هندبوک ترانسفورماتور

مترجمین:
آرش آقائی فر
حرمت اله فیروزی

انتشارات تحفه
Tohfeh Publishing

نیروگاه شهید رجائی
مرکز اسناد فنی و کتابخانه
تاریخ ورود مدرک .....

به نام خداوند بخشنده مهربان

هندبوک ترانسفورماتور

ABB

مترجمین:
آرش آقائی فر
حرمت اله فیروزی

سرشناسه	:	استریکن، اگیل Stryken, Egil
عنوان و نام پدیدآور	:	هندبوک ترانسفورماتور ABB/ [اگیل استریکن]؛ مترجمین آرش آقائی‌فر، حرمت‌اله فیروزی.
مشخصات نشر	:	تهران: تحفه، ۱۴۰۰.
مشخصات ظاهری	:	۳۷۲ ص.
شابک	:	۹۰۰۰۰۰ ریال : 978-600-8243-39-7
وضعیت فهرست نویسی	:	فیپا
یادداشت	:	کتاب حاضر از متن انگلیسی با عنوان "Transformator handbook" به فارسی ترجمه شده است.
موضوع	:	مبدل‌های الکترونیکی -- طراحی و ساخت -- دستنامه‌ها -- Design and construction -- Handbooks, Electronic transformers manuals, etc.
شناسه افزوده	:	آقائی‌فر، آرش، ۱۳۵۵-، مترجم
شناسه افزوده	:	فیروزی، حرمت‌الله، ۱۳۶۰ - ، مترجم
رده بندی کنگره	:	TK۲۵۵۱
رده بندی دیویی	:	۶۲۱/۳۱۴
شماره کتابشناسی ملی	:	۸۷۱۰۸۰۸
اطلاعات رکورد کتابشناسی	:	فیپا

نام کتاب: ..... **هندبوک ترانسفورماتور ABB**

مترجمین: ..... **آرش آقائی‌فر- حرمت اله فیروزی**

ویراستار: ..... **ایلناز نواب‌پور**

ناشر: ..... نشر تحفه

نوبت چاپ: ..... اول / ۱۴۰۰

شمارگان: ..... ۱۰۰۰ نسخه

چاپ و صحافی: ..... طیف نگار

قیمت: ..... ۹۰۰۰۰ تومان

نشر تحفه: تهران ـ خیابان انقلاب ـ ضلع شرقی دانشگاه تهران ـ خیابان قدس ـ پلاک ۳ ـ واحد ۶

تلفن: ۶۶۴۹۸۲۸۶ فکس: ۶۶۹۵۵۹۱۶

خرید کتاب از طریق تلفن: ۴۴۲۸۸۵۲۱ - ۰۲۱ و یا آدرس سایت

www.atecco.ir مقدور می‌باشد.

این اثر، مشمول قانون حمایت مؤلفان و مصنفان و هنرمندان مصوب ۱۳۴۸ است، هر کس تمام یا قسمتی از این اثر را بدون اجازه مؤلف (ناشر) نشر یا پخش یا عرضه کند مورد پیگرد قانونی قرار خواهد گرفت.

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
پیشگفتار	
فصل اول: اصول کار ترانسفورماتور	۱
۱. ۱. معرفی	۱
۱. ۲. انتخاب ولتاژ سیستم	۱
۱. ۳. نحوه‌ی کار ترانسفورماتور	۲
۱. ۴. مدار معادل	۴
۱. ۵. نسبت تبدیل و افت ولتاژ	۴
۱. ۶. راندمان	۷
۱. ۷. جریان و تلفات بی‌باری	۸
۱. ۸. تلفات بار	۱۴
۱. ۹. امپدانس اتصال کوتاه	۱۵
۱. ۱۰. نیروهای الکترومغناطیسی	۱۹
۱. ۱۱. صدای ترانسفورماتور	۲۳
۱. ۱۲. اتصالات ترانسفورماتورهای سه‌فاز	۲۸
فصل دوم: انواع ترانسفورماتور و راکتور و کاربرد آن‌ها	۳۳
۲. ۱. معرفی	۳۳
۲. ۲ مشخصات مشترک در همه‌ی ترانسفورماتورها	۳۳
۲. ۳ ترانسفورماتورهای توزیع	۳۵
۲. ۳. ۱. ترانسفورماتورهای توزیع بزرگ	۳۵

۲. ۳. ۲. ترانسفورماتورهای توزیع متوسط ۳۷
۲. ۳. ۳. ترانسفورماتورهای توزیع کوچک ۳۹
۲. ۳. ۴. ترانسفورماتورهای توزیع خشک ۴۱
۲. ۳. ۵. سایر ترانسفورماتورهای توزیع ۴۳
۲. ۴ ترانسفورماتورهای قدرت ۴۷
۲. ۴. ۱. ترانسفورماتورهای افزاینده‌ی نیروگاهی ۴۹
۲. ۴. ۲. ترانسفورماتورهای کاهنده ۵۱
۲. ۴. ۳. ترانسفورماتورهای شبکه‌ی انتقال ۵۱
۲. ۴. ۴. ترانسفورماتورهای صنایع ۶۵
۲. ۴. ۵. ترانسفورماتورهای حمل‌ونقل ریلی ۷۰
۲. ۵. راکتورها ۷۲
۲. ۵. ۱. راکتورهای شنت ۷۲
۲. ۵. ۲. راکتورهای محدود کننده‌ی جریان ۷۸
۲. ۵. ۳. راکتورهای زمین کننده‌ی نوترال ۸۱
۲. ۵. ۴. راکتورهای میراکننده‌ی خازن ۸۲
۲. ۵. ۵. راکتورهای فیلتر ۸۲
۲. ۵. ۶. ترانسفورماتورهای زمین ۸۴
۲. ۵. ۷. راکتورهای خاموش کننده‌ی قوس ۸۵
۲. ۵. ۸. راکتورهای هموارسازی جریان ۹۷
۲. ۶. اطلاعات موردنیاز برای سفارش گذاری ترانسفورماتور ۱۰۰
۲. ۶. ۱. اطلاعات الزامی ۱۰۱
۲. ۶. ۲. اطلاعات ویژه ۱۰۲
۲. ۶. ۳. بهره‌برداری به‌صورت موازی ۱۰۴
۲. ۶. ۴. محاسبه‌ی توان نامی با توجه به بارهای هارمونیکی ۱۰۵
۲. ۶. ۵. محاسبه‌ی توان نامی ترانسفورماتورهای تغذیه‌کننده‌ی بارهای موتوری ۱۰۵

فصل سوم: مبانی طراحی و ساختمان ترانسفورماتور ۱۰۹
۳. ۱. معرفی ۱۰۹
۳. ۲. هسته ۱۰۹
۳. ۳. سیم‌پیچ‌ها ۱۱۳
۳. ۳. ۱. انواع سیم‌پیچ‌ها ۱۱۵
۳. ۳. ۲. عایق‌بندی اصلی ترانسفورماتور ۱۲۰
۳. ۳. ۳. خنک‌کندگی سیم‌پیچ‌ها ۱۲۲
۳. ۳. ۴. استقامت در برابر اتصال کوتاه ۱۲۳

۳. ۴. مخزن ۱۲۵
۳. ۵. آماده‌سازی سطوح ۱۲۷
۳. ۶. استقامت در برابر زلزله ۱۲۸
۳. ۷. درجه‌ی حفاظت IP ۱۲۹
۳. ۷. ۱. کلیات ۱۲۹
۳. ۷. ۲. درجه‌ی حفاظت در برابر اشیاء جامد ۱۲۹
۳. ۷. ۳. درجه‌ی حفاظت در برابر آب ۱۳۰
۳. ۷. ۴. مقایسه با استاندارد NEMA ۱۳۰
۳. ۸. نام‌گذاری ترمینال‌ها ۱۳۱
۳. ۸. ۱. ترانسفورماتورهای تکفاز ۱۳۱
۳. ۸. ۲. ترانسفورماتورهای سه‌فاز ۱۳۲
۳. ۹. پلاک مشخصات ۱۳۳
۳. ۱۰. تاب آوری در برابر امواج الکترومغناطیسی ۱۳۴
۳. ۱۰. ۱. تعریف ۱۳۴
۳. ۱۰. ۲. اختلال الکترومغناطیسی در ترانسفورماتور ۱۳۵
۳. ۱۰. ۳. میدان الکترومغناطیسی در مجاورت ترانسفورماتور ۱۳۸
۳. ۱۰. ۴. تاثیر میدان‌های الکترومغناطیسی بر انسان ۱۳۹

فصل چهارم: مواد، متعلقات و تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتور ۱۴۳
۴. ۱. معرفی ۱۴۳
۴. ۲. مواد ترانسفورماتور ۱۴۳
۴. ۲. ۱. مواد هسته ۱۴۳
۴. ۲. ۲. هادی‌ها ۱۴۴
۴. ۲. ۳. مواد عایقی ۱۴۴
۴. ۳. متعلقات ترانسفورماتور ۱۴۷
۴. ۳. ۱. ترمینال و بوشینگ ۱۴۷
۴. ۳. ۲. سیستم‌های خنک کننده ۱۵۶
۴. ۳. ۳. تنظیم کننده‌های ولتاژ (تپ‌چنجر) ۱۶۰
۴. ۴. تجهیزات جانبی و حفاظت‌های ترانسفورماتور ۱۶۷
۴. ۴. ۱. رله‌ی بوخهلتس ۱۶۷
۴. ۴. ۲. ترمومترها ۱۶۷
۴. ۴. ۳. ترانسفورماتور جریان بوشینگی ۱۶۸
۴. ۴. ۴. رطوبت‌گیر ۱۶۸
۴. ۴. ۵. سیستم‌های حفاظت از روغن ۱۶۹

۴. ۴. ۶. روغن‌نما ۱۶۹
۴. ۴. ۷. فشارشکن ۱۷۰
۴. ۴. ۸. رله‌ی فشار ناگهانی ۱۷۰
۴. ۴. ۹. تجهیزات حفاظت در برابر اضافه‌ولتاژ ۱۷۰
۴. ۴. ۱۰. چرخ‌های حمل ۱۷۱
۴. ۴. ۱۱. مونیتورینگ آنلاین گاز ۱۷۲
۴. ۴. ۱۲. نشان‌دهنده‌ی گردش روغن/آب ۱۷۲
۴. ۴. ۱۳. حداقل تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتورهای قدرت و راکتورهای روغنی ۱۷۲
۴. ۴. ۱۴. سیستم‌های مونیتورینگ آنلاین ۱۷۳
۴. ۴. ۱۵. تجهیزات جانبی و حفاظتی ترانسفورماتورهای توزیع ۱۷۳

فصل پنجم: نصب، راه‌اندازی، بهره‌برداری، سرویس و نگهداری از ترانسفورماتور ۱۷۷
۵. ۱. معرفی ۱۷۷
۵. ۲. نصب ۱۷۷
۵. ۲. ۱. مسئولیت‌ها ۱۷۷
۵. ۲. ۲. اینکوترمز ۱۷۷
۵. ۲. ۳. ترانسفورماتورهای قدرت و توزیع بزرگ ۱۷۸
۵. ۲. ۴. ترانسفورماتورهای توزیع ۱۷۹
۵. ۳. راه‌اندازی ۱۸۵
۵. ۳. ۱. برق‌دار کردن ۱۸۵
۵. ۳. ۲. مدارک و مستندات ۱۸۷
۵. ۴. بهره‌برداری از ترانسفورماتور ۱۸۷
۵. ۴. ۱. اقدامات احتیاطی و ایمنی ۱۸۷
۵. ۴. ۲. بارگیری و کاهش عمر ترانسفورماتور ۱۸۷
۵. ۴. ۳. عملکرد موازی ۱۹۹
۵. ۴. ۴. فرکانس ۲۰۰
۵. ۴. ۵. حفاظت‌های ترانسفورماتور ۲۰۰
۵. ۵. پایش وضعیت ترانسفورماتور ۲۰۱
۵. ۵. ۱. کلیات ۲۰۱
۵. ۵. ۲. پایش وضعیت سطح بالا ۲۰۲
۵. ۵. ۳. پایش وضعیت سطح پایین ۲۰۳
۵. ۵. ۴. بازرسی از ترانسفورماتور در شرایط برق‌دار بودن ۲۰۴
۵. ۵. ۵. بازرسی از ترانسفورماتور در شرایط خاموشی ۲۰۴
۵. ۶. سرویس و نگهداری ۲۰۵

۵. ۶. ۱. کلیات ۲۰۵
۵. ۶. ۲. سرویس و نگهداری در شرایط تحت بار بودن ترانسفورماتور ۲۰۵
۵. ۶. ۳. سرویس و نگهداری در شرایط خاموشی ترانسفورماتور ۲۰۵
۵. ۶. ۴. بررسی عیوب احتمالی در ترانسفورماتور ۲۰۶
۵. ۶. ۵. روغن و سیستم عایقی ترانسفورماتور ۲۱۲
۵. ۶. ۶. بوشینگ‌ها و اتصالات ۲۱۲
۵. ۶. ۷. تپ‌چنجر آفسیرکت ۲۱۳
۵. ۶. ۸. تپ‌چنجر تحت‌بار ۲۱۳
۵. ۶. ۹. موتور درایو ۲۱۳
۵. ۶. ۱۰. فیلتر روغن ۲۱۴
۵. ۶. ۱۱. سیستم خنک‌کننده ۲۱۴
۵. ۶. ۱۲. منبع انبساط با ایربگ ۲۱۴
۵. ۶. ۱۳. واشرها ۲۱۴
۵. ۶. ۱۴. ترانسفورماتورهای خشک ۲۱۴
۵. ۶. ۱۵. حفاظت سطوح ۲۱۵
۵. ۷. اسقاط پس از پایان بهره‌برداری ۲۱۵
۵. ۷. ۱. مقررات محلی ۲۱۵
۵. ۷. ۲. استفاده‌ی مجدد ۲۱۶
۵. ۷. ۳. پسماند ۲۱۶
۵. ۷. ۴. روغن آلوده به PCB ۲۱۶

فصل ششم: اضافه‌ولتاژ و محدودیت‌های ناشی از اضافه‌ولتاژ ۲۱۹
۶. ۱. معرفی ۲۱۹
۶. ۲. محدودیت‌های ناشی از اضافه‌ولتاژهای موقت ۲۲۱
۶. ۲. ۱. اضافه‌ولتاژهای ناشی از خطای زمین ۲۲۱
۶. ۲. ۲. اضاف‌ولتاژهای ناشی از حذف ناگهانی بار ۲۲۲
۶. ۲. ۳. اضافه‌ولتاژهای ناشی از فرورزونانس ۲۲۳
۶. ۳. محدودیت‌های ناشی از اضافه‌ولتاژهای گذرا ۲۲۴
۶. ۳. ۱. انواع تجهیزات حفاظتی در برابر اضافه‌ولتاژ ۲۲۴
۶. ۳. ۲. مشخصات فنی برقگیرهای اکسید فلزی ۲۲۶
۶. ۳. ۳. اضافه‌ولتاژهای داخلی ناشی از نوسانات فرکانس بالا ۲۳۶
۶. ۳. ۴. اضافه‌ولتاژهای انتقالی در ترانسفورماتور ۲۴۲
۶. ۳. ۵. اقدامات احتیاطی ویژه برای ترانسفورماتورهای خشک ۲۴۳

فصل هفتم: ارزش تلفات و طراحی بهینه‌ی ترانسفورماتور ۲۴۷
۷. ۱. معرفی ۲۴۷
۷. ۲. تلفات بی باری ۲۴۹
۷. ۳. تلفات بار ۲۴۹
۷. ۴. پارامترهای تاثیرگذار بر محاسبه‌ی ارزش تلفات ۲۵۰
۷. ۵. ارزش‌گذاری تلفات بی‌باری ۲۵۲
۷. ۶. ارزش‌گذاری تلفات بار ۲۵۶
۷. ۷ محاسبه‌ی هزینه‌ی توان مصرفی تجهیزات خنک‌کنندگی ۲۵۹
۷. ۸. نتیجه‌گیری ۲۶۰

پیشگفتار

کتابی که در پیش رو دارید ترجمه‌ی ویرایش سوم هندبوک ترانسفورماتور ABB است که توسط ۹نفر از متخصصین باتجربه‌ی این شرکت تالیف شده است. همان گونه که در پیشگفتار کتاب انگلیسی نیز ذکر شده است، هدف از تالیف هندبوک علاوه بر آشنایی کلی با ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت، ارائه‌ی راهنمایی‌های لازم برای تسهیل فرایندهای طراحی، تولید، سفارش، خرید، حمل، نصب، بهره‌برداری، سرویس و نگهداری از این تجهیز می‌باشد. آنچه که در ترجمه‌ی فارسی خواهید خواند به‌ترتیب مندرج در کتاب اصلی نیست و ترتیب فصول در نسخه‌ی فارسی بنا به موضوع مورد بحث و حجم فصول، جابه‌جا شده‌است. کتاب حاضر شامل هفت فصل است: در فصل اول اصول کار و تئوری ترانسفورماتور به زبان ساده و کاربردی (و کمی متفاوت از کتب تئوری ماشین‌های الکتریکی) تشریح شده است. فصل دوم انواع ترانسفورماتورها و راکتورهای مورد استفاده در شبکه و صنایع را مورد بحث‌وبررسی قرار می‌دهد. با توجه به اینکه شرکت ABB در طول فعالیت بیش از صدساله‌ی خود تقریبا همه‌ی انواع ترانسفورماتور و راکتور را تولید و نصب کرده است، این فصل بسیار جامع بوده و می‌توان آن را خلاصه‌ی تجارب این شرکت در رابطه با طراحی، تولید و مسائل مربوط به بهره‌برداری از این تجهیزات قلمداد کرد. در فصل سوم تحت عنوان مبانی طراحی و ساختمان ترانسفورماتور، ساختار داخلی این تجهیز به‌ویژه انواع هسته، سیم‌پیچ، مخزن و... شرح داده شده است. در فصل چهارم، مواد مورد استفاده در ترانسفورماتور، متعلقات ترانسفورماتور به‌ویژه بوشینگ، تپ‌چنجر، سیستم‌های خنک‌کنندگی و تجهیزات حفاظتی مانند رله‌ی بوخهلتس، فشارشکن، رله‌ی فشارناگهانی، روغن‌نما، رطوبت‌گیر، ترمومترها و... مورد بحث‌وبررسی قرار گرفته‌اند. نکات مهم مربوط به نصب، راه‌اندازی، بهره‌برداری، سرویس و نگهداری و همچنین جداول عیب‌یابی ترانسفورماتورهای روغنی و خشک در فصل پنجم شرح داده شده‌اند. در فصول ششم و هفتم کتاب مباحثی مطرح می‌شود که تاکنون در سایر کتب ترانسفورماتور که به زبان فارسی ترجمه یا تالیف شده اند، کمتر مورد توجه قرار گرفته‌اند. فصل ششم به مسئله‌ی اضافه‌ولتاژ بر روی ترانسفورماتور

و روش‌های حفاظت در برابر اضافه‌ولتاژ می‌پردازد. در فصل هفتم نیز نحوه‌ی محاسبه‌ی ارزش تلفات ترانسفورماتور به‌منظور طراحی و سفارش بهینه و اقتصادی این تجهیز توضیح داده شده است.

با توجه به این که مخاطبین اصلی این کتاب سازندگان، خریداران، مشاورین، بهره‌برداران و پیمانکاران حمل، نصب، سرویس، نگهداری، تست و تعمیرات ترانسفورماتور هستند، در ترجمه‌ی فارسی کتاب تلاش شده به‌جای معادل‌سازی فارسی، از واژه‌های معمول در دستورالعمل‌ها و متون فنی و عملیاتی و اصطلاحات رایج بین مهندسین در صنعت برق و ترانسفورماتور استفاده شود تا خواننده‌ی متخصص برای درک معنی واژه دچار چالش نشود. همچنین در ترجمه تلاش بسیاری شده است که متن، دقیق و روان بوده و وفاداری به متن اصلی نیز حفظ شود. هرجا به توضیح بیشتری توسط مترجمین نیاز بوده در انتهای فصل با علامت (م.) مشخص شده است. در پایان از کلیه‌ی خوانندگان محترم تقاضا داریم انتقادات، پیشنهادات و همچنین ایرادات مشاهده شده در متن را به‌منظور اصلاح در ویرایش‌های آتی به پست الکترونیک: info@atecco.ir ارسال نمایند.

آرش آقائی فر
حرمت اله فیروزی
زمستان ۱۴۰۰

فصل اول

اصول کار ترانسفورماتور

۱.۱. معرفی

ترانسفورماتور یک تجهیز استاتیک شامل دو یا تعداد بیشتری سیم‌پیچ است که به واسطه‌ی یک میدان مغناطیسی قوی با هم مرتبط هستند. ترانسفورماتور برای اهداف مشخصی طراحی می‌شود مانند اندازه‌گیری ولتاژ یا جریان، انتقال توان یا انتقال سیگنال الکتریکی. ازاین‌رو الزامات طراحی ترانسفورماتور نیز به نوع کاربرد آن بستگی دارد. در ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری، کمیت اندازه‌گیری شده باید با دقت بسیار بالا از سیم‌پیچ اولیه به سیم‌پیچ ثانویه انتقال یابد. درحالی‌که در ترانسفورماتورهای انتقال سیگنال، هدف آن است که انتقال سیگنال با حداقل اعوجاج صورت گیرد. تمرکز این کتاب بر روی ترانسفورماتورهای قدرت است. این ترانسفورماتورها باید یک مقدار مشخص از توان الکتریکی را در فرکانس ثابت، با تغییر ولتاژ از سطحی به سطح دیگر با حداقل تلفات منتقل کنند.

۱.۲. انتخاب ولتاژ سیستم

نیروگاه‌ها اغلب در محل‌هایی دور از محل مصرف قرار دارند. دلیل استفاده از سطوح ولتاژ بالا در انتقال توان الکتریکی می‌تواند بدین صورت توضیح داده شود: تلفات L در یک خط انتقال سه فاز با مقاومت R در هر فاز و جریان I مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$L = 3.R.I^2 \quad (W) \qquad (۱-۱)$$

توان اکتیو انتقالی در ولتاژ سیستم U مطابق ذیل است:

$$P = \sqrt{3}U.I.\cos\varphi \quad (W) \qquad (۱-۲)$$

معادله‌ی (۱-۲) را می‌توان به‌صورت ذیل نوشت:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U.\cos\varphi} \quad (A) \qquad (۳-۱)$$

و با توجه به معادله‌ی (۱-۱) داریم:

$$L = P^2 \frac{R}{U^2.\cos^2\varphi} \quad (W) \qquad (۴-۱)$$

معادلـه‌ی (۱-۴) نشـان می‌دهـد تلفـات انتقـال بـا مجـذور تـوان انتقالـی رابطه‌ی مسـتقیم و بـا مجذور ولتـاژ سیسـتم رابطـه‌ی عکـس دارد. بـه عبـارت دیگر بـا افزایش ولتـاژ، تلفـات کاهش می‌یابـد. انتخاب ولتـاژ سیسـتم در حقیقـت موازنـه‌ای اقتصـادی اسـت. ولتـاژ بـالا تلفـات انتقـال را کاهـش می‌دهد ولی در عیـن حـال هزینـه‌ی خطـوط انتقـال، کابل‌هـا و ترانسـفورماتورها افزایـش می‌یابـد. ولتـاژ خطوطـی کـه بـرای انتقـال توان‌هـای بـالا بـه فواصـل طولانـی مـورد اسـتفاده قرارمی‌گیـرد، در محـدوده‌ی چند صـد کیلوولـت هسـتند. تـوان در نزدیک محـل مصرف با سـطح ولتاژ کمتـری توزیع می‌گـردد. بنابراین ولتـاژ در چنـد مرحله کاهـش می‌یابد. درحالی‌کـه ترانسـفورماتورهای اصلی نیروگاهی افزاینده هسـتند، ترانسـفورماتورهای انتقـال و توزیـع معمـولا کاهنـده می‌باشـند. هرچه ترانسـفورماتور به مصـرف کننده نزدیک‌تـر باشـد تـوان نامـی آن نیز کمتر اسـت.

۱. ۳. نحوه‌ی کار ترانسفورماتور

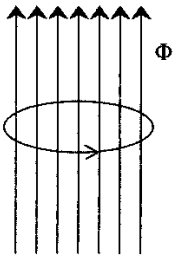
ترانسـفورماتور بـر مبنـای دو پدیده‌ی فیزیکی کار می‌کنـد. یکی از این دو پدیده، القاء الکترومغناطیسـی اسـت کـه توسـط فـارادی[۱] در دهه‌ی ۱۸۳۰ کشـف شـد. قانـون القاء مدتی بعد توسـط نیومن[۲] در سـال ۱۸۴۵ بـه شـکل فرمـول ارائـه گردیـد. حلقـه‌ای از جنـس هـادی مطابق شـکل ۱-۱ که در یـک میدان مغناطیسـی φ قرار دارد را درنظربگیرید. اگر شـار مغناطیسـی $\Delta\varphi$ در بازه‌ی زمانی کم Δt تغییرکند، ولتـاژی در حلقـه القـاء شـده و جریانـی را از آن عبـور خواهـد داد. ولتاژ القاء شـده U_i تابعی از نسـبت تغییرات شـار به تغییرات زمان $\Delta\varphi/\Delta t$ بوده و مطابق معادله‌ی دیفرانسـیلی (۱-۵) نشـان داده می‌شـود:

$$U_i = \frac{d\varphi}{dt} \quad (V) \qquad (۵-۱)$$

ایـن مقـدار عـددی (اسـکالر) ولتـاژ القایی اسـت. به‌منظور نشـان دادن جهت ولتـاژ القایی، قانـون القاء را می‌تـوان مطابق معادلـه‌ی (۱-۶) بازنویسـی کرد:

$$\bar{U}_i = -\frac{d\varphi}{dt} \quad (V) \qquad (۶-۱)$$

در ایـن معادلـه علامـت منفـی نشـان دهنده‌ی این اسـت که ولتاژ القاء شـده‌ی U_i جریانـی را در حلقه بـه گـردش درآورده و میدان مغناطیسـی ایجاد می‌کند که با تغییرات شـار اصلی $d\varphi$ مخالف اسـت. به عبـارت دیگـر، جریـان القایی در مقابـل هرگونه تغییر در میدان مغناطیسـی مقاومت می‌کنـد. با افزایش شـار مغناطیسـی، جهـت جریان القایـی به‌گونه‌ای اسـت که جهت شـار منتجه با شـار اصلی φ مخالف اسـت. وقتـی شـار اصلـی کاهش می‌یابـد جهت جریان القایی، هم‌راسـتا با شـار اصلی φ اسـت.

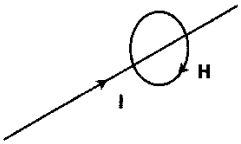


شکل ۱-۱ : القاء ولتاژ و عبور جریان در یک حلقه داخل شار مغناطیسی متغیر

اگر حلقه را با یک سیم‌پیچ به تعداد N دور که به‌صورت سری پیچیده شده باشد عوض کنیم، ولتاژ برروی همه‌ی دورها القاء خواهد شد. ولتاژ القاء شده در کل سیم‌پیچ مطابق معادله‌ی (۱-۷) می‌باشد:

$$\bar{U}_i = -N\frac{d\varphi}{dt} \quad (V) \qquad (۱-۷)$$

پدیده‌ی فیزیکی دیگر این است که حلقه‌ای که از آن جریان عبور کند، در اطراف خود، میدان مغناطیسی به وجود می‌آورد. (شکل ۱-۲)



شکل ۱-۲: ایجاد میدان مغناطیسی در اطراف سیم حامل جریان

به‌منظور ایجاد میدان مغناطیسی متغیر با زمان در ترانسفورماتور، باید یک ولتاژ سینوسی به سیم‌پیچ اولیه اعمال نمود که یک جریان مغناطیس‌کننده به وجود می‌آورد. سیم‌پیچ‌ها به‌صورت پوسته‌های متحدالمرکز به‌دور یک هسته‌ی آهنی پیچیده می‌شوند. هسته به‌صورت صفحات فلزی لایه‌لایه بوده و تشکیل یک حلقه‌ی بسته‌ی مغناطیسی می‌دهد. به دلیل ویژگی‌های مغناطیسی هسته، شار مغناطیسی هزاران بار قوی‌تر از هوا است که تزویج مغناطیسی بین سیم‌پیچ‌ها را قوی‌تر می‌کند. زمانی که ترمینال‌های خروجی سیم‌پیچ ثانویه باز باشد، رابطه‌ی بین ولتاژ اعمال شده در سمت اولیه و ولتاژ خروجی در سمت ثانویه برابر با نسبت بین تعداد دورهای اولیه و ثانویه خواهد بود. (معادلات ۱-۸ و ۱-۹)

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \qquad (۱-۸)$$

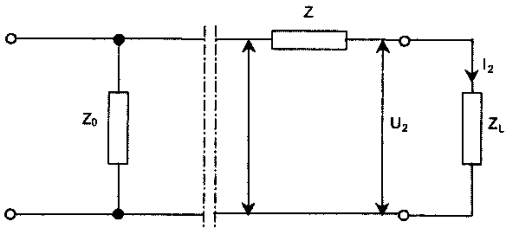
$$U_2 = U_1 \cdot \frac{N_2}{N_1} \qquad (۱-۹)$$

زمانی که از سیم‌پیچ ثانویه بارگیری می‌شود، نسبت ولتاژها با نسبت دورها متفاوت است. (۱-۵ را ببینید) درحالی‌که نسبت بین جریان‌های اولیه و ثانویه، با انحرافی کمتر از یک درصد، مطابق معادله‌ی (۱-۱۰) خواهد بود:

$$I_1 N_1 = I_2 N_2 \qquad (۱-۱۰)$$

۱. ۴. مدار معادل ترانسفورماتور

مدار معادل ساده‌ی ترانسفورماتور را می‌توان براساس نتایج دو آزمون بی‌باری و اتصال کوتاه، مطابق شکل ۱-۳ ترسیم کرد.



شکل ۱-۳: مدار معادل ساده‌ی ترانسفورماتور

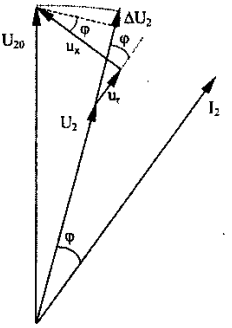
پس از اعمال ولتاژ نامی در حالت بی‌باری (مدارباز)، جریان مغناطیس‌کنندگی و توان اکتیو مصرفی اندازه‌گیری می‌شوند. جریان، حاوی یک مؤلفه‌ی غالب اندوکتیو و یک مؤلفه‌ی کوچک اکتیو است. با به‌دست آوردن این دو مقدار می‌توان مؤلفه‌های حقیقی و موهومی امپدانس بی‌باری یا Z_0 را به‌دست آورد. امپدانس دیگر مدار معادل یعنی Z را می‌توان با اتصال کوتاه کردن ثانویه و اعمال ولتاژی به سمت اولیه به‌دست آورد. در این شرایط باید جریانی که از سیم‌پیچ عبور می‌کند معادل جریان نامی باشد. برای عبور جریان نامی، اعمال ولتاژی که کسری از ولتاژ نامی است کافی است. این ولتاژ را ولتاژ اتصال کوتاه نامیده و معمولا برحسب درصدی از ولتاژ نامی نشان می‌دهند. امپدانس در این شرایط نسبت ولتاژ اتصال کوتاه به جریان نامی خواهد بود. در شرایط اتصال کوتاه، دو امپدانس Z_0 و Z موازی بوده و باتوجه به این‌که Z_0 بسیار بزرگ‌تر از Z است می‌توان امپدانس مدار را معادل Z فرض کرد. مؤلفه‌ی حقیقی Z معادل تلفات بار ترانسفورماتور و مؤلفه‌ی موهومی آن تابعی از شار پراکندگی است. شار پراکندگی یا شار نشتی، بخشی از میدان مغناطیسی است که خارج از هسته قرار دارد.

۱. ۵. نسبت ولتاژ و افت (افزایش) ولتاژ

نسبت ولتاژ ترانسفورماتور را معمولا در شرایط بی‌باری مشخص می‌کنند که مستقیما تابعی از نسبت دورهای سیم‌پیچ‌ها است. زمانی که از ترانسفورماتور بارگیری می‌شود، ولتاژ ثانویه از مقدار آن در شرایط بی‌باری متفاوت بوده و تابعی از پارامترهای ذیل است:

- زاویه‌ی فاز φ بین ولتاژ ثانویه (U_2) و جریان ثانویه (I_2) ترانسفورماتور
- مقدار جریان ثانویه (I_2)
- امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور (Z) و مولفه‌های اکتیو (r) و راکتیو (j_X) آن

در شرایط بی‌باری ولتاژ ثانویه U_{20} است. با متصل شدن بار Z_L ولتاژ ثانویه U_2 خواهد شد. دیاگرام برداری در شکل ۱-۴ ترسیم شده است. در این بررسی‌ها، فرض بر بارگیری متقارن است. همچنین از تاثیر جریان کم بی‌باری (که معمولا یک درصد بار نامی است) صرف‌نظر شده است.



شکل ۱-۴: دیاگرام برداری افت ولتاژ در ترانسفورماتور

با توجه به دیاگرام برداری شکل ۱-۴ می‌توان معادله‌ی (۱-۱۱) را نوشت:

$$\Delta U_2 = I_2.r.\cos\varphi + I_2 x.\sin\varphi + U_{20} - \sqrt{U_{20}^2 - (I_2.r.\sin\varphi - I_2 x.\cos\varphi)^2} \quad (V) \qquad (۱-۱۱)$$

که در این معادله، ΔU_2 افت ولتاژ بوده و حاصل تفاضل جبری بین U_{20} و U_2 است. U_r و U_x ولتاژهای اتصال کوتاه اکتیو و راکتیو در بار نامی متناظر با ولتاژ نامی U_{20} می‌باشند. به‌منظور محاسبه‌ی افت ولتاژ نسبی در ضریب بار n (معادله‌ی ۱-۱۲) معادله‌ی (۱-۱۱) را می‌توان بدین‌گونه بازنویسی کرد:

$$n = I_2 / I_{2N} \qquad (۱-۱۲)$$

$$\Delta U_2 / U_{20} = n(u_r \cos\varphi + u_x \sin\varphi) + 1 - \sqrt{1 - n^2(u_r \sin\varphi - u_x \cos\varphi)^2} \qquad (۱-۱۳)$$

مثال: افت ولتاژ ترانسفورماتور با مشخصات ذیل را در بار نامی و ضریب قدرت ۰.۸ پس فاز محاسبه کنید.

$$n = 1$$
$$u_r = 0.01$$
$$u_x = 0.06$$
$$\cos\varphi = 0.8 \text{ پس‌فاز}$$

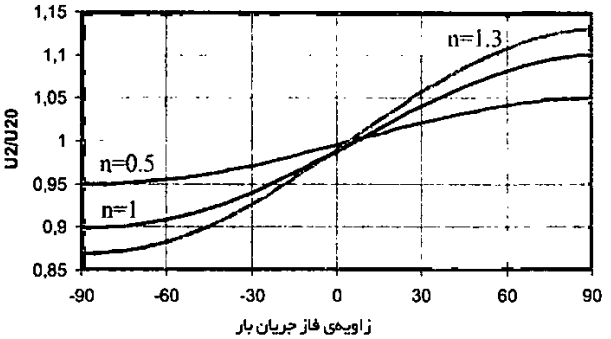
(۱۴-۱)

$$\Delta U_2 / U_{20} = 1 \times (0.01 \times 0.8 + 0.06 \times 0.6) + 1 - \sqrt{1 - 1^2 \times (0.01 \times 0.6 - 0.06 \times 0.8)^2} = 0.045$$

$$\Delta U_2 = 0.045 U_{20} \quad (V) \qquad (۱۵-۱)$$

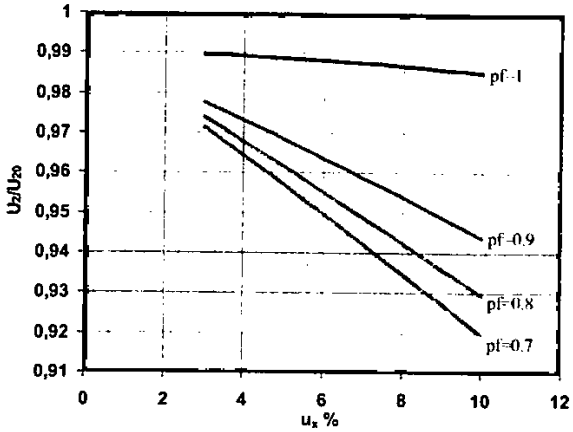
$$U_2 = U_{20} - \Delta U_2 = (1 - 0.045) U_{20} = 0.955 U_{20} \quad (V) \qquad (۱۶-۱)$$

به عبارت دیگر، درصورتی‌که ترانسفورماتوری با چنین مقادیر U_r و U_x تحت بار نامی با ضریب قدرت ۰/۸ پس‌فاز باشد، ولتاژ ثانویه به ۹۵/۵ درصد ولتاژ نامی در شرایط بی‌باری افت خواهد کرد. در شکل ۱-۵ تغییرات ولتاژ ثانویه برحسب زاویه‌ی فاز در ضریب بارهای متفاوت و مقادیر U_r=0.74% و U_x=10% ترسیم شده است. مقادیر منفی زاویه فاز به معنای پس‌فاز (سلفی) بودن بار و مقادیر مثبت زاویه فاز به معنای پیش‌فاز (خازنی) بودن بار است. توجه داشته باشید برای مقادیر زاویه‌ی فاز بالاتر از یک مقدارمشخص مثبت، ولتاژ ثانویه از ولتاژ نامی بیشتر می‌شود.



شکل ۱-۵: نمودار تغییرات ولتاژ ثانویه برحسب زاویه فاز در ضریب بارهای متفاوت و مقادیر U_x=10% و U_r=0.74%

شکل ۱-۶ مثال دیگری است که چگونگی تغییرات ولتاژ ثانویه را در بار نامی و برای مقادیر مختلف راکتانس اتصال کوتاه و ضریب قدرت نشان داده است. بطور کلی ولتاژ ثانویه با افزایش u_x کاهش می‌یابد. بعنوان مثال اگر راکتانس اتصال کوتاه ۱۰درصد و ضریب قدرت ۰/۸ باشد، افت ولتاژ ۹۳درصد ولتاژ بی‌باری خواهد بود.



شکل ۱-۶ : نمودار تغییرات ولتاژ ثانویه در بار نامی، برای مقادیر مختلف راکتانس اتصال کوتاه و ضریب قدرت (pf)

افت ولتاژ به‌دلیل مصرف توان اکتیو و راکتیو در داخل ترانسفورماتور به وجود می‌آید. براساس تعریف ارئه شده در استاندارد IEC60076-1، توان نامی ترانسفورماتور دوسیم‌پیچه، توان ورودی بوده و توان خروجی ترانسفورماتور متفاوت از توان نامی آن می‌باشد. تعریف فوق با آنچه در استاندارد ANSI/IEEE ذکر شده متفاوت است. در استاندارد اخیر توان خروجی معادل توان نامی بوده و ولتاژ اعمال شده به اولیه باید به‌گونه‌ای تنظیم شود که افت (یا افزایش) ولتاژ در ترانسفورماتور را جبران نماید. به خریداران و بهره‌برداران ترانسفورماتور توصیه می‌شود تغییرات ولتاژ ثانویه در شرایط بارگیری را در زمان تعیین مشخصات ترانسفورماتور درنظر بگیرند. این به‌ویژه زمانی که عمده‌ی بار ترانسفورماتور یک موتور بزرگ است، اهمیت دارد. چرا که ممکن است جریان هجومی اندوکتیو موتور، بسیار بالاتر از جریان نامی ترانسفورماتور بوده و موجب افت ولتاژ شدید در ترانسفورماتور شود. اگر منبع تغذیه ضعیف باشد، این مسئله موجب کاهش بیشتر افت ولتاژ در ثانویه‌ی ترانسفورماتور خواهد شد. ضریب قدرت‌های نشان داده شده در شکل ۱-۶ اندوکتیو (پس فاز) می‌باشند. در هر دو شکل ۱-۵ و ۱-۶ مشخص است که افت‌وخیز ولتاژ در ترانسفورماتور، با افزایش ضریب قدرت کاهش می‌یابد. افت ولتاژ اندک، راندمان ترانسفورماتور را افزایش می‌دهد.

۱.۶. راندمان

راندمان ترانسفورماتور مطابق معادله‌ی ذیل محاسبه می‌شود:

$$\eta_{\%} = \frac{1}{1+\frac{P_0 + P_L . n^2}{P_2 . n}} . 100$$

که در این معادله:

P_0 : تلفات بی‌باری در ولتاژ نامی (کیلووات)

P_L : تلفات بار در بار نامی (کیلووات)

P_2 : توان اکتیو تحویل شده به بار (کیلووات)

n : نسبت بار به بار نامی (در بار نامی n=1)

P_2 مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$P_2 = \sqrt{3} I_2 U_{20} . (1 - \Delta U_2 / U_{20}) . \cos\varphi$$

مثال: راندمان ترانسفورماتور با توان نامی ۱۶۰۰ کیلوولت آمپر مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$P_0 = 1560kW$$
$$P_L = 11910kW$$
$$U_z = 5.7\%$$
$$n = 1$$
$$\cos\varphi = 0.8 \Rightarrow \eta = 98.92\%$$
$$\cos\varphi = 1.0 \Rightarrow \eta = 99.16\%$$

راندمان ترانسفورماتور معمولا بسیار بالا است.

۱. ۷. جریان بی‌باری (جریان مغناطیس کننده) و تلفات بی‌باری

جریان بی‌باری و تلفات بی‌باری به نوع هسته و ویژگی‌های مغناطیسی آن بستگی دارد. مواد فرومغناطیسی با توجه به ویژگی نفوذپذیری مغناطیسی نسبی بالایی که دارند، مشخص می شوند (تا ۲۸۰ هزار). این یعنی برای تشکیل یک میدان مغناطیسی قوی، مقدار نسبتا کمی آمپردور مغناطیس‌کنندگی در هر متر از طول خطوط شار مغناطیسی مورد نیاز است. و این منجر به یک تزویج قوی بین سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور می‌شود.

برخلاف سایر مواد که نفوذپذیری مغناطیسی آن‌ها مقداری ثابت است، نفوذپذیری مواد فرومغناطیسی ثابت نبوده و باید که به‌صورت یک منحنی نشان داده شود (شکل ۱-۷). با اعمال ولتاژ سینوسی AC به سیم‌پیچی ترانسفورماتور، جریان مغناطیس‌کننده‌ای از سیم‌پیچ عبور کرده و شار مغناطیسی در هسته گردش می‌یابد. شار مغناطیسی نیز سینوسی بوده و ۹۰درجه نسبت به ولتاژ اعمالی پس‌فاز است. جریان مغناطیس‌کننده اما سینوسی نبوده و به مقدار زیادی اعوجاج دارد. شکل ۱-۷ شار مغناطیسی برحسب جریان مغناطیس‌کننده در یک سیکل از ولتاژ اعمالی را نشان می‌دهد. در نقطه‌ی شروع a چگالی شار و جریان مغناطیس‌کننده حداکثر مقدار منفی خود را دارند. افزایش مقادیر جریان مغناطیس‌کننده و شار مغناطیسی، مطابق حرکت بر روی منحنی از a به b صورت می‌گیرد.

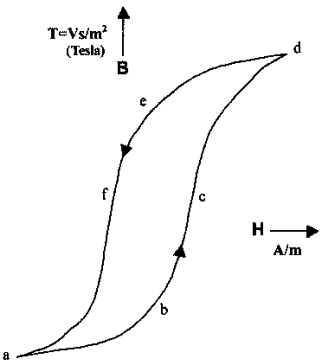
در نقطه‌ی b جریان مغناطیس‌کنندگی صفر بوده اما همچنان مقداری شار مغناطیسی در هسته

وجـود دارد. ایـن را شـار پسـماند می‌نامند. با ادامـه‌ی حرکت روی منحنی، نیروی محرکه‌ی مغناطیسـی تغییـر جهـت می‌دهـد. در نقطـه‌ی c چگالی شـار هسـته صفر می‌شـود. این مقـدار از نیـروی محرکه‌ی مغناطیسـی را نیـروی محرکـه‌ی اجباری می‌نامند. با افزایش هرچه بیشـتر نیروی محرکه‌ی مغناطیسـی در نقطـه‌ی c، شـار در جهـت مثبـت در هسـته بـه گـردش درمی‌آید. در نقطه‌ی d جریان و شـار شـروع بـه کاهـش کـرده اما به‌جای برگشـت از همان مسـیر قبلی، منحنی سـمت چـپ را دنبـال خواهند کرد. در نقطـه‌ی e جریـان بـه صفـر کاهـش می‌یابـد و شـار پسـماندی بـا جهـت مخالف با شـار پسـماند در نقطـه‌ی b در هسـته بـه گـردش در می‌آید. اکنـون با افزایش جریـان در جهت منفی، شـار کاهش یافته و در نقطـه‌ی f بـه صفر می‌رسـد. در این نقطه شـار تغییر جهت داده و تا رسـیدن بـه نقطه‌ی a در جهت منفـی افزایـش می‌یابـد. بـه این صـورت یک سـیکل از ولتاژ اعمال شـده کامل می‌شـود.

توضیـح فیزیکـی این پدیده به زبان سـاده بدینصورت اسـت: مواد فرومغناطیسـی تعداد زیـادی آهنربای کوچـک در سـاختار مولکولـی کریسـتالی خـود دارنـد. در برخـی حوزه‌هـای مغناطیسـی ایـن آهنرباها، هم‌راسـتا هسـتند. امـا در وضعیـت عادی، این حوزه‌های مغناطیسـی به‌نـدرت در یک راسـتا قرارگرفته و از ایـن رو میدان‌هـای مغناطیسـی یکدیگر را خنثـی کرده و هیچ میدان مغناطیسـی‌ای به وجود نمی‌آید. اگـر ایـن مـواد در یـک میـدان مغناطیسـی خارجـی قرارگیرنـد، حوزه‌هـای مغناطیسـی با آن هم‌راسـتا شـده و بـا افزایـش میدان مغناطیسـی خارجی، این هم‌راسـتایی بیشـتر خواهد شـد. با کاهـش تدریجی میـدان خارجـی، حوزه‌های مغناطیسـی بیشـتری تغییـر جهت داده و هم‌راسـتایی کاهـش خواهد یافت. امـا حتـی بـا صفر شـدن میـدان خارجـی، بازهـم حوزه‌هـای مغناطیسـی‌ای وجـود دارنـد که بـا میدان پیشـین هم‌راسـتا هسـتند. درصورتـی کـه ایـن مـواد در معـرض میـدان خارجی بـا جهت مخالـف قرار گیرنـد، حوزه‌هـای مغناطیـس بیشـتر تغییـر جهـت می‌دهنـد و در مقدار مشـخصی از میـدان خارجی، جهـت حوزه‌هـای مغناطیسـی به‌گونـه‌ای اسـت که هیچ میدان مغناطیسـی‌ای بـه وجود نخواهـد آمد. با افزایـش میـدان خارجی، حوزه‌های مغناطیسـی بیشـتری تغییـر جهت داده و هم‌راسـتایی بیشـتری در جهـت میـدان بـه وجـود خواهد آمـد. با توجه بـه هم‌جهت شـدن حوزه‌هـای مغناطیسـی در داخل مواد فرومغناطیسـی، میدان مغناطیسـی در داخل ماده هزاران بار بیشـتر از میدان خارجی اعمال شـده اسـت. هم‌راسـتا شـدن حوزه‌هـای مغناطیسـی بـا میـدان خارجـی یـک فراینـد تدریجی اسـت و نیاز بـه زمان دارد. به‌همیـن دلیل اسـت که شـار مغناطیسـی از نیروی محرکه‌ی مغناطیسـی عقب می‌افتـد و حاصل، نمودار شـکل ۱-۷ اسـت که به حلقه‌ی هیسـترزیس[۳] شـناخته می‌شـود.

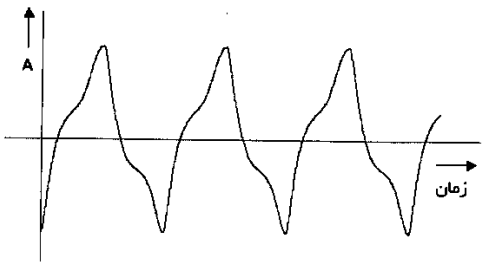
ریشـه‌ی هیسـترزیس واژه‌ی یونانی هیسـتریو[۴] به معنای عقب افتادن است. حلقه‌ی هیسترزیس همچنین نشـان می‌دهـد که شـیب منحنی با افزایش نیـروی محرکه‌ی مغناطیسـی کاهش می‌یابـد. در یک چگالی شـار مشـخص، شـیب منحنـی معـادل μ_0 (نفوذپذیـری مغناطیسـی هـوا) خواهد شـد. ایـن یعنی هیچ افزایش دیگری در شـار مغناطیسـی در ماده‌ی فرومغناطیس نخواهیم داشـت و تمام حوزه‌های مغناطیسی در داخـل مـاده بـا میدان خارجی هم‌راسـتا شـده‌اند. این پدیده را اشـباع مغناطیسـی می‌نامند. امـروزه در بهتریـن مـواد مورد اسـتفاده در سـاخت هسـته کـه به‌صورت تجاری موجود هسـتند، چگالی شـار اشـباع کمـی بیشـتر از ۲تسـلا ($2^{Vs}/_{m^2}$) اسـت. نفوذپذیـری مغناطیسـی معادل شـیب منحنی هیسـترزیس اسـت. بـا توجـه به تغییر این شـیب در سـیکل ولتاژ اعمالـی، نفوذپذیری ثابـت نبوده و در طول سـیکل،

حتـی در حداکثـر مقدار چگالی شـار نیز، تغییـر می‌کند.
بـرای تغییـر جهـت دادن حوزه‌ی مغناطیسـی نیاز به منبـع انرژی اکتیـو داریم. این انرژی معادل سـطح داخـل حلقـه هیسـترزیس بـوده و برحسـب Ws/m^3 از هسـته نشـان داده می‌شـود. ایـن انـرژی تبدیل بـه گرمـا شـده و دمـای هسـته را افزایـش می‌دهـد. می‌تـوان ایـن گونـه تصـور کرد کـه بـا تغییر جهت حوزه‌هـای مغناطیسـی اصطکاکـی در مواد بـه وجود می‌آید. این انـرژی بصورت تلفات در ترانسـفورماتور ظاهـر شـده کـه به تلفات هیسـترزیس شـناخته می‌شـود. تلفات هیسـترزیس تابعـی از فرکانس اسـت. حلقـه‌ی هیسـترزیس در فرکانـس ۵۰ هرتز، ۵۰ بار به گـردش در می‌آید. ازاین‌رو تلفات هیسـترزیس در هـر ثانیـه ۵۰ برابـر سـطح داخل حلقه اسـت. این حلقه را می‌تـوان برروی اسیلوسـکوپ نشـان داد. مواد بـا حلقه‌ی هیسـترزیس باریک کـه نیروی اجبـاری کوچک دارند، تلفات هیسـترزیس پایینی نیـز دارند.



شکل ۱-۷ منحنی هیسترزیس در ترانسفورماتور

همان‌گونـه که پیشـتر اشـاره شـد، جریان بی‌باری غیرسینوسـی اسـت. شـکل ۱-۸ منحنـی معمول این جریـان را نشـان می‌دهـد کـه بـا توجـه بـه حلقـه‌ی هیسـترزیس به‌دسـت می‌آید. پیک‌هـای کوتـاه (از نظـر زمانـی) منحنـی جریـان بی‌بـاری به دلیل شـیب کم منحنـی مغناطیسـی در چگالی شـارهای بالا (منتهی‌الیـه راسـت و چپ حلقه‌ی هیسـترزیس) می‌باشـد. منحنی جریان در دو طـرف پیک نیز به‌دلیل عـرض حلقـه هیسـترزیس، نامتقارن اسـت. جریان بی‌بـاری اندازه‌گیری شـده در زمان انجـام آزمون‌های کارخانـه‌ای، مقـدار موثـر این جریـان بی‌باری غیرسینوسـی اسـت. در ترانسـفورماتورهای سـه‌فاز، مقدار متوسـط جریـان به‌دسـت آمـده بـرای هـر سـه فـاز بـه عنـوان جریـان بی‌بـاری در گواهـی تسـت ذکـر می‌شـود.



شکل ۱-۸ نمودار جریان بی‌باری در ترانسفورماتور

تلفات جریان‌های گردابی[۵] (فوکو)

تلفات جریان‌های گردابی جزء دیگری از تلفات بی‌باری است. شار مغناطیسی متغیر با زمان، منجر به القاء جریان‌هایی می‌گردد که عمود بر مسیر عبور شار است. این جریان‌ها، منجر به تولید تلفات در ورقه‌های هسته می‌شوند. این تلفات را می‌توان با کمک معادله‌ی (۱-۱۷) محاسبه کرد:

$$P_{0eddy} = \frac{1}{24}.\sigma.\omega^2 d^2.B^2 V \quad (W) \qquad (۱-۱۷)$$

که در این معادله:

σ: هدایت الکتریکی ورقه‌های هسته

ω: فرکانس زاویه‌ای

d: ضخامت ورق‌های هسته

B: حداکثر مقدار چگالی شار

V: حجم هسته

این معادله نیاز به توضیحات بیشتر دارد: جریان‌های گردابی تابعی از هدایت الکتریکی مواد هسته می‌باشند. در ورقه‌های هسته‌ی امروزی، درصدی از سیلیکون آلیاژ می‌شود تا هدایت الکتریکی و تلفات گردابی کاهش یابد. اما اگر مقدار سیلیکون از مقدار مشخصی بیشتر باشد، عملیات نورد کردن و برشکاری ورقه‌های هسته مشکل خواهد شد. تلفات گردابی همچنین تابعی از مجذور ضخامت ورق‌های هسته است. انتخاب ضخامت ورقه‌های هسته، در حقیقت یک موازنه‌ی اقتصادی بین تلفات و هزینه‌های تولید است. در عمل ضخامت ورقه‌ها بین ۰/۲۳ تا ۰/۳ میلی‌متر است.

تلفات اضافی

تلفات هسته همچنین جزء سومی نیز دارد که با عنوان تلفات اضافی نامیده شده و با پدیده‌ی انتشار در شبکه‌ی کریستالی مواد هسته ارتباط دارد. روش معمول اندازه‌گیری تلفات کل ویژه در ورق هسته (برحسب وات بر کیلوگرم) استفاده از چهارچوب اپشتاین[۶] است. این روش در استاندارد IEC60404-2: «مواد مغناطیسی، بخش دوم: روش‌های اندازه‌گیری مشخصات مغناطیسی ورقه‌های آهنی الکتریکی به روش چهارچوب اپشتاین»، به تفصیل توضیح داده شده است. آماده‌سازی نمونه‌ها برای تست به روش اپشتاین نسبتا زمان‌بر و دشوار است. به‌منظور اندازه‌گیری برروی تعداد بیشتر نمونه و در مدت

زمـان کمتر دسـتگاه‌های تسـت تک ورقه سـاخته شـده‌اند. بـا کمک این دسـتگاه‌ها می‌تـوان میانگین و انحراف معیار نتایج را با دقت آماری بالایی به‌دسـت آورد. در یک دسـتگاه تسـت، میدان مغناطیسـی‌ای تولیـد می‌شـود کـه به‌صـورت عمود بر ورق هسـته اعمـال می‌شـود. این میـدان طـول ورق را طی کرده و مجـددا بصـورت عمـود از انتهـای ورق خـارج می‌شـود. ایـن روش در اسـتاندارد IEC60404-3 : «مواد مغناطیسـی، بخش سـوم: روش‌های اندازه‌گیری مشـخصات مغناطیسـی ورقه‌های مغناطیسی با استفاده از دسـتگاه‌های تسـت تک ورقه»، به‌تفصیل توضیح داده شـده اسـت.

معمولا تلفات بی‌باری در هسـته‌ی ترانسـفورماتور (برحسـب وات بر کیلوگرم)، از مقادیر به‌دسـت آمده‌ی حاصـل از انجـام تسـت برروی نمونه‌ی ورق در آزمایشـگاه بیشـتر اسـت. برای این موضـوع دلایل چندی وجـود دارد. هسـته‌های کم‌تلفـات مدرن، به کشـش مکانیکی حسـاس هسـتند. در ترانسـفورماتور تعداد زیـادی ورق هسـته بـا اعمـال فشـار در کنـار هم نگه داشـته می‌شـوند. این فشـار در سـاق‌ها و یوغ‌های هسـته ممکن اسـت نامتقارن توزیع شـود. اتصالات بین سـاق و یوغ یعنی جایی که جهت حرکت شـار تغییـر می‌کنـد، ممکـن اسـت به‌دلیل مشـکلات تولید ایدئال نباشـد. به‌ویـژه محل اتصال بین سـاق‌ها و یـوغ فوقانـی بسـیار مهم اسـت چراکه ورق‌های یـوغ فوقانی پس از بلند کردن هسـته و اسـتقرار بوبین‌ها بـرروی سـاق‌ها، به‌سـمت پاییـن کشـیده می‌شـوند. سـوراخ‌های موجـود در لبه‌هـای ورق‌هـای هسـته تلفـات را افزایـش می‌دهنـد. افزایش تلفات در هسـته‌ی ترانسـفورماتور در مقایسـه با ورق‌های هسـته‌ی تسـت شـده در آزمایشـگاه بـا عاملـی به‌نـام ضریب سـاخت مشـخص می‌شـود. ایـن ضریب بـا توجه به سـطح مقطـع هسـته و طراحی ترانسـفورماتور متفاوت اسـت. تولیدکننـدگان با تجربه معمـولا با درصد کمـی خطـا می‌تواننـد افزایش تلفات بی‌باری هسـته نسـبت به مقـدار آزمایش شـده را پیش‌بینی کنند. ایـن موضـوع به‌خاطـر تحقیقات صـورت گرفتـه در زمینه‌ی الگوهای شـار در هسـته‌ی ترانسـفورماتور و مدل‌هـای ریاضـی به‌دسـت آمده از تحلیل رگرسـیون تلفـات در تعداد زیادی از ترانسـفورماتورها اسـت.

جریان هجومی

جریـان هجومـی گاه مشـکلاتی را از نقطـه نظر حفاظت به وجود می‌آورد. سـوختن فیوزهـا و یا بلافاصله از مدار خارج شـدن ترانسـفورماتور پس از برقداری با فرمان رله‌ها، از این دسـت مشـکلات اسـت. چنین مـواردی ایـن شـک را به وجـود می‌آورد که ممکن اسـت خطایی در ترانسـفورماتور وجود داشـته باشـد. توضیح پدیـده‌ی جریان هجومی بدینصورت اسـت:

دامنـه‌ی جریـان هجومـی یـک متغیر آماری اسـت و مقدار آن وابسـته به این موضوع اسـت که بریکرها[۷] در کجـای منحنـی ولتـاژ سینوسـی (زاویـه‌ی فـاز مدنظر مـی باشـد)، ترانسـفورماتور را به منبـع تغذیه متصـل کننـد. حداکثـر مقـدار جریان هجومـی زمانی اتفـاق می‌افتد که بریکـر در لحظه‌ی عبـور ولتاژ از صفر بسـته شـود. هنگام خارج شـدن ترانسـفورماتور از مدار توسـط بریکر، همیشـه مقداری شار پسماند در هسـته باقـی می‌مانـد. مگر در شـرایطی که بریکـر دقیقا در لحظه‌ی عبور شـار از نقطـه‌ی صفر، عمل قطـع را انجـام دهـد. مقدار شـار پسـماند نیـز یک متغیر آمـاری اسـت. در صورتی‌که در زمان قطع، شـار در حداکثـر مقـدار خـود باشـد، شـار پسـماند نیـز حداکثـر خواهد بـود. پلاریته‌ی این شـار پسـماند نیز ممکـن اسـت مثبت یا منفی باشـد.

طبق قانون القاء، ولتاژ القاء شده تابعی از تغییرات شار در طی زمان است.

$$u = \frac{d\varphi}{dt} \quad (V) \qquad (۱-۱۸)$$

این معادله را می‌توان بصورت انتگرالی نیز نشان داد:

$$d\varphi = u\,dt \quad (Vs) \qquad (۱-۱۹)$$

$$\varphi = \int u\,dt \quad (Vs) \qquad (۱-۲۰)$$

با فرض این که ولتاژ سینوسی است و انتگرال در نیم سیکل اول ولتاژ (از ۰ تا T/2) محاسبه می‌شود. صفر زمانی است که بریکر وصل و T/2 زمانی است که ولتاژ تغییر جهت می‌دهد. بنابراین خواهیم داشت:

$$\varphi = \int_0^{T/2} U.\sin\omega t\,dt = \frac{1}{\omega}U.(-\cos\omega T/2 - (-\cos 0)) = \frac{1}{\omega}.2U \quad (Vs) \qquad (۱-۲۱)$$

برای مقایسه‌ی این نتیجه با حالتی که بریکر در مقدار پیک ولتاژ مدار را وصل می‌کند کافی است انتگرال را از T/4 تا T/2 محاسبه کنیم:

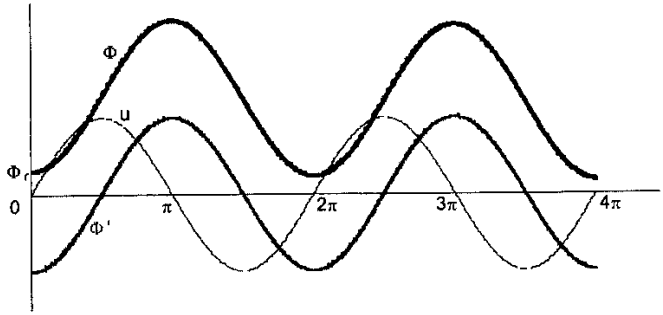
$$\varphi = \int_{T/4}^{T/2} U.\sin\omega t\,dt = \frac{1}{\omega}U.(-\cos\omega T/2 - (-\cos\omega T/4)) = \frac{1}{\omega}U \quad (Vs) \qquad (۱-۲۲)$$

معادله‌ی (۱-۲۲) به موقعیتی اشاره دارد که در شرایط کار عادی و پیوسته ترانسفورماتور نیز محتمل است. از معادله‌ی (۱-۲۱) مشخص می‌شود که در صورت بسته شدن بریکر در زمان عبور از ولتاژ صفر، شار مغناطیسی دو برابر مقدار نامی خواهد شد و این به‌معنای به اشباع رفتن هسته است. در این حالت راکتانس ترانسفورماتور در مقایسه با راکتانس در شرایط شار نامی، بسیار کوچک شده و جریان بزرگی از منبع تغذیه کشیده خواهد شد. این جریان، دامنه و مشخصاتی مشابه با جریان اتصال کوتاه داشته و نیروهای مکانیکی قابل توجهی به سیم‌پیچ اولیه وارد خواهد کرد. این نیروها با مجذور جریان متناسب هستند. اگر مقدار شار پسماند φ_r جهتی مشابه با شار محاسبه شده در قبل داشته باشد، شار کل مطابق معادله‌ی (۱-۲۳) محاسبه می‌شود:

$$\varphi_t = 2\varphi + \varphi_r \quad (Vs) \qquad (۱-۲۳)$$

که مقدار جریان هجومی را بزرگ‌تر می‌کند.

شکل ۱-۹ چنین موقعیتی را نشان می‌دهد. منحنی‌ای که با φ' مشخص شده است، شار مغناطیسی در شرایط نرمال را نشان می‌دهد. با تغییر جهت ولتاژ در π، جریان کاهش یافته اما در 2π جریان مجدد افزایش خواهد یافت. این روال با کاهش تدریجی مقدار پیک جریان ادامه می‌یابد. همچنین تاثیر شار پسماند نیز به‌آرامی از بین خواهد رفت. مدت زمانی که طول می‌کشد به شرایط عادی برگردیم در ترانسفورماتورهای کوچک کمتر از ده سیکل و در ترانسفورماتورهای بزرگ، تا چند دقیقه است. افزایش ناگهانی سطح صدا و سپس روند نزول آن نیز از همان الگوی کاهشی شار مغناطیسی تبعیت می‌کند.



شکل ۱-۹ شار مغناطیسی در زمان برق‌دار کردن ترانسفورماتور

احتمال آماری اینکه بدترین وضعیت اتفاق بیفتد، زیاد نیست. در بیشتر مواقع، به‌دلیل قوس الکتریکی[۸]، اتصال الکتریکی بین دو قطب بریکر پیش از تماس فیزیکی بین آن‌ها برقرار می‌شود. احتمال اینکه آرک در زمانی که اختلاف ولتاژ بین قطب‌ها حداکثر است اتفاق بیفتد، بیشتر از زمانی است که این اختلاف ولتاژ صفر است. قدرت اتصال کوتاه منبع تغذیه نیز بر مقدار جریان هجومی تاثیر دارد. اگر امپدانس اتصال کوتاه منبع زیاد باشد، جریان هجومی افت ولتاژی را بر روی این امپدانس ایجاد کرده که موجب کاهش ولتاژ در ترمینال‌های ترانسفورماتور می‌شود. یک مشخصه برای جریان هجومی، وجود مؤلفه‌ی هارمونیک دوم به‌دلیل نیم سیکل‌های نامتقارن است. رله‌های اضافه جریان و دیفرانسیل مدرن مدار کنترلی دارند که درصورت وجود مؤلفه‌ی هارمونیک دوم در جریان، حساسیت رله را کاهش داده و از ارسال سیگنال فرمان تریپ رله به بریکر در زمان جریان هجومی جلوگیری خواهد شد. جریان هجومی در ترانسفورماتورهای امروزی نسبت به ترانسفورماتورهای تولید شده در ۴۰ سال پیش، بیشتر است. علت این است که چگالی شار در هسته‌های کم تلفات مدرن، امکان افزایش بیشتری دارند بدون آنکه دمای هسته به مقادیر غیرمجاز افزایش یابد.

۱. ۸. تلفات بار

جریانی که از سیم‌پیچ می‌گذرد به‌دلیل مقاومت اهمی سیم‌پیچ، تلفات ایجاد می‌کند. این تلفات برابر با RI^2 در هر سیم‌پیچ بوده که R مقاومت سیم‌پیچ در حالت DC و I جریان عبوری از آن است. تلفات گردابی نیز به این تلفات اضافه می‌شود. هادی‌های سیم‌پیچ به‌دلیل عبور جریان از آن‌ها در معرض یک میدان مغناطیسی متغیر با زمان هستند. این میدان مغناطیسی جریان گردابی را در هادی‌های سیم‌پیچ به وجود می‌آورند که در نهایت منجر می‌گردد که جریان هادی‌ها به‌صورت غیریکنواخت در سطح مقطع هادی تقسیم گردد که این مسئله تلفات را افزایش می‌دهد. چگالی شار مغناطیسی نیز در جهت پهنای شعاعی سیم‌پیچ افزایش می‌یابد. در ساده‌ترین نوع پیکربندی

سیم‌پیچ در یک ترانسفورماتور دوسیم‌پیچه، که سیم‌پیچ‌ها در دو بوبین متحدالمرکز قرار دارند، چگالی شار در هادی‌های نزدیک‌تر به کانال‌های بین بوبین‌ها حداکثر است. لذا تلفات و همچنین دما در این هادی‌ها بیشترین مقدار را دارد. برای کاهش تلفات گردابی، لازم است پهنای هادی در سمتی که به‌صورت عمود بر خطوط شار مغناطیسی قرار می‌گیرد، از یک مقادیر مشخصی بیشتر نشود. سیم‌پیچ‌های بلند و لاغر تلفات گردابی کمتری از سیم‌پیچ‌های کوتاه و عریض دارند. هرچند در عمل، طراحی ترانسفورماتور مصالحه‌ای بین ملاحظات متفاوت به‌عنوان مثال بین امپدانس اتصال کوتاه و محدودیت‌های ابعادی است. همچنین به دلیل وجود شار مغناطیسی پراکندگی، تلفات اضافی در مخزن، نگهدارنده‌های فلزی هسته و سیم‌پیچ به وجود می‌آید. با افزایش دما تلفات RI^2 افزایش یافته در حالی که تلفات اضافی کاهش می‌یابد. درجه حرارتی که تلفات در آن گارانتی می‌شود در استانداردهای مرجع ذکر شده است.

۱. ۹. امپدانس اتصال کوتاه

بهره‌برداران ترانسفورماتور غالبا الزامات خاصی در خصوص امپدانس اتصال کوتاه دارند. تعیین این پارامتر توسط خریدار تابعی از شرایط ذیل است:

- بهره‌برداری بصورت موازی با ترانسفورماتورهای موجود
- محدودیت افت‌ولتاژ
- محدودیت جریان‌های اتصال کوتاه

طراح ترانسفورماتور نیز برای برآورده کردن الزامات خریدار می‌تواند روش‌های متفاوتی را با توجه به موارد ذیل درپیش گیرد:

- سطح مقطع بزرگ هسته، امپدانس اتصال کوتاه کمتری را نتیجه می‌دهد و بالعکس
- ترانسفورماتور با ارتفاع زیاد امپدانس اتصال کوتاه کمتری دارد و بالعکس.

برای طراحی بهینه‌ی ترانسفورماتور، انتخاب‌ها محدودتر می‌شود چرا که پارامترهای اقتصادی مانند حداقل هزینه‌ی تولید و هزینه‌ی تلفات نیز نقش مهمی در طراحی ایفا می‌کنند. در ترانسفورماتورهای توزیع کوچک به‌دلیل استاندارد و یکسان بودن تولیدات، تغییر در طراحی به‌منظور برآورده کردن الزامات خریدار مشکل است.

امپدانس اتصال کوتاه Z معمولا بصورت u_z برحسب پریونیت[۹] یا درصد بیان می‌شود و مطابق معادلات ذیل نشان داده می‌شود:

$$u_z = I_r . Z / U_r \quad \text{Per unit} \qquad (۱-۲۴)$$

$$u_z = 100 . I_r . Z / U_r \quad \% \qquad (۱-۲۵)$$

معادلات (۱-۲۴) و (۱-۲۵) مربوط به ترانسفورماتورهای تک‌فاز بوده و I_r و U_r مقادیر نامی جریان و ولتاژ در هر سمت از ترانسفورماتور می‌باشند. برای ترانسفورماتور سه فاز کافی است صورت معادله را در $\sqrt{3}$ ضرب کرد. با توجه به مقدار اندازه‌گیری شده‌ی ولتاژ اتصال کوتاه، مقدار Z ترانسفورماتور

تک‌فاز برحسب اهم را می‌توان براساس معادله‌ی ذیل حساب کرد:

$$Z = u_{z\%} \cdot \frac{U_r}{100 I_r} = \frac{u_{z\%}}{100} \cdot \frac{U_r^2}{S_r} (\Omega) \qquad (۲۶-۱)$$

:برای ترانسفورماتور سه فاز نیز می‌توان از معادله‌ی ذیل استفاده نمود

$$Z = u_{z\%} \cdot \frac{U_r}{\sqrt{3}.100 I_r} = \frac{u_{z\%}}{100} \cdot \frac{U_r^2}{S_r} (\Omega) \qquad (۲۷-۱)$$

در این معادلات S_r توان نامی ترانسفورماتور است.
از معادلات (۱-۲۶) و (۱-۲۷) مشخص است که مقدار Z (برحسب اهم) بسته به اینکه به کدام سمت ترانسفورماتور ارجاع شود مقدار متفاوتی دارد، چرا که نسبت‌های $\frac{U_r}{I_r}$ و $\frac{U_r^2}{S_r}$ در سمت اولیه و ثانویه ترانسفورماتور متفاوت است. مگر آنکه نسبت تبدیل برابر واحد باشد.

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \left(\frac{U_{r1}}{U_{r2}}\right)^2 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \qquad (۲۸-۱)$$

اندیس‌های ۱ و ۲ به سمت اولیه و ثانویه‌ی ترانسفورماتور اشاره دارند. نسبت بین امپدانس‌های اتصال کوتاه در دو طرف ترانسفورماتور مساوی با توان دو نسبت تبدیل یا مجذور نسبت ولتاژهای نامی است. Z دارای مؤلفه‌ی اکتیو R و مؤلفه‌ی راکتیو jX است. به‌منظور یافتن این مقادیر می‌توان از مقدار تلفات بار (P_L) اندازه‌گیری‌شده توسط واتمتر در تست اتصال کوتاه استفاده کرد:

$$R = \frac{P_L}{I_r^2} (\Omega) \qquad (۲۹-۱)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} (\Omega) \qquad (۳۰-۱)$$

قسمت حقیقی ولتاژ اتصال کوتاه از رابطه‌ی ذیل به‌دست می‌آید:

$$u_r = \frac{R.I_r}{U_r} \quad \text{per unit} \qquad (۳۱-۱)$$

$$u_{r\%} = \frac{R.I_r}{U_r}.100 \quad \% \qquad (۳۲-۱)$$

برای ترانسفورماتور سه فاز کافی است صورت کسر در $\sqrt{3}$ ضرب شود. رابطه‌ی ساده‌ای بین u_r، تلفات بار P_L و توان نامی ترانسفورماتور S_r وجود دارد:

$$u_r = \frac{R.I_r}{U_r} = \frac{R.I_r^2}{U_r.I_r} = \frac{P_L}{S_r} \quad \text{Per unit} \qquad (۳۳-۱)$$

معادلـه‌ی (۱-۳۳) همچنیـن بـرای ترانسـفورماتورهای سـه فـاز هم صادق اسـت. بخـش موهومی u_z را می‌تـوان از معادلـه‌ی ذیـل حسـاب کرد:

$$u_x = \sqrt{u_z^2 - u_r^2} \qquad \text{Per unit یا } \% \qquad (۱-۳۴)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2}\,(\Omega) \qquad (۱-۳۵)$$

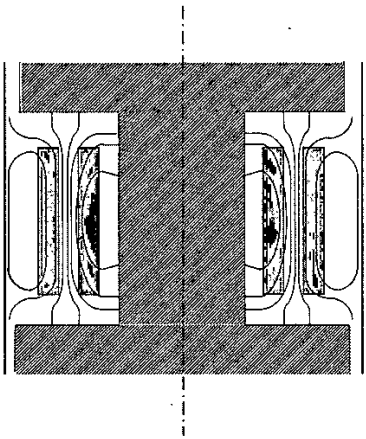
درحالی‌کـه X_0 بـا شـار مغناطیسـی درون هسـته مرتبط اسـت، X با شـار مغناطیسـی پراکندگی، که عمدتـا از سـیم‌پیچ‌ها و کانال‌هـای بیـن آن‌هـا عبـور می‌کنـد مرتبـط اسـت. زمانی‌کـه ترانسـفورماتور بـرق‌دار اسـت امـا از آن بارگیری نمی‌شـود تقریبا همه‌ی میدان مغناطیسـی از هسـته عبـور می‌کند. در صورت بارگیری از ترانسـفورماتور با یک بار پس‌فاز، بخشـی از میدان مغناطیسـی از هسـته خارج شـده و از پنجـره‌ی هسـته کـه سـیم‌پیچ‌ها در آن قراردارنـد عبـور می‌کنـد و شـار اصلـی در هسـته کوچک‌تر می‌شـود (شـکل ۱-۱۰). معمـولا در ترانسـفورماتورهای توزیـع، ولتـاژ فشـارقوی بـه سـیم‌پیچ بیرونـی اعمال می‌شـود و سـیم‌پیچ فشـارضعیف، سـیم‌پیچ درونی اسـت کـه ولتاژ کاهـش یافته بـر روی آن القاء می‌شـود. اگـر یـک بار خازنـی اضافه شـود، جریان منتجـه کاهش می‌یابـد چراکه جریان خازنی بخشـی از جریـان اندوکتیـو را جبـران می‌کنـد. شـار پراکندگـی کوچک‌تر شـده و شـار اصلی در هسـته افزایش می‌یابـد و افـت ولتـاژ در سـمت ثانویـه کمتـر می‌شـود. اگـر ترانسـفورماتور به یـک بار پیش‌فـاز متصل شـود، جریـان راکتیـو کـه خازنـی خواهد بـود، توان راکتیـو بـه ترانسـفورماتور تزریق می‌کنـد. درنتیجه شـار اصلـی در هسـته بیشـتر شـده و ولتـاژ ثانویه افزایش می‌یابد. تـوان راکتیو شـار پراکندگـی مطابق معادلـه‌ی ذیل محاسـبه می‌شـود:

$$Q = \omega L I^2 = 2\pi f L I^2 = X I^2 \quad \text{VA(r)} \qquad (۱-۳۶)$$

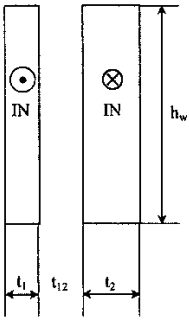
در ایـن معادلـه I جریـان باری اسـت کـه از هریک از سـیم‌پیچ‌ها عبـور می‌کنـد و X راکتانس اتصال کوتـاه برحسـب اهـم و ارجـاع داده شـده به همان سـمتی اسـت که I در آن سـمت جریـان‌دارد. X را می‌تـوان بـر اسـاس ابعـاد هندسـی سـیم‌پیچ‌ها و تعـداد دورها حسـاب کـرد. برای یـک آرایش سـاده‌ی دوسـیم‌پیچه مطابـق شـکل ۱-۱۱، معادلـه به‌صورت ذیل اسـت:

$$X = 4\pi.10^{-7}\left(t_{12} + \frac{t_1 + t_2}{3}\right).\frac{L_1 + L_2}{h_w}.K_R.N^2.2\pi f\ (\Omega) \qquad (۱-۳۷)$$

ابعاد برحسـب متر هسـتند. N تعداد دور سـیم‌پیچی در همان سـمتی اسـت که X به‌آن سمت ارجاع شده است.



شکل ۱-۱۰: میدان مغناطیسی پراکندگی در ترانسفورماتور



شکل ۱-۱۱: وضعیت بوبین‌ها در یک ترانسفورماتور دوسیم‌پیچه

L_1 و L_2 در معادله‌ی (۱-۳۷) به‌ترتیب محیط میانگین سیم‌پیچ‌های داخلی و بیرونی هستند. این معادله براساس این فرض نوشته شده است که خطوط شار مغناطیسی در کل ارتفاع سیم‌پیچ h_w بر آن عمود هستند. در عمل این اتفاق نمی‌افتد و همان گونه‌که در شکل ۱-۱۰ مشاهده می‌شود بخشی از خطوط میدان در انتهای سیم‌پیچ به‌صورت افقی یا شعاعی است. پروفسور آلمانی روگوفسکی[۱۰] در ابتدای قرن گذشته در این خصوص مطالعه‌ی دقیقی انجام داده و یک ضریب تصحیح را برای جبران فرض فوق معرفی کرد:

$$K_R = 1 - \frac{(t_1 + t_{12} + t_2)}{\pi h_w}\left(1 - e^{\frac{\pi h_w}{(t_1 + t_{12} + t_2)}}\right) \qquad (۱-۳۸)$$

این ضریب تحصیح به ضریب روگوفسکی معروف بوده و در بیشتر موارد عملی مقدار عددی آن بین ۰/۹۵ تا ۰/۹۹ است. این ضریب نشان می‌دهد ارتفاع کانال شار پراکندگی کمی بیشتر است یعنی h_w/K_R بجای h_w جایگزین می‌شود.
مقدار u_x برحسب درصدی از ولتاژ نامی U_r مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$u_x = 2(t_{12} + \frac{t_1 + t_2}{3}).\frac{L_1 + L_2}{h_w}.k_R.\frac{(IN)}{e_{t0}}.\frac{f}{50}.10^{-2} \qquad \% \qquad (۳۹-۱)$$

که در این معادله e_{t0} ولت بر دور در شرایط بی‌باری است. برای سایر انواع سیم‌پیچی‌ها نیز معادلات مشابهی وجود دارد. راکتانس اتصال کوتاه یا ولتاژ اتصال کوتاه که با این معادلات محاسبه می‌شوند با مقادیر اندازه‌گیری شده اختلاف ناچیزی دارند.

۱۰.۱. نیروهای الکترومغناطیسی

در استاندارد IEC60076-5 «ترانسفورماتورهای قدرت، بخش پنجم: استقامت در برابر اتصال کوتاه»، الزامات ترانسفورماتور برای پایداری بدون خرابی در برابر جریان‌های زیاد ناشی از اتصال کوتاه، ذکر شده است. مقدار موثر جریان اتصال کوتاه متقارن در ترانسفورماتورهای سه فاز با دو سیم‌پیچ مجزا، مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$I_{sc} = \frac{U}{\sqrt{3}.(Z + Z_s)} \qquad (kA) \qquad (۴۰-۱)$$

که در این معادله Z_s امپدانس اتصال کوتاه سیستم است.

$$Z_s = \frac{U_s^2}{S} \qquad (۴۱-۱)$$ اهم بر فاز (معادل اتصال ستاره)

در این معادله:

U_s: ولتاژ نامی سیستم برحسب کیلوولت

S: قدرت ظاهری اتصال کوتاه سیستم برحسب مگاولت آمپر

U و Z مطابق ذیل تعریف می‌شوند:

U: ولتاژ نامی سیم‌پیچ مورد نظر برحسب کیلوولت

Z: امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور ارجاع شده به سیم‌پیچ مورد نظر که مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$Z = \frac{u_z U_r^2}{100 S_r} \qquad (۴۲-۱)$$ اهم بر فاز (معادل اتصال ستاره)

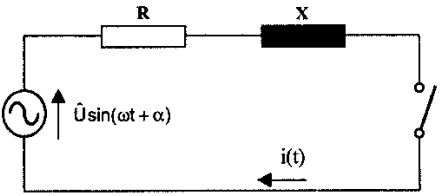
که در این معادله:

u_z: امپدانس اتصال کوتاه اندازه‌گیری شده در جریان و فرکانس نامی در دمای مرجع برحسب درصد

S_r: توان نامی ترانسفورماتور برحسب مگاولت آمپر

به‌منظور اجتناب از افزایش دمای بیش از حد، مدت زمان اتصال کوتاه متقارن باید محدود شود. در استاندارد IEC60076-5 این زمان دو ثانیه ذکر شده است، مگر آنکه مدت زمان دیگری بین خریدار

و سازنده توافق شود. در طی این مدت دمای سیم‌پیچ ها نباید از مقادیر مندرج در این استاندارد تجاوز کند. معادلات حرارتی لازم نیز در این استاندارد نوشته شده است. مسئله‌ی دیگر مرتبط با اتصال کوتاه، نیروهای مکانیکی وارده برسیم‌پیچ است که تحت تاثیر اضافه جریان شکل می‌گیرد. نیروهای مکانیکی، برخلاف افزایش حرارت که تدریجی است، همزمان با افزایش جریان افزایش می‌یابند. اولین سیکل‌های جریان اتصال کوتاه نسبت به محور زمان، غیرمتقارن است. میزان عدم تقارن یک متغیر آماری بوده و حداکثر مقدار آن زمانی است که اتصال کوتاه در زمان عبور ولتاژ از صفر اتفاق بیفتد. حداقل آن نیز در لحظه‌ی عبور ولتاژ از مقدار حداکثر به وقوع می‌پیوندد. این مسئله را می‌توان با توجه به شکل ۱-۱۲ تشریح کرد.



شکل ۱-۱۲: مدار معادل اتصال کوتاه در ترانسفورماتور

در شکل ۱-۱۲ فرض کنید که کلید در لحظه‌ی $t = 0$ بسته شود. بنابراین یک اتصال کوتاه شبیه‌سازی می‌گردد. جریان عبوری از مدار را می‌توان مطابق معادله‌ی ذیل نشان داد:

$$i(t) = \hat{I}.(\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - e^{-t/\tau}.\sin(\alpha - \varphi)) \quad (A) \qquad (۴۳-۱)$$

که در این معادله:

$$\hat{I} = \frac{\hat{U}}{|Z|} \quad (A) \qquad (۴۴-۱)$$

حداکثر مقدار جریان اتصال کوتاه متقارن است.

$$Z = R + j\,\omega L\,(\Omega)$$

α: زاویه فاز ولتاژ $u(t)$ در زمان وقوع اتصال کوتاه (رادیان)

$\varphi = \arctg\, {\omega L}/{R}$: زاویه فاز امپدانس مدار (رادیان)

$\tau = {L}/{R} = tg\, {\varphi}/{\omega}$: ثابت زمانی مدار (ثانیه)

$\omega = 2\pi f$ (برثانیه)

جریان از مقدار صفر شروع شده و دو مؤلفه دارد:

- مؤلفه‌ی متناوب حالت دائمی در فرکانس اصلی
- مؤلفه‌ی غیرمتناوب و میرا شونده به‌صورت نمایی با زمان

اولین مقدار پیک جریان اتصال کوتاه حداکثر مقدار نیروی وارد بر سیم‌پیچ‌ها را تعیین می‌کند. حداکثر مقدار این جریان بستگی به نسبت ${X}/{R}$ و زاویه‌ی فاز α داشته و تقریبا در همه‌ی موارد در $\alpha = 0$ یا زاویه‌ی π اتفاق می‌افتد.

در سیستم‌های قدرت $X >> R$ که به‌معنای $\varphi = \pi/2$ است.
با این فرض می‌توان معادله‌ی (۱-۴۳) را به‌شکل زیر ساده‌سازی کرد:

$$i(t) = \hat{I}.(\sin(\omega t - \frac{\pi}{2}) + e^{-t/\tau}) \quad (A) \qquad (۱-۴۵)$$

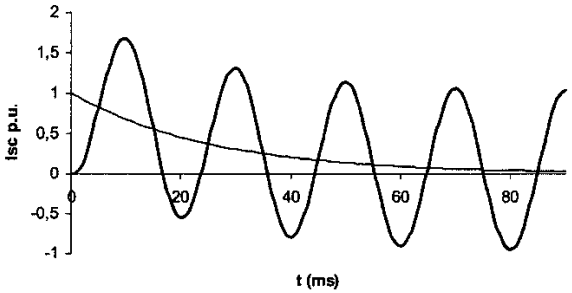
اولین پیک جریان با $\omega t = \pi$ متناسب است.

$$i = \hat{I}.k = I_{sc}.\sqrt{2}.k = I_{sc\max} \quad (A) \qquad (۱-۴۶)$$

در این معادله ضریب عدم تقارن مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$k = 1 + e^{-\pi R/X} \qquad (۱-۴۷)$$

در شکل ۱-۱۳ نمونه‌ای از حالت گذرای جریان اتصال کوتاه نمایش داده شده‌است. در این مثال $k = 1.68$ و $X/R = 8$ فرض شده است.



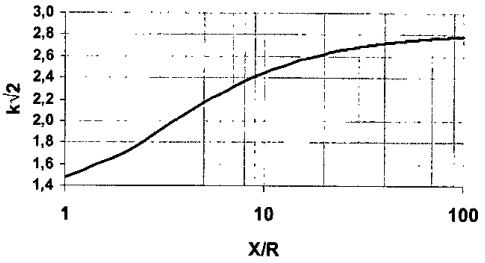
شکل ۱-۱۳: نمودار جریان اتصال کوتاه برحسب زمان برای $X/R = 8, k = 1.68$

ضریب پیک $k.\sqrt{2}$ بوده و وابستگی آن به X/R در شکل ۱-۱۴ نشان داده شده است. ضریب پیک در این مثال ۲/۳۸ است. مقدار پیک اول جریان اتصال کوتاه، مقدار موثر جریان اتصال کوتاه در حالت ایستا ضربدر ضریب پیک است. در شرایط واقعی برای ترانسفورماتورهای نصب شده در شبکه داریم:

X جمع راکتانس شبکه و ترانسفورماتور (برحسب اهم)

R جمع مقاومت شبکه و ترانسفورماتور (برحسب اهم)

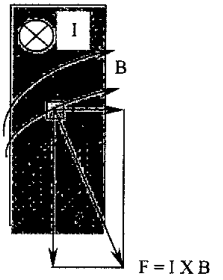
X/R و ضریب پیک با بیشتر شدن توان نامی ترانسفورماتور افزایش می‌یابند.



شکل ۱-۱۴ نمودار تغییرات ضریب پیک برحسب X/R

نیروهای مکانیکی در سیم‌پیچ‌ها

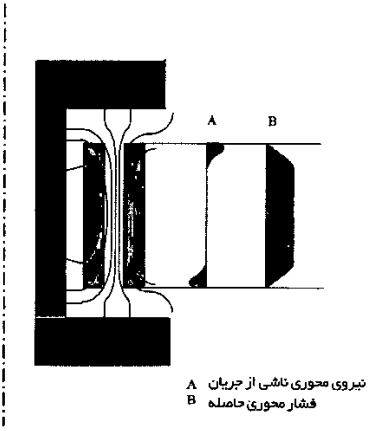
جریان از طریق هادی‌های سیم‌پیچ جاری می‌شود و این هادی‌ها در معرض میدان مغناطیسی پراکندگی قراردارند. بنابراین هادی‌ها در معرض نیروهای مکانیکی هستند. این نیروها استاتیک نبوده و ضربانی هستند. با هردفعه عبور جریان از نقطه‌ی صفر، نیروها نیز صفر می‌شوند. در بار نامی، نیروها کوچک هستند اما با مربع جریان افزایش می‌یابند. جریان اتصال کوتاه ده تا بیست برابر جریان نامی ترانسفورماتور است که به‌معنای صد تا چهارصد برابر شدن نیروهای وارد بر سیم‌پیچ در مقایسه با بار نامی است. در ترانسفورماتورهایی که امپدانس اتصال کوتاه کوچکی دارند این مقدار به‌مراتب بزرگتر است. از این‌رو محاسبه‌ی این نیروها در زمان طراحی ترانسفورماتور ضروری است. نیروها باعث جابجایی سیم‌پیچ‌ها شده که این جابجایی برای چشم انسان قابل مشاهده نیست؛ اما فیلمبرداری‌های صورت گرفته به‌صورت دورکند[11] این جابجایی را آشکار کرده و شدت این نیروها را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۱۵ : نیروهای شعاعی و محوری ناشی از اتصال کوتاه

به‌منظور بررسی استقامت ترانسفورماتور در برابر اتصال کوتاه معمولا نیروهای وارده را مطابق شکل ۱-۱۵ به دو مؤلفه‌ی شعاعی و محوری تقسیم می‌کنند. در این شکل، بخش فوقانی از سیم‌پیچ

بیرونی ترانسفورماتور نشان داده شده است. نیروی شعاعی به‌سمت بیرون بوده و یک نیروی کششی را بر هادی‌های سیم‌پیچ وارد می‌کند. در سیم‌پیچ داخلی متناظر، این نیرو به‌سمت داخل است. بنابراین چنانچه سیم‌پیچ‌ها به اندازه‌ی کافی مقاوم طراحی نشده باشند، این مسئله می‌تواند موجب تاخوردگی[۱۲] در بوبین‌ها شود.
نیروهای محوری ناشی از مؤلفه‌ی شعاعی میدان مغناطیسی در انتهای سیم‌پیچ‌ها، به وجود می‌آید. این نیروها ممکن است موجب کج شدن هادی‌هایِ بین فاصله اندازهای[۱۳] محوری در سیم‌پیچ شود. نیروی وارد بر هر دور یا دیسک با هم جمع شده و مجموع این نیروها در انتهای دیگر سیم‌پیچ متعادل می‌شود. به این شکل کل سیم‌پیچ در معرض فشار محوری زیادی قرار می‌گیرد (شکل ۱-۱۶).



