچارت روش‌های قابلیت اطمینان FORM و SORM نشان داده شده است.

---

[1] Huang and Du
[2] Second Order Reliability Method (SORM)
[3] Murray
[4] Zhao and Ono
[5] Huang and Du
[6] Trappey, et al

در شکل (۲) فلوچارت روش‌های قابلیت اطمینان مرتبه اول و دوم از مرحله تبدیل داده‌های عددی به توزیع نرمال تا مرحله تعیین خرابی احتمالی متغیر کیفی نشان داده شده است.



شکل (۱): روش‌های Form و Sorm (هوانگ و دوو[1]، ۲۰۰۸)

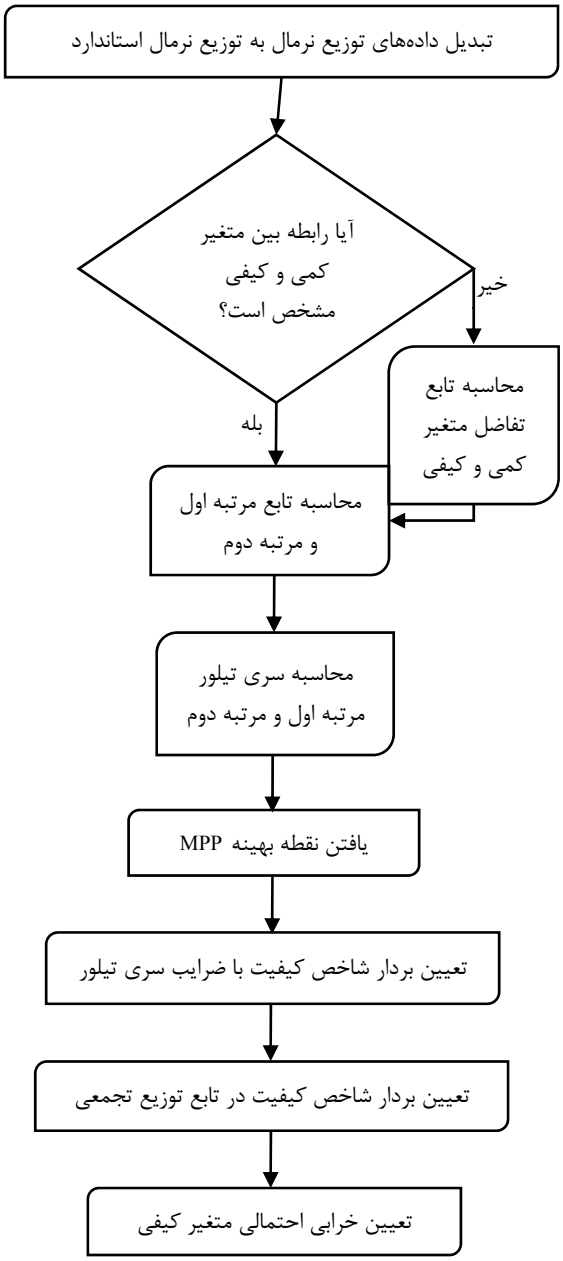
نتایج شبیه‌سازی

برای استفاده از روش‌های FORM و SORM اگر تابعی بین کیفیت یک ماده و نیروی خراب کننده آن ماده وجود داشته باشد، می‌توان از آن تابع به عنوان تابع $g(X)$ استفاده کرد. اما اگر تابع بین کیفیت یک ماده و نیروی خراب کننده آن ماده وجود داشته باشد، می‌توان از آن تابع به عنوان تابع $g(X)$ استفاده کرد. اما اگر تابع بین کیفیت و خرابی یک ماده مشخص نباشد کیفیت و خرابی هر ماده به تابع نرمال غیراستاندارد تبدیل شده و تابع $g(X)$ به‌صورت رابطه (۳۴) نوشته می‌شود. سپس تابع $g(X)$ از بعد x به بعد u تبدیل می‌شود و روش‌های FORM و SORM اعمال می‌شود.

$$g(X) = X_1 - X_2 \qquad (۳۴)$$

به عنوان مثال برای ترانسفورماتور T5 سد دز برخی از پارامترهای ترانسفورماتور به عنوان عامل خرابی و برخی دیگر از پارامترهای ترانسفورماتور به عنوان پارامتری که دارای کیفیت هستند و عامل خرابی باعث کاهش کیفیت آنها می‌شود در نظر گرفته شده‌اند. در ابتدا بعضی از نمونه‌های پارامترها مانند ولتاژ شکست روغن که برحسب کیلوولت است جهت نرمالیزه شدن بر مقدار اولیه خود در استاندارد تقسیم شده و مقدار خرابی احتمالی آنها در نرم افزار متلب[2] شبیه‌سازی شده است (سیگره[3]، ۲۰۱۹).