شکل ۱-۱۶: نیرو و فشار محوری وارد بر سیم‌پیچ در زمان اتصال کوتاه

قابلیت پایداری در برابر کج‌شدن هادی‌ها به قطر سیم‌پیچ، فاصله‌ی بین فاصله‌اندازها و ابعاد هادی‌ها بستگی دارد. در مواردی که فواصل خالی در راستای ارتفاع سیم‌پیچ وجود داشته باشد و بخش‌هایی در ارتفاع سیم‌پیچ، فاقد آمپر-دور باشد، نیروهای محوری به‌سمت یوغ‌ها هدایت می‌شوند. چهارچوب‌های نگهدارنده‌ی هسته و سیم‌پیچ باید به‌گونه‌ای طراحی شوند که توانایی پایداری در برابر این نیروها را داشته باشند.
جزئیات بیشتر در این خصوص در دیگر کتاب منتشر شده توسط ABB با عنوان: «اتصال کوتاه در ترانسفورماتورهای قدرت» نوشته‌ی جورجیو برتاگنولی[۱۴] ذکر شده است.

۱.۱۱. صدای ترانسفورماتور

ترانسفورماتورهای تحت بهره‌برداری، تولید صدا می‌کنند و در بلند مدت می‌تواند موجب ناراحتی کسانی گردد که در اطراف این تجهیز زندگی یا کار می‌کنند. صدا در حقیقت تغییر فشار هوا است که توسط گوش انسان قابل شناسایی است. این تغییر فشار هوا از منبع صدا به گوش شنونده

منتقل می‌شود. تغییر متناوب فشار در هر ثانیه را فرکانس صدا می نامند که برحسب هرتز نشان داده می‌شود. فرکانس، تُن مخصوص هر صدا را تولید می کند. صدای ترانسفورماتور، فرکانس پایینی در بازه‌ی بین ۱۰۰ تا ۲۰۰ هرتز داشته درحالی‌که صدای سوت، فرکانس بالایی در حدود ۳کیلوهرتز دارد. بازه‌ی شنوایی معمول برای انسان سالم و جوان بین ۲۰هرتز تا ۲۰کیلوهرتز است. ویژگی دیگر صدا، دامنه‌ی تغییرات فشار است که برحسب پاسکال بیان می‌شود. ضعیف‌ترین صدای قابل تشخیص برای گوش انسان سالم بستگی زیادی به فرکانس دارد. به‌عنوان مثال در یک کیلوهرتز این مقدار ۲۰میکروپاسکال است. لیکن آستانه‌ی درد برای فشار صدا، بیش از یک میلیون بار بیشتر از این مقدار است. ازاین‌رو برای اجتناب از اعداد بزرگ، از مقیاس دسی‌بل (dB) استفاده می‌شود. مقیاس دسی‌بل لگاریتمی بوده و سطح مرجع آن (P_0) معادل ۲۰میکروپاسکال است. در این سطح، صدا معادل صفر دسی‌بل خواهد شد. سطح فشار صدا (L_P) برحسب دسی‌بل بوده و مطابق معادله‌ی ذیل تعریف می‌شود:

$$L_P = 10.\log\frac{P^2}{P_0^2} \quad (\text{dB}) \qquad (۴۸-۱)$$

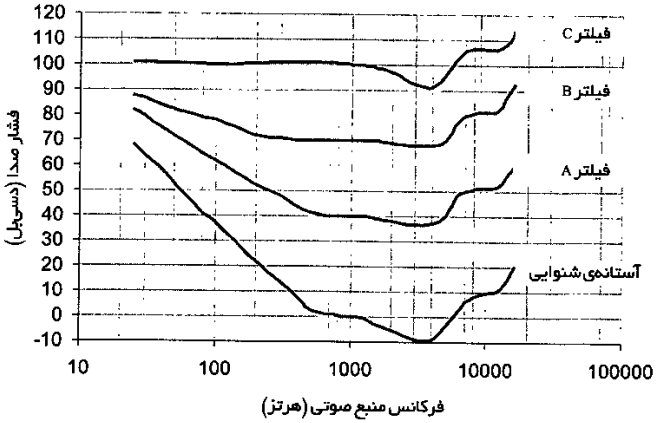
که P در این رابطه فشار صدای اندازه‌گیری شده توسط میکروفون است. فشار صدا کمیتی اسکالر بوده و تنها دارای مقدار است. به‌منظور داشتن یک درک بهتر از مقیاس دسی‌بل، سطح صدای برخی محیط‌های آشنا در جدول ۱-۱ ذکر شده است.

جدول ۱-۱: سطح صدای برخی محیط‌های آشنا

منبع صدا	سطح صدا برحسب دسی‌بل
محل سکونت آرام	۴۵
صحبت معمولی با فاصله‌ی یک متر	۶۰
نویز متوسط در یک کارخانه	۷۵
حداکثر نویز مجاز در کارخانه	۸۵
خیابان پرترافیک	۹۵
اره برقی با فاصله‌ی یک متر	۱۰۵

تحقیقات زیادی در خصوص ارتباط بین ادراک انسان از بلندی صدا و فرکانس و فشار صدا انجام شده‌است. شکل ۱-۱۷ نتایج این تحقیقات را نشان می‌دهد. این منحنی‌ها از یک شخص به شخص دیگر متفاوت است؛ اما آن‌ها را می‌توان به‌صورت میانگین برای یک انسان سالم و جوان در نظر گرفت. هر منحنی معرف صدایی است که در تمام بازه‌های فرکانسی «بلندی» یکسانی دارد. پایین‌ترین منحنی که در فرکانس ۱۰۰۰هرتز از نقطه‌ی صفر دسی‌بل عبور می کند، معرف

آستانه‌ی شنوایی است. گوش انسان نمی‌تواند صدای پایین‌تر از این مقدار در منحنی را بشنود. به‌نظر می‌رسد که گوش در بازه‌ی فرکانسی بین ۳ تا ۴کیلوهرتز بیشترین حساسیت را داشته و فشار صدای کمتر از ۲۰میکروپاسکال نیز در این بازه قابل شنیدن است. برای فرکانس‌های کمتر از ۷۰۰هرتز منحنی آستانه‌ی شنوایی، صعودی است به این معنا که برای فرکانس‌های کمتر فشار صدا باید افزایش یابد تا قابل شنیدن باشد. منحنی همچنین در فرکانس‌های بیشتر از ۴کیلوهرتز صعودی است. سه منحنی بالایی در یک کیلوهرتز به‌ترتیب از مقادیر ۴۰، ۷۰ و ۱۰۰دسی بل عبور می‌کنند. هر میکروفون پاسخ متفاوتی در مقابل فشار صدا دارد و به‌منظور شبیه‌سازی منحنی پاسخ گوش انسان، فیلترهای متفاوتی برروی دستگاه اندازه‌گیری نصب می‌شود. سه فیلتر استاندارد A ، B و C نام داشته و رفتار منحنی‌هایی که در یک کیلوهرتز ۴۰، ۷۰ و ۱۰۰دسی‌بل هستند را شبیه‌سازی می‌کنند. اندازه‌گیری‌ای که با هریک از این سه فیلتر انجام شود به این صورت نوشته خواهد شد: $dB(A)$ ، $dB(B)$ و $dB(C)$



شکل ۱-۱۷ منحنی‌های حساسیت گوش

هنگام اندازه‌گیری سطح صدا در اطراف یک ترانسفورماتور، باید از فیلتر A استفاده شود؛ چرا که با سطح فشار صدای معمول ترانسفورماتور نزدیکی بیشتری دارد. فشارصدای ترانسفورماتور در چند نقطه‌ی اطراف آن و در فاصله‌ی ۳۰سانتی‌متری از بدنه اندازه‌گیری می‌شود. این اندازه‌گیری‌ها چندان کارایی ندارد چراکه معمولا هیچ‌کس در فاصله‌ی ۳۰سانتی متری ترانسفورماتور نمی‌ایستد. سطح فشار صدا در فواصل دورتر از ترانسفورماتور مفیدتر است. به‌منظور تخمین سطح فشار صدا در فواصل دورتر ابتدا باید سطح توان صدای ترانسفورماتور را تعیین نمود.

واژه‌ی «توان صوتی» نیاز به توضیح بیشتر دارد. منبع صوتی توانی به هوای اطراف می‌فرستد که نتیجه‌ی آن ایجاد میدان فشار صدا است. در حقیقت «توان صوت» علت و «فشار صدا» معلول

می‌باشد. فشارصدایی که شنیده یا با استفاده از میکروفون اندازه‌گیری می‌شود بستگی به فاصله از منبع صدا و محیط آکوستیک دارد. ازاین‌رو فشار صدا در یک فاصله‌ی مشخص از منبع نمی‌تواند به‌تنهایی قدرت منبع صوتی را تعیین کند. ازاین‌رو لازم است توان صوتی منبع را که مستقل از محیط بوده و تنها پارامتر مشخص کننده‌ی قدرت منبع صدا است تعیین نمود. توان صوتی W برحسب وات، نرخ انرژی صدایی است که از منبع متصاعد می‌شود. هرچند سطح توان صوتی معمولا در مقیاس لگاریتمی و برحسب دسی‌بل بوده و مطابق معادله‌ی ذیل محاسبه می‌شود:

$$L_w = 10.\log\frac{W}{W_0} \qquad \text{(dB)} \qquad (۴۹-۱)$$

در این معادله W_0 مقدار مرجع بوده و مقدار آن مطابق استاندارد IEC60076-10 مساوی با 10^{-12} وات است. این مقدار معادل یک منبع صوتی بسیار ضعیف بوده و ارتباطی با مقدار مرجع برای فشار صدا ندارد. توان صوتی یکی از قدرتمندترین منابع صوتی یعنی موتور جت بزرگ، معادل ۱۰۰ هزار وات است. حداکثر مقدار توان صوتی نیز 10^{17} وات می‌باشد. به‌جای کار کردن با این اعداد بزرگ بهتر است از سطح توان صوت استفاده کرد که در این صورت سطح توان صوتی موتور جت معادل ۱۷۰دسی‌بل می‌شود. براساس مقدار فشارصدا یا شدت صدا (برحسب W/m^2) می‌توان سطح توان صوتی ترانسفورماتور برحسب دسی‌بل را براساس معادلات ذکر شده در IEC60076-10 محاسبه کرد. در یک فضای وسیع بدون مانع و در فاصله‌ی زیاد از ترانسفورماتور می‌توان فشارصدای آن‌را محاسبه نمود. ولی در عمل یک یا چند دیوار ترانسفورماتور را احاطه کرده که موجب انعکاس صدا می‌شوند. این موضوع تخمین فشار صدا در مناطق مختلف اطراف ترانسفورماتور را دشوار می‌سازد.

منبع تولید صدا

منبع اصلی تولید صدا در ترانسفورماتور، پدیده‌ی تغییربعد مغناطیسی[۱۵] است. تغییر بعد مغناطیسی در حقیقت تغییر در ابعاد برخی مواد ویژه است هنگامی‌که در معرض تغییرات شار مغناطیسی قرار می‌گیرند. تغییر ابعاد در هسته‌ی ترانسفورماتور در سطوح اندوکسیون معمول در بازه‌ی بین 10^{-7} تا 10^{-5} متر در هر متر از طول ماده است. این اثر بستگی به علامت شار ندارد بلکه تنها تابعی از مقدار شار و نحوه جهت‌گیری در راستای محورهای کریستالوگرافی[۱۶] ماده است. از این رو در صورت تحریک با شار سینوسی، فرکانس غالب در تغییر ابعاد دو برابر فرکانس تحریک خواهد بود. این پدیده، به‌ویژه در سطوح اندوکسیون بالا و نزدیک به اشباع، به‌شدت غیرخطی است. محتوای هارمونیکی بالای طیف ارتعاشی هسته نتیجه‌ی این غیرخطی بودن است. در ترانسفورماتورهای سه فاز، تغییر در ابعاد ساق‌های هسته به‌صورت هم‌زمان صورت نمی‌گیرد و این به‌معنای این است که ساختار هسته با اعوجاج‌های ضربانی مواجه می‌شود که تولید صدا می‌نماید. وجود یک مؤلفه‌ی DC در کنار مؤلفه‌ی مغناطیس کنندگی AC در هسته می‌تواند دامنه‌ی ارتعاشات هسته و در نتیجه سطح صدا را به‌میزان قابل توجهی افزایش دهد. مؤلفه‌ی DC همچنین اختلاف زیادی بین نقاط پیک مثبت و منفی چگالی شار ایجاد می‌کند و باعث می‌شود که فرکانس اصلی صدا به‌جای اینکه

دو برابر فرکانس ولتاژ کاری ترانسفورماتور باشد با آن مساوی شود. روش‌های مختلفی برای کاهش صدای هسته توسط طراحان ترانسفورماتور به‌کار برده می‌شود:

- کاهش چگالی شار هسته، به‌عنوان مثال از بازه‌ی رایج ۱/۷ تا ۱/۸۵ تسلا به ۱/۲ تسلا: برای انجام این کار یا باید سطح مقطع هسته را افزایش داد یا تعداد دور هر سیم‌پیچ را بیشتر کرد. کمتر شدن چگالی شار از ۱/۲تسلا کاهش زیادی در سطح صدا ایجاد نخواهد کرد. کاهش چگالی شار، ابعاد ترانسفورماتور، تلفات بار، وزن و هزینه‌های تولید را افزایش داده اما تلفات بی‌باری را کاهش می‌دهد.
- اجتناب از ترکیب‌هایی از سطح مقطع و ارتفاع ساق هسته که منجر به منطبق شدن فرکانس‌های طبیعی هسته با فرکانس‌های میدان مغناطیسی می‌گردد.
- ساختن چهارچوب‌های هسته به‌گونه‌ای که هم‌زمان هسته را سنگین‌تر کرده و آن‌را محکم‌تر نگه‌دارد.
- نصب یک صفحه‌ی میراکننده‌ی ارتعاشات بین اکتیوپارت و کف مخزن

منبع دیگر تولید صدا در ترانسفورماتور ارتعاش سیم‌پیچ‌ها به‌دلیل نیروهای متغیری است که به هادی‌های سیم‌پیچ وارد می‌شود. سیم‌پیچ در میدان مغناطیسی پراکندگی قرار داشته و نیروهای وارد بر هادی سیم‌پیچ با حاصل‌ضرب جریان هادی و چگالی شار میدان مغناطیسی در موقعیتی که هادی قرار دارد متناسب است. در چگالی شار معمول در هسته یعنی ۱/۷ تسلا و بالاتر، صدای هسته از صدای سیم‌پیچ‌ها بسیار بیشتر می‌شود. در شرایطی که ترانسفورماتور کم صدا درخواست شده باشد و چگالی شار در هسته کم (کمتر از ۱/۲ تسلا) باشد، صدای سیم‌پیچ سهم مهمی در کل سطح صدای ترانسفورماتور خواهد داشت. در صورتی‌که فرکانس طبیعی صفحات فلزی بین نگهدارنده‌های داخل مخزن ترانسفورماتور با فرکانس اصلی ارتعاشات اکتیوپارت یکسان شود، ممکن است این صفحات مانند بلندگو عمل کرده و سطح صدای ترانسفورماتور را افزایش دهند.

اندازه‌گیری صدای ترانسفورماتور در محل نصب به‌دلیل صدای زیاد پس‌زمینه یا صدای یک یا چند منبع صوتی بلند در محیط، مشکل است. در این شرایط باید شدت صدا[۱۷] اندازه‌گیری شود. شدت صدا میانگین زمانی حاصل‌ضرب فشار صدا و سرعت ذره در محیطی است که صدا در آن منتشر می‌شود. شدت صدا پارامتری برداری بوده و مقدار و جهت حرکت انرژی صوتی در یک مکان خاص را مشخص می‌کند. توضیح فیزیکی تعیین توان صوتی منبع با استفاده از شدت صدای اندازه‌گیری شده خارج از حوصله‌ی این کتاب است. تنها به این نکته اشاره می‌شود که برای این اندازه‌گیری از دو میکروفون نزدیک به هم استفاده می‌شود. نحوه‌ی انجام این تست و تحلیل نتایج در استاندارد IEC60076-10 ذکر شده‌است.

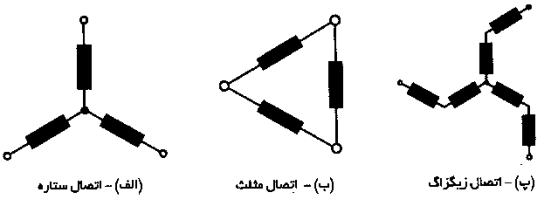
فن‌های ترانسفورماتور هوای متلاطمی ایجاد می‌کنند که موجب نوسانات فشار در بازه‌ی گسترده‌ای از فرکانس‌ها می‌شود. سطح صدا بستگی زیادی به سرعت حرکت پره‌های فن دارد. انتقال صدای ترانسفورماتور به محیط اطراف را می‌توان با نصب پنل‌های ضدصدا در اطراف ترانسفورماتور، یا نصب ترانسفورماتور در یک اتاقک مجزا کاهش داد. صدای ترانسفورماتور در یک اتاقک بزرگ ممکن است از طریق اجزاء اتاقک مانند کف یا دیوارها به محیط انتقال یابد. نصب صفحات مخصوص جاذب صدا بین ترانسفورماتور و فونداسیون آن می‌تواند به‌طور موثری از انتشار صدا بکاهد. در استاندارد IEC

محدوده‌های مجاز برای صدای ترانسفورماتور ذکر نشده و تنها نحوه‌ی تعیین مشخصه‌های صوتی ترانسفورماتور شرح داده شده است. حدود مجاز سطح صدا کاملا به توافق بین خریدار و سازنده‌ی ترانسفورماتور بستگی دارد[۱۸].

۱. ۱۲. اتصالات ترانسفورماتور سه‌فاز

سه روش برای اتصال فازهای سیم‌پیچ در یک ترانسفورماتور سه‌فاز وجود دارد:

- اتصال ستاره (Y): در این اتصال انتهای هریک از فازها به یکدیگر متصل شده و نقطه نوترال یا مرکز ستاره را تشکیل می‌دهند. مطابق شکل ۱-۱۸ (الف)
- اتصال مثلث (D) : در این اتصال سیم‌پیچ‌ها بصورت سری بسته شده و تشکیل یک حلقه (مثلث) را می‌دهند. مطابق شکل ۱-۱۸ (ب)
- اتصال زیگزاگ (Z) : مطابق شکل ۱-۱۸ (پ)



شکل ۱-۱۸ اتصالات ترانسفورماتور سه‌فاز

اولیه، ثانویه و ثالثیه‌ی ترانسفورماتور را می‌توان به هرکدام از سه‌شیوه‌ی فوق به هم متصل کرد. این کار تعداد زیادی اتصالات را برای ترانسفورماتور به‌همراه دارد که البته تحت تاثیر نوع هسته نیز می‌باشد. در این کتاب تنها به اتصالاتی می‌پردازیم که بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرند. در ولتاژهای بالا و همچنین زمانی که لازم است از نوترال بارگیری شود اتصال ستاره یک انتخاب طبیعی است. در هر صورت چه برای حفاظت اضافه ولتاژ و چه برای اتصال زمین مستقیم باید از بوشینگ نوترال استفاده شود. در صورتی‌که نوترال ترانسفورماتور زمین شود می‌توان سطح عایقی آن‌را در مقایسه با سرفاز کمتر طراحی کرد که این کار صرفه‌جویی اقتصادی به‌دنبال دارد. اتصال ستاره همچنین این مزیت را دارد که تپ‌چنجر را می‌توان در انتهای سیم‌پیچ قرار داد و به‌این شکل سطح ولتاژ آن نسب به زمین و فازهای دیگر را کمتر درنظرگرفت. با این کار قیمت تپ‌چنجر مورد نیاز کاهش می‌یابد.

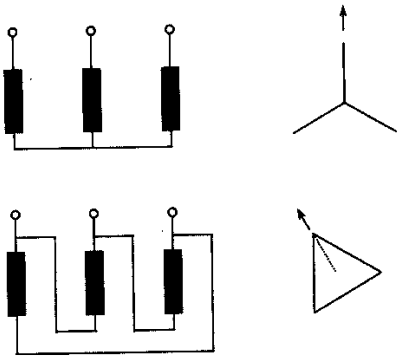
اگر اتصال یکی از دو سمت ترانسفورماتور ستاره باشد (به‌ویژه زمانی که قرار است از نوترال بارگیری شود) بهتر است اتصال سمت دیگر مثلث انتخاب شود. اتصال مثلث، آمپر-دور لازم برای متعادل کردن جریان توالی صفر گردشی در فازها و نوترال اتصال ستاره را فراهم کرده و امپدانس اتصال کوتاه را به میزان قابل قبولی تنظیم می‌کند. بدون وجود اتصال مثلث، جریان توالی صفر، شار توالی صفر در هسته به وجود می‌آورد. اگر هسته سه‌ستونه باشد این شار مسیر خود را از یوغ و دیواره‌های

مخزن بسته و موجب افزایش دما می‌شود. اگر هسته پنج‌ستونه یا ترانسفورماتور از نوع زرهی باشد، شار مسیر خود را از ساق‌های جانبی هسته که فاقد سیم‌پیچ هستند می‌بندد و امپدانس توالی صفر بسیار زیاد می‌شود. در نتیجه جریان خطای زمین آنقدر کوچک می‌شود که توسط رله‌های حفاظتی قابل شناسایی نیست.

جریان عبوری از هر فاز سیم‌پیچ در اتصال مثلث برابر با جریان خط تقسیم بر رادیکال سه است. در حالی که در اتصال ستاره جریان فاز و خط با هم برابر هستند. از طرف دیگر برای دستیابی به یک ولتاژ ثابت در اتصال مثلث به رادیکال سه برابر تعداد دور در اتصال ستاره نیاز داریم. در ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ مانند ترانسفورماتورهای افزاینده‌ی اصلی نیروگاهی که ولتاژ سمت فشارضعیف کم و جریان آن زیاد است اتصال مثلث مزیت بیشتری دارد. سیم‌پیچ مثلث جریان‌های هارمونیک سوم را در داخل مثلث (متشکل از سه سیم‌پیچی که بصورت سری بسته شده‌اند) به گردش در می‌آورد. هارمونیک سوم جریان تحریک برای اجتناب از اعوجاج شار مغناطیسی در هسته و جلوگیری از غیرسینوسی شدن ولتاژ القاء شده لازم است. هارمونیک سوم جریان در هر سه‌فاز مساوی بوده و اختلاف فاز آن‌ها صفر است. در نتیجه نمی‌تواند در اتصال ستاره جاری شود مگر آنکه نوترال به‌عنوان مسیر برگشت درنظر گرفته شود. عدم وجود هارمونیک سوم در جریان تحریک موجب غیرسینوسی شدن شدید ولتاژ القاء شده در ترانسفورماتورهای با هسته‌ی پنج‌ستونه و هسته‌ی زرهی می‌شود. اتصال سیم‌پیچ به‌صورت مثلث این اعوجاج را برطرف می‌کند، چرا که هارمونیک سوم از دست رفته را فراهم می‌نماید. گاه یک سیم‌پیچ ثالثیه با اتصال مثلث در ترانسفورماتورها تعبیه می‌شود که از آن بارگیری به عمل نمی‌آید و هدف از آن اجتناب از غیرسینوسی شدن ولتاژ و کاهش امپدانس توالی صفر است. این سیم‌پیچ را متعادل‌کننده یا پایدارکننده[۱۹] می‌نامند.

در ترانسفورماتورهای توزیعی که برای تغذیه‌ی بارهای تکفاز استفاده می شوند، اتصال در سمت اولیه معمولا مثلث است. با این وجود، در توان‌های پایین، جریان در اتصال مثلث بسیار کوچک شده و سایزینگ هادی‌های سیم‌پیچ دشواری‌هایی را در زمان تولید به وجود می‌آورد. در چنین شرایطی می‌توان سیم‌پیچ فشارقوی را ستاره و فشارضعیف را به‌صورت زیگزاگ طراحی کرد. جریان‌های توالی صفر جاری شده در دو بخش از یک سیم‌پیچ زیگزاگ همدیگر را متعادل کرده و امپدانس توالی صفر دیده شده از سمت ثانویه، اساسا توسط شار پراکندگی مغناطیسی بین دو شاخه‌ی سیم‌پیچ تعیین می‌گردد و مقدار آن کاملا کوچک است. با پیکربندی اتصالات یک جفت از سیم‌پیچ‌ها، می‌توان به جابجایی فازهای متفاوتی در دو سمت ترانسفورماتور دست یافت.

ترانسفورماتورهایی که به‌صورت موازی کار می‌کنند باید اختلاف فاز یکسانی در هر دو سمت داشته باشند. معمولا برای توضیح اختلاف فاز بین ولتاژهای اولیه و ثانویه (یا بین اولیه و ثالثیه در صورت وجود) از صفحه‌ی ساعت استفاده می‌شود. یک فاز سیم‌پیچ اولیه عقربه‌ی ساعت دوازده را نشان‌داده و فاز متناظر در سیم‌پیچ دیگر، برروی یکی دیگر از عددهای صفحه‌ی ساعت می‌ایستد. به‌عنوان مثال مطابق شکل ۱-۱۹ در گروه برداری پرکاربرد Yd11 عدد ۱۱ به این معنا است که ۳۰ درجه اختلاف فاز بین اولیه (با اتصال ستاره) و ثانویه (با اتصال مثلث) وجود دارد[۲۰].



شکل ۱-۱۹ اختلاف فاز بین اولیه و ثانویه در ترانسفورماتور با اتصال Yd11

توضیحات:

1) Faraday
2) Neumann
3) Hysteresis
4) Hystereo
5) Eddy Current Losses
6) Epstein Frame
7) Circuit Breaker
8) Arc
9) Per unit
10) W. Rogowski
11) Slow Motion
12) Buckling
13) Spacers: فاصله اندازهای بین دیسک‌های سیم‌پیچ (م.)
14) Giorgio Bertagnolli
15) Magnetostriction
16) Crystallographic
17) Sound Intensity
۱۸) در استاندارد ملی ایران به شماره ۱۳۳۶۸ و دستورالعمل‌های توانیر، مقادیر مجاز سطح صدای ترانسفورماتورهای توزیع کم تلفات ذکر شده است. (م.)
19) Stabilizing Winding
۲۰) ولتاژ ثانویه ۳۳۰درجه عقب‌تر از ولتاژ اولیه است. (م.)

فصل دوم

انواع ترانسفورماتور و راکتور و کاربرد آن‌ها

۲.۱. معرفی

انتقال انرژی الکتریکی معمولا به دو بخش تقسیم می‌شود: اول، انتقال برق به فواصل طولانی و در سطح ولتاژهای بالا که توسط ترانسفورماتورهای قدرت انجام می‌شود. دوم، توزیع انرژی الکتریکی از پست به مصرف‌کنندگان مختلف که توسط ترانسفورماتورهای توزیع صورت می‌گیرد. در این فصل انواع ترانسفورماتورها و راکتورهای مورد استفاده در شبکه و صنایع مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرند.

۲.۲. مشخصات مشترک در همه‌ی ترانسفورماتورها

در استاندارد IEC60076-1 : «ترانسفورماتورهای قدرت، بخش اول: کلیات» ترانسفورماتور این گونه تعریف شده‌است: «ترانسفورماتور یک تجهیز استاتیک برای انتقال توان الکتریکی است که از طریق القای الکترومغناطیسی بین دو یا چند سیم‌پیچ، یک ولتاژ و جریان الکتریکی متناوب را به ولتاژ و جریان الکتریکی دیگری عموما با مقادیر دیگر و در همان فرکانس تبدیل می‌کند.» دامنه‌ی کاربرد این استاندارد ترانسفورماتورهای تکفاز با توان نامی بالاتر از یک کیلوولت آمپر و ترانسفورماتورهای سه‌فاز با توان نامی بیشتر از ۵کیلوولت آمپر است. استاندارد IEC بین ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت تفکیکی قائل نشده و همه را با عنوان ترانسفورماتور قدرت بیان می‌کند؛ که هدف از آن انتقال توان الکتریکی از یک سطح ولتاژ به سطح ولتاژ دیگر است. معمولا ترانسفورماتورهایی که سطح ولتاژ را به مقدار مورد نیاز مصرف‌کننده (معمولا ۴۰۰ولت و کمتر) تبدیل می‌کنند، ترانسفورماتورهای توزیع نامیده می‌شوند.

در شرکت ABB ترانسفورماتورهای تا ولتاژ ۷۲/۵ کیلوولت و توان نامی حداکثر چند ده مگاولت آمپر در دسته‌ی ترانسفورماتورهای توزیع قرار می‌گیرند. ترانسفورماتورهای قدرت معمولا به ولتاژها و توان‌های بالاتر اطلاق می‌شود. صرف‌نظر از ابعاد و کاربرد، ترانسفورماتورها در اصول کار و مواد اصلی

مانند موارد ذیل اشتراک دارند:

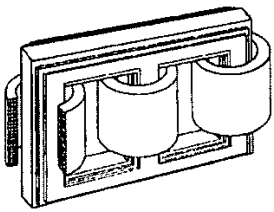
- استفاده از ورقه‌های آهنی مغناطیسی مخصوص، به‌عنوان هسته که میدان مغناطیسی بزرگی را به لطف ویژگی‌های مغناطیسی آهن ایجاد می‌کند. بدون آهن، استفاده‌ی گسترده از انرژی الکتریکی غیرممکن بود.
- استفاده از مس یا آلومینیوم به‌عنوان هادی سیم‌پیچ
- استفاده از مواد سلولزی مانند کاغذ فشرده و پرسبورد به‌عنوان مواد عایق جامد که بجز چند استثناء همچنان در ترانسفورماتور کاربرد گسترده‌ای دارد.
- استفاده از روغن معدنی که نقش سیال عایقی و همچنین خنک‌کننده را ایفا می‌کند.

سازنده‌ی ترانسفورماتور در عمل دو انتخاب در طراحی مفهومی ساختار ترانسفورماتور دارد:

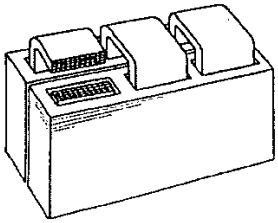
- ترانسفورماتور هسته‌ای[1] مطابق شکل ۲-۱
- ترانسفورماتور زرهی[2] مطابق شکل ۲-۲

انتخاب هر کدام از دو نوع فوق الذکر، تاثیری بر مشخصه‌های بهره‌برداری یا قابلیت اطمینان ترانسفورماتور ندارد، اما تغییر اساسی در فرایند تولید را به دنبال دارد.

هر سازنده‌ای طراحی را به‌گونه‌ای انتخاب می‌کند که از نقطه‌نظر ساخت برای رسیدن به مقیاس تولید، سهولت بیشتری داشته باشد. به‌طور خلاصه می‌توان گفت در نوع هسته‌ای، سیم‌پیچ هسته را در بر می‌گیرد، در حالی که در ترانسفورماتورهای زرهی، این هسته است که سیم‌پیچ را احاطه می‌کند. هنگام نگاه کردن به اکتیوپارت (هسته و سیم‌پیچ‌های) ترانسفورماتورهای هسته‌ای، ساق‌های هسته توسط سیم‌پیچ‌ها پوشیده شده‌اند و دیده نمی‌شوند. و تنها یوغ‌های بالا و پایین هسته قابل رویت است. در ترانسفورماتورهای زرهی، هسته بخش اعظم سیم‌پیچ‌ها را می‌پوشاند. تفاوت دیگر این است که محور سیم‌پیچ‌های نوع هسته‌ای معمولا عمودی بوده در حالی که در ترانسفورماتورهای زرهی می‌توانند هم افقی و هم عمودی باشد. امروزه بیشتر ترانسفورماتورهای تولید شده در سطح دنیا از نوع هسته‌ای است.

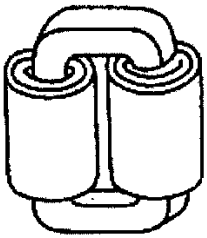


شکل ۲-۱: ترانسفورماتور نوع هسته‌ای



شکل ۲-۲: ترانسفورماتور نوع زرهی

هسته‌ی نوع wound که در ترانسفورماتورهای توزیع تکفاز استفاده شده‌است، در شکل ۲-۳ نشان داده شده‌است.



شکل۲-۳: ترانسفورماتور تکفاز با هسته‌ی نوع wound

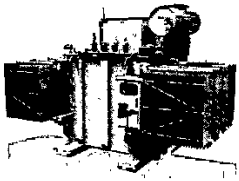
۲.۳. ترانسفورماتورهای توزیع

۲.۳.۱. ترانسفورماتورهای توزیع بزرگ

استاندارد IEC

توان نامی:	بالاتر از ۵۰۰۰ کیلوولت آمپر
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۷۲/۵ کیلوولت
سیال عایقی مورد استفاده:	روغن‌های معدنی، سیلیکونی، استر طبیعی و سنتزی

این ترانسفورماتورها انرژی الکتریکی را از سطوح ولتاژی بالاتر دریافت کرده و با کاهش ولتاژ، این انرژی را به پست‌های پایین‌دست یا مشترکین صنعتی پرمصرف انتقال می‌دهند. این ترانسفورماتورها سه‌فاز بوده و تپ‌چنجر مورد استفاده در آن‌ها ممکن است از نوع آفسیرکت[۳] یا از نوع تحت‌بار[۴] باشد. ترانسفورماتورهای با تپ‌چنجر تحت‌بار معمولا یک سیم‌پیچ تنظیم جداگانه دارند. هسته‌ی این ترانسفورماتورها از نوع ورق‌های فولادی دانه جهت داده شده[۵] است و سیم‌پیچ از نوع دیسکی چندلایه[۶] یا هلیکال[۷] با هادی چهارگوش از جنس مس یا آلومینیوم است. مخزن این ترانسفورماتورها معمولا دارای رادیاتور است، هرچند در توان‌های پایین ممکن است از نوع مخزن وله‌ای[۸] نیز استفاده شود.



شکل ۲-۴ ترانسفورماتور توزیع بزرگ منطبق با IEC

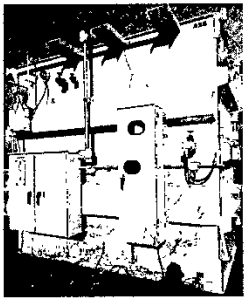
استاندارد ANSI/IEEE

توان نامی: از ۱۱۲/۵ کیلوولت آمپر تا ۲۰ مگاولت آمپر

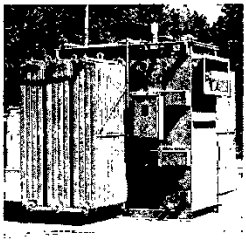
ولتاژ اولیه: حداکثر ۶۹ کیلوولت

ولتاژ ثانویه: حداکثر ۳۴/۵ کیلوولت

سیال عایقی مورد استفاده: روغن‌های معدنی، سیلیکونی، استر طبیعی و سنتزی



این ترانسفورماتورها سه‌فاز بوده و تپ‌چنجر مورد استفاده در آن‌ها ممکن است از نوع آفسیرکت یا از نوع تحت‌بار باشد. هسته در این ترانسفورماتورها از نوع ورق‌های فولادی دانه جهت داده شده‌است و هادی‌های مورد استفاده در سیم‌پیچ‌های فشارقوی و فشارضعیف از جنس مس یا آلومینیوم است. مخزن این ترانسفورماتورها دارای رادیاتور است.



در ترانسفورماتورهای پست برای اتصال به خطوط فشارقوی، بوشینگ‌ها در بالای درپوش مخزن تعبیه می‌شوند و در ترانسفورماتورهای کمکی پست نیز در سمت اولیه، ثانویه و یا هردو سمت، بوشینگ‌ها با هدف اتصال به سوئیچگیرها بر روی دیواره‌های ترانسفورماتور تعبیه می‌شوند.

شکل ۲-۵ ترانسفورماتور توزیع بزرگ منطبق با ANSI/IEEE

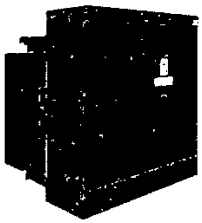
ترانسفورماتورهای پدمانتد[۹] بزرگ

توان نامی: از ۷۵کیلوولت آمپر تا ۲۰ مگاولت آمپر

ولتاژ اولیه: حداکثر ۴۶ کیلوولت

ولتاژ ثانویه: حداکثر ۲۵ کیلوولت

سیال عایقی مورد استفاده: روغن‌های معدنی، سیلیکونی، استر طبیعی و سنتزی

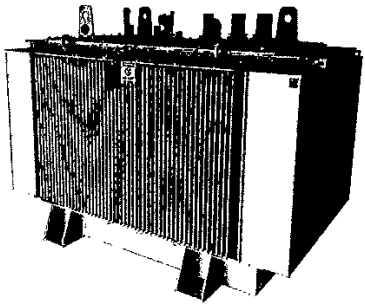


شکل ۲-۶
ترانسفورماتور پدمانتد

از این ترانسفورماتورها به‌منظور برق‌رسانی به مجتمع‌های تجاری، ساختمان‌های اداری، مدارس، مناطق صنعتی و... استفاده می‌شود. این پست‌ها بسیار مقاوم بوده و طراحی آن‌ها به‌گونه‌ای است که فاقد هرگونه پیچ، لولا و چفت و بست قابل دسترسی از بیرون هستند. به این شکل از ورود افراد غیرمجاز به داخل آن جلوگیری می‌شود. همچنین در این پست‌ها نیازی به نصب حصارهای خارجی و تجهیزات ایمنی پرسنل نیست.

۲. ۳. ۲. ترانسفورماتورهای توزیع متوسط استاندارد IEC

توان نامی:	۴۰۰ تا ۵۰۰۰ کیلوولت آمپر
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۳۶ کیلوولت
سیال مورد استفاده:	روغن‌های معدنی، سیلیکونی، استر طبیعی و سنتزی



شکل ۲-۷ ترانسفورماتور توزیع هرمتیک
ولهای با توان متوسط منطبق با IEC

از این ترانسفورماتورها برای کاهش ولتاژ به‌منظور توزیع انرژی در مناطق شهری و همچنین کاربردهای صنعتی استفاده می‌شود. ترانسفورماتورهای معمول در این رنج از نوع سه‌فاز و هرمتیک وله‌ای می‌باشند. دیواره‌ی کنگره‌ای و انعطاف‌پذیر مخزن برای خنک کردن ترانسفورماتور و جبران تغییرات حجم روغن به‌دلیل تغییرات دمایی مناسب هستند. مزیت ترانسفورماتورهای هرمتیک این است که روغن در معرض رطوبت هوای محیط نیست. همچنین حسب درخواست مشتری، ترانسفورماتورهای توزیع متوسط به‌صورت مجهز به منبع انبساط نیز تولید می‌شوند[۱۰].

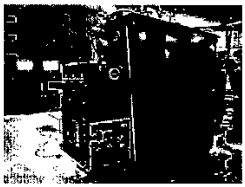
استاندارد ANSI/IEEE
ترانسفورماتور توزیع شبکه

توان نامی: از ۳۰۰ تا ۲۵۰۰ کیلوولت آمپر

ولتاژ اولیه: حداکثر ۳۴/۵ کیلوولت

ولتاژ ثانویه: حداکثر ۶۰۰ ولت

سیال عایقی مورد استفاده: روغن‌های معدنی، سیلیکونی، استر طبیعی و سنتزی



این ترانسفورماتورها معمولا در شبکه‌های توزیع پربار در شهرهای بزرگ و همچنین مترو کاربرد دارند. ترانسفورماتورهای شبکه برای بهره‌برداری متناوب یا پیوسته در کاربردهای زیرزمینی طراحی می‌شوند.

شکل ۲-۸ ترانسفورماتور توزیع شبکه منطبق با استاندارد ANSI/IEEE

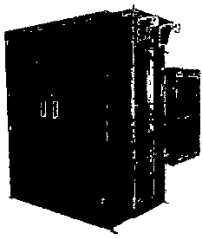
ترانسفورماتورهای پدمانتد متوسط

توان نامی: تا ۵۰۰۰ کیلوولت آمپر

ولتاژ اولیه: حداکثر ۳۴/۵ کیلوولت

ولتاژ ثانویه: حداکثر ۴/۱۶ کیلوولت

سیال عایقی مورد استفاده: روغن‌های معدنی، سیلیکونی، استر طبیعی و سنتزی



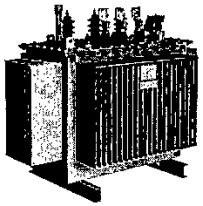
شکل ۲-۹ ترانسفورماتور پدمانتد متوسط منطبق با استاندارد ANSI/IEEE

۲. ۳. ۳. ترانسفورماتورهای توزیع کوچک استاندارد IEC

توان نامی: حداکثر ۳۱۵ کیلوولت آمپر

ولتاژ اولیه: حداکثر ۳۶ کیلوولت

سیال عایقی مورد استفاده: روغن‌های معدنی، سیلیکونی، استر طبیعی و سنتزی



شکل ۲-۱۰ ترانسفورماتور توزیع هرمتیک ولەای با توان پایین

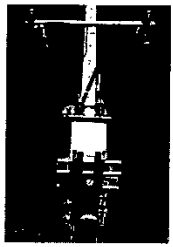
این ترانسفورماتورها برای کاهش سطح ولتاژ به‌منظور برق‌رسانی به مناطق کم‌جمعیت داخل یا حومه‌ی شهر مورد استفاده قرار می‌گیرند. این ترانسفورماتورها به‌صورت سه‌فاز روغنی از نوع هرمتیک ولەای بوده و قابلیت نصب روی تیر یا داخل پست زمینی را دارند. حسب درخواست مشتری، ترانسفورماتور می‌تواند به‌صورت مجهز به منبع انبساط ساخته شود.

ترانسفورماتورهای تکفاز هوایی

توان نامی: ۵ تا ۱۰۰ کیلوولت آمپر

ولتاژ اولیه: حداکثر ۳۶ کیلوولت

سیال عایقی مورد استفاده: روغن معدنی



شکل ۲-۱۱ ترانسفورماتور توزیع تکفاز هوایی

این ترانسفورماتورهای تکفاز روغنی گزینه‌ی مناسبی برای برق‌رسانی به مناطق دورافتاده و کم‌جمعیت و همچنین تامین انرژی الکتریکی مشترکین تجاری و صنعتی کم‌مصرف هستند. ترانسفورماتورهای تکفاز به دو نوع تقسیم می‌شوند:

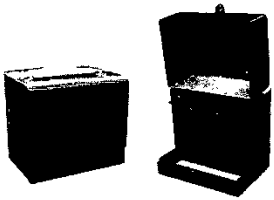
۱) اتصال اولیه‌ی ترانسفورماتور به دو فاز از سه فاز شبکه‌ی فشار متوسط: این ترانسفورماتورها دو بوشینگ فشارقوی دارند.

۲) اتصال اولیه‌ی ترانسفورماتور به یک فاز: این ترانسفورماتورها تنها یک بوشینگ فشارقوی دارند.

استاندارد ANSI/IEEE
ترانسفورماتورهای پدمانتد کوچک

توان نامی:	۴۵ تا ۱۵۰ کیلوولت آمپر
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۲۵ کیلوولت
ولتاژ ثانویه:	حداکثر ۴۸۰ ولت
سیال عایقی مورد استفاده:	روغن‌های معدنی، سیلیکونی، استر طبیعی و سنتزی

ترانسفورماتورهای توزیع سه‌فاز پدمانتد کوچک هزینه‌ی کمی داشته و حمل، نصب و بهره‌برداری از آن‌ها آسان است. ظاهر جمع‌وجور این ترانسفورماتورها برای مشترکان تجاری مانند بانک‌ها، مغازه‌ها و رستوران‌ها کاربرد مناسبی دارد. پست‌های پدمانتد کوچک به‌جای در، درپوش قابل برداشتن دارد. کابل‌های ورودی و خروجی در زیر پست تعبیه شده‌اند.

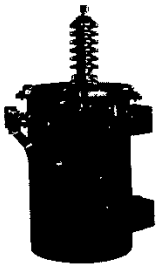


شکل ۲-۱۲
ترانسفورماتور پدمانتد

ترانسفورماتورهای هوایی

توان نامی (تکفاز):	۵ تا ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر
توان نامی (سه‌فاز):	۳۰ تا ۵۰۰ کیلوولت آمپر
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۳۶ کیلوولت
ولتاژ ثانویه:	حداکثر ۴۸۰ ولت
سیال عایقی مورد استفاده:	روغن‌های معدنی و سنتزی

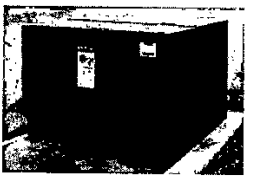
ترانسفورماتورهای توزیع هوایی کوچک تکفاز و سه‌فاز به‌منظور برق‌رسانی به مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری و صنعتی کم‌مصرف طراحی شده‌اند.



شکل ۲-۱۳
ترانسفورماتور توزیع هوایی

ترانسفورماتورهای پدمانتد تکفاز

توان نامی:	۱۰ تا ۲۵۰ کیلوولت آمپر
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۲۵ کیلوولت
ولتاژ ثانویه:	حداکثر ۴۸۰ ولت
سیال عایقی مورد استفاده:	روغن‌های معدنی، سیلیکونی و استرهای طبیعی و سنتزی



شکل ۲-۱۴ ترانسفورماتور پدمانتد تکفاز

این ترانسفورماتورها برای انتقال انرژی الکتریکی در سیستم‌های توزیع زیرزمینی اعم از حلقوی یا شعاعی که دارای اتصال ستاره‌ی زمین شده می‌باشند طراحی می‌شوند.

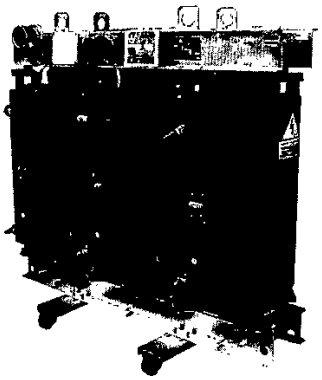
۲. ۳. ۴. ترانسفورماتورهای توزیع خشک

ترانسفورماتورهای خشک به‌منظور حداقل کردن خطر آتش‌سوزی و همچنین کاهش آلودگی‌های محیطی مورد استفاده قرار می‌گیرند. این ترانسفورماتورها به‌ویژه در ساختمان‌های بزرگ، بیمارستان‌ها، مجتمع‌های تجاری، انبارها، کشتی، پالایشگاه‌های نفت و گاز و سایر مناطقی که آتش‌سوزی تبعات بسیار زیادی دارد، کاربرد زیادی دارند.

ترانسفورماتورهای خشک رزینی

توان نامی:	۵۰ کیلوولت آمپر تا ۳۰ مگاولت آمپر
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۵۲ کیلوولت
کلاس آب و هوایی:	C2 (IEC60076-11)
کلاس عایقی:	220°C (ANSI/IEEE)

در این ترانسفورماتورها، سیم‌پیچ‌های فشارقوی تحت خلأ در رزین قالب‌گیری شده و در کوره خشک می‌شوند. سیم‌پیچ‌های فشارقوی ترانسفورماتورهای خشک معمولا دیسکی هستند.

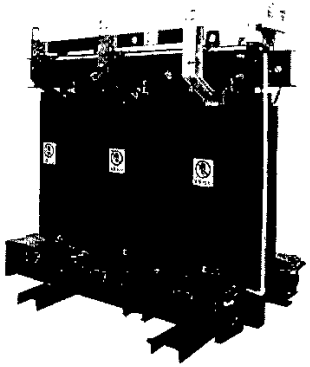


شکل ۲-۱۵ ترانسفورماتور خشک رزینی

ترانسفورماتورهای خشک RESIBLOC®

توان نامی:	۳۰ کیلوولت آمپر تا ۴۰ مگاولت آمپر
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۵۲ کیلوولت
کلاس آب و هوایی:	C2 (IEC60076-11)
کلاس عایقی:	220°C (ANSI/IEEE)

RESIBLOC® فرایندی در ساخت سیم‌پیچ فشارقوی است که توسط شرکت ABB نوآوری و ثبت شده‌است. سیم‌پیچ فشارقوی چندلایه بوده و عایق آن از نوع فایبرگلاس آغشته به اپوکسی است که در هوای محیط خشک می‌شود.



شکل ۲-۱۶ ترانسفورماتور خشک رزینی RESIBLOC®

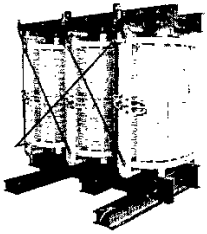
ترانسفورماتورهای خشک منطبق با استاندارد ANSI/IEEE

VPI (Vacuum Pressure Impregnated)

VPE (Vacuum Pressure Encapsulated)

توان نامی:	حداکثر ۱۵ مگاولت آمپر
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۳۵ کیلوولت
کلاس عایقی:	220°C

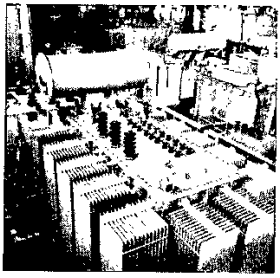
به‌منظور ارتقاء حفاظت محیطی، ترانسفورماتورهای VPI یک لایه پوشش پلی‌استر و ترانسفورماتورهای VPE چندین لایه پوشش رزین سیلیکونی دارند.



شکل ۲-۱۷ ترانسفورماتور خشک منطبق با استاندارد ANSI/IEEE

۲. ۳. ۵. سایر ترانسفورماتورهای توزیع

ترانسفورماتورهای راه‌انداز[11]



شکل ۲-۱۸
ترانسفورماتورهای VSD

این ترانسفورماتورها، تبدیل ولتاژ و ایزولاسیون لازم برای تغذیه‌ی راه‌اندازهای سرعت متغیر[12] (VSD) را فراهم می‌سازند. این راه‌اندازها که عموما در صنعت به نام درایور شناخته می‌شوند، معمولا از شبکه‌های ولتاژ متوسط بین ۵ تا ۳۶کیلوولت تغذیه می‌شوند و ولتاژ ورودی مبدل‌های الکترونیک قدرت معمولا بین ۴۰۰ ولت تا ۴کیلوولت است. در واقع ترانسفورماتورهای VSD، ولتاژ شبکه‌ی فشارمتوسط را به ولتاژ مورد نیاز در ورودی مبدل الکترونیک قدرت تبدیل می‌کنند. یک نمونه از کاربرد رایج این ترانسفورماتورها در پمپ‌های روغن شناور و سایر کاربردهای مشابه است که در آن‌ها از موتورهای ولتاژ بالا استفاده می‌شود.

ترانسفورماتورهای VSD به‌صورت روغنی یا خشک تا توان ۶مگاولت آمپر، برای انواع راه‌اندازهای مختلف و ولتاژهای کاری متفاوت تولید می‌شوند.

ترانسفورماتورهای نیروگاه بادی

ترانسفورماتورهای روغنی و خشک توربین‌های بادیٔ به‌صورت ویژه و به‌گونه‌ای طراحی می‌شوند که تلفات پایین و عرض کم داشته باشند تا به این شکل عبور دادن آن‌ها از دریچه‌های باریک امکان‌پذیر باشد.

ترانسفورماتورهای نیروگاه بادی از نوع خشک

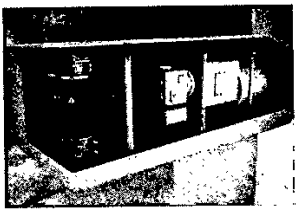
توان نامی: ۱۰۰۰ تا ۲۱۰۰ کیلوولت آمپر

ولتاژ اولیه: حداکثر ۳۶ کیلوولت

کلاس آب و هوایی: C2 (IEC60076-11)

ویژگی‌های خاص:

- قرار داشتن خروجی‌های فشارضعیف در کف
- فاقد چهارچوب تحتانی یا چرخ
- امکان طراحی ترانسفورماتور با سیم‌پیچ ثالثیه برای تغذیه‌ی داخلی



شکل ۲-۱۹ ترانسفورماتورهای نیروگاه بادی از نوع خشک

ترانسفورماتورهای نیروگاه بادی از نوع روغنی

توان نامی: حداکثر ۴۰۰۰ کیلوولت آمپر

ولتاژ اولیه: حداکثر ۳۶ کیلوولت

روغن مورد استفاده: سیلیکون یا استر

شکل ۲-۲۰
ترانسفورماتورهای نیروگاه بادی از نوع روغنی

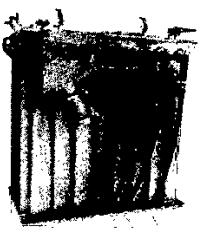
ویژگی‌های خاص:

- هرمتیک
- بوشینگ‌های پلاگین در سمت فشارقوی
- بوشینگ‌های فشار ضعیف حفاظت شده
- مجهز به تجهیز حفاظتی کمپکت: گاز، سطح روغن، دما، فشار

ترانسفورماتورهای قابل استفاده در زیر دریا

توان نامی:	برمبنای سفارش
ولتاژ اولیه:	حداکثر ۷۲/۵ کیلوولت
ولتاژ ثانویه:	۱ تا ۱۲ کیلوولت
حداکثر عمق قابل استفاده:	۲۰۰۰ متر
روغن مورد استفاده:	روغن معدنی

کاهش فشار چاه، چالش مهم استخراج نفت در دریا است. افت فشار، عمر مفید چاه و عمق قابل استخراج را کاهش می‌دهد. به‌کارگیری پمپ‌های تقویت‌کننده، استخراج نفت در اعماق بیشتر را امکان‌پذیر می‌سازد؛ حتی زمانی که فشار داخل چاه پایین باشد. این پمپ‌ها با موتورهای الکتریکی ولتاژ پایین کارکرده و تغذیه‌ی خود موتورها توسط کابل‌های فشارقوی طویل متصل به سکوی نفتی انجام می‌شود. دلیل استفاده از کابل‌های فشارقوی کاهش وزن کابل و همچنین کاهش افت ولتاژ در کابل است. برای تبدیل ولتاژ لازم است ترانسفورماتور در زیر دریا و نزدیک پمپ تقویت‌کننده نصب شود.



شکل ۲-۲۱
ترانسفورماتورهای مورد استفاده در زیر دریا

ترانسفورماتورهای خودمحافظ[۱۳] منطبق با استاندارد IEC60076-13

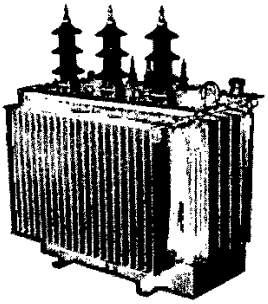
توان نامی: حداکثر ۱۶۰کیلوولت آمپر به‌صورت هوایی
حداکثر ۳۶۰کیلوولت آمپر به‌صورت زمینی

ولتاژ اولیه: جداکثر ۲۰کیلوولت

روغن مورد استفاده: روغن معدنی، استر طبیعی و سنتزی

بوشینگ‌های فشارقوی این ترانسفورماتور در داخل خود مجهز به فیوز فشارقوی می‌باشند. همچنین یک سوئیچ سه‌فاز و تجهیزات حفاظتی برای سطح و فشار روغن در این ترانسفورماتورها تعبیه شده‌است. در موارد ذیل سوئیچ سه‌فاز، سیم‌پیچ فشارقوی را در هر سه‌فاز از ولتاژ سیستم جدا می‌کند:

- عملکرد هریک از فیوزها به‌دلایلی مانند اضافه جریان
- کاهش سطح روغن کمتر از مقدار تعیین شده
- افزایش فشار روغن بیشتر از مقدار تعیین شده



شکل ۲-۲۲ ترانسفورماتورهای خودمحافظ

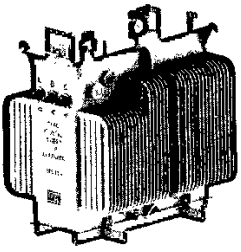
ترانسفورماتورهای پست‌های دفنی منطبق با ANSI/IEEE

توان نامی: ۷۵ تا ۱۰۰۰کیلوولت آمپر

ولتاژ اولیه: حداکثر ۳۰کیلوولت

روغن مورد استفاده: روغن معدنی، استر طبیعی و سنتزی

ترانسفورماتورهای پست‌های دفنی که به‌صورت تجاری (نرمال) تولید می‌شوند، مجهز به بوشینگ‌های پلاگین و فیوزلینک یا حفاظت‌های اضافه‌جریان متصل به بریکرهای روغنی بوده و شش سوکت فشارقوی بر روی درپوش نصب می‌شوند.

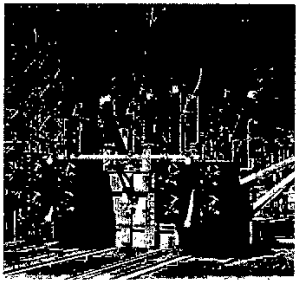


شکل ۲-۲۳ ترانسفورماتورهای پست‌های دفنی

۲.۴. ترانسفورماتورهای قدرت

سازندگان ترانسفورماتور برای طراحی ترانسفورماتورهای قدرت با سطح ولتاژهای بسیار زیاد (تا ۸۰۰ کیلوولت)، با چالش‌های مهمی روبرو هستند که در اینجا به برخی از آن‌ها اشاره می‌شود:

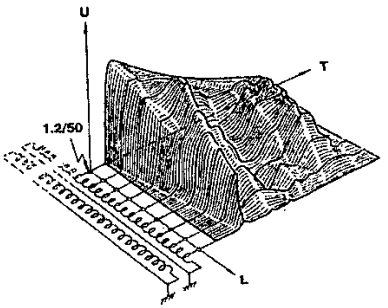
اضافه ولتاژهای گذرا



شکل ۲-۲۴ ترانسفورماتور قدرت سه‌فاز

یکی از چالش‌های طراحی ترانسفورماتور، پیش‌بینی نحوه‌ی توزیع ولتاژهای گذرا در داخل سیم‌پیچ است. ولتاژهای گذرا با شکل و مشخصات زمانی خاص به ترمینال‌های ترانسفورماتور اعمال می‌شوند. توزیع این ولتاژ تابعی از برخی پارامترهای سیم‌پیچ است. برای یافتن مدل‌های ریاضی جهت محاسبه‌ی توزیع ولتاژ، اندازه‌گیری‌های جامعی با به‌کارگیری تجهیزات مدرن، بر روی انواع سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور صورت گرفته‌است. این فرایند در شرکت ABB نیز سال‌ها است که انجام می‌شود و اختلاف بین مدل‌های محاسباتی و مقادیر اندازه‌گیری شده بطور قابل توجهی کاهش یافته‌است.

شکل ۲-۲۵ نمونه‌ای از توزیع ولتاژ در سیم‌پیچ ترانسفورماتور در حین اعمال موج ضربه‌ی صاعقه (زمان پیشانی ۱/۲ میکروثانیه و نیم زمان پشت موج ۵۰میکروثانیه) را نشان می‌دهد. در این شکل، طول سیم‌پیچ در محور L، زمان در محور T و ولتاژ اندازه‌گیری شده نسبت به زمین در محور U نمایش داده شده‌است. شکل به‌دست آمده شبیه یک تپه‌ی سنگی است، در جاهایی که در محور L سراشیبی زیاد وجود دارد، به این معنا است که اختلاف ولتاژ زیادی بین نقاط نزدیک به هم در سیم‌پیچ وجود دارد. قابلیت عایق برای تحمل تنش‌های الکتریکی موضعی در نقاط مختلف سیم‌پیچی نه‌تنها به مقدار پیک ولتاژ، بلکه به مدت زمان اعمال آن نیز بستگی دارد. سازندگان معتبر، ترانسفورماتور را به‌گونه‌ای طراحی می‌کنند که در مقابل اضافه ولتاژها استقامت بالایی داشته باشند. با این وجود، قابلیت اطمینان ترانسفورماتور عملا به حفاظت مناسب در برابر اضافه ولتاژهای گذرا و طراحی هماهنگی عایقی مناسب بستگی دارد. ترانسفورماتورهای قدرت، برخلاف ترانسفورماتورهای توزیع، به‌صورت تک‌به‌تک و ویژه طراحی می‌شوند.



شکل ۲-۲۵ نمونه‌ای از توزیع ولتاژ در سیم‌پیچ ترانسفورماتور در زمان اعمال موج صاعقه

میدان مغناطیسی پراکندگی

شار مغناطیسی پراکندگی با افزایش توان نامی و امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور بیشتر می‌شود. در ترانسفورماتورهای بزرگ، طراحی باید به‌گونه‌ای باشد که این شار پراکندگی موجب اضافه حرارت در سیم‌پیچ و قطعات سازنده‌ی ترانسفورماتور مانند نگهدارنده‌های هسته و مخزن نشود. اضافه حرارت، منجر به تولید حباب‌های گاز در روغن و ایجاد نقاط ضعیف در روغن می‌شود. اگر این حباب‌ها وارد مناطق با تنش‌های الکتریکی بالا در ترانسفورماتور شوند ممکن است شکست عایقی رخ دهد. همچنین نقاط داغی که در تماس با روغن هستند، منجر به پیری و زوال عمر عایق خواهند شد. شرکت ABB تحقیقات جامعی در خصوص میدان پراکندگی و نیز توزیع حرارتی در داخل ترانسفورماتور با استفاده از سنسورهای حرارتی و فیبر نوری انجام داده‌است تا برای اجتناب از تشکیل نقاط داغی که بهره‌برداری مطمئن از ترانسفورماتور را در معرض خطر جدی قرار می‌دهند به دانش لازم دست یابد.

نیروهای مکانیکی

تاب‌آوری ترانسفورماتورهای قدرت در مقابل نیروهای مکانیکی بزرگ ناشی از عبور جریان اتصال کوتاه از سیم‌پیچ، سومین پارامتر مهم در طراحی ترانسفورماتوز است. ترانسفورماتورهای قدرت معمولا در شبکه‌هایی نصب می شوند که قدرت اتصال کوتاه آن‌ها بسیار بالا است. در ترانسفورماتورهای کوچک، ملاحظات حرارتی و تلفات، پارامترهای تعیین کننده‌ی چگالی جریان در هادی‌های سیم‌پیچ هستند. اما سطح مقطع هادی‌های سیم‌پیچ در ترانسفورماتورهای قدرت، عمدتا متاثر از تنش‌های مکانیکی در زمان اتصال کوتاه تعیین می‌شود.

اساس طراحی و تولید ترانسفورماتور در شرکت ABB دستیابی به ترانسفورماتورهایی است که در تئوری و عمل قابلیت تاب‌آوری در برابر نیروهای حاصل از اتصال کوتاه را داشته باشند و این موضوع با انجام آزمون در شرایط اتصال کوتاه کامل، بر روی ترانسفورماتورهای نمونه، به بوته‌ی آزمایش گذاشته شده‌است. تا کنون بیش از صد دستگاه ترانسفورماتور قدرت تولید شرکت ABB مورد آزمون اتصال کوتاه واقعی قرار گرفته‌اند.

بطور کلی طراحی و تولید ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ، برای عملکرد مطمئن در ولتاژهای بالا و نیز اقتصادی و رقابت‌پذیر بودن نسبت به سایر سازندگان، نیاز به منابع زیاد و تجربه‌ی طولانی دارد.

محدودیت‌های توان

محدودیت‌های مرتبط با حمل ترانسفورماتور از کارخانه به محل نصب، یکی از عوامل تاثیرگذار در محدود شدن توان نامی ترانسفورماتور است. معمولا ارتفاع ترانسفورماتور یکی از محدودیت‌های مهم در طراحی است. برای غلبه بر این محدودیت می‌توان به‌جای هسته‌ی سه ستونه، از هسته‌ی پنج ستونه استفاده کرد. این موضوع در فصل سوم بیشتر مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۱.۴.۲. ترانسفورماتورهای افزاینده‌ی نیروگاهی

این ترانسفورماتورها، ولتاژ ژنراتور را به سطح ولتاژ انتقال (تا ۸۰۰ کیلوولت و حتی بیشتر) افزایش می‌دهند. اتصال این ترانسفورماتورها معمولا YNd است. دلایل متعددی برای اتصال سیم‌پیچ فشارضعیف به‌صورت مثلث به‌جای اتصال به‌صورت ستاره وجود دارد:

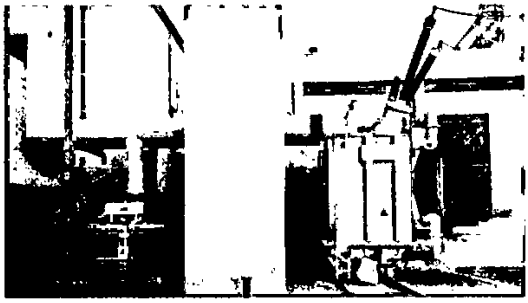
- اتصال سیم‌پیچ به‌صورت مثلث امپدانس توالی صفر ترانسفورماتور را کاهش می‌دهد.
- جریان خط در ترانسفورماتورهای بزرگ افزاینده، بسیار زیاد است. با اتصال سیم‌پیچ به‌صورت مثلث، جریانی که از هر سیم‌پیچ عبور می‌کند مساوی است با جریان خط تقسیم بر رادیکال سه که تولید ترانسفورماتور و سیم‌پیچ فشارضعیف را آسان‌تر می‌کند.

در بیشتر موارد ترمینال نوترال فشارقوی ترانسفورماتورهای افزاینده بصورت مستقیم زمین شده و عایق سیم‌پیچ فشارقوی نیز غیریکنواخت هستند. به این معنا که سطح عایقی نوترال کمتر از سرفاز سیم‌پیچ است. قابلیت ژنراتور در تزریق توان اکتیو و جذب/تزریق توان راکتیو به شبکه به چهار مشخصه‌ی ترانسفورماتور افزاینده وابسته است:

- امپدانس اتصال کوتاه
- ولتاژ فشارقوی
- توان نامی
- ولتاژ فشارضعیف

در استاندارد IEEE C57.116 : «راهنمای انتخاب ترانسفورماتورهای متصل به ژنراتور»، برای انتخاب این چهار ویژگی یک روش تحلیلی ذکر شده‌است. به‌منظور اطمینان از اینکه ترانسفورماتور مانع از تبادل توان راکتیو بین ژنراتور و شبکه نمی‌شود، لازم است تپ‌چنجر در سمت فشارقوی ترانسفورماتور تعبیه شود. این تپ‌چنجرها معمولا در نوترال سیم‌پیچ فشارقوی ترانسفورماتور نصب می‌شوند. در نیروگاه‌های برقآبی، بریکر سمت فشارقوی معمولا در فاصله‌ی چند صد متری ترانسفورماتور قرار داشته و توسط کابل به‌هم وصل می‌شوند. هنگام برق‌دار کردن ترانسفورماتور از سمت فشارقوی، نوسانات ولتاژ فرکانس بالا، متاثر از امواج سیار در کابل، که بخشی از آن منعکس شده و بخشی به پیش می‌رود، در ترمینال‌های ترانسفورماتور به وجود می‌آید. هر سیم‌پیچ ترانسفورماتور دارای تعدادی فرکانس رزونانس است که با به‌کارگیری برخی اندازه‌گیری‌ها در محل کارخانه قابل شناسایی است. چنانچه فرکانس این نوسانات ولتاژ در هنگام برق‌دار شدن با یکی از این فرکانس‌های بحرانی رزونانسی منطبق گردد، اضافه ولتاژهای بزرگی در سیم‌پیچ به‌وجود خواهد آمد. این مسئله را می‌توان با برق‌دار کردن ترانسفورماتور از سمت ژنراتور و سپس سنکرون کردن ژنراتور با شبکه از طریق بریکر سمت فشارقوی حل کرد.

اتصال بین ژنراتور و ترانسفورماتور ممکن است مستقیم باشد و یا بریکری در بین آن‌ها قرار داده شود. درصورت اتصال مستقیم، ترانسفورماتور و ژنراتور جداناپذیر بوده و به‌صورت یک تجهیز واحد عمل می‌کنند. درصورت وقوع خطا بر روی هر سمت از ترانسفورماتور، تجهیزات حفاظتی عمل کرده و بریکر سمت فشارقوی، واحد را از شبکه جدا می‌کند. این حذف ناگهانی بار ممکن است باعث اضافه ولتاژ در سمت ژنراتور و اضافه‌تحریک ترانسفورماتور شود. دامنه و مدت زمان این اضافه‌تحریک بستگی به مشخصه‌های ژنراتور و سیستم تحریک آن دارد. خریدار ترانسفورماتور باید اطلاعات لازم در خصوص دامنه و مدت زمان این اضافه‌ولتاژهای موقت را به سازنده اعلام کند. حفاظت اضافه‌ولتاژ سیم‌پیچ فشارضعیف ترانسفورماتور افزاینده باید به‌دلیل اختلاف ولتاژ و سطوح عایقی بین دو سمت ترانسفورماتور و همچنین دامنه‌ی اضافه‌ولتاژهای انتقالی گذرا بین فشارقوی و فشارضعیف، مورد توجه ویژه قرار گیرد. پیشنهاد می‌شود بین ترمینال‌های فشارضعیف و زمین و همچنین بین فازهای مختلف برقگیر نصب شود. همچنین نصب خازن (با ظرفیت معمول ۰/۲۵ میکروفاراد) بین ترمینال‌های فشارضعیف و زمین توصیه می‌گردد.



شکل ۲-۲۶ ترانسفورماتور سه فاز افزاینده ی نیروگاهی (راست) و ترانسفورماتور یونیت (چپ)

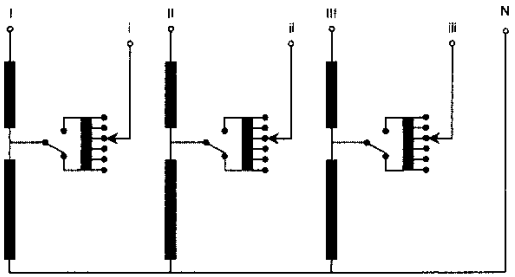
اضافه‌ولتاژهای انتقالی به‌ویژه در زمان جدا شدن سیم‌پیچ فشارضعیف و ژنراتور می‌تواند خطرناک باشد. در اغلب نیروگاه‌ها به‌منظور کاهش ریسک اتصال کوتاه بین هادی‌های فاز، ارتباط بین ترانسفورماتور و ژنراتور از طریق باس‌داکت‌های مجزا در هر فاز صورت می‌گیرد. جریان عبوری از این هادی‌ها در ترانسفورماتورهای افزاینده‌ی بزرگ بسیار زیاد بوده و میدان‌های مغناطیسی بزرگی را به وجود می‌آورد. این میدان‌ها می‌توانند جریان‌های گردشی در مخزن، درپوش، بوشینگ و حتی باس‌داکت به وجود آورند. درصورتی‌که این مسئله در طراحی ترانسفورماتور لحاظ نشده باشد، تلفات به وجود آمده به‌واسطه‌ی این جریان‌ها ممکن است باعث افزایش بیش از حد دما شود. اضافه‌حرارت به وجود آمده بر روی اجزاء ترانسفورماتور، به نحوه‌ی اتصال بین باس‌داکت و ترانسفورماتور نیز بستگی دارد. به‌منظور جبران مسئله‌ی اضافه‌حرارت، پیشنهاد می‌شود پیش از سفارش تجهیزات، هماهنگی لازم بین سازنده‌ی باس داکت، سازنده‌ی ترانسفورماتور و خریدار انجام شود.

۲. ۴. ۲. ترانسفورماتورهای کاهنده

ترانسفورماتورهای کاهنده، سطح ولتاژ انتقال را به ولتاژهای مناسب در سطح توزیع کاهش می‌دهند. توان نامی ترانسفورماتورهای قدرت کاهنده متناسب با توان نامی خطوط انتقال است. معمولا در این ترانسفورماتورها از تپ‌چنجر تحت بار برای تغییر نسبت تبدیل در محدوده‌ی ۱۵٪± و در پله‌های ۱.۵٪ – ۱ استفاده می‌شود. (تپ‌چنجرهای تحت بار در فصل چهارم توضیح داده شده‌اند). شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع نیز پیش از رساندن ولتاژ به مقدار مورد نیاز مصرف‌کننده‌ی نهایی، خود سطوح ولتاژی متفاوتی دارند. در بین این سطوح ولتاژی متفاوت، از ترانسفورماتورهای کاهنده استفاده می‌شود. با حرکت به سمت مصرف‌کننده‌ی نهایی، توان نامی ترانسفورماتورها نیز کاهش می‌یابد. این ترانسفورماتورها در حقیقت تنظیم کننده‌ی ولتاژ بوده و نسبت تبدیل آن‌ها با کمک رله‌های تنظیم ولتاژ به گونه‌ای تغییر می‌کند که ولتاژ خروجی ثابت باشد؛ هرچند در شبکه‌های به هم پیوسته با تعداد زیادی شبکه در هر دو سمت ترانسفورماتور، تغییر نسبت دور نمی‌تواند تغییر زیادی در سطح ولتاژ به وجود آورد و تنها تبادل توان راکتیو بین دو سمت را تحت تاثیر قرار می‌دهد. تجربه نشان می‌دهد که رله‌های تنظیم ولتاژ در چنین مواقعی، تپ‌چنجر تحت بار را بدون تغییر قابل توجه در ولتاژ سمت ثانویه به تپ انتهایی می‌فرستد.

۲. ۴. ۳. ترانسفورماتورهای شبکه‌ی انتقال

ترانسفورماتورهای انتقال، شبکه‌های با سطوح ولتاژی متفاوت را به‌منظور جابه‌جایی توان‌های اکتیو و راکتیو به یکدیگر متصل می‌کنند. توان نامی این ترانسفورماتورها معمولا زیاد است و ممکن است حتی به ۱۰۰۰مگاولت آمپر نیز برسد همچنین بعضا به‌صورت اتوترانسفورماتور تولید می‌شوند تا به‌دلیل وزن کمتر و ابعاد کوچکتر، حمل آن‌ها از کارخانه‌ی سازنده به محل نصب آسان‌تر باشد. همچنین ساخت اتوترانسفورماتور هزینه‌ی کمتری در مقایسه با ترانسفورماتورهای دوسیم‌پیچه دارد. در برخی از ترانسفورماتورهای انتقال نسبت تبدیل ثابت بوده و در برخی دیگر با نصب تپ‌چنجر امکان تغییر نسبت تبدیل وجود دارد. گرچه تپ‌چنجر در این ترانسفورماتورها نمی‌تواند تغییر زیادی در ولتاژ دو سمت ایجاد کند، اما در انتقال توان راکتیو بین دو سیستم بسیار تاثیرگذار است. عایق سیم‌پیچ‌ها معمولا غیریکنواخت بوده و تپ‌چنجر در ترانسفورماتورهای دوسیم‌پیچه معمولا در نوترال سیم‌پیچ و در اتوترانسفورماتورها معمولا در سمت فشارضعیف است (شکل ۲-۲۷).



شکل ۲-۲۷ آرایش تپ‌چنجر در اتوترانسفورماتور

برخی مواقع تپ‌چنجر در اتوترانسفورماتورها در نوترال قرار داده می‌شود که سطح ولتاژ آن نسبت به زمین و نیز اختلاف ولتاژ بین فازها در این ناحیه کمتر از وقتی است که روی سیم‌پیچ مشترک است؛ بنابراین یک تپ‌چنجر ساده‌تر و ارزان‌تر را می‌توان به‌کار گرفت. در عین حال قرار دادن تپ‌چنجر در نوترال، در مقایسه با حالتی که تپ‌چنجر در سیم‌پیچ مشترک یا نزدیک به ترمینال‌های بالایی سیم‌پیچ فشارقوی است، برای حصول یک تنظیم ولتاژ مشابه، نیاز به تعداد دور بیشتری دارد.

دو سیم‌پیچ اصلی در اتوترانسفورماتور وجود دارند که سیم‌پیچ مشترک و سیم‌پیچ سری نامیده می‌شوند. سیم‌پیچ مشترک به نوترال متصل شده و همان گونه که از نامش پیدا است تعداد دورهای این سیم‌پیچ بین اولیه و ثانویه مشترک است. سیم‌پیچ سری از یک سمت به سیم‌پیچ مشترک و از سمت دیگر به ترمینال فشار قوی متصل می‌شود. جریان سمت فشارقوی از سیم‌پیچ سری عبور کرده و جریانی که از سیم‌پیچ مشترک عبور می‌کند تفاضل بین جریان فشارضعیف و فشارقوی است. جهت حرکت جریان در سیم‌پیچ مشترک، عکس جهت حرکت جریان در سیم‌پیچ سری است. سیم‌پیچ‌های مشترک و سری به‌صورت استوانه‌های متحدالمرکز آرایش یافته و آمپر-دور در هر دو سیم‌پیچ مساوی و خلاف جهت یکدیگر هستند. مزیت اتوترانسفورماتور در مقایسه با ترانسفورماتورهای دوسیم‌پیچه این است که برای ساخت آن نیاز به مواد کمتری بوده و در نتیجه وزن، ابعاد، تلفات و هزینه‌های تولید کاهش می‌یابند. توان نامی معادل ترانسفورماتور دوسیم‌پیچه یک اتوترانسفورماتور نشان‌دهنده‌ی مقدار صرفه‌جویی حاصله بوده و مطابق معادله‌ی (۲-۱) محاسبه می‌شود:

$$S_e = S_r \cdot \frac{U_{rHV} - U_{rLV}}{U_{rHV}} \qquad (۱-۲)$$

که در این معادله:

S_e : توان معادل ترانسفورماتوردو سیم‌پیچه‌ی یک اتوترانسفورماتور

S_r : توان نامی اتوترانسفورماتور

U_{rHV} : ولتاژ نامی فشارقوی

U_{rLV} : ولتاژ نامی فشارضعیف

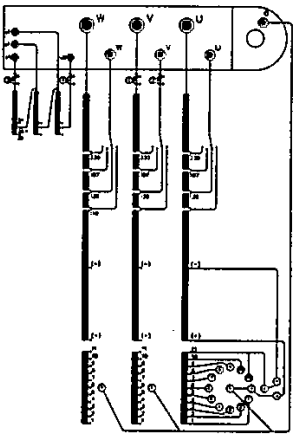
معادله‌ی (۲-۱) نشان می‌دهد که توان معادل دوسیم‌پیچه‌ی یک اتوترانسفورماتور، تابعی از اختلاف بین ولتاژهای فشارقوی و فشارضعیف است. وزن، ابعاد کلی، هزینه‌های تولید و تلفات، رابطه‌ی مستقیم با این توان معادل دو سیم‌پیچه ندارند، اما همه‌ی این پارامترها با کاهش توان معادل، کمتر می‌شوند. هرچقدر که اختلاف بین ولتاژهای فشارقوی و فشارضعیف کمتر باشد، مقدار S_e کمتر بوده و صرفه‌جویی حاصل از تولید اتوترانسفورماتور به‌جای تولید ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه، بیشتر خواهد بود. همچنین امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور نیز با کاهش اختلاف بین ولتاژهای دو سمت، کمتر می‌شود. اگر این اختلاف ولتاژ خیلی کوچک باشد امپدانس اتصال کوتاه نیز کم خواهد بود و در نتیجه افت ولتاژ ترانسفورماتور نیز کاهش خواهد یافت که البته این یک مزیت است. اما از سوی دیگر، امپدانس اتصال کوتاه کم ترانسفورماتور باعث افزایش جریان اتصال کوتاه شده و اتوترانسفورماتور، تاب آوری مناسب در برابر نیروهای مکانیکی ناشی از اتصال کوتاه را نخواهد داشت. یک راه حل برای این مشکل، نصب راکتورهای محدودکننده‌ی جریان به‌صورت سری با اتوترانسفورماتور است.

یکی دیگر از معایب اتوترانسفورماتور، اتصال الکتریکی بین سیم‌پیچ‌های اولیه و ثانویه است و هر خطایی در یک سمت به سمت دیگر منتقل خواهد شد. اگر به‌عنوان مثال خطای تکفاز به زمین در یکی از سیم‌پیچ‌ها رخ دهد، ولتاژ فاز به زمین در فازهای سالم در هر دو سمت اتوترانسفورماتور افزایش خواهد یافت. اگر خطای اتصال زمین در سیم‌پیچ فشارقوی رخ دهد، افزایش ولتاژ فاز به زمین در فازهای سالم سیم‌پیچ فشارضعیف ممکن است بسیار زیاد شود که مقدار آن بستگی به اختلاف ولتاژ دو سمت دارد. زمین کردن مستقیم نوترال یکی از راه‌های مقابله با این مشکل است. یکی از کاربردهای معمول اتوترانسفورماتور، در شبکه‌های انتقال با ولتاژ بالا و با نوترال مستقیما زمین شده‌است. این اتوترانسفورماتورها اغلب بسیار بزرگ و پنج ستونه هستند. به‌منظور کاهش امپدانس توالی صفر و اجتناب از به وجود آمدن هارمونیک سوم در شار مغناطیسی و ولتاژ القاء شده، معمولا سیم‌پیچ سومی به‌صورت مثلث در اتوترانسفورماتورها تعبیبه می‌شود که با به گردش درآوردن هارمونیک سوم جریان مغناطیس‌کنندگی این هدف را برآورده می‌سازد. درصورتی که از سیم‌پیچ ثالثیه بارگیری نشود، لازم است برای ثابت نگه داشتن ولتاژ در این سیم‌پیچ، یکی از گوشه‌های مثلث مستقیم به زمین متصل شود. نصب برقگیر بین هر فاز تا زمین در هر دو سمت اتوترانسفورماتوربه منظور حفاظت از آن در مقابل اضافه‌ولتاژهای گذرا بسیار مهم است.

در برخی شبکه‌های برق‌رسانی به دلایل مختلف از جمله دلایل تاریخی، سطوح ولتاژ متفاوتی وجود دارد. عموما نیاز است که این سطوح از طریق ترانسفورماتور به یکدیگر متصل شوند. به‌دلیل وابستگی زیاد جوامع مدرن به انرژی، استفاده از ترانسفورماتورهای رزرو یک نیاز است. به‌منظور اجتناب از تهیه‌ی تعداد زیادی ترانسفورماتور رزرو، که هر کدام نسبت تبدیل خاص خود را دارند و برای یک نقطه‌ی مشخص قابل استفاده‌اند، بهتر است یک ترانسفورماتور رزرو با چند نسبت تبدیل مختلف ساخته شود. چنین ترانسفورماتوری برای استفاده در نقاط مختلف شبکه کارایی خواهد داشت.

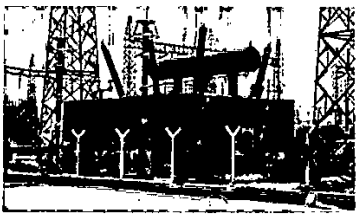
نمونه‌ای از این ترانسفورماتورها در شکل ۲-۲۸ ترسیم شده‌است. این شکل یک اتوترانسفورماتور YN

با یک تپ‌چنجر تحت بار در نوترال را نشان می‌دهد. خروجی فشارضعیف را می‌توان در شرایط بی‌ولتاژی، به سرهای مختلفی از سیم‌پیچ متصل کرد. به این شکل نسبت‌های ولتاژی متفاوتی به‌دست خواهد آمد: ۴۰۰ به ۲۳۰کیلوولت، ۴۰۰ به ۱۳۲کیلوولت، ۴۰۰ به ۱۱۰کیلوولت، ۲۳۰ به ۱۳۲کیلوولت و ۲۳۰ به ۱۰۷کیلوولت. با استفاده از تپ‌چنجر تحت بار نیز می‌توان نسبت تبدیل را چند درصد بالا یا پایین، متناسب با سطح ولتاژ سیستم تنظیم کرد. حداکثر توان در نسبت ولتاژ ۴۰۰ به ۲۳۰کیلوولت، ۴۵۰مگاولت آمپر است. در سایر نسبت‌های ولتاژی نیز توان نامی در بازه‌ی بین ۲۰۰ تا ۳۲۵مگاولت آمپر قرار خواهد گرفت.



شکل ۲-۲۸ اتوترانسفورماتور انتقال با نسبت تبدیل‌های متفاوت

این اتوترانسفورماتور همچنین یک سیم‌پیچ ثالثیه با اتصال مثلث دارد که امپدانس توالی صفر را کاهش می‌دهد. ولتاژ و توان نامی سیم‌پیچ ثالثیه بستگی به ولتاژ اعمال شده به ترمینال فشارقوی (۴۰۰ یا ۲۳۰کیلوولت) دارد. شکل ۲-۲۹ یک اتوترانسفورماتور انتقال مشاهده می‌شود.



شکل ۲-۲۹ اتوترانسفورماتور انتقال

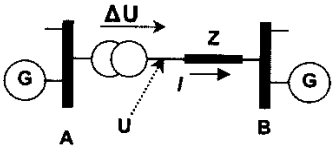
ترانسفورماتورهای شیفت فاز[۱۴]

ترانسفورماتورهای شیفت فاز نوع خاصی از ترانسفورماتورهای انتقال هستند که امکان تزریق یک ولتاژ با یک زاویه فاز مشخص به داخل شبکه‌ی قدرت را امکان‌پذیر می‌کنند.

شکل ۲-۳۰ ترانسفورماتور شیفت فاز

این کار با دو هدف انجام می‌شود:

- کنترل شارش توان بین دو شبکه‌ی قدرت بزرگ مستقل از هم
- مدیریت بار در زمانی که شبکه‌های قدرت در بیش از یک نقطه به هم متصل می‌شوند. در چنین وضعیتی به دلیل شکل‌گیری لوپ‌ها، امپدانس‌های مسیرهای موازی موجب توزیع توان نامطلوبی در این مسیرها می‌شوند.



شکل ۲-۳۱ ترانسفورماتور شیفت فاز بین دو شبکه‌ی قدرت متصل شده به هم در یک نقطه

این را می‌توان با چند مثال توضیح داد:

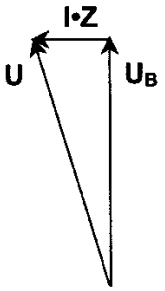
A و B در شکل ۲-۳۱ دو شبکه‌ی قدرت متصل شده به هم از طریق یک خط با امپدانس Z را نشان می‌دهند. برای انتقال توان اکتیو از شبکه‌ی A به شبکه‌ی B باید ولتاژ U در سمت چپ Z نسبت به سمت راست Z پیش‌فاز باشد. برای تشریح ساده‌تر مطلب، فرض کنید که مؤلفه‌ی حقیقی Z قابل صرف‌نظر کردن بوده و ضریب توان در B برابر یک باشد. ترانسفورماتور شیفت فاز ولتاژ ΔU را بین دو شبکه به‌صورت سری با امپدانس Z تزریق می‌کند. با فرض داشتن یک ترانسفورماتور ایدئال، امپدانس آن نیز قابل چشم‌پوشی است. ولتاژها در نقاط A و B تقریبا مساوی می‌باشند:

$$U_A \approx U_B$$

ΔU به گونه‌ای تنظیم می‌شود که:

$$\Delta U - I.Z = 0$$

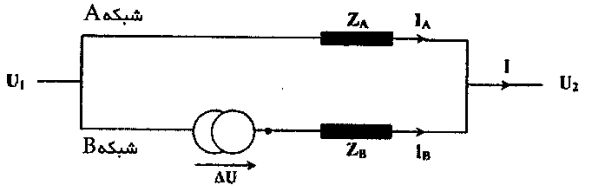
دیاگرام برداری در شکل ۲-۳۲ ترسیم شده‌است.



شکل ۲-۳۲ دیاگرام برداری شکل ۲-۳۱

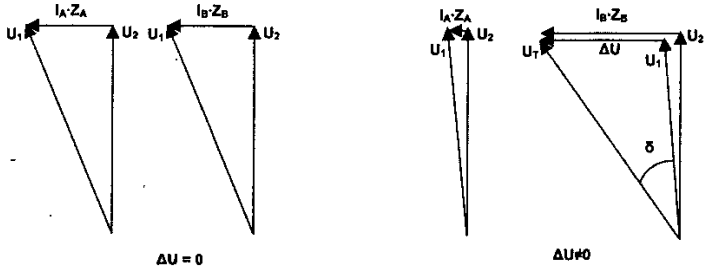
در مثال دیگر که در شکل ۲-۳۳ مشاهده می‌شود شبکه‌ها از دو نقطه به یکدیگر متصل شده‌اند. شارش توان به دو شاخه با امپدانس‌های Z_A و Z_B تقسیم می‌شود. مقادیر این دو امپدانس تعیین کننده‌ی توزیع توان بین دو شاخه است که ممکن است توزیع دلخواه نباشد. حال با استفاده از یک ترانسفورماتور شیفت فاز، ولتاژ ΔU را به سیستم B تزریق می‌کنیم که موجب افزایش جریان I_B و کاهش جریان I_A نسبت به یک جریان کل مشخص I خواهد شد. این موضوع را با یک مثال عددی، بیشتر توضیح می‌دهیم:

فرض کنید اختلاف بین Z_A و Z_B زیاد باشد مثلا $Z_A = 30\Omega$ و $Z_B = 300\Omega$ با نسبت یک به ده. برای ساده‌سازی فرض شده‌است که قسمت حقیقی Z_A و Z_B قابل صرف‌نظر کردن باشند. همچنین فرض می‌شود ولتاژ سیستم ۸۰۰کیلوولت و کل توانی که قرار است از سمت چپ به سمت راست منتقل شود ۱۰۰۰مگاولت آمپر باشد. در این صورت جریان I برابر با ۷۲۲آمپر خواهد شد. فرض کنید $\Delta U = 0$ یا به‌عبارت دیگر هیچ ترانسفورماتور شیفت فازی در مدار قرار نداشته باشد. با یک محاسبه‌ی ساده خواهیم داشت: $I_A = 656A$ و $I_B = 66A$ که به‌ترتیب ۹۱درصد و ۹درصد از کل جریان بار را تشکیل می‌دهند. فرض کنید توزیع جریان مطلوب در هریک از شاخه‌ها ۵۰درصد جریان کل باشد؛ یعنی جریان هر شاخه ۳۶۱آمپر باشد. در این صورت افت ولتاژ در Z_A معادل ۱۰۸۳۰ولت و در Z_B معادل ۱۰۸۳۰۰ خواهد بود. تزریق ولتاژ ΔU به شبکه‌ی B باید به میزانی باشد که جریان عبوری از امپدانس Z_B را از ۶۶ آمپر به ۳۶۱آمپر افزایش داده و اختلاف ۹۷۴۷۰ولتی بین افت ولتاژها را جبران کند. این دقیقا کاری است که ترانسفورماتور شیفت فاز انجام می‌دهد.



شکل ۲-۳۳ ترانسفورماتور شیفت فاز در دو شبکه‌ی متصل شده از دو نقطه

در شکل ۲-۳۴ دیاگرام‌های برداری با فرض وجود و عدم وجود ترانسفورماتور شیفت فاز و با فرض ضریب قدرت یک ترسیم شده‌اند.



شکل ۲-۳۴ دیاگرام‌های برداری با فرض وجود و عدم وجود ترانسفورماتور شیفت فاز

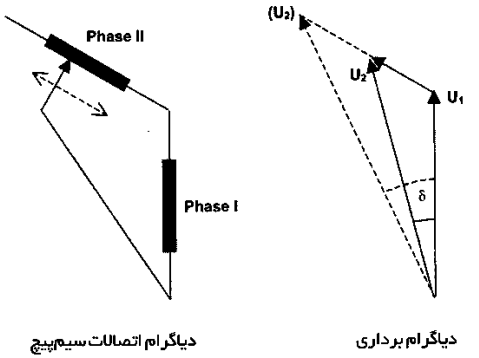
برای دستیابی به ولتاژ ΔU، ترانسفورماتور شیفت فاز باید در سمت ثانویه‌اش ولتاژی برابر با U_T داشته باشد که از ولتاژ اولیه U_1 بزرگ‌تر بوده و علاوه بر این، به‌اندازه‌ی زاویه δ در جهت مثبت (پادساعت‌گرد) نسبت به U_1 جابه‌جایی داشته باشد. δ را می‌توان با استفاده از دیاگرام برداری محاسبه کرد که در مثال ذکر شده مقدارش ۱۱/۹ درجه است. اگر این‌بار جریان کل را نصف ۷۲۲ آمپر فرض کرده و همچنان توزیع جریان ۵۰درصد در شاخه‌های A و B مطلوب باشد، افت ولتاژ در امپدانس‌های Z_A و Z_B تنها نصف مثال قبل خواهند بود. همچنین ولتاژ لازم برای عبور دادن جریان مطلوب از Z_B نیز تنها نصف مقدار محاسبه شده در قبل محاسبه می‌شود:

$$0.5 \times 97470 = 48738V$$

در این حالت زاویه‌ی جابه‌جایی ۶ درجه خواهد بود.

اگر Z_B از Z_A کوچک‌تر باشد، باید جهت ΔU برخلاف قبل باشد تا I_B از مقدار مطلوب برای توزیع بار بیشتر نشود. ضریب قدرت $(\cos\varphi)$ جریان بار I نیز بر روی مقدار δ تاثیر می‌گذارد. در مثال پیش، از امپدانس ترانسفورماتور شیفت فاز صرف‌نظر شد. در عمل این امپدانس به امپدانس شبکه افزوده شده و ممکن است به زاویه‌ی جابه‌جایی بیشتری نیاز باشد. لازم به ذکر است که

ترانسفورماتورهای شیفت فاز بر تبادل توان اکتیو و راکتیو بین شبکه‌ها تاثیر می‌گذارند. این ترانسفورماتور باید بتواند زاویه‌ی جابه‌جایی را در گام‌های مناسب و در بازه‌ی مشخص تغییر دهد. برای دستیابی به جابه‌جایی زاویه‌ای متغیر (شیفت فاز) بین ولتاژهای اولیه و ثانویه در یک ترانسفورماتور سه‌فاز، باید سیم‌پیچ واقع در یک ساق هسته را مطابق شکل ۲-۳۵ با سیم‌پیچ واقع در یکی از دو ساق دیگر هسته به‌صورت سری متصل کرد.

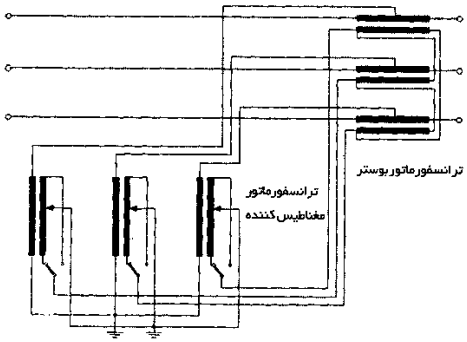


شکل ۲-۳۵ دیاگرام اتصال سیم‌پیچ‌ها و دیاگرام برداری ترانسفورماتور شیفت فاز برای دستیابی به زاویه های جابه‌جایی مختلف

جابه‌جایی زاویه‌ای را می‌توان با استفاده از یک ترانسفورماتور سه‌فاز تک‌هسته نیز به‌دست آورد. ترانسفورماتورهای شیفت فاز در سیستم‌های با ولتاژ بسیار بالا مورد استفاده قرارگرفته و توان نامی ترانسفورماتور بسیار بزرگ است. به جهت لزوم تطبیق جریان و ولتاژ با تپ‌چنجرهای موجود، ممکن است لازم باشد که از دو ترانسفورماتور جداگانه، یکی با عنوان ترانسفورماتور مغناطیس‌کننده[۱۵] و دیگری با عنوان ترانسفورماتور بوستر[۱۶]، استفاده کرد. شکل ۲-۳۶ نحوه‌ی اتصال ترانسفورماتورهای مغناطیس‌کننده و بوستر را نشان می‌دهد. تپ‌چنجر معمولا در ثانویه‌ی ترانسفورماتور مغناطیس‌کننده نصب می‌شود. توضیح اینکه به ترانسفورماتور مغناطیس کننده، ترانسفورماتور تحریک نیز گفته می‌شود.

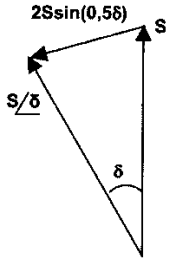
شکل ۲-۳۶ ترانسفورماتورهای مغناطیس‌کننده و بوستر ترانسفورماتور شیفت فاز

دیاگرام اتصالات سه‌فاز در شکل ۲-۳۷ ترسیم شده‌است. یک ولتاژ که از نظر دامنه می‌تواند تغییر کند، از ثانویه‌ی ترانسفورماتور مغناطیس‌کننده به فاز متفاوتی از اولیه‌ی ترانسفورماتور بوستر اعمال می‌شود. ولتاژ انتقال یافته به ثانویه (فشارقوی) ترانسفورماتور بوستر $2\pi/3$ با ولتاژ سمت منبع اختلاف دارد. با تغییر مقدار ولتاژ ترانسفورماتور بوستر زاویه‌ی متغیر δ بین ولتاژ سمت منبع و ولتاژ سمت بار ترانسفورماتور شیفت فاز، که جمع برداری ولتاژ سمت منبع و ولتاژ $2\pi/3$ جابجا شده خروجی ترانسفورماتور بوستر است، به وجود می‌آید.



شکل ۲-۳۷ اتصالات سه‌فاز بین ترانسفورماتورهای مغناطیس‌کننده و بوستر ترانسفورماتور شیفت فاز

اتصال بین ترانسفورماتورهای مغناطیس‌کننده و بوستر را می‌توان به روش‌های دیگری نیز برقرار کرد. جابه‌جایی فاز نیاز به توان ظاهری مطابق شکل ۲-۳۸ دارد.



شکل ۲-۳۸ توان ظاهری مورد نیاز برای جابه‌جایی فاز

همان گونه که در دیاگرام مشخص است:

$$S_{\delta} = 2.S.\sin(0.5\delta)$$

که در این رابطه S_δ توان شیفت فازی و S توان ظاهری عبوری است. ترانسفورماتورهای مغناطیس‌کننده و بوستر باید با توجه به حداکثر توان شیفت فاز سایز شوند. به‌عنوان مثال اگر حداکثر زاویه $\delta = 30^\circ$ بوده و توان نامی عبوری ۱۰۰۰ مگاولت آمپر باشد، توان نامی ترانسفورماتورهای مغناطیس‌کننده و بوستر باید هر کدام ۵۲۰مگاولت آمپر باشند:

$$1000 \times 2\sin(30/2) = 520MVA$$

ولتاژ کار این ترانسفورماتورها نیز در بیشتر موارد زیاد است. به‌عبارت دیگر این ترانسفورماتورها بسیار بزرگ بوده و به دلایلی چون محدودیت‌های حمل، آن‌ها را در دو مخزن جداگانه قرار می‌دهند. در خصوص حفاظت دیفرانسیل ترانسفورماتورهای شیفت فاز، این نکته باید مد نظر باشد که در این ترانسفورماتورها در اثر اختلاف قابل توجه زاویه‌ی فاز بین منبع و بار، تفاضل جریان‌ها در مقایسه با ترانسفورماتورهای معمولی بیشتر است. این موضوع، یک طرح حفاظت دیفرانسیل ویژه را می طلبد. اتصال کوتاه بین ترانسفورماتورهای مغناطیس‌کننده و بوستر برای ترانسفورماتور شیفت فاز بسیار مخرب است. به این دلیل پیشنهاد می‌شود اتصال بین ثانویه‌ی ترانسفورماتور مغناطیس‌کننده و اولیه‌ی ترانسفورماتور بوستر از طریق باسداکت انجام شود. در ترانسفورماتورهای شیفت فاز با دو ترانسفورماتور مغناطیس‌کننده و بوستر، یک مسئله‌ی عایقی نیاز به توجه ویژه دارد: در صورتی که ولتاژ گذرایی در هریک از دو سمت سیم‌پیچ سری ترانسفورماتور بوستر به وجود آید، سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور مغناطیس‌کننده نیز در معرض این اضافه ولتاژ قرارگرفته و نوسانات ولتاژ فرکانس بالایی در محل اتصال دو ترانسفورماتور به وجود می‌آید. به‌منظور محاسبه‌ی نحوه‌ی توزیع این ولتاژهای گذرا، به مدل‌های ریاضی جامع‌تری در مقایسه با ترانسفورماتورهای تک‌هسته‌ای نیاز داریم. در خصوص حفاظت در برابر اضافه ولتاژ، بهتر آن است بین خریدار و سازنده‌ی ترانسفورماتور هماهنگی‌های لازم وجود داشته باشد.

اطلاعاتی در زمان سفارش ترانسفورماتور شیفت فاز که باید توسط خریدار ارائه شود:

علاوه بر مشخصات معمول ترانسفورماتور، لازم است بازه‌ی کامل جابه‌جایی زاویه‌ای در مشخصات فنی مورد نیاز ذکر شود. این جابه‌جایی در شرایط بی‌باری ذکر می‌شود. هرچند لازم است خریدار اطمینان حاصل کند که بازه‌ی انتخاب شده به‌اندازه‌ی کافی بزرگ هست تا در شرایط تحت بار نیز پاسخگو باشد. چراکه امپدانس ترانسفورماتور در بازه‌ی تنظیمی ترانسفورماتور شیفت فاز تغییر قابل توجهی کرده و محدوده‌ی جابه‌جایی را کوچکتر از شرایط بی‌باری می‌کند. از این رو بهتر آن است که خریدار، مقدار مورد نظر برای جابه‌جایی در شرایط بارگیری را بطور مشخص تعیین کرده یا به جای آن بازه‌ی قابل قبول برای امپدانس ترانسفورماتور را مشخص کند. به‌علاوه خریدار باید اطلاعات ذیل را در اختیار سازنده قراردهد:

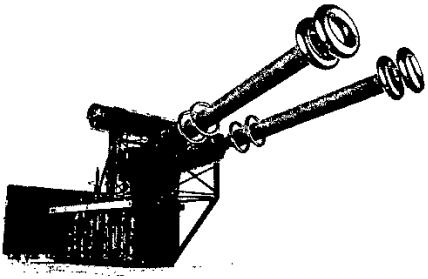
- شبکه‌ی قدرتی که ترانسفورماتور در آن بهره‌برداری خواهد شد.
- هدف از به‌کارگیری ترانسفورماتور
- تنظیمات مربوط به ورود و خروج ترانسفورماتور از مدار

- آیا کلید بای‌پس[۱۷] برای ترانسفورماتور مورد نیاز است؟
- آیا ترانسفورماتور با بانک خازنی به‌صورت سری بهره‌برداری می‌شود؟
- آیا ترانسفورماتور با دو یا چند ترانسفورماتور شیفت فاز دیگر به‌صورت سری یا موازی قرار خواهد گرفت؟

به‌منظور کسب اطلاعات بیشتر به استاندارد IEC62032: «راهنمای استفاده، مشخصات فنی و آزمون‌های ترانسفورماتورهای شیفت فاز»، مراجعه شود.

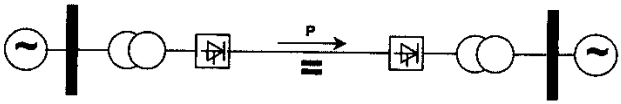
ترانسفورماتورهای HVDC

HVDC به معنای «جریان مستقیم ولتاژ بالا»[۱۸] است. اولین خط انتقال HVDC در سال ۱۹۵۴ در سوئد راه‌اندازی شد و از آن به بعد خطوط انتقال HVDC زیادی در سراسر دنیا نصب شده‌اند. انتقال به‌صورت HVDC مزایای فنی و اقتصادی زیادی نسبت به انتقال به‌صورت AC دارد. به‌ویژه اگر قرار بر انتقال توان زیادی در فواصل طولانی به‌صورت خطوط هوایی یا کابل‌های زیردریایی باشد.



شکل ۲-۳۹ ترانسفورماتور HVDC

دیاگرام نحوه‌ی انتقال توان در حالت HVDC در شکل ۲-۴۰ ترسیم شده‌است.

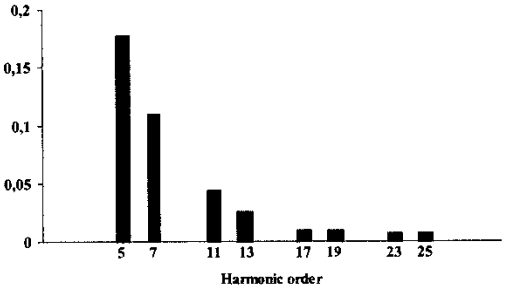


شکل ۲-۴۰ انتقال به‌صورت HVDC

انتقال توان به‌صورت HVDC شامل یک پست مبدل[۱۹] در ابتدا و یکی دیگر در انتهای خط یا کابل است. مهم‌ترین بخش پست مبدل ترانسفورماتور است. ولتاژ متناوب شبکه، توسط ترانسفورماتور به سطح ولتاژ مناسب برای یکسوسازی تبدیل شده و سپس توسط یکسوساز که شامل تعداد

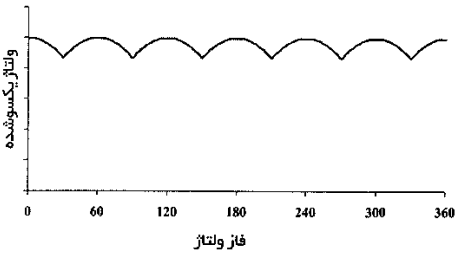
زیادی تریستور است، به ولتاژ مستقیم تبدیل می‌شود. در انتهای خط یا کابل نیز پست مبدل دیگری وجود دارد که با استفاده از اینورتر [۲۰] جریان مستقیم را به جریان متناوب تبدیل کرده و با کمک ترانسفورماتور، ولتاژ را به سطح ولتاژ شبکه تبدیل می‌کند. جهت شارش توان، به‌راحتی و بدون آن‌که وقفه‌ای در بهره‌برداری پیش بیاید قابل تغییر است. خطوط انتقال DC در مقایسه با خطوط AC نیاز به فضای عرضی کمتری داشته، و در نتیجه مزارع و جنگل‌های زیادی را با این روش انتقال برق می‌توان حفظ کرد. همچنین بحث پایداری، محدودکننده‌ی ظرفیت خط انتقال نخواهد بود. با فرض یکسان بودن مقطع هادی‌های خط، تلفات در خط DC کمتر از خط AC است. همچنین با به‌کارگیری انتقال به‌صورت HVDC ، می‌توان سیستم‌های AC غیرسنکرون (شبکه‌های با فرکانس‌های متفاوت) را به یکدیگر متصل کرد. استفاده از این ترانسفورماتورها باعث می‌شود که هیچ اتصال مستقیمی بین تجهیزات DC و شبکه‌های AC وجود نداشته باشد و در نتیجه از ورود جریان مستقیم به شبکه‌ی متناوب جلوگیری می‌گردد.

جریانی که از سیم‌پیچ ترانسفورماتورهای HVDC عبور می‌کند دارای مؤلفه‌های هارمونیکی ویژه‌ای است که دامنه‌ی آن‌ها به مشخصات پست مبدل وابسته است. روش‌های اندازه‌گیری تلفات بار در ترانسفورماتورهای HVDC در استاندارد [۲۱] IEC61378-2 ذکر شده‌است. سازنده‌ی ترانسفورماتور باید مقدار واقعی تلفات بار را بر اساس طیف هارمونیکی جریان بار که از طرف خریدار اعلام می‌گردد محاسبه کند. شکل ۲-۴۱ نمونه‌ای از طیف هارمونیکی جریان یک طرح اتصال شش پالسه را نشان می‌دهد. طرح اتصال شش پالسه به این معنا است که در ولتاژ یکسو شده‌ی خروجی مبدل، مطابق شکل ۲-۴۲ شش قله‌ی پالس ولتاژ اصلی AC در هر پریود وجود دارد.



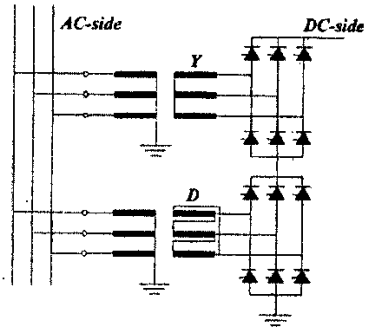
شکل ۲-۴۱ نمونه‌ای از طیف هارمونیکی جریان برمبنای جریان در فرکانس اصلی در یک اتصال شش پالسه

همان گونه که در شکل ۲-۴۱ مشاهده می‌شود هارمونیک‌های پنجم و هفتم بیشترین مقدار را داشته و دامنه‌ی هارمونیک‌ها با افزایش مرتبه‌ی آن کاهش می‌یابد.



شکل ۲-۴۲ کاهش ریپل موج DC

شکل ۲-۴۲ نشان می‌دهد که چگونه ولتاژ مستقیم در یک پریود از ولتاژ سیستم متناوب تغییر می‌کند. این ولتاژ شامل شش پالس در یک پریود است. ولتاژ DC یک خط صاف ایدئال نبوده بلکه به‌صورت موجک یا ریپل[۳۲] ظاهر می‌شود. ریپل را می‌توان مانند شکل ۲-۴۳ با ترکیب دو پل شش پالسه و تبدیل آن‌ها به دوازده پالس کاهش داد.

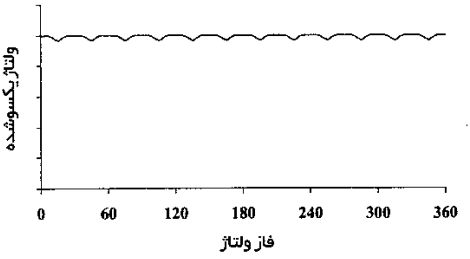


شکل ۲-۴۳ تبدیل ۶ پالسه به ۱۲ پالسه در HVDC

با این ترکیب دوازده پالسه، هارمونیک‌های پنجم و هفتم از جریان کشیده شده از سمت شبکه‌ی AC حذف می‌شود. با این وجود، هارمونیک‌های پنجم و هفت همچنان بین دو ترانسفورماتور گردش داشته و ممکن است بخش قابل توجهی از تلفات بار ترانسفورماتورها را تشکیل دهد. دامنه‌ی هارمونیک پنجم تقریبا ۲۰درصد دامنه‌ی جریان فرکانس اصلی است. در پست‌های مبدلی که جریان DC به جریان AC تبدیل می‌شود، اساسا مقدار فرکانس این جریان AC می‌تواند هر عدد دلخواهی باشد. در عمل، این فرکانس توسط شبکه‌ی AC و یا یک ماشین سنکرون مجزا که از این مجموعه تغذیه می‌شوند تعیین می‌شود. به‌همین دلیل HVDC روش مناسبی برای اتصال شبکه‌های با فرکانس‌های متفاوت (مثلا ۵۰ و ۶۰هرتز) است.

همان گونه که در شکل ۲-۴۳ دیده می‌شود، اتصال خروجی یکی از ترانسفورماتورها به‌صورت ستاره

و دیگری به‌صورت مثلث، باعث می‌شود ولتاژ خروجی آن‌ها ۳۰درجه نسبت به یکدیگر جابجا شود. نکته‌ی مهم این است که ولتاژهای فازبه‌فاز ورودی و خروجی هردو ترانسفورماتور مساوی هستند. در شکل ۲-۴۴ ریپل کاهش یافته در اتصال دوازده پالسه، در مقایسه با اتصال شش پالسه ترسیم شده‌است.



شکل ۲-۴۴ کاهش ریپل DC در اتصال دوازده پالسه

ارتباط بین ولتاژ ایدئال DC بین دو پل شکل ۲-۴۳ و ولتاژ فاز به فاز خروجی ترانسفورماتور در شرایط بی‌باری را می‌توان مطابق معادله‌ی ذیل نشان داد:

$$U_D = \frac{6.\sqrt{2}}{\pi} U_{ac} . \cos\alpha \qquad (۲-۲)$$

که در این معادله:

U_D : ولتاژ DC بین دو پل سری شده شکل ۲-۴۳

U_{ac} : ولتاژ فاز به فاز خروجی ترانسفورماتور

α : زاویه‌ی تاخیر (زاویه کنترل)

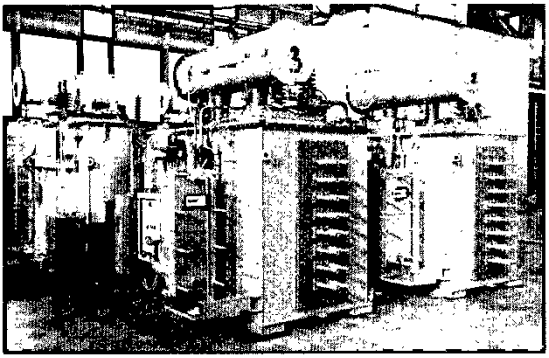
در $\alpha = 0$ ولتاژ U_D معادل $2.7U_{ac}$ خواهد شد. در شرایط بارگیری، افت ولتاژ ضریب تبدیل را از ۲/۷ به ۲/۴ تا ۲/۵ کاهش می‌دهد. تلفات در پل مبدل و ترانسفورماتور، تقریبا نیم درصد از توان عبوری است در حالی که افت اندوکتیو ۵ تا ۱۰درصد است. سیم‌پیچ خروجی ترانسفورماتور در پل تحتانی (پل نزدیک‌تر به زمین) در شکل ۲-۴۳ در معرض ولتاژ dc در حدود یک چهارم ولتاژ dc خط و سیم‌پیچ خروجی در پل فوقانی در معرض حدود سه چهارم این ولتاژ است. توزیع ولتاژ بین عایق‌های جامد و مایع ترانسفورماتور تحت ولتاژ ac به‌صورت خازنی است. این یعنی توزیع ولتاژ و تنش‌های عایقی به‌وسیله‌ی ضریب گذردهی[۲۳] مواد تعیین می‌شود. تحت ولتاژ dc توزیع ولتاژ و تنش‌های عایقی، تابعی از مقاومت مواد است. از آنجا که مقاومت عایق جامد بسیار بیشتر از روغن است، تقریبا تمام ولتاژ dc بر روی عایق جامد می‌افتد. به همین دلیل است که نسبت عایق جامد به روغن در ترانسفورماتورهای HVDC تقریبا سه برابر بیشتر از ترانسفورماتورهای AC مشابه است. درحال حاضر خطوط انتقال با ولتاژهای بیشتر از $\pm 600kV$ در حال بهره‌برداری است. به‌منظور اطمینان از استقامت سیم‌پیچ ترانسفورماتورهای HVDC در برابر ولتاژهای DC، لازم است آزمون‌های ذیل مطابق استاندارد بر روی این ترانسفورماتور انجام شود:

- آزمون استقامت عایقی با ولتاژ منبع DC جداگانه[۲۴]
- آزمون پلاریته‌ی معکوس

ترانسفورماتورهای HVDC به‌منظور تنظیم ولتاژ، به تپ‌چنجری با بازه‌ی تغییرات وسیع مجهز هستند. همچنین کنترل دقیق امپدانس اتصال کوتاه در این ترانسفورماتور ضروری است. اختلاف بین امپدانس فازها باید تا حد امکان کوچک نگاه داشته شود. در استاندارد تصریح شده‌است که تغییرات امپدانس در تپ اصلی و تغییرات در کل بازه‌ی تنظیم ولتاژ ترانسفورماتورهای مشابه نباید از $\pm 3\%$ مقدار متوسط به‌دست آمده از آزمون تجاوز کند. دلیل این الزام خنثی کردن موثر هارمونیک‌ها در پل ۱۲پالسه است. تغییرات زیاد بین فازها، دستگاه‌ها و سیم‌پیچ‌های اتصال ستاره و مثلث، ابعاد فیلترها را افزایش خواهد داد. به‌جای استفاده از دو ترانسفورماتور سه‌فاز ستاره و مثلث شکل ۲-۴۳، می‌توان از سه ترانسفورماتور تکفاز استفاده کرد. در این صورت هر ترانسفورماتور دو سیم‌پیچ خروجی دارد: یکی برای اتصال ستاره و دیگری برای اتصال مثلث که نهایتا با خروجی‌های دو ترانسفورماتور دیگر تشکیل یک بانک سه‌فاز می‌دهند. همچنین اگر ترانسفورماتور رزرو مورد نیاز باشد استفاده از ترانسفورماتورهای تکفاز ارجح است، چراکه تنها یک ترانسفورماتور تکفاز دیگر به‌عنوان رزرو کافی است. انتخاب بین گزینه‌های سه‌فاز و تکفاز به محدودیت‌های ابعاد و وزن نیز بستگی دارد. مبدل‌های فشارقوی و پرظرفیت مدرن، تجهیزات پیچیده‌ای هستند که تولید آن‌ها نیاز به تجربه و مهارت فراوان دارد.

۲. ۴. ۴. ترانسفورماتورهای مورد استفاده در صنایع ترانسفورماتورهای کوره

این ترانسفورماتورها در صنایع فولاد و متالورژی کاربرد دارند. ویژگی اصلی این ترانسفورماتورها جریان زیاد در سمت ثانویه است. این جریان می‌تواند تا ۹۰کیلوآمپر برای تولید فولاد و تا ۱۶۰کیلوآمپر برای تولید فروآلیاژ باشد. ویژگی دیگر ترانسفورماتورهای کوره، بازه‌ی وسیع تغییرات ولتاژ ثانویه است. این ولتاژ معمولا توسط تپ‌چنجر تحت‌بار نصب شده در سمت فشارقوی تنظیم می‌شود. همچنین ممکن است طراحی ترانسفورماتور به‌صورت دو هسته‌ای در داخل یک تانک باشد که در این طرح، تپ‌چنجر تحت‌بار در یک مدار میانی از تنظیم ولتاژ بوستر قرار دارد. ولتاژ ثانویه‌ی ترانسفورماتورهای کوره حداکثر ۱۵۰۰ولت است.



شکل ۲-۴۵ ترانسفورماتور کوره‌ی قوس الکتریکی

ترانسفورماتورهای کوره را می‌توان به دو گروه عمده تقسیم کرد:

۱) کوره‌های AC:

- کوره‌های قوسی[۲۵]
- کوره‌های احیاء[۲۶]
- کوره‌های مخصوص

۲) کوره‌های DC

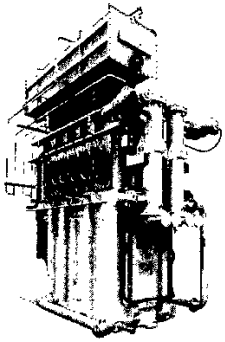
کوره‌های قوسی برای ذوب کردن قراضه‌های فلزی استفاده می‌شود. معمولا در کنار کوره‌ی قوسی، یک کوره‌ی پاتیلی[۲۷] وجود دارد که به‌منظور پالایش فلز ذوب شده توسط کوره‌ی قوسی استفاده می‌شود. ترانسفورماتورهای کوره‌ی قوسی معمولا به‌صورت سه‌فاز طراحی می‌شوند.

ترانسفورماتورهای کوره‌ی احیاء معمولا در صنایع متالورژی به‌ویژه تولید فروآلیاژهایی مانند فروسیلیکون، آلیاژهای سیلیکونی، فرومنگنز، فرونیکل و فروکروم کاربرد دارند. کوره‌های احیاء همچنین برای تولید فلزات غیرآهنی مانند مس، نیکل، سرب و روی و مواد دیگر مانند کاربید کلسیم مورد استفاده قرارمی‌گیرند. ترانسفورماتورهای کوره‌ی احیاء معمولا به‌صورت تکفاز طراحی می‌شوند.

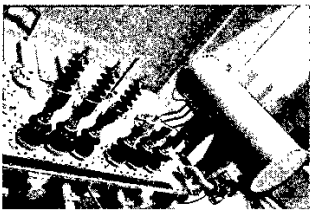
ترانسفورماتورهای کوره‌ی مخصوص نیز در کارخانه‌های تولید مواد الکترود و پالایش سرباره‌ی الکتریکی (که در تولید آهن با کیفیت بسیار بالا به کار می‌رود) استفاده می‌شود. ترانسفورماتورهای کوره‌ی AC هم به‌صورت سه‌فاز و هم تکفاز طراحی می‌شوند. در بسیاری از نقاط مختلف دنیا ترانسفورماتورهای کوره از نوع زرهی نصب شده‌اند. اما امروزه غالب آن‌ها به‌صورت نوع هسته‌ای تولید می‌شوند. از ترانسفورماتورهای کوره‌ی DC (که اغلب سه‌فاز هستند) نیز برای ذوب کردن قراضه‌ی آهن استفاده می‌شود. با توجه به اینکه برای فرآیند ذوب کردن از جریان مستقیم استفاده می‌شود، ترانسفورماتورها همراه با یک یکسوساز نصب می‌شوند تا کوره را تغذیه نمایند.

ترانسفورماتورهای یکسوساز

یکی از تفاوت‌های اساسی این ترانسفورماتور با سایر ترانسفورماتورها این است که بار متصل به آن به علت شکل موج‌های تغییر شکل یافته‌ی ناشی از یکسوساز، دارای محتوای هارمونیکی زیادی است. جریان‌های با فرکانس‌های چندبرابر فرکانس شبکه از یکسوساز به سمت ترانسفورماتور جریان یافته و این موضوعی است که باید در زمان طراحی ترانسفورماتور به آن توجه کرد. چراکه جریان‌های دارای محتوای هارمونیک زیاد تلفات و دمای ترانسفورماتور را افزایش می‌دهند. همچنین دستورالعمل‌های مربوط به شبکه نیز کاستن از اعوجاج‌های هارمونیکی را الزامی می‌کنند.



شکل ۲-۴۶
ترانسفورماتور یکسوساز



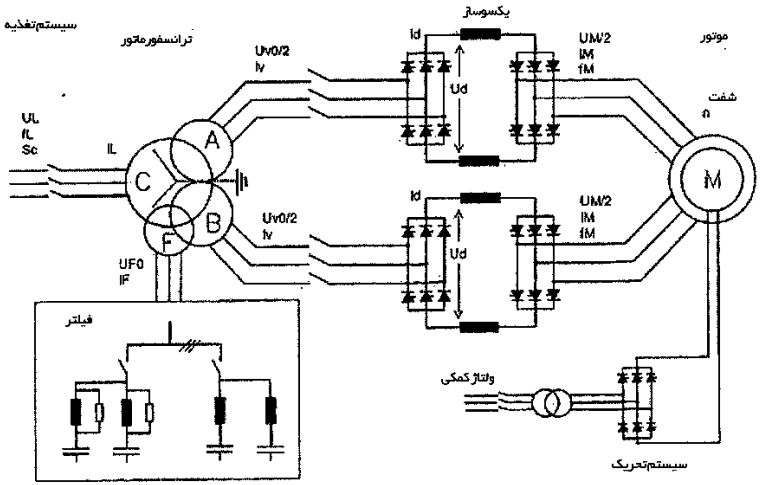
شکل ۲-۴۷ ترانسفورماتور
یکسوساز درایو

بیشترین کاربرد ترانسفورماتورهای یکسوساز در موارد ذیل است:

- درایوهای سرعت متغیر (VSD)
- الکترولیز آلومینیوم

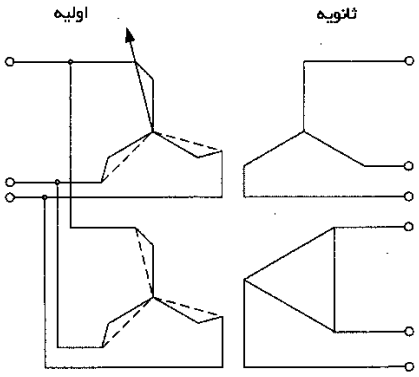
همچنین ترانسفورماتورهای یکسوساز در صنایعی چون: الکترولیزهای شیمیایی، کوره‌های قوس DC، کوره‌های گرافیتی[۲۸]، پست‌های برق‌رسانی در حمل و نقل ریلی، پالایش مس[۲۹] و... استفاده می‌شوند. ترانسفورماتورهای VSD در مواردی مورد استفاده قرارمی‌گیرند که به سرعت‌های متغیر بر روی شفت[۳۰] موتور نیاز باشد و در دستگاه‌های متفاوتی مانند درایوهای دستگاه‌های نورد، سیستم پیشران کشتی، درایوهای تجهیزات حفاری در معدن، درایوهای تونل‌های باد و... کاربرد دارد.

شکل ۲-۴۸ دیاگرم مداری ساده‌ی سیستم VSD برای یک تونل باد را نشان می‌دهد. ترانسفورماتور یک واحد ۱۲ پالسه است که دو یکسوساز ۶ پالسه را تغذیه می‌کند. این یکسوسازها با یک لینک DC شامل دو راکتور هموارسازی جریان[۳۱] به اینورترها متصل شده و در نهایت به یک موتور سنکرون متصل می‌شوند.



شکل ۲-۴۸ دیاگرام مداری سیستم VSD برای یک تونل باد

این ترانسفورماتور همچنین سیم‌پیچ ثالثیه‌ای دارد که به یک فیلتر متصل است. نقش فیلتر، کاهش اعوجاج‌های هارمونیکی ولتاژ در سیستم فشارقوی و همچنین افزایش ضریب قدرت بار است. یکی از کاربردهای مهم ترانسفورماتورهای یکسوساز در الکترولیز آلومینیوم است. ویژگی این ترانسفورماتورها جریان‌های ثانویه‌ی زیاد، ولتاژهای ثانویه تا ۱۵۰۰ولت و یک محدوده‌ی تنظیم ولتاژ بزرگ است. جریان سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور، به‌دلیل وجود یکسوساز، سینوسی نبوده و دارای مؤلفه‌های هارمونیکی زیادی است که در زمان طراحی باید به آن‌ها توجه کرد. ترانسفورماتورهای یکسوساز با جریان DC بیش از ۱۰۰کیلوآمپر نیز تاکنون تولید شده‌اند. معمولا چهار، پنج یا شش ترانسفورماتور یکسوساز موازی یک خط تولید آلومینیوم را تغذیه می‌کنند. بسته به سطح اعوجاج مورد قبول در شبکه یا در خروجی DC، ترانسفورماتورها را می‌توان به‌صورت ۶، ۱۲، ۲۴، ۳۶ یا ۴۸ پالسه به‌هم متصل نمود. با افزایش تعداد پالس‌ها اعوجاج در سمت شبکه و همچنین خروجی DC کاهش می‌یابد. سیستم ۱۲ پالسه با استفاده از دو سیستم ۶پالسه با سی درجه شیفت فاز بین دو سیستم (اتصال یکی به‌صورت مثلث و دیگری به‌صورت ستاره) ساخته می‌شود. دیاگرام یک سیستم ۱۲پالسه در شکل ۲-۴۹ ترسیم شده‌است.



شکل ۲-۴۹ دیاگرام ترانسفورماتور دوازده پالسه با شیفت فاز

تغذیه‌ی خط تولید آلومینیوم معمولا توسط یک سیستم ۴۸پالسه با چهار ترانسفورماتور یکسوساز موازی انجام می‌گیرد. در این‌حالت این سیستم شامل چهار واحد ۱۲پالسه با سیم‌پیچ‌های دارای شیفت فاز متفاوت است. یک سیستم ۴۸پالسه را می‌توان با زوایای شیفت فازی $-11.25^{\circ}, -3.75^{\circ}, +3.75^{\circ}, +11.25^{\circ}$ به‌دست آورد. همان گونه که ذکر شد یکی از ویژگی‌های ترانسفورماتورهای یکسوساز در صنایع تولید آلومینیوم، بازه‌ی تنظیم ولتاژ گسترده، از صفر تا چند صد ولت است. مقدار ولتاژ ثانویه به این بستگی دارد که چند خط تولید با هم سری شده‌اند. درصورت استفاده از دیودها، لازم است برای تنظیم ولتاژ ثانویه از یک ترانسفورماتور تنظیم ولتاژ با تپ‌چنجر تحت‌بار به‌صورت سری با ترانسفورماتور یکسوساز استفاده نمود. ترانسفورماتور تنظیم ولتاژ معمولا به‌صورت اتوترانسفورماتور است. همچنین به‌منظور تنظیم ولتاژ بین پله‌های تپ‌چنجر از ترانسداکتورها[۳۲] در ترکیب با دیودهای یکسوساز استفاده می‌شود. ترانسفورماتور تنظیم ولتاژی که ترانسفورماتور یکسوساز را تغذیه می‌کند ممکن است با آن در یک مخزن مشترک بوده و یا در یک مخزن جداگانه قرار داشته باشد. روش دیگری که برای تنظیم ولتاژ ثانویه به‌کار گرفته می‌شود، استفاده از یکسوسازهای تریستوری است که جایگزین ترانسفورماتور تنظیم ولتاژ و ترانسداکتورها می‌شوند. در صورت استفاده از یکسوسازهای تریستوری، تجهیز نمودن ترانسفورماتور یکسوساز به یک تپ‌چنجر آفسیرکت کافی است. هنگام تنظیم مشخصات فنی ترانسفورماتورهای یکسوساز جهت خرید، لازم است طیف هارمونیکی جریان توسط خریدار مشخص شود. چرا که مقدار هارمونیک‌ها به‌طورکلی تلفات ترانسفورماتور را افزایش می‌دهد؛ اما مهمتر از آن، افزایش تلفات موضعی و احتمال ایجاد نقطه‌داغ در سیم‌پیچ است.[۳۳] با دراختیار داشتن این اطلاعات می‌توان سیم‌پیچ‌ها را به‌گونه‌ای طراحی کرد که از ایجاد درجه‌حرارت‌های ناخواسته در آن اجتناب شود. اعوجاج ولتاژ سیستم ناشی از جریان هارمونیکی نیز موضوع دیگری است که باید به آن توجه کرد. این اعوجاج را نیز می‌توان

با افزایش پالس‌ها، همان گونه که در مطالب بالا به‌آن اشاره شد، کاهش داد. همچنین الزامات خاص رواداری[۳۴] مجاز امپدانس اتصال کوتاه در زمان آزمون‌های کارخانه‌ای باید مورد توجه باشد، چرا که این پارامتر تاثیر زیادی بر بازدهی فرایند الکترولیز دارد.

۲. ۴. ۵. ترانسفورماتورهای ویژه‌ی حمل‌ونقل ریلی

سیستم‌های حمل‌ونقل با قطارهای برقی را می‌توان به دو دسته‌ی کلی تقسیم کرد: مصرف‌کنندگان جریان متناوب و مصرف‌کنندگان جریان مستقیم. در اروپا این ولتاژها و فرکانس‌ها مورد استفاده هستند:

- 15 KV AC , 16 2/3 HZ
- 25 KV AC , 50 HZ
- 1.5 KV DC
- 3 KV DC
- 1.2 KV DC

ترانسفورماتورهای ساکن (ترانسفورماتورهای تغذیه‌ی واقع در پست کشش)

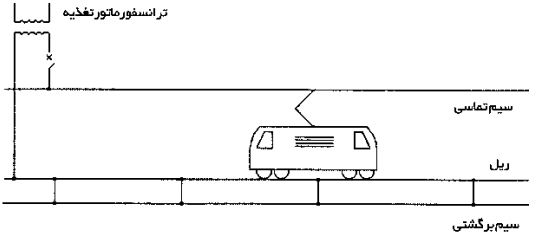
سه سیستم توزیع برق AC در ارتباط با ترانسفورماتورهای تغذیه کننده‌ی ساکن در پست‌های کشش وجود دارد:

۱) سیستم تغذیه‌ی تکفاز با هادی برگشتی

۲) سیستم تغذیه‌ی تکفاز با ترانسفورماتور بوستر

۳) سیستم تغذیه‌ی دوفاز با اتوترانسفورماتور

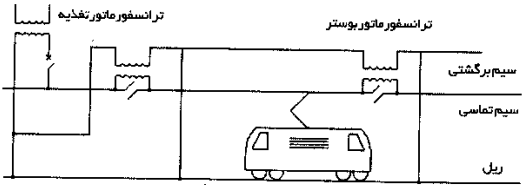
سیستم تکفاز با هادی برگشتی در شکل ۲-۵۰ ترسیم شده‌است.



شکل ۲-۵۰ سیستم تغذیه‌ی تکفاز با هادی برگشتی

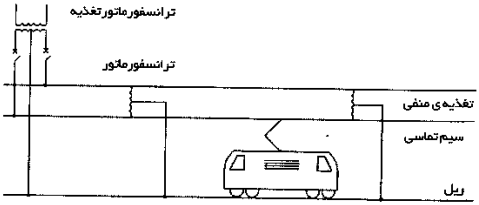
این ساده‌ترین سیستم تغذیه‌ی برق در قطار است. در این سیستم، تنها یک فاز به سیم تماسی قطار وصل شده و مسیر برگشت جریان از طریق خود ریل است. این سیستم ساده و کم‌هزینه بوده اما عیب عمده‌ی آن امپدانس و تلفات بالا است. فرکانس سیستم ۵۰ یا ۶۰ یا ۱۶ ۲/۳ هرتز است. این

روش برای فواصل و سرعت‌های متوسط مناسب است.
سیستم تکفاز با ترانسفورماتور بوستر در شکل ۲-۵۱ نمایش داده شده‌است.



شکل ۲-۵۱ سیستم تغذیه‌ی تکفاز با ترانسفورماتور بوستر

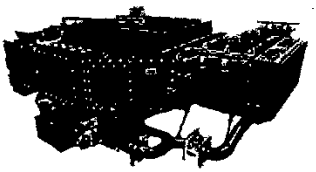
مزیت عمده‌ی این سیستم استفاده از ترانسفورماتور بوستر است. مدار اولیه در سیم تماسی به قطار و مدار ثانویه در قسمت عایق شده‌ی ریل بسته می‌شود. در شرایط خطی که ترانسفورماتور بوستر اشباع نشده‌است، جریان برگشتی از مدار ثانویه با جریان عبوری از سیم تماسی برابر است. این سیستم استفاده‌ی گسترده‌ای دارد.
سیستم دوفاز با اتوترانسفورماتور در شکل ۲-۵۲ قابل مشاهده است.



شکل ۲-۵۲ سیستم تغذیه‌ی دوفاز با اتوترانسفورماتور

در این سیستم سیم‌پیچ ثانویه‌ی ترانسفورماتور تغذیه به دوقسمت تقسیم شده و دو ولتاژ مساوی با ۱۸۰درجه اختلاف فاز را به وجود می‌آورد. یکی از فازها به سیم تماسی قطار و دیگری به یک خط هوایی دیگر به نام تغذیه‌ی منفی[۳۵] متصل می‌شود. سر وسط سیم‌پیچ ثانویه نیز به ریل وصل می‌شود. در پست‌های اتوترانسفورماتوری، یک سیم‌پیچ نیز به سیم تماسی و سر دیگر به تغذیه‌ی منفی و سر وسط به ریل متصل می‌شود. این سیستم، افزایش فاصله‌ی بین پست‌های کشش را ممکن می‌سازد. این روش به‌ویژه در فرانسه و قطارهای سریع السیر TGV کاربرد داشته و بسیاری کشورهای دیگر نیز از این سیستم استفاده می‌کنند. در سیستم‌های حمل‌ونقل ریلی که با جریان DC تغذیه می‌شوند، یک ترانسفورماتور یکسوساز سه‌فاز، وظیفه‌ی تغذیه‌ی یکسوسازها را برعهده دارد.

ترانسفورماتورهای متحرک (داخل قطار)



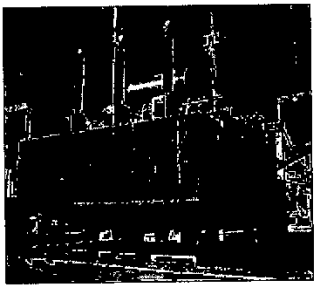
شکل ۲-۵۳ ترانسفورماتورهای متحرک داخل قطار

این ترانسفورماتورها در داخل قطار نصب شده و ویژگی مهم آن‌ها ابعاد و وزن است. برای دستیابی به وزن و حجم کمتر باید از مواد کمتری استفاده کرد که خود باعث افزایش تلفات و دما در ترانسفورماتور می‌شود. برای کاهش اثر افزایش دما، باید از مواد عایقی مقاوم در برابر درجه حرارت‌های بالا مانند آرامید[۳۶]، پلی‌آمید[۳۷] و پلی‌استر[۳۸] و همچنین سیال‌های عایقی مخصوص استفاده کرد.

۲. ۵. راکتورها[۳۹]

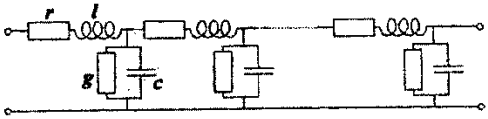
در این بخش راکتورها با کاربردهای متفاوت معرفی می‌شوند. برای اطلاعات بیشتر می‌توانید به استاندارد IEC60076-6 قسمت ششم «ترانسفورماتورهای قدرت، بخش ششم: راکتورها»: راکتورها، مراجعه کنید.

۲. ۵. ۱. راکتورهای شنت



شکل ۲-۵۴ راکتور شنت

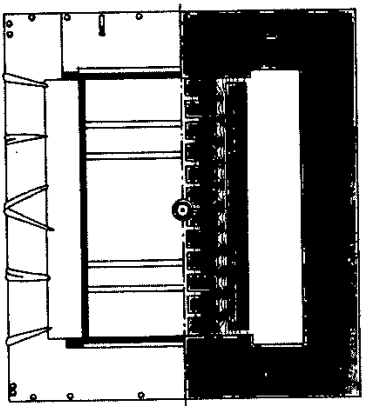
پس از نصب خطوط انتقال با ولتاژ ۲۲۰کیلوولت و بالاتر و در فواصل طولانی، نیاز به ساخت راکتورهای شنت بزرگ به وجود آمد. دو پارامتر مهم خطوط انتقال یکی اندوکتانس سری ناشی از میدان مغناطیسی به وجود آمده در اطراف هادی، و دیگری ظرفیت خازنی موازی ناشی از میدان الکتریکی خط نسبت به زمین است. دیاگرام معادل یک خط در شکل ۲-۵۵ ترسیم شده‌است.



شکل ۲-۵۵ مدار معادل خط انتقال

اندوکتانس و ظرفیت خازنی، مشابه مقاومت و ادمیتانس[۴۰]، در طول خط توزیع می‌شوند. در زمان بارگیری از خط، افت ولتاژی به‌دلیل وجود اندوکتانس سری و ظرفیت خازنی موازی به وجود می‌آید. زمانی که خط برق‌دار شده اما از آن بارگیری نشده یا جریان کمی از آن عبور می‌کند، در طول خط افزایش ولتاژ خواهیم داشت. (اثر فرانتی[۴۱]). در شرایط اخیر ظرفیت خازنی نسبت به زمین، جریانی را در خط جاری ساخته که می‌تواند خازنی باشد و عبور این جریان از اندوکتانس خط موجب افزایش ولتاژ می‌شود. به‌منظور تثبیت ولتاژ خط و جبران‌سازی اندوکتانس، از خازن‌های سری و برای جبران‌سازی ظرفیت خازنی نسبت به زمین، از راکتورهای شنت استفاده می‌شود. خازن‌های سری در نقاط مختلفی در طول خط قرار می‌گیرند؛ در حالی که راکتورهای شنت معمولا در پست‌های فشارقوی انتهای خطوط نصب می‌گردند. به این صورت اختلاف دامنه و زاویه‌ی فاز ولتاژها بین ابتدا و انتهای خط کاهش می‌یابد. راکتورهای شنت را همچنین می‌توان در پست‌هایی که محل تلاقی چندین خط هستند، یا در ثالثیه‌ی ترانسفورماتورها تعبیه کرد. کابل‌های انتقال، ظرفیت خازنی بالاتری نسبت به خطوط انتقال هوایی دارند. کابل‌های طویل زیردریایی در ولتاژهای بیشتر از ۱۰۰ کیلوولت نیاز به راکتور شنت دارند. همچنین در شبکه‌ی برق‌رسانی بزرگ شهری به‌منظور اجتناب از افزایش ولتاژ در زمان خروج برنامه‌ریزی نشده بار زیاد از شبکه به‌دلیل خطا، به راکتور شنت نیاز داریم. چندین دهه است که از راکتورهای شنت برای ولتاژهای تا ۷۶۵کیلوولت در شبکه استفاده می‌شود. امروزه راکتورهای شنت بیشتری نیز در شبکه نصب می‌شوند. راکتورهای شنت همان اجزاء و قطعات ترانسفورماتورهای قدرت، مانند سیم‌پیچ، هسته، مخزن، بوشینگ و روغن را داشته و معمولا در کارخانه‌های تولید ترانسفورماتور ساخته می‌شوند.

تفاوت عمده در این است که در بین ساق‌های هسته‌ی راکتورها، برخلاف ترانسفورماتورها، از فواصل غیرمغناطیسی استفاده می‌شود. شکل ۲-۵۶ تصویری از راکتور شنت تکفاز را نشان می‌دهد. سمت راست تصویر، نمایشی از میدان مغناطیسی است. سیم‌پیچ، ستون وسط را که دارای فواصل غیرمغناطیسی است احاطه می‌کند. بخشی از هسته نیز سیم‌پیچ را دربرگرفته و مسیری برای بازگشت میدان مغناطیسی فراهم می‌آورد. راکتورها به‌صورت سه‌فاز و با هسته‌ی سه یا پنج ستونه، مطابق شکل ۲-۵۷، تولید می‌شوند. در راکتور سه ستونه، یک تزویج مغناطیسی قوی بین سه‌فاز وجود دارد. در حالی که در نوع پنج ستونه، فازها از لحاظ مغناطیسی از یکدیگر مستقل هستند و مسیرهای مغناطیسی از طریق دو ستون کناری فاقد سیم‌پیچ بسته می‌شوند.



شکل ۲-۵۶ راکتور تکفاز

شکل ۲-۵۷ راکتور سه‌فاز سه ستونه و پنج ستونه

نوترال راکتور شنت می‌تواند زمین شود و یا باز بماند. زمین شدن می‌تواند به‌صورت مستقیم یا از طریق یک راکتور زمین انجام گردد. در صورتی که نوترال راکتور مستقیم زمین شده باشد، عایق‌بندی سیم‌پیچ‌ها معمولا به‌صورت غیریکنواخت طراحی می‌شوند. سرفاز خروجی راکتور در محلی در وسط ارتفاع ساق خارج می‌شود و در واقع سیم‌پیچ شامل دو قسمت موازی شده‌است که یکی در نیمه‌ی بالایی و دیگری در نیمه‌ی پایینی است. به این صورت می‌توان فاصله‌ی عایقی سرفاز تا یوغ‌ها را کاهش داد. گاهی اوقات برای فراهم کردن تغذیه‌ی کمکی، یک سیم‌پیچ اضافی کوچک بین سیم‌پیچ اصلی و یوغ قرار داده می‌شود. زمانی که راکتور برق‌دار می‌شود فواصل غیرمغناطیسی در معرض نیروهای فشاری ضربه‌ای بزرگ با فرکانسی معادل دو برابر فرکانس سیستم قرار می‌گیرند. حداکثر مقدار این نیروها ممکن است حتی به $10^6 N/m^2$ $(100 ton/m^2)$ نیز برسد. به‌همین دلیل لازم است که ساختمان هسته بسیار مقاوم بوده و همچنین ویژگی الاستیک[۴۲] مواد غیرمغناطیسی

(و غیرفلزی) به‌کار رفته در فواصل باید بالا باشد تا از ارتعاشات زیاد که صدای زیادی نیز ایجاد می‌کنند، اجتناب گردد. مواد مورد استفاده در فواصل همچنین باید محکم و ثابت باشند تا مانع از ارتعاشات افزاینده در بهره‌برداری درازمدت شود.

برای تست یک راکتور در کارخانه، به توان راکتیوی معادل توان نامی راکتور نیاز است. در حالی که تست ترانسفورماتور را می‌توان با توان راکتیوی معادل ۱۰ تا ۲۰درصد توان ترانسفورماتور، از طریق عبور جریان نامی در شرایط اتصال کوتاه ترانسفورماتور انجام داد. به‌منظور انجام آزمون‌های عایقی با ولتاژ AC و فرکانس‌های بیشتر از فرکانس نامی، باز هم نیاز به توان راکتیو بیشتری در آزمایشگاه داریم.

برای تست یک راکتور با توان نامی ۱۰۰ تا ۲۰۰مگاوار، توان راکتیوی معادل یک ترانسفورماتور ۵۰۰ تا ۱۰۰۰مگاولت آمپر مورد نیاز است. از آنجاکه ضریب قدرت راکتور شنت بسیار پایین است، اندازه‌گیری تلفات با استفاده از وات‌متر خطای زیادی دارد. هرچند با استفاده از روش پل می‌توان خطا را کاهش داد. جداکردن دقیق تلفات بار و بی‌باری و تلفات اضافه در راکتور با روش‌های معمول اندازه‌گیری امکان‌پذیر نیست. از این رو بهتر است به‌منظور اجتناب از اعمال ضرایب تصحیح، اندازه‌گیری تلفات در دمایی نزدیک به دمای مرجع صورت گیرد.

در زمان سفارش راکتور باید اطلاعات ذیل توسط خریدار ارائه شود:

- توان راکتیو
- ولتاژ نامی
- حداکثر ولتاژ دائم کاری
- سطوح عایقی LI و SI
- فرکانس
- ولتاژ تست AC
- حداکثر مقادیر مجاز جهش‌های حرارتی[۴۳] روغن و سیم‌پیچ
- سطح صدا
- نوع خنک‌کنندگی
- ویژگی‌های پیرامونی (در صورت نیاز)
- تجهیزات حفاظتی و مونیتورینگ
- ارزش تلفات

راکتور شنت با تپ‌چنجر تحت‌بار

هدف از استفاده از تپ‌چنجر تحت‌بار در راکتور، جبران‌سازی توان راکتیو بار خط/شبکه است. به‌منظور بیشترین جبران‌سازی توان راکتیو در شرایط کم‌باری، از تپی که کمترین تعداد دور را داشته باشد استفاده می‌شود و در شرایط بار کامل از تپی که دربرگیرنده‌ی بیشترین تعداد دور است استفاده می‌شود. به‌طور معمول، بازه‌ی تنظیم ولتاژ اجازه‌ی کاهش توان راکتیو از ۱۰۰درصد تا حدود ۵۰درصد را فراهم می‌کند.

ازمدارخارج کردن راکتور شنت

از مدار خارج کردن راکتور شنت نیاز به تمهیدات ویژه‌ای دارد. در گذشته حوادث زیادی بر روی راکتور در حین خارج کردن آن از مدار اتفاق می‌افتاد و در برخی موارد بریکرها نیز همزمان آسیب می‌دیدند. علت این حوادث اکنون به خوبی مشخص شده و تمهیدات لازم برای اجتناب یا حداقل کردن احتمال وقوع این حوادث به‌کار گرفته می‌شوند. در زمان خارج کردن راکتور از شبکه‌ی قدرت، اضافه‌ولتاژ زیادی به وجود می‌آید. در زمان باز شدن بریکر، بین تیغه‌های آن آرک (قوس الکتریکی) به وجود آمده و عملا هنوز اتصال الکتریکی بین شبکه و راکتور برقرار است. پس از مدت زمانی، بریکر قوس الکتریکی را خاموش کرده و اتصال بین شبکه و راکتور قطع می‌شود. در موارد بسیاری آرک پیش از عبور طبیعی جریان از مقدار صفر خاموش می‌شود؛ و این به معنای باقی ماندن انرژی مغناطیسی در هسته‌ی راکتور است. هیچ امکانی نیز برای تخلیه‌ی این انرژی وجود ندارد. مقداری از این انرژی به‌صورت پسماند مغناطیسی در هسته باقی می‌ماند اما بخشی از این انرژی، خازن پراکندگی[۴۴] بین راکتور و زمین را در سمت بار بریکر شارژ می‌کند. از آنجا که این خازن معمولا کوچک است، ولتاژ روی آن و در نتیجه ولتاژ ترمینال‌های راکتور نیز نسبتا بالا خواهد بود. با برخی ساده‌سازی‌ها می‌توان این گونه نوشت:

$$\frac{1}{2}L.i^2 = \frac{1}{2}C.u^2 \qquad (۳-۲)$$

که در این معادله:

L : اندوکتانس راکتور

i : جریان در لحظه‌ی قطع

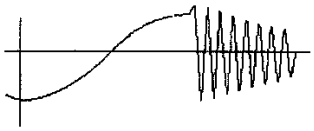
C : ظرفیت خازنی پراکندگی راکتور در سمت بار بریکر

u : افزایش ولتاژ در خازن

معادله‌ی (۲-۳) بیانگر این است که انرژی جمع شده در راکتور به انرژی الکترواستاتیک جمع شده در خازن تبدیل می‌شود:

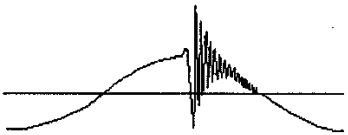
$$u = i.\sqrt{L/C} \qquad (۴-۲)$$

در صورت استفاده از بریکرهای SF6 ، ولتاژ به وجود آمده براثر قطع جریان معمولا در بازه‌ی بین ۱/۲ تا ۲ پریونیت بوده و در سایر انواع بریکرها این مقدار بیشتر است. نرخ افزایش ولتاژ نسبتا آرام است. با این وجود هنگامی که آرک در بریکر خاموش می‌شود، رقابتی درون بریکر شکل می‌گیرد. در یک طرف ولتاژ بین تیغه‌های بریکر افزایش می‌یابد و در طرف مقابل ولتاژ شکست ناشی از افزایش فاصله بین تیغه‌ها در حین باز شدن افزایش می‌یابد. در این رقابت، اگر نرخ افزایش ولتاژ شکست پیروز شود، ولتاژ در راکتور به‌دلیل انرژی جابجا شده بین خازن پرکندگی و سلف نوسان می‌کند. این نوسانات به‌دلیل مقاومتی که همیشه در مدار وجود دارد میرا خواهد شد. در شکل ۲-۵۸ نمونه‌ای از این نوسانات ولتاژ در راکتور ترسیم شده‌است.



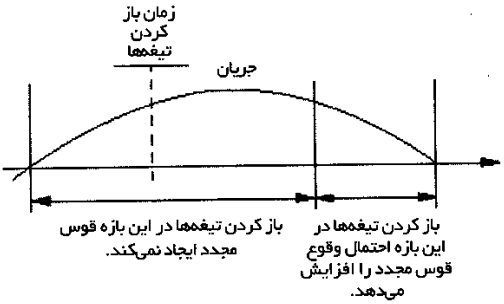
شکل ۲-۵۸ نوسانات ولتاژ ناشی از خارج کردن راکتور از مدار حالت اول

این نوسانات ولتاژ که در زمان خارج کردن راکتور از مدار اتفاق می‌افتد، آسیبی به این تجهیز و سایر تجهیزات نمی‌رساند. اما اگر رقیب دیگر یعنی ولتاژ برگشتی بین تیغه‌های بریکر پیروز شود، به این معنا است که در یک لحظه‌ی مشخص مقدار آن از ولتاژ شکست بین تیغه‌ها بیشتر شده‌است. در این صورت آرک جدیدی بین تیغه‌ها به وجود می‌آید که این پدیده قوس مجدد[۴۵] نامیده می‌شود. در زمان قوس مجدد، ولتاژ روی کنتاکت کلید در سمت بار، خیلی سریع به مقدار ولتاژ کنتاکت کلید در سمت ولتاژ منبع (شبکه) افزایش می‌یابد. این تغییر ولتاژ می‌تواند در کسری از میلی‌ثانیه اتفاق افتاده و ولتاژ راکتور نیز از آن تبعیت خواهد کرد. این تغییر سریع ولتاژ به‌صورت نوسانی و با فرکانس بالا میرا می‌شود. حتی ممکن است آرک‌های جدیدی نیز پیش از جداشدن کامل راکتور از شبکه به وجود آید. شکل ۲-۵۹ نوسانات معمول ولتاژ راکتور با یک آرک مجدد در تیغه‌های بریکر را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۵۹ نوسانات ولتاژ ناشی از خارج کردن راکتور از مدار حالت دوم

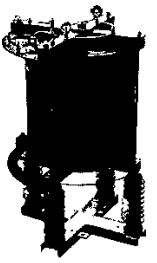
در مواجهه با چنین ولتاژی، سیم‌پیچ‌های راکتور، به‌ویژه در ناحیه‌ی پیشانی سیم‌پیچ، تحت تنش زیادی قرارمی‌گیرند. این تنش‌ها می‌توانند از مقادیر استاندارد اضافه‌ولتاژهای گذرا که راکتور برای آن طراحی شده‌است فراتر رفته و موجب شکست عایقی در سیم‌پیچ شود. تنش‌های به وجود آمده در سیم‌پیچ تنها به میزان افزایش ولتاژ بستگی نداشته، بلکه تابعی از نرخ تغییرات ولتاژ (du/dt) هم هست. در این حالت حتی ولتاژهای گذرا با مقدار پیک کمتر از سطح حفاظتی برقگیر نیز می‌توانند به راکتور آسیب برسانند. مشکل اصلی در قوس مجددی است که در انواع مختلف بریکر (SF6، خلاء، روغنی و هوای فشرده) اتفاق می‌افتد. یک راه برای حذف این قوس مجدد در بریکر و جلوگیری از آسیب به راکتور و تجهیزات اطرف آن، بازکردن سنکرون تیغه‌های بریکر است که اساس آن در شکل ۲-۶۰ ترسیم شده‌است.



شکل ۲-۶۰ بازکردن تیغه‌های بریکر به‌صورت سنکرون

با بازکردن تیغه‌ها در سطح مشخصی از قسمت صعودی منحنی جریان، به‌گونه‌ای که مانع از بریده‌شدن جریان شود، آرک (قوس) تا زمان عبور جریان از مقدار ماکزیمم و سپس مقدار صفر ادامه می‌یابد. بریکر پیش از رسیدن جریان به مقدار صفر، آرک را خاموش کرده و جریان را می‌بُرد. در این لحظه تیغه‌ها از یکدیگر فاصله‌ی کافی گرفته‌اند. در این شرایط ولتاژ شکست بین تیغه‌ها افزایش یافته و آرک مجددی به وجود نخواهد آمد. سیگنال لازم برای سنکرون سازی از ترانسفورماتور ولتاژ (CVT) صادر می‌شود. از زمان معرفی سوئیچینگ سنکرون، حوادث مرتبط با کلیدزنی راکتور تقریبا به‌طور کامل از بین رفته‌است. با توجه به این تجربه‌ی موفق، شرکت ABB در زمان سفارش بریکر برای راکتور شنت همواره تجهیزات کلیدزنی سنکرون (SwitchsyncTM) را نیز پیشنهاد می‌کند.

۲. ۵. ۲. راکتورهای محدود کننده‌ی جریان



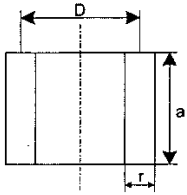
شکل ۲-۶۱ تصویری از یک فاز راکتور محدودکننده‌ی جریان از نوع خشک

راکتورهای محدود کننده‌ی جریان، راکتورهای سری هستند که به‌منظور کاهش جریان اتصال کوتاه در شبکه‌ی قدرت نصب می‌شوند. کاهش جریان اتصال کوتاه امکان استفاده از بریکرهای با ظرفیت قطع پایین‌تر و در نتیجه ارزان‌تر را امکان‌پذیر می‌سازد. گاهی اوقات دیگر تجهیزات شبکه‌ی قدرت مانند اتوترانسفورماتورها که امپدانس پایینی دارند نیز نیاز به حفاظت در برابر جریان‌های زیاد اتصال کوتاه پیدا می‌کنند. کاربرد دیگر این راکتورها محدود کردن جریان هجومی در زمان راه‌اندازی موتورهای بزرگ است. برخی مواقع راکتورهای محدودکننده‌ی جریان برای کاهش جریان‌های تخلیه در بانک‌های خازنی استفاده می‌شوند.

راکتورهای محدودکننده‌ی جریان از نوع خشک

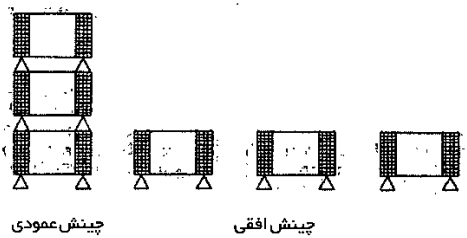
در ولتاژهـا و توان‌هـای متوسـط، از ارزان‌تریـن نـوع راکتـور محدودکننـده‌ی جریـان شـامل یـک راکتور خشـک بـدون هسـته و محفظـه‌ی فلـزی کـه با گـردش طبیعی هـوا خنک می‌شـود اسـتفاده می‌کنند. راکتورهـای متنوعـی از ایـن نـوع در سراسـر دنیـا در حـال بهره‌بـرداری بوده و بیشـتر آن‌ها در شـبکه‌ی فشارمتوسـط نصـب هسـتند. مقـدار اندوکتانـس ایـن راکتورها معمـولا در حـدود میلی‌هانری اسـت. در زمـان عبـور جریـان اتصـال کوتـاه از راکتور مقـدار اندوکتانس ثابت باقـی مانده و هیچ کاهشـی در مقدار آن به‌دلیـل عـدم وجـود هسـته‌ی آهنـی به وجـود نخواهـد آمد.

جنـس هـادی سـیم‌پیچ، مـس یـا آلومینیـوم بـوده و عایـق و مـواد نگهدارنده‌ی سـیم‌پیچ، معمـولا مواد سـنتزی بـا کلاس حرارتـی بـالا اسـت. در زمان وقوع اتصـال کوتاه نیروهـای مکانیکی زیـادی در هر یک از فازهـا و در بیـن فازهـای راکتـور بـه وجـود می‌آید. لـذا سـایزینگ راکتور بایـد به‌گونه‌ای باشـد که در مقابـل ایـن نیروها پایدار باشـد. عدم وجود هسـته‌ی آهنی، ظرفیت خازنی سـیم‌پیچ نسـبت بـه زمین را بسـیار کاهـش داده و توزیـع ولتاژ در طول سـیم‌پیچ در شـرایط ولتاژهای گذرا تنهـا کمی از حالت خطی منحـرف می‌شـود. شـکل‌های ۲-۶۱ و ۲-۶۲ یـک فـاز از ایـن راکتور را نشـان می‌دهد.



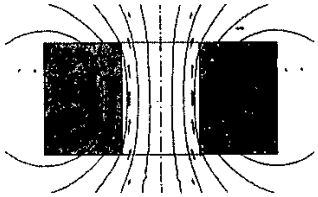
شکل ۲-۶۲ دیاگرام یک فاز راکتور محدودکننده جریان از نوع خشک

دو مسـتطیل مشـخص شـده در شـکل ۲-۶۲ نشان‌دهنده‌ی سـیم‌پیچ اسـت. a ارتفاع، r ضخامت و D قطر متوسـط سـیم‌پیچ اسـت. اندوکتانـس متناسـب با مجـذور تعـداد دورها، قطر متوسـط و ضریبی اسـت که خـود تابعـی از a/D و r/D اسـت. اندوکتانـس متقابـل بیـن فازهـا نیـز به اندوکتانـس مرحله‌ی قبـل اضافه می‌شـود کـه مطابـق شـکل ۲-۶۳، مقـدار آن به فاصلـه‌ی بین فازها و نیز محـل قرارگیری آن‌هـا (روی هم و یـا کنار هم قـرار گرفتن) بسـتگی دارد.



شکل ۲-۶۳ نحوه‌ی استقرار فازهای راکتور محدودکننده‌ی جریان از نوع خشک

راکتورهای با هسته‌ی هوایی نیاز به فضای نسبتا زیادی دارند چرا که میدان مغناطیسی آزادانه در محیط اطراف پخش شده و ممکن است در استحکامات فلزی واقع در دیوارهای بتونی، کف، سقف، حصارهای فلزی و سایر مواد، اضافه حرارت زیادی ایجاد کند. رعایت فاصله‌ی مناسب نسبت به راکتورها باید رعایت گردد. فاصله‌ی مناسب باید به‌گونه‌ای باشد که شدت میدان مغناطیسی در کف و سقف کمتر از ۸۰A/m و در دیوار مجاور کمتر از ۳۰A/m باشد. مقادیر مذکور برای عبور جریان نامی پیوسته و یا جریان‌های موقت بیش از چند دقیقه باید لحاظ گردد. از آنجا که ثابت زمانی حرارتی استحکامات آهنی و حصارهای فلزی کم است، سازنده باید خریدار را از حداقل فواصل لازم از راکتور مطلع سازد. در این فواصل شدت میدان مغناطیسی به مقادیر فوق الاشاره کاهش می‌یابد. شکل ۲-۶۴ میدان مغناطیسی در یک راکتور با هسته‌ی هوایی و بدون حفاظ را به تصویر کشیده‌است. نیروی مکانیکی ناشی از این میدان می‌تواند اجسام آهنی را که در جای خود محکم نشده باشند به سمت راکتور کشانده و به آن آسیب بزند. از این رو توصیه می‌شود که اطراف راکتور همیشه عاری از وسائل فوق باشد.

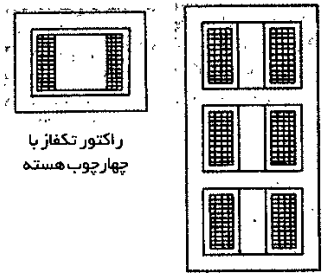


شکل ۲-۶۴ میدان مغناطیسی راکتور با هسته‌ی هوایی

همچنین احتمال اینکه میدان مغناطیسی راکتور در عملکرد سایر تجهیزات الکتریکی یا الکترونیکی تداخل ایجاد کند نیز باید مورد بررسی قرار گیرد. به‌دلیل وجود میدان‌های مغناطیسی قوی در زمان عبور جریان از سیم‌پیچ‌های راکتور، نباید مدت زمان زیادی در کنار آن ایستاد. به‌ویژه افرادی که از دستگاه تنظیم کننده‌ی قلب استفاده می‌کنند، باید از این راکتورها دوری جویند.

راکتورهای محدودکننده‌ی جریان از نوع روغنی

در ولتاژهای بالا و در مناطق آلوده، راکتورهای خشک مناسب نیستند. چرا که احتمال وقوع خطای عایقی افزایش می‌یابد. در این شرایط استفاده از راکتورهای روغنی مناسب‌تر است. به‌منظور اجتناب از ایجاد حرارت اضافه در مخزن، باید چهارچوبی از ورق هسته‌ی آهنی مطابق شکل ۲-۶۵ سیم‌پیچ را احاطه کند. استفاده از ستون هسته‌ی آهنی با فواصل هوایی در وسط سیم‌پیچ ضروری است. ابعاد راکتور باید به‌گونه‌ای باشد که هنگام عبور جریان اتصال کوتاه از آن و یا در زمان اشباع هسته، اندوکتانس به‌اندازه‌ی کافی بالا باشد.



شکل ۲-۶۵ راکتور محدودکننده‌ی جریان از نوع روغنی

تلفات گردابی سیم‌پیچ‌ها در راکتورهای بدون فاصله‌ی هوایی در هسته بسیار زیاد است؛ چرا که سیم‌پیچ‌ها در یک میدان مغناطیسی بزرگ قرار می‌گیرند. ساق میانی دارای فواصل هوایی، تلفات گردابی را کاهش می‌دهد اما در عوض هسته بسیار پیچیده شده و گران خواهد شد. میدان مغناطیسی را می‌توان با کمک شیلدهای مسی یا آلومینیومی مهار کرد. با این وجود تلفات در این شیلدها به دلیل جریان‌های گردشی زیاد، بالا بوده و لذا از این روش تنها می‌توان در راکتورهای با توان پایین استفاده کرد. هزینه‌ی راکتور روغنی بسیار بیشتر از راکتور خشک است. اما فضای مورد نیاز در راکتور روغنی کمتر است. در زمان سفارش راکتورهای محدودکننده‌ی جریان، ارائه‌ی اطلاعات ذیل ضروری است:

- ولتاژ سیستم
- فرکانس
- قدرت اتصال کوتاه شبکه
- سطوح عایقی
- جریان نامی پیوسته و/یا جریان گذرا و مدت زمان عبور جریان
- امپدانس راکتور یا قدرت اتصال کوتاه جدید با در نظر گرفتن امپدانس راکتور
- نوع روغنی یا خشک
- نصب در فضای آزاد یا سرپوشیده

۲. ۵. ۳. راکتورهای زمین کننده‌ی نوترال

نوترال شبکه را می‌توان مستقیم زمین کرد یا از زمین ایزوله کرد. هر دو روش مزایا و معایبی دارد. اتصال مستقیم به زمین باعث می‌شود در زمان وقوع خطای تکفاز به زمین، حداقل ولتاژ بر روی فازهای سالم اعمال شود. همچنین صرفه‌جویی ناشی از غیریکنواخت کردن سیم‌پیچ ترانسفورماتور را ممکن می‌سازد. اما عیب این روش، جاری شدن جریان بالا در زمان خطا است که تجهیزات را باید مطابق با آن طراحی کرد. ایزوله کردن نوترال یا زمین کردن آن با یک امپدانس اندوکتیو زیاد، جریان خطا را محدود می‌کند؛ اما در حین وقوع خطای تکفاز به زمین، ولتاژ بر روی فازهای

سالم زیاد می‌شود. زمین کردن با راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس[۴۶] (که عموما زمین کردن رزونانسی نامیده می‌شود) نوعی زمین کردن با امپدانس بالا است که جریان خطا را کاهش می‌دهد. در زمان وقوع خطای تکفاز به زمین، ولتاژ در فازهای سالم، مشابه حالتی است که نوترال ایزوله باشد. زمین کردن از طریق راکتور نوترال نوعی ارت کردن با امپدانس نسبتا کم بوده و در جایی بین زمین کردن مستقیم و نوترال ایزوله قرار می‌گیرد. این روش بدون آن‌که ولتاژ زیادی بر روی فازهای سالم اعمال شود، جریان خطا را تا سطح قابل قبولی محدود می‌کند.

در شرایط نرمال، ولتاژ بر روی راکتور زمین کننده‌ی نوترال کم بوده و در نتیجه جریان عبوری از راکتور کوچک خواهد بود. در زمان وقوع خطا، جریان به مقدار زیادی افزایش یافته و در شرایط معمول مدت زمان آن حداکثر ۱۰ ثانیه است. تلفات در این راکتورها اهمیت زیادی از لحاظ اقتصادی ندارد. لذا چگالی جریان سیم‌پیچ، با توجه به قابلیت راکتور برای تاب‌آوری در برابر نیروهای مکانیکی ناشی از جریان‌های خطا در مدت زمان کم تعیین می‌شود. این راکتورها را می‌توان از نوع خشک با هسته‌ی هوایی یا از نوع روغنی با هسته‌ی دارای فاصله‌ی هوایی و یا از نوع مجهز به شیلد مغناطیسی طراحی کرد. در حالت اخیر اندوکتانس راکتور باید در شرایط خطا به‌اندازه‌ی کافی بالا باشد تا بتوان جریان خطا را به مقادیر موردنظر محدود کرد. سطح عایقی در ترمینال متصل به نوترال سیستم، معمولا مشابه با سطح عایقی نوترال است. در تست ضربه‌ی صاعقه‌ی راکتور، باید از موج ضربه‌ی صاعقه‌ای با پیشانی موج بیشتر از ۱/۲ میکرو ثانیه (حداکثر تا ۱۳ میکروثانیه) استفاده کرد. علت این است که موج صاعقه از خط ابتدا از سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور عبور کرده و سپس وارد راکتور می‌شود. به‌همین دلیل زمان پیشانی موج طولانی‌تر است. سطح عایقی در ترمینال زمین شده‌ی راکتور را می‌توان کمتر از سایر ترمینال‌ها در نظر گرفت.

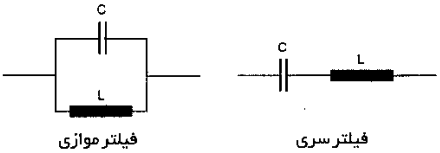
۲. ۵. ۴. راکتورهای میراکننده‌ی خازن[۴۷]

این راکتورها برای محدود کردن جریان هجومی در زمان کلیدزنی باتری‌های خازنی به شبکه‌های AC استفاده شده و به‌صورت سری به خازن‌ها متصل می‌شوند. در شرایط عادی، جریان نامی خازن از راکتور عبور کرده و حداکثر مقدار مجاز جریان راکتور، مطابق استانداردهای خازن‌های قدرت، معادل حداکثر جریان باتری‌های خازنی است. از این راکتورها همچنین برای تنظیم‌کردن[۴۸] بانک‌های خازنی استفاده می‌شود تا از تشدید در سیستم قدرت جلوگیری شود. راکتورهای میراکننده‌ی خازن به‌صورت تکفاز یا سه‌فاز و معمولا خشک و با هسته‌ی هوایی، مناسب برای نصب در فضای آزاد یا سرپوشیده طراحی می‌شوند. این راکتورها توانایی تاب‌آوری در مقابل جریان هجومی ناشی از وصل کردن باتری‌های خازنی را دارند. طراح سیستم باید اطلاعات لازم در خصوص فرکانس تشدید جریان هجومی را در اختیار سازنده‌ی راکتور قرار دهد. همچنین سازنده‌ی راکتور موظف است اطلاعات لازم در خصوص ضریب Q (نسبت راکتانس به مقاومت) راکتور در این فرکانس را در اختیار طراح سیستم بگذارد.

۲. ۵. ۵. راکتورهای فیلتر (تنظیم کننده)[۴۹]

راکتورهای فیلتر به همراه خازن برای تنظیم مدارهای فیلتر مورد استفاده قرار می‌گیرند و با ایجاد

رزونانس در محدوده‌ی فرکانس‌های صوتی، هارمونیک‌ها یا فرکانس‌های مخابراتی را حذف، بلوکه یا کاهش می‌دهند. این راکتورها یا به‌صورت موازی (با اعمال ولتاژ سیستم به آن‌ها) یا به‌صورت سری (با عبور جریان بار از آن‌ها) در سیستم نصب می‌شوند. در شکل ۲-۶۶ دو نوع از این فیلترها ترسیم شده‌اند.



شکل ۲-۶۶ فیلترهای رزونانسی سری و موازی

فیلترهای رزونانسی موازی، امپدانس بالایی دارند که مانع از عبور جریان‌های با یک فرکانس معین می‌شوند. در حالی که فیلترهای رزونانسی سری، امپدانس کمی دارند و جریان‌های با فرکانس معین را از بخش‌های مورد نظر در شبکه‌ی قدرت جدا می‌کنند. فیلترها را ترجیحا باید در نزدیک‌ترین نقطه به منبع تولید هارمونیک‌ها نصب کرد. راکتورهای فیلتر به‌صورت تکفاز، سه‌فاز، روغنی یا خشک تولید می‌شوند. این راکتورها به‌گونه‌ای طراحی می‌شوند که تنظیم اندوکتانس در یک بازه (هر چند محدود) امکان‌پذیر گردد. این کار از طریق تپ‌چنجر و یا از طریق جابه‌جایی هسته و/یا بوبین‌ها امکان‌پذیر می‌شود. روش پیشنهادی، بسته به هر مورد، باید در مشخصات فنی خرید ذکر شود.

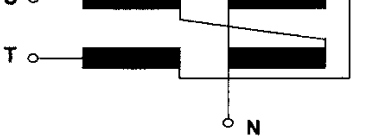
راکتورهای با هسته‌ی هوایی و بدون محفظه‌ی فلزی، ارزان‌ترین گزینه هستند در عین حال این راکتورها در صورت نصب در محیطی با رطوبت و آلودگی محیطی بالا آسیب‌پذیری بیشتری در زمان وقوع خطای عایقی در مقایسه با راکتورهای روغنی دارند. راکتورهای فیلتر، برای سیگنال‌های فرکانس صوتی به سیم‌پیچ ثانویه‌ای مجهز هستند که به منبع فرکانس صوتی یا سایر اجزا متصل می‌شود. راکتورهای موازی، در معرض جریان‌های گذرای هجومی زمان کلیدزنی و راکتورهای سری در معرض اضافه جریان‌های ناشی از خطا در سیستم قرار دارند. بنابراین باید تاب‌آوری لازم در این شرایط را داشته باشند. در فیلترهای سه‌فاز باید به تزویج مغناطیسی بین فازهای مختلف راکتور توجه ویژه نمود. از سیم‌پیچ‌های راکتور جریانی با فرکانس قدرت عبور می‌کند. همچنین یک جریان با فرکانس رزونانس مدار فیلتر نیز از راکتور می‌گذرد که ممکن است پیوسته یا مقطعی باشد. جمع این دو جریان، یکی از پارامترهای تعیین‌کننده در سایزینگ راکتور است. ولتاژ راکتور نیز جمع افت ولتاژهای ناشی از عبور جریان با فرکانس قدرت و جریان با فرکانس تنظیم است. اندوکتانس نامی L راکتور در فرکانس تنظیم تعریف می‌شود.

در زمان طراحی راکتور فیلتر (یا فیلتر هارمونیک) باید مقادیر حداکثر جریان کوتاه مدت و مدت زمان آن و همچنین طیف فرکانسی ولتاژ و جریان سیستم معلوم باشد. ضریب Q راکتور که نسبت بین راکتانس و مقاومت راکتور در فرکانس تنظیم در دمای مرجع است نیز حائز اهمیت است.

سطوح عایقی این راکتورها معمولا بر اساس بیشترین ولتاژ (U_m) سیستمی که راکتور در آن نصب خواهد شد طراحی می‌شود؛ مگر آن‌که به دلایل خاصی لازم باشد سطوح متفاوتی درنظرگرفته شود. اگر یکی از ترمینال‌های راکتور مستقیما زمین شود می‌توان از عایق بندی غیریکنواخت بهره جست. اگر راکتور سیگنال صوتی دارای سیم‌پیچ ثانویه باشد باید با درنظر گرفتن احتمال انتقال اضافه ولتاژ از شبکه، آن را طراحی کرد.

۲. ۵. ۶. ترانسفورماتور زمین

از ترانسفورماتورهای زمین به‌منظور ایجاد نقطه‌ی نوترال در سیستم سه‌فاز و امکان زمین کردن نوترال استفاده می‌شود. زمین کردن می‌تواند از طریق راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس، راکتور زمین، مقاومت یا به‌صورت مستقیم انجام شود. ترانسفورماتور زمین تنها یک سیم‌پیچ با اتصال زیگزاگ دارد. امپدانس توالی صفر این سیم‌پیچ معمولا بسیار کوچک است اما اگر هدف، محدود کردن جریان عبوری از ترانسفورماتور در صورت وقوع خطای زمین در شبکه باشد می‌توان آن را افزایش داد. شکل ۲-۶۷ نحوه‌ی اتصال سیم‌پیچ‌های این ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. در شرایط عادی بهره‌برداری با ولتاژهای متقارن در سه‌فاز، جریان عبوری از ترانسفورماتور زمین کوچک بوده و معادل جریان مغناطیس‌کنندگی آن است. عدم تقارن در ولتاژها جریان‌های بالاتری را از سیم‌پیچ عبور خواهد داد که باید بتواند آن را تحمل کند.



شکل ۲-۶۷ دیاگرام اتصال سیم‌پیچ ترانسفورماتور زمین به‌صورت زیگزاگ

همچنین می‌توان از اتصال ستاره/مثلث به‌جای زیگزاگ در ترانسفورماتور زمین استفاده کرد. در این حالت سیم‌پیچی با اتصال مثلث میدان مغناطیسی توالی صفر را جبران می‌کند، بدین صورت که آن را به میدان نشتی بین سیم‌پیچی‌های مثلث و ستاره محدود کرده و امپدانس توالی صفر را کاهش می‌دهد. با این حال، در صورتی که لازم باشد امپدانس توالی صفر را افزایش دهیم، این‌کار را می‌توان با باز کردن اتصال مثلث و متصل کردن راکتور یا مقاومت انجام داد. همچنین از ترانسفورماتور زمین با سیم‌پیچ ثانویه می‌توان برای تغذیه‌ی کمکی در پست استفاده‌کرد. ترانسفورماتورهای زمین معمولا روغنی بوده و در فضای آزاد نصب می‌شوند. درصورتی که قرار باشد راکتور دیگری بین ترانسفورماتور زمین و زمین شبکه نصب شود، می‌توان آن‌را با ترانسفورماتور در یک مخزن قرارداد. زمانی که ترانسفورماتور زمین به‌همراه راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس استفاده می‌شود، جریان نامی

ترانسفورماتور و مدت زمان آن با توجه به داده‌های مربوط به راکتور تعیین می‌شوند.
اگر قرار باشد ترانسفورماتور زمین مستقیم یا از طریق یک راکتور محدود کننده‌ی جریان زمین شود، جریان نوترال عبوری از ترانسفورماتور زمین زیاد بوده اما مدت زمان آن تنها به چند ثانیه محدود می‌شود. در این حالت لازم است ترانسفورماتور زمین به‌گونه‌ای طراحی شود که اثرات مکانیکی و حرارتی ناشی از عبور جریان نامی را تاب آورد. در کل مشخصات ترانسفورماتور زمین باید به‌گونه‌ای انتخاب شود که با مشخصات سیستمی که قرار است در آن نصب شود هماهنگی داشته باشد. در بیشتر موارد بارگیری از ترانسفورماتور زمین بسیار کم بوده و تنها عبور جریان‌های کوتاه‌مدت و مقطعی ممکن است حرارت زیاد ایجاد کند. از این رو پیری مواد سلولزی در این ترانسفورماتورها چندان قابل توجه نیست. در خصوص محدودیت‌های حرارتی قابل قبول، نکات ذیل باید درنظر گرفته شود:
مطابق آن‌چه در استاندارد IEC60076-5 «ترانسفورماتورهای قدرت، بخش پنجم: استقامت در برابر اتصال کوتاه»، ذکر شده‌است، هنگام عبور جریان‌های زیاد در مدت زمان کم (مثلا ۱۰ ثانیه)، نباید دمای سیم‌پیچ مسی از ۲۵۰درجه‌ی سانتیگراد و سیم‌پیچ آلومینیومی از ۲۰۰درجه‌ی سانتی‌گراد بیشتر شود. برای جریان‌های با مدت زمانی در حدود چندساعت، درجه‌حرارت ایجاد شده نباید منجر به تولید گاز به میزان زیاد در روغن گردد و همچنین دمای قطعات در تماس مستقیم با روغن نباید از ۱۴۰ درجه سانتیگراد بیشتر شود.
رله‌ی حفاظت خطای زمین در جریان‌های کم عمل نمی‌کند. به‌منظور اجتناب از آسیب به ترانسفورماتور زمین در این جریان‌ها استفاده از ترمومتر روغن با کنتاکت‌های آلارم/تریپ توصیه می‌گردد. به‌عنوان گزینه‌ی دیگر می‌توان حداکثر جریان پیوسته‌ی خطای زمین را اعلام و رله‌های حساس به این جریان را تامین کرد. در خصوص ترانسفورماتورهای زمین که دارای سیم‌پیچ ثانویه بوده و بار پیوسته‌ای را تغذیه می‌کنند لازم است شرایط ذکر شده در استاندارد IEC60076-2 : «ترانسفورماتورهای قدرت، بخش دوم: جهش‌های حرارتی»، اعمال شود.

۲. ۵. ۷. راکتورهای خاموش‌کننده‌ی قوس

راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس با نام‌های دیگری چون خنثی‌کننده‌ی خطای جریان زمین[۵۰] یا کویل پترسن[۵۱] (که ایده‌ی راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس را برای اولین بار در ابتدای قرن گذشته ارائه کرد) نیز در صنعت شناخته می‌شوند.

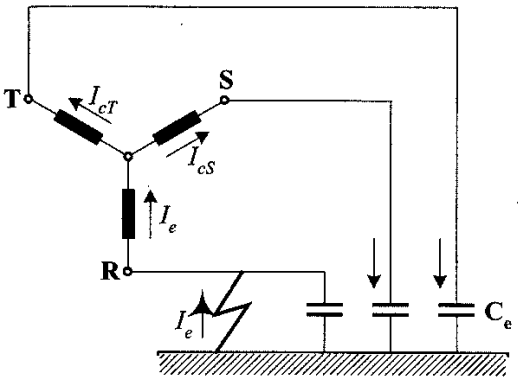
پیشینه‌ی موضوع

در سیستم‌های فشار قوی به دلایل مختلفی مانند اضافه ولتاژهای گذرا، کاهش استقامت عایقی ناشی از مقره‌های آلوده یا برخورد حیواناتی مانند پرندگان، سنجاب و... خطاهای تکفاز به زمین اتفاق می‌افتد. در این شرایط قوس الکتریکی (آرک) به وجود آمده و جریان خازنی ایجاد می‌کند. اگر این جریان بیشتر از مقدار مشخصی باشد، قوس الکتریکی مدت زمان زیادی ادامه یافته و موجب آسیب دیدن هادی‌ها و مقره‌ها و حتی آتش‌سوزی می‌شود. اگر جریان قوس کمتر از ۵ تا ۱۰آمپر باشد

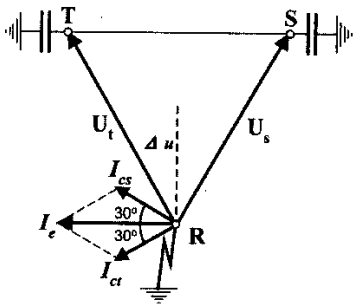
معمولا خود به خود خاموش می‌شود. هدف از نصب راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس، کاهش جریان آرک و مهیا کردن شرایط برای خاموش شدن آن است. به‌منظور تعیین اندوکتانس مناسب برای راکتور لازم است جریان خطای زمین مشخص باشد. این مقدار، خود تابعی از ظرفیت خازنی (C_e) هر فاز هادی نسبت به زمین است.