در مورد اول اثر گاز C_2H_2 بر روی ولتاژ شکست روغن دی‌الکتریک در نظر گرفته شده است. ولتاژ شکست روغن دارای توزیع نرمال $BVD \sim N(0.8, 0.125)$ و گاز C_2H_2 دارای توزیع نرمال $C_2H_2 \sim N(1.4, 0.566)$ می‌باشند. در شکل (۳) تابع CDF توزیع نرمال استاندارد مربوط به خرابی ولتاژ شکست روغن دی الکتریک در اثر گاز استیلن به همراه احتمال خرابی و شاخص قابلیت اطمینان نشان داده شده است.



شکل (۲): فلوچارت روش‌های قابلیت اطمینان مرتبه اول و دوم

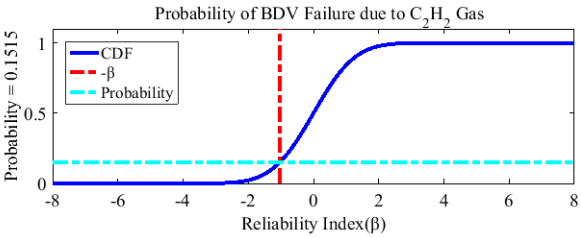
در شکل (۲) شاخص قابلیت اطمینان $\|\beta\|$ برابر با مقدار ۱/۰۳ بوده و براساس مقدار منفی شاخص قابلیت اطمینان

[1] Huang and Du

[2] MATLAB

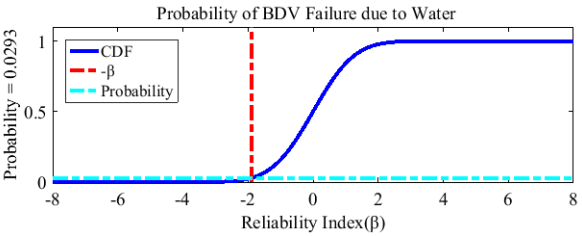
[3] CIGRE 2019

در رابطه (۲۷) لحاظ می‌شود. مقدار خرابی احتمالاتی ولتاژ شکست روغن ترانسفورماتور در مقابل گاز استیلن برابر با مقدار ۰/۱۵۱۵ می‌باشد و همچنین قابلیت اطمینان ولتاژ شکست روغن در مقابل گاز استیلن محلول در روغن ترانسفورماتور در مقابل خرابی گاز CO برابر با مقدار ۰/۸۴۸۵ یا همان ٪۸۴ می‌باشد. گاز استیلن در مواقع وجود قوس الکتریکی یا اتصال کوتاه در روغن ترانسفورماتور به همراه حرارت زیادی تولید می‌شود و سبب کاهش مقاومت ویژه روغن و تحمل ولتاژ شکست روغن می‌شود. با وجود خطای حرارتی شدید، روغن ترانسفورماتور به کک تبدیل می‌شود. در این هنگام اگر ولتاژ شکست روغن بالا باشد، می‌تواند از گسترش خطا جلوگیری کند.



شکل (۳): خرابی احتمالی ولتاژ شکست روغن در اثر گاز استیلن

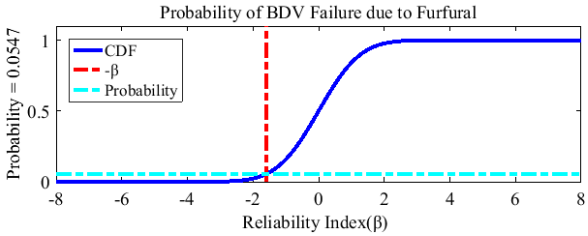
در مورد دوم اثر مؤلفه رطوبت بر روی ولتاژ شکست روغن دی الکتریک در ترانسفورماتور در نظر گرفته شده است. ولتاژ شکست دارای تابع توزیع نرمال $BVD \sim N(0.8, 0.125)$ و مؤلفه رطوبت دارای توزیع نرمال $Water \sim N(9.23, 4.801)$ می‌باشد. در شکل (۳) تابع CDF توزیع نرمال استاندارد مربوط به خرابی ولتاژ شکست روغن دی الکتریک در اثر مؤلفه رطوبت به همراه احتمال خرابی و شاخص قابلیت اطمینان نشان داده شده است.



شکل (۴): خرابی احتمالی ولتاژ شکست روغن در اثر مؤلفه رطوبت

در شکل (۴) شاخص قابلیت اطمینان $\|\beta\|$ برابر با مقدار ۱/۸۹بوده و براساس مقدار منفی شاخص قابلیت اطمینان که در رابطه (۲۷) لحاظ می‌شود مقدار خرابی احتمالاتی ولتاژ شکست روغن ترانسفورماتور در مقابل گاز مؤلفه رطوبت برابر با مقدار ۰/۰۲۹۳ می‌باشد و همچنین قابلیت اطمینان ولتاژ شکست روغن در مقابل خرابی رطوبت در روغن ترانسفورماتور برابر با مقدار ۰/۹۷۱ یا همان ٪۹۷ می‌باشد. مؤلفه رطوبت در اثر تجزیه عایق کاغذی ترانسفورماتور و یا از طریق نفوذ رطوبت از جو به روغن ترانسفورماتور نفوذ می‌کند. با افزایش رطوبت در روغن دی‌الکتریک ولتاژ شکست روغن کاهش یافته و تحمل روغن در مقابل تنش‌های الکتریکی کاهش می‌یابد. همچنین افزایش رطوبت باعث افزایش جریان نشتی در روغن ترانسفورماتور می‌شود.