اساس کار راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس

به‌منظور نشان دادن نحوه‌ی عملکرد راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس، از یک مثال استفاده می‌شود که اگرچه ساده‌سازی‌هایی در آن انجام شده، لیکن برای معرفی نحوه‌ی کار این راکتور کافی است. شکل ۲-۶۸ سیم‌پیچ ثانویه‌ی ترانسفورماتوری با سه‌فاز S، R و T را نشان می‌دهد که به سیستمی با ظرفیت خازنی C_e در هر فاز نسبت به زمین متصل است. فرض می‌کنیم که این ظرفیت خازنی در هر سه فاز مساوی باشد که به‌معنای جابه‌جایی کامل هادی‌های خط انتقال هوایی است. خطای زمین در فاز R اتفاق افتاده و به‌منظور ساده‌سازی فرض می‌کنیم امپدانس نقطه‌ی خطا قابل صرف‌نظر کردن باشد. به‌عبارت دیگر پتانسیل در فاز R مساوی با پتانسیل زمین بوده که مقدار آن در شرایط متقارن نزدیک به پتانسیل نوترال (مرکز ستاره) سیم‌پیچ ترانسفورماتور است. به‌دلیل وقوع خطای زمین، پتانسیل در فازهای S و T نسبت به زمین افزایش می‌یابد. در شرایط بهره‌برداری عادی، جریان به‌گونه‌ای جاری می‌شود که خازن یکی از فازها نقش مسیر برگشت برای خازن دو فاز دیگر را ایفا می‌کند و بالعکس. خطای زمین این گردش جریان خازنی را تغییر می‌دهد. برگشت جریان خطای زمین از فازهای S و T از نقطه‌ی خطا به فاز R جاری می‌شود. به‌دلیل افزایش پتانسیل نسبت به زمین در فازهای S و T، جریان‌های زمین عبوری از این فازها نیز افزایش می‌یابد. دیاگرام برداری ولتاژها و جریان‌ها را می‌توان مطابق شکل ۲-۶۹ نشان داد.



شکل ۲-۶۸ وقوع خطای زمین در فاز R در خط انتقال متصل به سیم‌پیچ ثانویه‌ی ترانسفورماتور



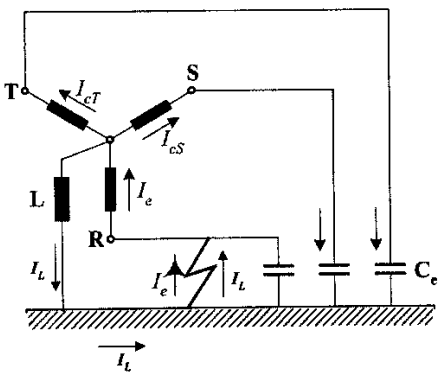
شکل ۲-۶۹ دیاگرام برداری ولتاژها و جریان‌های سه‌فاز پس از وقوع خطای زمین در فاز R

در این مثال، پتانسیل فازهای S و T در زمان بروز خطا، برابر با ولتاژ خط در شرایط نرمال فرض شده‌است. به‌عبارت دیگر پتانسیل نسبت به زمین در این فازها با ضریب $\sqrt{3}$ افزایش یافته‌است. (در عمل این ضریب ممکن است بیشتر یا کمتر از $\sqrt{3}$ باشد). ولتاژ نوترال به‌اندازه‌ی Δu جابه‌جا شده که در این مثال مساوی با ولتاژ فاز به زمین در شرایط نرمال است. جریان‌های خازنی جاری شده از فازهای S و T به زمین (I_{ct} و I_{cs})، نسبت به ولتاژهای U_s و U_t به‌اندازه‌ی ۹۰درجه پیش‌فاز هستند. جریان خازنی در محل خطای زمین (I_e) جمع برداری جریان‌های I_{cs} و I_{ct} است.

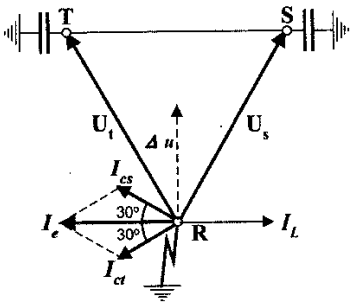
$$I_{cs} = I_{ct} = U.\omega C_e \qquad (۵-۲)$$

$$I_e = 2U.\omega C_e.\cos 30^\circ = \sqrt{3}U.\omega C_e \qquad (۶-۲)$$

بسته به مقدار C_e که به طول خطوط و کابل‌ها در سیستم بستگی دارد، مقدار I_e ممکن است بسیار زیاد شده و در نقطه‌ی خطا قوس ایجاد کند. در صورت استفاده از راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس بین نوترال سیم‌پیچ ترانسفورماتور و زمین، مطابق شکل ۲-۷۰، جریان سلفی/اندوکتیو از راکتور به زمین جاری شده و مسیر خود را از محل خطای زمین می‌بندد. جریان سلفی مسیری در خلاف جهت جریان خازنی عبوری از فازهای S و T دارد. همان گونه که در شکل ۲-۷۱ نشان داده شده‌است، جریان فازوری I_L به دیاگرام برداری شکل ۲-۶۹ (بدون حضور راکتور) اضافه می‌شود. Δu ولتاژی است که جریان I_L را در راکتور جاری می‌سازد و طبعا این جریان نسبت به Δu به‌اندازه‌ی ۹۰درجه پس فاز است.



شکل ۲-۷۰ استفاده از راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس بین نوترال ترانسفورماتور و زمین



شکل ۲-۷۱ دیاگرام برداری ولتاژها و جریان‌های سه‌فاز پس از وقوع خطای زمین در فاز R با درنظر گرفتن راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس

با تنظیم اندوکتانس راکتور می‌توان مقدار عددی I_L را با I_e برابر نمود و از آنجا که جهت این دو جریان مخالف یکدیگر است، جریان منتجه‌ی خطا صفر یا نزدیک به صفر خواهد شد. به این صورت امکان خاموش شدن خودبه‌خودی قوس فراهم شده و ادامه‌ی بهره‌برداری از شبکه، بدون خارج شدن تجهیزات از مدار امکان‌پذیر می‌شود.

تعیین مشخصات راکتور

همان گونه که در بخش قبل توضیح داده‌شد، جریان عبوری از راکتور باید با جریان خازنی که ناشی از ظرفیت خازنی سیستم نسبت به زمین است مساوی باشد. از این‌رو دانستن مقدار C_e الزامی است. ظرفیت خازنی را می‌توان مستقیما اندازه‌گیری کرد. از آنجا که احتمال در دسترس بودن خط جهت انجام اندازه‌گیری کم است، لذا باید C_e را با محاسبه تخمین زد. شبکه‌ی قدرت شامل خطوط انتقال هوایی و همچنین کابل بوده و ظرفیت خازنی یک کیلومتر کابل از ظرفیت خازنی یک کیلومتر خط هوایی بیشتر است. مقدار ظرفیت خازنی کابل را می‌توان با توجه به مشخصات فنی

ساخت و همچنین طول کابل مورد استفاده محاسبه کرد. ولی محاسبه‌ی C_e خطوط هوایی به این سادگی نیست. پارامترهای تاثیرگذار بر ظرفیت خازنی خطوط انتقال هوایی شامل موارد ذیل است:

- ارتفاع خط از سطح زمین
- آرایش هندسی هادی‌های سه‌فاز
- تعداد هادی‌های موازی در هر فاز
- تعداد سیم‌های زمین (در صورت وجود) و فاصله‌ی آن‌ها از خطوط و از زمین
- ابعاد هادی‌ها
- پوشش گیاهی زیر خط انتقال
- تغییرات فصلی ناشی از یخ و برف

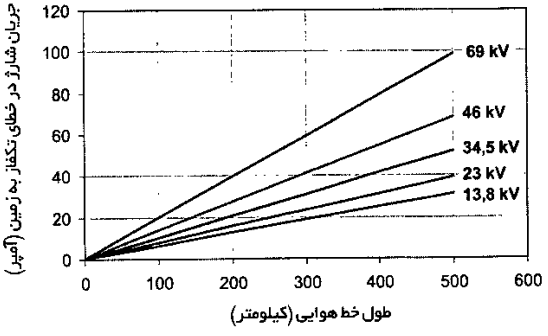
فرمول‌های دقیقی برای محاسبه‌ی ظرفیت خازنی خطوط انتقال نسبت به زمین در شرایط ایدئال (زمین بدون پوشش گیاهی، فاصله ثابت خط از زمین و فاصله‌ی ثابت هادی‌ها نسبت به هم) در مقالات مختلف ذکر شده‌است. با این حال، از آنجا که راکتانس راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس در بازه‌ی وسیعی قابل تنظیم است، روش‌های محاسباتی ساده‌تر برای به‌دست آوردن C_e کفایت می‌کند. در تحقیقاتی که صورت گرفته مقادیر معمول ظرفیت خازنی C_e خطوط هوایی در ولتاژهای کاری مختلف ذکر شده و جریان خطای زمین بر مبنای هر کیلوولت در هر کیلومتر از طول خط با استفاده از معادله‌ی (۲-۶) محاسبه شده‌است. نتایج در جدول ۲-۱ ذکر شده‌است.

جدول ۲-۱ جریان خطای زمین برحسب ولتاژ خط هوایی

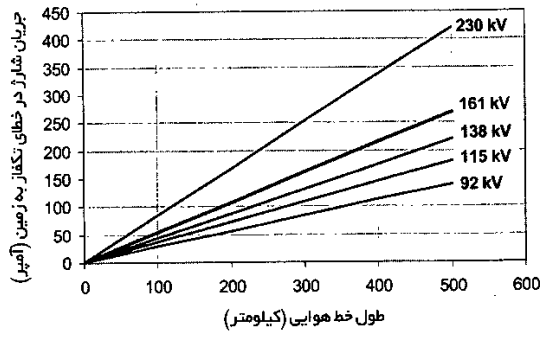
ولتاژ خط (kV)	جریان خطای زمین (A kV.km)
۱۳/۸	۰/۰۰۴۵۳
۲۳	۰/۰۰۳۳۹
۳۴/۵	۰/۰۰۳۰۲
۴۶	۰/۰۰۲۹۷
۶۹	۰/۰۰۲۸۶
۹۲	۰/۰۰۳۰۲
۱۱۵	۰/۰۰۳۱۳
۱۳۸	۰/۰۰۳۱۸
۱۶۱	۰/۰۰۳۳۳
۲۳۰	۰/۰۰۳۶۵

نمودارهای ۲-۷۲ (الف) و (ب) جریان‌های شارژ (جریان‌های خطای زمین) معمول در خطوط هوایی را به‌عنوان تابعی از طول خط و ولتاژ نامی در فرکانس ۵۰ هرتز نمایش می‌دهد. در فرکانس ۶۰ هرتز جریان‌ها به میزان ۲۰ درصد افزایش می‌یابند.

از ایـن نمودارهـا می‌تـوان مؤلفـه‌ی جریـان خطـای خازنی را به آسـانی تخمیـن زد. جریان نامـی راکتور خاموش‌کننـده‌ی قـوس بایـد معـادل جریـان خطـای خازنی باشـد. راکتور باید قادر باشـد ایـن جریان را در مـدت زمـان مشـخص تحمـل کند. راکتانـس راکتور نیـز باید به‌میزانی باشـد که بتواند اجـازه‌ی عبور جریـان را در زمـان اعمـال ولتـاژ مشـخصی بـه آن بدهـد. ایـن مقدار بایـد حداکثـر ولتاژی باشـد که در زمـان بهره‌بـرداری بـه راکتـور اعمال می‌شـود. در عمـل این مقدار معادل حداکثر ولتاژ سیسـتم تقسـیم بـر رادیکال سـه (ولتـاژ فاز به نوترال در شـرایط متقارن سیسـتم) اسـت.



(الف) ولتاژ نامی خط از ۱۳/۸ تا ۶۹ کیلوولت

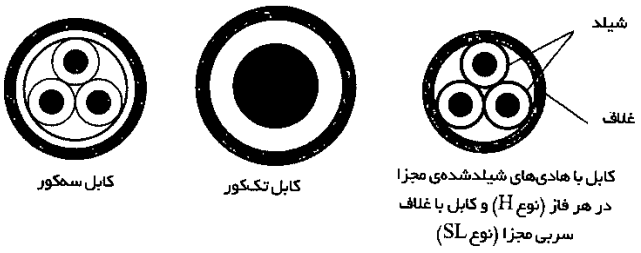


(ب) ولتاژ نامی خط از ۹۲ تا ۲۳۰ کیلوولت

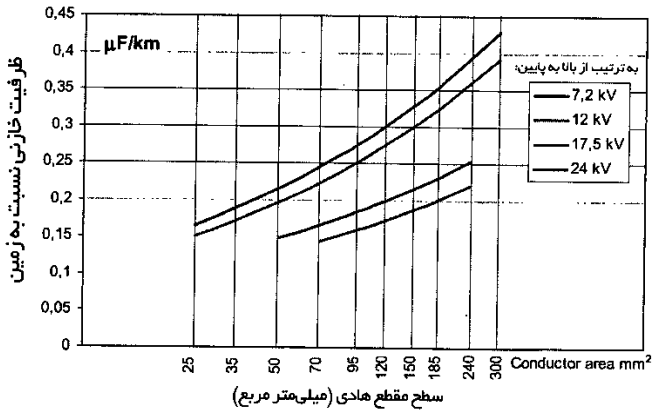
شکل ۲-۷۲ جریان خطای زمین در خطوط هوایی برحسب طول خط و ولتاژ نامی در فرکانس ۵۰ هرتز

در صورتـی کـه کابـل نیـز بخشـی از شـبکه‌ی قدرت باشـد، باید جریـان خطای زمیـن این بخـش را در محاسـبات در نظـر گرفـت. اطلاعـات لازم در ایـن خصـوص با توجه بـه داده‌های مربوط به سـاخت کابل به‌دسـت می‌آیـد. امـا در صـورت نبـودن ایـن داده‌ها می‌تـوان از مقادیـر ذیل اسـتفاده کرد:

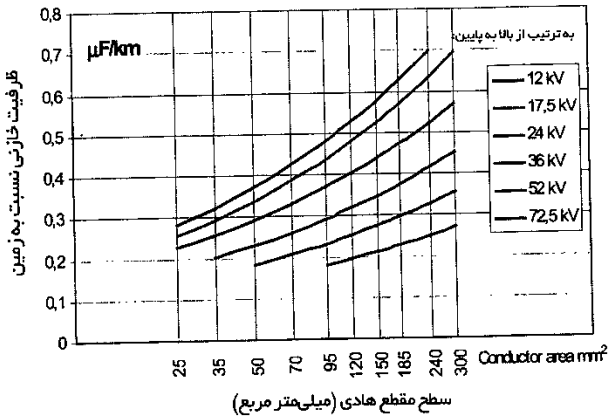
ظرفیـت خازنـی کابل‌هـا نسـبت به زمین بسـته بـه پارامترهای طراحـی و همچنین سـایز کابل معمولا بیـن $0.1-0.7\ ^{\mu F}/_{km}$ اسـت. در شـکل ۲-۷۳ سـه نوع کابل نشـان داده شده‌اسـت. ظرفیت خازنـی هر فاز C_e برحسـب $^{\mu F}/_{km}$ در نمودارهای ۲-۷۴ الی ۲-۷۶ نشـان داده شده‌اسـت.



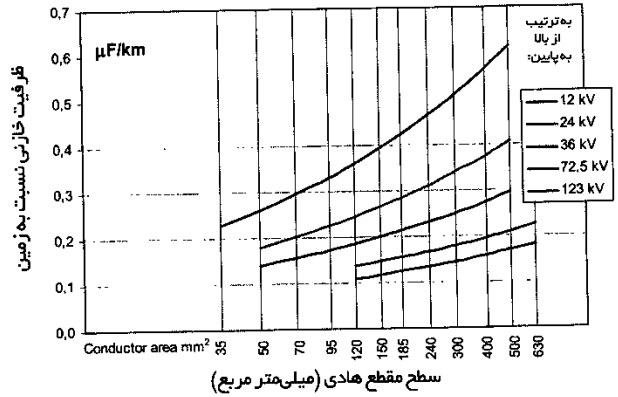
شکل ۲-۷۳ کابل‌های قدرت معمول مورد استفاده در شبکه



شکل ۲-۷۴ ظرفیت خازنی هادی به زمین (C_e) در کابل‌های سه‌کور با عایق کاغذی برحسب سطح مقطع هادی



شکل ۲-۷۵ ظرفیت خازنی هادی به زمین (C_e) در کابل‌های تک‌کور با عایق کاغذی برحسب سطح مقطع هادی



شکل ۲-۷۶ ظرفیت خازنی هادی به زمین (C_e) در کابل‌های XLPE برحسب سطح مقطع هادی

جریان خطای خازنی نسبت به زمین مطابق معادله‌ی (۲-۷) محاسبه می‌شود:

$$I_e = \sqrt{3}.2\pi f\ Y\ U\ L_c \times 10^3 \qquad (۷-۲)$$

که در این معادله:

Ie : جریان خطای زمین خازنی برحسب آمپر

f : فرکانس قدرت برحسب هرتز

Y : ظرفیت خازنی برحسب $\mu F/km$

U : ولتاژ سیستم (خط) برحسب کیلوولت

L_c : مجموع طول کابل شبکه برحسب کیلومتر

جریان خازنی کل ناشی از خطای زمین

جریان خطای خازنی کل، جمع جبری هر دو جریان خط هوایی و کابل است و جریان نامی راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس باید حداقل مساوی با این جریان باشد. همچنین بحث توسعه‌ی آتی شبکه نیز در انتخاب جریان نامی راکتور باید درنظرگرفته شود. به‌طور کلی جریان نامی راکتور را نباید کم درنظر گرفت. درصورت تنظیم ناکامل راکتور، جریان راکتیو باقیمانده باید اندوکتیو باشد. در صورتی که این جریان خازنی باشد باعث می‌گردد که در شرایط خطای تکفاز، ولتاژ فاز به زمین فازهای سالم تا اندازه‌ی ولتاژ خط افزایش یابد.

طراحی

راکتورهای خاموش‌کننده‌ی قوس تکفاز بوده و هسته‌ای شبیه به هسته‌ی ترانسفورماتورها دارند. در بیشتر موارد هسته دارای ساق وسطی است که سیم‌پیچ بر روی آن قرار گرفته و دو ساق کناری فاقد سیم‌پیچ هستند. یوغ‌های بالا و پایین مسیری برای بسته شدن میدان مغناطیسی فراهم می‌کنند. تفاوت هسته‌ی راکتور با هسته‌ی ترانسفورماتور در اینجا است که ساق وسط از تعدادی پاکت هسته با فاصله‌ی غیرمغناطیسی تشکیل شده‌است. سیم‌پیچ راکتور نیز مشابه ترانسفورماتور بوده و ممکن است انشعاباتی در آن برای تنظیم دقیق نسبت مقدار راکتانس به مقدار ظرفیت خازنی نسبت به زمین تعبیه شود. راکتانس را می‌توان در یک بازه‌ی مشخص تغییر داد. نسبت بین بالاترین و پایین‌ترین مقدار راکتانس به دلایل عملی ۲/۵ به ۱ بوده و در سیستم‌های با ولتاژ کمتر از ۲۲کیلوولت این نسبت ۳ به ۱ است. در صورتی که نسبت‌های بالاتر، مثلا ده تا دوازده به یک، مورد نیاز باشد می‌توان این کار را با تنظیم فاصله (شکاف) هوایی داخل هسته انجام داد. تنظیم این فواصل هوایی می‌تواند با استفاده از یک موتور الکتریکی و به‌صورت پیوسته انجام شود. در حالی که تنظیم انشعابات در سیم‌پیچ به‌صورت پله‌ای صورت می‌گیرد. در شبکه‌های پایدار که تغییرات کمی در ظرفیت خازنی نسبت به زمین داریم، تنظیم راکتانس به‌صورت پله‌ای و توسط تپ‌چنجر آفسیرکت انجام می‌شود. اما در شبکه‌هایی که توسعه‌ی زیادی دارند تنظیم اتوماتیک با استفاده از تغییر در شکاف هوایی هسته ارجح است.

راکتورهای خاموش‌کننده‌ی قوس معمولا روغنی بوده و سیم‌پیچ ثانویه‌ای برای اندازه‌گیری ولتاژ دارند. بعضا این سیم‌پیچ ثانویه با یک مقاومت بارگیری می‌شود تا در صورت وقوع خطای زمین پایدار، مؤلفه‌ی اکتیو خطای جریان افزایش یافته و رله‌های خطای زمین را فعال کند. گرچه راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس قادر به حذف خطای زمین در مواردی مانند سقوط خط هوایی نیست اما می‌تواند با کاستن از جریان خطا، آسیب به تجهیزات را کاهش دهد. معمولا در داخل این راکتورها، ترانسفورماتور جریانی نصب می‌شود تا جریان عبوری از راکتور را اندازه‌گیری کند.

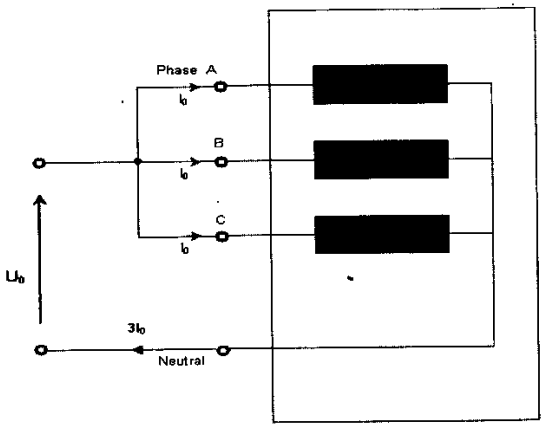
اتصال به شبکه

راکتورهای خاموش‌کننده‌ی قوس، بین نوترال و زمین شبکه نصب می‌شوند. نوترال شبکه معمولا توسط بوشینگ نوترال سیم‌پیچ ستاره یا زیگزاگ ترانسفورماتور در دسترس است. اگر ترانسفورماتور

قدرت فاقد این نوع سیم‌پیچ باشد لازم است از ترانسفورماتور زمین برای ایجاد نوترال استفاده شود. هنگام تعیین راکتانس راکتور، باید راکتانس توالی صفر ترانسفورماتور قدرت یا ترانسفورماتور زمین را درنظر گرفت. این راکتانس توالی صفر با راکتانس راکتور، سری است. در این شرایط مجموع راکتانس راکتور و یک سوم راکتانس توالی صفر ترانسفورماتور قدرت یا راکتور زمین، باید با ظرفیت خازنی سیستم برابری کند.

امپدانس توالی صفر ترانسفورماتور

در استاندارد IEC60076-1، امپدانس توالی صفر یک سیم‌پیچ سه‌فاز این‌گونه تعریف شده‌است: «امپدانس بین ترمینال‌های خط یک سیم‌پیچ با اتصال ستاره یا زیگزاگ در حالت متصل شده به‌هم و ترمینال نوترال، برحسب اهم بر فاز در فرکانس نامی.» این امپدانس در شکل ۲-۷۷ ترسیم شده‌است.



شکل ۲-۷۷ اندازه‌گیری امپدانس توالی صفر ترانسفورماتور

امپدانس توالی صفر برحسب اهم بر فاز مطابق معادله به‌دست می‌آید:

$$Z_0 = \frac{U_0}{I_0} \qquad (۸-۲)$$

امپدانس توالی صفر را می‌توان برحسب درصد امپدانس ترانسفورماتور (Z_{ref}) نیز نشان داد.

$$Z_0 = \frac{Z_0}{Z_{ref}} \times 100 \qquad (۹-۲)$$

$$Z_{ref} = \frac{U^2}{S_r} \qquad (۱۰-۲)$$

که در این معادله U ولتاژ نامی خط برحسب کیلوولت و S_r توان نامی ترانسفورماتور برحسب مگاولت

آمپر می‌باشد. امپدانس توالی صفر می‌تواند چندین مقدار مختلف داشته باشد؛ چرا که تابعی از نحوه‌ی اتصال یا بارگیری از سیم‌پیچ‌های دیگر ترانسفورماتور است.
سوال اصلی این است که آیا سیم‌پیچ‌های دیگر در متوازن کردن آمپر-دورها نقش دارند یا نه. در صورتی که ترانسفورماتور سیم‌پیچ مثلث داشته باشد، متعادل کردن آمپر-دورها از طریق جریان گردشی داخل اتصال مثلث صورت می‌گیرد. در این شرایط امپدانس توالی صفر تقریبا مساوی با مؤلفه‌ی توالی منفی و مثبت امپدانس اتصال کوتاه بین دو سیم‌پیچ خواهد بود. در سیم‌پیچ با اتصال زیگزاگ تعادل آمپر-دورها به خودی خود به وجود می‌آید؛ چراکه جریان‌هایی مساوی و با پلاریته معکوس از دو نیم سیم‌پیچ در هریک از ساق‌های هسته عبور می‌کند. جریان عبوری، میدان مغناطیسی نشتی بین دو نیمه‌ی سیم‌پیچ به وجود آورده و بنابراین راکتانس توالی صفر سیم‌پیچ زیگزاگ کم شده و برابر با راکتانس اتصال کوتاه بین دو نیم سیم‌پیچ می‌شود. ترانسفورماتورهای با اتصال Yyn (بدون سیم‌پیچ ثالثیه با اتصال مثلث) راکتانس توالی صفر بسیار بالایی بین ۳۰ تا ۱۰۰درصد یا حتی بیشتر دارند. اگر هسته پنج ستونه یا از نوع زرهی باشد و یا سه ترانسفورماتور تکفاز تشکیل یک بانک با اتصال ستاره-ستاره دهند، امپدانس توالی صفر معادل با امپدانس مغناطیس‌کنندگی خواهد بود؛ چراکه هیچ امکانی برای مقابله با آمپر-دورها در سیم‌پیچ‌های دیگر وجود ندارد.
زمانی که راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس در ترانسفورماتوری با اتصال -YNy یا -Yyn نصب می‌شود، ممکن است لازم باشد که راکتانس راکتور را به مقدار یک سوم راکتانس توالی صفر ترانسفورماتور کاهش داد. اگر از راکتانس توالی صفر ترانسفورماتور چشم‌پوشی کنیم، راکتانس راکتور مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$X_L = \frac{1}{3\omega C_e} \qquad (۱۱-۲)$$

در صورتی که راکتانس توالی صفر ترانسفورماتور در مقایسه با $\frac{1}{3\omega C_e}$ زیاد باشد X_L را باید مطابق معادله‌ی ذیل تصحیح کرد:

$$X_L = \frac{1}{3\omega C_e} - \frac{X_{0t}}{3} \qquad (۱۲-۲)$$

که در این معادله X_{0t} راکتانس توالی صفر ترانسفورماتور است.
یکی دیگر از کاربردهای راکتورهای خاموش‌کننده‌ی قوس، در جایی است که گردش میدان مغناطیسی توالی صفر در آنجا جبران نمی‌شود، مانند ترانسفورماتورهای -YNy و -Yyn. چراکه این میدان مغناطیسی ممکن است منجر به ایجاد اضافه حرارت در دیواره‌های مخزن و کلمپ‌های مهار ورقه‌های هسته گردد. ثابت زمانی حرارتی این قطعات کوتاه بوده و تنها در چند ثانیه به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد. این افزایش دما می‌تواند منجر به تولید حباب‌های گاز در روغن شده و ممکن است بهره‌برداری مطمئن از ترانسفورماتور را به خطر بیندازد. در صورتی که جریان خطا به

تنها چند ثانیه محدود شود، این افزایش کوتاه مدت دما قابل صرف‌نظر کردن است. در صورتی که عبور بار از نوترال ترانسفورماتور طولانی‌تر باشد، این موضوع باید به سازنده اطلاع داده شود. نوترال سیم‌پیچ زیگزاگ، صرف‌نظر از اینکه اتصالات سایر سیم‌پیچ‌ها چگونه باشد، نقطه‌ی مناسبی برای اتصال راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس است. نوترال سیم‌پیچ ستاره نیز برای اتصال به راکتور مناسب است به شرطی که ترانسفورماتور دارای سیم‌پیچ دیگری با اتصال مثلث باشد.

ویژگی‌های بهره‌برداری

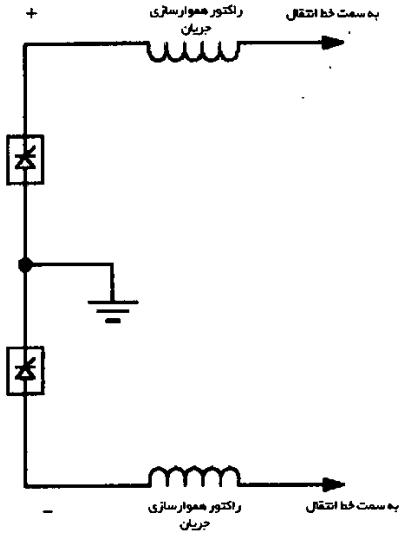
سوال بسیار مهم در بهره‌برداری این است که در صورت وقوع خطای تکفاز به زمین در مدتی بیش از چند ثانیه، تا چه مدت می‌توان از تجهیزات شبکه بهره‌برداری کرد. (پیش از آن‌که آن بخش از شبکه که دچار خطا شده‌است از مدار خارج گردد). این سوال تنها مربوط به سایزینگ راکتور و طراحی ترانسفورماتور نیست بلکه به انتخاب برقگیر در شبکه نیز برمی‌گردد. اضافه ولتاژهای موقت نسبت به زمین در فازهای سالم در زمان خطای تکفاز به زمین و همچنین مدت زمان خطا، تعیین کننده‌ی سطوح حفاظتی برقگیرها و همچنین سطوح عایقی اجزاء شبکه و حاشیه اطمینان لازم بین سطوح عایقی شبکه و حفاظتی برقگیر است.

تنظیم راکتور خاموش‌کننده‌ی قوس

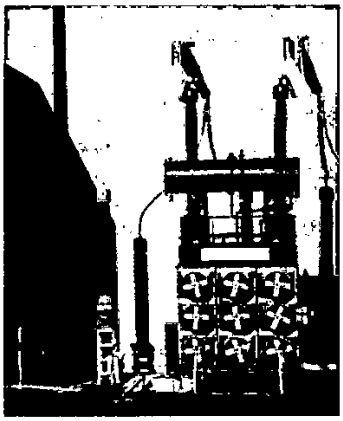
راکتانس راکتور را می‌توان با اتصال یک فاز از شبکه به زمین و بدون ایجاد خطای فاز به زمین تنظیم کرد. در بسیاری از موارد ظرفیت خازنی نسبت به زمین در سه فاز دقیقا مساوی نیست و این موجب جابجایی نوترال می‌شود. به‌عبارت دیگر ولتاژی در دوسر راکتور به وجود می‌آید که توسط ولتمتر متصل شده به ثانویه‌ی راکتور قابل اندازه‌گیری است. با تغییر راکتانس راکتور، جابه‌جایی نوترال و ولتاژ روی راکتور نیز تغییر خواهند کرد. زمانی که این جابه‌جایی نوترال بیشینه شده و ولتاژ حداکثر مقدار خود را داشته باشند، راکتور با ظرفیت خازنی شبکه نسبت به زمین در حالت رزونانس قرار می‌گیرد. ظرفیت خازنی کابل‌ها نسبت به زمین در سه‌فاز برابر بوده و در صورتی که بخش عمده‌ی انتقال قدرت در شبکه از طریق کابل صورت گیرد، جابه‌جایی نوترال کمتر از آن خواهد بود که این نوع تنظیم در راکتور را امکان‌پذیر سازد. در این شرایط نصب یک خازن بین یکی از فازها و زمین می‌تواند عدم‌تعادل لازم برای جابه‌جایی نوترال را فراهم آورد. حداکثر کردن جابه‌جایی نوترال یکی از روش‌های اصلی تنظیم اتوماتیک راکتور درحال بهره‌برداری است. مدت زمانی پس از اینکه بریکرهای سریع‌القطع برای حل مسئله‌ی خطای زمین، جایگزین راکتورهای خاموش‌کننده‌ی قوس در شبکه شدند، اکنون این راکتورها دوباره مورد توجه قرار گرفته‌اند. شاید دلیل این موضوع، وابستگی هرچه بیشتر جوامع به تامین برق پایدار باشد. استفاده از تجهیزات مدرن الکترونیکی روز به روز در حال افزایش بوده و قطع برق حتی برای چند لحظه می‌تواند مشکلات زیادی برای این تجهیزات به وجود آورد. برمبنای آمارهای موجود، با استفاده از راکتورهای با تنظیم مناسب، قوس‌های ناشی از خطای زمین به‌سرعت خاموش شده و در بیشتر موارد تامین پیوسته‌ی برق دچار اختلال نگردیده‌است.

۲. ۵. ۸. راکتورهای هموارسازی جریان[۳۱]

جریـان مسـتقیمی کـه از یکسوسـاز در شـبکه‌های DC می‌آیـد، مؤلفه‌هـای هارمونیکـی دارد کـه به آن ریپـل نیـز می‌گویند. راکتور هموارسـازی جریان به‌صورت سـری به یکسوسـاز متصل شـده و کل جریان بـار شـامل جریـان DC و جریان‌های هارمونیکـی AC از آن عبـور می‌کنند. (شـکل‌های ۲-۷۸ و ۲-۷۹)



شکل ۲-۷۸ راکتور هموارسازی جریان سری با یکسوساز

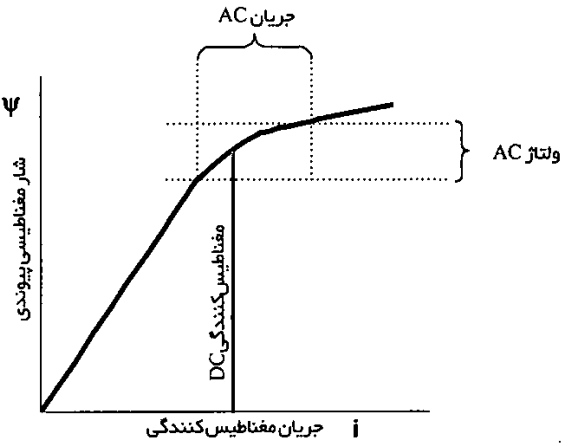


شکل ۲-۷۹ راکتور هموارسازی جریان روغنی

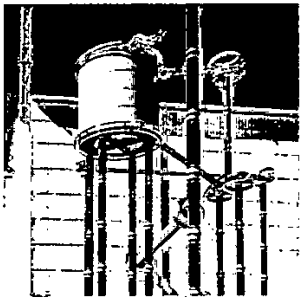
هدف از استفاده از راکتور، ایجاد امپدانس بالا در مقابل جریان‌های هارمونیک، کاهش دامنه‌ی آن‌ها و در نهایت تولید جریان DC هموارتر است. هرچه اندوکتانس راکتور بیشتر باشد جریان‌های هارمونیک باقی‌مانده (ریپل) کمتر می‌شود اما هزینه و تلفات راکتور نیز افزایش می‌یابد. راکتور هموارسازی به آن معنا که در راکتور AC داریم توان نامی ندارد. هرچند ابعاد راکتورها را می‌توان با توجه به انرژی مغناطیسی ذخیره شده در آن‌ها با هم مقایسه کرد. در این صورت توان راکتور هموارسازی در یک شبکه‌ی HVDC بسیار بیشتر از بزرگ‌ترین راکتورهای شنت بوده که این مسئله در ابعاد فیزیکی آن نیز فقابل مشاهده است. گاهی اوقات لازم می‌شود سیم‌پیچ (که عمدتا تکفاز است) را بر روی دو ساق هسته قرار دهند تا ابعاد راکتور مانعی برای حمل آن به وجود نیاورد. راکتورهای هموارسازی جریان علاوه بر کاستن از جریان ریپل، وظایف ذیل را نیز برعهده دارند:

- جلوگیری از خطای کموتاسیون در یکسوساز با محدود کردن نرخ افزایش جریان در حین جابه‌جایی در یک پل و در حین فروپاشی ولتاژ در پل بعدی
- کاهش نرخ افزایش جریان در صورت وقوع خطا در سیستم DC
- بهبود پایداری دینامیکی سیستم انتقال
- کاهش ریسک خطای کموتاسیون در زمان افت ولتاژ سیستم AC

این راکتور می‌تواند به‌صورت روغنی یا خشک، با یا بدون هسته‌ی آهنی یا شیلد مغناطیسی باشد. مشخصه‌ی مغناطیسی می‌تواند خطی یا غیرخطی باشد. راکتورهای هموارسازی مورد استفاده در سیستم‌های HVDC بزرگ، در پتانسیل‌های بالا نسبت به زمین کار می‌کنند. در صورت استفاده از راکتورهای خشک با هسته‌ی هوایی، این راکتورها بر روی سکوهایی نصب می‌شوند که سطوح عایق بالایی نسبت به زمین دارند. این راکتورها بسته به اندوکتانس و ولتاژ کاری معمولا از راکتورهای مشابه روغنی ارزان‌تر و سبک‌تر هستند. هرچند راکتورهای خشک با هسته‌ی هوایی نیز وزنی بالغ بر ۲۵ تا ۵۰تن داشته و سکو باید از لحاظ مکانیکی طراحی خوب و مقاومی داشته باشد. راکتورهای خشک با هسته‌ی هوایی دارای اندوکتانس خطی بوده، در حالی که راکتورهای روغنی ممکن است به‌دلیل اشباع در هسته یا شیلد، اندوکتانس غیرخطی داشته باشند؛ که البته بستگی به چگالی شار انتخاب شده در زمان طراحی دارد. جریان مستقیمی که از راکتور می‌گذرد مغناطیس‌کنندگی آن را تحت تاثیر قرار می‌دهد. در این حالت شار مغناطیسی به‌صورت متقارن حول مقدار صفر نوسان ندارد؛ بلکه حول شاری نوسان دارد که مقدار آن را مغناطیس کنندگی DC تعیین می‌کند. در بخش‌هایی از سیکل که شار DC و شار AC جهات مساوی دارند هسته به اشباع می‌رود. در شکل ۲-۸۰ خط عمود بر منحنی نشان‌دهنده‌ی تغییر در منحنی مغناطیس‌کنندگی ناشی از عبور جریان DC از راکتور است. خطوط منقطع افقی نشان‌دهنده‌ی بازه‌ی تغییرات شار پیوندی ناشی از ولتاژهای AC هارمونیکی است که به‌صورت متقارن حول شار مغناطیسی DC قرارگرفته‌اند. خطوط منقطع عمودی نشانگر محدوده‌ی جریان AC هارمونیکی است که نسبت به جریان مغناطیس‌کنندگی DC نامتقارن است.



شکل ۲-۸۰ شار مغناطیسی پیوندی نسبت به جریان مغناطیس کنندگی



شکل ۲-۸۱ راکتور هموارسازی جریان با هسته‌ی هوایی در پست HVDC

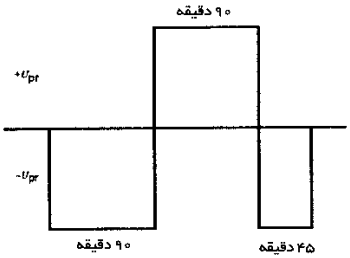
اندوکتانس راکتور مطابق معادله ذیل محاسبه می‌شود:

$$L = \frac{d\Psi}{di} \qquad (۱۳-۲)$$

این معادل با شیب منحنی مغناطیس شوندگی نسبت به جریان است. نیمه‌ی پایین منحنی خطی بوده و در این بازه L ثابت است. در بخشی از منحنی که هسته کاملا اشباع می‌شود نیز منحنی همچنان خطی و L ثابت است اما در این‌جا شیب منحنی معادل با اندوکتانس راکتور با هسته‌ی هوایی است و گویا هسته‌ی آهنی وجود ندارد. بین این دو خط بازه‌ای وجود دارد که منحنی در آن خطی نیست. در این بخش L ثابت نبوده اما در طی سیکل، ولتاژ و جریان AC تغییر می‌کند. L منتجه را اندوکتانس افزایشی می نامند و مقدار آن از اندوکتانس در ناحیه خطی پایینی منحنی

مغناطیس‌شوندگی کمتر است. در نتیجه کاهش جریان ریپل نیز در مقایسه با حالتی که راکتور در ناحیه‌ی خطی منحنی مغناطیس شوندگی کار می‌کند کمتر است. با این وجود این مسئله راکتور گران‌تری را نتیجه می‌دهد. راکتورهای هموارسازی جریان در شبکه‌های HVDC بزرگ که در سال‌های اخیر توسط شرکت ABB تولید شده‌اند، روغنی بوده و مشابه راکتورهای شنت با هسته‌ی شکاف‌دار طراحی می‌شوند. در این راکتورها اندوکتانس افزایشی یک پارامتر اصلی است و در صورت تامین منبع DC مناسب می‌توان آن را در آزمایشگاه فشارقوی و در زمان انجام آزمون‌های کارخانه‌ای اندازه‌گیری کرد.

به‌عنوان یک گزینه‌ی جایگزین، اندوکتانس افزایشی را می‌توان براساس منحنی مغناطیس شوندگی راکتور محاسبه کرد. راکتورهای هموارسازی در شبکه‌های HVDC در زمان تغییر جهت توان، تحت تنش‌های عایقی قرار می‌گیرند. به‌منظور اثبات تاب‌آوری راکتور در برابر این تنش‌ها، تست پلاریته‌ی معکوس در آزمایشگاه انجام می‌شود. در شکل ۲-۸۲ تغییرات ولتاژ نسبت به زمان در این آزمون نشان داده شده‌است. پس از پلاریته‌ی منفی، پلاریته‌ی مثبت اعمال شده و دوباره پلاریته‌ی منفی به راکتور اعمال می‌شود. برای نشان دادن این موضوع که حاشیه ایمنی مناسبی در طراحی درنظر گرفته شده‌است، ولتاژ تست DC باید از ولتاژ نامی بیشتر باشد (۲۵درصد و یا مقداری که مورد توافق خریدار و سازنده است).



شکل ۲-۸۲ ولتاژ اعمالی به راکتور در آزمون کارخانه‌ای پلاریته معکوس

پس از انجام آزمون پلاریته، آزمون فشارقوی AC به مدت یک ساعت بر روی راکتور انجام شده و در حین انجام این تست، تخلیه‌ی جزئی نیز اندازه‌گیری می‌شود. همچنین آزمون عایقی شامل استقامت در برابر ولتاژ DC با ولتاژی به میزان ۱/۵ برابر ولتاژ نامی، به مدت یک ساعت همراه با اندازه‌گیری تخلیه‌ی جزئی می‌باشد.

اطلاعات بیشتر در خصوص راکتورها در استانداردهای IEC60076-6 و IEEE Std 1277 ذکر شده‌است.

۲.۶. اطلاعات مورد نیاز برای سفارش گذاری و خرید ترانسفورماتور

مطالب ارائه شده در این بخش، براساس استاندارد IEC60076-1 است. این یک فهرست جامع و کامل نیست اما می‌توان از آن به‌عنوان یک چک‌لیست در زمان سفارش ترانسفورماتور یا تدوین مشخصات فنی خرید یا اسناد مناقصه استفاده کرد.

۲. ۶. ۱. اطلاعات الزامی

ارائه‌ی اطلاعات ذیل توسط خریدار ترانسفورماتور الزامی است:

- مشخص کردن استانداردی که باید ترانسفورماتور مطابق آن تولید شود: استانداردهای بین‌المللی، استانداردهای ملی و داخلی، الزامات و دستورالعمل‌های خاص خود خریدار و...
- نوع ترانسفورماتور: دوسیم‌پیچه، اتوترانسفورماتور، ترانسفورماتور بوستر و...
- سه‌فاز یا تکفاز بودن ترانسفورماتور
- تعداد فازها در شبکه
- فرکانس: در آمریکای شمالی، بخش‌هایی از آمریکای جنوبی، نصف ژاپن و همچنین در بیشتر کشتی‌ها از فرکانس ۶۰ هرتز و در بقیه‌ی کشورها از فرکانس ۵۰ هرتز استفاده می‌شود. برخی فرکانس‌های خاص نیز بعضا مورد استفاده قرار می‌گیرند: ۴۰۰هرتز در هواپیما، ۲/۳ ۱۶هرتز در حمل‌ونقل ریلی و... در صورتی که لازم باشد ترانسفورماتور در فرکانسی کمتر از ۹۵درصد فرکانس نامی کار کند باید این مورد صراحتا در مشخصات فنی ذکر شود.
- روغنی یا خشک: در صورتی که ترانسفورماتور روغنی باشد باید معدنی یا سنتزی بودن روغن مشخص شود. در صورتی که ترانسفورماتور خشک باشد درجه‌ی حفاظتی آن (مطابق استاندارد IEC60529) در مشخصات فنی ذکر شود. همچنین کلاس حرارتی عایق ترانسفورماتور خشک باید تعیین شود. گرچه استفاده از ترانسفورماتور خشک در ساختمان ممکن است هزینه‌ها را کاهش دهد اما تنوع کمتر ترانسفورماتور خشک از لحاظ ولتاژ و توان می‌تواند خود مسئله‌ساز باشد. بعضا استفاده از روغن‌های عایقی با نقطه‌ی آتش بالا مانند روغن‌های سیلیکونی می‌تواند گزینه‌ی اقتصادی‌تری باشد.
- نصب به‌صورت سرپوشیده یا در فضای باز
- نوع خنک‌کنندگی
- توان نامی هر سیم‌پیچ و در صورتی که بازه‌ی تنظیم ولتاژ تپ‌چنجر بیش از ۵درصد باشد، حداکثر جریان انشعاب باید ذکر شود. توان‌های نامی ترجیحی عبارتند از:

۱۰۰ ۸۰ ۶۲ ۵۰ ۴۰ ۳۱/۵ ۲۵ ۲۰ ۱۶ ۱۲/۵ ۱۰

و به‌همین ترتیب.

در عمل توان ترانسفورماتور در کلیه‌ی تپ‌ها یکسان درنظرگرفته می‌شود. کاهش توان در تپ‌های منفی نیز بعضا انجام می‌شود. اما در هر صورت باید این موضوع در مشخصات فنی خرید ذکر شود. مطابق استاندارد ANSI/IEEE جهت شارش توان نیز باید ذکر شود.

چنانچه ترانسفورماتور چند نوع خنک‌کنندگی داشته باشد باید این مسئله در مشخصات فنی خرید ذکر شود. نوع خنک‌کنندگی متناظر با درصدی از توان نامی نیز باید قید شود. به‌عنوان مثال:

ONAN/ONAF , 100% / 70%

یا در شرایط اضافه‌بارگیری:

ONAN/ONAF , 130% / 100%

- ولتاژ نامی هرسیم‌پیچ

- ترانسفورماتورهایی که دارای تپ‌چنجر هستند باید این اطلاعات ارائه شود:
  - ✓ تپ‌چنجر روی کدام سیم‌پیچ نصب است؟
  - ✓ تعداد پله‌های تپ‌چنجر و بازه‌ی تنظیم ولتاژ
  - ✓ تپ‌چنجر از نوع آفسیرکت است یا تحت بار؟
  - ✓ درصورتی که بازه‌ی تپ‌چنجر بیش از ±5% باشد، نوع تنظیم ولتاژ و محل حداکثر جریان انشعاب باید ذکر گردد.

روش معمول در تنظیم ولتاژ به‌صورت شارثابت- ولتاژ متغیر[۵۲] بوده و در برخی مواقع به‌روش شارمتغیر- ولتاژ متغیر[۵۳] است. اما در عمل، بهره‌برداری نرمال از ترکیبی از هر دو روش[۵۴] استفاده می‌شود. (اطلاعات بیشتر در استاندارد IEC60076-1)

- حداکثر ولتاژ سیستم (U_m) برای هر سیم‌پیچ مطابق استاندارد IEC60076-3

در برخی موارد ممکن است ولتاژ ترانسفورماتور در تپ‌های مثبت تپ‌چنجر از مقدار حداکثر ولتاژ بیشتر شود. در این شرایط درصورتی که بهره‌برداری در ولتاژی بالاتر از U_m مد نظر باشد باید در مشخصات فنی خرید ذکر شود.

- نحوه‌ی زمین شدن هر سیم‌پیچ
- سطوح عایقی برای هر سیم‌پیچ (مطابق استاندارد IEC60076-3): هرگونه شرایط نامعمول ولتاژی مانند اضافه ولتاژهای گذرا، رزونانس، اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی و... که نیاز به طراحی عایقی ویژه دارد باید در مشخصات فنی خرید ذکر شود.
- گروه برداری و ترمینال‌های نوترال هر سیم‌پیچ: در صورتی که نوع اتصال بین سطوح ولتاژ متفاوت در شبکه مشخص باشد باید گروه برداری مربوطه ذکر شود. در اتصال YNyn0 حرف N و n به معنای ترمینال‌های نوترال قابل دسترس در خارج از ترانسفورماتور است.
- هر نوع شرایط ویژه برای نصب، حمل و مونتاژ و همچنین محدودیت‌های ابعاد و وزن باید در مشخصات خرید ذکر شود.
- جزئیات مربوط به ولتاژ تغذیه‌ی پست برای فن‌ها، پمپ‌ها، تپ‌چنجر، آلارم، تریپ و...
- اتصالات مورد نیاز و همچنین سمتی از ترانسفورماتور که پلاک مشخصات، سطح‌سنج و سایر نشانگرها باید نصب شده و توسط اپراتور قابل خواندن باشند.
- سیستم تنفسی ترانسفورماتور: منبع انبساط/ایربگ/هرمتیک با بالشتک گازی/هرمتیک ولهای یا...
- در ترانسفورماتورهای چندسیم‌پیچه و به‌ویژه اتوترانسفورماتورهای چندسیم‌پیچه: تعیین نحوه‌ی بارگیری و در صورت نیاز توان خروجی اکتیو و راکتیو
- ارزش تلفات بار و بی‌باری (فصل هفتم)

۲. ۶. ۲. اطلاعات ویژه

ارائه‌ی اطلاعات ذیل ممکن است ضروری باشد:

- در صورت الزام به انجام آزمون ولتاژ ضربه‌ی صاعقه، آیا نیاز به انجام تست با موج برش یافته[۵۵] (مطابق IEC60076-3) وجود دارد؟ مطابق استاندارد IEC آزمون ضربه‌ی صاعقه‌ی برش یافته[۵۶]، یک

تست ویژه است. اما در استاندارد ANSI/IEEE این بخشی الزامی از آزمون ضربه‌ی صاعقه است. برخی استانداردهای ملی در برخی کشورها علیرغم اینکه براساس IEC تدوین شده‌اند، اما مطابق ANSI/IEEE این تست را به‌عنوان بخشی از آزمون ضربه‌ی صاعقه الزامی کرده‌اند.

- آیا نیاز به سیم‌پیچ متعادل کننده[۵۷] وجود دارد؟ در صورت مثبت بودن پاسخ، نحوه‌ی زمین شدن این سیم‌پیچ باید مشخص شود. اگر نوترال سیم‌پیچ ستاره ایزوله نشده باشد، ممکن است تحت بار قرار گرفته و جریان توالی صفر به وجود آمده باید توسط یک سیم‌پیچ با اتصال مثلث جبران شود. در ترانسفورماتورهای پنج ستونه باید از سیم‌پیچ با اتصال مثلث برای محدود کردن امپدانس توالی صفر استفاده کرد.
- امپدانس اتصال کوتاه یا بازه‌ی امپدانس اتصال کوتاه (مطابق IEC60076-1): در ترانسفورماتورهای چندسیم‌پیچه، امپدانس‌های هر زوج سیم‌پیچ و توان مربوط به آن باید مشخص شود. امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور، جریان اتصال کوتاه در سمت ثانویه را کاهش می‌دهد. هرچند در صورتی که این پارامتر زیاد باشد بازدهی ترانسفورماتور کاهش می‌یابد.
- رواداری‌های مجاز نسبت تبدیل و امپدانس اتصال کوتاه در صورتی که از مقادیر ذکر شده در جدول یک استاندارد IEC60076-1 متفاوت باشد.
- در صورتی که ترانسفورماتور مورد تقاضا از نوع افزاینده‌ی نیروگاهی باشد، نحوه‌ی اتصال به ژنراتور (مستقیم یا از طریق سوئیچگیر) باید مشخص شود. همچنین باید در مشخصات فنی ذکر شود که آیا ترانسفورماتور افزاینده در شرایط حذف ناگهانی بار[۵۸] قرار می‌گیرد یا نه. (در این شرایط ممکن است ولتاژی تا ۱/۴برابر ولتاژ نامی به مدت ۵ثانیه به ترانسفورماتور اعمال شود.)
- آیا اتصال ترانسفورماتور به سوئیچگیر GIS مستقیم است یا از طریق یک خط هوایی کوتاه انجام می‌شود؟ همچنین اگر اتصال ترانسفورماتور قدرت از طریق باسداکت فاز مجزای جریان بالا[۵۹] انجام می‌شود این مورد باید در مشخصات فنی خرید ذکر شود.
- ارتفاع محل نصب ترانسفورماتور از سطح دریا اگر بیشتر از ۱۰۰۰متر باشد.
- شرایط محیطی محل نصب یا محدودیت‌های احتمالی مربوط به گردش آزادانه‌ی هوای خنک کننده (مطابق با IEC60076-1). همچنین محدودیت‌های مربوط به جهش‌های حرارتی روغن و سیم‌پیچ (به‌عنوان مثال 50/55 به‌جای 60/65) در صورتی که ترانسفورماتور در فضای نیمه‌باز یا در شرایط محیطی گرم نصب می‌شود، باید این شرایط در مشخصات فنی ذکر شده و تعدیل‌های لازم در جهش‌های حرارتی انجام شود. در صورتی که خنک‌کنندگی ترانسفورماتور با آب بوده و دمای آب خنک‌کننده از شرایط استاندارد بیشتر باشد، باید در زمان سفارش ترانسفورماتور به اطلاع سازنده برسد. اگر شرایط محیطی محل نصب خاص باشد، به‌عنوان مثال وجود بخارها یا گازهای آسیب‌رساننده به ترانسفورماتور، گرد و خاک زیاد یا خورنده، ترکیب گردوغبار یا گازها، رطوبت نمکی در محیط، احتمال ریزش آب به‌صورت مداوم یا شرایطی مانند نصب در ساحل، باید در مشخصات فنی خرید ذکر شود.
- ملاحظات مربوط به زمین‌لرزه در محل نصب یا ارتعاشات و شوک‌های احتمالی وارده بر ترانسفورماتور

- محدودیت‌های فضای نصب که می‌تواند بر فواصل عایقی، محل ترمینال‌های خروجی یا بازدید و سرویس‌های ترانسفورماتور تاثیر بگذارد.
- اگر شکل موج بار ترانسفورماتور شدیدا دچار اعوجاج بوده یا فازها به‌صورت نامتعادل بارگیری می‌شوند باید با جزئیات در مشخصات فنی خرید قید شود. در صورتی که ضریب هارمونیکی بار بیش از ۵درصد باشد، تلفات و حرارت ترانسفورماتور افزایش زیادی خواهد داشت. همچنین در صورتی که ولتاژ و نسبت ولتاژ به فرکانس در شرایط بارگیری پیوسته بیش از ۱۰۵درصد مقدار نامی یا در شرایط بی‌باری بیش از ۱۱۰درصد ولتاژ نامی است، و یا ضریب قدرت بار در حالت بهره‌برداری پیوسته کمتر از ۸۰درصد باشد، باید توسط خریدار به سازنده اطلاع داده شود.
- در صورتی که ترانسفورماتور مرتبا تحت اضافه جریان قرار گیرد (به‌عنوان مثال در ترانسفورماتورهای تغذیه‌ی حمل‌ونقل ریلی، کوره، برش چوب در کارخانجات چوب‌بری و...)
- اضافه بارگیری دوره‌ای ترانسفورماتور علاوه بر مواردی که در بند ۴-۲ استاندارد IEC60076-1 ذکر شده‌است.
- سایر شرایط بهره‌برداری غیرعادی از ترانسفورماتور (به‌عنوان مثال وجود میدان مغناطیسی بزرگ)
- در صورتی که ترانسفورماتور دارای چند نوع اتصال باشد تعیین اینکه چگونه باید اتصالات را تغییر داد و کدام اتصال در زمان خروج ترانسفورماتور از کارخانه مورد نیاز است، باید توسط خریدار مشخص شود.
- مشخصه‌ی اتصال کوتاه در شبکه (برحسب قدرت یا جریان اتصال کوتاه یا اطلاعات مربوط به امپدانس شبکه) و سایر محدودیت‌هایی که بر طراحی ترانسفورماتور تاثیرگذار است (مطابق استاندارد IEC60076-5). همچنین در صورت وجود اتصال کوتاه غیرمعمول در شبکه یا اتصال کوتاه برنامه‌ریزی شده به‌عنوان بخشی از بهره‌برداری عادی یا تست رله‌های حفاظتی، باید توسط خریدار به سازنده‌ی ترانسفورماتور اطلاع داده شود.
- اینکه آیا نیاز به انجام آزمون اندازه‌گیری سطح صدا (مطابق استاندارد IEC60076-10) وجود دارد. مقدار سطح صدای مورد نظر می‌تواند به صورت فشار صدا یا توان صدا به سازنده اعلام گردد.
- حداکثر مقدار فشار خلأ قابل تحمل توسط مخزن (یا منبع انبساط). پیشنهاد می‌شود برای ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ، قابلیت تحمل خلأ هم برای مخزن و هم برای منبع انبساط درخواست شود تا امکان تزریق روغن در خلأ در سایت امکان‌پذیر باشد.
- انجام هر آزمونی علاوه بر آزمون‌های ذکر شده در استاندارد و موارد فوق لازم به ذکر است: انجام آزمون‌های بیشتر می‌تواند قیمت ترانسفورماتور را افزایش و زمان تحویل آن‌را طولانی‌تر کند.
- هر الزامی که برای مقاومت در برابر خوردگی و آماده‌سازی سطوح برای نصب در منطقه‌ی خاص یا آلودگی خاص وجود دارد باید در مشخصات فنی خرید قید شود.

۲. ۶. ۳. بهره‌برداری به‌صورت موازی

اگر قرار است ترانسفورماتور جدید با ترانسفورماتور دیگری که در حال بهره‌برداری است موازی شود، این موضوع باید توسط خریدار اعلام شده و اطلاعات ذیل در خصوص ترانسفورماتوری که در حال

حاضر در شبکه قراردارد ارائه شود:

- توان نامی
- نسبت تبدیل نامی
- نسبت تبدیل در کلیه‌ی تپ‌ها علاوه بر تپ اصلی
- تلفات بار در جریان نامی و تپ اصلی تصحیح شده به دمای مرجع
- امپدانس اتصال کوتاه در تپ اصلی و در صورتی که بازه‌ی تنظیم ولتاژ بیش از ±5% باشد: امپدانس اتصال کوتاه در تپ‌های اول و آخر
- دیاگرام اتصالات و گروه برداری، یا هر دو

توجه: در ترانسفورماتورهای چندسیم‌پیچه معمولا اطلاعات بیشتری مورد نیاز است.

۲. ۶. ۴. محاسبه‌ی توان نامی ترانسفورماتور با توجه به بارهای با محتوای هارمونیکی بالا

توان نامی ترانسفورماتور دوسیم‌پیچه (S_r) حاصلضرب ولتاژ نامی و جریان نامی هر کدام از سیم‌پیچ‌ها است. جریان‌های هارمونیک تاثیری در توان نامی که مربوط به هارمونیک اول در فرکانس شبکه (۵۰ یا ۶۰هرتز) است ندارند. با این وجود، در زمان طراحی ترانسفورماتور باید تلفات اضافی ناشی از جریان‌های هارمونیک لحاظ‌شده و خنک‌کنندگی مناسب به‌منظور حفظ مقدار جهش حرارتی در محدوده‌ی مجاز در نظرگرفته شود. به این منظور لازم است مقدار هرکدام از هارمونیک‌ها مشخص باشد.

۲. ۶. ۵. محاسبه‌ی توان نامی ترانسفورماتورهای تغذیه‌کننده‌ی بارهای موتوری

به منظور محاسبه‌ی توان نامی ترانسفورماتور فرض کنید موتور تنها بار متصل به ترانسفورماتور باشد. گام اول محاسبه‌ی جریان ثانویه‌ی ترانسفورماتور است که آن‌را مساوی با جریان پیوسته‌ی موتور فرض می‌کنیم. گام دوم محاسبه‌ی ولتاژ ثانویه‌ی ترانسفورماتور است. مطابق استاندارد IEC60076-1 ولتاژ ثانویه در شرایط بی‌باری ترانسفورماتور تعیین می‌شود. خریدار ترانسفورماتور باید ولتاژ مورد نیاز در زمان راه‌اندازی و در زمان بهره‌برداری پیوسته یا مقطعی موتور را تعیین کند. همچنین جریان راه‌اندازی موتور، مشخصه‌ی زمان–جریان، تعداد روشن و خاموش شدن موتور در هر ساعت (یا روز یا بازه‌های زمانی دیگر) باید به سازنده‌ی ترانسفورماتور اعلام شود.

در صورتی که بارگیری از موتور به‌صورت دوره‌ای است، خریدار باید جزئیات سیکل‌های بارگیری را به سازنده‌ی ترانسفورماتور اعلام کند. دانستن ضریب قدرت موتور در زمان راه‌اندازی و در حین بهره‌برداری به‌منظور محاسبه‌ی ولتاژ ثانویه‌ی ترانسفورماتور ضروری است. قدرت اتصال کوتاه در سمت اولیه‌ی ترانسفورماتور، پارامتر مهمی در طراحی است. به‌ویژه زمانی که مقدار آن در مقایسه با توان موتور کم است. در این صورت در زمان روشن شدن موتور، افت ولتاژ زیادی در سمت اولیه‌ی ترانسفورماتور خواهیم داشت که باید در طراحی لحاظ شود. ممکن است بهره‌بردار به‌دنبال پاسخ این سوال باشد که آیا ترانسفورماتور فعلی مناسب یک بار موتوری هست یا نه؟ در این خصوص

بهتـر اسـت بـا سـازنده‌ی ترانسـفورماتور مشـورت شـده و کلیـه‌ی اطلاعاتـی که ذکر شـد، در اختیـار او قرارداده شود.

توضیحات:

1) Core-type

2) Shell-type

3) Off-circuit tap changer

4) On-load tap changer

5) Grain oriented steel laminations

6) Multi-layer disc

7) Helical

8) Corrugated tank walls

9) Pad mounted

۱۰) در حال حاضر بیشتر ترانسفورماتورهای توزیع مورد استفاده در شبکه‌ی توزیع برق ایران از نوع با منبع انبساط است (م.)

11) Drive Transformers

12) Variable Speed Drive (VSD)

13) Self-protected transformer

14) Phase-shifting transformers

15) Magnetizing Transformer

16) Booster Transformer

17) By-pass Switch

18) HVDC: High Voltage Direct Current

19) Converter Station

20) Inverter

۲۱) استاندارد IEC/IEEE60076-57-129 جایگزین این استاندارد شده است. (م.)

22) Ripple

23) Permittivity

24) DC separate source voltage withstand test

25) Arc Furnace

26) Reduction Furnace

27) Ladle Furnace

28) Graphitizing Furnace

29) Copper Refining

30) Shaft

31) Smoothing Reactor

32) Transductor

33) IEC61378-3 Converter transformers – part3: Application guide

34) Tolerances

35) Negative feeder

36) Aramid

37) Polyimide

38) Polyester glass

۳۹) واژه‌ها و اصطلاحات فارسی مرتبط با انواع راکتورها از استاندارد ISIRI-IEC 60076-6 سازمان ملی استاندارد ایران اخذ شده است. (م.)

40) Admittance

41) Ferranti

42) Modulus of elasticity

43) Temperature rise

44) Stray capacitance

45) Reignition

46) Arc-suppression reactor

47) Capacitor damping reactors

48) Detune

49) Tuning reactors

50) Earth fault neutralizers

51) Petersen coil

52) CFVV: Constant Flux Voltage Variation

53) VFVV: Variable Flux Voltage Variation

54) CbVV: Combined Voltage Variation

55) Chopped Wave

56) LIC: lightning Impulse Chopped on tail

57) Stabilizing Winding

58) Load Rejection

59) High Current Isolated Phase Buss Duct

فصل سوم

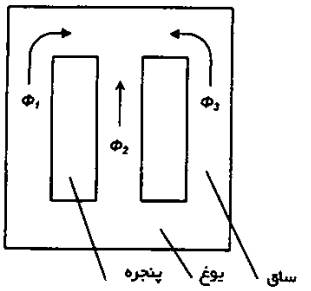
مبانی طراحی و ساختمان ترانسفورماتور

۳.۱. معرفی

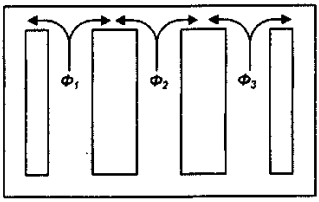
این فصل از کتاب، اطلاعات و جزئیات اکتیوپارت[1] و مخزن ترانسفورماتور را شرح می‌دهد. اکتیوپارت که انتقال توان در آن صورت می‌پذیرد، در واقع مشتمل بر هسته و سیم‌پیچ‌ها است.

۳.۲. هسته

این بخش به معرفی انواع هسته در ترانسفورماتور می‌پردازد. شکل ۳-۱ هسته‌ی یک ترانسفورماتور سه‌فاز را نشان می‌دهد که سه ستون (یا ساق) دارد و در یوغ‌های بالا و پایین با یکدیگر به‌صورت مغناطیسی متصل هستند. فضای موجود برای سیم‌پیچ‌ها را پنجره‌ی هسته می‌گویند.

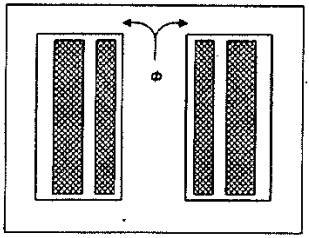


شکل ۳-۱ هسته‌ی ترانسفورماتور از نوع سه ستونه

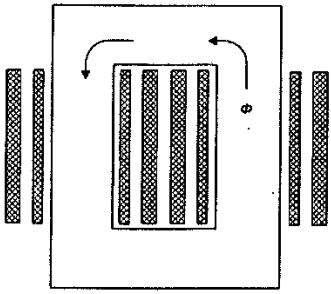


شکل ۳-۲ هسته‌ی ترانسفورماتور از نوع پنج ستونه

ساق‌ها در یک سطح و در جهت عمودی چینش می‌شوند. در یک ترانسفورماتور سه‌فاز، همه‌ی سیم‌پیچ‌های هرفاز در ساق متناظر با همان فاز جای می‌گیرند. سه ساق در یوغ‌های بالایی و پایینی هسته، به هم کوپل مغناطیسی می‌شوند. در بهره‌برداری سه فاز متعادل، جمع ولتاژها و جمع جریان‌ها در هر لحظه برابر صفر است. جمع شارها در سه ساق نیز صفر می‌باشد. تا زمانی که ساق‌ها در محل یوغ‌های بالا و پایین به هم وصل هستند، همه‌ی شارها در هسته باقی می‌مانند. شار درون ساق به‌مانند ولتاژ، به‌صورت سینوسی تغییر می‌کند. شار در محل یوغ تقسیم می‌شود و در یک هسته‌ی سه ستونه، مسیر برگشت آن از طریق دو ساق دیگر خواهد بود (شکل ۳-۱). در ترانسفورماتور سه‌فاز سه‌ستونه، یوغ‌ها باید بتوانند شار یکسانی مانند شار ساق را عبور دهند. در عمل سطح مقطع یوغ‌ها با سطح مقطع ساق‌ها برابر بوده و یا کمی بزرگ‌تر است. در هسته‌های سه‌فاز پنج‌ستونه، شار سه‌ساق اصلی در برگیرنده‌ی سیم‌پیچ‌ها، مسیرهای برگشتی از طریق دو ساق بیرونی هسته خواهند داشت. این بدین معنا است که شار اصلی وقتی به یوغ می‌رسد تقسیم می‌شود (شکل ۳-۲). یوغ‌ها و ساق‌های کناری می‌توانند برای عبور نیمی از شار اصلی، اندازه شوند. به بیان دیگر، سطح مقطع یوغ‌ها و ساق‌های جانبی، نصف سطح مقطع ساق‌های اصلی هستند. این موضوع امکان کاهش ارتفاع هسته و در واقع ارتفاع حمل را برای طراح ممکن می‌سازد. این درحالی است که ارتفاع ساق و فضای پنجره‌ی هسته می‌تواند مانند یک ترانسفورماتور سه‌ستونه کماکان بدون تغییر بماند. یک هسته‌ی پنج‌ستونه نسبت به هسته‌ی سه‌ستونه خیلی گران‌تر است. ولیکن اساسا هسته‌ی پنج ستونه یک انتخاب ترجیحی برای مواردی است که محدودیت‌های حمل (از نظر ارتفاع) وجود داشته باشد. از نقطه نظر بهره‌برداری، بهتر است که بهره‌برداران به این موضوع توجه داشته باشند که ترانسفورماتورهای پنج‌ستونه امپدانس مؤلفه‌ی صفرخیلی بالایی دارند (مانند ترانسفورماتورهای زرهی). مگر در شرایطی که یک سیم‌پیچ با اتصال مثلث در ترانسفورماتور در نظر گرفته شود. یک امکان دیگر برای غلبه بر محدودیت‌های ارتفاع و یا وزن حمل ترانسفورماتور، ساخت سه ترانسفورماتور تکفاز بجای یک ترانسفورماتور سه‌فاز است. هسته‌ی ترانسفورماتور تکفاز به دو روش مختلف می‌تواند ساخته شود. یکی هسته‌ای که دارای یک ساقِ سیم‌پیچی شده در وسط و دو ساق سیم‌پیچی نشده‌ی کناری برای برگشت شار است؛ و دیگری هسته‌ای با دو ساق که هر دو در برگیرنده‌ی سیم‌پیچ‌ها هستند. (شکلهای ۳-۳ و ۳-۴)

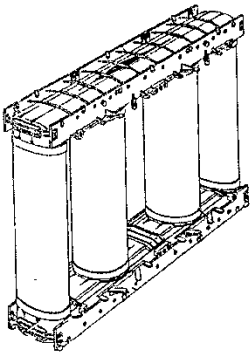


شکل ۳-۳ هسته‌ی ترانسفورماتور تکفاز با یک ساق سیم‌پیچی شده و دو ساق سیم‌پیچی نشده



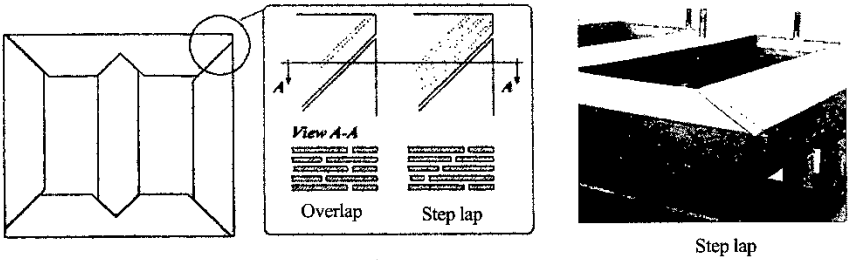
شکل ۳-۴ هسته‌ی ترانسفورماتور تکفاز با دو ساق سیم‌پیچی شده

طرح نشان داده شده در شکل ۳-۳ نسبت به شکل ۳-۴ عموما اقتصادی‌تر است. با این وجود در موارد ویژه، برای مثال زمانی که دو ژنراتور، یک ترانسفورماتور را تغذیه می‌کنند، ممکن است طراحی دو ساق سیم‌پیچی شده ترجیح داده شود. چرا که در این صورت این امکان و سهولت وجود دارد که یک ژنراتور سیم‌پیچ فشار ضعیف روی یک ساق و ژنراتور دیگر سیم‌پیچ فشار ضعیف روی ساق دیگر را تغذیه نماید. یک مزیت دیگر ترانسفورماتورهای تکفاز این است که یک ترانسفورماتور تکفاز رزرو، بسیار ارزان‌تر از یک ترانسفورماتور سه‌فاز رزرو است. در برخی موارد توان نامی ترانسفورماتورها خیلی بالا است و با وجود اینکه این توان بین سه ترانسفورماتور تکفاز تقسیم می‌شود، اما باز هم سیم‌پیچ‌های تکفاز باید بر روی دو ساق پیچیده شوند. در عین حال به دلیل محدودیت‌های ارتفاع حمل، هسته شامل دو ساق کناری و یوغ‌های بالا و پایینی خواهد بود که سطح مقطع آن‌ها نصف سطح مقطع ساق‌های دارای سیم‌پیچ است. شکل ۳-۵ یک مثال از این نوع هسته را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۵ هسته‌ی ترانسفورماتور تکفاز با دو ساقِ سیم‌پیچی شده و دو ساق سیم‌پیچی نشده

ورقه‌های هسته باید به‌صورت ورقه‌های نازک (ضخامت چند دهم میلی‌متر) طراحی گردند تا تلفات کم و جریان مغناطیس‌کنندگی پایین حاصل گردد. محل اتصال بین ساق و یوغ به‌صورت زاویه‌ی ۴۵درجه، فارسی‌بر می‌گردد تا یک سطح هم‌پوشانی شده‌ی بزرگ بین ساق و یوغ ایجاد شده و پراکندگی شار به حداقل برسد. ورقه‌های هسته در پاکت‌هایی متشکل از دو یا چهار ورقه چیده می‌شوند که هر پاکت نسبت به پاکت مجاور یک جابه‌جایی در محل اتصال دارد. این هم‌پوشانی، هم استحکام مکانیکی هسته و هم کاهش پراکندگی شار عبوری از محل اتصال را فراهم می‌نماید.

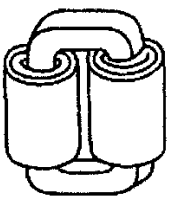


شکل ۳-۶ : الگوی هسته‌چینی در یک ترانسفورماتور سه‌فاز سه‌ستونه
به روش اتصالات over lap و step lap

در سال‌های اخیر، هسته چینی غالبا به‌صورت step lap انجام می‌شود. با به‌کارگیری جابجایی پله‌ایِ محل اتصال‌ها، کاهش هرچه بیشتر تلفات مغناطیس‌کنندگی در محل اتصال ساق‌ها و یوغ‌ها ممکن می‌گردد. دو روش اتصال یوغ‌ها و ساق‌ها به یکدیگر در شکل ۳-۶ نشان داده شده است. به‌طور کلی ورقه‌های هسته نسبت به زمین عایق هستند و هسته عامدانه تنها در یک نقطه

زمین می‌شود. بنابراین هرگونه زمین شدن ناخواسته‌ی هسته در بیش از یک نقطه، با افزایش جریان‌های گردشی هسته آشکار می‌گردد. عموما در مشخصات درخواستی خریداران، عبارتی وجود دارد که بیان می‌دارد که هسته باید فقط در یک نقطه زمین شود و عایق‌بندی این نقطه باید ولتاژ 2kV ac را تحمل نماید.

در ترانسفورماتورهای بزرگتر، از تسمه‌های فولادی به دور ساق‌ها و یا از قالب‌گیری اپوکسی استفاده می‌شود. پرس مکانیکی هنگام هسته‌چینی کارخانه‌ای علاوه بر افزایش استقامت مکانیکی موجب به‌هم‌پیوستگی لبه‌های برش‌خورده‌ی ورق‌ها می‌شود که با ایجاد هدایت الکتریکی موجب از بین رفتن تیزی لبه‌ها و کاهش تنش‌های ناشی از میدان الکتریکی در گوشه‌های تیز پاکت‌های هسته می‌گردد. از سوراخ‌کاری در ورقه‌های هسته اجتناب می‌گردد چرا که ممکن است در توزیع میدان مغناطیسی در هسته اختلال ایجاد کند و منجر به تلفات اضافی گردد. نگهدارنده‌های هسته با بُلسن‌های مهاریِ فرم داده شده، ورقه‌های هسته در یوغ‌ها را نسبت به هم محکم نگه می‌دارند. برای مهار و محکم نگهداشتن سیم‌پیچ‌ها در جهت محوری آن‌ها، قسمت مرکزی یوغ‌ها در داخل پنجره‌ی هسته‌ی مسطح ساخته می‌شود و این تسطیح، تا بیرون از ورقه‌های هسته نیز ادامه می‌یابد. در نتیجه، با به‌کارگیری کلمپ‌ها و قطعات مناسب در این ناحیه، سیم‌پیچ کاملا محکم می‌گردد. در ترانسفورماتورهای بزرگ با شار نشتی بالا، قسمت بیرونی بخش مسطح فوق‌الذکر توسط ورقه‌های فولادی هسته پوشیده می‌شود (نگهدارنده‌های الکترومغناطیسی سیم‌پیچ). بنابراین علاوه بر اینکه عضوی در ساختار مهار می‌باشد، یک مسیر برگشتی رلوکتانس پایین را برای شار نشتی فراهم می‌کند. در ترانسفورماتورهای مدرن، الزامات عایقی برای نگهدارنده‌های هسته نیز در نظر گرفته می‌شود. روش هسته‌چینی بیان شده در این قسمت، روش رایج و غالب در ساخت ترانسفورماتورهای بزرگ است. هسته‌های wound نوعی از هسته می‌باشند که به‌دلیل اقتصادی بودن در ترانسفورماتورهای توزیع تکفاز به‌کار گرفته می‌شوند. این نوع از هسته‌ها در شکل ۳-۷ نشان داده شده است.

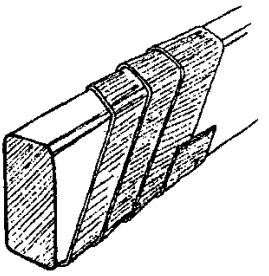


شکل ۳-۷ : هسته نوع wound

۳.۳. سیم‌پیچ‌ها

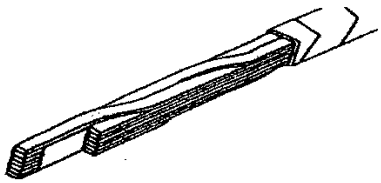
شکل هادی‌های سیم‌پیچ در ترانسفورماتورهای قدرت معمولا به‌صورت مستطیلی است تا از فضای موجود به‌صورت مؤثرتری استفاده گردد. حتی در ترانسفورماتورهای کوچک‌تر که در سطوح توزیع

استفاده می‌شوند و سطح مقطع مورد نیاز هادی با به‌کارگیری هادی‌های گرد کوچک‌تر به آسانی قابل حصول می‌باشد، باز هم عمدتا از سیم‌های تخت در هر دو طرف استفاده می‌شود تا ضریب استفاده از فضا[۲] در پنجره‌ی هسته افزایش یابد. با افزایش سطح مقطع مورد نیاز برای هادی، باید هادی به دو یا تعداد بیشتری از المان‌های هادی موازی با سطح مقطع کوچک‌تر تقسیم شود تا هم تلفات جریان فوکوی سیم‌پیچ کاهش یابد و هم فرایند کارگاهی تولید سیم‌پیچ آسان‌تر شود. هر المان هادی مستطیل شکل، یک رشته[۳] نامیده می‌شود. بنابراین کلمه‌ی «هادی» به اختصار و برای راحتی بیشتر، به‌جای واژه‌ی «حامل جریان سیم‌پیچ» استفاده می‌شود. هر رشته با استفاده از نوار کاغذ عایقی و یا لاک، عایق بندی شده است. ممکن است دو رشته که عایق‌بندی مجزا اما اتصال الکتریکی موازی دارند، یک عایق بندی کاغذی مشترک داشته باشند که هر دو را در بر گرفته است. این دو رشته‌ی عایق شده نسبت به هم که توسط یک عایق کاغذی پیرامونی در برگرفته شده‌اند سیم نامیده می‌شود. کلمه‌ی «سیم» در این نوشتار، برای مشخص کردن کوچکترین جزء هادی در سیم‌پیچ است که از بیرون قابل رویت می‌باشد. این مطلب می‌تواند این‌گونه توضیح داده شود: یک یا چند سیم که به‌صورت مجزا از هم عایق شده‌اند می‌توانند به‌صورت موازی باهم، حامل جریان سیم‌پیچ باشند. هر سیم در هر دور از سیم‌پیچ می‌تواند مشتمل بر یک یا چند رشته‌ی موازی باشد. نوار کاغذی خود از لایه‌های کاغذ (در حد چند ده میکرومتر) تشکیل شده است که دارای پهنای چند سانتی‌متری است و به‌صورت نشان داده شده در شکل ۳-۸ به دور یک رشته پیچیده می‌شود. کاغذ چندین دور پیچیده می‌شود تا اینکه ضخامت کل مورد نیاز برای عایق‌بندی که متاثر از تنش‌های الکتریکی و مکانیکی است، حاصل گردد.



شکل ۳-۸ رشته‌های هادی عایق پیچی شده با کاغذ

یک نوع خاص از هادی‌های مورد استفاده در سیم‌پیچی، سیم ترانسپوزه[۴] می‌باشد. این سیم شامل دو لایه از رشته‌های دارای لاک عایقی است که در راستای محوری، آن‌گونه که در شکل ۳-۹ نشان داده شده است، در کنار هم قرار گرفته‌اند. با ترانسپوزه کردن رشته‌ی بیرونی یک لایه در لایه‌ی بعدی در گام‌های مشخص سیم‌پیچی و نهایتا احاطه کردن هر دو لایه با یک عایق بیرونی مشترک، سیم ترانسپوزه به‌دست می‌آید.



شکل ۳-۹ سیم ترانسپوزه

هنگامی که سیم ترانسپوزه در معرض شار قرار می‌گیرد، همه‌ی حلقه‌های هادی با ولتاژ القاء شده‌ی یکسانی روبرو بوده و بنابراین از جاری شدن جریان‌های گردشی بین رشته‌ها جلوگیری می‌شود. یک سیم ترانسپوزه ممکن است حتی از صد رشته‌ی موازی تشکیل شده باشد. با ترانسپوزه کردن در گام‌های ده سانتیمتری، یک سیکل کامل در طول چند متر اجرایی می‌گردد. فرایند ترانسپوزه کردن، در اصل باید در سیم‌پیچ‌هایی هم که هادی‌های رایج دارند انجام شود تا جریان‌های گردشی به وجود نیاید. این جابجایی‌ها (ترانسپوزه کردن) در حین فرایند تولید سیم‌پیچ، در ماشین سیم‌پیچی انجام می‌گردد. از آنجا که فرایند ترانسپوزه کردن بسیار زمان‌بر است، سازندگان، این کار را توسط ماشین‌های اتوماتیک انجام می‌دهند. چنانچه استقامت مکانیکی رشته‌ها یک ضرورت طراحی باشد، در حین عملیات تولید سیم از چسب اپوکسی برای پوشاندن رشته‌ها و صلب کردن استفاده می‌شود. در ولتاژهای کوچک، از نوارهای توری به دور سیم ترانسپوزه استفاده می‌شود تا رشته‌ها در کنار هم محکم نگه‌داشته شوند. برای ولتاژهای بالاتر، کاغذ عایقی به دور سیم پیچیده می‌شود. به منظور اجتناب از تنش‌های عایقی موضعی، سطح هادی باید کاملا صاف و عاری از نقاط تیز باشد. گوشه‌ها باید گرد باشند. عایق‌پیچی هادی، غالبا پس از انجام مرحله‌ی آنیلینگ[۵] انجام می‌گردد. هادی از لحاظ مکانیکی نرم است. به‌منظور استقامت در برابر نیروهای اتصال کوتاه، غالبا ضروری است که استقامت ماده با استفاده از فرایند کار سرد[۶] افزایش یابد. یک روش برای انجام کار سرد این است که ماده در معرض عملیات تکراری خمش قرار می‌گیرد. در ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ، اثر نیروهای مکانیکیِ متاثر از جریان‌های اتصال کوتاه، در مقایسه با جنبه‌های حرارتی و ملاحظات تلفات اثر غالب دارد.

۳. ۳. ۱. انواع سیم‌پیچ‌ها

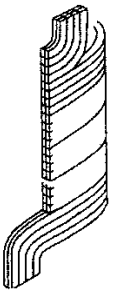
سیم‌پیچ‌ها در چهار گروه اصلی دسته‌بندی می‌شوند:

- سیم‌پیچ‌های لایه‌ای[۷]
- سیم‌پیچ‌های هلیکال[۸]
- سیم‌پیچ‌های دیسکی[۹]
- سیم‌پیچ‌های فویلی[۱۰]

تعداد دورها و جریان سیم‌پیچ، پایه‌ای‌ترین نقش را در انتخاب نوع سیم‌پیچ دارند.

سیم‌پیچ‌های لایه‌ای

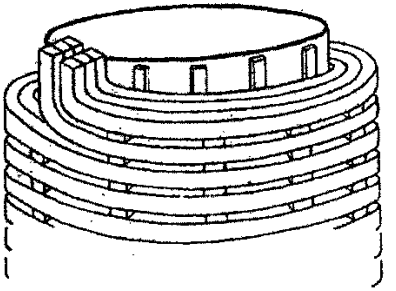
دورهـا به‌صـورت محـوری در طول سـیم‌پیچ، بدون فاصله به دنبال هم پیچیده می‌شـوند. سـیم‌پیچ می‌تواند به‌صـورت تـک یا چند لایه پیچیده شـود. سـیم‌پیچ‌های تـک یا چند لایه اساسـا برای ترانسـفورماتورهای با سـایز کوچک و متوسـط استفاده می‌شـوند. در ترانسـفورماتورهای بزرگ، این نوع از سـیم‌پیچ در بوبین‌های تنظیـم ولتاژ اسـتفاده می‌شـوند. انـواع یک یا چند لایه نیز مورد اسـتفاده قـرار می‌گیرند.



شکل ۳-۱۰ سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ از نوع لایه‌ای

سیم‌پیچ‌های هلیکال

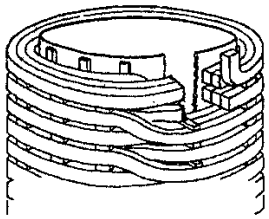
سـیم‌پیچ هلیکال را می‌توان نوعی از سـیم‌پیچ لایه‌ای متشـکل از چند لایه در نظر گرفت. ولیکن با این تفـاوت کـه بیـن هر یـک از دورها یـا بین کلاف‌های سـیم‌پیچ، فضاهای خالـی وجود دارد. سـیم‌پیچ‌های هلیـکال بـرای جریان‌هـای زیـاد کـه جریـان، بیـن رشـته‌های موازی تقسـیم می‌شـود، مناسـب اسـت. بنابرایـن کوچـک ماندن ابعاد هر رشـته کماکان حفظ می‌شـود و تلفات ناشـی از جریان‌هـای فوکو پایین نگـه داشـته می‌شـود. همـه‌ی سـیم‌های (یک یا چنـد رشـته دارای عایق کاغذی مشـترک) قـرار گرفته در یـک دیسـک، بـه یـک دور الکتریکـی از سـیم‌پیچ تعلق دارنـد و همه‌ی آن‌هـا به‌صورت مـوازی با هم اتصـال الکتریکـی دارنـد. سـیم‌پیچ می‌توانـد یک‌کلافـه یـا چندکلافـه، در قالـب دو یـا چند دیسـک که به‌صورت الکتریکی موازی هسـتند سـاخته شـود.



شکل ۳-۱۱ نمایی از ساختار سیم‌پیچ هلیکال دو رشته‌ای

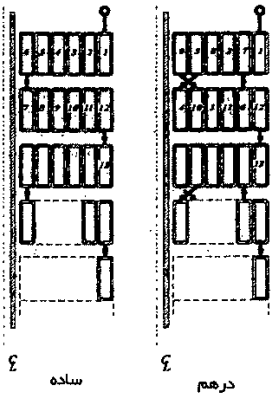
هادی‌ها و رشته‌های سیم‌پیچ موازی شده با هم، در یک میدان مغناطیسی قرار گرفته‌اند که این میدان از یک نقطه به نقطه‌ای دیگر در درون فضای فیزیکی اشغال شده توسط سیم‌پیچ، در حال تغییر است. بنابراین برای جلوگیری از ایجاد جریان‌های گردشی بین رشته‌ها، موقعیت فیزیکی هر رشته در طول سیم‌پیچ به گونه‌ای تغییر داده می‌شود که نهایتا رشته‌ها مقدار یکسانی از میدان مغناطیسی را در بر گیرند. در نتیجه‌ی این‌کار، ولتاژ القاء شده در حلقه‌ها یکسان خواهد شد. در صورت عدم ترانسپوزه کردن هادی‌ها و رشته، توزیع جریان در بین رشته‌ها متفاوت خواهد شد. بعضی از رشته‌ها جریان بیشتر و برخی دیگر جریان کمتری عبور می‌دهند. این باعث بوجود آمدن نقاط با دمای خیلی بالا شده و تلفات را افزایش می‌دهد. در مواردی که تعداد دور و مقدار جریان کل سیم‌پیچ اجازه دهد، اساسا سیم‌پیچ هلیکال یک انتخاب ارجح است. مقداری از هادی‌ها که می‌توانند در یک فضای مشخص قرار داده شود، در این سیم‌پیچ نسبت به انواع دیگر سیم‌پیچ‌ها، بالاتر است. سیم‌پیچ‌های هلیکال ضریب فضای بالایی دارند که از حیث رابطه‌ی وزنِ کل-تلفاتِ کل یک مزیت است. علاوه بر این، به‌لحاظ مکانیکی مقاوم بوده و همچنین ساخت و تولید آن نیز آسان می‌باشد، به‌ویژه در مواقعی که سیم ترانسپوزه استفاده می‌شود.

سیم‌پیچ‌های دیسکی



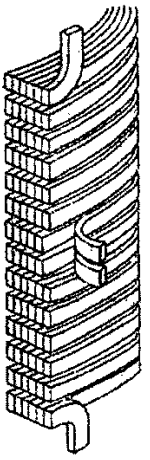
نمایی از طرح یک سیم‌پیچ دیسکی

سیم‌پیچ دیسکی، برای سیم‌پیچ‌هایی استفاده می‌شود که تعداد دور خیلی بالا و جریان‌های نسبتا کم دارند. این نوع سیم‌پیچ از تعدادی دیسک تشکیل شده که به‌صورت سری به هم اتصال دارند. در هر دیسک، دورها در جهت شعاعی به‌صورت مارپیچ در جهت داخل یا خارج، با هم پیچیده می‌شوند. به‌طور کلی زمانی که تعداد دور بالا باشد، سیم‌پیچ دیسکی بر سیم‌پیچ هلیکال ترجیح داده می‌شود. در یک سیم‌پیچ هلیکال، ارتفاع رشته‌ها با افزایش تعداد دورها کاهش می‌یابد. ارتفاع‌های کمتر از چند میلی‌متر عملا قابل پیاده‌سازی نیستند. علاوه بر این نسبت بین تعداد هادی و عایق مصرفی به‌صورت غیر اقتصادی پایین می‌آید. همچنین، ارتفاع کم رشته‌ها اثر منفی روی استقامت مکانیکی سیم‌پیچ دارد. اختلاف اصلی بین سیم‌پیچ دیسکی و هلیکال، تعداد دور در هر دیسک است. در سیم‌پیچ‌های هلیکال، هیچ‌گاه بیش از یک دور در هر دیسک وجود ندارد. در حالی که در سیم‌پیچ دیسکی بیش از یک دور در هر دیسک وجود دارد. در سیم‌پیچ‌های دیسکی، آزادی عمل در انتخاب تعداد دیسک و تعداد دور در هر دیسک وجود دارد. خصوصیات مکانیکی سیم‌پیچ



شکل ۳-۱۲ نمایی از ساختار سیم‌پیچی دیسکی ساده و درهم شده

دیسکی مشابه سیم‌پیچ هلیکال می‌باشد.
ظرفیت خازنی سری بین بخش‌های مختلف بوبین دیسکی معمولی، در مقایسه با ظرفیت خازنی همان بخش‌ها تا زمین، نسبتا پایین است. در مواجهه با اضافه‌ولتاژهای سریع که از سمت شبکه‌ی قدرت به ترانسفورماتور تحمیل می‌گردند، توزیع ولتاژ روی سیم‌پیچ غیر خطی شده و منجر به تنش‌های بزرگ عایقی در برخی نقاط می‌گردد. این توزیع غیرخطی و آسیب‌پذیری، در قسمت‌های ابتدایی سیم‌پیچ شدیدتر است. یک روش برای کم کردن اثر این پدیده، درهم کردن[11] دورهای سیم‌پیچ در دیسک‌های کناری (یک زوج دیسک) می‌باشد. پس از پیچیدن نصف دورهای یک دیسک، هادی به دیسک بعدی ورود کرده و مجددا با ادامه‌ی پیچیدن نصف دیگر دورها، به دیسک قبلی بر می‌گردد تا دورهای باقیمانده پیچیده شود. یک چنین آرایشی، ظرفیت خازن سری سیم‌پیچ را افزایش می‌دهد؛ که منجر به خطی‌تر شدن توزیع ولتاژ در سیم‌پیچ، در مواجهه با ولتاژهای گذرا می‌گردد.



شکل ۳-۱۳ سیم‌پیچ دیسکی با طرح سر از وسط

کاربرد اصلی سیم‌پیچ دیسکی در سیم‌پیچ‌های با ولتاژهای بالا است. اینها سیم‌پیچ‌هایی هستند که تنش‌های الکتریکی در آن‌ها نیاز به مراقبت ویژه دارد. یک پارامتر مهم در سیم‌پیچ‌های دیسکی ولتاژ بالا، محل ترمینال سیم‌پیچ‌ها است. در سیستم‌های ولتاژ بالا، عموما نقطه‌ی نوترال سیستم مستقیما زمین می‌شود. به این معنی که نقطه‌ی نوترال سیستم به‌صورت کاملا موثر به پتانسیل زمین اتصال می‌یابد. در سیم‌پیچ سه‌فاز با اتصال ستاره (که اتصال رایج در ولتاژهای بالا می‌باشد)، سرفازِ سیم‌پیچ در سطح ولتاژ فشار قوی و سرِ نوترال در سطح ولتاژ زمین می‌باشد. بنابراین عایق‌بندی سیم‌پیچ با حرکت به سمت انتهای سیم‌پیچ، می‌تواند متناسب با ولتاژ هر قسمت از سیم‌پیچ نسبت به زمین کاهش یابد. عبارت: «عایق‌بندی غیریکنواخت» که در استاندارد IEC به آن اشاره شده است، به‌مفهوم سطح عایقی کامل در سمت ترمینال خط سیم‌پیچ و کاهش سطح عایقی در سمت ترمینال نوترال است. در ترانسفورماتورهای با عایق‌بندی غیریکنواخت، یک راهکار اقتصادی در طراحی سیم‌پیچ، بیرون آوردن سرفاز سیم‌پیچ از وسط ارتفاع فیزیکی سیم‌پیچ می‌باشد. (عموما طرح سر از وسط نامیده می‌شود.) که در شکل ۳-۱۳ نشان داده شده است.

سیم‌پیچ از دو نیمه، با جهت سیم‌پیچی مخالف هم تشکیل شده که به‌صورت موازی با هم اتصال می‌یابند. پتانسیل در بالا و پایین سیم‌پیچ در شرایط بهره‌برداری، نزدیک به پتانسیل زمین است. این بدین معنا است که فواصل بین سیم‌پیچ و یوغ‌ها می‌تواند کمتر باشد و ساختار عایق‌بندی نسبت به سیم‌پیچ مجاور نیز ساده‌تر از حالتی است که سیم‌پیچ طرح سر از وسط نمی‌باشد. یک نوع خاص از سیم‌پیچ دیسکی، نوع دیسک دوبل است. این نوع سیم‌پیچ برای جریان‌های خیلی

بالا و در کاربردهای صنعتی مانند ترانسفورماتورهای کوره و یکسوساز استفاده می‌شود که دامنه‌ی جریان در آن‌ها تا ۱۰۰کیلوآمپر نیز می‌رسد. ولتاژ در این نوع سیم‌پیچ‌ها پایین است و به‌ندرت به بالای ۱کیلوولت می‌رسد. این سیم‌پیچ از چند گروه تشکیل شده که به‌صورت موازی به هم اتصال دارند و هر گروه خود شامل دو دیسک می‌باشد که به‌صورت سری به هم متصل هستند. این گروه‌ها در ساق هسته بر روی همدیگر چیده می‌شوند و نهایتا از طریق باسبارهای ضخیمی که به‌صورت عمودی در راستای محور سیم‌پیچ قرار گرفته‌اند، موازی می‌شوند. به‌خاطر وجود باسبارها، سیم‌پیچ دیسک دوبل، همیشه بیرونی‌ترین سیم‌پیچ روی ساق هسته است.

سیم‌پیچ‌های فویل

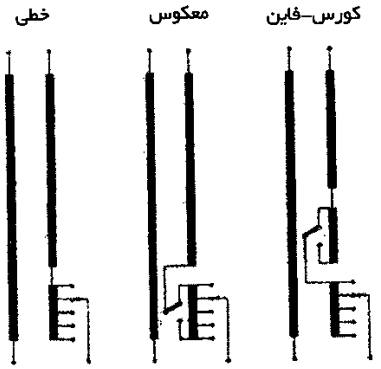
سیم‌پیچ‌های فویلی از مس صفحه‌ای یا ورق‌های آلومینیوم ساخته می‌شوند که ضخامت آن‌ها می‌تواند از چند دهم تا چند میلی‌متر باشد. مهمترین مزیت فنی این سیم‌پیچ آن است که نیروهای مکانیکی محوری سیم‌پیچ در شرایط عبور جریان‌های اتصال کوتاه دیگر بی‌اهمیت می‌گردند. چرا که جریان‌های فوکوی القاء شده در فویل، مؤلفه شعاعی شار پراکندگی مغناطیسی در قسمت‌های بالا و پایین سیم‌پیچ را تضعیف می‌کند. البته یک اشکال این است که این جریان‌های فوکو منجر به تلفات اضافی در نواحی نزدیک به لبه‌های فویل می‌شوند. از مزایای دیگر سیم‌پیچ‌های فویلی، کوتاه بودن زمان ساخت و تولید آن‌ها می‌باشد. کاربرد اصلی و البته وسیع سیم‌پیچ‌های فویلی، در سیم‌پیچ‌های فشار ضعیف ترانسفورماتورهای توزیع است. این طرح همچنین در ترانسفورماتورهای بزرگ‌تر نیز استفاده می‌شود. این نوع سیم‌پیچ در ترانسفورماتورهایی که در شرایط بهره‌برداری نرمال، به‌تناوب در معرض اضافه جریان‌های زیادِ کوتاه‌مدت قرار می‌گیرند، استفاده نمی‌شوند.

سیم‌پیچ‌های تنظیم ولتاژ

در مواردی که جریان خیلی زیاد نباشد و بازه‌ی تنظیم ولتاژ نیز خیلی وسیع نباشد، سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ، در داخل خود سیم‌پیچ تعبیه می‌گردد. با این وجود، اگر تنظیم کننده‌ها در داخل یک سیم‌پیچ دیسکی قرار گیرند، یک بخش از سیم‌پیچ فاقد آمپر دور خواهد بود. این مسئله تعادل آمپر دور با سیم‌پیچ‌های دیگر را بر هم می‌زند. در واقع مؤلفه‌ی شعاعی شار مغناطیسی افزایش یافته و منجر به افزایش نیروهای محوری اتصال کوتاه می‌گردد. چنانچه مؤلفه‌ی شعاعی میدان مغناطیسی خیلی بزرگ نباشد، ترانسفورماتور می‌تواند به‌گونه‌ای طراحی شود که در عمل چنین نیروهایی را تحمل نماید. برای تنظیم‌کننده‌های با بازه‌ی وسیع‌تر، دورهای تنظیم ولتاژ در قالب یک سیم‌پیچ مستقل و جداگانه تولید می‌شوند. ارتفاع این سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ تقریبا برابر با سایر سیم‌پیچ‌ها است. سیم‌پیچ از نوع لایه‌ای یا هلیکال است. تعداد دورهای هر پله‌ی تنظیم در کل ارتفاع سیم‌پیچ یا نزدیک به ارتفاع کل توزیع می‌گردند. دورهای هر پله از تنظیم ولتاژ، به‌وسیله‌ی اتصالات سیمی در قسمت بیرونی سیم‌پیچ به‌صورت سری به هم متصل می‌شوند. اتصالات بین هر پله تنظیم و تپ‌چنجر نیز توسط سیم‌ها انجام می‌گردد. اقتصادی‌ترین طرح برای محل قرارگیری سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ، قرار دادن آن در محل نوترال سیم‌پیچ ستاره می‌باشد که اختلاف پتانسیل بین سه فاز

در آنجا کوچک است. این منجر به انتخاب ساده‌ترین و ارزان‌ترین تپ‌چنجر می‌گردد. تپ‌چنجرها، هم به‌صورت قابل عملکرد تحت‌بار و هم به‌صورت قابل عملکرد در حالت بدون ولتاژ وجود دارند. نوع دوم تپ‌چنجر عموما در صنعت به نام تپ‌چنجر آفسیرکت نامیده می‌شود که تاکیدی بر این نکته است که این تپ‌چنجر در حالتی که ترانسفورماتور برق‌دار است، نمی‌تواند عملکرد داشته باشد. در واقع عدم عبور جریان از کنتاکت‌های تپ‌چنجر برای عملکرد یک تپ‌چنجر آفسیرکت ناکافی است. پیکربندی تپ‌چنجر و سیم‌پیچ تنظیم می‌تواند به سه روش مختلف صورت پذیرد. برای بازه‌های کوچک‌تر تنظیم ولتاژ (۱۰درصد مقدار نامی) استفاده از تنظیم ولتاژ خطی رایج است. این بدین معنا است که ولتاژ در طول سیم‌پیچ تنظیم، به ولتاژ سیم‌پیچ اصلی اضافه می‌گردد. این مسئله در نمای چپ از شکل ۳-۱۴ مشاهده می‌گردد. برای محدوده‌های بزرگتر تنظیم ولتاژ، تنظیم‌کننده‌ی نوع معکوس[۱۲] می‌تواند بسیار مناسب باشد؛ که در نمای وسط شکل ۳-۱۴ دیده می‌شود. در این نوع تنظیم، سیم‌پیچ تنظیم‌کننده از طریق یک کلید انتخابگر مثبت-منفی به سیم‌پیچ اصلی متصل است. این کلید اضافه شدن ولتاژ سیم‌پیچ تنظیم به ولتاژ سیم‌پیچ اصلی و یا بالعکس امکان کم شدن ولتاژ سیم‌پیچ تنظیم از ولتاژ سیم‌پیچ اصلی را ممکن می‌سازد. سومین آرایش سیم‌پیچ تنظیم، نوع کورس-فاین [۱۳] است که عملیات تنظیم در دو سیم‌پیچ انجام می‌شود. یکی برای پله‌ی درشت و دیگری برای پله‌های ریز تنظیم ولتاژ. انتخاب پیکربندی تنظیم ولتاژ روی موارد دیگری نیز تاثیر می‌گذارد:

- تعداد سرسیم‌هایی که به تپ‌چنجر می‌رود
- الگوی تلفات بار در محدوده‌ی تنظیم ولتاژ
- نسبت دورها در سیم‌پیچ اصلی به سیم‌پیچ تنظیم

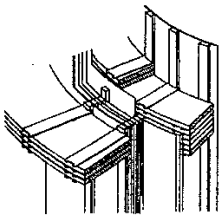


شکل ۳-۱۴ سه آرایش مختلف سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ: خطی، معکوس (مثبت/منفی)، کورس-فاین

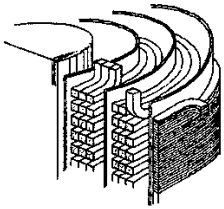
۳. ۳. ۲. عایق‌بندی اصلی ترانسفورماتور

سیم‌پیچ‌ها به‌صورت استوانه‌های هم‌مرکز بر روی ساق هسته چیده می‌شوند. آن‌ها ارتفاع تقریبا

یکسانی داشته و توزیع دورها در ارتفاع نیز تقریبا یکسان است. ارتفاع و حتی توزیع دور یکسان مزیت‌هایی از قبیل تلفات اضافی کمتر و تنش‌های کمتر ناشی از اتصال کوتاه را به‌همراه دارد. عایق‌بندی بین سیم‌پیچ‌ها با یکدیگر و نیز بین سیم‌پیچ تا هسته با استفاده از سیستم بریر[۱۴] عایقی انجام می‌شود. فاصله‌ی عایقی بین اجزای با پتانسیل‌های مختلف (دو سیم‌پیچ نسبت به هم، سیم‌پیچ نسبت به هسته یا سیم‌پیچ نسبت به زمین) توسط ورقه‌های پرسبورد[۱۵]، که عمود بر تنش‌های ناشی از میدان الکتریکی قرار می‌گیرند، به چند قسمت تقسیم می‌گردد. این بدین معنی است که در حالت ایدئال، بهتر است ورقه‌های پرسبورد در جهت سطوح هم‌پتانسیل فرم داده شوند. همان گونه که در شکل‌های ۳-۱۵ و ۳-۱۶ مشخص شده است، تیرک‌های چوبی[۱۶] عمودی، فاصله‌ی بین هر دو بریر مجاور هم، و طبیعتا فاصله‌ی بین سیم‌پیچ‌ها را تنظیم می‌کنند.



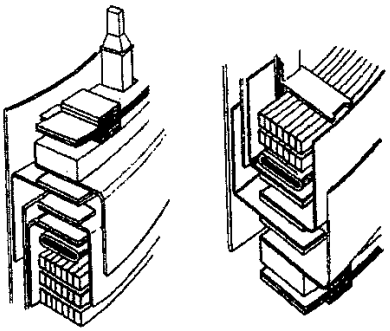
پیکربندی بریر عایقی بین سیم‌پیچ‌ها



نمایی از یک بوبین به ترتیب فاصله از هسته: سیم‌پیچ فشار ضعیف هلیکال، سیم‌پیچ فشار قوی دیسکی و سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ

شکل ۳-۱۵ نمایی از سیستم بریر عایقی

سیم‌پیچ‌های با ولتاژ بالا، در ناحیه‌ی سرفاز خود از یک ساختار عایق‌بندی ویژه برخوردار هستند که فاصله‌ی عایقی تا یوغ‌ها را پوشش می‌دهد. قطعات عایقی فرم‌دار متعددی در این ساختار عایقی استفاده می‌شود. طراحی به‌گونه‌ای است که کماکان فضاهای لازم برای چرخش روغن در سیم‌پیچ فراهم باشد. شکل ۳-۱۶ پیکربندی سیم‌پیچ که مشتمل بر حلقه‌های محافظ[۱۷] است را نشان می‌دهد. یک حلقه (رینگ) محافظِ لبه‌دار با شعاع لبه‌ی بزرگ و عایق‌بندی شده، ساختاری ایجاد می‌کند که تحمل شدت میدان الکتریکی را در سرفازِ سیم‌پیچ بهبود می‌بخشد.



شکل ۳-۱۶ نمایی از فاصله‌ی بین سیم‌پیچ‌های فشار قوی تا یوغ‌ها که توسط بریرهای عایقی فرم‌دار احاطه می‌شوند و رینگ‌های محافظ که در سرهای سیم‌پیچ برای کنترل شدت میدان استفاده می‌شوند.

همچنین حلقه‌ی محافظ، خازن سری سیم‌پیچ دیسکی را افزایش می‌دهد که در نتیجه‌ی آن توزیع غیرخطی ولتاژ در سیم‌پیچ در هنگام مواجهه با اضافه ولتاژهای گذرا کاهش می‌یابد و نهایتا تنش عایقی کمتری در سیم‌پیچ حاصل می‌گردد. حلقه‌ی محافظ، شامل یک هسته از جنس پرسبورد فشرده است. یک فویل فلزی به دور این هسته پیچیده می‌شود به‌گونه‌ای که این فویل تشکیل یک دور کامل (حلقه‌ی بسته) را نمی‌دهد. فویل به هادی سیم‌پیچ در نزدیک سر فاز متصل می‌شود و قسمت بیرونی آن توسط کاغذ پوشیده می‌شود.

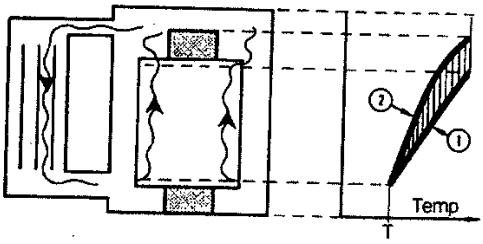
۳. ۳. ۳. خنک‌کنندگی سیم‌پیچ‌ها

سیم‌پیچ‌ها حرارت زیادی تولید می‌کنند که باید دفع شود. روغن ظرفیت حرارتی بالایی دارد که در حدود 1.8kWs/kgK است در حالی که برای آهن و مس این مقدار بین ۰/۴ تا ۰/۵ است. بنابراین ظرفیت انتقال آن برای تلفات حرارتی بالا است. لیکن یک پیش نیاز اساسی کماکان مطرح است و آن فراهم کردن امکان گردش روغن از مسیر کانال‌های خنک‌کنندگی داخل سیم‌پیچ‌ها است.
مثال: فرض کنید ۱۸۰کیلووات تلفات سیم‌پیچ باید دفع گردد. اختلاف دمای بین روغن ورودی و خروجی ممکن است ۲۰درجه باشد. بنابراین گردش روغن موردنیاز ۵کیلوگرم در هر ثانیه است:

$$\frac{180}{(20\times 1.8)} = 5kg/s$$

این یک مثال برای ترانسفورماتورهای با توان نامی ۳۰ تا ۵۰مگاولت آمپر است. برای یک ترانسفورماتور بزرگ ممکن است به گردش روغنی تا ده برابر بزرگتر نیاز باشد که چیزی در حدود ۳مترمکعب بر دقیقه است. در اغلب ترانسفورماتورها، گردش روغن در سیم‌پیچ‌ها به‌صورت آزاد و تحت تاثیر پدیده ترموسیفون[۱۸] صورت می‌گیرد. سرعت گردش روغن، خود را بر اساس تعادلی که بین فشار رانشی[۱۹] ناشی از پدیده‌ی ترموسیفون و مقاومت کانال‌ها در برابر گردش روغن شکل می‌گیرد تنظیم می‌نماید. یک ویژگی فیزیکی مهم دیگر روغن در اینجا، گرانروی[۲۰] می‌باشد که

تابعی از دما است. شکل ۳-۱۷ یک ترانسفورماتور با گردش طبیعی روغن را نشان می‌دهد. منحنی شماره‌ی ۱ در سمت راست تصویر تغییرات دمایی در سیم‌پیچ و مخزن و منحنی شماره‌ی ۲ تغییرات دما در رادیاتورها را نشان می‌دهد. ناحیه هاشور زده بین این دو منحنی فشار رانشی است. آب‌وهوای گرم نگرانی چندانی ندارد. اما در آب‌وهوای بسیار سرد (قطبی)، بحث راه‌اندازی سرد (شرایطی که ترانسفورماتور برای مدت زمانی خاموش بوده است و حال می‌خواهد در دمای خیلی پایین راه‌اندازی شود) می‌تواند به یک مشکل واقعی تبدیل شود. در چنین وضعیتی الکتروپمپ‌ها ممکن است از کار بیفتند و در ترانسفورماتورهای با خنک‌کنندگی طبیعی، با وجود این که دمای داخل مخزن بالا می‌رود، اما گردش روغن بین مخزن و رادیاتورها نمی‌تواند انجام شود.



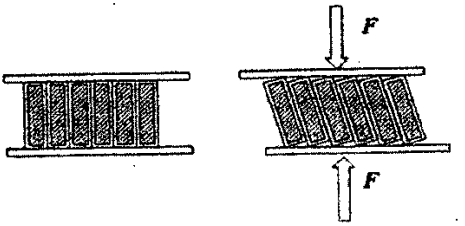
شکل ۳-۱۷ نحوه‌ی گردش طبیعی روغن در داخل ترانسفورماتور و تغییرات دمایی در سیم‌پیچ، مخزن و رادیاتورها

برای شرایط آب‌وهوای سرد معمولا روغنی با شاخص گرانروی پایین‌تر انتخاب می‌گردد. الزامات مرتبط با گرانروی به‌صورت بالاترین گرانروی مجاز در یک دمای پایین، و بالاترین مقدار مجازِ «نقطه‌ی ریزش» تعیین می‌شود. نقطه‌ی ریزش دمایی است که در آن دما، روغن به‌سختی می‌تواند به گردش درآید. در برخی کشورها، طراحی ترانسفورماتورهای خیلی بزرگ به‌صورت طرح با گردشِ روغن اجباری-هدایت شده (Oil Directed) می‌باشد که در آن روغن در یک سیستم بسته و از طریق کانال‌های روغن به داخل سیم‌پیچ هدایت می‌شود. پمپ یک فلوی مشخص و ثابت را تامین می‌کند که حتی در مقابل مقاومت قابل توجه سیال در کانال‌های خنک‌کنندگی نیز کاملا ایمن است. در سایر کشورها، این نوع طراحی پیشنهاد نمی‌شود؛ چرا که هرگونه از دست رفتن تغذیه‌ی جانبی، منجر به از مدار خارج شدن ترانسفورماتور در یک زمان خیلی کوتاه می‌گردد.

۳. ۴. ۳. استقامت در برابر اتصال کوتاه

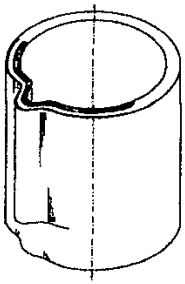
این بخش الگوی نیروی الکترودینامیکی را در یک سیم‌پیچ، در حین اتصال کوتاه خارجی بررسی می‌کند. با توجه به تقسیم نیروها به دو مؤلفه‌ی شعاعی و محوری، شاخص‌های استقامت را می‌توان برای هر دو جهت تعیین کرد. نیروهای الکترومغناطیسی با مجذور مقدار لحظه‌ای جریان متناسب هستند. در یک جریان متناوب، نیروها هم با زمان تغییر می‌کنند و هم تکرارپذیر هستند.

اگرچه جریان دارای یک مؤلفه‌ی DC میرا شونده است، لیکن اولین پیک جریان بیشترین نیروی الکترومغناطیسی را ایجاد می‌کند. عموما معیار استقامت، تحمل نیروی حاصل از این اولین پیک در نیروها و جریان‌ها می‌باشد. در برخی شرایط نیز تحلیل‌های کامل‌تری مورد نیاز است که باید رفتار دینامیکی سیم‌پیچ مورد بررسی قرار گیرد. در یک ترانسفورماتور با شرایط متعادل، هر دو سیم‌پیچ داخلی و خارجی در معرض نیروهای محوری فشاری[۲۱](پرس‌کننده) قرار دارند. نیروهای شعاعی منجر به پرس شدن سیم‌پیچ داخلی (کاهش قطر سیم‌پیچ) و منبسط شدن سیم‌پیچ بیرونی (افزایش قطر سیم‌پیچ) می‌گردند. نیروها به‌گونه‌ای عمل می‌کنند که حجم فضای عبور شار نشتی میان سیم‌پیچ‌ها افزایش می‌یابد. نیروهای محوری مجاز، توسط استقامت مکانیکی ساپورت‌های قرار داده شده در دو سر سیم‌پیچ و فاصله‌اندازهای بین دیسک‌ها محدود می‌شوند. برای سیم‌پیچ‌های هلیکال و دیسکی، احتمال این که هادی‌ها تحت تاثیر افزایش نیروهای محوری دچار کج‌شدگی[۲۲] شوند، بیشتر است. کوچک بودن ابعاد هادی در جهت شعاعی و ارتفاع زیاد هادی در جهت محوری، ریسک کج شدن هادی را افزایش می‌دهد.



شکل ۳-۱۸ کج شدن هادی‌ها تحت تاثیر تنش محوری

اما از طرف دیگر، کوچک بودن ابعاد هادی در جهت شعاعی منجر به کم شدن تلفات فوکو می‌گردد که بسیار مهم است. بنابراین طراح باید ابعاد هادی را به‌گونه‌ای انتخاب نماید که مصالحه‌ای رضایت بخش بین سطح استقامت مکانیکی سیم‌پیچ و مقدار تلفات پایین سیم‌پیچ برقرار باشد. حداکثر مقدار مجاز نیروی شعاعی روی سیم‌پیچ داخلی با توجه به استقامت در برابر تاخوردگی[۲۳] محاسبه می‌شود. خرابی می‌تواند به‌صورت بیرون‌زدگی در یک قسمت یا در قسمت‌های متعددی از پوسته‌ی استوانه‌ای سیم‌پیچ باشد. سیم‌پیچ چین خورده می‌شود. به‌دلیل شکل استوانه‌ای سیم‌پیچ، نیروی شعاعی منجر به شکل‌گیری تنش (نیروی) برشی در هادی می‌شود.

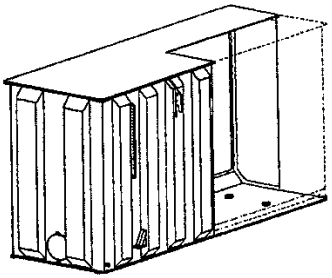


شکل۳-۱۹ نمونه‌ای از تاخوردگی در یک سیم‌پیچ داخلی

برای داشتن یک دید مناسب از تاخوردگی سیم‌پیچ، یک دیسک از سیم‌پیچ (هلیکال یا دیسکی) را می‌توان در نظر گرفت که از تعدادی تیرک موازی بین دو اسپیسر (فاصله‌انداز عایقی که بین دو دیسک قرار می‌گیرد) تشکیل شده است. زاویه‌ی بین تیرک و اسپیسر، بدون تغییر باقی می‌ماند و بنابراین تیرک‌ها در مقابل پیچ خوردگی ایمن می‌گردند. ولیکن امکان جابجایی محوری مجموعه‌ی اسپیسر و تیرک وجود دارد. با درنظر گرفتن چنین مدلی، می‌توان دریافت که با افزایش پهنای سیم، استقامت در برابر تاخوردگی افزایش می‌یابد. با این وجود، عوامل دیگری نیز وجود دارند که اهمیت دارند. مانند طول آزاد تیرک (فاصله بین دو اسپیسر) و ضریب کشسانیِ هادی. استقامت در برابر تاخوردگی اغلب یک عامل مهم در تعیین ابعاد سیم‌پیچ داخلی و در نتیجه کل ترانسفورماتور است.

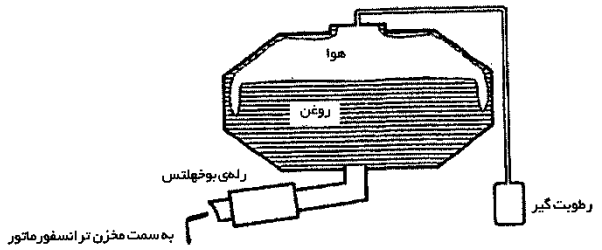
۳. ۴. مخزن

مخزن ترانسفورماتور فضایی برای روغن، حفاظت فیزیکی برای اکتیوپارت و یک سازه‌ی نگهدارنده برای تجهیزات جانبی و کنترلی است.



شکل۳-۲۰ : مخزن مجهز به قطعات قوطی شکل جهت تقویت دیواره به همراه قلاب‌های حمل، پدهای جک زنی و ریل ترانسفورماتور

قبل از پر کردن با روغن، مخزن و اکتیو پارت داخل آن تحت خلأ قرار می‌گیرند تا همه‌ی هوای داخل مخزن که می‌تواند استقامت سیستم عایقی ترانسفورماتور را کاهش دهد، تخلیه گردد. بنابراین مخزن ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ برای سیستم‌های با ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت و بالاتر به‌گونه‌ای طراحی می‌شوند که بتوانند خلأ را با کمترین دفرمه‌گی تحمل نمایند. نرخ نشتی مخزن تحت اضافه فشارهای مثبت و منفی، باید به‌کمک تست‌های مناسب، به تایید برسد. ترانسفورماتورهای با ولتاژ پایین‌تر و سیستم عایقی ساده‌تر، ممکن است مخزن‌هایی داشته باشند که قابلیت تحمل خلأ را ندارند. پیش از تعمیر و بازسازی چنین ترانسفورماتورهایی، بهتر است از سازنده استعلام شود که آیا مخزن قابلیت تحمل خلأ را دارد یا نه. مخزن ترانسفورماتورهای توزیع عموما قابلیت تحمل خلأ را ندارد. اتصال درپوش به مخزن میتواند به‌صورت پیچ یا جوش باشد. بعضی از بهره‌برداران، مخزن نوع زنگوله‌ای[۲۴] را ترجیح می‌دهند که در آن مخزن از سمت کف آن پیچ یا جوش می‌شود. حفظ کردن ابعاد مخزن در محدوده‌های مشخص با توجه به محدودیت‌های حمل ترانسفورماتور و هم‌زمان قرار گرفتن اکتیو پارت با رعایت فواصل عایقی مورد نیاز در داخل مخزن و در نهایت استخراج یک طرح منطقی و ساده، اغلب یک چالش مهم برای طراحان به‌خصوص در طراحی ترانسفورماتورهای خیلی بزرگ است. یکی دیگر از مواردی که لازم است در طراحی مخزن مورد توجه قرار گیرد، انطباق فرکانس‌های صدای تولید شده توسط هسته‌ی ترانسفورماتور با فرکانس‌های رزونانس بخش‌های مخزن است که می‌تواند منجر به بالارفتن صدای شنیده شده در محیط شود. مخزن به‌گونه‌ای طراحی می‌شود که امکان منبسط شدن روغن با تغییرات دمایی فراهم گردد. اغلب یک مخزن جداگانه بدین منظور نصب می‌گردد که منبع انبساط یا کنسرواتور نامیده می‌شود. از آنجا که منبع انبساط با هوا در ارتباط است، فشار روغن در داخل ترانسفورماتور نسبتا ثابت بوده و مستقل از دما است. لازم است ارتباط مستقیم با هوای محیط محدود شود. خواص عایقی خوب روغن مستلزم آن است که روغن تمیز بوده و رطوبت آن پایین باشد. رطوبت روغن همچنین موجب تسریع در پیری عایق سلولزی می‌شود. بنابراین هوای ورودی به منبع انبساط فیلتر شده و رطوبت آن گرفته می‌شود. علاوه بر این، مطابق شکل ۳-۲۱ یک دیافراگم به‌صورت یک کیسه‌ی لاستیکی (ایربگ) که روغن منبع انبساط را از هوا جدا می‌کند، برای ترانسفورماتورهای قدرت پیشنهاد می‌گردد.



شکل ۳-۲۱ منبع انبساط مجهز به ایربگ جداکننده‌ی هوا و روغن

با افزایش توان نامی ترانسفورماتورهای قدرت، اثر جریان‌های بزرگ و افزایش شار نشتی، طراحی مخزن را تحت تاثیر قرار می‌دهد. قراردادن مواد غیر مغناطیسی در اطراف بوشینگ‌های جریان بالا، خطر گرم شدن بیش از حد مخزن را کاهش می‌دهد. پوشاندن سطوح داخلی مخزن با موادی با رلوکتانس پایین، سبب می‌شود که شار قبل از ورود به دیواره‌ی مخزن، به‌سمت این مواد هدایت شود.

۳. ۵. آماده‌سازی سطوح

آماده سازی سطوح ترانسفورماتور به ابعاد و شرایط محیطی محل نصب وابسته است. ترانسفورماتورهای بزرگ معمولا رنگ‌آمیزی می‌شوند. در ترانسفورماتورهای کوچک ممکن است از رنگ‌آمیزی، یا از پوشش پودری یا گالوانیزه‌ی گرم[۲۵] برای سطوح استفاده شود. اجزا و متعلقات ترانسفورماتور معمولا به‌صورت رنگ‌آمیزی شده توسط سازنده ارسال می‌شود. نوع پوشش مورد استفاده بستگی به شرایط محیط بهره‌برداری ترانسفورماتور دارد. بدترین شرایط معمولا در مجاورت آب شور (نزدیک دریا) است. در کلیه‌ی موارد، آماده‌سازی‌های اولیه‌ی سطوح، مهم‌ترین اقدام برای یک پوشش بادوام است. لازمه‌ی رنگ‌آمیزی موفق، نداشتن لبه‌های تیز، تمیزبودن، هموار و خشک بودن سطوح است. آلودگی‌هایی مانند روغن، گریس، نمک، گردو غبار و... باید پیش از آماده‌سازی سطوح تا حد امکان تمیز شوند. عملیات سندبلاست مهم‌ترین اقدام پیش از اعمال پوشش نهایی است. میزان تمیزی سطح در زمان پیش از اعمال پوشش، در استانداردهای مختلف تعیین شده است. به‌عنوان مثال سطح تمیزی مطابق استاندارد ISO8501-1 : «آماده‌سازی سطوح فولادی پیش از رنگ‌آمیزی- ارزیابی چشمی تمیزی سطوح» می‌باشد. رنگ مورد استفاده نیز باید مطابق قسمت‌های مختلف استاندارد ISO12944 : «رنگ و وارنیش، حفاظت در برابر خوردگی ساختارهای فلزی با استفاده از رنگ‌های محافظ» باشد. در قسمت دوم این استاندارد، طبقه‌بندی شرایط محیطی و خورندگی محیطی مطابق جدول ۳-۱ تعیین شده است.

جدول ۳-۱ : طبقه‌بندی شرایط خورندگی محیط

گروه	میزان خورندگی محیطی
C1	بسیار کم
C2	کم
C3	متوسط
C4	زیاد
C5-I	بسیار زیاد (صنعتی)
C5-M	بسیار زیاد (دریایی)

در قسمت چهارم این استاندارد: «انواع سطوح و آماده سازی سطوح» و در قسمت پنجم: «رنگ‌آمیزی حفاظتی» ذکر شده است. همچنین گالوانیزاسیون گرم در استاندارد ISO1461: «پوشش‌های

گالوانیـزه‌ی گـرم مـواد آهنی و فلزی: مشـخصات فنی و روش‌های آزمون»، شـرح داده شـده اسـت. پودر معمـولا در یـک یـا تعـداد بیشـتری از پوشـش‌ها (معمـولا به‌عنـوان پوشـش اولیه) مـورد اسـتفاده قرار می‌گیـرد. رنگ‌آمیـزی ترانسـفورماتورهای بـزرگ معمـولا به ضخامت نهایـی ۱۰۰میکرون و شـامل یک لایـه‌ی اولیـه، رنگ با پایه‌ی اپوکسـی و یک لایه پوشـش نهایی است. بـا این وجود، شـرایط رنگ‌آمیزی به‌قـدری متفـاوت اسـت کـه نمی‌تـوان یـک راهنمای کلـی ارائـه کـرد. و بهتر اسـت در ایـن خصوص با سـازنده‌ی ترانسـفورماتور مشـورت شـود. در حال حاضر حرکت به سمت اسـتفاده از رنگ‌های پایه‌ی آب و سـازگار با محیط زیسـت در مقایسـه با رنگ‌های مبتنی بر حلاّل اسـت. در ترانسـفورماتورهایی که در مناطـق بـا آلودگـی نمکی بالا نصب می‌شـوند باید از پوشـش‌های بیشـتری اسـتفاده شـود کـه منجر به افزایـش ضخامت پوشـش نهایی می‌شـود.

سـطوح داخلـی مخـازن ترانسـفورماتورهای بـزرگ معمـولا با رنگ اپوکسـی که بـا روغن واکنـش ایجاد نکـرده و مقاومـت عایقـی مناسـبی دارد رنـگ آمیـزی می‌شـود. ایـن رنـگ معمولا سـفید یـا نزدیک به سـفید اسـت. رنگ روشـن شناسـایی آلودگی‌های موجود برروی سـطوح داخلی مخزن پیش از پرشدن از روغـن را امکان‌پذیـر می‌سـازد. همچنیـن آلودگی‌های جمع شـده در کف مخزن نیز مشـخص می‌شـود. رنـگ سـفید باعـث می‌شـود آثـار باقی‌مانـده از تخلیه‌هـای الکتریکـی بـه زمین، قابل شناسـایی باشـد. همچنیـن در زمـان بازدیـد داخلـی از مخزن، نـور به‌خوبی منعکس می‌شـود.

۳. ۶. استقامت در برابر زلزله

ترانسـفورماتورهایی کـه در مناطـق زلزله‌خیـز نصـب می‌شـوند، باید تحت تجزیـه و تحلیل لـرزه‌ای قرار گیرنـد. بهتـر اسـت مقـدار دامنـه‌ی بـار لرزه‌ای کـه مـورد انتظار اسـت و نیز مقـداری که ترانسـفورماتور بایـد تحمـل نمایـد تعیین شـود و یـک طراحی متناسـب با شـدت زلزله انجام گیـرد. در برخـی مناطق خـاص، الزامـات محلـی بـرای انجام چنیـن تحلیل‌هایی وجـود دارد. نیروهای لـرزه‌ای و تاثیـر آن بر روی ترانسـفورماتور، بایـد مـورد ارزیابی قـرار گیرد. این نیروها بـا نیروهای دیگر ترانسـفورماتور مانند نیروهای بار و نیروهای اسـتاتیک، فعل و انفعالات خواهند داشـت. در بررسـی رفتار لرزه‌ای، فرکانس‌های طبیعی، شـتاب‌ها، نیروهـا، جابجایـی و حرکت‌ها مشـخص می‌گردند.

ممکـن اسـت بـرای تعیین تنش‌هـا در نقاط انتخاب شـده، آنالیـز اجزای محـدود بر روی ترانسـفورماتور انجـام گـردد. در ایـن تحلیـل، تقریبـی از خـواص فیزیکی و هندسـی به‌دسـت آمده و سـپس از تکنیک جمـع آثـار اسـتفاده می‌شـود تا جابه‌جایی‌هـای نهایی، نیروها و شـتاب‌های سـاختار تحت‌بـار دینامیکی زلزلـه به‌دسـت آیـد. لازم اسـت بررسـی‌های ویـژه و خـاص بر روی مهارهای هسـته و سـیم‌پیچ و سـایر تجهیزات ترانسـفورماتور از قبیل بوشـینگ‌ها، منبع انبسـاط، سیسـتم خنک‌کننده و همچنین مهارها و سـاختمان نگهدارنده‌هـا و اتصالات بیرونی انجام شـود. برخی مشـتریان و یا مقـررات محلی، تایید مرجع مسـتقل بـرای تجزیه‌وتحلیـل لـرزه‌ای را الزامـی کرده‌انـد. در هر صـورت خریـدار باید الزامـات مرتبط با زلزله را در هنگام سـفارش‌گذاری ترانسـفورماتور مشـخص نماید.

۳. ۷.درجه‌ی حفاظت IP

۳. ۷. ۱. کلیات

درجه‌ی حفاظت[۲۶] یا IP میزان حفاظت ترانسفورماتور در مقابل تماس با آلودگی‌های خارجی مانند گردوغبار، آلودگی، رطوبت و... را مطابق استاندارد IEC60529 مشخص می‌کند.

مثال: IP23

عدد اول (2) نشان‌دهنده‌ی حفاظت در برابر اشیاء جامد خارجی به‌قطر ۱۲/۵میلی‌متر و بیشتر است.

عدد دوم (3) نشان‌دهنده‌ی حفاظت در برابر پاشش آب است.

۳. ۷. ۲.درجه‌ی حفاظت در برابر اشیاء جامد

درجه‌ی حفاظت در برابر اشیاء جامد در جدول ۳-۲ مشاهده می‌شود.

جدول ۳-۲ درجه‌ی حفاظت در برابر اشیاء جامد

عدد درجه‌ی حفاظت (عدد اول)	حفاظت در برابر ...	توضیحات
0	حفاظت نشده	-
1	اشیاء خارجی جامد با قطر ۵۰ میلی‌متر و بیشتر	ذرات کروی به‌قطر ۵۰میلی‌متر امکان ورود به داخل تجهیز را ندارد.
2	اشیاء خارجی جامد با قطر ۱۲/۵ میلی‌متر و بیشتر	ذرات کروی به‌قطر ۱۲/۵ میلی‌متر امکان ورود به داخل تجهیز را ندارد.
3	اشیاء خارجی جامد با قطر ۲/۵ میلی‌متر و بیشتر	ذرات کروی به‌قطر ۲/۵ میلی‌متر امکان ورود به داخل تجهیز را ندارد.
4	اشیاء خارجی جامد با قطر ۱ میلی‌متر و بیشتر	ذرات کروی به‌قطر ۱ میلی‌متر امکان ورود به داخل تجهیز را ندارد.
5	گردوخاک	جلوی ورود گردوخاک به‌طور کامل گرفته نمی‌شود اما به میزانی وارد نمی‌شود که در عملکرد عادی تجهیز یا ایمنی آن اختلال ایجاد کند.
6	گردوخاک به‌طور کامل	هیچ گردوغباری وارد نمی‌شود.

۳. ۷. ۳. درجه‌ی حفاظت در برابر آب

درجه‌ی حفاظت در برابر آب در جدول ۳-۳ مشاهده می‌شود.

جدول ۳-۳درجه حفاظت در برابر آب

عدد درجه‌ی حفاظت (عدد دوم)	حفاظت در برابر...	توضیحات
0	حفاظت نشده	-
1	ریزش آب به‌صورت عمودی	ریزش آب به‌صورت عمودی هیچ آسیبی به تجهیز نمی‌رساند.
2	ریزش آب به‌صورت عمودی در شرایطی که تجهیز تا ۱۵ درجه نسبت به خط عمود جابجا می‌شود.	ریزش آب به‌صورت عمودی در شرایطی که تجهیز تا ۱۵ درجه نسبت به خط عمود جابجا می‌شود، آسیبی به تجهیز نخواهد رساند.
3	اسپری آب	اسپری آب تا زاویه‌ی حداکثر ۶۰ درجه نسبت به خط عمود، آسیبی به تجهیز نمی‌رساند.
4	پاشش آب	پاشش آب با هر زاویه‌ای به تجهیز آسیب نمی‌رساند.
5	پاشش شدید آب*	پاشش شدید آب از طریق نازل با هر زاویه‌ای به تجهیز آسیب نمی‌زند.
6	پاشش شدید آب با آب‌پاش قدرتمند	پاشش شدید آب با آب‌پاش قدرتمند از طریق نازل با هر زاویه‌ای به تجهیز آسیب نمی‌زند.

*water jet

۳. ۷. ۴. مقایسه با استاندارد NEMA

استاندارد IEC60529 برخلاف استاندارد NEMA حفاظت در برابر آسیب‌های مکانیکی به تجهیز، خطر انفجار، رطوبت، گازهای خورنده، ورود حیوانات و... را ذکر نکرده است. همچنین نحوه‌ی انجام آزمون‌ها و ارزیابی وضعیت نیز در این استانداردها یکسان نیستند. از این‌رو نمی‌توان طبقه‌بندی IEC را با شماره‌های تیپ ذکر شده در استاندارد NEMA مقایسه کرد. اما ازآنجا که شماره‌های ذکر شده در استاندارد NEMA حداقل الزامات طبقه‌بندی IEC را پوشش می‌دهد می‌توان از جدول ۳-۴ برای تبدیل شماره‌ی تیپ استاندارد NEMA به IEC استفاده کرد اما عکس آن صادق نیست.

جدول ۳-۴ تبدیل شماره‌ی تیپ محفظه مطابق استاندارد NEMA به استاندارد IEC

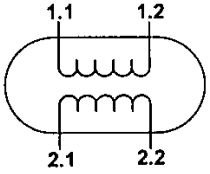
شماره‌ی تیپ محفظه مطابق استاندارد NEMA	درجه‌ی حفاظتی محفظه مطابق استاندارد IEC
1	IP10
2	IP11
3	IP54
3R	IP14
3S	IP54
4 , 4X	IP56
5	IP52
6 , 6P	IP67
12 , 12K	IP52
13	IP54

۳.۸. نام‌گذاری ترمینال‌ها

شماره‌گذاری ترمینال‌های ترانسفورماتور مطابق با استانداردهای IEC60616 و ANSI/IEEE C57.12.70 انجام می‌شود مگر آنکه خریدار روش دیگری را درخواست کند. مطابق روش IEC ترمینال‌های خارجی ترانسفورماتور شامل یک شماره و یک حرف هستند (به‌عنوان مثال 1U, 1V, 1W) ترمینال‌های بیشترین ولتاژ با عدد ۱ و سایر ترمینال‌ها، به‌ترتیب نزولی سطح ولتاژ، با اعداد ۲، ۳، ۴ و... مشخص می‌شوند. حرف N برای مشخص کردن ترمینال نوترال در ترانسفورماتورهای با سیم‌پیچ ستاره یا زیگزاگ استفاده می‌شود. مطابق استاندارد ANSI/IEEE ترمینال‌های خارجی با حروف بزرگ به‌همراه یک عدد به‌صورت پایین‌نویس مشخص می‌شوند (به‌عنوان مثال H_1, H_2, H_3). ترمینال‌های بالاترین ولتاژ با حرف بزرگ H و سایر ترمینال‌ها، به‌ترتیب نزولی سطح ولتاژ، با حروف X، Y و Z مشخص می‌شوند. پایین‌نویس 0 برای مشخص کردن ترمینال نوترال ترانسفورماتور با اتصال ستاره یا زیگزاگ مورد استفاده قرار می‌گیرد.

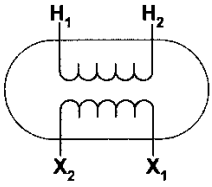
۱.۸.۳. ترانسفورماتورهای تکفاز

مطابق استاندارد IEC60616 ترمینال‌های سمت فشارقوی ترانسفورماتور تکفاز باید به‌صورت 1.1 و 1.2 و ترمینال‌های سمت فشارضعیف به‌صورت 2.1 و 2.2 شماره‌گذاری شوند.
(شکل ۳-۲۲)

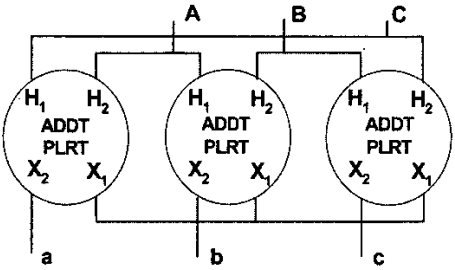


شکل ۳-۲۲ شماره‌گذاری ترمینال‌های ترانسفورماتور تکفاز مطابق IEC

مطابق استاندارد ANSI/IEEE C57.12.70 ترمینال‌های سمت فشارقوی با H_1 و H_2 و ترمینال‌های سمت فشارضعیف با X_1 و X_2 مشخص می‌شوند. (شکل ۳-۲۳). همچنین نمونه‌ای از شماره‌گذاری ترانسفورماتورهای تکفاز مورد استفاده در یک سیستم سه‌فاز با اتصال Dy و اختلاف فاز ۳۰درجه در شکل ۳-۲۴ ترسیم شده‌است.



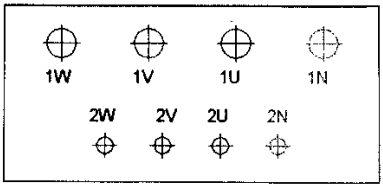
شکل ۳-۲۳ شماره‌گذاری ترمینال‌های ترانسفورماتورهای تکفاز مطابق IEEE



شکل ۳-۲۴ شماره‌گذاری ترمینال‌های ترانسفورماتورهای تکفاز
در یک سیستم سه‌فاز مطابق IEEE

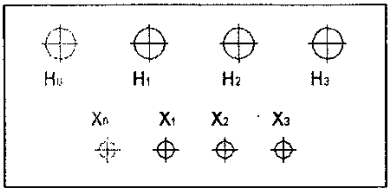
۳. ۸. ۲. ترانسفورماتورهای سه‌فاز

برطبق استاندارد IEC ترمینال‌های ترانسفورماتور مطابق شکل ۳-۲۵ شماره‌گذاری می‌شوند. (1N و 2N ترمینال‌های نوترال هستند.)



شکل ۳-۲۵ شماره‌گذاری ترمینال‌های ترانسفورماتور سه‌فاز مطابق IEC

برطبق استاندارد IEEE ترمینال‌های ترانسفورماتور، مطابق شکل ۳-۲۶ شماره‌گذاری می‌شوند. (H_0 و X_0 ترمینال‌های نوترال هستند.)



شکل ۳-۲۶ شماره‌گذاری ترمینال‌های ترانسفورماتورهای سه‌فاز مطابق IEEE

۳.۹. پلاک مشخصات

پلاک مشخصات ترانسفورماتور باید از جنس مقاوم در برابر شرایط محیطی محل نصب بوده و در جایی نصب شود که به‌راحتی قابل خواندن باشد. مندرجات پلاک نباید قابل‌پاک‌کردن باشد. حداقل اطلاعاتی که باید برروی پلاک مشخصات ذکر شود بدین قرار است. (توضیحات بیشتر در استاندارد IEC60076-1 ذکر شده است.):

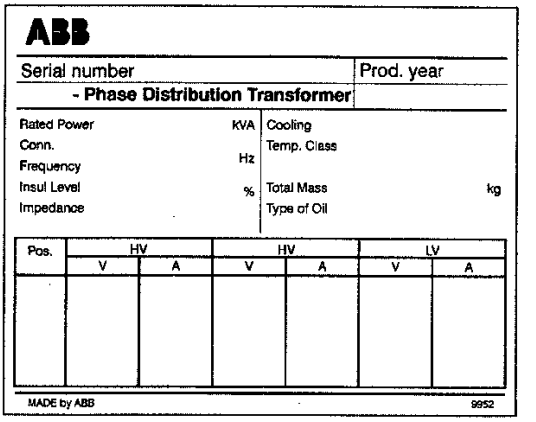
- نوع ترانسفورماتور
- استاندارد مربوطه
- نام سازنده
- شماره سریال سازنده
- سال ساخت
- تعداد فازها
- توان نامی (کیلوولت آمپر یا مگاولت آمپر)
- فرکانس نامی (هرتز)
- سطوح عایقی
- ولتاژهای نامی و بازه‌ی تنظیم ولتاژ (ولت یا کیلوولت)
- جریان‌های نامی (آمپر یا کیلوآمپر)
- گروه برداری
- امپدانس اتصال کوتاه (درصد)
- نوع خنک‌کنندگی
- وزن کل
- وزن روغن عایقی

برای ترانسفورماتوهای خشک باید اطلاعات ذیل نیز درج شود:

- کلاس حرارتی
- کلاس آب‌وهوایی
- رده‌ی محیطی
- رده‌ی رفتار در برابر آتش

- درجه‌ی حفاظتی (IP)

در شکل‌های ۳-۲۷ و ۳-۲۸ دو نمونه پلاک ترانسفورماتور تولید شرکت ABB قابل مشاهده است.



ABB

Serial number | Prod. year

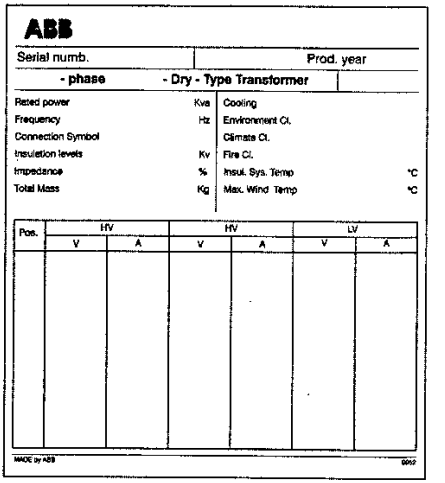
- Phase Distribution Transformer

Rated Power	KVA	Cooling	
Conn.		Temp. Class	
Frequency	Hz		
Insul Level	%	Total Mass	kg
Impedance		Type of Oil	

Pos.	HV		HV		LV	
	V	A	V	A	V	A

MADE by ABB 9952

شکل ۳-۲۷ نمونه‌ی پلاک ترانسفورماتور توزیع روغنی



ABB

Serial numb. | Prod. year

- phase - Dry - Type Transformer

Rated power	Kva	Cooling	
Frequency	Hz	Environment Cl.	
Connection Symbol		Climate Cl.	
Insulation levels	Kv	Fire Cl.	
Impedance	%	Insul. Sys. Temp	°C
Total Mass	Kg	Max. Wind Temp	°C

Pos.	HV		HV		LV	
	V	A	V	A	V	A

MADE by ABB 9952

شکل ۳-۲۸ نمونه‌ی پلاک ترانسفورماتور خشک

۳. ۱۰. تاب‌آوری در برابر امواج الکترومغناطیسی[۲۷] (EMC)

۳. ۱۰. ۱. تعریف

تاب‌آوری در برابر امواج الکترومغناطیسی مطابق استاندارد[۲۸] این گونه تعریف می‌شود: «تاب آوری

تجهیز و عملکرد مناسب آن در شبکه با وجود امواج الکترومغناطیسی، بدون افزودن اختلال الکترومغناطیسی غیرمجاز به محیط»

سایر تعاریف مرتبط عبارتند از:

اختلال الکترومغناطیسی[۲۹]: هر پدیده‌ی الکترومغناطیسی که حضورش در محیط باعث اختلال در عملکرد عادی تجهیز باشد[۳۰].

تداخل الکترومغناطیسی[۳۱] (EMI) : کاهش قابلیت عملکرد یک تجهیز یا سیستم به‌دلیل اختلال الکترومغناطیسی

توجه: «اختلال الکترومغناطیسی» و «تداخل الکترومغناطیسی» به‌ترتیب علت و معلول هستند اما اغلب، آن‌ها را به‌جای یکدیگر به‌کار می‌برند[۳۲].

سطح تداخل[۳۳]: مقدار یا دامنه‌ی اختلال الکترومغناطیسی که به روش تعیین شده، اندازه‌گیری و ارزیابی می‌شود[۳۴].

سطح تاب آوری در برابر امواج الکترومغناطیسی[۳۵]: سطح تداخل الکترومغناطیسی که به‌عنوان مقدار مرجع در یک محیط مشخص شده و به‌عنوان مقدار مرجع برای تعیین سطح ایمنی درنظر گرفته می‌شود.

توجه: سطح تاب‌آوری به‌گونه‌ای انتخاب می‌شود که احتمال افزایش مقدار آن از مقدار واقعی سطح تداخل بسیار کم باشد[۳۶].

سطح ایمنی[۳۷]: حداکثر مقدار اختلال الکترومغناطیسی در یک تجهیز یا سیستم که همچنان قادر به ادامه عملکرد مطلوب می‌باشد[۳۸].

۳. ۱۰. ۲. اختلال الکترومغناطیسی در ترانسفورماتور

ترانسفورماتورها چه در زمان بهره‌برداری در شبکه‌ی سراسری و چه در زمان بهره‌برداری در مجتمع‌های صنعتی، در معرض انواع اختلالات الکترومغناطیسی قراردارند که از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به موارد ذیل اشاره کرد:

- هارمونیک‌ها
- هارمونیک‌های با مضرب غیرصحیح
- اضافه‌ولتاژ
- عدم تعادل ولتاژ
- اضافه‌جریان
- تغییرات در فرکانس قدرت

هارمونیک‌ها

هارمونیک‌ها، ولتاژها یا جریان‌هایی سینوسی هستند که فرکانس‌هایی با مضرب صحیح از فرکانس شبکه دارند. تجهیزات با مشخصه‌ی ولتاژی/جریانی غیرخطی، جریان‌های هارمونیکی ایجاد کرده و این جریان‌ها در حضور امپدانس‌های شبکه، افت ولتاژهای هارمونیکی به وجود می‌آورند. در استاندارد

IEC60076-1 فرض بر این است که شکل موج ولتاژ تغذیه تقریبا سینوسی است. این الزام در شبکه‌ی برق‌رسانی چندان حیاتی نیست اما در ترانسفورماتورهایی که یکسوسازهای صنعتی را تغذیه می‌کنند مهم است. اگر مقدار کل هارمونیک از ۵درصد یا مقدار هارمونیک‌های زوج از ۱درصد بیشتر باشد، باید در مشخصات فنی خرید و سفارش ترانسفورماتور ذکر شود. جریان‌های هارمونیک، تلفات بار و جهش‌های حرارتی ترانسفورماتور را تحت تاثیر قرارداده و لازم است در زمان طراحی ترانسفورماتور به آن‌ها توجه کرد. در شبکه‌هایی که مقدار زیادی مؤلفه‌ی خازنی مانند کابل‌های طویل یا بانک‌های خازنی جبران‌ساز ضریب قدرت، وجود دارد، وقوع رزونانس سری و یا موازی با شبکه محتمل بوده و ممکن است مقدار ولتاژ حتی در نقاط دور از بار افزایش زیادی یابد. جریان تحریک ترانسفورماتور به‌دلیل مشخصه‌ی مغناطیس‌کنندگی غیرخطی، حاوی هارمونیک است. گرچه مقدار جریان تحریک در شرایط بهره‌برداری کم بوده (در حدود یک درصد جریان ترانسفورماتور) و تاثیر هارمونیکی آن ناچیز است، اما اگر هسته به‌دلیل اعمال ولتاژی بیشتر از مقدار نامی به اشباع برود، جریان تحریک و مؤلفه‌های هارمونیکی آن شدیدا افزایش می‌یابند.

هارمونیک‌های با مضرب غیرصحیح

فرکانس‌های جریان‌ها و ولتاژهای این هارمونیک‌ها، مضرب غیرصحیحی از فرکانس قدرت بوده و می‌توانند به‌صورت فرکانس‌های گسسته یا طیفی از فرکانس‌ها ظاهر شوند. یکسوسازها، موتورهای القایی، ماشین‌های جوش قوسی و کوره‌های القایی از جمله منابع اصلی تولید هارمونیک‌های غیرصحیح هستند. در زمان طراحی ترانسفورماتور باید به این هارمونیک‌ها توجه کرد.

اضافه ولتاژها

اضافه ولتاژ حالت پایدار و یا شبه پایدار[۳۹] که منجر به افزایش بیش از ۵درصدی چگالی شار هسته در مقایسه با شرایط ولتاژ نامی می‌گردند، باید در مشخصات فنی خرید و سفارش ترانسفورماتور قید شوند. چگالی شار اشباع هسته‌های مدرن ۲/۰۳تسلا است. هر افزایش شاری بیش از این مقدار می‌تواند موجب تولید حرارت‌های غیرقابل‌پذیرش در ساختارهای نگهدارنده‌ی هسته و همچنین در مخزن ترانسفورماتور شود. همچنین جریان تحریک و هارمونیک‌های آن نیز به‌شدت افزایش خواهند یافت.

عدم تعادل در ولتاژ

در استاندارد IEC60076-1 این‌گونه فرض شده‌است که ولتاژ تغذیه‌ی سه‌فاز در شرایط کاری معمول، تقریبا متقارن است. عدم تعادل در سمت بار، دلیل اصلی نامتعادل شدن ولتاژ است. عدم تعادل در ولتاژهای سه‌فاز می‌تواند ولتاژ یک یا دو فاز سیم‌پیچ را از مقدار نامی بیشتر کند و متعاقبا چگالی شار در یک یا دو ستون هسته افزایش یابد. اگر ستون‌های هسته در این شرایط به اشباع روند، در چهارچوب‌های نگهدارنده‌ی هسته و مخزن افزایش دمای غیرقابل قبولی بوجود می‌آید. همچنین در فازی که ولتاژ افزایش یافته، شاهد افزایش جریان تحریک و هارمونیک‌های مرتبط با آن خواهیم

بود. به‌علاوه سطح صدای ترانسفورماتور افزایش خواهد یافت. هیچ قاعده‌ی کلی در رابطه با عدم تعادل ولتاژ مجاز در ترانسفورماتور وجود نداشته و هر مورد را باید جداگانه بررسی کرد. در صورتی که میزان عدم تعادل ولتاژ پیش از سفارش ترانسفورماتور مشخص باشد، می‌توان آن را در طراحی لحاظ کرد. پیش از اتصال ترانسفورماتور به یک‌بار تکفاز بزرگ، پیشنهاد می‌شود میزان عدم تعادل ولتاژ به وجود آمده بررسی شود.

اضافه‌جریان

بحث اضافه‌بارگیری پیوسته یا مقطعی از ترانسفورماتورهای روغنی و خشک در استانداردهای IEC60076-7 و IEC60076-11 شرح داده شده‌است. ترانسفورماتورها همچنین به‌دلیل وقوع اتصال کوتاه در شبکه، در معرض اضافه‌جریان‌هایی معادل ده تا بیست برابر جریان نامی (حتی بیشتر) قرار می‌گیرند. در زمان وقوع اتصال کوتاه نیروهای مکانیکی قابل‌توجهی به سیم‌پیچ و نگهدارنده‌های آن وارد می‌شود. همچنین افزایش چگالی جریان در سیم‌پیچ، درجه‌حرارت آن‌را مرتبا افزایش می‌دهد. ترانسفورماتور به‌گونه‌ای طراحی می‌شود که تاب‌آوری مناسبی در مقابل جریان‌های اتصال کوتاه داشته باشد اما مدت زمان تداوم این جریان‌ها باید کمتر از دو ثانیه (یا مدت زمان مورد توافق خریدار و سازنده) بوده و پیش از آن، رله‌ی حفاظتی باید ترانسفورماتور را از منبع تغذیه جدا کرده باشد. تجارب بهره‌برداری نشان می‌دهد ترانسفورماتورهایی که توسط سازندگان باتجربه تولید شده‌اند به‌ندرت براثر اتصال کوتاه دچار آسیب می‌شوند.

تغییرات فرکانس

در شبکه‌های عمومی برق‌رسانی، تغییرات فرکانس نسبت به فرکانس نامی کمتر از $\pm 1Hz$ بوده و در شرایط پایدار نیز بسیار کمتر از این مقدار است. با فرض ثابت بودن ولتاژ اعمالی، فرکانس ۴۹هرتز در مقایسه با فرکانس ۵۰هرتز، چگالی شار در هسته‌ی ترانسفورماتور را به‌میزان ۲درصد افزایش می‌دهد. در شبکه‌های برق‌رسانی ایزوله از شبکه‌ی سراسری (مثلا یک سیستم برق‌رسانی جزیره‌ای) فرکانس ممکن است تا $\pm 4\%$ نیز تغییر کند. در این شرایط چگالی شار در هسته‌ی ترانسفورماتور نیز تا ۴درصد افزایش یافته و این موضوع باید در زمان طراحی ترانسفورماتور درنظرگرفته‌شود. حداکثر سطح اختلال در شبکه را می‌توان با توجه به مطالعات تئوریک یا اندازه‌گیری به‌دست آورد. سطح اختلال، یک مقدار ثابت نبوده بلکه با توجه به زمان و مکان به‌صورت آماری تغییر می‌کند. به همین دلیل، تعیین حداکثر مقدار واقعی این اختلالات که بسیار به‌ندرت نیز اتفاق می‌افتند، دشوار یا حتی غیرممکن است. به‌طور کلی تعیین سطوح تاب‌آوری با لحاظ کردن حداکثر مقدار اختلال، از لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر نیست. چرا که بیشتر تجهیزات در اغلب اوقات با چنین شرایطی روبه‌رو نمی‌شوند. بهترین روش، تعیین سطح تاب‌آوری به میزانی است که سطح اختلال تنها در مواردی بسیار نادر (مثلا ۱ تا ۲درصد) از آن تجاوز کند. تاب‌آوری ترانسفورماتور در برابر اضافه‌ولتاژ و اضافه‌جریان با آزمون‌های مختلف ذکر شده در استانداردهای IEC60076-3، IEC60076-5 و IEC60076-11 قابل راستی‌آزمایی است. درزمان انجام آزمون حرارتی برروی ترانسفورماتورهای

یکسوساز، لازم است جریان‌های هارمونیک را مطابق استاندارد IEC61378-1 در نظر گرفت.

۳. ۱۰. ۳. میدان الکترومغناطیسی در مجاورت ترانسفورماتور

ترانسفورماتورهای توزیع شبکه و صنایع معمولا در داخل ساختمان‌های محل مصرف انرژی قرارداشته و میدان الکترومغناطیسی تولید شده می‌تواند در عملکرد تجهیزات الکترونیکی مجاور اختلال ایجاد کند. به‌عبارت دیگر میدان مغناطیسی ممکن است از سطوح ایمنی تجهیزات الکترونیکی تجاوز کند. استاندارد IEC61000-2-7: «تاب آوری در برابر امواج الکترومغناطیسی، قسمت دوم: محیط، بخش هفتم: میدان‌های مغناطیسی با فرکانس پایین در محیط‌های گوناگون»، نتایج آزمون‌های صورت گرفته برروی یک ترانسفورماتور توزیع با توان نامی ۳۱۵کیلوولت آمپر را ذکر می‌کند. نتایج بسیار تحت تاثیر هارمونیک‌ها بوده از این‌رو دو مقدار، یکی در ۵۰هرتز و دیگری در یک بازه از ۰ تا ۲کیلوهرتز، مورد آزمون قرار گرفته‌اند. حداکثر مقادیر شدت میدان مغناطیسی و چگالی شار مغناطیسی در مکان‌های متفاوت نسبت به ترانسفورماتور در جدول ۳-۵ ذکر شده است.

جدول ۳-۵ شدت میدان مغناطیسی و چگالی شار مغناطیسی در نزدیکی ترانسفورماتور

مکان اندازه‌گیری	شدت میدان مغناطیسی $[A/m]$		چگالی شار مغناطیسی در هوا $[\mu T]$	
	۵۰هرتز	۰ تا ۲کیلوهرتز	۵۰هرتز	۰ تا ۲کیلوهرتز
در مجاورت اتصالات ترانسفورماتور	۲۰۰	۳۰۰	۲۵۰	۳۸۰
بالای ترانسفورماتور	۱۵	۶۰	۲۰	۷۵
در مجاورت کابل‌های فشارضعیف	۲۰	۷۰	۲۵	۹۰
خارج از پست توزیع	۵	۳۰	۶	۴۰

میدان مغناطیسی تا فاصله‌ی تقریبا ده‌متری از پست توزیع قابل اندازه‌گیری بود. تجارب عملی اندازه‌گیری میدان‌های مغناطیسی اطراف ترانسفورماتور نشان می‌دهد که مقادیر بدست آمده کاملا بستگی به نحوه‌ی انجام تست دارد. در حال حاضر هیچ استانداردی برای نحوه‌ی انجام آزمون اندازه‌گیری میدان مغناطیسی اطراف ترانسفورماتور وجود ندارد. در هرصورت جدول ۳-۵ نشان می‌دهد که مقادیر مورد انتظار از شدت میدان مغناطیسی اطراف ترانسفورماتور چقدر است. در صورتی که شدت میدان مغناطیسی از سطوح ایمنی تجهیزات الکترونیکی مجاور ترانسفورماتور بیشتر باشد، شیلد کردن تجهیز یا منتقل کردن آن به جایی دورتر از ترانسفورماتور مسئله را حل می‌کند. آلودگی (به‌ویژه رطوبت) برروی بوشینگ‌های ترانسفورماتورهای روغنی یا برروی سیم‌پیچ ترانسفورماتورهای خشک، ایجاد تخلیه‌ی الکتریکی کرده و می‌تواند باعث اختلال در عملکرد تجهیزات الکترونیکی شود. لذا تمیز کردن بوشینگ‌های ترانسفورماتورهای روغنی و سطح بوبین

ترانسفورماتورهای خشک باید به‌صورت دوره‌ای انجام شود.

۳. ۱۰. ۴. تاثیر میدان‌های الکترومغناطیسی بر انسان

حداکثر چگالی شار مغناطیسی غیرمضر برای سلامتی انسان، با احتساب ضریب اطمینان بالا برابر با ۱۰۰میکروتسلا در ۵۰هرتز است. اگر مدت زمان درمعرض‌قرارگرفتن کم باشد می‌توان این مقدار را تا دو برابر نیز افزایش داد. تحقیقات در خصوص تاثیر میدان‌های الکتریکی و مغناطیسی بر سلامت انسان همچنان ادامه داشته و کامل نیست. با این وجود به تاثیر این میدان‌ها بر دستگاه ضربان‌ساز قلب[۴۰] باید توجه ویژه داشت.

توضیحات:

1) Active Part

2) Space factor

3) Strand

4) Continuously Transposed Cable

5) Annealing:

فرایندی که در آن مس ابتدا گرم و سپس سرد می‌شود تا قابلیت انعطاف‌پذیری آن افزایش یابد (م.)

6) Cold Working

7) Layer Windings

8) Helical Windings

9) Disk Windings

10) Foil Windings

11) Interleaved winding

12) Reverse

13) Coarse-Fine

14) Barrier:

ایجاد فواصل عایقی با ترکیبی از سلولز-روغن که به‌صورت سیلندرهای عایقی است که مابین سیم‌پیچ‌ها و یا بین سیم‌پیچ و هسته روی ساق هسته قرار داده می‌شوند. (م.)

15) Pressboard

16) Pressboard Stick

17) Shield Ring

18) Thermosiphon

19) Driving Head

20) Viscosity

21) Compressive Axial Force

22) Tilting

23) Buckling:

تاخوردگی، دفرمه‌گی و لهیدگی موضعی سیم‌پیچ که در صنعت ترانسفورماتور به‌نام باکلینگ نیز شناخته می‌شود (م.)

24) Bell Type Tank

25) Hot Dip Galvanized

26) Ingress protection

27) EMC: Electromagnetic Compatibility

28) IEV161-01-07

29) Electromagnetic Disturbance

30) IEV161-01-05

31) Electromagnetic Interference

32) IEV161-01-06

33) Disturbance Level

34) IEV161-03-01

35) Electromagnetic Compatibility Level

36) IEV161-03-10

37) Immunity Level

38) IEV161-03-14

39) Quasi-stationary

40) Pacemaker

فصل چهارم

مواد، متعلقات و تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتور

۴. ۱. معرفی

در این فصل ابتدا انواع مختلف موادی که در ساخت قطعات اصلی ترانسفورماتور استفاده می‌شود مورد بحث و بررسی قرارگرفته و سپس متعلقات ترانسفورماتور شامل بوشینگ، سیستم های خنک‌کنندگی و تپ چنجر شرح داده خواهند شد. در انتهای فصل نیز انواع مختلف تجیهزات حفاظتی ترانسفورماتور توضیح داده خواهند شد.

۴. ۲. مواد ترانسفورماتور

۴. ۲. ۱. مواد هسته

هسته از ورق‌های نازک فولادی ساخته شده است. این ورق‌ها به‌صورت ویژه برای استفاده در ترانسفورماتور تولید می‌شوند. مقدار کربن ورق هسته کم و زیر ۰/۱ درصد است. افزایش مقدار کربن تاثیر قابل توجهی روی تلفات هیسترزیس و نیز پیری ورق هسته دارد. ورق هسته یک آلیاژ با سیلیکون است. سیلیکون مقاومت ویژه‌ی الکتریکی را افزایش می‌دهد که منجر به کاهش تلفات فوکو در هسته می‌شود. افزایش مقدار سیلیکون می‌تواند منجر به شکنندگی ورق هسته شود. ازاین‌رو مقدار سیلیکون در محدوده‌ی زیر ۳درصد نگه داشته می‌شود. امروزه فقط از فولاد با دانه‌بندی جهت‌داده‌شده[1] برای هسته‌ی ترانسفورماتور استفاده می‌شود. عملیات نورد سرد[2]، حوزه‌های مغناطیسی درون ورق‌های هسته را در همان جهت نورد کردن، جهت‌دهی می‌کند. با این کار ماده‌ای حاصل می‌گردد که از حیث تلفات، ویژگی‌های خیلی خوبی در جهت نورد داشته و در حین حال در جهت عرضی (عمود بر جهت نورد) ضعیف می‌باشد.

پروسه‌ی نورد کردن، نیازمند تجهیزات ویژه با قابلیت‌های فشار سطحیِ خیلی بالا است. ورقه‌های هسته‌ی دانه‌جهت‌داده‌شده، در درجه‌بندی‌های مختلف وجود دارند. تفاوت ویژگی‌های آن‌ها در ترکیبات مواد اولیه‌ی به‌کار رفته، درجه‌ی نورد سرد و پرداخت‌های مختلف پایانی برروی محصول

(برای مثال استفاده از تکنیک پرداخت سطوح با لیزر[۳]) است. پرداخت سطوح با لیزر یک عملیات ماهیتا مکانیکی است که حوزه‌های مغناطیسی را به حوزه‌های کوچکتر با تلفات کمتر تقسیم می‌کند. برای کمینه کردن تلفات فوکو، ورقه‌های هسته باید نسبت به هم عایق گردند. در گذشته، روش رایج استفاده از وارنیش یا کاغذ بود. امروزه سازندگان ورقه‌های هسته، آن را به‌صورت آماده و عایق‌شده تحویل می‌دهند. این پوشش عایق‌کننده، یک ماده‌ی عایقی غیر ارگانیک است که سازگار با روغن ترانسفورماتور بوده و همچنین در برابر دما و خوردگی مقاوم است. این پوشش عایقی، بسیار نازک (کمتر از ۴میکرومتر) است. یک پوشش نازک به معنی یک ضریب پرکنندگی[۴] خوب برای هسته است.

هسته از تعداد قابل توجهی از لایه‌ها تشکیل شده که هر لایه متشکل از تعداد زیادی از ورق‌های فولادی است. فرض کنید ساق هسته از یک میله‌ی آهنی یکپارچه ساخته شده بود، آنگاه هسته مانند یک سیم‌پیچ اتصال کوتاه شده به دور خودش بود و در نتیجه ترانسفورماتور نمی‌توانست کار کند. ورق‌های عایق شده نسبت به هم، از یک چنین اتصال کوتاهی جلوگیری می‌کنند. تلفات فوکو در هسته‌ی فولادی با مجذور ضخامت ورق متناسب است. بنابراین ورقه‌های فولادی با هدف کاستن از تلفات بی‌باری، باید نازک باشند. مقادیر معمول برای ضخامت ورقه‌ها از ۰/۱۸ تا ۰/۳میلی‌متر است.

۴. ۲. ۲. هادی‌ها

از نقطه نظر فنی و اقتصادی، دو نوع هادی وجود دارند که می‌توانند مورد استفاده قرار گیرند. یکی مس و دیگری آلومینیوم. انتخاب جنس هادی اساسا به قیمت و نیز در دسترس بودن در بازار بستگی دارد. عرضه و تقاضای مس و آلومینیوم در بازار جهانی می‌تواند به‌طور کاملا قابل توجهی تغییر نماید و ازاین‌رو قیمت و دسترس‌پذیری هادی از طرف سازندگان نیز متغیر است. برخی مشتریان به دلایل مختلف فقط مس را درخواست می‌کنند که مهم‌ترین دلیل، محافظه‌کاری است. ابعاد فیزیکی یک ترانسفورماتور با سیم‌پیچ‌های مسی عموما کوچک‌تر از ابعاد با سیم‌پیچ آلومینیومی است.

شکل هادی می‌تواند به‌صورت فویل، سیم گرد و یا مستطیلی باشد. فویل مستقیما عایق نمی‌گردد. سیم گرد و مستطیلی عموما دارای پوشش وارنیش هستند. استفاده از وارنیش به‌جای کاغذ، به دلیل ضخامت‌های کمتر، ضریب فضای سیم‌پیچ را بهبود می‌بخشد و گرادیان دمای سیم‌پیچ به روغن (و یا گرادیان دمای سیم‌پیچ نسبت به هوا در ترانسفورماتورهای خشک) را کاهش می‌دهد. سیم‌های مستطیلی می‌توانند برای حصول کلاس حرارتی ۱۰۵درجه با کاغذ و برای حصول کلاس حرارتی بالاتر با آرامید عایق‌پیچی شوند. عملیات سرد بر روی هادی، استقامت مکانیکی هادی و توانایی مقاومت در برابر نیروهای اتصال کوتاه را افزایش می‌دهد.

۴. ۲. ۳. مواد عایقی

مواد جامد

یک ماده‌ی عایقی خوب باید دارای ویژگی‌های ذیل باشد:

- استقامت عایقی بالا
- خواص مکانیکی خوب
- عمر طولانی در دمای بهره‌برداری
- سهولت کار در عملیات کارگاهی و پیاده‌سازی

ماده‌ی عایقی باید قابلیت تحمل درجه‌حرارت‌های مختلف بهره‌برداری را که در طول عمر ترانسفورماتور اتفاق می‌افتد داشته باشد. مواد عایقی مورد استفاده در ترانسفورماتور باید با روغن سازگار باشند.

مواد سلولزی

اساسا در ترانسفورماتورهای روغنی با کلاس حرارتی ۱۰۵درجه‌ی سانتی‌گراد، مواد سلولزی مورد استفاده قرار می‌گیرد. پایه‌ی عایق سلولزی از جنس چوب با رشد کم و از نوع فیبر بلند است که منجر به طول عمر بیشتر می‌شود. همچنین فشردگی زیاد سلولز باعث استقامت عایقی بالا می‌شود. محصولات سلولزی کاملا با روغن ترانسفورماتور سازگاری داشته، به‌راحتی روغن را جذب و از روغن اشباع می‌شوند. اشباع تحت خلأ و دمای بالا انجام شده و حفره‌های کوچک داخل سلولز از روغن پر می‌شوند. با این کار استقامت عایق افزایش بیشتری می‌یابد. در مواردی که حفره‌ها توسط روغن پر نشده‌اند، این حباب‌های کوچک هوا ممکن است منجر به تخلیه‌ی جزئی شوند. تخلیه‌ی جزئی در دراز مدت افزایش یافته و درنهایت می‌تواند منجر به شکست عایقی گردد. آلودگی‌ها نیز منجر به ایجاد ضعف در عایق شده و ممکن است منجر به شکست عایقی گردند. مشخصات عایق سلولزی مناسب برای کاغذ در استاندارد IEC60554-3 و برای پرسبورد در استاندارد IEC60641-3 ذکر شده‌است.

چوب

تخته و چوب چند لایه با هدف ساپورت و مهار در قسمت‌های مختلف ترانسفورماتور روغنی مورد استفاده قرار می‌گیرند. استاندارد مرتبط در این خصوص IEC61061-1/2/3 است.

مواد سرامیکی

مواد سرامیکی عمدتا در بوشینگ‌های ترانسفورماتورهای روغنی مورد استفاده قرار می‌گیرد. همچنین در برخی ترانسفورماتورهای خشک نیز به‌عنوان نگهدارنده یا پرکننده کاربرد دارد.

عایق‌های جامد سنتزی[۵]

این مواد عمدتا در ترانسفورماتورهای خشک یا راکتورهایی که کلاس حرارتی بالا مثلا ۱۳۰، ۱۵۵، ۱۸۰ یا ۲۲۰درجه دارند مورد استفاده قرار می‌گیرند. این مواد بسیار گران‌تر از مواد سلولزی هستند. عایق میناء معمولا به‌عنوان عایق هادی استفاده شده و پوششی دولایه دارد. این مواد در کیفیت‌های مختلف و برای کاربردهای متفاوت موجود هستند. مرجع استاندارد در این خصوص IEC60317 می‌باشد. اپوکسی رزین‌ها در ترکیب با پرکننده‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. برای مثال فیبر شیشه‌ای یا پودر کوارتز برای بریرهای عایقی و سیم‌پیچ‌های رزینی ترانسفورماتور خشک. پلی‌استرها نیز در قالب بریرهای

عایقی، پرکننده و یا تیرک‌های کانال مورد استفاده قرار می‌گیرند. مرجع استاندارد در این خصوص IEC60893-3 و IEC61212-3 هستند. فیبر آرامید در ساخت کاغذ عایقی یا ورقه‌های پرسبورد با ضخامت‌های مختلف کاربرد دارند. سطح عایق ممکن است کاملا صاف و یا متخلخل باشد. نوع متخلخل می‌تواند تا حدود مشخصی با روغن اشباع گردد. این عایق خواص حرارتی خیلی خوب با کلاس حرارتی ۲۲۰ درجه دارد. عایق آرامیدی مورد استفاده در کاغذ در استاندارد IEC60819-3 و برای پرسبورد در استاندارد IEC60629-1 مشخص گردیده است.

سیال‌های عایقی

سیال در یک ترانسفورماتور کارکردهای مختلفی دارد. دو مورد از مهم‌ترین آنها نقش عایقی و نقش خنک‌کنندگی است. یک کارکرد دیگر سیال، انتقال اطلاعات در خصوص وضعیت اکتیوپارت ترانسفورماتور است. برای روغن عایقی الزامات مختلفی مطابق جدول ۴-۱ وجود دارد.

جدول ۴-۱ ویژگیها و خواص مرتبط با سیال ترانسفورماتور

ویژگی‌های شیمیایی	ویژگی‌های الکتریکی	ویژگی‌های فیزیکی	سایر ویژگی‌ها
پایداری در برابر اکسیداسیون	ولتاژ شکست AC	گرانروی	محتوای ذرات
مقدار آنتی اکسیدان (موادبازدارنده) استفاده از موادبازدارنده توصیه می‌شود	ولتاژ شکست ضربه	وضعیت ظاهری	سازگاری با مواد ترانسفورماتور
سولفور خورنده	ضریب تلفات عایقی	چگالی	تولید گازهای سرگردان
رطوبت	بارداری الکترواستاتیک روغن[۲]	نقطه‌ی ریزش	ساختار آروماتیکی
عدد اسیدی		کشش سطحی	ساختار پلی- آروماتیکی
		نقطه‌ی اشتعال	خواص حلالیت

روغن معدنی

روغن معدنی رایج‌ترین عایق مایع مورد استفاده در ترانسفورماتور بوده و به‌عنوان یک مرجع، سایر عایق‌های مایع با آن مقایسه می‌شوند. در اغلب موارد، از حیث مصالحه‌ی بین قیمت و مشخصات فنی، روغن معدنی بهترین گزینه بوده و از نظر سازگاری با سایر مواد به‌کار رفته در ترانسفورماتور نیز بسیار مناسب است. استفاده از مواد بازدارنده، فرایند پیری روغن را به تاخیر می‌اندازد.

سایر سیال‌ها

این سیال‌ها برای کاربردهای خاصی در نظر گرفته شده‌اند و به‌صورت معمول ۵ تا ۶برابر گران‌تر از روغن معدنی هستند. اصلی‌ترین انگیزه‌ی استفاده از این سیال‌ها، بهبود تاثیرات محیط زیستی

و همچنین ایمنی در برابر آتش‌سوزی است. بیشتر این سیال‌ها، برای کار در دماهای بالا مناسب هستند؛ هرچند قابلیت‌های آن‌ها برای کار در شرایط آب‌وهوایی خیلی سرد محدود است.

دی متیل سیلیکون[۸]

روغن سیلیکونی در مقایسه با روغن معدنی، خواص عایقی و خنک‌کنندگی کمتری دارد. هنگامی که روغن دچار احتراق شود، از آنجا که یک لایه اکسید تولید می‌کند، در عمل خود-اطفا است. البته این ویژگی خود-خاموش‌کنندگی به مفهوم قابلیت آن در اطفای قوس و خطاهای الکتریکی نیست. روغن سیلیکونی در تپ‌چنجرهای تحت بار استفاده نمی‌شود چرا که اساسا خواص روانکاری آن ضعیف است.

سایر سیالات مورد استفاده در ترانسفورماتور و ویژگی های خاص آن‌ها در جدول ۴-۲ ذکر شده است.

جدول ۴-۲ مشخصات فنی سیال‌های عایقی

نوع سیال	نقطه‌ی اشتعال (°C)	چگالی (kg/dm^3)	گذردهی نسبی	شماره‌ی استاندارد IEC
روغن عایقی معدنی	۱۴۵	۰/۸۸	۲/۲	60296
دی متیل سیلیکون	۳۱۰	۰/۹۶	۲/۷	60836
استر سنتزی[۹]	۲۷۵	۰/۸۳	۳/۲	61099
هیدروکربن سنتزی[۱۰]	۲۳۰	۰/۹۱	۲/۱	60867
استر طبیعی[۱۱]	۳۳۰	۰/۹۱	۳/۲	62770

۴.۳. متعلقات ترانسفورماتور

۴.۳.۱. ترمینال‌ها

در ترانسفورماتورهای خشک، ترمینال‌ها بر روی یک صفحه به‌صورت شینه‌ای بوده و یا به شکل پیچ دارای رزوه هستند. ترمینال‌ها ممکن است داخل محفظه قرار داده شوند. در ترانسفورماتورهای روغنی، باید تمهیدات لازم برای بیرون آوردن اتصال الکتریکی از داخل به بیرون از ترانسفورماتور فراهم گردد.

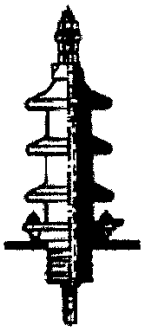
بوشینگ‌ها

ترمینال‌هایی که به‌صورت بوشینگ هستند، اتصال الکتریکی را از عایق داخل ترانسفورماتور به یک ماده‌ی عایقی بیرونی انتقال می‌دهند. در اغلب موارد این عایق بیرونی، هوا است. لیکن در مواردی نیز می‌تواند روغن درون یک جعبه کابل یا گاز SF6 داخل یک سوئیچگیر گازی باشد. در طراحی ترانسفورماتورهای هرمتیک با بالشتک گازی، قسمت انتهایی دم بوشینگ باید بلندتر باشد تا در داخل روغن قرار گیرد. بوشینگ‌ها، عایق‌بندی مورد نیاز سیم‌پیچ نسبت به مخزن ترانسفورماتور را که در

پتانسیل صفر قرار دارد، فراهم می‌کنند.
بوشینگ همچنین عایق‌بندی مورد نیاز در محیط عایقی بیرون ترانسفورماتور را نیز تامین می‌کند. بوشینگ باید ظرفیت جریانی مورد نیاز را پوشش دهد. این مسئله بازه‌ی وسیعی از الزامات را به‌همراه خود داشته، و به‌تبع آن راهکارهای متعددی نیز به‌کار گرفته می‌شوند. سمتی از بوشینگ که در معرض هوا قرار دارد، برای یک مقدار محدود شده‌ای از نیروهای مکانیکی طراحی می‌گردد. لذا اتصالات الکتریکی آن باید انعطاف‌پذیر باشند. در آن دسته از بوشینگ‌های روغن به هوا[۱۲] که برای محیط‌های سربسته استفاده می‌گردند، سمتی که در معرض هوا قرار می‌گیرد، می تواند ساختار ساده تری نسبت به بوشینگ های نصب شده در فضای آزاد داشته باشد.

بوشینگ‌های ولتاژ پایین

یک بوشینگ معمولی روغن به هوای ولتاژ پایین شامل میله‌ی مرکزی هادی می‌باشد که در داخل یک تیوب سرامیکی قرار داده می‌شود. در واقع بوشینگ شامل یک میله‌ی مرکزی و یک محیط عایقی دربرگیرنده‌ی میله است. میله عموما مسی است که حامل جریان بوده و محیط عایقی نیز به‌صورت ترکیبی از یک پوسته‌ی سرامیکی و روغن ترانسفورماتور است. استقامت خزشی سطح بوشینگ در سمت روغن خیلی بیشتر از سمت هوا می‌باشد. بنابراین سطح خزش در سمت روغن خیلی کوتاه‌تر بوده و سطح سرامیک کم‌وبیش صاف است. برعکس در سمت هوا، طولانی‌تر بوده و برای حصول آن، سطح بوشینگ به‌صورت پله‌ای طراحی می‌گردد تا مسیر خزش طولانی‌تر شود. بین میله‌ی هادی و سرامیک و همچنین بین سطح بوشینگ و مخزن ترانسفورماتور از واشرهای آب‌بندی استفاده می‌شود تا از نشت روغن ترانسفورماتور جلوگیری شود. بازه‌ی معمول ساخت این بوشینگ‌های سرامیکی ساده تا ولتاژ ۴۵ کیلوولت و جریان‌های تا ده کیلوآمپر است. بوشینگ‌های ولتاژ پایین ویژه‌ای نیز وجود دارند که به دلیل طراحی خاص آن‌ها، سطح تخلیه‌ی جزئی بسیار پایینی دارند.

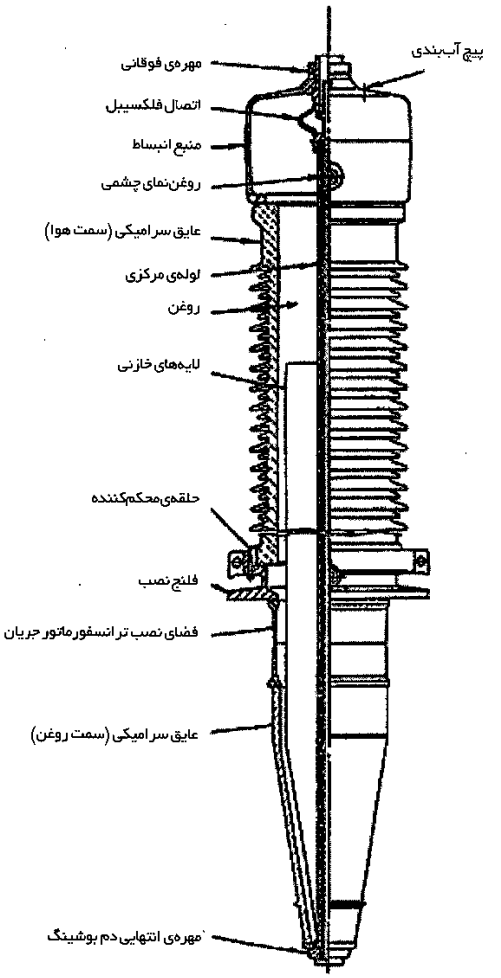


شکل ۴-۱ بوشینگ ولتاژ پایین

بوشینگ‌های خازنی[۱۳]

برای بوشینگ‌های با ولتاژ نامی بالاتر، از ۲۵ تا ۵۲کیلوولت به بالا، بر حسب طراحی و الزامات خریدار، ضروری است که توزیع ولتاژ در عایق بین هادی مرکزی فشار قوی و فلنج فلزی بیرونی بوشینگ که در پتانسیل صفر قرار دارد، کاملا کنترل گردد. چنین کنترل میدانی از طریق یک توزیع ولتاژ خازنی حاصل می‌شود. در ساده‌ترین شکل ممکن، لوله‌ی مرکزی توسط تعدادی از لایه‌های کاغذی پیچیده می‌شوند، به‌گونه‌ای که از فویل‌های هادی برای جدا کردن لایه‌ها استفاده می‌شود. این پیکر بندی را بوشینگ‌های خازنی می‌نامند.