در مورد سوم اثر مؤلفه فورفورال بر روی ولتاژ شکست روغن دی الکتریک در نظر گرفته شده است. ولتاژ شکست روغن دارای توزیع نرمال $BVD \sim N(0.8, 0.125)$ و مؤلفه فورفورال دارای توزیع نرمال $Furfural \sim N(0.48, 0.154)$ می‌باشد. در شکل (۵) تابع CDF توزیع نرمال استاندارد مربوط به خرابی ولتاژ شکست روغن دی الکتریک در اثر مؤلفه فورفورال به همراه احتمال خرابی و شاخص قابلیت اطمینان نشان داده شده است.

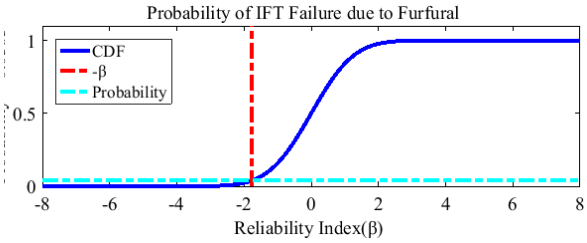


شکل (۵): خرابی احتمالی ولتاژ شکست روغن در اثر مؤلفه فورفورال

در شکل(۵) شاخص قابلیت اطمینان $\|\beta\|$ برابر با مقدار ۱/۶ بوده و براساس مقدار منفی شاخص قابلیت اطمینان که در رابطه (۲۷) لحاظ می‌شود مقدار خرابی احتمالاتی ولتاژ شکست روغن ترانسفورماتور در مقابل مؤلفه فورفورال برابر با مقدار۰/۰۵۴۷ می‌باشد و همچنین قابلیت اطمینان ولتاژ شکست روغن ترانسفورماتور در مقابل خرابی مؤلفه فورفورال برابر با مقدار ۰/۹۴۵۳ یا همان ٪۹۴می‌باشد. فورفورال در زمان فرسودگی عایق کاغذی ترانسفورماتور در روغن ترانسفورماتور ایجاد می‌شود. از مؤلفه فورفورال برای تعیین

درجه پلیمریزاسیون و تخمین عمر عایق کاغذی و همچنین به عنوان معیاری برای تعویض روغن ترانسفورماتور استفاده می‌شود (لین و همکاران[1]، ۲۰۱۵). وجود مؤلفه فورفورال، رطوبت و ذراتی نظیر براده آهن در روغن ترانسفورماتور باعث کاهش ولتاژ شکست روغن می‌شوند.

در مورد چهارم اثر مؤلفه فورفورال بر روی کشش سطحی روغن دی‌الکتریک در نظر گرفته شده است .کشش سطحی روغن دارای توزیع نرمال $IFT \sim N(0.78, 0.068)$ است که در مقابل مؤلفه فورفورال نرمالیزه شده است و مؤلفه فورفورال دارای توزیع نرمال $Furfural \sim N(0.48, 0.154)$ می‌باشد. در شکل (۵) تابع CDF توزیع نرمال استاندارد مربوط به خرابی کشش سطحی روغن دی الکتریک در اثر مؤلفه فورفورال به همراه احتمال خرابی و شاخص قابلیت اطمینان نشان داده شده است.



شکل(۶): خرابی احتمالی کشش سطحی روغن در اثر مؤلفه فورفورال

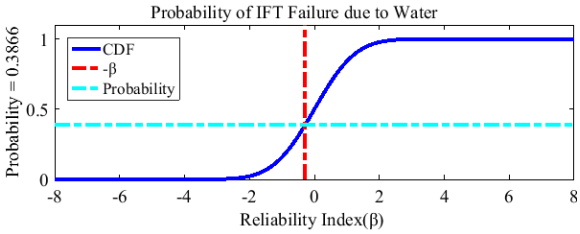
در شکل (۶) شاخص قابلیت اطمینان $\|\beta\|$ برابر با مقدار ۱/۷۷بوده و براساس مقدار منفی شاخص قابلیت اطمینان که در رابطه (۲۷) لحاظ می‌شود مقدار خرابی احتمالاتی پارامتر کشش سطحی روغن ترانسفورماتور در مقابل مؤلفه فورفورال برابر با مقدار ۰/۰۳۸۳ می‌باشد و همچنین قابلیت اطمینان کشش سطحی روغن ترانسفورماتور در مقابل خرابی مؤلفه فورفورال برابر با مقدار ۰/۹۶۱۷ یا همان ٪۹۶ می‌باشد. وجود مؤلفه فورفورال نیز باعث کاهش کشش سطحی روغن ترانسفورماتور می‌شود (سیگره، ۲۰۰۲).