چنین طرح‌هایی از سال‌های قبل از ۱۹۱۰ به وجود آمده‌اند، ولیکن تا ۵۰-۴۰سال بعد آن نیز کاملا کاربردی نشده بودند. برای مدت زیادی، استفاده از ورقه‌های کاغذ فنول[۱۴] فراگیر و رایج بود. این ماده عموما به نام باکلیت[۱۵] نیز شناخته می‌شود. بدنه‌های از جنس باکلیت از حیث مکانیکی قوی بوده، ولی از آنجا که تولید آن‌ها به‌صورت یک ساختار عایقی کاملا یکنواخت و عاری از هرگونه چین و چروکیدگی امکان‌پذیر نیست، ترک‌ها و شکاف‌های هوایی حاصله، منجر به شکل‌گیری پدیده‌ی کرونا در حین بهره‌برداری می‌شدند. بوشینگ‌ها در برابر این کرونای داخلی تا حدودی مصون بودند. ولیکن در موارد بسیاری نیز مقادیر آن قابل تحمل نبود، به خصوص از دهه‌های ۱۹۶۰ و ۱۹۷۰ که استفاده از شاخص تخلیه‌ی جزئی متداول شد. پس از آن تکنولوژی بوشینگ به سمت ساخت بوشینگ‌های با ساختار عایقیِ کاغذ آغشته به روغن تغییر کرد. این موضوع یک پیچیدگی به همراه داشت و آن اینکه بوشینگ‌ها در بدنه‌ی خود کاملا آب‌بند نبودند. بوشینگ‌ها باید به گونه‌ای تولید می‌شدند که یک پوشش آب‌بندکننده‌ی سرامیکی در زیر فلنج بوشینگ (در سمت روغن) وجود داشته باشد.



شکل ۴-۲ بوشینگ خازنی و اجزاء آن

در طراحی بوشینگ‌های خازنیِ متداول، ساختار عایقی (لایه‌های خازنی که عموماً اکتیوپارت نامیده می‌شود) بر روی یک لوله‌ی مرکزی پیچیده می‌شود که خود این لوله می‌تواند هادی جریان باشد. اگر امکان‌پذیر باشد، بدنه‌ی اکتیوپارت به صورت تمام کاغذی پیچیده می‌شود. در غیر این صورت نوارهای باریک کاغذ که در ابتدا و انتها با هم هم‌پوشانی دارند، بر روی لوله‌ی مرکزی پیچیده می‌شوند. در فواصل منظم بین لایه‌های کاغذ، صفحات برابرکننده‌ی میدان الکتریکی قرار داده می‌شود که این کار با استفاده از چسباندن فویل‌های آلومینیومی یا جوهر رسانای ذوب شده بر روی

لایه‌های کاغذ به صورت استوانه‌های متحدالمرکز انجام می‌شود. طول این صفحات برابر کننده‌ی میدان، به‌صورت پله‌ای تغییر می‌کند و ظرفیت خازنی بین لایه‌های متوالی برابرند. به‌صورتی که لایه‌های با قطر بیشتر، طول کمتری دارند.

بخش بیرونی اکتیوپارت بوشینگ (بدنه‌ی عایقی) یک لایه‌ی هادی نهایی دارد که از طریق یک جمپر به فلنج بوشینگ متصل می‌شود. این اتصال ممکن است باز شود و با هدف اندازه‌گیری و یا حفاظت، به یک خازن یا تجهیز دیگری متصل شود. بدنه‌ی اصلی بوشینگ بر روی یک فلنج قرار می‌گیرد که به زمین متصل می‌گردد. در عین حال کل این بدنه در داخل یک عایق احاطه کننده‌ی مقاوم در برابر آب و هوا قرار داده می‌شود. این عایق از دو بخش تشکیل می‌گردد. بخش بالایی از سرامیک یا پلیمر سیلیکونی ساخته شده و بخش پایینی عموما در داخل روغن قرار داشته و از سرامیک یا اپوکسی رزین ساخته شده است. سرامیک در سمت هوا و در سمت روغن در راستای محوری، توسط واشرهای آب‌بندی به سمت فلنج بوشینگ و به سمت پایین و بالای میله‌ی فلزی فشرده می‌شوند. این فشار توسط فنرها پایدار می‌گردد. به گونه‌ای که امکان انبساط و انقباض اجزای مختلف در برابر تغییرات دمایی فراهم گردد. در داخل بوشینگ، فضای بین هادی مرکزی و بدنه‌ی بیرونی توسط روغن پر می‌گردد که البته از روغن ترانسفورماتور مجزا است. بدنه‌ی اکتیوپارت خازنی توسط این روغن آغشته و اشباع می‌شود. در قسمت سر یا کله‌گی بوشینگ، یک فضا و بالشتکی از هوا یا گاز فراهم می‌شود که انبساط و انقباض روغن را امکان‌پذیر می‌کند. این منبع انبساط باید به اندازه‌ی کافی در برابر نفوذ هوای محیط و در نتیجه رطوبت، آب‌بند باشد. بوشینگ‌های خازنی با اکتیوپارت متشکل از کاغذ اشباع شده از روغن، اساسا برای نصب در موقعیت عمودی یا نزدیک به عمودی طراحی می‌شوند؛ ولی با رعایت برخی موارد احتیاطی ویژه در طراحی ممکن است حتی برای نصب به صورت افقی نیز ساخته شوند.

روش‌های مختلفی برای ایجاد مسیر الکتریکی عبور جریان از بوشینگ استفاده می‌شود که انتخاب روش به طراحی بوشینگ و جریان نامی مورد نیاز آن بستگی دارد. هادی مرکزی بوشینگ می‌تواند یک میله‌ی مسی باشد که ترمینال‌های دو سر آن به‌صورت یک شینه باشد. برای جریان‌های نامی بالاتر، هادی مرکزی متاثر از اثر پوستی، به‌صورت یک لوله با دیواره‌ی قطور طراحی می‌شود. لوله‌ی مرکزی بوشینگ می‌تواند یک لوله‌ی فلزی با دیواره‌ی نازک باشد که در واقع برای عبور جریان در نظر گرفته نشده و جریان از طریق یک اتصال سیمی شامل تعدادی هادی رشته‌ای انعطاف پذیر که به ترمینال سیم‌پیچ متصل شده‌اند، از مسیر داخل این لوله به سر بوشینگ منتقل شود. این سیم با طول مناسب بریده شده و توسط یک اتصال دهنده به‌صورتی محکم به قسمت بالای بوشینگ اتصال می‌یابد. هنگامی که یک ترانسفورماتور با بوشینگ‌های دمونتاژ شده حمل می‌گردد، سیم اتصال عبوری را پایین آورده و در داخل مخزن قرار می‌دهند. بنابراین مزیت آن این است که در حین مونتاژ و دمونتاژ بوشینگ نیازی برای دسترسی به قسمت پایینی بوشینگ (محل اتصال سیم به سر سیم‌پیچ) نمی‌باشد.

چنانچه لازم باشد ظرفیت جریانی کامل بوشینگ مورد استفاده قرار گیرد، یک میله‌ی فلزی یک‌پارچه ساخته می‌شود. این میله مسی است و غالبا کل فضای داخل لوله‌ی مرکزی را پر می‌کند.

قسمت پایینی میله به سر سیم تعبیه شده برای اتصال به سیم‌پیچ، متصل می‌شود و قسمت بالایی نیز به ترمینال بالایی بوشینگ متصل می‌شود. هنگام مونتاژ، پس از اتصال میله به سر سیم‌پیچ، بوشینگ در طول این میله پایین آورده می‌شود. هنگام دمونتاژ بوشینگ برای حمل‌ونقل، امکانی برای جدا کردن میله در سطح فلنج بوشینگ و یا درپوش مخزن در نظر گرفته می‌شود.

شرکت ABB در بوشینگ‌هایی که جریان از لوله‌ی مرکزی بوشینگ می‌گذرد، از ساختار یک میله فشاری (میله‌ی استوانه‌ای فشاردهنده) در طراحی محصول خود استفاده می‌کند و زمانی مورد استفاده قرار می‌گیرد که سیم‌پیچ ترانسفورماتور در سر خود دارای یک کاسه کرونا[۱۶] بوده و قسمت انتهایی دم بوشینگ را دربرمی‌گیرد. این کاسه کرونا به‌صورت دائم بر روی اکتیوپارت ترانسفورماتور نصب بوده و اتصال آن به سر سیم‌پیچ در عین این که دائمی می‌باشد، کمی قابلیت جابه‌جایی دارد. هنگامی که بوشینگ نصب می‌شود، قسمت پایینی میله فشاری به یک قسمت اضافی طولانی‌تری که از بوشینگ رد می‌شود متصل می‌شود و قسمت انتهایی میله‌ی عبوری کامل در داخل کاسه کرونا قرار می‌گیرد. اتصال الکتریکی کاسه کرونا به قسمت پایین بوشینگ، زمانی کامل می‌شود که میله فشاری در قسمت بالای بوشینگ محکم شود. در این ساختار، برای اطمینان از فشار پشت نقطه‌ی اتصال و نیز جهت جبران تغییرات طول متاثر از دما، از فنر بهره گرفته می‌شود.

اتصال خارجی به قسمت بالای بوشینگ عموما با یک ترمینال لوله‌ای شکل است ولیکن بر حسب استانداردهای کشوری و یا دستورالعمل‌های منطقه‌ای مشتریان، ممکن است به انواع دیگری از ترمینال‌ها نیاز باشد. خریدار اتصالات و متعلقات ویژه‌ای را که برای اتصال به باسبار آن‌ها مورد نیاز می‌باشد را تامین می‌نماید. در ولتاژهای بالا، هادی باسبار به‌صورت چند سیمه و یا اغلب لوله‌های آلومینومی افقی هستند. در این موارد، یک انعطاف‌پذیری ویژه باید وجود داشته باشد تا هم پوشش دادن تغییرات دمایی امکان پذیر شده و هم امکان کمک به بوشینگ در مقابل توان اتصال کوتاه باسبار فراهم گردد. اساسا بوشینگ باید عاری از هرگونه تنش باشد و نباید از آن به‌عنوان مقره‌ی نگهدارنده برای کشیده نگهداشتن سیم‌های افقی استفاده شود.

در بوشینگ‌های خازنی فشار قوی، امکان تعبیه نمودن تعدادی ترانسفورماتور جریان در قسمت انتهایی بوشینگ در داخل روغن ترانسفورماتور و در زیر محل نصب فلنج وجود دارد. در بوشینگ‌های روغن به هوا که برای فضای باز طراحی شده‌اند، بخشی از بوشینگ که در هوا قرار می‌گیرد، در معرض تاثیرات آب‌وهوایی مانند باران و آلودگی‌های احتمالی مانند نمک و گردوخاک قرار دارد. این موضوع تابع رعایت الزامات استانداردهای خاص و انجام آزمون‌های تایپ می‌باشد. قابلیت استقامت عایقی سطح خارجی بوشینگ به کمک چترک‌های روی سرامیک فراهم می‌گردد که در واقع برای تمیز و خشک نگه داشتن بخش‌های حفاظت شده‌ی سطح عایق در نظر گرفته شده‌اند. استانداردها به فاصله‌ی خزشی کل، فاصله‌ی خزشی حفاظت شده و نیز فاصله‌ی خطی مستقیم بین بالا و پایین بوشینگ اشاره کرده‌اند، اما تعیین الزامات مورد نیاز تا حدودی به خود خریدار بستگی دارد. پلنت‌های فشار قوی که با ولتاژ DC کار می‌کنند، با الزامات سطح بالاتری برای عایق‌های خارجی (در معرض هوا) طراحی می‌شوند. ولتاژ DC، تحت شرایط خاصی، یک اثر تحریک الکترواستاتیک ایجاد می‌نماید که سبب می‌شود سطح آلودگی سنگین‌تری در مقایسه با

به‌کارگیری سطح ولتاژ AC در همان پلنت شکل بگیرد. بوشینگ‌های HVDC نیز با تکنولوژی به‌کار رفته در ساخت بوشینگ‌های خازنی رایج تولید شده ولی ساختار عایق‌بندی اصلی آن متشکل از گاز SF6 و شیلدهای استاتیک بوده و روغن کمتری دارند. سازنده‌ی بوشینگ، قبل از تحویل، تست‌های روتین آن را بر اساس استانداردهای صنعتی انجام می‌دهد. تست‌های روتین می‌تواند شامل سلامت سیستم آب‌بندی، اندازه‌گیری ظرفیت خازنی، تانژانت دلتا یا ضریب توان، تست فرکانس قدرت و تست تخلیه‌ی جزئی باشد. محدوده‌ها و مقادیر مجاز نیز حسب نوع و مقادیر نامی بوشینگ توسط استانداردها مشخص شده‌اند. زمانی که یک بوشینگ با طراحی جدید تولید شده و باید یک سری تست‌های اضافی انجام شوند، انجام آزمون‌های تایپ نیز مورد نیاز است. تست عایق خارجی بوشینگ، در شرایط بارش مصنوعی باران در آزمایشگاه انجام می‌شود. این آزمون تحت ولتاژ اعمالی AC به مدت یک دقیقه و احتمالا ضربه‌ی سوئیچینگ انجام می‌شود. تست‌های ضربه با مشخصات موج ضربه‌ی استاندارد (۱/۵۰ میکروثانیه) در شرایط خشک بر روی بوشینگ انجام می‌گردند. فرض بر این است که قطرات آب بر روی مقادیر استقامت عایقی ولتاژ ضربه اثرگذار نیستند.

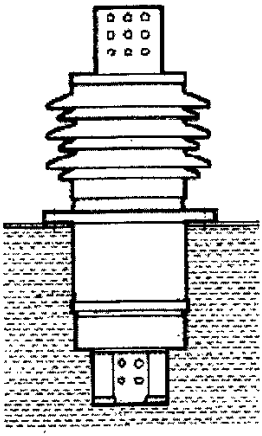
بوشینگ‌های خازنی ولتاژ بالایی نیز وجود دارند که بدنه‌ی اکتیوپارت آن‌ها از کاغذ آغشته به اپوکسی رزین می‌باشد که اپوکسی رزین در شرایط خلأ[۱۷] تزریق می‌شود. این بوشینگ‌ها اساسا برای استفاده در سیستم‌های با گاز SF6 طراحی شده بوده‌اند اما امروزه به‌صورت گسترده ای در کاربردهای روغن به هوا (با عایق داخلی روغن و عایق خارجی هوا) نیز به‌کارگرفته می‌شوند. طرح‌هایی از این نوع بوشینگ‌ها برای کاربرد در ولتاژهای فشار قوی وجود دارند که قسمت بالایی بوشینگ در سرامیک پر از روغن قرار می‌گیرد، ولی قسمت پایینی بوشینگ که در داخل روغن ترانسفورماتور قرار می‌گیرد به‌صورت کامل در یک محفظه‌ی رزین قرار دارد. بدنه‌ی بیرونی بوشینگ‌های فضای باز هنوز غالبا از جنس سرامیک هستند که دلیل آن خواص عالی سرامیک از حیث مقاومت در برابر هوازدگی و سایش می‌باشد. برای ولتاژهای تا ۵۵۰کیلوولت، بوشینگ کاملا عاری از روغن نیز تولید شده است. بدنه‌ی اکتیو پارت از جنس کاغذ آغشته به اپوکسی رزین بوده که این آغشته‌سازی در شرایط خلأ انجام می‌شود. سطح خارجی این بوشینگ از جنس پلیمرهای سیلیکونی می‌باشد که مستقیما بر روی اکتیوپارت خازنی قالب‌گیری می‌شود. همچنین می‌توان از یک مقره‌ی کامپوزیتی توخالی[۱۸] به عنوان پوشش بیرونی بر روی اکتیوپارت خازنی استفاده کرد که فضاهای خالی بین آن‌ها با مواد عایقی جامد پر می‌شود. پوشش سیلیکونی بیرونی، از چترک‌های متعدد تشکیل شده است. این بوشینگ سبک بوده و می‌تواند در هر موقعیتی نصب شود. برای ترانسفورماتورهایی که در معرض زلزله یا سنگ‌پرانی قرار دارند، این نوع بوشینگ نسبت به نوع سرامیکی ایمن‌تر می‌باشد.

بوشینگ‌های جریان بالا

بوشینگ‌های جریان بالا در محدوده‌ی تا ۳۰ کیلوآمپر، هادی مرکزی خیلی سنگینی دارند که هدف از آن، انتقال گرما است. جریان، نزدیک به سطح هادی جاری می‌شود و فقط تا عمق ۱ تا ۲سانتی‌متری نفوذ می‌کند. گرمایی که شکل می‌گیرد (حتی در سطح کنتاکت‌های در معرض

هوا) تا حد زیادی به سمت پایین جابجا می‌شود و توسط روغن قسمت بالای ترانسفورماتور پراکنده می‌شود. به‌خاطر اثر پوستی، بهتر است که ترمینال‌های بوشینگ حداقل در سمتی که در معرض هوای آزاد قرار دارد، به صورت یک مستطیل یا چندضلعی باشند. این کار منجر به تجمیع و متمرکز شدن جریانی می‌گردد که به صورت پیرامونی گردش داشته و بوشینگ می‌تواند به راحتی با استفاده از کابل‌های انعطاف پذیر (فلکسیبل) به یک باسبار لوله‌ای شکل متصل شود.

خروجی‌های جریان بالا در ترانسفورماتورهای بزرگ، اغلب به‌صورت باسداکت هستند. این کار ممکن است محیطی با دمای خیلی بالا ایجاد نماید. در این شرایط بوشینگ‌هایی با طراحی ویژه که قابلیت تحمل دماهای خیلی بالا را دارند، باید استفاده شوند. ترمینال‌های جریان بالا-ولتاژ پایین، که در ترانسفورماتورهای کوره و الکترولیز کاربرد دارند، نمی‌توانند با ویژگی‌های منطبق بر یک بوشینگ ساخته شوند و لذا به‌صورت شینه‌های تخت و یا ترمینال‌های لوله‌ای شکل نصب شده بر روی پنل‌های پلاستیکی ساخته می‌شوند.



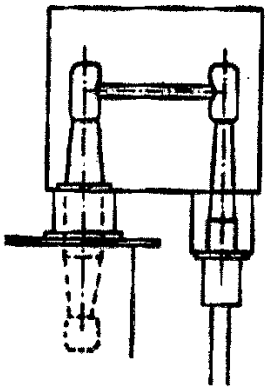
شکل ۴-۳ بوشینگ جریان بالا

اتصالات کابلی

طراحی کلی این نوع اتصال به این صورت است که ترمینال کابل در داخل یک محفظه‌ی پر از روغن بوده و مشخصات آن بر اساس پیشنهاد سازنده‌ی کابل می‌باشد. از آنجا کابل بوسیله‌ی یک اتصال دهنده‌ی مجزا به بوشینگ روغن به روغن روی دیواره‌ی مخزن ترانسفورماتور متصل می‌شود. قطعه‌ی اتصال دهنده برای آن است که امکان جداسازی کابل از بوشینگ ترانسفورماتور، با هدف انجام تست‌های عایقی کابل فراهم گردد. همچنین این قطعه باعث می‌شود که هنگام نصب کابل، به جز جعبه کابل، سایر بخش‌های مرتبط با ترانسفورماتور تحت تنش قرار نگیرند.

کابل‌های ولتاژهای پایین، معمولا به روش فوق در داخل جعبه کابل نصب نمی‌شوند. آن‌ها در

هـوای آزاد بـه ترمینال بوشـینگ متصل می‌شـوند. همچنیـن تکنولوژی متفاوتـی نیز وجـود دارد که در آن، بـرای ولتاژهـای تـا سـطح ۱۴۵کیلوولت، از بوشـینگ‌های خشـک پلاگین[۱۹] اسـتفاده می‌شـود. یک اتصـال مخروطـی شـکل روی دیـواره‌ی تانـک ترانسـفورماتور نصـب می‌شـود و بخش مادگـی متناظر با آن در انتهـای کابـل قـرار می‌گیـرد. هنگامـی کـه این دو قسـمت نـری و مادگی به هم متصل می‌شـوند یـک اتصـال کامـلا آب‌بند شـده نسـبت بـه هـوا و رطوبت ایجـاد می‌شـود. اجـزای بوشـینگ پلاگین در حیـن بـرق‌داری ترانسـفورماتور از نظر لمس شـدن کاملا ایمن هسـتند. برای سـطح ولتاژهـای پایین‌تر، می‌تـوان از طریـق بیرون کشـیدن اتصالات با اسـتفاده از یک میله‌ی عایقی، یک ترانسـفورماتور بدون بار را از شـبکه جـدا کـرد. میلـه‌ی عایقی به‌منظور محافظـت در برابر قـوس الکتریکی در هنـگام جدا کردن کابـل می‌باشـد. در مـواردی، ممکن اسـت که بوشـینگ روغن به روغن حـذف و هـادی از محل ترمینال سـیم‌پیچ مسـتقیما بیـرون آورده شـده و از طریق ایجاد یک بازشـوی مناسـب بـر روی دیـواره‌ی مخزن ترانسـفورماتور (بیـن مخـزن و جعبه کابل) مسـتقیما به کابل وصل شـود.



شکل ۴-۴ اتصالات کابلی ترانسفورماتور

اتصالات SF6

ترمینال‌هـای ترانسـفورماتور کـه مسـتقیما از مخزن به باسـداکت SF6 متصل می‌شـوند، بوشـینگ‌های ویـژه‌ای دارنـد. فواصـل عایقـی در فضـای مملـو از گاز تحت فشـار، تقریبا بـا فواصل عایقـی داخل روغن برابرند. ازاین‌رو هر دو سـمتِ بوشـینگ، یکسـان به نظر می‌رسـند. بوشـینگ‌هایی که امروزه برای چنین کاربردهایی اسـتفاده می‌شـوند به صورت بوشـینگ خازنی از نوع اپوکسـی رزین (کاغذ آغشـته به رزین در خـلأ) هسـتند کـه اکتیوپـارت بر روی یک فلنج نصب شـده اسـت. گاز تحتِ فشـار حدودا ۳ اتمسـفر می‌باشد.

سیسـتم‌های آب بنـدی متعـددی بیـن اکتیوپـارت و فلنـج، و همچنین بیـن اکتیوپارت و هـادی میانی بوشـینگ وجـود دارد. در فلنـج بیـن سـمت در معـرض گاز و آب‌بندهـای سـمت روغن، یـک محفظه‌ی طـاق ماننـد قـرار داده شـده که در صـورت نشـتSF6، گاز در آنجا به تلـه می‌افتد، به گونـه‌ای که امکان

خروج آن بدون ورود به سمت ترانسفورماتور ممکن می‌گردد. همچنین، قابلیت آشکارسازی برای این نشت گاز نیز وجود دارد. همچنین برخی بوشینگ‌های خازنی روغن به SF6 وجود دارند که در داخل اکتیوپارت خود، ساختار کاغذ آغشته به روغن دارند و بین دو قسمت بیرونی و داخلی یک فلنج فلزی قرار گرفته است. این بوشینگ‌ها مقداری روغن دارند که از روغن ترانسفورماتور مجزا بوده و سیستم‌های آب‌بندی آن، در یک سمت آب بندی نسبت به روغن ترانسفورماتور و در سمت دیگر آب‌بندی نسبت به محفظه‌ی گاز باسبار را انجام می‌دهند. فشار حجم روغن بوشینگ تحت پایش قرار می‌گیرد؛ بنابراین هر نشتی احتمالی از سیستم گاز آشکار خواهد شد.

۴.۳.۲. سیستم‌های خنک کننده

تجهیزات خنک کننده، روغن داغ را در قسمت بالای مخزن جمع کرده و پس از خنک کردن روغن آن را از قسمت پایین مخزن دوباره به ترانسفورماتور برمی‌گرداند. پیکربندی سیستم خنک‌کنندگی را می‌توان در دو مدار داخلی و خارجی مجزای روغن با برهم‌کنش غیرمستقیم درنظر گرفت. مدار داخلی، انرژی تلف شده را از سطوح تولیدکننده‌ی حرارت به روغن انتقال داده و مدار خارجی، حرارت را از روغن به ماده‌ی خنک کننده‌ی ثانویه منتقل می‌کند. در اغلب ترانسفورماتورها، عموما هوا نقش خنک‌کننده‌ی ثانویه را برعهده دارد. می‌توان سیستم خنک‌کننده‌ای با گردش اجباری هوا طراحی نمود که خیلی فشرده‌تر (کوچک‌تر) از سیستم خنک‌کننده با گردش طبیعی باشد. با این وجود چنین سیستم خنک‌کننده‌ای مقاومت نسبتا بالایی در مقابل گردش روغن در مدار داخلی داشته و لذا نیاز به استفاده از پمپ برای گردش روغن می‌باشد. در ترانسفورماتورهای صنعتی خاص و یا در ترانسفورماتورهای نصب شده در مغارها (مانند نیروگاه‌های برقآبی)، از مبدل‌های حرارتی آب و روغن[۲۰] استفاده می‌شود. در این موارد ممکن است هوای کافی برای خنک‌کاری وجود نداشته باشد. استفاده از این مبدل‌های حرارتی کاهش ابعاد ترانسفورماتور را نیز امکان‌پذیر می‌سازد. از معایب طرح‌های فشرده با ابعاد کم آن است که تغذیه‌ی کمکی همیشه باید در دسترس باشد. استانداردها تعاریف مختلفی از انواع مختلف سیستم‌های خنک‌کنندگی ارائه می‌دهند. خنک‌کنندگی مطابق استاندارد IEC در جدول ۴-۳ نشان داده شده است.

جدول ۴-۳ انواع خنک‌کنندگی ترانسفورماتور بر مبنای IEC

نوع خنک‌کنندگی	خنک کنندگی داخلی	خنک کنندگی خارجی
ONAN	گردش روغن به‌صورت طبیعی	گردش هوا به‌صورت طبیعی
ONAF	گردش روغن به‌صورت طبیعی	گردش اجباری هوا (فن)
OFAN	گردش اجباری روغن (پمپ)	گردش هوا به‌صورت طبیعی
OFAF	گردش اجباری روغن (پمپ)	گردش اجباری هوا (فن)
OFWF	گردش اجباری روغن (پمپ)	گردش اجباری آب (پمپ)

در صورتی که دو حرف اول خنک‌کنندگی OD ذکر شده باشد به‌معنای روغنِ جهت داده شده است. در این حالت روغن به وسیله‌ی پمپ‌ها مستقیما به سمت منابع حرارتی داخل بوبین هدایت می‌شود. ترانسفورماتور می‌تواند ترکیبی از انواع خنک‌کنندگی را داشته باشد (مثلا ONAN / ONAF) که در این حالت امکان تغییر نوع خنک‌کنندگی وجود دارد. پمپ نیز مانند فن احتمال خطا دارد. این امکان باید فراهم باشد که بدون نیاز به خالی کردن روغن یا حتی از مدار خارج کردن ترانسفورماتور، چنین متعلقاتی را بتوان تعویض نمود. بنابراین لازم است شیرآلاتی برای امکان جداسازی بخش‌های مختلف مدار خنک‌کنندگی تعبیه شود.

حرف اول ذکر شده در نوع خنک‌کنندگی، به سیال عایقی داخل ترانسفورماتور اشاره داشته و مطابق ذیل تعیین می‌گردد:

حرف O : روغن معدنی و مایع عایقی با نقطه‌ی آتش زیر ۳۰۰درجه‌ی سلیسیوس

حرف K : مایع عایقی با نقطه‌ی آتش بالای ۳۰۰درجه‌ی سلیسیوس

حرف L : مایع عایقی با نقطه‌ی آتش غیر قابل اندازه‌گیری

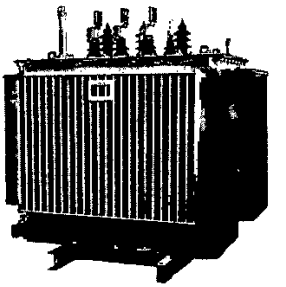
رادیاتور

رادیاتورها در طرح‌های مختلفی وجود دارند و عمدتا شامل پره‌هایی هستند که از طریق هدرهای بالا و پایین به هم متصل می‌شوند. ممکن است رادیاتورها کمی بالاتر از مخزن ساخته شوند و بنابراین هدرهای بالایی باید به شکل شترگلویی[۲۱] باشند. این کار یک مزیت اضافی هم دارد که گردش روغن را با افزایش پیشانی حرارتی در رادیاتور بهبود می‌بخشد. رادیاتورها یک پیچ هواگیری در هدر بالایی و یک پیچ تخلیه در هدر پایین دارند. رادیاتور اغلب مستقیما به دیواره‌ی مخزن ترانسفورماتور نصب می‌شود و یا اینکه به‌صورت بانک‌های خنک‌کنندگی ایستاده، از طریق شیر پروانه‌ای و هدرها به مخزن متصل می‌شوند که در این حالت بستن و یا حتی خارج کردن رادیاتورها به‌صورت جداگانه امکان‌پذیر است. اجرای یک مجموعه‌ی مستقل و خودنگهدار و به وجود آوردن یک سیستم خنک‌کنندگی ایستاده، مستلزم هزینه برای ایجاد شاسی نصب و لوله‌کشی است. مزیت چنین طرحی آن است که منبع انبساط می‌تواند بر روی بانک رادیاتوری قرار داده شود و در نتیجه، نصب بوشینگ‌ها از حیث رعایت فواصل عایقی، ساده‌تر خواهد شد. به‌دلیل ساختار رادیاتورها و مشکل بودن آماده‌سازی سطوح در آن‌ها برای اعمال کردن رنگ محافظ در شرایط سایت، توصیه می‌گردد که ورقه‌های فولادی رادیاتور از نوع گالوانیزه‌ی گرم باشند.

مخزن وله‌ای[۲۲]

مخزن وله‌ای در ترانسفورماتورهای توزیع کوچک و متوسط هم مخزن است و هم سطح خنک‌کنندگی محسوب می‌شود. مخزن شامل درپوش، دیواره‌های کنگره‌ای (وله‌ای) و محفظه‌ی کف می‌باشد. طراحی مخزن استاندارد، به‌صورت هرمتیک بوده که در آن دیواره‌های کنگره‌ای ساختاری انعطاف‌پذیر دارند و می‌توانند متناسب با تغییرات دما و حجم روغن داخل مخزن، منبسط و منقبض شوند. تعداد و عمق وله‌ها در هر سمت از مخزن ترانسفورماتور، متناسب با الزامات تغییرات فشار دینامیکی و نیز خنک‌کنندگی بهینه می‌گردد. ترانسفورماتورهای هرمتیک در مقایسه با نوع

کنسرواتوری، مزایای متعددی دارند. یکی این که روغن آن‌ها در تماس با هوای محیط قرار ندارد، بنابراین رطوبت محیط را جذب نمی‌کند. دیگر این که نگهداری و بهره‌برداری آن‌ها آسان‌تر است.



شکل ۴-۵ ترانسفورماتور هرمتیک با مخزن ولهای

فن

برای ترانسفورماتورهای بزرگ‌تر می‌توان در زیر یا کنار رادیاتورها فن‌هایی قرارداد تا گردش اجباری ایجاد شود. در نتیجه آرایش خنک‌کنندگی ONAF حاصل می‌گردد. این کار می‌تواند ظرفیت بارگیری ترانسفورماتور را تا حدود ۲۵درصد افزایش دهد. رادیاتورها باید به طریقی گروه‌بندی شوند که تحت پوشش فن‌ها قرار گیرند. فن‌های خنک‌کننده نویز فرکانس پایینی تولید می‌کنند که به نویز حاصله از خود ترانسفورماتور اضافه می‌شود. شدت این نویز به سایز فن، سرعت چرخش و ساختار پره‌های فن بستگی دارد. فن‌ها با طرح‌های مختلف و مناسبی وجود دارند. اساسا فن ترانسفورماتور شامل موتور استاندارد قفس سنجابی تمام بسته، پروانه‌ی مستقیما نصب شده بر روی شفت و بدنه‌ی مناسب و محافظت‌شده برای سیم‌های تغذیه می‌باشد. فن بخشی از یک مبدل حرارتی هوای اجباری نیز هست.

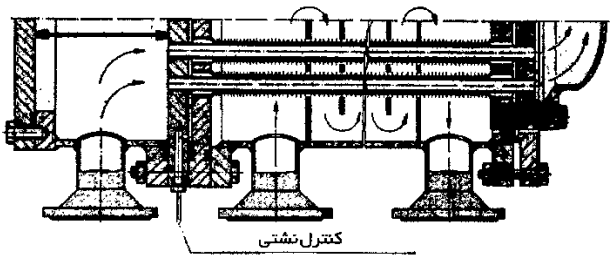
مبدل حرارتی با گردش اجباری هوا و روغن

در ترانسفورماتورهای بزرگ، گردش طبیعی روغن در رادیاتورها با هدف دفع حرارت، فضای زیادی را اشغال می‌کند. فضای مورد نیاز مبدل‌های خنک کننده‌ی فشرده، به‌طور موثری کمتر از خنک‌کنندگی با یک مجموعه رادیاتور ساده می‌باشد. اگر چه در این نوع از خنک‌کننده‌ها به دلیل مقاومت بالای گردش روغن، استفاده از پمپ‌ها برای گردش اجباری، و نیز فن‌های دمنده‌ی قوی ضروری است ؛ اما به دلایل ابعادی (کوچک شدن ترانسفورماتور)، استفاده از این نوع خنک‌کنندگی اقتصادی است. این مبدل‌های حرارتی OFAF معمولا شامل لوله‌های گرد با پره‌های خنک‌کننده‌ی متخلخل یا لوله‌های کنگره‌ای تخت هستند. برخی از این طرح‌ها بسیار فشرده بوده و دارای کانال‌های باریک هوا و فشار فن بالا هستند. هنگام استفاده از خنک‌کننده‌های متعدد در یک ترانسفورماتور با خنک‌کنندگی OFAF، به‌منظور رسیدن به مقادیر بیشتری از کاهش دما، استفاده‌ی سری از دو یا چند خنک‌کننده‌ی جداگانه، به استفاده از آن‌ها در حالت موازی ترجیح داده می‌شود. در یک ترانسفورماتور بزرگ، تجهیز خنک‌کننده در چندین گروه جداگانه قرار گرفته که هر گروه بر حسب نیاز توسط ترموستات‌ها و یا

سایر ادوات کنترلی فعال یا غیرفعال می‌شوند. خنک‌کننده‌های مجهز به پمپ‌ها و فن‌های گردش اجباری، از منظر جهت و گروه‌بندی، در پیکربندی‌های مختلفی برروی مخزن نصب می‌شوند که تابع شرایط محل نصب است. در موارد ویژه استفاده از مجموعه‌های جداگانه نیز امکان‌پذیر است.

مبدل حرارتی آب و روغن

خنک‌کنندگی با آب، گزینه‌ای مناسب در شرایطی است که ترانسفورماتور در محیط‌های سرپوشیده، زیرزمین و یا محیط‌های صنعتی بسیار آلوده مانند کارخانه‌های فولادسازی نصب می‌شود. بهتر است که این انتخاب با راهکاری مقایسه گردد که در آن روغن به یک سیستم خنک‌کننده‌ی هوایی خارج از محفظه‌ی نصب ترانسفورماتور پمپ می‌شود. یخ زدن آب یک خطر بدیهی برای هر سیستم خنک‌کنندگی با آب است. همچنین ممکن است در مناطق گرمسیری آب کافی برای خنک‌کاری وجود نداشته باشد. خنک‌کننده‌های آبی کاملا فشرده و بسیار شبیه مبدل‌های حرارتی معمولی با لوله‌های قابل جابه‌جایی هستند. چنین مبدل‌های حرارتی تکنولوژی معمول داشته و در صنعت بسیار مرسوم هستند. طرح‌های جدید مانند مبدل‌های حرارتی تخت نوع دیافراگمی، تاکنون به ندرت استفاده شده‌اند. مشکل اصلی در این خنک‌کننده‌ها، ویژگی‌های آب از حیث خوردگی مواد استفاده شده در ساخت لوله‌های آب است. نشت آب به درون سیستم روغن برای یک ترانسفورماتور بسیار مهلک بوده و چنین مبدل‌هایی باید با دقت بسیار بالایی پایش شوند. نصب سیستم خنک‌کنندگی باید به گونه‌ای باشد که فشار در سمت روغن بالاتر از فشار در سمت آب باشد. گرچه انجام این کار همیشه امکان‌پذیر نیست. خوردگی می‌تواند مسئله ساز شود ازاین‌رو پیشنهاد می‌شود به منظور انتخاب مواد با جنس مناسب برای سیستم خنک‌کننده، خواص آبِ مورد استفاده آنالیز گردد. بهتر است از مواد سطح بالایی مانند خنک‌کننده‌های با لوله‌های تیتانیومی استفاده گردد. سرعت گردش آب باید بر روی یک مقدار مناسب و کافی نگهداشته شود تا از ایجاد رسوب در لوله‌ها جلوگیری شود و چنانچه اجازه داده شود که سرعت گردش آب خیلی زیاد شود، منجر به فرسودگی و سایش تدریجی لوله‌ها می‌گردد. همچنین بهتر است از مبدل‌های با لوله‌های دوجداره استفاده شود. با این پیکربندی، مدارهای روغن و آب با یک فضای فاصله‌دار از هم جدا می‌شوند؛ بنابراین هرگونه نشتی مایع در این فضا جمع شده و فرمان آلارم صادر می‌شود.



شکل ۴-۶ مبدل حرارتی آب و روغن در ترانسفورماتور

پمپ روغن

پمپ‌های گردش روغن که در سیستم خنک‌کنندگی ترانسفورماتور استفاده می‌شوند، بسیار فشرده بوده و کاملا آب‌بند هستند. موتور در داخل روغن ترانسفورماتور غوطه‌ور است و سطح صدای این پمپ‌ها در مقایسه با سطح صدای ترانسفورماتور پایین است.

۴. ۳. ۳. تنظیم کننده‌های ولتاژ (تپ‌چنجر)

اکثر ترانسفورماتورها در ساختمان خود از تجهیزاتی استفاده می‌کنند که نسبت تبدیل را با اضافه یا کم کردن تعداد دورها تنظیم می‌کند. این تنظیم ممکن است توسط یک تپ‌چنجر تحت بار، یا یک تپ‌چنجر آفسیرکت و یا با انتخاب اتصالات پیچ‌شونده به موقعیت‌ها انجام گردد. اتصالات پیچ شونده ممکن است در داخل روغن در یک محفظه‌ی دارای جایِ دست بر روی درپوش و بیرون مخزن قرار داده شوند. این نوع اتصالات پیچ‌شونده عمدتا در ترانسفورماتورهای خشک استفاده می‌شوند. هنگام تغییر موقعیت اتصالات پیچ‌شونده، ترانسفورماتور باید از شبکه‌ی قدرت جدا شده و زمین گردد. درجه‌ی پیچیدگی سیستم انتخاب‌کننده‌ی تپ، بستگی به آن دارد که هر چند وقت یک بار به تغییر تپ نیاز است و همچنین توان و اهمیت ترانسفورماتور چقدر است.

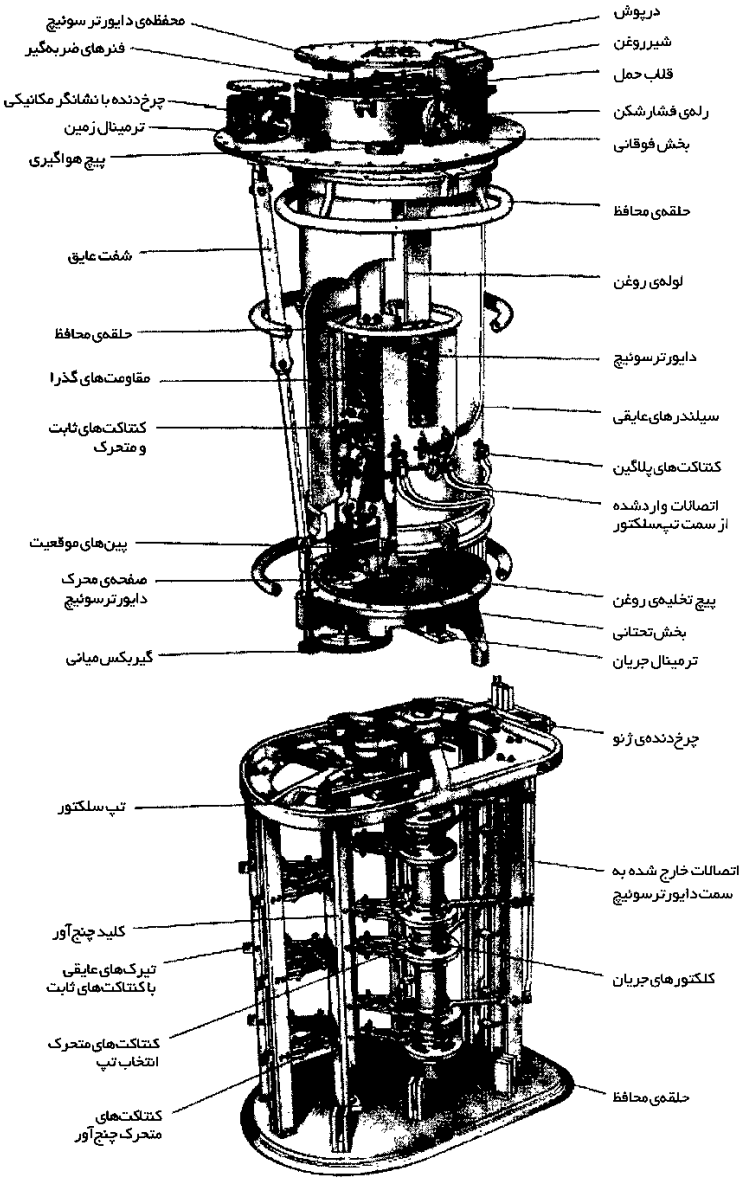
تپ‌چنجر آفسیرکت[۲۳]

تپ‌چنجر آفسیرکت طراحی نسبتا ساده‌ای دارد. تپ‌چنجر با استفاده از یک کلید نصب شده در بیرون مخزن، اتصالات تپ انتخابی مورد نظر را بر روی سیم‌پیچ برقرار می‌سازد. همانطور که از نام آن مشخص است، این تپ‌چنجر برای عملکرد در زمانی طراحی شده‌است که ترانسفورماتور بی‌برق باشد. فشار کنتاکت بوسیله‌ی یک ساختار فنری حفظ می‌شود و بنابراین ارتعاشات تا حدی پایدار می‌شوند. اگر یک تپ‌چنجر آفسیرکت برای سال‌ها بر روی یک تپ ثابت باقی بماند، مقدار مقاومت اتصال ممکن است به تدریج افزایش یابد که دلیل آن فرسایش و پیری و نیز اکسیدشدن فلز کنتاکت می‌باشد. به دلیل کربونیزه شدن، حرارت زیادی تولید شده که منجر به داغ‌شدگی کنتاکت، افزایش مقاومت آن و مجددا ایجاد بیشتر حرارت می‌شود. نهایتا ممکن است فرار حرارتی شکل گیرد که در نتیجه‌ی آن احتمالا ترانسفورماتور به دلیل عملکرد رله بوخهلتس تریپ خواهد داد. در شرایط بدبینانه‌تر ممکن است اتصال کوتاهی بین تپ‌ها اتفاق افتد. برای جلوگیری از چنین رخدادهایی، یک اقدام مناسب آن است که در حین انجام برنامه‌ی نگهداری دوره‌ای ترانسفورماتور، تپ‌چنجر برای بازه‌ی کامل تپ‌های آن عملکرد داشته باشد. با این کار، کنتاکت‌ها تمیز شده و پس از آن تپ‌چنجر مجددا به تپ انتخابی حالت بهره‌برداری برگردانده می‌شود. ضرورت و تعداد این عملکردها، باید براساس توصیه‌های سازنده ارزیابی گردد. چنین توصیه‌ای در خصوص تغییر تپ‌ها در یک بازه‌ی کامل، برای تپ‌چنجرهای تحت بار که خارج از مدار هستند نیز معتبر است، حتی اگر در مدت زمانی طولانی در یک تپ ثابت قرار نگرفته باشند.

تپ‌چنجر تحت‌بار[۲۴]

تپ‌چنجر تحت‌بار، انتقال بدون وقفه‌ی جریان در حین حرکت از یک تپ به تپ دیگر را امکان‌پذیر می‌سازد. گردش جریان باید بدون وقفه و نیز بدون اتصال کوتاه در سیم‌پیچ تنظیم، برقرار باشد. بین سال‌های ۱۹۰۵ و ۱۹۱۰، ساختاری از تپ‌چنجر ارائه شد که تغییر تپ ترانسفورماتور را بدون اینکه وقفه‌ای در برق‌رسانی ایجاد شود امکان‌پذیر کرد. فرایند عملکرد تپ‌چنجر تحت بار شامل دو مرحله‌ی متوالی است:

- در مرحله‌ی اول، با استفاده از یک تجهیز کلیدزنی توان عبوری از یک تپ به تپ کناری انتقال داده می‌شود. در حین این عملکرد دو تپ از طریق امپدانس‌های گذرای[۲۵] تعبیه شده در ساختمان تپ‌چنجر به هم اتصال می‌یابند. در این مرحله، جریان بار از هر دو تپ می‌گذرد. پس از آن اتصال تپ پیشین قطع شده و جریان بار به تپ جدید منتقل می‌شود. تجهیزی که این کلیدزنی را انجام می‌دهد، دایورتر سوئیچ[۲۶] نامیده می‌شود.
- مرحله‌ی دوم شامل برقراری اتصال با خروجی مدنظر بر روی سیم‌پیچ تنظیم می‌باشد. اتصالاتی که دایورترسوئیچ را درگیر کرده‌اند، در نهایت برای هر عملکرد، به یک موقعیت فیزیکی بر روی سیم‌پیچ تنظیم منتقل می‌شوند. این عملکرد توسط تپ سلکتور انجام می‌شود. انتخاب تپ بدون هرگونه گسستگی جریان انجام می‌شود.



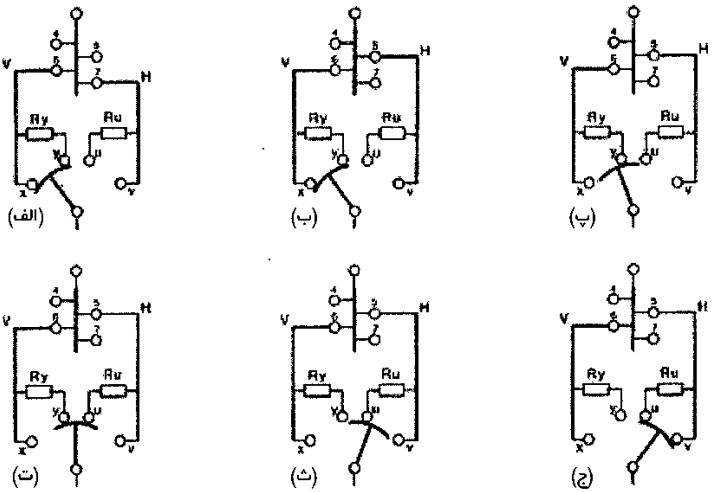
شکل ۴-۷ ساختمان و اجزای یک تپ‌چنجر تحت بار از نوع دایورترسوئیچ

با اختراع دایورترسوئیچ‌های سریع العمل الاکلنگی[۲۷] با عملکرد مبتنی بر روش یانسن[۲۸] (مخترع این روش)، یک پیشرفت مهم در ساخت تپ‌چنجرها به وجود آمد. در این روش، کنتاکت‌های

سوئیچینگ توسط فنر فشرده شده و در مدت زمان بسیار کوتاهی از طریق مقاومت‌های گذرا، تپ از یک موقعیت به موقعیت دیگری جابجا می‌شود. یک انتخاب جایگزین برای کلیدزنی‌های خیلی سریع و مقاومتی، استفاده از راکتور است. در تپ‌چنجر نوع راکتوری، قطع جریان راکتیو گردشی خیلی مشکل‌تر بوده و این مسئله ولتاژهای هر پله را محدود خواهد کرد. ولی با این وجود در جریان‌های نسبتا بالا عملکرد خوبی دارد. در مقام مقایسه، تپ‌چنجر نوع مقاومتی برای ولتاژهای بالاتر و جریان‌های کمتر، مناسب‌تر است. همین مسئله موجب شده است که تپ‌چنجرهای نوع راکتوری عموما در سمت فشارضعیف ترانسفورماتورها مورد استفاده قرار گیرند، در حالی که نوع مقاومتی در سمت فشار قوی نصب می‌گردد.

در تپ‌چنجر نوع راکتوری، تلفات در نقطه‌ی میانی راکتور، متاثر از جریان بار و جریان گردشی تحمیل شده بین دو تپ درگیر، کوچک بوده و راکتور می‌تواند به‌صورت دائمی بین دو تپ در مدار باقی بماند. این خود یک پله‌ی میانی بین دو تپ ایجاد می‌کند؛ بنابراین دو برابر شدن تعداد موقعیت‌های عملکردی و در نتیجه افزایش تعداد تپ‌ها بر روی سیم‌پیچ را امکان‌پذیر می‌سازد. از سال ۱۹۷۰ تپ‌چنجرهای مجهز به بریکرهای خلأ بوجود آمده‌اند. بریکرهای خلأ دارای خوردگی کنتاکت بسیار کمی بوده و در نتیجه تعداد عملکردهای بالاتری دارند. فواصل موردنیاز برای اقدامات ضروری سرویس و نگهداری نیز در این نوع از تپ‌چنجر بالاتر است. با این وجود، طراحی این تپ‌چنجرها عموما پیچیدگی بیشتری دارد. همچنین نوعی تپ‌چنجر وجود دارد که از عناصر الکترونیک قدرت بهره گرفته و به‌صورت طرح‌های آزمایشی روانه‌ی بازار شده‌اند. هدف از چنین طرح‌هایی کاهش بازه‌های سرویس و نگهداری تپ‌چنجر است.

در تپ‌چنجرهای نوع مقاومتی، دایورترسوئیچ در یک محفظه‌ی جداگانه که روغن آن از روغن ترانسفورماتور مجزا است قرار می‌گیرد. روغن داخل این محفظه به دلیل ماهیت عملکردی دایورترسوئیچ، خیلی آلوده بوده و باید از روغن ترانسفورماتور جدا باشد. همچنین منبع انبساط تپ‌چنجر و مسیر تنفس آن نیز باید از منبع انبساط ترانسفورماتور کاملا جدا باشد. تپ سلکتور محفظه‌ای قفس مانند یا یک سیلندر عایقی مشتمل بر یک سری کنتاکت است که سرهای خروجی از سیم‌پیچ تنظیم به آنها متصل می‌شوند. داخل این سیلندر عایقی، دو بازوی اتصال وجود دارد که می‌تواند پله پله در طول سیم‌پیچ تنظیم (کنتاکت‌های متناظر بر روی سیلندر) جابه‌جا شود. هر دو بازوی متحرک از نظر الکتریکی به ترمینال‌های ورودی دایورترسوئیچ متصل هستند. یک بازو بر روی تپ واقعی قرار دارد و جریان بار را از خود عبور می‌دهد و بازوی متحرک دیگر بدون بار و آزاد بوده تا به سمت موقعیت تپ بعدی حرکت کند. کنتاکت‌های سلکتور هرگز در قطع جریان عبوری دخالت ندارند و از نظر فیزیکی نیز در داخل روغن ترانسفورماتور هستند. هنگامی که بازوی آزاد در موقعیت مدنظر خود قرار گرفت، دایورترسوئیچ مسیر جریان بار را تغییر می‌دهد. سیکل‌های عملکردی دایورترسوئیچ در شکل ۴-۸ نشان داده شده‌اند.



شکل ۴-۸ سیکل پرچم (توالی و مراحل جابه‌جایی تپ‌ها) در تپ‌چنجر تحت بار نوع دایورترسوئیچ

عملکرد تپ‌چنجر تحت بار نوع دایورتر سوئیچ مطابق شکل ۴-۸ بدین صورت است:

الف) سلکتور تپ‌چنجر از تپ ۷ شروع به حرکت کرده و می‌خواهد به تپ ۵ متصل شود. اما کماکان اتصال در تپ ۶ برقرار بوده و مسیر عبور جریان از این تپ می‌باشد.

ب) بازوی سلکتور H از که از تپ ۷ شروع به حرکت کرده بود، به تپ ۵ متصل می‌شود.

پ) دایورترسوئیچ درگیر شده و مقاومت R_y را وارد مدار می‌کند. بنابراین مسیر عبور جریان بار کماکان از طریق تپ ۶ و R_y است.

ت) پله‌های ۵ و ۶ سیم‌پیچ تنظیم از طریق مقاومت‌های R_y و R_u اتصال کوتاه می‌شوند. مقاومت‌ها به گونه‌ای سایز شده‌اند که از اتصال کوتاه داخل حلقه جلوگیری کرده و توزیع ولتاژ نیز به میزان قابل قبول باشد. در این شرایط جریان گردشی در حدود جریان نامی بار محدود می‌شود.

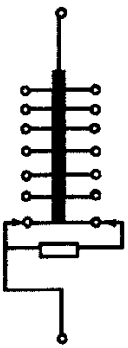
ث) دایورتر اتصال به تپ ۶ را قطع کرده و جریان بار از طریق تپ ۵ و مقاومت R_u برقرار است.

ج) مقاومت R_u از مدار خارج شده و اتصال مستقیم به تپ ۵ برقرار شده است.

برخی سازندگان از ساختار ساده‌تری در تپ‌چنجرهای با جریان‌های کمتر و سطوح عایقی متوسط استفاده می‌کنند. در این نوع از تپ‌چنجر، هر دو بخش انتخاب تپ و کلیدزنی بر روی یک کنتاکت انجام می‌شود. کنتاکت‌های واسط و مقاومت گذرا بر روی یک بازوی متحرک نصب می‌شوند. این بازو قابلیت حرکت‌های سریع داشته و هنگام تغییر تپ، قابلیت اتصال به یک سری از کنتاکت‌ها که بر روی یک فضای قوس دایره‌ای نصب شده‌اند، را دارد. در این نوع تپ‌چنجر نیز، محفظه‌ی دربرگیرنده‌ی تپ‌چنجر، نسبت به روغن ترانسفورماتور کاملا بسته است. تپ‌چنجری که دارای چنین طرحی است، تپ‌چنجر سلکتورسوئیچی[۲۹] نامیده می‌شود.

شکل ۴-۹ سیکل پرچم (توالی و مراحل جابه‌جایی تپ‌ها) در تپ‌چنجر نوع سلکتورسوئیچ

تپ‌چنجرهایی از نوع سلکتورسوئیچی نیز وجود دارند که در آن‌ها از یک ساختار انتقالی ساده‌تر بهره گرفته شده و فقط دارای یک مقاومت هستند. در این نوع تپ‌چنجر تک مقاومتی، جریان بار و جریان گردشی مقاومت اجبارا از همدیگر کم (تفریق) می‌شوند که این عملا به جهت گردش توان عبوری از ترانسفورماتور تحمیل می‌شود و یا حداقل توان نامی ترانسفورماتور را کاهش می‌دهد (با شارش توان در جهت عکس). توالی حرکت در تپ‌چنجر نوع تک مقاومتی مانند بالارفتن بادبان کشتی است. دلیل وضع این اصطلاح با توجه به ظاهر دیاگرام نشان داده شده در شکل ۴-۱۰ و هنگام تغییر در ولتاژ خروجی ترانسفورماتور و حرکت از یک تپ به تپ بعدی آشکار می‌شود. به همین ترتیب نوع دو مقاومتی نیز، یک سیکل پرچم نامیده می‌شود. سیکل پرچم هیچ محدودیتی از حیث جهت گردش توان ایجاد نمی‌کند.



شکل ۴-۱۰ تپ‌چنجر از نوع سیکل بادبان

هنگامی که محدوده‌ی تنظیم ولتاژ تا ۱۰درصد ولتاژ نامی مورد نیاز باشد، عموما سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ از نوع خطی[۳۰] استفاده می‌شود. این بدین معنا است که ولتاژ القاء شده در سیم‌پیچ تنظیم، به ولتاژ سیم‌پیچ اصلی اضافه می‌شود. برای محدوده‌های تنظیم ولتاژ بزرگ‌تر، سیم‌پیچ تنظیم از نوع معکوس[۳۱] ممکن است گزینه‌ی بهتری باشد. در این حالت، سیم‌پیچ تنظیم با استفاده از یک کلید جداگانه‌ی مثبت/منفی به سیم‌پیچ اصلی متصل می‌شود. این کلید اجازه می‌دهد که ولتاژ القاء شده در سیم‌پیچ تنظیم، به ولتاژ سیم‌پیچ اصلی اضافه شده و یا از آن کم گردد. سومین آرایش مورد استفاده برای تنظیم ولتاژ، نوع کورس-فاین[۳۲] است که ولتاژ تنظیم موردنظر با به‌کارگیری دو سیم‌پیچ تنظیم فراهم می‌گردد. یکی پله‌ی درشت تنظیم ولتاژ که روی سیم‌پیچ کورس می‌باشد

و دیگری پله‌های ریز تنظیم ولتاژ که روی سیم‌پیچ فاین قرار می‌گیرد.
در ادامه سه ساختار تنظیم ولتاژ فوق‌الذکر، مقایسه شده‌اند:

- در هر سه نوع سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ، تعداد دورهای کل سیم‌پیچ یکسان است.
- تعداد پله‌های سیم‌پیچ تنظیم فاین در نوع خطی، دو برابر تعداد پله‌های فاین در نوع معکوس یا کورس-فاین است که این برای محدوده‌های تنظیم ولتاژ بزرگ، یک عیب محسوب می‌شود. در این حالت، هم طراحی سیم‌پیچ و هم ساختار تپ‌چنجر پیچیده‌تر می‌گردد.
- سیم‌پیچ تنظیم نوع معکوس در مقایسه با نوع کورس-فاین، یک سیم‌پیچ کمتر دارد.
- سیم‌پیچ تنظیم نوع کورس-فاین نسبت به نوع معکوس، در تپ‌های محدوده‌ی منفی، تلفات بار کمتری دارد.
- هم نوع معکوس و هم نوع کورس-فاین، در بخش انتخابگر تپ، از یک کلید تغییروضعیت[۳۳] استفاده می‌کند.

با توجه به اندازه و محل قرارگیری سیم‌پیچ تنظیم، روش‌های مختلفی برای آرایش تنظیم ولتاژ در ترانسفورماتور وجود دارد. ساخت یک سیم‌پیچ تنظیم، مشکل و گران بوده و ریسک‌های عایقی را با خود به همراه دارد، چرا که بخش‌هایی از آن که در مسیر جریان قرار ندارند، ممکن است در هنگام مواجهه ترانسفورماتور با اضافه ولتاژها، دچار نوسان شده و تنش‌های عایقی ایجاد کنند. به این دلایل، تلاش می‌شود بازه‌ی تنظیم ولتاژ و سیم‌پیچ تنظیم تا حد ممکن کوچک باشد. در سیستم‌های با ولتاژ بالا، سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور با اتصال ستاره ساخته می‌شوند و محل سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ در نزدیکی نقطه‌ی نوترال است. در نتیجه سطح ولتاژ عایقی انتخابی برای تپ‌چنجر نسبت به زمین و نسبت به فازهای دیگر کاهش می‌یابد.
تپ‌چنجر همچنین مجهز به یک شمارنده است که تعداد عملکرد آن را نشان می‌دهد و همچنین یک نشانگر موقعیت تپ دارد. در غالب موارد نیاز است که این نشانگرها در اتاق کنترل نیز قابل رویت باشند. برای عملکرد صحیح تپ‌چنجر، باید تغذیه‌ی ورودی موتور درایو و سایر مدارات کنترلی و نشانگرها توسط بهره‌بردار تامین گردد. تپ‌چنجر یکی از متعلقات ترانسفورماتور است که بر خلاف سایر اجزای آن، مکانیزمی متحرک داشته و از این حیث یک بخش حیاتی از ترانسفورماتور محسوب می‌شود. بنابراین ضروری است که مرتبا تحت بازرسی و سرویس قرار داشته باشد.

تنظیم ولتاژ خودکار (AVR)

هدف از نصب تپ‌چنجر، مقابله با تغییرات ولتاژ در سیستم‌های متصل به ترانسفورماتور است لیکن این لزوما به معنای ثابت نگه داشتن ولتاژ ثانویه در هر زمان نیست. شبکه‌ی خروجی ممکن است دچار افت ولتاژ شده و این باید از طریق تپ‌چنجر جبران شود. از طرفی تجهیزی که برای کنترل تپ‌چنجر بکار گرفته می‌شود خود جزئی از تپ‌چنجر نیست بلکه مربوط به سیستم حفاظت پست فشارقوی است. اساسا تپ‌چنجر صرفا دریافت کننده‌ی یک درخواست است: افزایش یا کاهش تپ. با این وجود برخی مکانیزم‌های مربوط به هماهنگی بین ترانسفورماتورهای مختلف موجود در یک پست فشارقوی، خود بخشی از تکنولوژی تپ‌چنجر محسوب می‌شود. هنگامی که ترانسفورماتورهای

مختلف مستقیما با هم موازی می‌شوند، تپ‌چنجرهای آنها گام به گام با هم حرکت می‌کنند. این امر به شکلی انجام می‌شود که یکی از آنها نقش مرجع[۳۴] و دیگری نقش پیرو[۳۵] را خواهد داشت. در این شرایط عملکرد دقیقا همزمان حاصل نخواهد شد، چرا که یک اختلاف زمانی کوچک و همچنین جریان گردشی گذرا بین دو ترانسفورماتور وجود دارد. با این وجود، این موضوع در عمل تاثیر چندانی ندارد.

۴.۴. تجهیزات جانبی و حفاظت‌های ترانسفورماتور

۴.۴.۱. رله‌ی گاز (رله‌ی بوخهلتس) [۳۶]

در لوله‌ی اتصال بین مخزن و منبع انبساط معمولا یک رله‌ی فعال شونده با گاز وجود دارد. این رله دو عملکرد مهم دارد:

- حباب‌های گاز آزاد که از مسیر مخزن به سمت منبع انبساط در حرکت هستند را جمع می‌کند.
- حساسیت نسبت به سرعت گردش روغن بین مخزن و منبع انبساط، وقتی که از مقدار مشخص تنظیم شده تجاوز نماید.

رله‌ی گاز در صنعت بیشتر با عنوان رله‌ی بوخهلتس معروف است که نام مخترع آن می‌باشد. گاز آزاد ممکن است نشانه‌ای از یک خطای ابتدایی در درون ترانسفورماتور باشد. گاز در داخل رله جمع شده، روغن و شناور روغن را به سمت پایین می‌کشاند. حفاظت به‌گونه‌ای در نظر گرفته شده است که زمانی که مقدار حداقلی از گاز در رله جمع شود، سیگنال آلارم صادر شود. اگر مقدار گاز جمع شده افزایش یابد کنتاکت تریپ عمل خواهد کرد. هنگامی که یک خطای جدی مانند قوس الکتریکی حادث شود، شکل‌گیری حجم زیاد گاز موجی از روغن را به سمت منبع انبساط رانده و تیغه‌ی شناور عمل می‌کند. در این حالت نیز سیگنالی به مدار تریپ ارسال می‌گردد. رله‌های مشابه با تنها یکی از دو عملکرد فوق نیز برروی ترانسفورماتور استفاده می‌شوند. به‌عنوان مثال در ترانسفورماتورهای هرمتیک وله‌ای، یک محفظه‌ی کوچک با یک شناور بر روی بالای درپوش ترانسفورماتور قرار داده می‌شود. در این حالت در صورت تجمع گاز، کنتاکت عمل خواهد کرد. این رله‌ی ساده می‌تواند بر روی ترانسفورماتورهای کوچک مجهز به منبع انبساط نیز مورد استفاده قرار گیرد. معمولا بین محفظه‌ی دایورترسوئیچ و منبع انبساط تپ‌چنجر نیز رله‌ای مشابه که فقط حساس به موج روغن است نصب می‌شود[۳۷].

۴.۴.۲. ترمومترها

ترمومترها عموما برای اندازه‌گیری دمای بالای روغن و نقطه‌ی داغ سیم‌پیچ برروی ترانسفورماتور نصب می‌شوند. دمای بالای روغن مستقیما از طریق سنسوری که برروی درپوش مخزن نصب می‌شود اندازه‌گیری می‌شود. برای نمایش از راه دور نیز از یک سنسور Pt100 استفاده می‌شود. اندازه‌گیری دمای سیم‌پیچ به روش غیرمستقیم انجام می‌شود. فرض می‌شود که نقطه‌ی داغ سیم‌پیچ در نزدیکی قسمت بالای سیم‌پیچ، و در جایی است که توسط روغن احاطه شده است. گرادیان دما بین نقطه‌ی داغ سیم‌پیچ و دمای بالای روغن وابسته به تلفات سیم‌پیچ بوده که خود

تابعی از مجذور جریان است. بنابراین ترمومتر، دمای بالای روغن را اندازه‌گیری می‌کند ولیکن باید اختلاف دمای سیم‌پیچ با روغن احاطه کننده‌ی اطراف نیز با آن جمع شود.
ترمومتر سیم‌پیچ در حقیقت مشتمل بر یک سنسور اندازه‌گیری دمای روغن و یک مقاومت حرارتی (هیتر) پیچیده شده به دور آن است. این هیتر از طریق یک ترانسفورماتور جریان، با نمونه‌ی جریان عبوری از ترانسفورماتور تغذیه می شود که منجر به افزایش دمای اطراف سنسور می‌شود. به منظور تنظیم دما، مقاومتی نیز موازی با مقاومت حرارتی وجود دارد که وظیفه‌ی آن افزودن جهش حرارتی سیم‌پیچ نسبت به روغن به دمای روغن است. مقدار جهش حرارتی سیم‌پیچ از محاسبه و یا نتیجه‌ی آزمون جهش حرارتی ترانسفورماتور به‌دست می‌آید. برای نمایش از راه دور دما نیز یک سنسور Pt 100 درساختمان ترمومتر در نظر گرفته می‌شود. ترمومترها کنتاکت های الکتریکی نیز دارند. در یک مقدار از پیش تنظیم شده، سیگنال آلارم صادر می‌شود و چنانچه دما از حد مشخصی بالاتر برود، سیگنال تریپ برای بریکرها ارسال می‌شود. کنتاکت‌های الکتریکی دیگری نیز در ترمومترها وجود دارند که برای کنترل تجهیزات خنک‌کنندگی اجباری (فن و پمپ) استفاده می‌شوند. سنسورهای دیگری نیز برای اندازه‌گیری مستقیم دمای سیم‌پیچ وجود دارند که در ساختمان آن‌ها از فیبر نوری استفاده شده است. این سنسورها مستقیما در نقاط تعیین شده در داخل سیم‌پیچ‌ها نصب می‌شوند. در ترانسفورماتورهای خشک، ترمومترها در ناحیه‌ی بالای سیم‌پیچ نصب می‌شوند.

۴. ۴. ۳. ترانسفورماتور جریان بوشینگی

ترانسفورماتورهای جریان عمدتا درون ترانسفورماتور و در ناحیه‌ی زیر بوشینگ در داخل روغن تعبیه می‌گردند. این کار از حیث فضا، قیمت و ایمنی مناسب است. با این ساختار از نصب تعدادی ترانسفورماتور جریان جداگانه در محوطه‌ی پست و در نظر گرفتن موارد مرتبط با عایق‌بندی‌های ولتاژ بالای داخلی و بیرونی آن‌ها اجتناب می‌گردد. در موارد خاص ممکن است نصب ترانسفورماتور جریان به دور دم بوشینگ یا روی یک باسبار امکان‌پذیر نباشد.

۴. ۴. ۴. رطوبت گیر

برای اینکه سطح رطوبت پایین روغن ترانسفورماتور کماکان حفظ گردد، عاری از رطوبت بودن هوای بالای روغن داخل منبع انبساط ضروری است. این فضا از طریق مسیری شامل یک ماده‌ی جاذب رطوبت (معمولا سیلیکاژل) با هوای بیرون در ارتباط است. سیلیکاژل، قدرت جذب رطوبت زیادی دارد. این قاعده‌ی کلی تا زمانی است که رطوبت جذب شده به ۱۵درصد وزن کل آن برسد و هنگامی که رطوبت جذب شده به ۳۰ الی ۴۰درصد وزن کل برسد، شرایط اشباع اتفاق می‌افتد. تا همین اواخر، سیلیکاژل به کلرید کبالت آغشته می‌گردید تا یک شاخص رنگی بدست آید. زمانی که سیلیکاژل تا نصف سطح اشباع با رطوبت برسد، از آبی به صورتی تغییر رنگ خواهد داد. امروزه یک شاخص رنگ‌ساز ارگانیک و سازگار با محیط زیست، جایگزین این افزودنی فلزی سنگین شده است. رنگ این نوع جدید سیلیکاژل پس از جذب رطوبت از نارنجی به بی‌رنگ تغییر می‌کند.

هنگامی که رطوبت سیلیکاژل زیاد شود و تغییرات رنگ آن به بیش از دو سوم حجم رطوبت‌گیر برسد، توانایی جذب رطوبت آن کاهش می‌یابد و بهتر است آن‌را تعویض نمود. با انجام عملیات خشک‌سازی نیز، سیلیکاژل احیاء شده و رنگ آن بر می‌گردد. رطوبت‌گیر تبریدی[۲۸] می‌تواند یک انتخاب مناسب برای ترانسفورماتورهای مهم یا بزرگ باشد. استفاده از این تجهیز برای زمانی که رطوبت محیطی خیلی بالا است، مناسب است. رطوبت‌گیر تبریدی، هوای ورودی به منبع انبساط را سرد و خشک می‌کند. هوای بالای روغن در داخل منبع انبساط از طریق همرفتی معکوس دستگاه تبریدی گردش می‌نماید (صرف‌نظر از این که ترانسفورماتور در حال تنفس باشد یا نباشد) و بنابراین این هوا به‌صورت پیوسته خشک می‌گردد.

۴.۴.۵. سیستم‌های حفاظت از روغن

رایج‌ترین سیستم تنفسی در ترانسفورماتورها، سیستم کنسرواتوری است. در این روش هوای بالای روغن داخل منبع انبساط از طریق رطوبت‌گیر، با هوای بیرون در ارتباط است. منبع انبساط می‌تواند به ایربگ نیز مجهز شود. ایربگ در حقیقت کیسه‌ی لاستیکی است که فضای بالای روغن را اشغال می‌کند. لایه‌ی داخلی ایربگ در معرض هوای بیرون است. دم و بازدم ترانسفورماتور ناشی از انقباض و انبساط روغن بر اثر تغییر دما، از طریق ایربگ صورت می‌گیرد یک نوع دیگر از سیستم حفاظت از روغن، منبع انبساطی است که توسط یک سیستم غشایی یا دیافراگم به‌صورت افقی تقسیم شده و امکان انبساط روغن را بدون هرگونه تماس مستقیم با هوای خارج فراهم می‌کند. فضای بالای روغن در داخل منبع انبساط می‌تواند پر از نیتروژن گردد. این کار توسط یک سیلندر گاز فشرده و یک شیر کاهنده‌ی فشار انجام می‌شود. با انقباض روغن، شیر کاهنده‌ی فشار اجازه می‌دهد که نیتروژن بیشتری از سیلندر آزاد شده و داخل منبع انبساط شود. هنگامی که حجم روغن افزایش می‌یابد، نیتروژن از طریق یک شیر تخلیه به سمت هوای بیرون هدایت می‌شود. برای حداقل کردن مصرف نیتروژن، یک محدوده‌ی مشخص فشار بین تزریق و تخلیه‌ی نیتروژن می‌تواند مشخص و تنظیم گردد.

برخی از ترانسفورماتورها به‌صورت هرمتیک طراحی می‌شوند. در ترانسفورماتورهای توزیع روغنی کوچک، یک مخزن وله‌ای انعطاف‌پذیر می‌تواند تمام انبساط روغن را جبران کند. در ترانسفورماتورهای توزیع بزرگ، فضای بالای روغن در داخل مخزن با نیتروژن یا هوای خشک پر می‌شود تا بتواند مانند یک بالشتک، انبساط و انقباض روغن را امکان‌پذیر سازد. از ترکیب موارد ذکر شده نیز استفاده شده است. به‌عنوان مثال: مخزن ترانسفورماتور به‌صورت کامل از روغن پر شده و به یک منبع انبساط بزرگ با حجم کافی روغن و بالشتکی از گاز متصل می‌شود. بالشتک گاز نیز به یک مخزن اضافی که می‌تواند در سطح زمین قرار داده شود، وصل می‌شود. برای محدود کردن حجم گاز، امکان تنفس برای مقادیر فشار حداقل و حداکثر تنظیم می‌گردد.

۴.۴.۶. روغن‌نما

روغن‌نما برای نشان دادن سطح روغن داخل منبع انبساط استفاده می‌شود. روغن‌نما عموما

به‌صورت یک صفحه‌ی عقربه‌دار است که مستقیما بر روی بدنه‌ی منبع انبساط نصب می‌گردد. در ترانسفورماتورهای بزرگ، سایز صفحه‌ی عقربه دار به‌گونه‌ای تنظیم می‌شود که از سطح زمین قابل قرائت باشد. روغن‌نما با قابلیت نمایش از راه دور نیز وجود دارد. برخی روغن‌نماها می‌توانند به میکروسوئیچ‌هایی برای اعلام سطح بالا یا پایین روغن مجهز شوند.

۴. ۴. ۷. فشار شکن[۳۹]

شکست الکتریکی یا اتصال کوتاه به وجود آمده در ترانسفورماتور روغنی معمولا با افزایش فشار در داخل مخزن همراه است. علت افزایش فشار، شکل‌گیری گازهای حاصل از تجزیه و یا تبخیر روغن می‌باشد. هدف از به‌کارگیری فشارشکن، محدود کردن اضافه فشار وارده به مخزن در یک خطای داخلی و نهایتا کاهش احتمال شکافته شدن مخزن و پاشیده شدن غیرقابل‌کنترل روغن است که می‌تواند خطر آتش‌سوزی را تشدید کند. وزن کم صفحه‌ی دیسکی شیر فشارشکن و نرخ پایین کشسانی فنرهای بسته شده، باز شدن سریع و وسیع را امکان‌پذیر می‌سازد. هنگامی که اضافه فشار رفع می‌گردد، شیر به‌طور طبیعی مجددا بسته می‌شود.

عملکرد شیر فشارشکن تا حدودی بحث‌برانگیز بوده و عملکرد رضایت‌بخش آن به چالش کشیده شده است. بسیاری معتقد هستند در صورت وقوع خطای شدید، حتی با وجود فشارشکن، مخزن شکافته می‌شود. تنها در شرایطی فشارشکن عمل می‌کند که فاصله‌ی محل وقوع خطا در داخل ترانسفورماتور تا این تجهیز حفاظتی، بسیار کم باشد.

۴. ۴. ۸. رله‌ی فشار ناگهانی[۴۰]

وظیفه‌ی رله‌ی فشار ناگهانی، تشخیص موج‌های ناشی از افزایش فشار روغن در ترانسفورماتور به‌هنگام وقوع یک خطای جدی است. این تجهیز قادر به تمایز قائل شدن بین نرخ کند یا سریع افزایش فشار روغن بوده و اگر افزایش فشار روغن از یک مقدار مشخص از پیش تنظیم شده بیشتر گردد، یک میکروسوئیچ فرمان تریپ را فعال می‌کند. در واقع این رله، امکان آشکارسازی زودهنگام خطا در داخل ترانسفورماتور را داشته و بنابراین تریپ سریع ترانسفورماتور را ممکن می‌سازد. در ترانسفورماتورهای بدون منبع انبساط، این تجهیز می‌تواند جایگزین رله‌ی بوخهلتس و عملکرد این رله در زمان هجوم روغن باشد.

۴. ۴. ۹. تجهیزات حفاظت در برابر اضافه ولتاژ

حفاظت داخلی در برابر اضافه ولتاژ

در برخی سیم‌پیچ‌های تنظیم ولتاژ فشار قوی با محدوده‌ی تنظیم بزرگ، یا در سیم‌پیچ تنظیم اتوترانسفورماتورهای ولتاژ بالا، طراح ممکن است به این ضرورت فنی برسد که برای حفاظت سیم‌پیچ‌های تنظیم ولتاژ در برابر اضافه ولتاژها، در بخش‌هایی از سیم‌پیچ، از تجهیزات حفاظت اضافه ولتاژ استفاده کند. بدین منظور عموما پله‌های مختلفی از برقگیرهای اکسید روی (به‌صورت قرص‌های ZnO) به‌کار گرفته می‌شود.

حفاظت خارجی در برابر اضافه ولتاژ

ترمینال‌های ترانسفورماتور همواره باید در برابر اضافه ولتاژ محافظت شوند. ساده‌ترین راه، استفاده از جرقه‌گیر بوشینگ است. ولی درصورت استفاده از آن به‌عنوان تنها محافظ ترانسفورماتور در برابر اضافه ولتاژ، بهتر است به سیستم‌های با ولتاژ پایین‌تر و تجهیزات دارای اهمیت کمتر در شبکه محدود شود. پیشنهاد می‌گردد فاصله‌ی هوایی جرقه‌گیرها به‌صورت کمینه انتخاب گردد تا بهینه‌ترین حفاظت برای ترانسفورماتور فراهم گردد. فواصل پیشنهادی مناسب برای شاخک‌های جرقه‌گیر، متناسب با سطح عایقی ترانسفورماتور در جدول ۴-۴ ارائه شده است. درصورتی که جرقه‌گیرها تنها تجهیز حفاظتی ترانسفورماتور در برابر اضافه ولتاژ باشند، لازم است این موضوع در مشخصات فنی خرید ترانسفورماتور ذکر گردد.

جدول ۴-۴ فواصل پیشنهادی برای شاخک‌های جرقه‌گیر بر حسب BILهای مختلف [۴۱]

ولتاژ سیستم (kV)	BIL (kV)	فاصله‌ی شاخک‌ها (mm)
۱۲	۷۵	۶۰
۱۷/۵	۹۵	۷۰
۲۴	۱۲۵	۱۰۰
۳۶	۱۷۰	۱۴۰

حفاظت بهتر، با به‌کارگیری برقگیرها و قرار دادن آن‌ها در نزدیک‌ترین نقطه به ترمینال‌های ترانسفورماتور بر روی مخزن و یا در نزدیکی آن حاصل می‌گردد. همچنین بهتر است اتصال زمین بین نشیمنگاه برقگیر و مخزن ترانسفورماتور تا حد ممکن کوتاه و مستقیم باشد. اگر به‌دلایلی مانند اتصال مستقیم به سوئیچگیر SF6 یا اتصال کابلی مستقیم، تجهیزات حفاظت در برابر اضافه ولتاژ باید در فاصله‌ای دورتر از ترانسفورماتور نصب گردند، هنگام انتخاب سطح ولتاژ عایقی ترانسفورماتور این موضوع باید مورد بررسی قرار گیرد.

۴. ۴. ۱۰. چرخ‌های حمل

به‌طور کلی بلندکردن مستقیم ترانسفورماتورهای بزرگ توسط جرثقیل و قراردادن آن در موقعیت نهایی بر روی فونداسیون کاربردی نیست و از روش‌های دیگری برای جابه‌جا کردن ترانسفورماتور از وسیله‌ی نقلیه تا محل نصب استفاده می‌شود. اگر یک سیستم ریلی بین محل تخلیه‌ی ترانسفورماتور تا موقعیت نهایی وجود داشته باشد، ترانسفورماتوری که مجهز به چرخ باشد را می‌توان بر روی آن غلتاند. چرخش ۹۰درجه هنگام حمل می‌توانند با استفاده از چرخ‌های دو جهته امکان‌پذیر گردد. ترانسفورماتور با جک کمی بالا آمده و چرخ‌ها می‌توانند بچرخند. در موقعیت نهایی، ترانسفورماتور می‌تواند بر روی چرخ‌های قفل شده قرار گیرد و یا اینکه چرخ‌ها می‌توانند جدا شده و ترانسفورماتور در محل خود توسط بلوک‌های نگهدارنده مهار گردد. و یا اینکه اساسا ترانسفورماتور مستقیما بر روی فونداسیون قرار

گیـرد. اگر هیچ‌گونه سیسـتم ریلی وجود نداشـته باشـد، یک سیسـتم موقت شـامل تیرک‌های تخـت (الوار) اسـتفاده شـده و ترانسـفورماتور بـر روی الوارهـای آغشـته بـه گریس مسـتقیما و یا توسـط کامیون کشـیده می‌شـود. هنگامی که ترانسـفورماتور در موقعیت نهایی قرار گرفت، ممکن اسـت به فونداسـیون جوش شـود. همچنیـن ممکـن اسـت بـر روی پدهای لرزه‌گیـر قرار داده شـود تا صـدا و ارتعاشـات انتقالی به فونداسـیون کاهـش یابـد. چگونگـی حمـل و قرارگرفتـن ترانسـفورماتور بر روی فونداسـیون بایـد در همان مراحـل اولیه قـرارداد بیـن خریـدار و سـازنده توافـق شـود. همچنیـن مـواردی ماننـد تیرک‌های حمـل، نقاط جـک زدن، چه در سـمت ترانسـفورماتور و چه در سـمت فونداسـیون، ابعاد و موقعیت مناسـب قلاب‌های حمل نیز باید شفاف‌سـازی شوند.

۴. ۴. ۱۱. مونیتورینگ آنلاین گاز

مونیتورینگ‌هـای آنلایـن گاز معمـولا مقـدار هیـدروژن در روغـن را نشـان می‌دهند. هیـدروژن از طریق یـک غشـای جداکننـده اسـتخراج می‌شـود. این سیسـتم پایش، تولیـد تدریجی گاز را آشـکار می‌سـازد پیـش از آنکـه گاز تولیـد شـده در روغن شـروع به حرکت به سـمت رله‌ی بوخهلتس کند. این سیسـتم مونیتورینـگ علیرغـم وجـود رلـه‌ی بوخهلتـس، در ترانسـفورماتور نصـب می‌گـردد. چـرا که شناسـایی زودهنـگام خطـا را امکان‌پذیـر می‌سـازد. ایـن سیسـتم در ترانسـفورماتورهای بـدون منبع انبسـاط فاقد رلـه‌ی بوخهلتـس وظیفـه‌ی جمع‌آوری گازهـا را نیز برعهـده دارد.

۴. ۴. ۱۲. نشان‌دهنده‌ی گردش روغن/آب [۴۲]

نشـان‌دهنده‌ی گـردش روغـن برای کنترل گـردش روغن در پمپ‌هـای ترانسـفورماتور با خنک‌کنندگی اجباری و همچنین کنترل گردش آب در ترانسـفورماتورهایی که با آب خنک می‌شـوند، نصب می‌شـوند. ایـن تجهیـز حفاظتـی بر اسـاس اندازه‌گیـری اختلاف فشـار دو طرف یک مانع در مسـیر گـردش روغن/آب عمل می‌کند. نشـانگرها عموما مجهز به یک میکروسـوئیچ آلارم هسـتند و البته ممکن اسـت شـامل یـک صفحه‌ی عقربه‌دار نیز باشـند.

۴. ۴. ۱۳. حداقل تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتورهای قدرت و راکتورهای روغنی

حداقل تجهیزات حفاظتی عبارتند از:

- رله‌ی بوخهلتس مجهز به فرمان‌های آلارم و تریپ
- ترمومتر روغن مجهز به فرمان‌های آلارم و تریپ
- روغن‌نما مجهز به فرمان‌های آلارم برای سطوح بالا و پایین
- ترمومتر سیم‌پیچ مجهز به فرمان‌های آلارم و تریپ

در صورت وجود تپ‌چنجر تحت بار :

- رله‌ی حفاظتی تپ‌چنجر مجهز به تریپ (رله‌ی جانسون)

در صورت وجود سیستم خنک‌کنندگی اجباری برای روغن (پمپ):

- نشان‌دهنده‌ی گردش روغن مجهز به فرمان آلارم

۴.۴.۱۴. سیستم‌های مونیتورینگ آنلاین

در شرکت ABB سیستم‌های مونیتورینگ آنلاین متعددی برای اهداف مختلفی برروی تجهیزات نصب می‌شوند. یک سیستم مونیتورینگ ولتاژهای گذار برای مثال در اثر عملکرد بریکرهای قدرت را ثبت می‌کند. با استفاده از این تجهیز، موقعیت‌های خطرناک ایجاد شده توسط اضافه ولتاژها را می‌توان آشکار کرد. این سیستم، اطلاعاتی درباره‌ی انواع مختلف اضافه‌ولتاژها فراهم کرده که بر اساس آن می‌توان اقدامات اصلاحی انجام داد. سیستم‌های دیگر، سیستم‌های نظارتی هستند که به‌طور پیوسته برخی پارامترهای کلیدی را از طریق سنسورها ثبت می‌کنند. این پارامترها برای تعیین شرایط ترانسفورماتور و شناسایی خطاهای احتمالی ضروری هستند. مونیتورینگ‌ها بر اساس الگوهای محاسباتی کار می‌کنند که ورودی‌های آن از سنسورها می‌آیند. الگوها درحقیقت الگوریتم‌های محاسباتی پیشرفته براساس استانداردها، طرح ترانسفورماتور و دانش فنی ABB هستند که خروجی را با محدوده‌های ازپیش‌تعیین‌شده مقایسه می‌کنند. پارامترهای ضروری که از طریق سنسورها اندازه‌گیری می‌شوند عبارتند از:

- گازهای کلیدی در روغن
- مقدار رطوبت روغن
- دما
- جریان بار
- ولتاژ خط
- تخلیه‌ی جزئی
- تانژانت دلتا در بوشینگ‌ها

الگوهای محاسباتی معمول شامل موارد زیر هستند:

- محاسبه‌ی بار به‌صورت پیوسته
- محاسبه‌ی نقطه‌ی داغ سیم‌پیچ
- پیری عایق، عمر از دست رفته
- فرسودگی کنتاکت‌های تپ‌چنجر و ردیابی موقعیت تپ
- آنالیز رطوبت، رطوبت در کاغذ/روغن، دمای شکل‌گیری حباب
- بازدهی خنک‌کنندگی
- کنترل خنک‌کنندگی

علاوه بر این، الگوهای محاسباتی برای تحلیل گازهای محلول در روغن بر مبنای ورود داده‌ی کاربر نیز معمول هستند.

۴.۴.۱۵. تجهیزات جانبی وحفاظتی ترانسفورماتورهای توزیع

جدول ۴-۵ فهرستی از تجهیزات و متعلقات ترانسفورماتورهای توزیع را نشان می‌دهد که باید با همکاری خریدار ترانسفورماتور تکمیل شود. در این جدول تجهیزاتی که به‌صورت معمول برروی ترانسفورماتورهای توزیع نصب می‌شوند با عنوان: «استاندارد» و تجهیزاتی که برای نصب بر روی ترانسفورماتور نیاز به درخواست خریدار دارند با عنوان: «انتخابی» مشخص شده‌اند[۴۳].

جدول ۴-۵ متعلقات و تجهیزات جانبی و حفاظتی ترانسفورماتورهای توزیع

نوع تجهیزات/ متعلقات جانبی	نوع ترانسفورماتور		
	توزیع کوچک و متوسط	توزیع بزرگ	توزیع خشک
تپ‌چنجر: آکسیرکت تحت بار: • رله‌ی تنظیم ولتاژ • نشانگر موقعیت • تجهیز موازی کننده	استاندارد انتخابی	انتخابی	اتصالات پیچ‌شونده در صورت درخواست
منبع انبساط	انتخابی	استاندارد	–
رطوبت‌گیر با سیلکاژل	انتخابی[1]	استاندارد	–
پاکت ترمومتر روغن	انتخابی[2]	استاندارد	–
ترمومتر	انتخابی	استاندارد	استاندارد
فشارشکن	استاندارد[3]	انتخابی	–
رله‌ی فشار ناگهانی	انتخابی	انتخابی	–
رله‌ی بوخهلتس	انتخابی	استاندارد	–
تجهیز حفاظتی کمپکت نصب شده روی درپوش	انتخابی	انتخابی	–
سیستم مونیتورینگ دما	–	–	انتخابی
ترمینال ارت	استاندارد	استاندارد	استاندارد
چرخ (دو جهته)	استاندارد[2]	استاندارد	استاندارد
شیر تخلیه در کف تانک	استاندارد	استاندارد	–
روغن نما	انتخابی[4]	استاندارد	–
شیر نمونه برداری از روغن	انتخابی[2]	استاندارد	–
جعبه کابل فشارقوی و فشارضعیف بر روی درپوش ترانسفورماتور	انتخابی[5]	انتخابی[5]	–
بوشینگ فشارقوی و فشارضعیف پلاگین	انتخابی	انتخابی	–
محفظه (برای کلاس‌های حفاظتی مختلف)	–	–	انتخابی
حفاظت اضافه ولتاژ: -برقگیر - شاخک جرقه‌گیر	انتخابی انتخابی	انتخابی انتخابی	انتخابی –
حفاظت اضافه جریان، فیوز	انتخابی		
ترانسفورماتور جریان بوشینگی	انتخابی	انتخابی	انتخابی
رله‌ی چندکاره: فشار، دما، سطح روغن و گاز	انتخابی	انتخابی	–

۱. فقط زمانی استفاده می‌شود که منبع انبساط وجود داشته باشد.
۲. گزینه‌ی انتخابی برای ترانسفورماتورهای توزیع کوچک و گزینه‌ی استاندارد برای ترانسفورماتورهای توزیع متوسط
۳. فشارشکن در ترانسفورماتورهای هرمتیک استاندارد است.
۴. در ترانسفورماتورهای توزیع کوچک/متوسط دارای منبع انبساط استاندارد است.
۵. بوشینگ‌های پلاگین راهکار ترجیحی ABB به جای جعبه کابل است که دلیل آن مونتاژ آسان، قیمت پایین‌تر و کاهش فواصل در پست می‌باشد.

توضیحات:

1) Grain Oriented
2) Cold Rolling
3) Laser Treatment
4) Fill factor
5) Synthetic Solid Insulation
6) Enamel
7) Steaming Charging
8) Dimethyl Silicone
9) Synthetic Ester
10) Synthetic Hydrocarbon
11) Agricultural Ester
12) Oil to Air Bushing
13) Condenser Bushing
14) Phenolic Paper
15) Bakelite
16) Static Shielding Body
17) Epoxy Resin Vacuum Impregnated Paper
18) Hollow Composite Insulator
19) Plug-in Bushing
20) Water Heat Exchanger
21) Swan-necked
22) Corrugated Tank
23) Off Circuit Tap Changer
24) On Load Tap Changer
25) Transition Impedances
26) Diverter Switch
27) Fast Acting Flip-Flop
28) Jantzen
29) Selector Switch
30) Linear
31) Reverse
32) Coarse-Fine
33) Changeover Selector

34) Master

35) Slave

36) Gas Actuated Relay (Buchholz Relay)

۳۷) این رله در صنعت به رله‌ی جانسون معروف است (م.)

38) Refrigeration Breather

39) Pressure Relief Device

40) Sudden Pressure Relay

۴۱) مقادیر ذکر شده در این جدول با مقادیر معمول در ترانسفورماتورهای توزیع مورد بهره برداری در ایران متفاوت می باشد و در این خصوص بهتر است به دستورالعمل سازنده مراجعه شود. (م.)

42) Flow Indicator

۴۳) تجهیزات جانبی و حفاظتی ترانسفورماتورهای توزیع در ایران با این جدول تفاوت دارد. (م.)

فصل پنجم

نصب، راه‌اندازی، بهره‌برداری، سرویس و نگهداری از ترانسفورماتور

۵. ۱. معرفی

این بخش توصیه‌ها و تجربیات عمومی شرکت ABB و حداقل الزامات مورد نیاز جهت نصب، راه‌اندازی، بهره‌برداری، سرویس و نگهداری از ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت را توضیح می‌دهد.

۵. ۲. نصب

۵. ۲. ۱. مسئولیت‌ها

نصب و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت عمدتا توسط خود شرکت ABB و نصب و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای توزیع معمولا توسط خود خریدار انجام می‌شود. در برخی موارد نصب و راه‌اندازی توسط خریدار ولی با نظارت شرکت ABB انجام می‌شود. حدود مسئولیت‌ها در قرارداد خرید در بخش شرایط عمومی تعریف می‌گردد. بهتر است محدوده‌ی مسئولیت‌ها به وضوح تعریف گردد.

۵. ۲. ۲. اینکوترمز[1]

اینکوترمز که توسط اتاق بازرگانی بین‌المللی[2] تعریف شده است، سهولت مبادلات بین‌المللی را فراهم کرده و به بازرگانان کشورهای مختلف کمک می‌کند تا به یک فهم مشترک در تعاملات فی‌مابین برسند. اینکوترمز تعاریف استاندارد شده‌ای از اصطلاحات بازرگانی بین‌المللی و یک سند لازم‌الاجرا از حیث مسئولیت‌های خریدار و فروشنده در یک قرارداد فروش است. اینکوترمز قابل اعمال نخواهد بود، مگر اینکه به‌صورت ویژه در قرارداد ثبت شده باشد. آن دسته از اصطلاحات بازرگانی استاندارد که غالبا در قراردادهای بین‌المللی استفاده می‌شوند، توسط اتاق بازرگانی بین‌المللی پوشش داده می‌شوند.

۵. ۲. ۳. ترانسفورماتورهای قدرت و ترانسفورماتورهای توزیع بزرگ

نصب و راه‌اندازی ترجیحا بهتر است توسط سازنده و یا با همکاری سازنده انجام شود. قرارداد مشخص می‌کند که چه چیزی باید توسط کدام‌یک از طرفین انجام شود.

واگذاری مسئولیت‌ها بین خریدار و سازنده

بعد از انجام آزمون‌های کارخانه‌ای، ترانسفورماتور دمونتاژ شده و برای جابجایی آماده می‌شود. بسته به توان و سطح ولتاژ، تجهیزات و متعلقات کمتر و یا بیشتری از ترانسفورماتور قبل از حمل دمونتاژ می‌شود. عموما منبع انبساط، سیستم‌های خنک‌کنندگی و بوشینگ‌های فشار قوی، قبل از حمل باز و جداگانه ارسال می‌شوند. ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ اغلب بدون روغن حمل می‌شوند. هنگامی که ترانسفورماتور بدون روغن حمل می‌شود، روغن آن در بشکه‌ها و یا توسط کامیون‌های دارای تانک مخصوص به سایت منتقل می‌شود. ترانسفورماتور در زمان حمل با هوای خشک[۲] و در یک فشار مثبت مشخص پر می‌شود تا از نفوذ رطوبت به داخل سیستم عایقی جلوگیری شود. قبل از ترک کارخانه، تست آب‌بندی[۴] انجام می‌شود.

ترانسفورماتورهای توزیع بزرگ ممکن است با روغن حمل شوند. محدوده‌ی وزن برای زمانی که ترانسفورماتور با یا بدون روغن حمل می‌شود به عوامل مختلفی مانند تجهیزات حمل (کامیون،کشتی،جرثقیل) و محدودیت وزن جاده‌ها و پل‌ها بستگی دارد. برای ترانسفورماتورهای با وزن حمل بیش از ۲۰تن که عموما در محدوده‌ی وزن حمل ترانسفورماتور قدرت یا ترانسفورماتور توزیع بزرگ می‌باشد، حمل با تدابیر ویژه مورد نیاز است. این بدین معنا است که حمل باید توسط متخصصین حمل کالاهای خیلی سنگین انجام شود. در حین حمل بهتر است ترانسفورماتور به شوک‌متر مجهز گردد. این وسیله برای ثبت همه‌ی رویدادهایی است که در حین عمل و حین پیاده کردن در سایت اتفاق می‌افتد. برخی از ثبات‌ها، هم شوک‌ها (شتاب g در جهت‌های x، y و z) و هم زمان دقیق وقوع آن‌ها را ثبت می‌کنند. بسیار مهم است که در زمان تحمیل شوک‌های غیرعادی به ترانسفورماتور، کاملا مشخص باشد که مسئولیت حمل در زمان ثبت شده‌ی مذکور، بر عهده‌ی کدام‌یک از طرفین قرارداد بوده است. شوک‌متر نباید پیش از قرار گرفتن ترانسفورماتور در محل نصب و قرائت مقادیر آن، از روی تجهیز باز شود. چنانچه در قرارداد مشخص شده باشد، بازکردن شوک متر باید در حضور همه‌ی طرف‌های مسئول در بخش‌های مختلف حمل انجام گردد.

بهتر است ترانسفورماتور در حین حمل توسط سازنده یا خریدار بیمه گردد؛ که این مورد به شرایط تحویل که در قرارداد گنجانده می‌شود بستگی دارد. برای مثال چنانچه شرایط تحویل EXW[5] باشد، خریدار مسئولیت (ریسک) حمل ترانسفورماتور را از زمان ترک محل کارخانه‌ی سازنده بر عهده دارد. با چنین شرایطی، این به تشخیص خریدار است که ترانسفورماتور مجهز به یک شوک‌متر باشد یا نه. هنگامی که شرکت ABB یک ترانسفورماتور جدید اعم از قدرت یا ترانسفورماتور توزیع بزرگ می‌سازد، ترجیحا نحوه‌ی

تحویل به‌صورت DDP[6] یا DDU[7] است. در این مورد، سازنده تا رسیدن ترانسفورماتور به مقصد توافق شده، مسئولیت کامل را بر عهده دارد. بهتر است ترانسفورماتور مجهز به شوک‌متر باشد. هنگامی که ترانسفورماتور به سایت می‌رسد، لازم است مورد بازرسی قرار گیرد. هنگام بازرسی همه‌ی مستندات و مدارک مورد نیاز باید موجود باشند. بهتر است نماینده‌ی سازنده (ناظر) نیز در فرایند بازرسی حضور داشته باشد. در همه‌ی موارد، در صورت وقوع آسیب یا صدمه‌ای در حین حمل، حتما باید قبل از هر اقدامی، سازنده مطلع گردد و نظرات مشورتی از او اخذ گردد. اگر خریدار، یک ترانسفورماتور آسیب دیده در حین حمل را بدون مشورت سازنده تخلیه نماید، تمام مسئولیت کار با خریدار خواهد بود. چنانچه در قرارداد مشخص شده باشد که تخلیه، بارگیری، نصب، روغن‌زنی و سیرکولاسیون روغن بر عهده‌ی سازنده بوده و یا تحت نظارت نماینده‌ی او انجام شود، آنگاه گارانتی تنها در صورتی معتبر خواهد بود که شرط فوق برآورده شده باشد. شوک‌متر تا زمان قرار گرفتن ترانسفورماتور بر روی فونداسیون و ثابت شدن محل آن نباید از روی ترانسفورماتور باز شود. چنانچه قبل از برق‌دار کردن ترانسفورماتور، نیاز به انبارش آن باشد، این کار باید منطبق با دستورالعمل سازنده انجام شود و تمدید مدت گارانتی و شرایط آن باید با توافق طرفین باشد.

۵. ۲. ۴. ترانسفورماتورهای توزیع

حمل‌ونقل

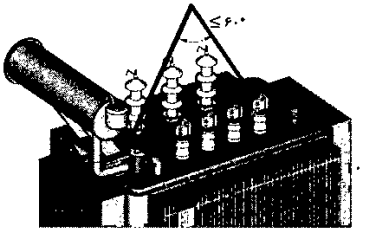
ترانسفورماتورهای توزیع به‌صورت پر شده از روغن و معمولا با متعلقات نصب شده حمل می‌گردند. رادیاتورها ممکن است حین حمل دمونتاژ شوند. هنگام حمل باید موارد ذیل در نظر گرفته شوند:

- درصورتی که زاویه‌ی کج شدن بیش از ۱۰درجه است این موضوع باید در قرارداد مشخص شده باشد.
- تمهیدات لازم برای جلوگیری از آسیب به بوشینگ‌ها، وله‌ها، رادیاتورها و سایر متعلقات در نظرگرفته شده باشد.
- ترانسفورماتورهای بزرگتر ترجیحا بهتر است به‌گونه‌ای برای حمل روی کامیون قرار گیرند که جهت جابه‌جایی با محور طولی ترانسفورماتور هم‌جهت باشد.
- ترانسفورماتور باید در برابر جابه‌جا شدن در حین حمل با به‌کارگیری بلوک‌های چوبی و طناب محافظت شود.
- سرعت وسیله‌ی نقلیه متناسب با شرایط جاده باشد.
- وجود/عدم وجود شوک‌متر در قرارداد کاملا مشخص شده باشد.

بلند کردن

- برای بلند کردن تنها باید از تجهیزات مناسب و دارای تاییدیه استفاده شود.
- برای جابجایی پالت‌های حمل یا ترانسفورماتور فقط از لیفتراک استفاده شود.
- در حین حمل نباید هیچ نیرویی به وله‌ها یا رادیاتورها و نگهدارنده‌های آن‌ها اعمال شود.

- برای بلند کردن فقط از قلاب‌های تعبیه شده‌ی روی ترانسفورماتور استفاده شود.
- هنگام جابه‌جایی ترانسفورماتوری که بر روی درپوش آن جعبه کابل نصب شده است، باید احتیاط زیادی به خرج داد.
- برای جک زدن فقط باید از نقاط مشخص شده استفاده شود. از روش‌هایی که منجر به اعمال نیروهای پیچشی به ترانسفورماتور می‌گردد، باید اجتناب کرد.



شکل ۵-۱ نحوه‌ی بلند کردن صحیح ترانسفورماتور

تحویل گرفتن ترانسفورماتور توزیع در سایت

ترانسفورماتورهای توزیع ساخت شرکت ABB قبل از حمل، کاملا بازرسی و تست می‌شوند. با این وجود بهتر است بعد از رسیدن به سایت، موارد ذیل به‌دقت مورد بازرسی قرار گیرند:

- روشی که ترانسفورماتور روی تریلی مهار شده است باید بررسی شود.
- تحویل باید کاملا منطبق با سفارش باشد.
- لیست بسته‌بندی باید با اقلام دریافت شده انطباق کامل داشته باشد.
- پلاک مشخصات ترانسفورماتور باید مورد بازرسی قرار گیرد.
- سطح روغن باید کنترل شده و عدم وجود نشتی باید مورد بررسی قرار گیرد.
- صدمات خارجی، برای مثال ترک‌خوردگی در بوشینگ‌ها باید بازرسی شود.
- در صورت وجود شوک‌متر باید مقادیر ثبت شده کنترل شود.

صورتجلسه‌ی تحویل ترانسفورماتور به‌همراه نتایج بازرسی‌های صورت گرفته باید امضاء شود. حمل ترانسفورماتور معمولا مشمول بیمه است.

در مواردی که در زمان بازرسی حین تحویل صدماتی رویت شده باشد، لازم است موارد زیر انجام گردد:

- انجام اقدامات لازم به منظور اجتناب از آسیب بیشتر
- تماس با شرکت بیمه و شرکت سازنده
- تهیه‌ی فوری یک گزارش عیب
- بهتر است تا زمانی که مسئولیت‌های طرف‌های درگیر در ماجرا شفاف نشده، هیچ‌گونه اقدام تعمیراتی شروع نشود و کلیه‌ی اقدامات لازم نیز باید با توافق طرفین صورت پذیرد.

انبارش پیش از برق‌داری

چنانچه نیاز به انبارش ترانسفورماتور باشد، توصیه‌های ذیل باید مد نظر قرار گیرد:

- انبارش ترجیحا در محل تمیز و خشک و جایی که احتمال آسیب دیدگی مکانیکی در آنجا نبوده و فونداسیون محکمی دارد صورت پذیرد.
- چنانچه ترانسفورماتور فاقد استراکچر فولادی در کف باشد، باید بر روی ساپورت‌هایی قرار گیرد که امکان چرخش و تهویه‌ی هوا در ناحیه‌ی زیر ترانسفورماتور امکان‌پذیر گردد.
- منبع انبساط روغن و مسیر لوله‌ی تنفسی باید برای اطمینان از خشک بودن هوای تنفس شده بررسی گردد (فقط برای نوع کنسرواتوری). پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور لازم است روغن از نظر سطح رطوبت مورد آزمایش و آنالیز قرار گیرد.
- وجود رطوبت (شبنم) در تابلوهای کنترل، مکانیزم درایو تپ‌چنجر، جعبه کابل‌ها و ترانسفورماتورهای خشک بازرسی شود.
- دمای کمینه در انبارش ترانسفورماتورهای خشک معمولا ۲۵-درجه‌ی سانتی‌گراد است. با این وجود برای ترانسفورماتورهای خشک نوع Resibloc این عدد ۶۰-درجه‌ی سانتی‌گراد است.
- پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور (به‌ویژه ترانسفورماتورهای خشک) لازم است تست مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها و بین سیم‌پیچ‌ها نسبت به زمین انجام شود.

نصب در سایت

در تعیین محل قرارگیری یک ترانسفورماتور لازم است بررسی‌های دقیقی برای اطمینان از دسترسی، ایمنی، تهویه و سهولت بازرسی انجام گردد. همچنین فونداسیون محل نصب ترانسفورماتور باید مورد بررسی قرار گیرد. تهویه‌ی محل نصب باید مناسب باشد. به عنوان یک راهنمایی، هر کیلووات تلفات نیازمند چهار مترمکعب بردقیقه گردش هوا است. لازم است هوای تازه از پایین وارد شده و خروجی هوا در سقف یا قسمت بالایی دیوار تعبیه گردد. بهتر است دریچه‌های ورودی و خروجی هوا در دو سمت مقابل هم باشند. همچنین سطح مقطع دریچه‌ی خروجی باید ۱۰درصد بیشتر از سطح مقطع دریچه‌ی ورودی باشد؛ که علت آن افزایش حجم هوای داغ است. لازم است مقررات محلی در خصوص مهندسی ساختمان اتاقک‌های ترانسفورماتور، مقررات ایمنی، مقررات محافظت در برابر آتش‌سوزی و... رعایت شوند. در ترانسفورماتورهای مجهز به چرخ، برای جلوگیری از حرکت احتمالی باید چرخ‌ها کاملا محکم و مهار شوند.

اتصال به شبکه

فواصل عایقی در هوای آزاد

فواصل عایقی در هوای آزاد در جدول ۵-۱ ذکر شده است.

جدول ۵-۱ : فواصل عایقی در هوای آزاد

حداکثر ولتاژ سیستم (کیلوولت)	ولتاژ استقامت ضربه‌ی صاعقه (کیلوولت)	حداقل فاصله‌ی فاز به فاز و فاز به زمین بر اساس IEC60076-3 (میلی‌متر)
۳/۶	۴۵	۶۰
۷/۲	۶۰	۹۰
۱۲	۷۵	۱۱۰
۱۷/۵	۹۵	۱۷۰
۲۴	۱۲۵	۲۱۰
۳۶	۱۷۰	۲۸۰
۷۲/۵	۳۲۵	۶۳۰

یادآوری: فواصل فوق بر اساس تست و یا مستندات میدانی قابل اتکا، می‌تواند کاهش داده شود.

اتصال ترمینال‌های ترانسفورماتور توزیع به شبکه‌های الکتریکی

مقررات ایمنی محلی و همچنین مقررات نصب تجهیزات الکتریکی باید رعایت شوند. هادی‌ها، باسبارها و کابل‌ها باید به‌گونه‌ای نصب شوند که کمترین تنش مکانیکی به بوشینگ‌ها وارد گردد. برای حفظ فشار مورد نیاز روی کنتاکت‌ها، باید از واشرهای مخروطی استفاده شود. مهره‌ها باید تا حد کافی محکم شوند. هنگام اتصال به باسبارهای ولتاژ پایین اتصالات انعطاف‌پذیر (فلکسیبل) باید بین ترمینال‌ها و باسبار استفاده شوند. هنگام اتصال به کابل‌های مسی ولتاژ پایین باید از کابلشوی مناسب استفاده شود. اتصالات ولتاژ بالا عموما توسط کابل‌های مسی و سرکابل‌های مسی انجام می‌شود. در برخی موارد از کانکتورهای شرینگ حرارتی و یا اتصالات زانویی نیز استفاده می‌شود. برای اتصال آلومینیوم به مس، از مس قلع‌اندودشده و یا از ورقه‌های بی‌متال (یک سمت مس و سمت دیگر آلومینیوم) بین اتصال استفاده می‌شود. سطح آلومینیوم از سطح مس باید بزرگ‌تر باشد. به منظور اجتناب از خوردگی، قسمت‌های آلومینیومی همیشه باید بالاتر از قسمت‌های مسی قرار گیرند تا آب نتواند از بخش‌های مسی به سمت بخش آلومینیومی جریان یابد. یک اتصال خوب بین سطوح آلومینیومی تنها در صورتی می‌تواند فراهم گردد که لایه‌ی اکسیدی که روی اتصالات بوده و هادی نیست، با برس سیمی یا سمباده یا وسایل دیگر، قبل از برقراری اتصال تمیز

شود و برای جلوگیری از اکسیداسیون مجدد، از یک لایه‌ی نازک گریس به‌عنوان پوشش حفاظتی بر روی آن استفاده شود.
در ساخت اتصالات باید از مواد اتصال دهنده‌ای که از نفوذ رطوبت و هوا به محل اتصال جلوگیری می‌کنند استفاده کرد. موادی از جنس کریستال‌های روی، لایه‌ی اکسید آلومینیوم را می‌شکند. حداقل فواصل عایقی اشاره شده، باید فراهم گردد. پیچ و مهره‌های فولادی قوی و مناسب باید برای بستن اتصالات مورد استفاده قرار گیرد. مقادیر پیشنهادی گشتاور مورد نیاز برای سفت کردن پیچ‌های اتصالات بیرونی ترانسفورماتور در جدول ۵-۲ ارائه شده است. پیچ‌های فولادی ضدزنگ نوع A2-70 یا A4-70 برای جریان‌های متناوب بالای ۶۳۰۰آمپر پیشنهاد می‌گردد. در استفاده از پیچ‌های فولادی ضدزنگ و روان‌کننده‌های با پایه‌ی MOS_2 باید به محدوده‌ی مشخص شده برای اصطکاک کل توجه شود. ظرفیت‌های بار کابل و باسبار خارج از محدوده‌ی این کتاب بوده و جزئیات بیشتر در راهنمای سوئیچگیرهای ABB مورد بررسی قرار گرفته است.

جدول ۵-۲: گشتاور لازم جهت بستن پیچ‌های اتصال

سایز پیچ	گشتاور پیشنهادی جهت بستن (نیوتن متر) A2-70 یا A4-70
M5	۳
M6	۵/۵
M8	۱۵
M10	۳۰
M12	۶۰
M16	۱۲۰

روان‌کننده‌ی پایه‌ی MOS_2 بر روی سطح کله‌گی کنتاکت و رزوه‌های آن استفاده می‌شود. درصورت استفاده از واشرهای فنری صفحه‌ای، بهتر است مهره‌ها تنها تا جایی سفت شوند که واشر به حالت تخت درآید.

ارتینگ

ترانسفورماتور باید در ترمینال‌های ارت تعبیه شده زمین شود. مقاومت زمین منطبق با الزامات شرکت‌های توزیع برق و یا استانداردهای ملی در نظر گرفته می‌شود.

تجهیزات حفاظتی

تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتور باید تا محل تابلو کابل‌کشی شده و سیگنال‌چک مطابق

ذیـل انجـام شـود:

- ترمومتر با کنتاکت‌هایی برای سیگنال‌های آلارم و تریپ
- روغن‌نما با کنتاکت‌هایی برای سیگنال آلارم
- رله‌ی بوخهلتس با کنتاکت‌هایی برای سیگنال‌های آلارم و تریپ
- فشار شکن با کنتاکت‌هایی برای سیگنال تریپ

تنظیمـات آلارم و تریـپ ترمومترهـای روغـن و سـیم‌پیچ بـرای ترانسـفورماتورهای بـا خنک‌کنندگـی از نـوع ONAN در جـدول ۵-۳ ذکـر شـده اسـت.

جدول ۵-۳: تنظیمات پیشنهادی آلارم و تریپ ترمومترهای روغن و سیم‌پیچ برای ترانسفورماتورهای با خنک‌کنندگی *ONAN*

نوع ترمومتر	دمای آلارم (درجه‌ی سانتی‌گراد)	دمای تریپ (درجه‌ی سانتی‌گراد)
ترمومتر روغن	۸۵	۱۰۰
ترمومتر روغن (در صورت وجود ترمومتر سیم‌پیچ)	۹۰	۱۰۵
ترمومتر سیم‌پیچ	۱۰۵	۱۳۵

تنظیمـات آلارم و تریـپ ترمومتـر ترانسـفورماتورهای خشـک بـا توجـه بـه کلاس حرارتـی عایـق در جـدول ۵-۴ ذکـر شـده اسـت.

جدول ۵-۴: تنظیمات پیشنهادی آلارم و تریپ ترمومتر ترانسفورماتورهای خشک

کلاس حرارتی	دمای آلارم (درجه‌ی سانتی‌گراد)	دمای تریپ (درجه‌ی سانتی‌گراد)
105 (A)	۹۰	۱۰۵
120 (E)	۱۰۵	۱۲۰
130 (B)	۱۱۵	۱۳۰
155 (F)	۱۴۰	۱۵۵
180 (H)	۱۶۵	۱۸۰

مقاومت عایقی

مقاومـت عایقـی بیـن سـیم‌پیچ‌ها و بیـن سـیم‌پیچ‌ها و زمیـن بایـد مـورد بررسـی قـرار گیـرد. حداقـل مقـدار قابـل پذیـرش ۱۰۰۰اهـم بـر هـر ولـت از ولتـاژ نامـی ترانسـفورماتور اسـت. (حداکثـر جریـان یـک میلی‌آمپـر)

تپ‌چنجر آفسیر کت/تحت‌بار

- اتصال بین سیم‌پیچ و تپ‌چنجر در همه‌ی موقعیت‌های آن بررسی شود.
- نسبت ولتاژ ترانسفورماتور و ولتاژهای شبکه مقایسه شده و وضعیت مناسب تپ‌چنجر انتخاب شود.

کنترل‌های مکانیکی

- چک کردن سطح روغن
- محکم کردن همه‌ی واشرهای دارای نشتی
- تعمیر سطوح صدمه‌دیده در اثر حمل و نصب
- بررسی شرایط مسیر لوله‌ی تنفسی و سیلیکاژل (برای نوع کنسرواتوری)
- تمیزکاری ترانسفورماتور

۵. ۳. راه‌اندازی

۵. ۳. ۱. برق‌دار کردن

قبل از برق‌دار کردن، موارد زیر باید مورد بررسی قرار گیرند:

- بازرسی ترانسفورماتور
- چک کردن شوک‌متر:

– چنانچه مقادیر ثبت شده‌ی شوک‌متر بالاتر از یک مقدار مشخص باشد، ترانسفورماتور باید از نظر صدمات حین حمل بررسی شود.

- بررسی رنگ، نشتی و چفت و بست‌ها:

– منبع انبساط، درپوش، مخزن و سیستم خنک‌کننده

- هواگیری از:

– درپوش، بوشینگ، تپ‌چنجر، رله‌ی بوخهلتس و سیستم خنک‌کننده

- زمین کردن:

– ترانسفورماتور، تابلوها، ترانسفورماتورهای جریان، برقگیرها، تپ‌چنجر، فیلتر روغن و غیره

- تجهیزات سیستم خنک‌کنندگی:

– OFWF : چک کردن جهت نصب پمپ‌های روغن، تنظیم نشانگرهای گردش روغن و آب، کنترل جهت چرخش و ولتاژ موتور فن‌ها و پمپ‌ها و حفاظت‌های آنها، کنترل باز بودن همه‌ی شیرها

– OFAF : چک کردن جهت نصب پمپ‌های روغن، تنظیم نشانگرهای گردش روغن، کنترل جهت چرخش و ولتاژ موتور فن‌ها و پمپ‌ها و حفاظت‌های آن‌ها، کنترل باز بودن همه‌ی شیرها

– ONAF : چک کردن جهت چرخش و ولتاژ موتور فن‌ها، حفاظت آن‌ها، کنترل باز بودن همه‌ی شیرها

- ONAN : چک کردن باز بودن شیرها

• تپ‌چنجر تحت بار، فیلتر روغن و موتوردرایو:

- بهتر است این موارد براساس دستورالعمل و راهنمای سازنده‌ی تپ‌چنجر انجام شود. مواردی که برای نمونه باید مورد بررسی قرارگیرند: قفل اتصالات شفت، جهت نصب رله‌ی حفاظتی (رله‌ی جانسون)، سنکرون بودن، ولتاژ موتور، چرخش فاز، حفاظت موتور، سوئیچ‌های محدودکننده (الکتریکی و مکانیکی)، توقف اضطراری، سوئیچ بالاوپایین برنده‌ی تپ، کنترل از راه دور و غیره. چک لیست کاملا وابسته به سازنده‌ی تپ‌چنجر، نوع تپ‌چنجر و تجهیزات نصب شده می‌باشد.

• ترانسفورماتورهای جریان:

- چک کردن پلاریته، و کنترل این که مدارهای ثانویه‌ی ترانسفورماتورهای جریان قبل از برق‌دار کردن ترانسفورماتور باز نمانده باشند. اگر ترانسفورماتور جریان در حال استفاده نیست، باید ثانویه‌ی آن اتصال کوتاه و زمین شود. ثانویه‌ی باز می‌تواند ولتاژهای بالایی تولید کند که برای پرسنل و تجهیز خطرناک است. این مسئله می‌تواند باعث مرگ یا زخمی شدن پرسنل و خرابی تجهیز شود.

• تجهیزات حفاظتی:

- چک کردن عملکرد همه‌ی سیگنال‌های آلارم و تریپ تجهیزات حفاظتی مانند ترمومترها، روغن‌نما، رله‌ی بوخهلتس، رله‌ی محافظ تپ‌چنجر، نشانگرهای گردش روغن و آب و... سیگنال‌های تریپ به‌صورت اتصال سیمی[۸] به بریکر می‌رود و لازم است عملکرد صحیح بریکر در صورت دریافت هر یک از سیگنال‌های تریپ فوق‌الذکر بررسی شود.

• روغن:

- از روغن ترانسفورماتور باید نمونه‌برداری شده و آزمون‌های لازم (به‌ویژه ولتاژشکست و رطوبت) بر روی آن انجام شود. شرایط روغن باید مطابق الزامات استانداردهای IEC یا ANSI/IEEE در زمان راه‌اندازی ترانسفورماتور باشد.

• تست‌های الکتریکی:

- توصیه می‌شود آزمون‌های الکتریکی که توسط سازنده پیشنهاد شده است، پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور انجام شوند.

پس از آنکه ترانسفورماتور در شرایط مناسب قرار گرفت و همه‌ی تجهیزات حفاظتی براساس موارد فوق بررسی شدند، در این زمان ترانسفورماتور عملا آماده‌ی اتصال به شبکه و در نتیجه برق‌دار شدن می‌باشد. در زمان اتصال ترانسفورماتورهای توزیع به شبکه، ممکن است به علت جریان هجومی بالا بلافاصله فیوز بسوزد. این لزوما به معنای وجود مشکل یا خطا در ترانسفورماتور نیست. فیوزهای سوخته را تعویض کنید و مجددا ترانسفورماتور را برق‌دار کنید چرا که دامنه‌ی جریان هجومی اساسا یک متغیر احتمالی با بازه‌ای گسترده است. رله‌های اضافه جریان و دیفرانسیل امروزی مجهز به فیلتری هستند که رله را در مواجهه با جریان هجومی غیرحساس می‌کند (جریان هجومی بلاک می‌شود). رله‌های قدیمی‌تر ممکن است بلافاصله فرمان تریپ به بریکر ارسال کنند.

بعد از اتصال ترانسفورماتور به شبکه، ممکن است گاز که در رله‌ی بوخهلتز جمع شده، فرمان آلارم صادر کند. این می‌تواند آلارم کاذب به دلیل جمع شدن هوایی باشد که در زیر درپوش محبوس مانده و در نهایت به رله رسیده است. هوا بی‌رنگ و بی‌بو است. چنانچه محتوای جمع شده در رله هوا نباشد، بهتر است از گاز و از روغن نمونه گرفته شده و آنالیز گردد. زمان تحویل قطعی ترانسفورماتور باید به‌صورت شفاف در قرارداد فی‌مابین خریدار و فروشنده ذکر گردد. این تاریخ ممکن است پس از برق‌دار کردن ترانسفورماتور و یا بازه‌ای بعد از بهره‌برداری آزمایشی از ترانسفورماتور باشد. لازم است صورتجلسه‌ی رسمی تحویل نوشته شده و به امضای طرفین برسد.

۵. ۳. ۲. مستندات و مدارک

مدارک زیر باید هنگام تحویل قطعی ترانسفورماتور تحویل خریدار شود:

- مشخصات فنی
- نقشه‌های ابعادی
- دیاگرام شماتیک
- نقشه‌های حمل
- نقشه‌ی سیم‌کشی[۹]
- راهنمای نصب، بهره‌برداری و نگهداری
- مدارک فنی تامین‌کنندگان تجهیزات جانبی (بوشینگ، تپ‌چنجر، سیستم خنک کننده و...)
- مشخصات فنی روغن ترانسفورماتور
- گزارش آزمون‌های کارخانه‌ای
- اسناد و مدارک حمل
- راهنمای عیب‌یابی
- گزارش راه‌اندازی
- صورتجلسه‌ی تحویل

۵. ۴. بهره‌برداری از ترانسفورماتور

۵. ۴. ۱. اقدامات احتیاطی و ایمنی

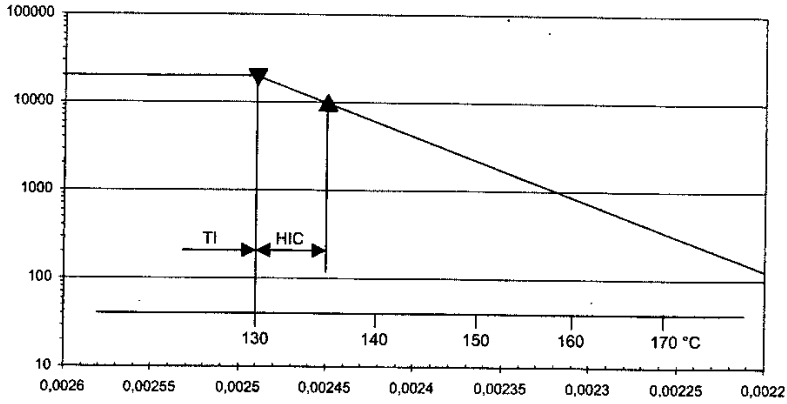
- پیش از انجام هرگونه عملیات برروی ترانسفورماتور ملاحظات ایمنی را درنظر بگیرید.
- هیچ‌گاه به تنهایی برروی ترانسفورماتور یا هر تجهیز الکتریکی دیگر کار نکنید.
- موقعیت تپ‌چنجر آفسیرکت را در شرایط برق‌دار بودن ترانسفورماتور تغییر ندهید.
- پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور یا انجام هرگونه عملیات برروی ترانسفورماتور، از صحت اتصالات زمین اطمینان حاصل کنید.

۵. ۴. ۲. بارگیری و کاهش عمر ترانسفورماتور

ظرفیت بارگیری از ترانسفورماتور به ویژگی‌های مواد عایقی و سیستم عایقی آن بستگی دارد.

یکی از ویژگی‌های مشترک مواد عایقی جامد، ساختار مولکولی آن‌ها است که از زنجیره‌های بلندی از مولکول‌های کوچکترِ متصل به هم تشکیل شده‌اند. زنجیره‌ها ممکن است دارای شاخه‌ها، حلقه‌های کربنی شش‌تایی و پیوندهای عرضی در داخل خودشان باشند. مولکول‌ها دائم در حال حرکت هستند، لیکن این حرکت در داخل مواد جامد به‌صورت نوسانی است. با افزایش دما، ناشی از تلفات در هادی‌های سیم‌پیچ (یا سایر منابع حرارتی داخل ترانسفورماتور)، حرارت به داخل ساختار عایق نفوذ کرده و تبدیل به انرژی جنبشی می‌شود. با افزایش انرژی جنبشی، حرکت مولکول‌ها سریع‌تر شده و مقدار آن افزایش می‌یابد. احتمال این که مولکول‌ها بر اثر برخورد با یکدیگر به مولکول‌های کوچکتری تبدیل شوند نیز بیشتر می‌شود. این فرایند شیمیایی که حرارت به ماده وارد می‌شود را فرایندهای گرماگیر[۱۰] می‌نامند.

همچنین ممکن است در طی این فرایند مکانیزم‌های دیگری مانند اکسیداسیون نیز اتفاق بیفتد. سرعت این واکنش‌های شیمیایی تابعی از درجه حرارت بوده که خود به مقدار حرارت منتقل شده به ماده‌ی عایقی بستگی دارد. مواد عایقی برای دستیابی به بهترین کیفیت فنی مورد نیاز در زمان بهره‌برداری تولید شده‌اند. تغییر در ساختار مولکولی مواد در طی فرایندهای گرماگیر می‌توانند ویژگی‌های اصلی ماده مانند پایداری مکانیکی و استقامت عایقی را نیز تحت تاثیر قرار دهد. معمولا در طی این فرایندها، ویژگی‌های اصلی عایق تنزل می‌یابند؛ هرچند نرخ کاهش کیفیت با هم متفاوت است. واژه‌ی «پیری[۱۱]» در حقیقت به این فرایندهای شیمیایی و در نتیجه کاهش کیفیت مواد اشاره دارد. شاخص حرارتی[۱۲](TI) و بازه‌ی نیم‌عمر[۱۳] (HIC)، دو واژه‌ی مورد استفاده برای تعیین پایداری حرارتی یک ماده یا یک سیستم عایقی هستند. شاخص حرارتی، مقدار عددی دما برحسب درجه‌ی سلسیوس به‌دست آمده از رابطه‌ی پایداری حرارتی در یک زمان معین است که در استاندارد IEC این زمان ۲۰هزار ساعت عنوان شده‌است، اما به‌طور کلی می‌توان مقادیر دیگری را نیز درنظر گرفت. بازه‌ی نیم‌عمر، مقدار عددی بازه‌ی دمایی بین نصف مقدار زمانی شاخص حرارتی و دمای شاخص حرارتی است. این دو پارامتر در نمودار شکل ۵-۲ مشخص شده‌اند.



محور عمودی: زمان برحسب ساعت $[h]$ (مقیاس لگاریتمی)
محور افقی بالا: درجه حرارت برحسب درجه‌ی سلسیوس $[°C]$
محور افقی پایین: دمای ترمودینامیکی متقابل برحسب بر کلوین $[K^{-1}]$
▼ درجه حرارت تقریبی در ۲۰ هزار ساعت
▲ درجه حرارت تقریبی در ۱۰ هزار ساعت
TI :شاخص حرارتی
HIC : بازه‌ی نیم‌عمر

شکل ۵-۲ دیاگرام پایداری حرارتی

مقادیر TI و HIC به‌صورت تجربی در آزمون‌های پیری تسریع شده با دمای بالا به‌دست آمده و روش به‌دست آوردن این پارامترها بر پایه‌ی معادله‌ی آرنیوس است. اسوانته آرنیوس[۱۴] (فیزیکدان و شیمی‌دان برنده‌ی جایزه‌ی نوبل شیمی سال ۱۹۰۳) معادله‌ی ذیل بین دما و نرخ انجام واکنش‌های شیمیایی را معرفی کرد:

$$v = A \times e^{-\left(\frac{E_a}{R \times T}\right)} \qquad (۱-۵)$$

که در این معادله:

v : ضریب نرخ واکنش (s^{-1})

A : ضریب ثابت (s^{-1})

Ea : انرژی فعال‌سازی مربوط به ماده (برحسب $kJ.mol^{-1}$)

R : ثابت گاز ($8.314 \times 10^{-3} kJ.mol^{-1}.K^{-1}$)

T : دما برحسب کلوین

معادله‌ی (۵-۱) به معادله‌ی آرنیوس یا قانون آرنیوس شناخته می‌شود. E_a یا انرژی فعال‌سازی در حقیقت انرژی لازم برای انجام یک واکنش شیمیایی در یک ماده‌ی خاص مورد نظر بوده و این‌گونه فرض می‌شود که با دما تغییر نمی‌کند. مقادیر v و A برحسب برثانیه بوده اما می‌توان از واحدهای دیگری مانند ساعت نیز استفاده کرد.

v نشان می‌دهد که واکنش شیمیایی در ماده یا در ترکیب با سایر مواد با چه سرعتی در حال گسترش است. عکس معادله‌ی (۵-۱) را می‌توان این‌گونه نوشت:

$$\frac{1}{v} = \frac{1}{A} \times e^{\frac{E_a}{RT}} \qquad (۵-۲)$$

$1/v$ برحسب ثانیه و نشانگر مدت زمانی است که طول می‌کشد تا واکنش شیمیایی به سطح مشخصی برسد.

معادله‌ی (۵-۲) را می‌توان این‌گونه بازنویسی کرد:

$$k = ae^{\frac{b}{T}} \qquad (۵-۳)$$

که در این معادله:

$$k = 1/v$$
$$a = 1/A$$
$$b = E_a/R$$

اگر از هر دو سمت معادله‌ی (۵-۳) لگاریتم بگیریم خواهیم داشت:

$$\ln k = \ln a + b.\frac{1}{T} \qquad (۵-۴)$$

نموداری که با دو پارامتر $1/T$ و k مطابق شکل ۵-۲ حاصل می‌شود خطی بوده و به آن دیاگرام پایداری حرارتی می‌گویند. آزمایش‌ها در دمایی بالاتر از درجه حرارت معمول شاخص حرارتی (TI) انجام می‌شود. به‌عنوان نمونه در نمودار شکل ۵-۲ تست‌ها در چهار دمای ۱۷۰، ۱۶۰، ۱۵۰ و ۱۴۰درجه‌ی سانتی‌گراد انجام شده‌اند. در این آزمایش‌ها باید نقطه‌ی پایان کار ماده‌ی مورد مطالعه از لحاظ کیفی تعیین شود (به‌عنوان مثال ولتاژ شکست AC). نقطه‌ی پایان را می‌توان برحسب حداقل مقدار مطلق (مثلا kV/mm) یا درصد باقی‌مانده از کیفیت اولیه‌ی ماده بیان کرد؛ که مورد اخیر در استاندارد IEC برای برخی مواد مورد استفاده قرار گرفته است.

در استاندارد IEC60216-2 مقادیر ترجیحی برای برخی از مواد پیشنهاد شده‌است که در بسیاری از موارد ۵۰درصد مقدار باقی‌مانده است. نقطه‌ی پایانی که مثلا با ۵۰درصد از مقدار باقی‌مانده تعیین می‌شود را می‌توان «پایان عمر» ترانسفورماتور دانست. هرچند این مسئله را نباید بیش‌ازاندازه تحت‌اللفظی تعبیر کرد. تخریب مواد به آرامی اتفاق می‌افتد و نقطه‌ی پایان یک مرز مشخص و دقیق بین «زندگی» و «مرگ» ترانسفورماتور نیست. رسیدن به نقطه‌ی پایان تنها بدین معنا است که ویژگی‌های خاصی از مواد تا درصد مشخصی از مقدار اولیه افت کرده و حاشیه‌های اطمینان و بالطبع قابلیت اطمینان بهره‌برداری از ترانسفورماتور در مقایسه با ترانسفورماتور نو به میزان زیادی کاهش

یافته است. حتی درصورتی که کیفیت عایقی ترانسفورماتور افت پیدا کند، ممکن است این تجهیز تا سال‌ها بدون مشکل کار کند البته به شرطی که هیچ اضافه‌ولتاژ جدی‌ای در شبکه به وجود نیاید. یا اگر استقامت مکانیکی ترانسفورماتور کاهش یابد ولی هیچ اضافه‌جریان شدیدی براثر اتصال کوتاه در شبکه‌ی قدرت نداشته باشیم، باز ترانسفورماتور بدون مشکل به کار خود ادامه خواهد داد.

خط مورب در نمودار شکل ۵-۲ متشکل از چهار نقطه است که در آزمون پایداری حرارتی به‌دست آمده‌اند: مدت زمان لازم برای رسیدن به نقطه‌ی پایان تعیین شده در چهار دمای ۱۷۰، ۱۶۰، ۱۵۰ و ۱۴۰درجه‌ی سانتی‌گراد. خط مورب در حقیقت خط برازشی است که این نقاط را به هم متصل می‌کند. ادامه‌ی این خط برازش، یک خط موازی با محور افقی که معادل با مقدار ۲۰هزار ساعت است را در نقطه‌ای قطع می‌کند. در دیاگرام ۵-۲ مختصات این نقطه: ۲۰هزار ساعت و ۱۳۰درجه‌ی سانتی‌گراد است. در نتیجه شاخص حرارتی (TI) در این مثال ۱۳۰ است. اگر از این نقطه ۵درجه‌ی سانتی‌گراد بالاتر رویم خط مورب را در نقطه‌ی ۱۰هزار ساعت قطع می‌کند. در نتیجه بازه‌ی نیم‌عمر (HIC) در این مثال ۵ خواهد بود. با توجه به مقادیر به‌دست آمده از آزمون پایداری حرارتی، دو پارامتر TI و HIC که در حقیقت همان ثابت‌های a و b در معادله‌ی آرنیوس (۵-۳) هستند، به‌دست می‌آید. بدین شکل می‌توانیم نرخ پیری را به‌عنوان تابعی از دمای ترمودینامیکی T(K) محاسبه کنیم. همچنین محاسبه‌ی میزان کاهش عمر برای ترانسفورماتوری که در مدت زمان t در دمای T کار می‌کند، امکان‌پذیر خواهد بود.

a و b را می‌توان بدین شکل به‌دست آورد: شاخص حرارتی TI، مطابق تعریف، دمایی برحسب درجه‌ی سانتی‌گراد است که اگر ترانسفورماتور در آن دما کار کند، عمرش ۲۰هزار ساعت خواهد بود. بر این اساس می‌توان معادله‌ی ذیل را با جای‌گذاری مقادیر در معادله‌ی (۵-۳) نوشت:

$$a e^{\left(\frac{b}{273+TI}\right)} = 20000 \qquad (۵-۵)$$

با افزودن مقدار HIC به TI نرخ پیری دو برابر شده و عمر ترانسفورماتور نصف می‌شود (۱۰هزار ساعت):

$$a e^{\left(\frac{b}{273+TI+HIC}\right)} = 10000 \qquad (۶-۵)$$

با حل معادلات فوق a و b این‌گونه به‌دست می‌آیند:

$$b = \frac{(\ln 20000 - \ln 10000)}{\left(\frac{1}{273+TI} - \frac{1}{273+TI+HIC}\right)} \qquad (۷-۵)$$

$$a = \frac{20000}{e^{b/(273+TI)}} \qquad (۸-۵)$$

مثـال: اگـر شـاخص حرارتـی (TI) و بـازه‌ی نیم‌عمـر (HIC) ترانسـفورماتور را به‌ترتیـب ۱۳۰ و ۵درجـه‌ی سـانتی‌گراد فرض‌کنیـم، (شـکل ۵-۲) در ایـن صـورت پارامترهـای a و b مطابـق معـادلات (۵-۷) و (۵-۸) مقادیـر ذیـل را خواهنـد داشـت:

$$b = 22794[K]$$
$$a = 5.45736\times10^{-21}[h]$$

معمـولا دمـای داغ‌تریـن نقطـه‌ی ترانسـفورماتور[۱۵] در حیـن بهره‌بـرداری بسـیار کمتـر از TI اسـت. از ایـن رو عمـر مـورد انتظـار آن نیـز بسـیار بیشـتر از ۲۰هـزار سـاعت خواهـد بـود. عمـر ترانسـفورماتور (L) در دمـای داغ‌تریـن نقطـه را می‌تـوان بـا کمـک معادلـه‌ی ذیـل محاسـبه کـرد:

$$L = ae^{b/T} = 5.45736\times10^{-21}e^{22794/T} \qquad (۹-۵)$$

مثـال: اگـر دمـای داغ‌تریـن نقطـه‌ی ترانسـفورماتور ۱۰۵درجـه‌ی سـانتی‌گراد (۲۵ درجه کمتـر از TI) باشـد عمر مـورد انتظـار ترانسـفورماتور را محاسـبه کنید.

حل:

$$T = 273+105 = 378K$$
$$L = 5.45736\times10^{-21}e^{22794/T} = 842629hours$$

عمر مورد انتظار ترانسفورماتور در این شرایط ۹۶/۲سال است.

عمـر از دسـت رفتـه در بـازه‌ی زمانـی t در دمـای داغ‌تریـن نقطـه‌ی T، حاصلضـرب نـرخ پیـری در ایـن دمـا و مـدت زمـان t اسـت. نـرخ پیـری در یـک دمـای ترمودینامیکـی معیـن T(K) را می‌تـوان بـا اسـتفاده از معادلـه‌ی ذیـل به‌دسـت آورد:

$$v = a^{-1}e^{-(b/T)} \qquad (۱۰-۵)$$

اگر مقادیر عددی پارامترهای a و b را در معادله‌ی (۵-۱۰) جای‌گذاری کنیم، خواهیم داشت:

$$v = \left(5.45736\times10^{-21}\right)^{-1}\times e^{-(22794/T)}\left[h^{-1}\right] \qquad (۱۱-۵)$$

مقادیـر عـددی a و b براسـاس پایـان عمـر ۲۰هـزار سـاعت و دمـای ترمودینامیکـی ذیـل محاسـبه شـده‌اند:

$$T = TI + 273 = 130 + 273 = 403K$$

اکنون پارامتری با نام نرخ پیری نسبی را معرفی می‌کنیم:

$$v_r = 20000\times v = 20000\times\left(5.45736\times10^{-21}\right)^{-1}\times e^{-(22794/T)} \qquad (۱۲-۵)$$

در معادلـه‌ی فـوق اگـر $T = 403K$ باشـد آن‌گاه $v_r = 1$ خواهـد بـود کـه بدیـن معنـا اسـت کـه بهره‌بـرداری از ترانسـفورماتور به‌مـدت یک‌سـاعت در دمـای داغ‌تریـن نقطـه‌ی ۴۰۳درجـه‌ی کلویـن

(معادل ۱۳۰درجه‌ی سانتی‌گراد) کاهش عمری به میزان یک ساعت به‌دنبال دارد. عمر ازدست رفته‌ی ترانسفورماتور (L_c) در مدت زمان t مطابق معادله‌ی ذیل می‌باشد:

$$L_c = V_r \times t \ [h] \qquad (۱۳-۵)$$

اگر ترانسفورماتور به‌مدت ۲۰هزار ساعت در دمای داغ‌ترین نقطه‌ی ۴۰۳درجه‌ی کلوین مورد بهره‌برداری قرارگیرد، خواهیم داشت:

$$v_r = 1$$
$$t = 20000[h]$$

$$L_c = 1 \times 20000 = 20000[h] \qquad (۱۴-۵)$$

مقدار به‌دست آمده بدین معنا است که در مدت زمان بهره‌برداری ۲۰هزار ساعت عمر ازدست رفته‌ی ترانسفورماتور نیز همان ۲۰هزار ساعت بوده است.

مثال:

الف) ترانسفورماتوری به‌مدت ۳۰ساعت به گونه‌ای بهره‌برداری شده است که متوسط دمای داغ‌ترین نقطه‌ی آن ۱۳۵درجه‌ی سانتی‌گراد بوده است. عمر از دست رفته‌ی تجهیز را در طی این مدت حساب کنید.

ب) در مثال الف اگر مدت زمان بهره‌برداری ۴۰ساعت بوده و متوسط دمای داغ‌ترین نقطه ۱۲۵درجه‌ی سانتی‌گراد باشد، عمر از دست رفته چقدر خواهد شد؟

حل:

الف)

$$T = 135 + 273 = 408K$$
$$t = 30h$$
$$L_c = v_r \times t = 20000 \times v \times t = 20000 \times \left(5.45736 \times 10^{-21}\right)^{-1} \times e^{-\left(22794/T\right)} \times t$$
$$L_c = 20000 \times \left(5.45736 \times 10^{-21}\right)^{-1} \times e^{-\left(22794/408\right)} \times 30 = 60h$$

در ۳۰ساعت بارگیری از ترانسفورماتور در دمای داغ‌ترین نقطه‌ی ۱۳۵درجه‌ی سانتی‌گراد، در واقع ۶۰ساعت از عمر ترانسفورماتور کم شده‌است.

ب)

$$T = 125 + 273 = 398K$$
$$t = 40h$$
$$L_c = v_r \times t = 20000 \times v \times t = 20000 \times \left(5.45736 \times 10^{-21}\right)^{-1} \times e^{-\left(22794/398\right)} \times 40$$
$$L_c = 19.7h$$

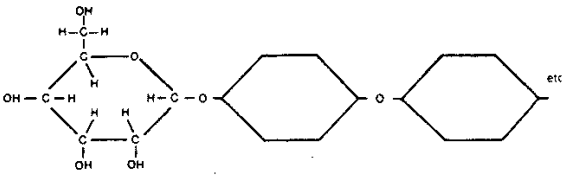
در ۴۰ساعت بارگیری از ترانسفورماتور در دمای داغ‌ترین نقطه‌ی ۱۲۵درجه‌ی سانتی‌گراد، تقریبا ۲۰ساعت از عمر ترانسفورماتور کم شده‌است.

ازآنجاکه ویژگی‌های کیفیِ گوناگون در مواد، با سرعت‌های متفاوتی تخریب می‌شود، ممکن

است لازم باشد شاخص‌های حرارتی و بازه‌های نیم‌عمر متفاوتی برای یک ماده درنظر گرفت. جزئیات مربوط به فرایندهای انجام آزمون پایداری حرارتی در استانداردهای IEC60216-1 و IEC60216-6 ذکر شده است. نمودار شکل ۵-۲ تنها یک تصویر ساده‌سازی شده و ایدئال را نشان می‌دهد. در عمل پراکندگی نتایج از نمونه‌های مواد را خواهیم داشت که بخشی به دلیل تغییرات در ماده و بخشی به دلیل عدم قطعیت در اندازه‌گیری است. جزئیات مربوط به نحوه‌ی محاسبه‌ی پایداری حرارتی با توجه به داده‌های تجربی و همچنین روش‌های آماری برای اطمینان از اعتبار نتایج با استفاده از قانون آرنیوس در استاندارد IEC60216-3 ذکر شده است. موادی که مقادیر قابل توجهی از اجزای غیرارگانیک در خود داشته باشند، به میزان قابل توجهی از قانون آرنیوس انحراف خواهند داشت.

دما در قسمت‌های مختلف سیم‌پیچ ترانسفورماتور متفاوت بوده و برخی از بخش‌های سیم‌پیچ در معرض دماهای بالاتری هستند. مواد در آن قسمت‌هایی که دمای بالاتری دارد سریع‌تر تخریب شده و زودتر به نقطه‌ی پایان خواهند رسید. همین بخش‌ها هستند که قابلیت اطمینان بهره‌برداری ترانسفورماتور را تعیین می‌کنند. رابطه‌ی بین دمای داغ‌ترین نقطه و درجه حرارت متوسط سیم‌پیچ بستگی به طراحی ترانسفورماتور دارد. تخمین مقدار دمای داغ‌ترین نقطه با عدم قطعیت همراه بوده و محاسبه‌ی عمر از دست رفته را دشوار می‌سازد. دمای محیط علاوه بر بارِ ترانسفورماتور نقشی کلیدی در عمر از دست رفته‌ی این تجهیز دارد. به منظور ارزیابی قابلیت بارگیری ترانسفورماتور حتما باید این پارامتر را درنظرگرفت. در حقیقت اثر تجمعی دمای محیط و جهش حرارتی داغ‌ترین نقطه‌ی ترانسفورماتور است که نرخ پیری را تعیین می‌کند.

محصولات سلولزی مانند کاغذ و پرسبرد[16] مواد عایقی جامد اصلی در ترانسفورماتورهای روغنی را تشکیل می‌دهند. پیری ترانسفورماتور با استقامت کششی[17] کاغذ نسبت مستقیم دارد. چراکه نقش اساسی در قابلیت اطمینان بهره‌برداری ترانسفورماتور ایفا می‌کند. تحقیقات نشان می‌دهد استقامت کششی کاغذ در مقایسه با سایر ویژگی‌های کیفی آن مانند استقامت عایقی و استقامت فشاری[18] با سرعت بیشتری تخریب می‌شود. مهم‌ترین نتیجه‌ی پیری ترانسفورماتور در عمل، افزایش احتمال ازهم‌گسیختگی مکانیکی و تماس فلز با فلز در نتیجه‌ی شوک‌ها و ارتعاشات مکانیکی است. مولکول سلولز، ساختاری حلقوی مشابه شکل ۵-۳ دارد. تعداد زیادی از این مولکول‌ها با یک اتم اکسیژن با هم پیوند برقرار می‌کنند که این فرایند پلیمریزاسیون نام دارد.



شکل ۵-۳ پلیمریزاسیون عایق سلولزی

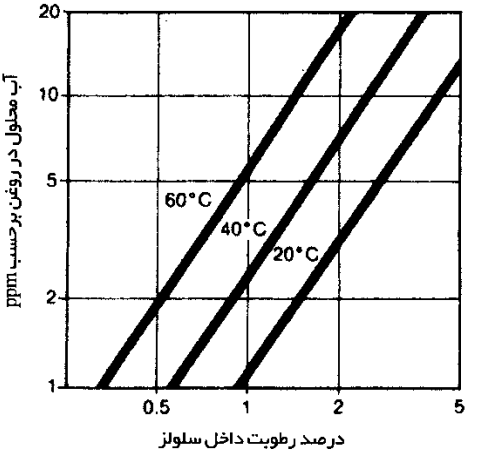
روش تست استانداردی برای شناسایی تعداد متوسط حلقه‌ها در زنجیره‌ی مولکول‌های سلولز وجود دارد. تعداد این حلقه‌ها را درجه‌ی پلیمریزاسیون[۱۹] یا مقدار DP می‌نامند. درجه‌ی پلیمریزاسیون کاغذ نو به‌دست آمده از چوب درخت کاج در آب‌وهوای سرد معمولا بین ۱۲۰۰ تا ۱۴۰۰ است. بین مقدار درجه‌ی پلیمریزاسیون و استقامت کششی، همبستگی وجود داشته و نرخ پیری را می‌توان برحسب کاهش مقدار DP بیان کرد. زمانی‌که درجه‌ی پلیمریزاسیون به کمتر از ۲۰۰ تنزل یابد، عایق کاملا شکننده خواهد شد. وضعیت عمر عایق معمولا به‌جای استقامت کششی برحسب مقدار DP بیان می‌شود. علت این است که زمانی که فرایندهای پیری به سطح معینی می‌رسند، اندازه‌گیری درجه‌ی پلیمریزاسیون، از اندازه‌گیری استقامت کششی قطعیت بیشتری دارد. پیری فرایندی برگشت‌ناپذیر بوده و تحت تاثیر شرایط محیطی محل نصب ترانسفورماتور است. این بدان معنا است که کاغذ، حتی با کاهش دمای ترانسفورماتور پس از پایان یک مرحله بارگیری شدید، باز هم ساختار مولکولی اولیه را باز نخواهد یافت. نرخ واکنش‌های شیمیایی با دما سرعت بیشتری می‌گیرد و این موضوعی است که در ادامه توضیح داده خواهد شد.

یک مهندس انگلیسی به نام و. م. مونتسینگر[۲۰]، پس از سال‌ها تحقیق به این نتیجه رسید که نرخ تخریب شیمیایی در سلولز به ازای هر ۶ تا ۷درجه دو برابر می‌شود. هرچند دما تنها عامل تاثیرگذار بر روند کاهش عمر سلولز نیست. وجود آب و اکسیژن محلول در روغن نیز بر فرایند پیری تاثیر گذاشته که این موضوع پیش‌بینی روند کاهش عمر را پیچیده می‌سازد. ضرایب a و b در معادله‌ی آرنیوس (۵-۳) تنها زمانی ثابت هستند که به شرایط اولیه‌ی تستِ نمونه‌ها در آزمون پایداری حرارتی ارجاع داده شوند. با ضعیف شدن تدریجی استقامت کششی کاغذ، احتمال خطای ترانسفورماتور در صورت وقوع اتصال کوتاه در شبکه افزایش می‌یابد. در غیاب این عوامل خارجی ممکن است ترانسفورماتور حتی با DP بسیار کم عملکرد رضایت بخشی در شبکه داشته باشد چراکه مقاومت فشاری و استقامت عایقی سلولز در طی فرایند پیری بسیار کم کاهش می‌یابند. آزمون اتصال کوتاه که قابلیت تاب‌آوری ترانسفورماتور در برابر جریان‌های اتصال کوتاه را به معرض آزمایش می‌گذارد تقریبا همیشه برروی ترانسفورماتور نو انجام می‌شود که در عمل هیچ‌گاه در شرایط بهره‌برداری قرار نداشته‌است.

واژه‌ی «پایان عمر» بستگی به تعریفی دارد که از آن بیان می‌شود. این واژه را می‌توان به‌صورت درصدی از مقدار اولیه‌ی استقامت کششی عایق، مثلا ۵۰، ۲۵ یا ۱۰درصد در نظر گرفت. یا حتی آن را برحسب مقدار مطلق استقامت کششی برحسب N/mm^2 یا حداقل مقدار درجه‌ی پلیمریزاسیون تعریف کرد. معیاری که مورد پذیرش بین‌المللی قرار گرفته باشد وجود نداشته و عوامل خارجی مانند احتمال وقوع اتصال کوتاه در شبکه نقش بسیار مهم در تعیین عمر ترانسفورماتور ایفا می‌کنند. تحقیق بین‌المللی جامعی که چند سال پیش در این خصوص انجام شد به این نتیجه رسیدکه نرخ خطای ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ به‌دلیل جریان‌های اتصال کوتاه بسیار کم است: ۳ خطا در هر ۲۵هزار ترانسفورماتور-سال یا به‌عبارت

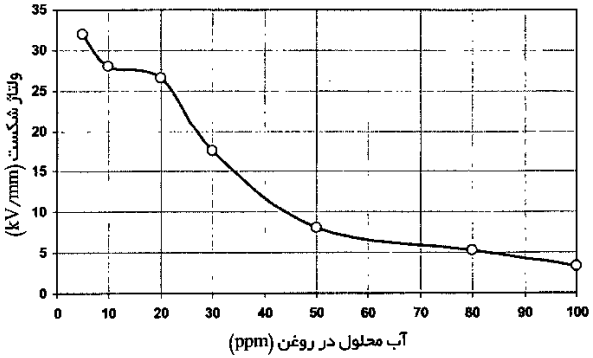
دیگر ۰/۱۲ درهزار. تحقیق اخیر، هم ترانسفورماتورهای «جوان» و هم ترانسفورماتورهای با چند دهه سابقه‌ی بهره‌برداری را دربر می‌گرفت. این نرخ خطا ممکن است با افزایش سن ناوگان ترانسفورماتورهای شبکه‌ای که فعلا در حال بهره‌برداری است، افزایش یابد.

خشک‌سازی ترانسفورماتورها و تمیز و خشک نگه‌داشتن داخل مخزن یکی از اولویت‌های مهم بهره‌برداری است. سلولز قابلیت جذب رطوبت بسیار بالایی دارد و زمانی که در معرض هوا قرار گیرد، بسته به رطوبت نسبی هوا، معمولا رطوبتی بین ۵ تا ۱۰درصد خواهد داشت. سلولز با مقدار رطوبت بالا، برای استفاده در ترانسفورماتور عایق نامناسبی است چراکه رطوبت موجود در کاغذ وارد روغن شده و استقامت عایقی آن را به شدت کاهش می‌دهد. به‌علاوه فرایند پیری خود سلولز نیز با وجود رطوبت تسریع می‌گردد. برای اینکه بتوان از سلولز به‌عنوان یک عایق مناسب در داخل ترانسفورماتور استفاده کرد باید آن را پیش از تزریق روغن، خشک کرده و رطوبتش را به کمتر از یک درصد کاهش داد. دمای بالای مورد نیاز برای پروسه‌ی خشک سازی سلولز، خود باعث کاهش قابل‌توجه در مقدار اولیه‌ی DP آن می‌گردد. به‌منظور حفظ استقامت کششی سلولز در زمان بهره‌برداری باید از ورود هوا به داخل ترانسفورماتور جلوگیری کرد و این کار در ترانسفورماتورهای توزیع کوچک با تولید آن‌ها به شکل هرمتیک محقق می‌شود. در ترانسفورماتورهای بزرگ نیز توصیه می‌شود با نصب ایربگ در داخل منبع انبساط مانع از اتباط مستقیم هوا با روغن شد. با این وجود، آب و اکسیژن بر اثر فرایندهای طبیعی پیری در داخل ترانسفورماتور به وجود می‌آیند. مقدار آب محلول در روغن را می‌توان با انجام تست برروی نمونه‌ی روغن اندازه‌گیری کرد. با به‌دست آوردن رطوبت روغن و استفاده از منحنی‌هایی مانند شکل ۵-۴ می‌توان مقدار رطوبت سلولز را تخمین زد.



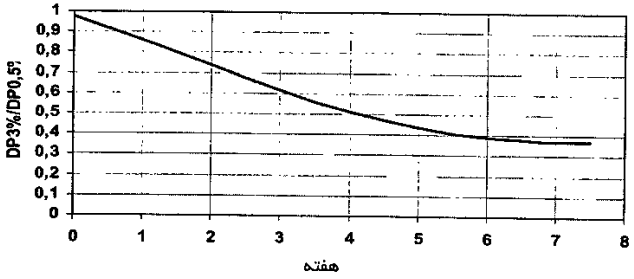
شکل ۵-۴ تخمین رطوبت سلولز با استفاده از مقدار آب محلول در روغن

نمودار شکل ۵-۴ تعادل بین رطوبت سلولز و آب محلول در روغن را نشان می‌دهد. این تعادل تابعی از متوسط دمای روغن است: به‌عنوان مثال فرض کنید نتیجه‌ی تست اندازه‌گیری آب محلول در روغن نشان‌دهنده‌ی این باشد که میزان رطوبت در نمونه روغن 10ppm است. در این صورت اگر دمای روغن در زمان نمونه‌برداری ۶۰ درجه‌ی سانتی‌گراد باشد، مقدار رطوبت سلولز ۱/۵درصد خواهد بود. در حالی‌که اگر این دما ۲۰درجه‌ی سانتی‌گراد باشد، مقدار رطوبت سلولز ۴درصد به‌دست می‌آید. از این‌رو برای تخمین رطوبت سلولز براساس مقدار آب محلول در نمونه‌ی روغن، حتما باید دمای متوسط روغن در زمان نمونه‌برداری را بدانیم.
گرچه مقدار عایق روغنی که در داخل ترانسفورماتور وجود دارد بسیار بیشتر از عایق سلولزی است، اما این سلولز است که در مقایسه با روغن، مقدار بسیار بیشتری آب را در درون خود جذب می‌کند. فرض کنید رطوبت سلولز در ترانسفورماتوری ۲درصد بوده و درجه‌حرارت روغن از ۲۰ به ۶۰ درجه‌ی سانتی‌گراد افزایش یابد. در این صورت مطابق نمودار شکل ۵-۴ آب محلول در روغن از 3ppm به 18ppm افزایش خواهد یافت. به‌عبارت دیگر با افزایش دما رطوبت از سلولز به روغن منتقل می‌شود. گرچه افزایش مقدار آب محلول در روغن قابل توجه است، اما کاهش نسبی رطوبت در سلولز بسیار کم است. از اینجا می‌توان نتیجه‌گرفت که خشک کردن روغن به تنهایی روش موثری برای جداکردن رطوبت از سلولز نیست. اگر میزان آب موجود در نمونه‌ی روغن نشان دهد که رطوبت سلولز، پس از سال‌ها بهره‌برداری، به میزان غیر قابل قبولی افزایش یافته است، پیش از هر اقدامی برای خشک‌سازی سلولز باید روغن ترانسفورماتور را تخلیه کرد. نمودار شکل ۵-۵ روند کاهش ولتاژ شکست AC روغن درصورت افزایش رطوبت در دمای ۲۰درجه‌ی سانتی‌گراد را نشان می‌دهد. در این مثال آزمون ولتاژ شکست مطابق استاندارد IEC60156: «سیال‌های عایقی، تعیین ولتاژ شکست در فرکانس قدرت، نحوه‌ی انجام تست»، انجام شده است.



شکل ۵-۵ تغییرات ولتاژ شکست روغن نسبت به آب محلول در روغن

رطوبت موجود در روغن ترانسفورماتور نو در زمان تحویل به خریدار کمتر از 5ppm است. با افزایش مقدار رطوبت روغن بیشتر از 20ppm ولتاژ شکست به سرعت کاهش خواهد یافت. در نتیجه استقامت عایقی و قابلیت اطمینان بهره‌برداری از ترانسفورماتور نیز کاهش می‌یابد. شکل ۵-۶ کاهش مقدار درجه‌ی پلیمریزاسیون در طول زمان در دمای آزمون ۱۲۰درجه‌ی سانتی‌گراد را نشان می‌دهد. عایق جامد در ترانسفورماتور نو تا سطح ۰/۵درصد رطوبت خشک می‌شود. لذا در زمان شروع تست دو نمونه کاغذ یکی با رطوبت ۳درصد و دیگری با رطوبت ۰/۵درصد و DP یکسان را در معرض دمای ۱۲۰درجه‌ی سانتی‌گراد قرار داده و مقدار درجه‌ی پلیمریزاسیون نمونه‌ها را در طی زمان اندازه‌گیری می‌کنیم. محور عمودی نسبت مقدار DP کاغذ با رطوبت ۳درصد به مقدار DP کاغذ با رطوبت ۰/۵درصد را در طی آزمایش نشان می‌دهد. همان گونه که مشاهده می‌شود، با گذشت زمان نسبت $DP3\%/DP0.5\%$ کاهش یافته که به‌معنای کاهش سریع‌تر عدد درجه‌ی پلیمریزاسیون کاغذ با رطوبت ۳درصد نسبت به کاغذ با رطوبت ۰/۵درصد است.



شکل ۵-۶ تغییرات نسبت درجه‌ی پلیمریزاسیون کاغذ با رطوبت ۳درصد به درجه‌ی پلیمریزاسیون کاغذ با رطوبت ۰/۵درصد در طول زمان در دمای ۱۲۰ درجه‌ی سانتی‌گراد

پایین نگه‌داشتن رطوبت در سیستم عایقی شامل روغن و کاغذ، احتمال بهره‌برداری مطمئن از ترانسفورماتور در طول زمان حتی تا ۵۰ سال را افزایش می‌دهد. تجربیات عملی نشان می‌دهد بسیاری از ترانسفورماتورها تا زمانی‌که تغییر در ولتاژ سیستم، تعویض آنها را ضروری می‌سازد، به کار در شبکه ادامه می‌دهند.

در این فصل، تمرکز اصلی بر تاثیر درجه حرارت بر روند پیری ترانسفورماتور است. استاندارد IEC60076-7: «راهنمای بارگیری از ترانسفورماتورهای روغنی»، رابطه‌ی بین بارگیری از ترانسفورماتور (ثابت یا متغیر در طول زمان) و دمای تجهیز را بیان کرده است. مطابق این استاندارد دمای نقطه‌ی داغ قطعات فلزی در تماس با عایق سلولزی، نباید از ۱۲۰درجه‌ی سانتی‌گراد و دمای نقطه‌ی داغ قطعات فلزی در تماس با روغن یا مواد فایبرگلاس، نباید از ۱۴۰درجه‌ی سانتی‌گراد تجاوز کند. افزایش دما بیشتر از مقادیر فوق می‌تواند موجب تولید حباب در روغن و در نهایت شکست عایقی شود. جدول ۵-۵ درصد بارگیری در درجه

حرارت‌های مختلف را نشان می‌دهد؛ که در آن نرخ پیری برابر با نرخ پیری در شرایط بارگیری نامی در دمای محیط ۲۰ درجه‌ی سانتی‌گراد است. این جدول برمبنای استاندارد IEC60076-7 نوشته شده است.[۲۱]

جدول ۵-۵ درصد بارگیری از ترانسفورماتور در درجه حرارت‌های مختلف
که عمر از دست رفته‌ی ترانسفورماتور مساوی با بارگیری در دمای ۲۰ درجه‌ی سانتی‌گراد خواهد شد.

درجه حرارت محیط (برحسب سانتی‌گراد)	بارگیری پیوسته به‌صورت درصدی از بار نامی (با فرض جهش حرارتی متوسط سیم‌پیچ در بارنامی: ۶۵ درجه‌ی سانتی‌گراد)	بارگیری پیوسته به‌صورت درصدی از بار نامی (با فرض جهش حرارتی متوسط سیم‌پیچ در بارنامی: ۵۵ درجه‌ی سانتی‌گراد)
۰	۱۱۶	-
+۱۰	۱۰۸	۱۱۹
+۲۰	۱۰۰	۱۱۰
+۳۰	۹۱	۱۰۰
+۴۰	۸۲	۸۹
+۵۰	۷۲	۷۷
+۶۰	-	۶۴

نکته‌ی مهمی که در اینجا باید ذکر شود این است که هیچ گاه نباید قابلیت بارگیری کوتاه‌مدت از ترانسفورماتور را تنها بر مبنای درجه حرارت روغن تعیین کرد. چراکه تغییر دمای روغن نسبت به بار بسیار آهسته‌تر از تغییرات دمای سیم‌پیچ است. اضافه‌بارگیری از ترانسفورماتور تنها در صورتی قابل انجام است که متعلقات این تجهیز مانند تپ‌چنجر و بوشینگ‌ها نیز بر این اساس طراحی شده باشند. معمولا جریان نامی این متعلقات کمتر از ۱۲۰درصد جریان نامی ترانسفورماتور نیست (به‌عنوان مثال برای بوشینگ به استاندارد IEC60137 مراجعه شود). ملاحظات مشابهی برای بارگیری از ترانسفورماتورهای خشک وجود دارد که در استاندارد IEC60076-12 تشریح شده‌اند.

۵. ۴. ۳. عملکرد موازی

الزامات موازی کردن دو یا تعداد بیشتری ترانسفورماتور به‌قرار ذیل است:

- اختلاف فاز بین ولتاژهای اولیه و ثانویه باید یکسان باشد. عدد ساعت که نشان‌دهنده‌ی اختلاف فاز است بر روی پلاک ترانسفورماتور درج شده است. (به‌عنوان مثال Dyn11، Yd11 و...)
- سرفازهای دارای پلاریته‌ی یکسان در هر دو سمت فشارقوی و فشارضعیف باید با یکدیگر موازی شوند.
- نسبت تبدیل ترانسفورماتورها باید تقریبا یکسان باشد.
- امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتورها نباید بیش از ±10% با یکدیگر اختلاف داشته باشند.
- نسبت توان ترانسفورماتورها نباید از ۱:۳ بیشتر باشد.

- تپ‌چنجرها باید به‌گونه‌ای تنظیم شوند که نسبت تبدیل ترانسفورماتورها تاحد ممکن به یکدیگر نزدیک باشند.
- ترانسفورماتورهای موازی شده که دارای تپ‌چنجر تحت بار و تنظیم ولتاژ اتوماتیک[۲۲](AVR) هستند، باید به سیستم کنترل‌کننده‌ای تجهیز شوند که بتواند تپ‌چنجرِ هر کدام از ترانسفورماتورها را در هر زمان در مناسب‌ترین تپ آن ترانسفورماتور قرار دهد.

به شرطی که اطلاعات کامل در دسترس باشد، انحراف از شروط فوق امکان پذیر است. به‌منظور کسب اطلاعات بیشتر به استاندارد IEC60076-8: «راهنمای بهره‌برداری از ترانسفورماتور»، مراجعه کنید.

۵. ۴. ۴. فرکانس

ترانسفورماتوری که برای کار در فرکانس ۵۰ هرتز طراحی شده را می‌توان در شبکه‌ای با فرکانس ۶۰ هرتز استفاده کرد اما عکس آن امکان‌پذیر نیست. با این وجود، برای استفاده از ترانسفورماتور ۵۰ هرتز در فرکانس ۶۰ هرتز لازم است از عملکرد صحیح تجهیزات الکتریکی مربوطه به ترانسفورماتور (مانند فن، پمپ، موتوردرایو تپ‌چنجر و...) اطمینان حاصل شود.

۵. ۴. ۵. حفاظت‌های ترانسفورماتور

حفاظت اضافه‌جریان

دو نوع حفاظت اضافه‌جریان وجود دارد:

- فیوزها
- رله‌های اضافه‌جریان که سیگنال تریپ به بریکر ارسال می‌کنند.

هدف اصلی حفاظت‌های اضافه‌جریان، حفاظت در برابر جریان‌های اتصال کوتاه است.

حفاظت دیفرانسیل

رله‌ی دیفرانسیل براساس اختلاف آمپر-دورهای دو سمت ترانسفورماتور عمل کرده و امکان وقوع خطای داخلی در ترانسفورماتور را آشکار می‌سازد.

سیگنال‌های آلارم و تریپ حفاظت‌های ترانسفورماتور

سیگنال‌های ترانسفورماتور ممکن است به‌صورت محلی یا انتقال به دور باشند. نوع تجهیز حفاظتی نصب شده بر روی ترانسفورماتور نوع سیگنال را مشخص می‌کند؛ که مجددا بستگی به نوع ترانسفورماتور و الزامات خریدار دارد. ساده‌ترین نوع، یک سیگنال محلی و نمایش آن بر روی خود تجهیز نصب شده بر روی ترانسفورماتور است. مانند روغن نما یا ترمومتر عقربه‌ای روغن. اما برای بیشتر تجهیزات حفاظتی لازم است سیگنال‌ها تجمیع و ارسال شود. روش معمول برای این کار انتقال همه‌ی سیگنال‌ها به یک جعبه تقسیم، یا در ترانسفورماتورهای بزرگ‌تر، انتقال به یک تابلو بر روی خود ترانسفورماتور است. بهره‌بردار می‌تواند از اینجا سیگنال‌های مورد نظرش را به اتاق کنترل انتقال دهد. به‌عنوان مثال ممکن است تجهیزات

حفاظتی ذیل نیاز به انتقال سیگنال داشته باشند:

- ترمومتر روغن
- ترمومتر سیم‌پیچ
- رله‌ی بوخهلتس
- روغن نما
- فشارشکن
- نشانگر گردش روغن و آب
- نشانگر موقعیت تپ‌چنجر تحت بار
- سیستم‌های پایش وضعیت آنلاین

حفاظت در برابر اضافه ولتاژ

تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتور در برابر اضافه ولتاژ در فصل ۶ شرح داده شده‌اند.

۵. ۵. پایش وضعیت ترانسفورماتور

۵. ۵. ۱. کلیات

به منظور اجتناب از آسیب‌های جدی در زمان وقوع خطا، برروی اغلب ترانسفورماتورها تجهیزات حفاظتی نصب می‌شود. نمونه‌ای از این تجهیزات حفاظتی، ترانسفورماتورهای جریانِ تغذیه‌کننده‌ی رله‌های اضافه جریان و دیفرانسیل، رله‌ی بوخهلتس و ترمومترهای روغن و سیم‌پیچ هستند. این تجهیزات اغلب در ترانسفورماتورهای قدرت و بعضا در ترانسفورماتورهای توزیع وجود دارند. اما پایش وضعیت آنلاین بیشتر برای ترانسفورماتورهای قدرت متوسط و بزرگ به‌ویژه ترانسفورماتورهایی که از لحاظ استراتژیک نقش مهمی در شبکه دارند مانند ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی و ترانسفورماتورهای یکسوساز HVDC کاربرد دارد. چراکه به‌عنوان مثال خروج برنامه‌ریزی نشده‌ی ترانسفورماتورهای HVDC برای بهره‌بردار تبعات جدی فنی و اقتصادی به دنبال دارد. دلیل اصلی نصب سیستم‌های پایش وضعیت آنلاین برروی این ترانسفورماتورها نیز ارزیابی وضعیت برخط این تجهیزات با هدف کاهش تبعات احتمالی فوق است. (به استاندارد IEC61378-3: «ترانسفورماتورهای یکسوساز، قسمت سوم: راهنمای بهره‌برداری»، مراجعه شود).

پایش وضعیت ترانسفورماتورها را می‌توان به دو گروه تقسیم‌بندی کرد:

- پایش وضعیت سطح بالا:
  - ✓ پایش وضعیت (مونیتورینگ) آنلاین[۲۳]
- پایش وضعیت سطح پایین:
  - ✓ ثبت برخی پارامترهای ترانسفورماتور به‌صورت دوره‌ای و انجام بازدیدهای ظاهری
  - ✓ ارزیابی وضعیت روغن
  - ✓ پایش وضعیت در زمان خاموشی ترانسفورماتور

۵. ۵. ۲. پایش وضعیت سطح بالا

هدف اصلی از پایش وضعیت آنلاین اجتناب از بروز حوادث شدید، حداکثر کردن قابلیت بارگیری، بهینه‌کردن سرویس‌ونگهداری و افزایش عمر باقی‌مانده‌ی ترانسفورماتور است. ترانسفورماتورهایی که اهمیت استراتژیک در شبکه دارند باید به سیستم‌های پایش وضعیت آنلاین مجهز شده تا قابلیت اطمینان بهره‌برداری افزایش و هزینه‌های مرتبط با چرخه‌ی عمر کاهش یابد. همچنین سیستم‌های پایش وضعیت آنلاین موجب می‌شود با پیاده‌سازی سیستم نگهداری برمبنای وضعیت[۲۴]، عملیات مربوط به سرویس‌ونگهداری تجهیز حداقل شود. تجهیزات پایش وضعیت آنلاین کلیه‌ی اطلاعات مورد نیاز را تنها از چند سنسور دریافت و ذخیره کرده و سایر پارامترهای مورد نیاز را براساس این داده‌های گردآوری شده محاسبه می‌کنند. داده‌هایی که معمولا توسط سیستم‌های پایش وضعیت آنلاین دریافت می‌شود به قرار ذیل است:

- درجه حرارت‌ها
- گازهای محلول در روغن
- رطوبت
- تخلیه‌ی جزئی
- جریان‌ها
- ولتاژها
- اطلاعات مربوط به تپ‌چنجر

پارامترهای گردآوری و محاسبه شده وارد الگوریتم‌های مربوط به الگوهای محاسباتی گوناگون شده و در تعیین موارد ذیل مورد استفاده قرارمی‌گیرند:

- کنترل سیستم‌های خنک‌کنندگی/پیش‌بینی اضافه‌بار
- وضعیت در هر لحظه/در دسترس بودن
- عمر از دست رفته
- ثبت رویدادها
- نگهداری بر مبنای وضعیت
- نوع بهره‌برداری و به‌روزرسانی‌های لازم

به‌عنوان مثال با در اختیار داشتن جریان در هر بار عملکرد تپ‌چنجر تحت بار و همچنین تعداد کل عملکرد تپ‌چنجر، می‌توان میزان فرسودگی کنتاکت‌ها را محاسبه کرد. بدین شکل می‌توان از سرویس‌ونگهداری مبتنی بر وضعیت، به‌جای سرویس‌ونگهداری دوره‌ای استفاده کرد. مزیت سرویس‌ونگهداری مبتنی بر وضعیت این است که انجام عملیات سرویس و تعمیر، تنها در زمانی که واقعا نیاز است انجام می‌شود و نه زودتر یا دیرتر. در سیستم‌های پایش وضعیت آنلاین، هشدارهای اولیه ارسال شده و اقدامات اصلاحی در خصوص سرویس و تعمیر به‌موقع انجام می‌شوند تا از وقوع خطایی که می‌تواند تبعات اقتصادی زیادی داشته باشد اجتناب شود.

۵. ۵. ۳. پایش وضعیت سطح پایین

برروی اغلب ترانسفورماتورها حداقلی از پایش وضعیت اعمال می‌شود. پایش وضعیت سطح پایین را می‌توان به سه دسته تقسیم نمود:

- ثبت دوره‌ای برخی پارامترها و انجام بازدیدهای ظاهری
- ارزیابی وضعیت روغن
- پایش وضعیت در زمان خاموشی ترانسفورماتور

ثبت دوره‌ای پارامترهای ترانسفورماتور از زمان برق‌دار کردن تجهیز شروع می‌شود. در زمان گردآوری این اطلاعات و بازرسی از ترانسفورماتور، رعایت ملاحظات ایمنی الزامی است. داده‌های گردآوری شده شامل سطح روغن، دمای بالای روغن، دمای سیم‌پیچ، جریان، تعداد عملکرد تپ‌چنجر از زمان انجام آخرین سرویس و موارد دیگر می‌باشد. بسته به نوع و اهمیت ترانسفورماتور،گردآوری اطلاعات می‌تواند روزانه، هفتگی، ماهانه و حتی در فواصل طولانی‌تر انجام شود. هم‌زمان با جمع‌آوری اطلاعات، لازم است جهت شناسایی هرگونه نشتی در ترانسفورماتور یا ترَک در بوشینگ، از تجهیز بازدید ظاهری نیز به‌عمل آید.

ارزیابی وضعیت دوره‌ای روغن یکی از روش‌هایی است که به منظور پایش وضعیت ترانسفورماتور بسیار مورد استفاده قرار می‌گیرد. وضعیت روغن و به‌ویژه وضعیت سیستم عایقی را می‌توان با نمونه‌برداری از روغن و انجام آزمون گازهای محلول در روغن[۲۵] (DGA) و سایر آزمون‌ها، شناسایی کرد. این آزمون‌ها به تفصیل در استانداردهای IEC60567، IEC60422، IEC60296 و IEC6599 شرح داده شده‌اند. این تست‌ها می‌توانند خطای ترانسفورماتور را در مراحل اولیه‌ی شکل‌گیری شناسایی کنند. هرچند تفسیر مکانیزم خطا و تعیین محل وقوع آن می‌تواند دشوار باشد. معمولا نمونه‌برداری از روغن زمانی انجام می‌شود که ترانسفورماتور تحت بار است از این رو لازم است ملاحظات ایمنی را در این خصوص رعایت نمود. فواصل زمانی انجام آزمون‌های روغن به اهمیت ترانسفورماتور بستگی دارد ولی معمولا این‌کار به‌صورت سالانه انجام می‌شود. اگر به وجود خطای در شرف تکوین و رو به گسترش مشکوک باشیم، لازم است نمونه برداری از روغن در فواصل کوتاه‌تر مثلا هر سه ماه یک بار صورت گیرد. فرایندهای تست و تحلیل نتایج روغن به‌دلایلی چون بهبود تجهیزات آزمایشگاهی تست‌های روغن و همچنین درک بهتر فرایندهای شیمیایی داخل ترانسفورماتور درحال پیشرفت است. یک نمونه از این پیشرفت‌ها، اندازه‌گیری مقدار فورفورال[۲۶] (FFA) در روغن ترانسفورماتور است که عاملی مهم در تخمین عمر عایق ترانسفورماتور بوده و روشی غیرمستقیم برای شناسایی عمر مورد انتظار ترانسفورماتور ارائه می‌کند. زمانی که ترانسفورماتور به‌دلایلی چون سرویس و اورهال یا وقوع حادثه در شبکه از مدار خارج می‌شود، می‌توان پایش وضعیت را در شرایط خاموشی برروی تجهیز انجام داد. آزمون‌های پایش وضعیت در محل نصب ترانسفورماتور و در شرایط بی‌برقی انجام می‌شود. وضعیت ترانسفورماتور و سیستم عایقی را می‌توان با نمونه‌برداری از روغن و آنالیز گازهای محلول در روغن و سایر تست‌هایی که در سطور فوق به آن‌ها اشاره شد ارزیابی کرد. به‌علاوه به‌منظور تعیین وضعیت ترانسفورماتور می‌توان آزمون‌های الکتریکی نیز انجام داد. پارامترهایی از

ترانسفورماتور که در این تست‌ها اندازه‌گیری شده و مورد ارزیابی قرارمی‌گیرند عبارتند از:

- مقاومت سیم‌پیچ
- جریان بی‌باری
- امپدانس ولتاژ
- ضریب تلفات عایقی
- مقاومت عایقی شامل مقاومت عایقی هسته و چهارچوب نسبت به زمین
- اندازه‌گیری ظرفیت خازنی بین سیم‌پیچ‌ها و بین سیم‌پیچ‌ها و زمین
- تست پاسخ فرکانسی عایق (DFR/FDS) به منظور تعیین رطوبت عایق جامد

کلیه‌ی آزمون‌های فوق، به‌جز احتمالا تست مقاومت عایقی هسته، نیازی به انجام عملیاتی فراتر از بستن مدارات تست ندارند. اگر دریچه‌ی اتصال زمین هسته در دسترس نباشد، برای انجام آزمون مقاومت عایقی هسته باید با باز کردن درپوش به اتصالات زمین هسته دسترسی پیدا کرد.

۵. ۵. ۴. بازرسی از ترانسفورماتور در شرایط برق‌دار بودن

بازرسی از ترانسفورماتور در شرایط برق‌دار بودن تنها زمانی مجاز است که ملاحظات ایمنی رعایت شده باشد. در این بازرسی‌ها موارد ذیل باید کنترل شوند:

- ثبت مقداری که عقربه‌ی ماکزیمم‌سنج ترمومتر نشان می‌دهد.
- سطح روغن در منبع انبساط ترانسفورماتور و تپ‌چنجر
- کنترل مسیر روغن (یا آب در خنک‌کنندگی OFWF)
- کنترل مقدار فشارسنج و سنسورهای نشتی
- ثبت تعداد عملکرد برقگیر
- ثبت شمارنده‌ی تعداد عملکرد موتور درایو تپ‌چنجر
- جریان نشتی برقگیر
- فشارسنج فیلتر روغن تپ‌چنجر تحت بار
- بازرسی سطوح مخزن و رادیاتور
- بررسی وضعیت رطوبت‌گیر در ترانسفورماتورهای دارای منبع انبساط: درصورتی که دو سوم از سیلیکاژل داخل رطوبت‌گیر تغییر رنگ داده باشد باید آن را تعویض کرد.
- کنترل نشتی روغن
- بررسی صدای غیرعادی ترانسفورماتور، پمپ‌های روغن، موتورها و فن‌های سیستم خنک‌کنندگی
- بررسی سایر شرایط غیرعادی مانند آلارم، تریپ و...
- بررسی سوابق سرویس و نگهداری انجام شده بر روی ترانسفورماتور

۵. ۵. ۵. بازرسی از ترانسفورماتور در شرایط خاموشی

پس از خارج کردن ترانسفورماتور از مدار و زمین کردن مناسب آن می‌توان بازرسی‌هایی با حفظ این شرایط انجام داد. علاوه بر موارد ذکر شده در بند قبل، برخی بازرسی‌ها که تنها

در شرایط بی‌برقی امکان‌پذیر است مانند کنترل تجهیزات نصب شده بر روی درپوش در این مرحله باید صورت گیرد. به‌علاوه در صورت لزوم می‌توان با تخلیه‌ی روغن، وضعیت اکتیوپارت را بررسی کرد.

۵. ۶. سرویس و نگهداری

۵. ۶. ۱. کلیات

هدف اولیه از انجام عملیات سرویس و نگهداری ترانسفورماتور، اطمینان از مناسب بودن وضعیت قطعات داخلی و خارجی و آمادگی ترانسفورماتور برای بهره‌برداری مطمئن و پیوسته است. هدف ثانویه که اهمیتی همسان با هدف اولیه دارد، ثبت و ضبط وضعیت ترانسفورماتور است. سرویس و نگهداری ترانسفورماتور را می‌توان به‌صورت دوره‌ای، یا به شیوه‌ای اقتصادی‌تر، بر مبنای وضعیت تجهیز انجام داد. در این صورت سرویس‌ونگهداری براساس نتایج بازرسی‌های به‌عمل آمده، نتایج آزمون‌های الکتریکی یا روغن، درجه‌حرارت‌های به‌دست آمده از تست ترموگرافی، و پایش‌های صورت گرفته (به‌صورت تحت بار یا خارج از مدار) انجام خواهد شد.

۵. ۶. ۲. سرویس و نگهداری در شرایط تحت بار بودن ترانسفورماتور

در این شرایط به دلایل مربوط به ایمنی، عملیات سرویس و نگهداری اندکی باید برروی ترانسفورماتور انجام شود که شامل موارد ذیل است:

- بررسی نشتی روغن یا ترک در بوشینگ‌های سرامیکی و کنترل تجهیزات جانبی ترانسفورماتور
- کنترل وضعیت سیلیکاژل در رطوبت‌گیر ترانسفورماتورهای دارای منبع انبساط
- اندازه‌گیری دمای اتصالات، بوشینگ‌ها و... با ترموگرافی
- نمونه‌برداری از روغن

۵. ۶. ۳. سرویس و نگهداری در شرایط خاموشی ترانسفورماتور

پیش از انجام هرگونه عملیات لازم است از قطع اتصال ترانسفورماتور به شبکه و زمین شدن آن اطمینان حاصل کرد. بریکر و سکسیونر پس از بازشدن باید در همان شرایط قفل شوند تا در زمان انجام سرویس و نگهداری ناخواسته بسته نشوند. عملیات سرویس و نگهداری شامل موارد ذیل است:

- کنترل واشرهای بوشینگ: در صورت وجود نشتی، سفت کردن معمولا مشکل را حل می‌کند. اگر واشرها انعطاف‌پذیری خود را از دست داده باشند باید آن‌ها را تعویض کرد. حرارت و پیری از جمله دلایل ازبین‌رفتن انعطاف‌پذیری واشرهاست.
- بررسی وضعیت واشرهای درپوش، شیرآلات و تپ‌چنجر: اگر روغن‌ریزی وجود داشته باشد اغلب با سفت کردن پیچ‌ها نشتی روغن متوقف می‌شود.
- کنترل اتصالات جوش‌کاری‌شده: نشتی در اتصالات جوش‌داده‌شده را تنها می‌توان با جوشکاری برطرف کرد. برای این‌کار نیاز به یک جوشکار ماهر و آشنا به دستورالعمل‌های

جوشـکاری بـرروی ترانسـفورماتور می‌باشـد.