در مورد پنجم اثر مؤلفه رطوبت بر روی کشش سطحی روغن دی‌الکتریک در نظر گرفته شده است. کشش سطحی روغن دارای توزیع نرمال $IFT \sim N(0.78, 0.068)$ و مؤلفه رطوبت دارای توزیع نرمال $Water \sim N(0.92, 0.48)$ می‌باشد که در مقابل کشش سطحی نرمالیزه شده است.

در شکل (۷) تابع CDF توزیع نرمال استاندارد مربوط به خرابی کشش سطحی روغن دی الکتریک در اثر مؤلفه رطوبت به همراه احتمال خرابی و شاخص قابلیت اطمینان نشان داده شده است.

در شکل (۷) شاخص قابلیت اطمینان $\|\beta\|$ برابر با مقدار ۰/۲۸۸ بوده و براساس مقدار منفی شاخص قابلیت اطمینان که در رابطه (۲۷) لحاظ می‌شود، مقدار خرابی احتمالاتی پارامتر کشش سطحی روغن ترانسفورماتور در مقابل مؤلفه رطوبت برابر با مقدار ۰/۳۸۶۶ می‌باشد و همچنین قابلیت اطمینان کشش سطحی روغن ترانسفورماتور در مقابل خرابی مؤلفه رطوبت برابر با مقدار ۰/۶۱۳۴ یا همان ٪۶۱ می‌باشد.

در مورد ششم اثر مؤلفه فورفورال بر روی درجه پلیمریزاسیون عایق کاغذی ترانسفورماتور در نظر گرفته شده است. درجه پلیمریزاسیون عایق کاغذی دارای توزیع نرمال $DP \sim N(0.45, 0.037)$ است که در مقابل مؤلفه فورفورال نرمالیزه شده است و مؤلفه فورفورال دارای توزیع نرمال $Furfural \sim N(0.48, 0.154)$ می‌باشد که در مقابل درجه پلیمریزاسیون نرمالیزه شده است. در شکل (۸) تابع CDF توزیع نرمال استاندارد مربوط به خرابی عایق کاغذی ترانسفورماتور در اثر مؤلفه فورفورال به همراه احتمال خرابی و شاخص قابلیت اطمینان نشان داده شده است.

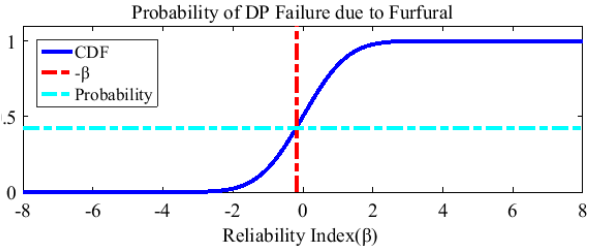


شکل (۷): خرابی احتمالی کشش سطحی روغن در اثر مؤلفه رطوبت

در شکل (۸) شاخص قابلیت اطمینان $\|\beta\|$ برابر با مقدار ۰/۱۸۹ بوده و براساس مقدار منفی شاخص قابلیت اطمینان که در رابطه (۲۷) لحاظ می‌شود، مقدار خرابی احتمالاتی پارامتر عایق کاغذی ترانسفورماتور در مقابل مؤلفه فورفورال برابر با مقدار ۰/۴۲۵۵ می‌باشد و همچنین قابلیت اطمینان

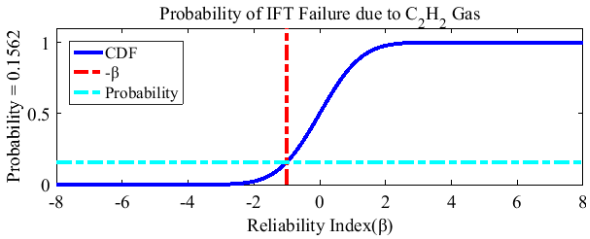
[1] Lin, et al.

درجه پلیمریزاسیون ترانسفورماتور در مقابل خرابی مؤلفه فورفورال برابر با مقدار ۰/۵۷۴۵ یا همان ٪۵۷ می‌باشد.



شکل (۸): خرابی احتمالی درجه پلیمریزاسیون عایق کاغذی در اثر مؤلفه فورفورال

در مورد هفتم اثر گاز C_2H_2 و وقوع قوس الکتریکی رخ داده بر روی کشش سطحی روغن دی الکتریک ترانسفورماتور در نظر گرفته شده است. کشش سطحی روغن دارای توزیع نرمال $IFT \sim N(0.78, 0.068)$ است و در مقابل نمونه های گاز استیلن نرمالیزه شده است و گاز C_2H_2 دارای توزیع نرمال $C_2H_2 \sim N(1.4, 0.566)$ می‌باشد. در شکل (۹) تابع CDF توزیع نرمال استاندارد مربوط به خرابی کشش سطحی روغن دی الکتریک در اثر گاز استیلن به همراه احتمال خرابی و شاخص قابلیت اطمینان نشان داده شده است.



شکل (۹): خرابی احتمالی کشش سطحی روغن در اثر گاز استیلن

در شکل (۹) شاخص قابلیت اطمینان $\|\beta\|$ برابر با مقدار ۱/۰۱ بوده و براساس مقدار منفی شاخص قابلیت اطمینان که در رابطه (۲۷) لحاظ می‌شود، مقدار خرابی احتمالاتی پارامتر کشش سطحی روغن ترانسفورماتور در مقابل گاز استیلن برابر با مقدار ۰/۱۵۶۲ می‌باشد و همچنین قابلیت اطمینان کشش سطحی روغن ترانسفورماتور در مقابل خرابی گاز استیلن برابر با مقدار ۰/۸۴۳۸ یا همان ٪۸۴ می‌باشد.

در جدول (۲) مشخصات و تأثیر خرابی برخی از پارامترهای مخرب در ترانسفورماتور T5 سد دز مانند گاز استیلن، رطوبت و فورفورال بر ولتاژ شکست روغن، کشش سطحی و درجه پلیمریزاسیون عایق کاغذی به همراه شاخص قابلیت اطمینان (β) و مقدار خرابی احتمالی بدست آمده از روش FORM و SORM نشان داده شده است. سطح ولتاژ و توان نامی ترانسفورماتور T5 به ترتیب برابر با 132/230 kV و 84 MVA می‌باشد.

همانطور که در جدول (۲) دیده می‌شود مقدار خرابی گاز استیلن بر روی ولتاژ شکست برابر با مقدار ٪۱۵، مقدار خرابی مؤلفه رطوبت بر روی ولتاژ شکست برابر با مقدار ٪۲ و مقدار خرابی مؤلفه فورفورال بر روی ولتاژ شکست روغن برابر با مقدار ٪۵ می‌باشد. از طرفی مقدار خرابی احتمالی مؤلفه فورفورال بر روی کشش سطحی روغن برابر با مقدار ٪۳، مقدار خرابی احتمالی مؤلفه رطوبت بر روی کشش سطحی روغن برابر با مقدار ٪۳۸ و مقدار خرابی احتمالی گاز استیلن بر روی کشش سطحی روغن برابر با مقدار ٪۱۵ می‌باشد. در مجموع خرابی احتمالی روغن ترانسفورماتور از مجموع خرابی‌های ولتاژ شکست و کشش سطحی به‌دست می‌آید (Oil IFT + Oil BDV). بیشترین خرابی کشش سطحی روغن در اثر خرابی مؤلفه رطوبت (٪۳۸) و بیشترین خرابی ولتاژ شکست در اثر گاز استیلن و وقوع قوس الکتریکی (٪۱۵) به‌وجود آمده است.

جدول (۲): مشخصات و تأثیر خرابی برخی از پارامترهای مخرب در ترانسفورماتور T5 سد دز

u_1	u_2	β	Form Fail	Sorm Fail
Oil BDV	C_2H_2	1.03	0.1515	0.1590
Oil BDV	Water	1.89	0.0293	0.0307
Oil BDV	Acidity	5.83	-	-
Oil BDV	DF	6.13	-	-
Oil BDV	Furfural	1.6	0.0547	0.0574
Oil IFT	Furfural	1.77	0.0383	0.0402
Oil IFT	Water	0.288	0.3866	0.4059
Oil IFT	C_2H_2	1.01	0.1562	0.1640
Oil IFT	Acidity	10.44	-	-
Insulated paper DP	Furfural	0.189	0.4255	0.4467
(Oil IFT + Oil BDV)			0.6604	0.6932
(Insulated paper DP)			0.4255	0.4467
Oil Insulation Reliability= 1- (Oil IFT + Oil BDV)			0.3396	0.3065
Paper Insulation Reliability = 1- (Insulated paper DP)			0.5745	0.5533

در جدول (۲) مقدار خرابی‌ها و مقدار قابلیت اطمینان برای روغن و عایق کاغذی ترانسفورماتور از دو روش FORM و SORM بدست آمده است. مقدار خرابی‌های ولتاژ شکست

جدول (۳): مقایسه خرابی‌ها در روش‌های Form و Sorm برای پنج ترانسفورماتور نمونه

نام ترانسفورماتور	T1 Dez	T2 Dez	T1 Karkheh	T2 Karkheh	T3 Karkheh
Company	Canadian General	Brown Boveri	ELIN	ELIN	Iran Transfo
سن (سال)	35	45	14	14	15
سطح ولتاژ (kV)	230	230	410	410	410
توان نامی (MVA)	84	84	160	160	160
Form Fail	0.4781	0.5641	0.2417	0.2158	0.1889
Sorm Fail	0.5114	0.5923	0.2537	0.2265	0.1983
Reliability	0.75%	0.73%	0.86%	0.88%	0.91%

روغن و کشش سطحی روغن ترانسفورماتور T5 سد دز در مقابل خرابی مؤلفه اسید و ضریب تلفات بسیار کوچک می‌باشد و بنابراین این مقدار خرابی صفر در نظر گرفته می‌شود. با تعویض روغن یا فیلتراسیون روغن می‌توان شاخص سلامت روغن ترانسفورماتور را افزایش داد. با محاسبات انجام شده برای ترانسفورماتور T5 سد دز اگر شاخص سلامت روغن و عایق کاغذی را با هم جمع کنیم و میانگین بگیریم، شاخص سلامت کلی ترانسفورماتور در روش‌های FORM و SORM به ترتیب برابر با ۰/۴۵ یا ۴۵٪ و ۰/۴۲ یا ۴۲٪ می‌باشد. (اسکاتیجیو و پمپیلی[1]،۲۰۱۳) با میانگین‌گیری از شاخص‌های مکانیکی، حرارتی، عایق کاغذی و شاخص سلامت روغن، شاخص سلامت ترانسفورماتور را محاسبه می‌کند.

در جدول (۳) مقدار خرابی و قابلیت احتمالی برای بعضی از ترانسفورماتورهای سد دز و کرخه محاسبه گردیده است. در این ترانسفورماتورها داده‌های اندازه‌گیری در چندین مرحله به صورت توزیع آماری تبدیل شده و روش‌های قابلیت اطمینان بر روی آنها اعمال می‌شود. این ترانسفورماتورها دارای سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلو ولت می‌باشند و به شبکه فشارقوی متصل می‌شوند.

در جدول (۳) مقدار خرابی و قابلیت اطمینان احتمالی پنج نمونه ترانسفورماتور با توان‌های مختلف توسط روش‌های FORM و SORM با یکدیگر مقایسه شده است. روش SORM به‌دلیل غیرخطی بودن، محدوه بیشتری از خرابی ها را پوشش می‌دهد و در نتیجه مقدار خرابی را بیشتر از روش Form نشان می‌دهد. به عبارتی روش SORM دقیق-تر از روش FORM می‌باشد.

نتیجه گیری

در این مقاله بعضی از پارامترهای ترانسفورماتور مانند کشش سطحی روغن، ولتاژ شکست روغن و درجه پلیمریزاسیون که دارای ساختار مقاومتی هستند با بعضی از پارامترهای مخرب مانند مؤلفه‌های رطوبت، اسید، فورفورال و گاز استیلن محلول در روغن ترانسفورماتور به عنوان متغیرهای کمی و کیفی مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در ابتدا از تابع توزیع نرمال برای تعیین پارامترهای کمی و کیفی ترانسفورماتور استفاده شد. سپس این پارامترها از بعد x با استفاده از تابع توزیع نرمال استاندارد به بعد u تبدیل شد و در ادامه از روش‌های FORM و SORM برای تخمین کیفیت، خرابی و در نهایت قابلیت اطمینان (شاخص سلامت احتمالی) ترانسفورماتور استفاده شد. روش FORM از بسط اول سری تیلور برای بهینه‌سازی نقاط استفاده می‌کند. در این روش یک نقطه به عنوان MMP انتخاب می‌شود که حداقل فاصله بین کیفیت یک ماده و خرابی آن ماده می‌باشد. اندازه‌ی نقطه MMP تا مبدأ که توسط نُرم[2] ۲ ضرایب سری تیلور محاسبه می‌شود به عنوان شاخص قابلیت اطمینان شناخته می‌شود و مقدار منفی شاخص سلامت در تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد معرف خرابی ماده می‌باشد. در ادامه خرابی‌ها برای همه پارامترهایی که ساختار مقاومتی در ترانسفورماتور دارند محاسبه گردید و شاخص سلامت احتمالی پارامترهای کیفی ترانسفورماتور از تفریق عدد ۱ از مقدار خرابی محاسبه شده برای همه پارامترهای کمی که عوامل مخرب هستند، به دست آمد. سپس از رابطه (۳۳) برای تخمین خرابی‌ها در روش SORM استفاده گردید. استفاده از روش SORM بر این شرط استوار است که تابع $g(u)$ دارای مشتق مرتبه دوم

[1] Scatiggio and Pompili

[2] Norm

نیز باشد. در شکل (۱) که نشان‌دهنده روش‌های FORM و SORM هستند مشخص است که در روش SORM مرز بین خرابی و کیفیت یک ماده با نیم دایره قرمز رنگ مشخص شده است. این خط قرمز رنگ بنا به حالت غیر خطی که دارد محدوده دقیق‌تری از خرابی را مشخص می‌کند. زیرا دینامیک خرابی در اکثر تجهیزات به صورت غیر خطی می‌باشد. اما در روش FORM مرز بین خرابی و کیفیت یک ماده با یک خط مستقیم آبی رنگ که بیان‌کننده سری تیلور مرتبه اول (به صورت خطی) است، مشخص شده است. بنابراین روش FORM دقت کمتری نسبت به روش SORM دارد و محدوده کوچکتری از مقدار خطا را تعیین می‌کند. بنا به نتایج محاسبات انجام شده در جدول (۲) مشخص است که مقدار و محدوده خطا در روش SORM بیشتر و دقیق‌تر از روش FORM می‌باشد. با مقایسه خرابی‌ها در جدول (۲) می‌توان نتیجه گرفت که خرابی‌ها در روش SORM بزرگتر از روش FORM می‌باشند، زیرا عملکرد روش SORM به‌صورت غیر خطی می‌باشد ولی در روش FORM مرز بین حالت خرابی و کیفیت ماده یک خط می‌باشد و این روش به‌صورت محافظه‌کارانه عمل می‌کند. در صورتی‌که روش SORM عملکرد بهتری نسبت به روش FORM دارد و خرابی‌های یک سیستم را به‌صورت دقیق تری مشخص می‌کند. به عبارتی در جدول (۲) و (۳) با استفاده از داده‌های ترانسفورماتورهای نیروگاه‌های برق‌آبی سد دز و کرخه خرابی‌های محاسبه شده برای روش SORM بیشتر از روش FORM می‌باشد. اگرچه شاخص سلامت احتمالی محاسبه‌شده در روش SORM کمتر از روش FORM می‌باشد، ولی روش SORM دقیق‌تر از روش FORM می‌باشد.

مراجع

1- CIGRE A2.49, (2019), "Condition Assessment of Power Transformers", Technical Brochure, No. 761.

2- A. Azmi, J. Jasni, N. Azis, and, M. A. Kadir, (2017), "Evolution of transformer health index in the form of mathematical equation. Renewable and Sustainable Energy Reviews", Vol.76, pp.687-700.

3- J. I. Aizpurua, B. G. Stewart, S. D. J. McArthur, B. Lambert, J. G. Cross, and V. M. Catterson, (2019), "Improved power transformer condition monitoring under uncertainty through soft computing and probabilistic health index", Applied Soft Computing, Vol. 85.

4- A. M. Abd-Elhady, M. E. Ibrahim, T. A. Taha, and M. A. Izzularab, (2018), "Effect of temperature on AC breakdown voltage of nanofilled transformer oil", IET Science, Measurement & Technology, Vol.12, Issue.1, pp, 138-144.

5- N. A. Baka, A. Abu-Siada, S. Islam, and M. F. El-Naggar, (2015), "A new technique to measure interfacial tension of transformer oil using UV-Vis spectroscopy", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22, Issue.2, pp. 1275-1282.

6- G. Brandtzaeg, (2015), "Health indexing of Norwegian power transformers", MS thesis. NTNU.

7- CIGRE A2.49, (2019), "Condition Assessment of Power Transformers", Technical Brochure, No. 761.

8- CIGRE A2.18, (2002), "Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers" Technical Brochure, No. 227.

9- CIGRE A2.30, (2008), "Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems, Technical Brochure CIGRE, No. 349.

10- W. Chen, Z. Gu, J. Zou, F. Wan, and Y. Xiang, (2016), "Analysis of furfural dissolved in transformer oil based on confocal laser Raman spectroscopy", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.23, Issue.2, pp, 915-921.

11- A. Dehghani-Ashkezari, H. Ma, T. K. Saha, and C. Ekanayake, (2013), "Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.20, Issue3, pp.965-973.

12- S. Forouhari, and, A. Abu-Siada, (2015), "Remnant life estimation of power transformer based on IFT and acidity number of transformer oil", In IEEE 11th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), pp. 552-555.

13- I. G. N. S. Hernanda, A. C. Mulyana, D. A. Asfani, I. M. Y. Negara, and D. Fahmi, (2014), "Application of health index method for transformer condition assessment", TENCON- IEEE Region 10 Conference, pp.1-6.

14- B. Huang and X. Du, (2008), "Probabilistic uncertainty analysis by mean-value first order saddle point approximation", Reliability Engineering & System Safety, Vol. 93, Issue 2, pp. 325-336.

15- G. C. Jaiswal, M. S. Ballal, H. M. Surywanshi, and M. Wath, (2020), "Diagnostic Approach and Condition Monitoring Methods to Boost up the Reliability of Transformer", IEEE First International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC), pp.1-5.

16- Y. Lin, L. Yang, R. Liao, W. Sun, and Y. Zhang, (2015), "Effect of oil replacement on furfural analysis and aging assessment of power transformers", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22, Issue. 5, pp. 2611-2619.

17- M. A. Martins, (2014), "Condition and risk assessment of power transformers: a general approach to calculate a Health Index", Ciência & Tecnologia dos Materiais, Vol. 26, Issue 1, pp. 9-16.

18- R. Murray, (1952), "Remarks on a multivariate transformation", The annals of mathematical statistics, Vol. 23, Issue 3, pp. 470-472.
19- D. Peng, D. Yang, C. Wang, and M. Li, (2009), "The influence of transformer oil aging to dielectric dissipation factor and its insulating lifetime", In 2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference IEEE, pp.1-4.
20- A. J. C. Trappey, C. V. Trappey, L. Ma, and J. C. M. Chang, (2015), "Intelligent engineering asset management system for power transformer maintenance decision supports under various operating conditions", Computers & Industrial Engineering, Vol. 84, pp. 3 -11.
21- H. Zeinoddini-Meymand, B. Vahidi, (2016), "Health index calculation for power transformers using technical and economical parameters", IET Science, Measurement & Technology, Vol. 10, Issue. 7, pp. 823-830.
22- Y. G. Zhao, and T. Ono, (1999), "A general procedure for first/second-order reliability method (FORM/SORM)", Structural safety, Vol. 21, Issue 2, pp. 95-112.
23- CIGRE A2.18, (2002), "Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers" Technical Brochure, No. 227.
24- F., Scatiggio, & M., Pompili, (2013). Health index: The TERNA's practical approach for transformers fleet management. In 2013 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC) (pp. 178-182). IEEE.
25- -S.,Tenbohlen, J., Jagers, ,J., Gebauer, P., Müller, J., Lapworth, S., Yukiyasu, & L., Bo, (2012). „Transformer Reliability Survey–Interim Report ". Electra, vol,261, pp.46-49.
26- J. Foros & M. Istad (2020). Health index, risk and remaining lifetime estimation of power transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, *35*(6), 2612-2620.
27- D. G. T. Da Silva, H. J. B. Da Silva, F. P Marafão, H. K. M . Paredes, F.A.S. Gonçalves, (2021). Enhanced health index for power transformers diagnosis. *Engineering Failure Analysis*, *126*, 105427.
28- S. Milosavljevic, A. Janjic, (2020). Integrated transformer health estimation methodology based on Markov chains and evidential reasoning. Mathematical Problems in Engineering, 2020.
29- S.,Li , G.,Wu, H. Dong, L., Yang, X., Zhen, (2020). Probabilistic health index-based apparent age estimation for power transformers. *IEEE Access*, *8*, 9692-9701.
30- A. ,Mohd Selva, N., Azis, N.S., Shariffudin, M.Z.A., Ab Kadir, J.Jasni, M.S. Yahaya, M.A. Talib, (2021). Application of statistical distribution models to predict health index for condition-based management of transformers. *Applied Sciences*, *11* (6), 2728.

https://dorl.net/dor/20.1001.1.23225882.1400.8.31.5.4

نشریه علمی سد و نیروگاه برق‌آبی ایران
سال هشتم/ شماره سی و یکم/ زمستان ۱۴۰۰

Journal of Iranian Dam and Hydroelectric PowerPlant
8th Year/ No. 31/ March 2022

Power transformers health index calculation using reliability methods for the case study of the Dez Dam and Karkheh Dam hydro power plants

Morteza Saeed[1]
Hamed Zeinoddini-Meymand *[2]
Davoud Abootorabi Zarchi[3]

Abstract

Transformers in power plants act as intermediaries between the power plant and the power grid, which are affected by electrical stresses such as switching, thermal stresses such as overload and arc, and chemical reactions in the dielectric oil. Acid and moisture components cause deterioration of transformer oil and paper insulation. Condition assessment of transformers is a method to predict and prevent spreading of faults in power transformers. The purpose of this paper is to evaluate the health condition of sample transformers of Dez and Karkheh dam hydro power plants using the proposed probabilistic method. The voltage levels of these transformers are 410 and 230 kV and the possible first-order and second-order reliability methods used to determine failure in materials or structures are based on the data of the transformers of Dez and Karkheh dam power plants to determine the reliability assessment. The results are compared and the efficiency of the proposed methods is demonstrated.

Keywords

Probabilistic transformer health index, First and second order reliability, Condition evaluation of transformers

[1] MSc student, Graduate University of Advanced Technology, Kerman, Iran.
[2] *Assistant Professor, Graduate University of Advanced Technology, Kerman, Iran. h.zeinoddini@kgut.ac.ir
[3] Assistant Professor, Department of Electrical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran.

Received: 2021/10/05 Accepted: 2022/04/03