- تمیزکردن بوشینگ‌های آلوده
- تمیزکردن شیشه‌ی رله‌ی بوخهلتس، ترمومترها و سطح‌سنج روغن
- تست عملکردی تجهیزات حفاظتی
- حرکـت دادن تپ‌چنجـر، چندیـن بـار در تمـام تپ‌هـا: همـه‌ی انـواع تپ‌چنجـر شـامل ایـن بنـد می‌شـوند.
- نمونه‌برداری از روغن، از شیرنمونه‌برداری پایین
- کنترل وضعیت رطوبت‌گیر و سیلیکاژل در ترانسفورماتورهای دارای منبع انبساط
- ترمیم و اصلاح سطوح به ویژه از نظر زنگ زدگی، رنگ و...
- سـرویس روغـن ترانسـفورماتور: انجـام عملیـات تصفیـه‌ی فیزیکـی یـا شـیمیایی و در صـورت لـزوم خشک‌سـازی ترانسـفورماتور
- سرویس تپ‌چنجر
- نیـازی بـه بازرسـی یـا انجـام اقدامـات اصلاحـی بـرروی اکتیوپارت ترانسـفورماتور نیسـت مگـر آنکه بـه وجـود عیـب در آن اطمینـان داشته‌باشـیم.

در ترانسفورماتورهای خشک، علاوه بر موارد فوق، انجام عملیات ذیل توصیه می‌گردد:

- بازرسی و در صورت لزوم تمیزکردن
- خشک‌سازی
- سفت کردن نگهدارنده‌های سیم‌پیچ

در صورتـی کـه ترانسـفورماتور در محیـط آلـوده نصـب شـده باشـد ممکن اسـت لازم باشـد بازرسـی‌ها در بازه‌هـای زمانـی کوتاه‌تـر انجـام شـود.

۵. ۶. ۴. بررسی عیوب احتمالی در ترانسفورماتور

چنانچـه هریـک از تجهیـزات حفاظتـی ترانسـفورماتور فرمـان آلارم یـا تریـپ صـادر کنـد، لازم اسـت بـه سـرعت دلیـل آن را پیـدا کـرد. تحقیقـات بیشـتر نشـان خواهـد داد کـه منشـأ خطـا از خـود ترانسـفورماتور بـوده و یـا اینکـه خطـا از سـمت شـبکه بـه ترانسـفورماتور منتقـل شـده اسـت.

شناسایی خطا در ترانسفورماتورهای خشک

عیـوب محتمـل در ترانسـفورماتورهای خشـک و روش‌هـای پیشـنهادی بـرای رفـع آن‌هـا در جـدول ۵-۶ ذکرشـده‌اند.

جدول ۵-۶ عیوب محتمل در ترانسفورماتورهای خشک و روش‌های پیشنهادی برای رفع عیب

عیب	علل احتمالی وقوع عیب	روش‌های پیشنهادی برای رفع عیب
مقاومت عایقی پایین است	وجود رطوبت در سطوح سیم‌پیچ‌ها	سیم‌پیچ‌ها را با هوای خشک تمیز کنید. تهویه کردن هوا.
	آلودگی/پیری	سیم‌پیچ‌ها را تمیز کنید / با سازنده تماس بگیرید.
ترانسفورماتور به محض برق‌دار شدن با تریپ تجهیزات حفاظتی از مدار خارج می‌شود.	معیوب بودن سیم‌پیچ	با سازنده تماس بگیرید.
	عملکرد نامناسب تپ‌چنجر / اتصالات عدم هم‌خوانی ولتاژ اولیه با نوع اتصال یا موقعیت تپ	اتصالات تپ‌چنجر و هم‌خوان بودن آن با ولتاژ اولیه را کنترل کنید.
	عملکرد فیوز / نامناسب بودن فیوز	فیوز را تعویض کنید / فیوز با مقادیر نامی بالاتر انتخاب کنید.
	عملکرد تجهیزات حفاظتی نادرست بودن زمان‌بندی قطع و/یا جریان	تنظیمات زمانی و جریانی رله را کنترل کنید.
ولتاژ ثانویه از مقدار نامی انحراف زیادی دارد.	نامناسب یا قطع بودن ولتاژ اولیه	ولتاژ سمت اولیه را کنترل کنید. در صورت مناسب نبودن ولتاژ اولیه با شرکت توزیع برق تماس بگیرید.
	عدم تنظیم صحیح تپ‌چنجر یا اتصالات	تپ‌چنجر را تنظیم کنید.
	دفرمه شدن سیم‌پیچ	با سازنده تماس بگیرید.
ولتاژهای نامتقارن در سمت ثانویه	عدم اتصال صحیح یکی از فازها	اتصالات را کنترل کنید. تابلوی فشارقوی را کنترل کنید. با شرکت توزیع برق تماس بگیرید.
	عملکرد فیوز	فیوز را تعویض کنید.
	دفرمه شدن سیم‌پیچ	با سازنده تماس بگیرید.
	ایراد در پخش بار سمت فشارضعیف بار نامتقارن در سمت ثانویه	پخش بار در سمت فشارضعیف را کنترل کنید.
	عدم اعمال ولتاژ به یکی از فازهای اولیه	با شرکت توزیع برق تماس بگیرید.
عملکرد کاذب تجهیزات حفاظتی	نادرست بودن تنظیمات آلارم و تریپ نادرست بودن دمای نشان‌داده‌شده توسط ترمومترها	تنظیمات مجدد انجام شود و ترمومتر کالیبره شود.
	معیوب بودن سنسورهای Pt100 یا ترمیستورها	سنسورها و ترمیستورها کنترل شوند.
	عملکرد فیوز	فیوز تعویض شود.
	زمان‌بندی نادرست رله‌ها	زمان‌بندی کنترل شود.
تریپ رله‌ی اضافه جریان یا عملکرد فیوز فشارقوی در زمان بهره‌برداری	اتصال کوتاه در سمت ثانویه	عامل ایجاد خطا را حذف کنید.
	سوراخ شدن عایق	با سازنده تماس بگیرید.
تریپ رله‌ی دیفرانسیل در زمان بهره‌برداری	خطا در ترانسفورماتور	با سازنده تماس بگیرید.
	خطا در ترانسفورماتورهای جریان تغذیه‌کننده‌ی رله	وضعیت ترانسفورماتورهای جریان را کنترل کنید.

عیب	علل احتمالی وقوع عیب	روش‌های پیشنهادی برای رفع عیب
دمای غیرعادی ترانسفورماتور در زمان بهره‌برداری	تهویه‌ی نامناسب درجه حرارت بالای محیط	تهویه‌ی محل نصب را کنترل کنید. در صورت لزوم فن برروی ترانسفورماتور نصب کنید.
	اضافه‌بارگیری از ترانسفورماتور	برای کاهش بار برنامه‌ریزی کنید یا ترانسفورماتوری با توان بالاتر خریداری کنید.
	داغ‌شدن موضعی در ترمینال‌های ترانسفورماتور	محل اتصالات را تمیزکرده و مجدد آچارکشی‌کنید.
	داغ‌شدن کابل‌ها	ظرفیت جریانی کابل را کنترل کنید و در صورت لزوم کابل با سایز بزرگتر نصب کنید.
ولتاژ بالا نسبت به زمین	خطای زمین در یکی از فازها	خطا را برطرف کنید.
سطح صدای بالا	بیشتر بودن ولتاژ اعمالی از مقدار نامی شل بودن برخی قطعات	اتصالات را تعویض کنید. آچارکشی‌کنید.
	انعکاس صدا از دیواره‌ها و سایر اجزا	پنل‌های ضدصدا نصب کنید. ترانسفورماتور را عمود بر دیواره نصب کنید. صفحات لرزه‌گیر در زیر ترانسفورماتور قرار دهید.
	کاهش فرکانس شبکه	با شرکت توزیع برق تماس بگیرید.
دود از ترانسفورماتور بلند می‌شود.	خطای عایقی	با سازنده تماس بگیرید.

توجه: برای بازرسی، سرویس و تعمیر از متخصصین ترانسفورماتور استفاده کنید.
شرایط گارانتی ترانسفورماتور را در نظر داشته باشید.

عیوب احتمالی ترانسفورماتورهای روغنی

عیوب محتمل در ترانسفورماتورهای روغنی و روش‌های پیشنهادی برای رفع آن‌ها در جدول ۵-۷ ذکرشده‌اند. این جدول شامل همه‌ی انواع ترانسفورماتورهای روغنی می‌شود.

جدول ۵-۷ عیوب محتمل ترانسفورماتورهای روغنی و روش‌های پیشنهادی برای رفع عیب

عیب	علت احتمالی وقوع عیب	روش‌های پیشنهادی برای رفع عیب
مقاومت عایقی پایین است	خطای زمین کم بودن مقدار روغن	با سازنده تماس بگیرید.
ولتاژ ثانویه از مقدار نامی انحراف زیادی دارد.	قطع بودن یا نامناسب بودن ولتاژ اولیه	ولتاژ سمت اولیه را کنترل کنید. در صورت مناسب نبودن ولتاژ اولیه با شرکت برق منطقه ای / توزیع برق تماس بگیرید.
	تنظیم نادرست تپ‌چنجر یا اتصالات	تپ‌چنجر را تنظیم کنید.
	دفرمه شدن سیم‌پیچ	با سازنده تماس بگیرید.

عیب	علت احتمالی وقوع عیب	روش‌های پیشنهادی برای رفع عیب
ولتاژ ثانویه نامتقارن است	اتصال نادرست یکی از فازها	اتصالات را کنترل کنید. تابلوی فشارقوی را کنترل کنید. با شرکت برق منطقه ای / توزیع برق تماس بگیرید.
	دفرمه شدن سیم‌پیچ	با سازنده تماس بگیرید.
	ایراد در پخش بار سمت فشارضعیف بارنامتقارن در سمت ثانویه	پخش بار در سمت فشارضعیف را کنترل کنید.
	عدم وجود ولتاژ در یکی از فازهای اولیه	با شرکت برق منطقه ای / توزیع برق تماس بگیرید.
عملکرد کاذب تجهیزات حفاظتی	اشتباه در تنظیمات آلارم و تریپ. نادرست بودن دمای نشان‌داده‌شده توسط ترمومترها	تنظیمات مجدد انجام شود و ترمومتر کالیبره شود.
	معیوب بودن سنسورهای Pt100 یا ترمیستورها	سنسورها و ترمیستورها کنترل شوند.
	اتصال کوتاه در سیستم کنترل ثانویه	خطا در سیستم کنترل را رفع کنید.
	زمان‌بندی نادرست رله‌ها	زمان‌بندی کنترل شود.
تریپ رله‌ی اضافه جریان	اتصال کوتاه در سمت ثانویه	عامل ایجاد خطا را حذف کنید.
	دفرمه شدن سیم‌پیچ	با سازنده تماس بگیرید.
تریپ رله‌ی دیفرانسیل در زمان بهره‌برداری	خطای داخلی در ترانسفورماتور	با سازنده تماس بگیرید.
	خطا در ترانسفورماتورهای جریان تغذیه‌کننده‌ی رله	وضعیت ترانسفورماتورهای جریان را کنترل کنید.
دمای غیرعادی ترانسفورماتور در زمان بهره‌برداری اندازه‌گیری شده به روش ترموگرافی	داغ‌شدن موضعی در ترمینال‌های ترانسفورماتور	محل اتصالات را تمیزکرده و دوباره آچارکشی کنید.
	داغ‌شدن کابل‌ها	ظرفیت کابل‌ها مناسب نیست
ولتاژ بالا نسبت به زمین	خطای زمین در یکی از فازها	خطا را برطرف کنید.
سطح صدای بالا	ولتاژ اعمالی بیشتر از مقدار نامی شل بودن برخی قطعات	ولتاژ اعمالی را کاهش داده یا تپ‌چنجر را تغییر دهید. آچارکشی کنید.
	انعکاس صدا از دیواره‌ها و سایر اجزا	پنل‌های ضدصدا نصب کنید. ترانسفورماتور را عمود بر دیواره نصب کنید. صفحات لرزه‌گیر در زیر ترانسفورماتور قرار دهید.
	کاهش فرکانس شبکه	با شرکت برق منطقه ای / توزیع برق تماس بگیرید.
آلارم یا تریپ ترمومترهای روغن و سیم‌پیچ	نامناسب بودن خنک‌کنندگی یا تهویه بالا بودن دمای محیط	سیستم تهویه‌ی محل نصب ترانسفورماتور بررسی شود. فن به سیستم خنک‌کنندگی افزوده شود.
	اضافه بارگیری از ترانسفورماتور	برای کاهش بار برنامه‌ریزی کنید یا ترانسفورماتوری با توان بالاتر خریداری کنید.
	کاهش گردش روغن، هوا یا آب در سیستم خنک‌کنندگی ترانسفورماتور	سیستم خنک‌کنندگی را کنترل کنید.
	بالا بودن دمای روغن	بار را کاهش دهید.
	بالا بودن دمای آب در سیستم خنک‌کننده	بار را کاهش دهید.

عیب	علت احتمالی وقوع عیب	روش‌های پیشنهادی برای رفع عیب
تریپ رله‌ی نشانگر گردش روغن	گردش خیلی کند روغن	شیرهای مدار گردش روغن را کنترل کنید و در صورت بسته بودن آن را بازکنید.
	عملکرد رله‌ی حفاظت پمپ روغن	رله‌ی حفاظتی پمپ روغن را کنترل کنید.
آلارم رله‌ی بوخهلتس به‌علت تجمع گاز	تولید گاز به‌دلیل اضافه حرارت داخل ترانسفورماتور	ترانسفورماتور را از مدار خارج کنید. اگر گازهای جمع شده در رله قابل اشتعال باشند: آنالیز گازهای محلول در روغن انجام دهید. با سازنده تماس بگیرید.
	تولید گاز به‌علت هواگیری ناقص	اگر گازهای جمع شده قابل اشتعال نباشند: ترانسفورماتور را هواگیری کرده و مجدد برق‌دار کنید.
تریپ رله‌ی بوخهلتس	خطای الکتریکی در اکتیوپارت	آنالیز گازهای محلول در روغن انجام دهید. با سازنده تماس بگیرید.
	پایین بودن سطح روغن	پس از رفع نشتی با سرریز کردن روغن سطح آن‌را مجددا تنظیم کنید. جوشکاری برروی ترانسفورماتور تنها زمانی مجاز است که ترانسفورماتور با روغن یا ازت پرشده باشد.
آلارم سطح سنج به‌دلیل افزایش روغن یا تریپ آن به دلیل کاهش روغن	مقدار نامناسب روغن	پس از رفع نشتی با سرریز کردن روغن سطح آن‌را مجددا تنظیم کنید. جوشکاری برروی ترانسفورماتور تنها زمانی مجاز است که ترانسفورماتور با روغن یا ازت پرشده باشد.
آلارم نشانگر گردش آب	پایین بودن سرعت گردش آب	سرعت گردش آب را افزایش دهید. لوله‌های مسیر گردش آب در سیستم خنک‌کنندگی را تمیز کنید.
آلارم رله‌ی اختلاف فشار آب و روغن	اختلاف فشار بین آب و روغن کمتر از ۰/۰۳ بار	فشار آب را کاهش دهید. حرکت آب در مدار را بررسی کنید. لوله‌های مسیر گردش آب در سیستم خنک‌کنندگی را تمیز کنید.
آلارم سنسور نشتی	وجود نشتی در سیستم خنک‌کننده	سیستم خنک‌کننده را تعمیر یا تعویض کنید.
تریپ تپ‌چنجر به دلیل سنکرون نبودن	خطا در عملکرد تپ‌چنجر	سیستم اینترلاک و سنکرون بودن تپ‌چنجر را کنترل کنید
تریپ فشارشکن	افزایش ناگهانی فشار داخل ترانسفورماتور	آنالیز گازهای محلول در روغن را انجام دهد. با سازنده تماس بگیرید.
آلارم سیستم پایش آنلاین گاز	افزایش مقدار گاز	آنالیز گازهای محلول در روغن را انجام دهد. با سازنده تماس بگیرید.

توجه: برای بازرسی، سرویس و تعمیر از متخصصین ترانسفورماتور استفاده کنید.
شرایط گارانتی ترانسفورماتور را در نظر داشته باشید.

ثبت اطلاعات در زمان وقوع خطا

پس از وقوع خطا باید داده‌های ذیل ثبت و ضبط شوند:

- تاریخ و ساعت وقوع خطا
- اطلاعات مربوط به حفاظت‌های اضافه ولتاژ نصب شده در شبکه
- داده‌های شبکه: مقدار بار در زمان وقوع خطا چقدر بوده است؟ آیا پیش از وقوع خطا

قطع و وصلی صورت گرفته بود؟ چه رله‌های حفاظتی دیگری در شبکه عمل کرده‌اند (مثلا رله‌ی خطای زمین)؟

- شرایط آب و هوایی در زمان وقوع خطا (طوفان، ریزش باران...)
- آیا داخل محفظه رله‌ی بوخهلتس گاز جمع شده است؟ گاز جمع شده چه حجمی داشته و رنگش چیست؟
- آیا روغن سیاه شده است؟
- ثبت مقدار ترمومترها
- آیا مخزن یا سیستم‌خنک‌کننده آسیب دیده‌است؟
- آیا آثار تخلیه‌ی الکتریکی مشهود برروی بوشینگ‌ها، درپوش یا منبع انبساط وجود دارد؟
- نتایج قبلی گازهای محلول در روغن ترانسفورماتور چگونه بوده است؟
- در مورد ترانسفورماتورهای خشک: آیا اثری از رطوبت، آلودگی یا تخلیه‌ی الکتریکی مشهود برروی اکتیوپارت مشاهده می‌شود؟
- هر مورد مهم دیگری که در بازرسی چشمی ملاحظه می‌شود.

نقش تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتور

عملکرد برخی تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتور مانند رله‌ی بوخهلتس یا رله‌ی دیفرانسیل لزوما به این معنا نیست که ترانسفورماتور دچار خطا شده است. بعنوان مثال رله‌ی بوخهلتس ممکن است به دلایل ذیل نیز عملکرد داشته باشد:

- باقی ماندن حباب هوا در زیر درپوش. حباب هوا بی‌رنگ و بی‌بو است.
- جریان اتصال کوتاهی که از ترانسفورماتور عبور کرده و هیچ حباب گازی تولید نکرده است.

هرچند اگر گازهای جمع شده بی‌رنگ و بی‌بو نباشند آسیب دیدن ترانسفورماتور محتمل است.

آزمون‌ها

علاوه بر موارد فوق‌الذکر می‌توان آزمون‌های ذیل را برروی ترانسفورماتور انجام داد:

- مقاومت عایقی: به‌منظور دستیابی به نتایج قابل اعتماد، باید بوشینگ‌ها خشک و تمیز بوده و حفاظت‌های اضافه ولتاژ (مانند برقگیر) از ترانسفورماتور جدا شوند.
- اندازه‌گیری جریان بی‌باری با استفاده از منبع ولتاژ پایین متغیر: ولتاژ در حین آزمون باید به آرامی افزایش یابد. جریان اندازه‌گیری شده با نتیجه‌ی آزمون بی‌باری کارخانه‌ای مقایسه می‌شود. در ولتاژهای بالا در سمت فشارضعیف ترانسفورماتور، مقدار جریان اندازه‌گیری شده برای ترانسفورماتور سالم باید در بازه‌ی چند میلی‌آمپر باشد.
- نسبت تبدیل
- مقاومت اهمی سیم‌پیچ: نتایج این آزمون را باید با مقادیر تست‌های کارخانه‌ای مقایسه کرد. دمای ترانسفورماتور در زمان انجام آزمون را باید در تحلیل و مقایسه‌ی نتایج در نظر گرفت.

۵. ۶. ۵. روغن و سیستم عایقی ترانسفورماتور

روغن در ترانسفورماتور نقش عایقی و همچنین انتقال حرارت از اکتیوپارت ترانسفورماتور به تجهیزات سیستم خنک‌کننده را ایفا می‌کند. روغن تا زمانی یک عایق خوب است که خشک و تمیز باشد. تعادل رطوبت بین روغن و عایق جامد بیانگر این است که بیشتر رطوبت در عایق کاغذی جمع می‌شود. رطوبت تسریع‌کننده‌ی پیری عایق بوده و زمانی که مقدار آن از حدی بیشتر می‌شود، خشک کردن آن توصیه می‌شود. خشک‌کردن عایق، هم در ترانسفورماتورهای قدرت و هم در ترانسفورماتورهای توزیع بزرگ توجیه فنی و اقتصادی دارد. یکی از روش‌های خشک‌کردن ترانسفورماتور در سایت گرمایش با فرکانس پایین[۲۷] (LFH) است که می‌تواند رطوبت عایق را به کمتر از ۱درصد کاهش دهد. ترانسفورماتور در زمان خشک‌سازی باید از مدار خارج بوده و این فرایند بسته به ابعاد ترانسفورماتور، مقدار عایق و میزان رطوبت موجود در عایق، ممکن است بین یک تا دو هفته طول بکشد.

انجام آزمون‌های روغن معمولا باید ۱۲ماه پس از تزریق (یا سرریز) روغن انجام شود. در ترانسفورماتورهای قدرت و توزیع بزرگ نیز این آزمون‌ها باید سالانه تکرار شوند. همچنین آزمون‌های روغن تپ‌چنجر باید با توجه به دستورالعمل سازنده‌ی این تجهیز انجام شود. انجام آزمون‌های روغن در ترانسفورماتورهای هرمتیک ضروری نیست؛ مگر آنکه توسط سازنده توصیه شده باشد. روغن این ترانسفورماتورها در تماس مستقیم با هوا نبوده و کمتر در معرض رطوبت قرار می‌گیرند.

تصفیه‌ی شیمیایی[۲۸] به‌ویژه در ترانسفورماتورهای قدرت و توزیع بزرگ توجیه فنی و اقتصادی دارد. تصفیه‌ی شیمیایی فرایندی است که شامل فیلترکردن، گاززدایی، جداسازی محصولات جانبی ناشی از پیری و اضافه‌کردن مواد بازدارنده[۲۹] می‌باشد. تصفیه‌ی شیمیایی در زمان تحت‌باربودن ترانسفورماتور انجام می‌شود. تنها لازم است ترانسفورماتور به‌مدت چند ساعت از مدار خارج شده و اتصالات مربوط به دستگاه تصفیه‌ی شیمیایی برروی آن نصب و مجدد تحت بار قرار گیرد. در زمان بازکردن دستگاه تصفیه‌ی شیمیایی از روی ترانسفورماتور نیز مجدد همین کار باید انجام شود. در صورتی که روغن شرایط مناسبی داشته و فقط ذرات معلق در آن وجود داشته باشند، می‌توان با انجام تصفیه‌ی فیزیکی[۳۰] این ذرات را از روغن خارج کرد. اغلب توصیه می‌شود که خشک‌سازی و تصفیه‌ی شیمیایی به‌صورت هم‌زمان برروی ترانسفورماتور انجام شود. اگر این عملیات در زمان مناسب و پیش از تخریب گسترده‌ی روغن و عایق و مطابق توصیه‌ی سازنده‌ی ترانسفورماتور، صورت گیرد می‌توان عمر باقیمانده‌ی تجهیز را چندین سال افزایش داد.

۵. ۶. ۶. بوشینگ‌ها و اتصالات

بوشینگ‌های سرامیکی باید در هر بار توقف کار ترانسفورماتور تمیز شوند. این به‌ویژه در مورد ترانسفورماتورهایی که در محیط‌های آلوده و مرطوب نصب شده‌اند اهمیت بیشتری دارد. برای تمیزکردن بوشینگ می‌توان از الکل صنعتی یا سایر مواد شوینده که زود تبخیر می‌شوند استفاده کرد. وضعیت‌هادی‌های خارجی بوشینگ و اتصال آن‌ها به خط را باید در فواصل زمانی منظم

کنترل کرد چراکه شل شدن اتصال می‌تواند منجر به داغ‌شدن بوشینگ و از بین رفتن واشرها گردد. با استفاده از ترموگرافی می‌توان دمای اتصالات و بوشینگ‌ها را پایش کرد. سرویس‌ونگهداری از بوشینگ‌های خازنی باید مطابق با دستورالعمل سازنده‌ی بوشینگ انجام شود.

۵. ۶. ۷. تپ‌چنجر آفسیرکت

نسبت تبدیل ترانسفورماتور را می‌توان با استفاده از تپ‌چنجر آفسیرکت و در شرایط بی‌برقی تغییرداد. شفت مرتبط با مکانیزم تپ‌چنجر که با کمک آن تغییر تپ صورت می‌گیرد، معمولا از درپوش یا دیواره‌ی مخزن خارج شده و دردسترس قرار می‌گیرد. انتهای شفت نیز به یک کلاهک، نشانگر موقعیت تپ و وسیله‌ای برای قفل کردن تپ مجهز است. پس از تغییر تپ باید از قفل شدن تپ‌چنجر اطمینان حاصل کنیم چرا که قفل شدن به‌معنای چفت شدن صحیح کلید است. این نوع از تپ‌چنجر معمولا سرویس ویژه‌ای ندارد اما بهتر است در سرویس‌های دوره‌ای ترانسفورماتور، تپ‌چنجر را چند بار در کل بازه‌ی حرکت خود تغییرداده تا سطح آن تمیز شود. لزوم انجام این‌کار و فواصل زمانی آن با توجه به توصیه‌ی سازنده‌ی ترانسفورماتور تعیین می‌گردد. تغییر وضعیت از یک پله به پله‌ی دیگر یا با دست یا از طریق هندل یا توسط موتوردرایو انجام می‌شود. عمر مفید تپ‌چنجر آفسیرکت به تعداد عملکرد، جریان نامی و... بستگی دارد. بازرسی/سرویس این نوع تپ‌چنجر تنها باید توسط پرسنل آموزش دیده و با تجربه و با توجه به دستورالعمل‌های سازنده انجام شود. در ترانسفورماتورهای خشک، تنظیم ولتاژ معمولا توسط اتصالات فلزی که برروی بوبین پیچ شده‌اند صورت می‌پذیرد.

۵. ۶. ۸. تپ‌چنجر تحت‌بار

سرویس تپ‌چنجر تحت‌بار باید با توجه به دستورالعمل‌های بهره‌برداری و سرویس و نگهداری سازنده‌ی تپ‌چنجر و همچنین استانداردهای IEC60214-1: «تپ‌چنجرها» و IEC60214-2: «راهنمای بهره‌برداری از تپ‌چنجر»، انجام شود. قویا توصیه می‌شود برای بازرسی و سرویس تپ‌چنجر تحت بار، از پرسنل متخصص و آموزش دیده استفاده کنید. این نوع تپ‌چنجر باید مرتبا سرویس شده و بازه‌های انجام سرویس و عمر مفید آن به تعداد عملکرد، جریان نامی و همچنین وجود یا عدم وجود فیلتر روغن بستگی دارد. همان‌گونه که درمورد تپ‌چنجرهای آفسیرکت ذکر شد، برای این تپ‌چنجرها نیز در زمان سرویس‌های دوره‌ای باید تپ‌چنجر را چند بار در کل بازه‌ی حرکت خود تغییرداد.

۵. ۶. ۹. موتوردرایو

موتوردرایو نیز باید به‌صورت منظم سرویس شود. فواصل زمانی سرویس و عمر مفید این تجهیز بستگی به تعداد عملکرد آن دارد. در این مورد نیز سرویس باید با توجه به دستورالعمل‌های سازنده‌ی تپ‌چنجر و توسط پرسنل آموزش دیده و باتجربه صورت گیرد.

۵. ۶. ۱۰. فیلتر روغن

فیلتر کاغذی تعبیه شده در فیلتر روغن تپ‌چنجر تحت بار پس از افت فشار به میزان تقریبی ۴ بار باید تعویض شود. در این خصوص به دستورالعمل سازنده‌ی تپ‌چنجر مراجعه شود.

۵. ۶. ۱۱. سیستم خنک‌کننده

سیستم خنک‌کننده را باید به روش‌های مناسب و در زمان‌های مناسب تمیز کرد. زمان مناسب برای تمیز کردن سیستم خنک‌کننده را می‌توان با توجه به افزایش افت فشار، کاهش اختلاف دمای بین روغن/هوا/آب، کاهش دمای ورودی و خروجی سیال خنک‌کننده، افزایش دمای ترانسفورماتور، کاهش جریان آب سیستم خنک‌کننده یا سایر موارد مشابه تعیین کرد. در این خصوص به دستورالعمل سازنده مراجعه شود.

۵. ۶. ۱۲. منبع انبساط با ایربگ

منبع انبساط مجهز به ایربگ معمولا بجز بازرسی سیلیکاژل رطوبت‌گیر، نیاز به سرویس دیگری ندارد. سیلیکاژل را پس از تغییر رنگ دوسوم آن باید تعویض کرد.

۵. ۶. ۱۳. واشرها

واشرهای مورد استفاده بین درپوش و فلنج‌ها و همچنین بین درپوش و بوشینگ‌ها معمولا از ورقه‌های چوب‌پنبه‌ای مقاوم در برابر روغن، لاستیک نیتریل یا چسب سیلیکونی ساخته‌شده‌اند. اگر واشرها دچار نشتی شوند، می‌توان آن را با سفت کردن پیچ‌ها برطرف کرد. در صورت نیاز به تعویض واشرها پیشنهاد می‌شود با سازنده‌ی ترانسفورماتور مشورت کنید. حلقه‌های لاستیکی مقاوم در برابر روغن به‌عنوان واشر در پیچ‌ها و راد بوشینگ، شفت‌ها و غیره مورد استفاده قرار گرفته و همه‌ی این واشرها قابل سفت کردن و تعویض از بیرون مخزن هستند. در صورت سفت کردن واشرها باید مراقب بود بر اثر اعمال فشار، پیچ‌ها شکسته نشده و واشرها از جا خارج نشوند.

۵. ۶. ۱۴. ترانسفورماتورهای خشک

گردوخاک و آلودگی باعث کاهش استقامت عایقی و قابلیت خنک‌کنندگی ترانسفورماتورهای خشک می‌شوند. از این رو لازم است یک برنامه‌ی دوره‌ای برای تمیز کردن ترانسفورماتور در هر منطقه‌ی خاص پیش‌بینی شود. سطوح افقی ترانسفورماتور خشک باید با استفاده از مکنده‌های صنعتی و کانال‌های خنک‌کنندگی بوبین‌ها باید با استفاده از ازت یا هوای خشک فشرده (با فشار حداکثر ۳ بار) تمیز شوند. اگر ترانسفورماتور در داخل محفظه‌ی فلزی باشد، لازم است خود محفظه را مشابه تابلوهای سوئیچگیر تمیزکرد. تجمع گردوخاک برروی منافذ خنک‌کنندگی محفظه‌ی فلزی نشان می‌دهد که باید از داخل آن بازدید کرد. علاوه بر تمیزکاری، موارد ذیل نیز باید در زمان بازرسی ترانسفورماتور انجام شود:

- وضعیت اتصالات الکتریکی خارجی باید کنترل و در صورت لزوم آچارکشی شوند.
- اگر نگهدارنده‌های هسته شل شده باشد باید آن را محکم کرد.
- سیگنال تجهیزات حفاظتی باید کنترل شود.
- فن‌های خنک‌کننده نیز باید مشابه ترانسفورماتور تمیز شوند. سپس باید عملکرد آن‌ها را نیز کنترل کرد.

۵. ۶. ۱۵. حفاظت سطوح

سطوح رنگ‌آمیزی شده

در صورت رنگ‌آمیزی مجدد سطوح آسیب دیده، لازم است محل آسیب دیدگی از زنگ، آلودگی و گریس پاک شود و اعمال رنگ پس از گالوانیزه کردن سطح انجام شود. ضخامت رنگ نهایی باید حداقل برابر با ضخامت رنگ اولیه باشد. در صورتی که رنگ ترانسفورماتور آسیب کلی دیده باشد پیشنهاد می‌شود با شرکت متخصص در زمینه‌ی پوشش‌دهی سطوح، مشاوره به‌عمل آید.

سطوح گالوانیزه

سطوح گالوانیزه ویژگی خودترمیم‌شوندگی دارند. آسیب‌های کوچک مانند خراش معمولا نیازی به تعمیر ندارد. برای سطوح آسیب دیده‌ی بیشتر از ۵۰ میلی‌مترمربع، نیاز به تعمیرات و بازسازی می‌باشد. پس از تمیزکردن سطح باید رنگ گالونیزه (حاوی روی به میزان ۶۵ تا ۶۹درصد وزنی یا بیش از ۹۲درصد روی در رنگ خشک شده) با ضخامتی حداقل معادل با ضخامت رنگ گالوانیزه‌ی اصلی به بدنه اعمال کرد. در حین تمیز کردن از برداشتن رنگ گالوانیزه‌ی به‌جا مانده از رنگ اصلی خودداری کنید. رنگ اعمالی می‌تواند یک-جزئی یا دو-جزئی باشد که یک-جزئی ارجح است.

۵. ۷. اسقاط[۳۱] پس از پایان بهره‌برداری

ترانسفورماتور اوراق شده، آلوده‌کننده‌ی محیط زیست است؛ اما در صورت بازیافت مواد آن می‌تواند همچنان ارزش اسقاط داشته باشد. برخی بهره‌برداران ترانسفورماتور خود اقدام به اسقاط کردن ترانسفورماتور می‌کنند. در عین حال پیمانکارانی نیز وجود دارند که این عملیات را انجام می‌دهند. تکنولوژی اسقاط و امحای مواد، پیوسته در حال پیشرفت است از این رو انتظار می‌رود ارزش اسقاط ترانسفورماتور در آینده افزایش یابد. احتمالا ارزش اسقاط ترانسفورماتوری که امروز خریداری می‌شود (پس از مستهلک شدن مثلا در مدت ۲۰سال) بیشتر از ارزش اسقاط ترانسفورماتورهایی است که در حال حاضر مستهلک شده‌اند. همچنین انتظار می‌رود موادی که امروزه قابل بازیافت نیستند در آینده قابل بازیافت شوند.

۵. ۷. ۱. مقررات محلی

اسقاط ترانسفورماتور حتما باید مطابق مقررات محلی (کشوری، منطقه‌ای و...) صورت گیرد.

۵. ۷. ۲. استفاده‌ی مجدد

ترانسفورماتور مواد گران‌قیمتی دارد که پس از اسقاط یا به‌صورت مستقیم یا پس از بازیافت، مجدداً قابل استفاده هستند. این مواد شامل موارد ذیل است:

- مس
- آلومینیوم
- روغن
- فلز

مواد عایقی، پرس‌بورد و کاغذ معمولاً فقط ارزش سوختی (تولید حرارت) دارند.

۵. ۷. ۳. پسماند

موادی که قابل بازیافت نیستند به محل دفن زباله یا نیروگاه‌های بازیافت پسماند منتقل می‌شوند. آن بخشی از ترانسفورماتور که به‌صورت پسماند باقی می‌ماند را باید به حداقل ممکن رساند.

۵. ۷. ۴. روغن آلوده به PCB

PCB در گذشته کاربردهای متنوعی داشته و در تجهیزات مختلفی مانند ترانسفورماتور و خازن استفاده شده است. این ماده برای محیط زیست مخرب بوده و در صورت سوختن، دی‌اکسیدهای سرطان‌زا تولید می‌کند. امروزه استفاده از این ماده ممنوع شده‌است. در صورتی که ترانسفورماتور آلوده به روغن PCB باشد شرایط اسقاط آن بسیار متفاوت خواهد بود.[۳۲]

توضیحات:

1) Incoterms

2) International Chamber of Commerce

۳) یا نیتروژن. (م.)

4) Tightness

۵) تحویل به‌صورت EXW به‌مفهوم تحویل کالا به خریدار در محل شرکت فروشنده می‌باشد و پس از آن بارگیری، حمل و سایر موارد بر عهده‌ی خریدار است. (م.)

۶) تحویل به‌صورت DDP (Delivered Duty Paid) به‌مفهوم تحویل کالا در محل مقرر در مقصد، با ترخیص و با پرداخت حقوق و عوارض گمرکی است. (م.)

۷) تحویل به‌صورت DDU (Delivered Duty Unpaid) به‌مفهوم تحویل کالا در محل مقرر در مقصد، بدون ترخیص و بدون پرداخت حقوق و عوارض گمرکی است. (م.)

8) Hard wired

9) Wiring Diagram

10) Endothermic

11) Aging

12) TI: Thermal Index

13) HIC: Halving Interval

14) Svante Arrhenius

15) Hottest Spot Temperature

16) Pressboard

17) Tensile Strength

18) Compressive Strength

19) Degree of Polymerisation

20) V. M. Montsinger

۲۱) برداشت نادرست از این جدول و جداول مشابه در استانداردهای بارگیری از ترانسفورماتور، سوءتفاهم‌هایی در بین بهره‌برداران ترانسفورماتور در ایران به وجود آورده است. به‌عنوان مثال برخی به این نتیجه‌ی نادرست رسیده‌اند که در صورت افزایش دمای محیط بیشتر از ۲۰درجه‌ی سانتی‌گراد باید بارگیری از ترانسفورماتور را به کمتر از بار نامی محدود کرد. این برداشت از جدول بارگیری صحیح نیست. در حقیقت ترانسفورماتور برای کار در شرایط محیطی محل نصب (حداکثر دمای محیط و ارتفاع از سطح دریا در محل نصب) طراحی، تولید، تست و گارانتی شده و در صورت عدم تجاوز شرایط محیطی از مقادیر طراحی می‌توان از ترانسفورماتور به‌صورت پیوسته ۱۰۰درصد بار نامی را گرفت. جدول ۵-۵ در خصوص عمر از دست رفته در طی یک دوره‌ی بارگیری صحبت می‌کند و نه مقدار مجاز بارگیری در یک لحظه. با یک مثال می‌توان این موضوع را بیشتر توضیح داد: فرض کنید ترانسفورماتوری با جهش حرارتی

متوسط سیم‌پیچی ۶۵درجه‌ی سانتی‌گراد در منطقه‌ای با حداکثر دمای محیط ۴۰درجه‌ی سانتی‌گراد درحال بهره‌برداری است. (ستون دوم جدول). عدد ۸۲ که در جدول ذکر شده بدین معنا است که اگر ترانسفورماتور در یک دوره‌ی بارگیری (مثلا یک سال) با بار ۸۲درصد بار نامی و در درجه حرارت محیط ۴۰درجه‌ی سانتی‌گراد کار کند، عمر از دست رفته‌ی آن درست معادل بارگیری نامی از همین ترانسفورماتور در مدت یک سال و در دمای ۲۰درجه‌ی سانتی‌گراد خواهد بود. در عمل هیچ‌گاه ترانسفورماتور به‌مدت یک سال در دمای ۴۰درجه‌ی سانتی‌گراد کار نمی‌کند بلکه در طی یک سال متوسط دما همان ۲۰درجه‌ی سانتی‌گراد خواهد بود. این مسئله به‌ویژه در کشور ما که پیک بار در تابستان بوده بسیار مهم می‌باشد و نباید براساس برداشت اشتباه از این جدول بارگیری از ترانسفورماتور را در تابستان محدود کرد. از نقطه نظر عمر از دست رفته، بارگیری نامی از ترانسفورماتور در دمای ۴۰درجه‌ی سانتی‌گراد در تابستان با کاهش دما در زمستان جبران خواهد شد. البته موارد ذکر شده به شرطی صحیح است که دمای محیط از مقداری که ترانسفورماتور براساس آن طراحی شده و برروی پلاک مشخصات قید شده است بیشتر نشود. (م.)

22) AVR: Automatic Voltage Regulation

23) On-line Monitoring

24) Condition Based Maintenance

25) DGA: Dissolved Gas Analysis

26) Furfuraldehyde

27) LFH: Low Frequency Heating

28) Regeneration/Reclaiming

29) Inhibitor

30) Filtering

31) Disposal

۳۲) شرایط بازیافت و امحای ترانسفورماتورها و خازن‌های آلوده به PCB توسط سازمان حفاظت محیط زیست و شرکت توانیر تدوین شده است. (م.)

فصل ششم

اضافه‌ولتاژ و محدودیت‌های ناشی از اضافه‌ولتاژ

۶.۱. معرفی

ترانسفورماتور ممکن است در معرض ولتاژهایی بزرگ‌تر از ولتاژ در حال بهره‌برداری خود قرار گیرد. این اضافه‌ولتاژها با توجه مدت زمان ولتاژ به دو دسته‌ی کلی تقسیم‌بندی می‌شوند:

- اضافه‌ولتاژهای موقت[1]
- اضافه‌ولتاژهای گذرا[2]

اضافه‌ولتاژ موقت، ولتاژی با فرکانس شبکه و مدت زمان نسبتا طولانی است که محدوده‌ی آن از کمتر از یک ثانیه تا چندین ساعت می‌تواند تغییر کند. اضافه‌ولتاژ گذرا، اضافه‌ولتاژی با زمان کوتاه است که محدوده‌ی آن از نانوثانیه تا چند میلی‌ثانیه است. زمان پیشانی موج اضافه‌ولتاژ ممکن است از نانوثانیه تا چند میلی‌ثانیه تغییر نماید. اضافه‌ولتاژهای گذرا می‌توانند نوسانی و یا غیرنوسانی باشند. ترانسفورماتور ممکن است در معرض ترکیبی از اضافه‌ولتاژهای موقت و گذرا قرار گیرد. ممکن است اضافه‌ولتاژهای موقت، بلافاصله به‌دنبال اضافه‌ولتاژهای گذرا ظاهر شوند. اضافه‌ولتاژها را با توجه به منشأ آن‌ها می‌توان در دو گروه اصلی تقسیم‌بندی کرد:

- اضافه‌ولتاژهای ناشی از پدیده‌های جوی
- اضافه‌ولتاژهای به وجود آمده در شبکه‌ی قدرت

اضافه‌ولتاژهای ناشی از پدیده‌های جوی

این اضافه‌ولتاژها غالبا ناشی از اصابت صاعقه به زمین در نزدیکی خطوط هوایی متصل به ترانسفورماتورها هستند. البته صاعقه ممکن است در برخی موارد مستقیما به خط و یا حتی خود ترانسفورماتور اصابت کند. مقدار پیک ولتاژ، به جریان صاعقه وابسته است که یک متغیر آماری است. جریان‌های صاعقه با مقادیر بیش از ۱۰۰کیلوآمپر نیز ثبت شده‌اند. در اکثر تحقیقات و طبق اندازه‌گیری‌های انجام شده بر روی خطوط هوایی، ۵۰درصد مقادیر پیک جریان صاعقه در رنج ۱۰

الـی ۲۰کیلوآمپـر هسـتند. فاصله‌ی بیـن ترانسـفورماتور و نقطه‌ی اصابـت صاعقه، بر روی زمان پیشـانی مـوج اصابـت شـده به ترانسـفورماتور تاثیر می‌گـذارد. هر چـه فاصله از ترانسـفورماتور کمتر باشـد، زمان پیشـانی نیـز کوتاه‌تـر خواهد بود. فاصلـه، همچنین بر روی دامنـه‌ی اضافه‌ولتاژ نیز تاثیرگـذار خواهد بود. هرچـه فاصلـه طولانی‌تـر باشـد دامنه کوچک‌تر اسـت.

اضافه‌ولتاژهای به وجود آمده در شبکه‌ی قدرت

ایـن گـروه شـامل اضافه‌ولتاژهـای گذرا و همچنیـن اضافه‌ولتاژهای موقت می‌باشـد که ناشـی از تغییرات ناگهانی در شـرایط برق‌رسـانی در سیسـتم قدرت اسـت. وقوع خطـا و یا عملیات کلیدزنـی نمونه‌هایی از ایـن تغییـرات هسـتند. اضافه‌ولتاژهای موقـت عموما به‌دلیل خطای اتصـال به زمین، حـذف ناگهانی بار[۳] و نیـز پدیـده‌ی رزونانـس فرکانـس پایین[۴] به وجـود می‌آینـد. اضافه‌ولتاژهای گذرا هنـگام وصل و یا قطع تجهیـزات شـبکه‌ی قدرت اتفـاق می‌افتند. ایـن اضافه‌ولتاژها همچنیـن می‌توانند در اثر شکسـت عایقی در سـطح عایـق خارجـی (هوا) اتفاق بیفتنـد. هنگام کلیدزنی بارهـای راکتیو، به دلیل قطـع و وصل‌های مکـرر جریـان بریکـر، ممکـن اسـت اضافه‌ولتاژهایی بـا دامنه‌ی ۶ تـا ۷برابر ولتاژ سیسـتم و بـا زمان‌های پیشانی کسـری از میکروثانیه اتفاق بیفتد.

توانایی ترانسفورماتور در تحمل اضافه‌ولتاژ

ترانسـفورماتورها به‌گونـه‌ای طراحـی می‌شـوند کـه بتواننـد تسـت‌های عایقـی ویـژه‌ای را هنـگام انجـام آزمون‌هـای کارخانـه‌ای تحمل نمایند. ایـن آزمون‌ها عملکرد مطمئن ترانسـفورماتور در طول بهره‌برداری را تاییـد می‌نماینـد. تسـت‌های فوق الذکر، در اسـتانداردهای بین‌المللی یا ملی مشـخص شـده‌اند. تجربه ثابـت کـرده اسـت که ترانسـفورماتورهایی که چنین تسـت‌هایی را با موفقیـت از سـر می‌گذرانند، به جز در مـوارد بسـیار اسـتثنائی، قابلیـت اطمینـان بالایی دارنـد. اما یک شـرط اضافی برای قابلیـت اطمینان بـالای بهره‌بـرداری ایـن اسـت کـه محـدوده‌ی کافـی بـرای اضافه‌ولتـاژ در نظـر گرفتـه شـود. چـرا کـه ممکـن اسـت ترانسـفورماتور در شـرایط بهره‌بـرداری، اضافه‌ولتاژهای شـدیدتری نسـبت به آنچـه که در آزمون‌هـای کارخانـه‌ای بـه آن اعمـال می‌گـردد را تجربـه نمایـد. در زمـان طراحـی سیسـتم‌های قدرت لازم اسـت انـواع اضافه‌ولتاژهایـی کـه ممکن اسـت بـرروی ترانسـفورماتور اعمـال شـود را در نظرگرفت. بـرای اینکـه ایـن کار بـه بهتریـن شـکل ممکـن امکان‌پذیـر باشـد، داشـتن یک فهـم فیزیکی از منشـأ شـکل‌گیری انـواع اضافه‌ولتاژهـای مختلف ضـروری اسـت. دامنه‌ی بسـیاری از اضافه‌ولتاژهـا، یک متغیر آمـاری اسـت. از ایـن رو توانایـی عایـق بـرای تحمـل اضافه‌ولتاژها نیز یک متغیـر آماری خواهد بـود. این وظیفـه‌ی طـراح سیسـتم اسـت که بـا توجه بـه دید و دانش خود نسـبت سیسـتم، تمهیـدات لازم برای جلوگیـری از صدمـه دیدن تجهیـز در زمان وقـوع اضافه‌ولتاژها را درنظر گیرد. ایـن کار در حقیقت ایجاد موازنـه‌ای بیـن هزینـه‌ی ایجـاد تمهیـدات لازم بـرای مقابله با آسـیب به ترانسـفورماتور، احتمـال آماری وقـوع خطا و تبعات اقتصادی وقوع خطا اسـت. سـازندگان ممکن اسـت در مـواردی که تمهیدات مرتبط بـا اضافه‌ولتاژهـا درطراحـی ترانسـفورماتور دیـده نشـده و یـا ایـن تمهیدات کافی نیسـتند، مـدت زمان گارانتـی تجهیـز را طولانی‌تر کنند.

۶. ۲. محدودیت‌های ناشی از اضافه‌ولتاژهای موقت

۶. ۲. ۱. اضافه‌ولتاژهای ناشی از خطای زمین

یک خطای تک‌فاز به زمین منجر به اضافه‌ولتاژهای فاز به زمین، در دو فاز دیگر می‌شود. پارامترهای سیستم، تعیین کننده‌ی چنین اضافه‌ولتاژهایی هستند. در زمان طراحی سیستم، با اثرگذاری بر روی همین پارامترها می‌توان اضافه‌ولتاژها را کنترل کرد. لازم به یادآوری است که برقگیرها عموما برای محدود کردن اضافه‌ولتاژهای موقت مناسب نیستند. علت آن، مدت زمان این اضافه‌ولتاژها و محدود بودن ظرفیت حرارتی برقگیرها است. اضافه‌ولتاژ بر روی فازهای سالم در یک خطای زمین، با استفاده از ضریب خطای زمین[۵] بیان می‌گردد. در واژه‌نامه‌ی الکتروتکنیک (IEV[۶]) که توسط موسسه‌ی IEC انتشار یافته است، ضریب خطای زمین بدین صورت تعریف شده است: «ضریب خطای زمین در یک نقطه‌ی مشخص از یک سیستم سه‌فاز و برای یک پیکر بندی مشخص، نسبت بالاترین مقدار موثر ولتاژ فاز به زمین در فرکانس قدرت بر روی یک فاز سالم در هنگام وقوع خطای زمین در یک یا چند فاز در هر نقطه از شبکه، تقسیم بر مقدار موثر ولتاژ فاز به زمین در فرکانس قدرت در هر نقطه از شبکه در حالتی که چنین خطایی حادث نشده است، می باشد»[۷].

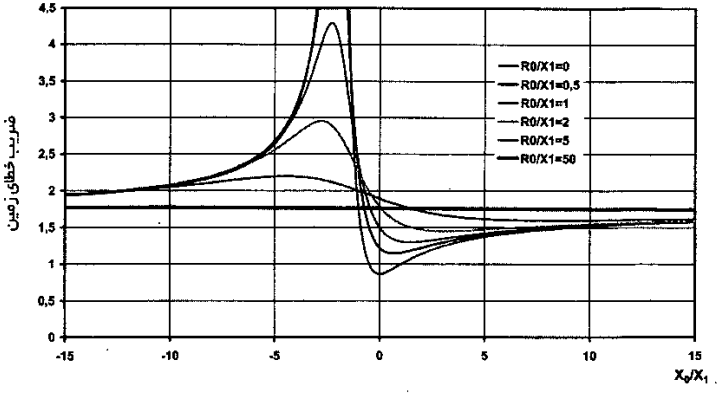
در حین وقوع خطای تک فاز به زمین، سیستم در شرایط نامتقارن بوده و ضریب خطای زمین با به‌کارگیری مؤلفه‌های متقارن محاسبه می‌شود. امپدانس‌های مختلط سیستم که از محل خطای زمین دیده می‌شوند عبارتند از:

مقاومت و راکتانس مؤلفه‌ی توالی مثبت سیستم: $Z1=R1+JX1$

مقاومت و راکتانس مؤلفه‌ی توالی منفی سیستم: $Z2=R2+JX2$

مقاومت و راکتانس مؤلفه‌ی توالی صفر سیستم: $Z0=R0+JX0$

با فرض: $R=0$, $R1<<X1$, $Z1\approx Z2$ می‌توان منحنی تغییرات ضریب خطای زمین در محل وقوع خطا نسبت به X0/X1، به‌ازای مقادیر متفاوت R0/X1 را ترسیم کرد. این دیاگرام در شکل ۶-۱ نشان داده شده است.



شکل ۶-۱ ضریب خطای زمین بر حسب X0/X1، به‌ازای مقادیر مختلف R0/X1

منحنی‌ها، ضریب خطای زمین در محل خطا را نشان می‌دهند. در شبکه‌های زمین‌شده از طریق سیم‌پیچ تشدید کننده[۸]، ضریب خطای زمین در نقاط دیگر، نسبت به محل وقوع خطا بالاتر است. مقدار X برای راکتانس‌های اندوکتیو، مثبت و برای راکتانس‌های خازنی، منفی است. جریان خطای زمین برای X0/X1>-2 اندوکتیو و برای X0/X1<-2 خازنی است. در شرایطی که X0/X1=-2 شبکه در شرایط رزونانس قرار دارد. همان طور که دیده می‌شود ترکیب‌های نامطلوب پارامترهای R0, X0, X1 می‌تواند اضافه‌ولتاژهای خیلی بزرگ به وجود آورد که برقگیر، عایق‌بندی ترانسفورماتور و سایر تجهیزات را تخریب خواهد کرد. اضافه‌ولتاژهای بزرگ تنها با تغییر این پارامترها کاهش می‌یابند. برای مثال هنگامی که X0 و R0 هر دو صفر هستند. ضریب خطای زمین ۰/۸۶۶ است. این بدین معنی است که مقدار بالاترین ولتاژ نسبت به زمین برروی یکی از فازهای سالم ۰/۸۶۶ برابر ولتاژ نرمال بین فاز و نوترال است. در این مورد، دو فاز سالم هر کدام تحت نصف ولتاژ خط به خط و البته با پلاریته‌ی مخالف نسبت به زمین قرار می‌گیرند.

برای مقادیر کوچک و مثبت X0/X1، ضریب خطای زمین با افزایش R0، افزایش می‌یابد. برای مقادیر بالای R0 ضریب خطای زمین به $\sqrt{3}$ نزدیک می‌شود. برای مقادیر بالای X0/X1 اعم از مثبت یا منفی، ضریب خطای زمین مستقل از مقدار R0 باز هم به $\sqrt{3}$ می‌رسد. برای مقادیر پایین و منفی X0/X1 ضریب خطای زمین ممکن است خیلی بزرگ شود. اما مقدار آن می‌تواند با یک مقدار بزرگ R0 کاهش یابد. مزیت کوچک بودن ضریب خطای زمین این است که یک سطح محافظت پایین در برقگیرها را امکان‌پذیر می‌سازد. بنابراین حاشیه‌ی اطمینان بین سطح عایقی ترانسفورماتور (BIL) و سطح حفاظتی برقگیرها، می‌تواند به طور نسبی در مقدار بالایی حفظ گردد. البته این مسئله به مدت زمان خطا نیز بستگی دارد که خود پارامتر مهم و تاثیرگذار دیگری در انتخاب برقگیر است. مدت زمان حضور اضافه‌ولتاژ با مدت زمان وقوع خطا مرتبط بوده و تا زمان از بین رفتن خطا باقی خواهد ماند. در سیستم‌های فاقد تشخیص و رفع خطای زمین، مدت زمان فوق ممکن است به چندین ساعت نیز برسد. این وضعیت، انتخاب برقگیر با سطح حفاظتی بالاتر و حاشیه‌ی اطمینان پایین‌تر نسبت به اضافه‌ولتاژهای گذرا را ایجاب می‌کند. در هماهنگی عایقی، آگاهی در خصوص ضریب خطای زمین در نقاط مختلف شبکه در شرایط بارگیری مختلف و نیز اطلاع از پیکربندی‌های سیستم، اهمیت حیاتی دارد. آنالیز و تحلیل کامل سیستم، ضروری است.

۶. ۲. ۲. اضافه‌ولتاژهای ناشی از حذف ناگهانی بار

بعد از حذف ناگهانی بار، ولتاژ در سمت بالادست بریکری که عملکرد داشته است (سمتی که تزریق‌کننده‌ی توان است)، افزایش می‌یابد. دامنه‌ی اضافه‌ولتاژ به مقدار بار قطع‌شده و نیز توان اتصال کوتاه پست تغذیه کننده بستگی دارد. هنگام قطع کامل بار در ترانسفورماتورهای نیروگاهی، اضافه‌ولتاژهای موقت دامنه‌ی خیلی بالایی خواهند داشت که مقدار آن به شرایط مغناطیس‌کنندگی و شرایط اضافه سرعت[۹] ژنراتور بستگی دارد. دامنه‌ی اضافه‌ولتاژهای ناشی از حذف ناگهانی بار معمولا در طول زمان وقوع آن‌ها ثابت نیستند. برای محاسبات دقیق لازم است پارامترهای زیادی در نظر گرفته شوند. به‌عنوان یک راهنمای کلی، مقادیر معمول زیر برای این اضافه‌ولتاژها مورد استفاده قرار می‌گیرد:

- در سیستم‌های نسبتا گسترده، حذف ناگهانی بارِ کامل عموما می‌تواند اضافه‌ولتاژهای فاز به زمین با دامنه‌ی در حدود تا 1.2pu ایجاد کند. مدت زمان این اضافه‌ولتاژ به عملکرد ادوات کنترل ولتاژ بستگی داشته و می‌تواند تا چند دقیقه به‌طول بیانجامد.
- در سیستم‌های گسترده، بعد از پس‌زنی بار کامل، اضافه‌ولتاژهای فاز به زمین می‌توانند تا 1.5pu برسند و حتی متاثر از شرایط رزونانس و یا اثر فرانتی[10]، شکل‌گیری اضافه‌ولتاژها با مقادیر بالاتر نیز ممکن است. مدت زمان این اضافه‌ولتاژها در بازه‌ی چند ثانیه است.
- در حذف ناگهانی بار ترانسفورماتورهای نیروگاهی، دامنه‌ی اضافه‌ولتاژهای موقت می‌توانند تا 1.4pu برای توربوژنراتورها و 1.5pu برای هیدروژنراتورها برسد. مدت زمان آن‌ها نیز به‌طور تقریبی ۳ ثانیه است.

هنگامی که وابستگی زمانی دامنه‌ها شناخته شد، اضافه‌ولتاژ را می‌توان معادل حداکثر دامنه فرض کرد؛ که مدت زمان آن مساوی مدت زمانی است که مقدار ولتاژ از ۹۰درصد ولتاژ ماکزیمم بیشتر است.

در برخی سیستم‌ها، دلایل اضافه‌ولتاژهای موقت که در ادامه بیان می‌گردند، باید مورد بررسی قرار گیرند:

- تاثیرات رزونانسی: به‌عنوان مثال هنگام شارژ خطوط بلند بدون بار یا رزونانس بین سیستم‌ها
- افزایش ولتاژ در خطوط بلند (اثر فرانتی)
- اضافه‌ولتاژهای هارمونیکی برای مثال هنگام کلیدزنی ترانسفورماتورها
- تغذیه‌ی معکوس سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور: به‌عنوان مثال رفع خطا در حالتی که در یک پست، دو ترانسفورماتور در ثانویه روی یک باس مشترک قرار دارند و یا کلیدزنی تک‌فاز در یک ترانسفورماتور سه‌فاز با بار نامتعادل

۶. ۲. ۳. اضافه‌ولتاژهای ناشی از فرورزونانس[11]

فرورزونانس در مدارهایی با عناصر سلفیِ دارای مشخصات مغناطیس‌کنندگی غیرخطی (راکتورها با هسته‌ی آهنی یا ترانسفورماتورها در شرایط بی‌باری یا کم‌باری) و عناصر خازنی بزرگ (خطوط، کابل‌ها و خازن‌ها) اتفاق می‌افتد. فرکانس این اضافه‌ولتاژها برابر یا نزدیک به فرکانس شبکه‌ی قدرت می‌باشد که اساسا یک فرکانس پایین است. اضافه‌ولتاژهای ناشی از فرورزونانس ممکن است در موقعیت‌های خاصی رخ دهند. مانند:

- عملکرد نادرست بریکر: در صورتی که نتواند یک یا دو فاز را در زمان کلیدزنی قطع یا وصل کند.
- هادی‌های یک یا دو فاز در حین خطای اتصال به زمین، اتصال کوتاه و یا تحت تنش‌های مکانیکی پاره شوند.
- فیوزهای یک یا دو فاز بسوزند.

آسیب‌دیدگی ترانسفورماتور ناشی از اضافه‌ولتاژهای فرورزونانس، به‌ندرت اتفاق می‌افتد. با این حال وقتی که جریان‌های خازنی سیستم، مقدار و اندازه‌ای مشابه جریان مغناطیس‌کنندگی ترانسفورماتور داشته باشد، خطر این نوع اضافه‌ولتاژ قابل چشم‌پوشی نیست. خارج کردن سریع و اتوماتیک

ترانسفورماتور از مدار در صورت قطع شدن یک یا دو فاز تغذیه‌ی ورودی، هم مدت زمان اضافه‌ولتاژ و هم ناپایداری سیستم را محدود خواهد کرد و در نتیجه میزان و احتمال آسیب را کاهش می‌دهد.

۶. ۳. محدودیت‌های ناشی از اضافه‌ولتاژهای گذرا

۶. ۳. ۱. انواع تجهیزات حفاظتی در برابر اضافه‌ولتاژ

میزان توانایی یک ترانسفورماتور در تحمل اضافه‌ولتاژهای گذرا با ولتاژ سطح عایقی ضربه‌ی آن (BIL) مشخص می‌گردد؛ که مقدار آن با مقدار پیک تست ولتاژ ضربه‌ی استاندارد منطبق است. این ولتاژ ضربه یک ولتاژ غیر پریودیک است که زمان پیشانی آن ۱/۲ میکروثانیه و نیم‌زمان پشت آن ۵۰ میکروثانیه است. به BIL یک ترانسفورماتور، سطح عایقی ترانسفورماتور نیز گفته می‌شود. بهتر است ترانسفورماتورهای متصل به خطوط هوایی در مقابل اضافه‌ولتاژهای گذرای ناشی از صاعقه محافظت شوند تا قابلیت اطمینان بالای برق‌رسانی تضمین شود. محدود کردن اضافه‌ولتاژها به روش‌های ذیل قابل حصول است:

- برقگیرهای از نوع مقاومت غیرخطی با فواصل هوایی[۱۲]
- برقگیرهای از جنس اکسید فلزی بدون فواصل هوایی[۱۳]
- جرقه‌گیرها[۱۴] (که در عمل یک فاصله‌ی هوایی بین دو ترمینال است)

این تجهیزات در بیشتر موارد بین ترمینال هر فاز ترانسفورماتور و زمین نصب می‌شوند. در سیم‌پیچ‌های با اتصال ستاره یا زیگزاگ، چنانچه نقطه نوترال ایزوله بوده و یا توسط یک امپدانس یا مقاومت بزرگ زمین شده باشد، یک موج ضربه سه‌فاز با پلاریته‌ی مشابه و مقدار پیک افزایش یافته در نقطه‌ی نوترال وجود خواهد داشت (انعکاس موج سیار). به‌همین دلیل بهتر است که برای نقطه‌ی نوترال نیز حفاظت در برابر اضافه‌ولتاژ در نظر گرفته شود. سطح حفاظتی برقگیرها عموما کمتر از سطح ولتاژ عایقی ترانسفورماتور انتخاب می‌شود، تا حاشیه اطمینان ویژه‌ای فراهم گردد. غالبا یک سطح حفاظتی حوالی ۷۰درصد سطح عایقی ترانسفورماتور، برای برقگیرهای نصب شده روی فازهای ترانسفورماتور درنظر گرفته می‌شود. با این وجود هنگامی که از برقگیرهای با مقاومت غیرخطی دارای فواصل هوایی استفاده می‌شود، حتما باید این موضوع مورد بررسی قرار گیرد که قوس الکتریکی در فواصل هوایی هم‌زمان با تمام شدن اضافه‌ولتاژ گذرا، با یک حاشیه اطمینان کافی خاموش شود. سطح حفاظت برقگیر در نقطه‌ی نوترال، عموما حدود ۷۵درصد سطح حفاظتی برقگیرهای نصب شده در هر فاز ترانسفورماتور است.

برای داشتن بهینه‌ترین شرایط حفاظتی، فاصله‌ی بین برقگیرها و ترمینال‌های ترانسفورماتور حتی‌الامکان باید کوتاه باشد. به همین ترتیب فاصله‌ی بین ترمینال ارت برقگیر با زمین نیز باید حداقل باشد. در مواردی که به دلایل میدانی، دسترسی به این طول کوتاه امکان‌پذیر نباشد، انتخاب سطح عایقی بالاتر برای ترانسفورماتور، و یا سطح حفاظتی کوچک‌تر برای برقگیر می‌تواند یک گزینه‌ی قابل بررسی باشد. با این وجود، در مورد دوم، یک برقگیر با سطح حفاظتی پایین‌تر کماکان باید بتواند اضافه‌ولتاژهای موقت را که ممکن است حادث شوند، تحمل نماید. این امر منجر به انتخاب یک نوع برقگیر با ظرفیت جذب انرژی[۱۵] بالاتر می‌گردد.

سیم‌پیچ‌های با سطح ولتاژ کمتر از ۱۰۰۰ولت نیز هنگامی که به خطوط هوایی متصل می‌شوند، بهتر است به روشی مشابه فوق محافظت گردند. عموما برقگیرهای اکسید فلزی بدون فاصله‌ی هوایی، در مقایسه با برقگیر با مقاومت غیرخطی، امکان بهتری برای انتخاب سطح حفاظتی پایین‌تر را فراهم می‌کنند. بنابراین حاشیه‌ی اطمینان بزرگتری بین سطوح عایقی ترانسفورماتور و سطح حفاظتی برقگیر می‌تواند حاصل شود. این مطلب باید همواره مد نظر باشد که برقگیرهای اکسید فلزی، برخلاف برقگیرهای مقاومت غیرخطی با فاصله‌ی هوایی، پیوسته در معرض ولتاژ نامی سیستم و همچنین انواع اضافه‌ولتاژهای کوچک‌تر یا بزرگ‌تر موقت و گذرا هستند. در برقگیرهای نوع مقاومت غیرخطی با فاصله‌ی هوایی، مقاومت تنها در زمان وقوع اضافه‌ولتاژهای گذرای به‌اندازه‌ی کافی بزرگ، که منجر به شکست الکتریکی در فواصل هوایی گردند تحت ولتاژ قرار می‌گیرد.

جرقه‌گیرها در گذشته به‌صورت گسترده، علی‌الخصوص در شبکه‌های با ولتاژ متوسط، مورد استفاده قرار گرفته‌اند ولیکن معایب متعددی دارند:

- ولتاژ جرقه‌زنی غیر قابل پیش‌بینی
- زمان تاخیر طولانی و غیر قابل پیش‌بینی جرقه‌زنی
- وابستگی زیاد به شکل ولتاژ
- وابستگی به پلاریته‌ی ولتاژ
- وابستگی به شرایط محیطی
- خطر شکل‌گیری یک خطای پیش‌رونده
- تحمیل یک وضعیت اتصال کوتاه به شبکه
- ایجاد امواج برش یافته

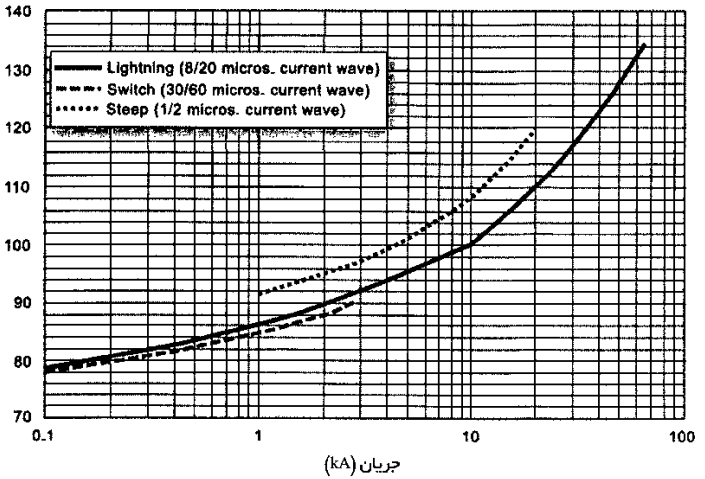
به دلیل خصوصیت‌های عالی و ممتاز برقگیرهای اکسید فلزی، کاربرد آن‌ها در سیستم‌های مدرن در مقایسه با جرقه‌گیرها به‌شدت در حال افزایش است. ولیکن در مکان‌هایی که صاعقه‌های متعدد با جریان‌های بالا به وقوع می‌پیوندد، استفاده از جرقه‌گیرها در ترکیب با برق‌گیرهای اکسید فلزی می‌تواند مفید باشد. جرقه‌گیرهای نصب شده در یک یا دو تیر برق خط هوایی در فاصله‌ی دورتر از ترانسفورماتور می‌توانند منجر به جاری شدن جریان‌های برش یافته‌ی بالا به زمین شوند، قبل از این که این جریان‌ها بتوانند از طریق برقگیرهای اکسید فلزی نصب شده در ترمینال‌های ترانسفورماتور تخلیه شوند. بنابراین استفاده‌ی ترکیبی از جرقه‌گیرها و برقگیرها نیازمند انجام مطالعات دقیق بر روی سطح ولتاژ عایقی خط و محل قرارگیری جرقه‌گیرها نسبت به محل برقگیرها است. بسیار مهم است که قبل از اینکه جریان برقگیر به سطح بالایی برسد، در فواصل هوایی جرقه زده شود. چنانچه این کار صورت نپذیرد، برقگیرها از جرقه‌زنی در فواصل هوایی جلوگیری خواهند کرد. در نتیجه برقگیرها کل انرژی تخلیه را جذب نموده و ممکن است دچار اضافه‌بار و صدمه گردند.

با این وجود کاربرد صحیح جرقه‌گیرها منجر به کاهش تنش، فرسودگی و یا صدمه در برقگیرها می‌گردد. تعداد زیاد امواج جریان بالایِ صاعقه، در فرسودگی و پیری برقگیرها تاثیرگذار است. ترانسفورماتورهای نصب شده در مکان‌هایی که در معرض اضافه‌ولتاژهای صاعقه نیستند، همچنان در معرض اضافه‌ولتاژهای گذرای ناشی از عملکردهای کلیدزنی قرار دارند. تجربه‌ی خدمات مرتبط با

ترانسفورماتورهای روغنی در چنین مکان‌هایی نشان می‌دهد که این ترانسفورماتورها می‌توانند بدون استفاده از حفاظت برقگیرها چنین اضافه‌ولتاژهایی را تحمل نمایند.

۶. ۳. ۲. مشخصات فنی برقگیرهای اکسید فلزی

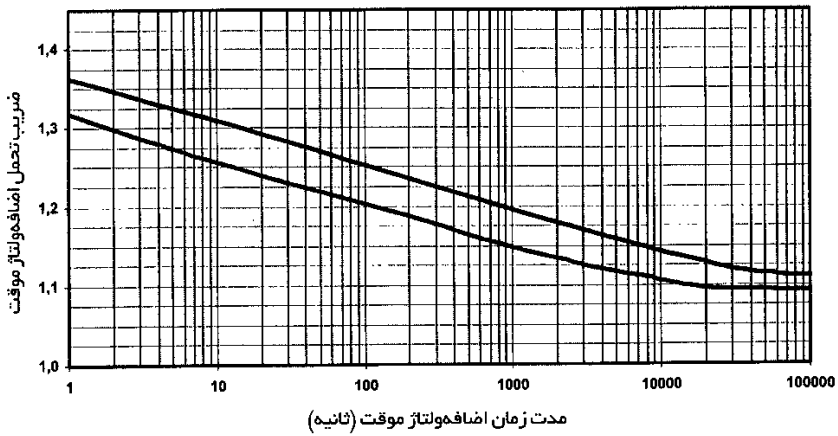
هنگام انتخاب یک برقگیر اکسید فلزی با مشخصات مناسب، طراح سیستم با الزامات متضادی روبرو است. از یک طرف بهتر است که پیک ولتاژ ضربه بر روی ترمینال ترانسفورماتور به کمترین مقدار ممکن محدود شود (حداقل چند ده درصد پایین‌تر از سطح ولتاژ عایقی ترانسفورماتور). از طرف دیگر برقگیر باید بتواند هم ولتاژ نامی سیستم در حالت پیوسته و هم اضافه‌ولتاژهای موقت را تحمل نماید. ماکزیمم ولتاژ عملکرد پیوسته‌ی مجاز (U_c (kV r.m.s.) برای برقگیرها، در مشخصات فنی سازندگان ارائه می‌گردد. U_C زیر نقطه‌ی زانویی بخش غیرخطی منحنی ولتاژ–جریان برقگیر می‌باشد. جریان عبوری از برقگیر در ولتاژ U_C در رنج میلی‌آمپر است. مثال شکل ۶-۲ را ببینید.



شکل ۶–۲ ماکزیمم ولتاژ باقی‌مانده نسبت به ولتاژ باقی‌مانده، بر حسب درصد (ضربه 10kA, 8/20μsec)

شکل ۶-۲ منحنی‌های یک برقگیر با جریان نامی In=10kA و شکل ضربه 8/20μsec را نشان می‌دهد که در آن ۸میکروثانیه زمان پیشانی و ۲۰میکروثانیه نیم‌زمان پشت موج است. جریان عبوری از برقگیر در محور افقی نشان داده شده است. ولتاژ بین ترمینال‌های برقگیر در محور عمودی برحسب پریونیت نشان داده شده است که یک پریونیت ولتاژ برای زمانی است که یک جریان ضربه‌ای با مقدار پیک 10kA و شکل ضربه‌ی 8/20μsec از مسیر برقگیر می‌گذرد. ولتاژ بین ترمینال‌ها، ولتاژ باقیمانده[۱۶] نامیده می‌شود و شکل ۶-۲ نشان می‌دهد که این ولتاژ با تغییرشکل ضربه‌ی جریان تغییر می‌کند.

فرض بر این است که شکل موج 8/20μsec، نمونه‌ای از اضافه‌ولتاژهای صاعقه و شکل موج 30/60μsec نیز نمونه‌ای از اضافه‌ولتاژهای کلیدزنی تیز (با شیب زمانی تند) می‌باشد. شکل موج 1/2μsec نمایشگر یک ضربه‌ی تیز با زمان کوتاه است که نشان‌دهنده‌ی رابطه‌ی ولتاژ بر حسب جریان در زمانی است که صاعقه در نزدیکی برقگیر حادث می‌شود. برای برقگیرهایی که بین فاز و زمین قرار گرفته اند، مقدار ماکزیمم ولتاژ عملکرد پیوسته‌ای که برقگیرها در معرض آن قرار می‌گیرند، بالاترین ولتاژ سیستم U_m تجهیز تقسیم بر رادیکال سه است. بنابراین هنگام انتخاب یک برقگیر از روی مشخصات فنی سازنده، U_C باید بالاتر از $U_m / \sqrt{3}$ باشد تا برقگیر بتواند ولتاژ عملکرد پیوسته را برای سال‌های طولانی تحمل نماید. برای اضافه‌ولتاژهای موقت با زمان محدود، تا چند هزار ثانیه، برقگیر می‌تواند ولتاژهای بالاتر از U_C را تحمل نماید. مشخصات فنی سازندگان حاوی منحنی‌هایی هستند که ارتباط بین زمان و دامنه‌ی مجاز اضافه‌ولتاژهای موقت را نشان می‌دهند. شکل ۶-۳ یک مثال از چنین منحنی‌هایی است. این دیاگرام شامل دو منحنی است. منحنی بالایی برای برقگیرهایی معتبر است که پیش‌تر، از طریق اعمال انرژی ورودی تحت تنش قرار نگرفته‌اند. در حالی که منحنی پایینی برای برقگیرهایی معتبر است که به‌طور ناگهانی تحت تنش یک مقدار مشخص از انرژی ورودی قرار گرفته‌اند. که در این مورد مقدار آن ۵/۵کیلوژول بر هر کیلوولت از U_C است.



شکل ۶-۳ضریب تحمل اضافه‌ولتاژ موقت بر حسب زمان اضافه‌ولتاژ موقت

این پیش‌تنش منجر به شکل‌گیری دمای بالاتری در برقگیرها می‌شود. به همین دلیل است که منحنی پایینی زیر منحنی بالایی قرار گرفته است. به بیان دیگر، برای یک بازه‌ی زمانی مشخص، برقگیری که قبل از وقوع یک اضافه‌ولتاژ موقت به‌طور ناگهانی تحت پیش‌تنش قرار نگرفته است، نسبت به برقگیر تحت تنش قرار گرفته اضافه‌ولتاژ بالاتری را تحمل می‌کند. منحنی‌ها به دمای

محیط ۴۵درجه‌ی سانتیگراد ارجاع داده می‌شوند.
با توجه به مدت زمان اضافه‌ولتاژ، ضریب مقدار مجاز اضافه‌ولتاژ موقت می‌تواند از روی محور عمودی قرائت شود. برای محاسبه‌ی اضافه‌ولتاژ موقتِ متناظر، مقدار U_C این برقگیر در ضریب فوق‌الذکر ضرب می‌شود. بنابراین دامنه‌ی اضافه‌ولتاژ موقتی که انتظار می‌رود در محل برقگیر اتفاق بیفتد، باید از مقدار دامنه‌ی مجاز محاسبه شده کمتر باشد تا از آسیب‌دیدگی برقگیر پیش‌گیری شود. استفاده از منحنی پایینی به جای منحنی بالایی در شکل ۶-۳، حاشیه‌ی اطمینان بالاتری در برابر آسیب‌دیدگی برقگیر فراهم می‌کند. نمودار شکل ۶-۳ برای استخراج مدت زمان مجاز اضافه‌ولتاژ موقت نیز می‌تواند به کار گرفته شود. اضافه‌ولتاژ مورد انتظار را بر U_C یک برقگیر انتخاب شده از روی مشخصات فنی سازنده تقسیم کنید. عدد بدست آمده، ضریب تحمل کمترین اضافه‌ولتاژ موقت است که برروی محور عمودی دیاگرام قرار دارد. بنابراین مدت زمان مجاز متناظر را می‌توان از روی محور افقی قرائت نمود.
لازم به ذکر است که مدت زمان رفع یک خطای زمین در انتخاب برقگیر تاثیرگذار است. چنانچه هیچ تجهیز خودکاری برای جدا کردن بخشی از سیستم قدرت که خطای زمین در آنجا رخ داده است وجود نداشته باشد، خطا ممکن است خیلی به‌طول بیانجامد که در نتیجه‌ی آن اضافه‌ولتاژهای موقت ظاهر شده باید مانند یک ولتاژ پیوسته برای برقگیر مدنظر قرار گیرند. در نتیجه U_C باید مقدار بالاتری انتخاب شود. این کار سطح حفاظت برقگیرها را افزایش می‌دهد که کاهش حاشیه اطمینان بین سطح عایقی سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور و سطح حفاظتی برقگیر را به همراه خواهد داشت. این در خصوص اضافه‌ولتاژهای کلیدزنی تیز (ناشی از قوس مجدد در بریکرها)، اهمیت ویژه‌ای دارد. ممکن است مقدار پیک ولتاژ در آن‌ها از سطح ولتاژ عایقی سیم‌پیچ کمتر باشد. اما شیب تند موج کلیدزنی ممکن است خیلی بزرگ‌تر از ضربه‌ی صاعقه‌ی استاندارد باشد. در نتیجه توزیع ولتاژ درون سیم‌پیچ خیلی غیرخطی‌تر از زمانی است که تست ضربه‌ی صاعقه‌ی استاندارد انجام می‌شود. لذا ممکن است شکست عایقی در سیم‌پیچ حادث شود. بر اساس آنچه که بیان گردید، می‌توان نتیجه گرفت به‌منظور حصول یک انتخاب بهینه برای برقگیر، بهتر است شناخت و آگاهی مناسبی نسبت به دامنه و زمان اضافه‌ولتاژهای موقت وجود داشته باشد.

خطای زمین

در صفحات قبل، اطلاعاتی در خصوص دامنه‌ی اضافه‌ولتاژها بر روی فازهای سالم در زمان وقوع یک خطای تک‌فاز به زمین ارائه شد. مدت زمان خطا در سیستم‌های با نقطه‌ی نوترال مستقیما زمین شده، عموما کم‌تر از یک ثانیه است. در سیستم‌های با نوترال ایزوله یا نوترال زمین شده با امپدانس بالا، برای مثال در یک راکتور خاموش کننده‌ی قوس، دامنه‌ی ولتاژ می‌تواند بیش از رادیکال سه برابر ولتاژ فاز به زمین در سیستم متعادل باشد. ضریب خطای زمین تا 1.9 در سیستم‌های 130kV اندازه‌گیری شده‌اند. حتی مقادیر بالاتر نیز محتمل است. زمان معمول برای اضافه‌ولتاژهای موقت در هنگام وقوع خطای زمین در یک سیستم زمین‌شده‌ی رزونانسی، زیر ۱۰ ثانیه است. در سیستم‌هایی که قابلیت خارج کردن خودکار نواحی دچار خطا در آن‌ها وجود ندارد، مدت زمان اضافه‌ولتاژهای موقت می‌تواند به چندین ساعت برسد.

حذف ناگهانی بار

ترتیب و توالی در علل شکل‌گیری اضافه‌ولتاژهای موقت، مانند خروج یک بار ناشی از خطای زمین، در زمانی که هر دو نوع اضافه‌ولتاژ شدت قابل مقایسه‌ای نسبت به هم دارند، اهمیت زیادی دارد. در چنین مواردی، مقدار بار خارج شده، بسته به محل وقوع خطا و نیز محل برقگیر باید به‌دقت مورد بررسی قرار گیرد. ترکیب عللی مانند خطای زمین و حذف ناگهانی بار ممکن است منجر به شکل‌گیری ولتاژهای موقت بزرگ‌تری در مقایسه با شرایط وقوع فقط یکی از این‌ها گردد. وقتی چنین ترکیب‌هایی به‌اندازه‌ی کافی محتمل تلقی گردند، اضافه‌ولتاژهای ناشی از هرکدام از علل، باید با در نظر گرفتن پیکربندی واقعی شبکه با هم ترکیب شوند. اضافه‌ولتاژهای موقت ناشی از فرورزونانس در مبانی انتخاب برقگیر دخالتی ندارند. این اضافه‌ولتاژها نادر بوده و با نگهداری مناسب بریکرها، احتمال وقوع آن‌ها را می‌توان کاهش داد. با یک مثال ساده می‌توان نشان داد در یک سیستم توزیع فشار متوسط با گستردگی محدود، مشخصات فنی برقگیر چگونه انتخاب می‌شود. مثال: با توجه به اطلاعات ذیل مناسب‌ترین مشخصات فنی برای برقگیرهای قرارداده شده بین هر فاز و زمین ترانسفورماتور را بیابید.

مدت زمان اضافه‌ولتاژ موقت (U_{TOV}) : ۵ثانیه

ضریب خطای زمین: ۱/۵

حداکثر ولتاژ سیستم: ۲۴ کیلوولت

حل:

ولتاژ نسبت به زمین در فازهای سالم:

$$U_{TOV} = 1.5 \times 24/\sqrt{3} = 20.8kV$$

با استفاده از منحنی پایین (انتخاب محافظه کارانه) در شکل ۶-۳، یک بازه‌ی زمانی ۵ ثانیه متناظر است با:

$$U_{TOV}/U_C = 1.275$$

بنابراین:

$$U_C = U_{TOV}/1.275 = 20.8/1.275 = 16.3kV$$

برای برقگیرهای ساخت شرکت ABB مقدار U_C حدودا ۲۰درصد زیر ولتاژ نامی برقگیرها (U_R) است. درنتیجه، ولتاژ نامی برقگیر در این مثال به‌صورت زیر خواهد بود:

$$U_r = U_C/0.8 = 16.3/0.8 = 20.4kV$$

برقگیر استاندارد با نزدیک‌ترین مقادیر U_C و U_r از جدول ۶-۱ انتخاب می‌شود:

نوع MWK17 با U_r=21.3 KV و U_C=17 KV

بالاترین ولتاژ عملکردی پیوسته $24/\sqrt{3} = 13.9kV$ می‌باشد که مقدار آن کمتر از U_C است و بنابراین برقگیر انتخاب شده این الزام را نیز برآورده می‌سازد.

جدول ۶-۱ مشخصات برقگیرها

Rated voltage	Continuous operating voltage	Residual voltage U_{res} at specified impulse current (Maximum value)									
		Steep current impulse wave 1/...µs		Lightning current impulse wave 8/20 µs					Switching current impulse wave 30/60 µs		
U_r	U_c	5 kA	10 kA	1 kA	2.5 kA	5 kA	I_n=10 kA	20 kA	125 A	250 A	500 A
kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}
5.0	4	12.7	13.5	10.5	11.1	11.7	12.3	14.1	9.2	9.5	9.9
6.3	5	15.9	16.8	13.1	13.9	14.6	15.4	17.6	11.4	11.9	12.4
7.5	6	19.1	20.2	15.8	16.7	17.5	18.5	21.1	13.7	14.3	14.8
8.8	7	22.2	23.5	18.3	19.4	20.3	21.5	24.6	16.0	16.6	17.2
10.0	8	25.4	26.9	21.0	22.2	23.3	24.6	28.1	18.3	19.0	19.7
11.3	9	28.6	30.2	23.6	25.0	26.2	27.7	31.6	20.5	21.4	22.2
12.5	10	31.7	33.5	26.1	27.7	29.0	30.7	35.0	22.8	23.7	24.6
13.8	11	34.9	36.9	28.8	30.5	32.0	33.8	38.6	25.1	26.1	27.1
15.0	12	38.1	40.3	31.4	33.3	34.9	36.9	42.1	27.4	28.5	29.6
16.3	13	41.2	43.6	34.0	36.0	37.8	40.0	45.6	29.6	30.8	32.0
17.5	14	44.3	46.9	36.6	38.7	40.6	43.0	49.1	31.9	33.2	34.4
18.8	15	47.5	50.3	39.2	41.5	43.6	46.1	52.6	34.2	35.5	36.9
20.0	16	50.7	53.7	41.9	44.3	46.5	49.2	56.1	36.5	37.9	39.4
21.3	17	53.8	56.9	44.4	47.0	49.3	52.2	59.6	38.7	40.2	41.8
22.5	18	57.0	60.3	47.1	49.8	52.3	55.3	63.1	41.0	42.6	44.3
23.8	19	60.2	63.7	49.7	52.6	55.2	58.4	66.6	43.3	45.0	46.8
25.0	20	63.3	67.0	52.2	55.3	58.0	61.4	70.0	45.5	47.3	49.2
26.3	21	66.5	70.4	54.9	58.1	60.9	64.5	73.6	47.8	49.7	51.6
27.5	22	69.7	73.7	57.5	60.9	63.9	67.6	77.1	50.1	52.1	54.1
28.8	23	72.9	77.1	60.1	63.7	66.8	70.7	80.6	52.4	54.5	56.6
30.0	24	76.0	80.4	62.7	66.4	69.6	73.7	84.1	54.6	56.8	59.0
31.3	25	79.2	83.8	65.3	69.2	72.5	76.8	87.6	56.9	59.2	61.5
32.5	26	82.3	87.1	68.0	72.0	75.5	79.9	91.1	59.2	61.6	64.0
33.8	27	85.4	90.4	70.5	74.7	78.3	82.9	94.6	61.4	63.9	66.4
35.0	28	88.6	93.8	73.1	77.4	81.2	86.0	98.1	63.7	66.3	68.8
36.3	29	91.8	97.2	75.8	80.2	84.2	89.1	101.6	66.0	68.7	71.3
37.5	30	94.9	100.4	78.3	82.9	87.0	92.1	105.0	68.2	71.0	73.7
38.8	31	98.1	103.8	81.0	85.7	89.9	95.2	108.6	70.5	73.4	76.2
40.0	32	101.3	107.2	83.6	88.5	92.8	98.3	112.1	72.8	75.7	78.7
41.3	33	104.5	110.6	86.2	91.3	95.8	101.4	115.6	75.1	78.1	81.2
42.5	34	107.6	113.8	88.8	94.0	98.6	104.4	119.1	77.3	80.4	83.6
43.8	35	110.8	117.2	91.4	96.8	101.5	107.5	122.6	79.6	82.8	86.0
45.0	36	114.0	120.6	94.1	99.6	104.5	110.6	126.1	81.9	85.2	88.5
46.3	37	117.1	123.9	96.6	102.3	107.3	113.6	129.6	84.1	87.5	90.9
47.5	38	120.3	127.3	99.2	105.1	110.2	116.7	133.1	86.4	89.9	93.4
48.8	39	123.4	130.6	101.9	107.9	113.1	119.8	136.6	88.7	92.3	95.9
50.0	40	126.5	133.9	104.4	110.6	116.0	122.8	140.0	90.9	94.6	98.3
51.3	41	129.7	137.3	107.1	113.4	118.9	125.9	143.6	93.2	97.0	100.8
52.5	42	132.9	140.7	109.7	116.1	121.8	129.0	147.1	95.5	99.4	103.2
53.8	43	136.1	144.0	112.3	118.9	124.8	132.1	150.6	97.8	101.8	105.7
55.0	44	139.2	147.3	114.9	121.6	127.6	135.1	154.1	100.0	104.1	108.1

با توجه به جدول ۶-۱ ولتاژ باقیمانده‌ی برقگیر برای یک شکل موج ضربه 8/20µs برابر با 52.2 kV در جریان 10 kA و 59.6 kV در جریان 20kA است. برای یک شکل موج ضربه‌ای با زمان پیشانی یک میکروثانیه، ولتاژ باقی‌مانده 56.9kV در 10kA می‌باشد. در مقایسه، سطح ولتاژ عایقی ترانسفورماتور 125kV کیلوولت است. بنابراین این ولتاژهای باقی مانده بر روی برقگیر کمتر از نصف پیک ولتاژ ضربه‌ی صاعقه‌ای است که ترانسفورماتور بر اساس آن طراحی شده است.

برای این که برقگیر یک سطح حفاظتی تا حد ممکن خوب را برای ترانسفورماتور فراهم سازد،

بهتر است فاصله‌ی بین برقگیر و ترانسفورماتور تا حد ممکن کوتاه باشد. همین مطلب برای فاصله‌ی بین برقگیر تا زمین نیز برقرار است. از آنجا که به دلایل عملی، این فواصل نمی‌توانند صفر باشند، این مسئله منجر به ایجاد ولتاژی بزرگ‌تر از ولتاژ باقی‌مانده‌ی برقگیر در محل ترمینال ترانسفورماتور می‌گردد. ولتاژ ترمینال ترانسفورماتور نسبت به زمین با توجه به شکل ۶-۴ از معادله‌ی زیر محاسبه می‌شود:

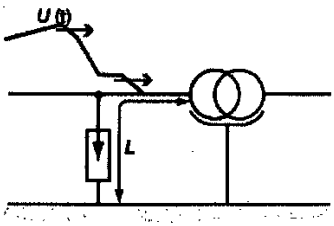
$$U_T = U_{res} + \frac{2 \times S \times L}{v}$$

که در این معادله:

S شیب موج ضربه‌ای بر حسب kV/μsec است.

V سرعت ولتاژ سرج بر حسب m/μsec است.

L فاصله‌ی نشان داده شده در شکل ۶-۴ است.



شکل ۶-۴ ولتاژ ترمینال ترانسفورماتور در مواجهه با اضافه‌ولتاژ در حضور برقگیر

S یک متغیر آماری است که به نرخ افزایش جریان صاعقه (kA/μsec) در محل اصابت صاعقه، و همچنین فاصله‌ی این نقطه از محل نصب ترانسفورماتور بستگی دارد. این شیب با حرکت (پیشروی) موج در طول خط کاهش می‌یابد. طبیعتا موج صاعقه زمانی که در نزدیکی ترانسفورماتور اصابت کند، بسیار شدیدتر خواهد بود. سرعت حرکت موج در طول خط برابر 300m/μsec می‌باشد. یک مثال عددی، اهمیت هر چه کوچک‌تر نگهداشتن L را نشان می‌دهد:

فرض کنید مقدار S برابر با 1500 kV/μsec باشد. آن‌گاه عبارت دوم از فرمول محاسبه‌ی U_T به‌صورت زیر خواهد بود:

$$\frac{2 \times 1500 \times L}{300} = 10 \times L$$

این بدین معنا است که به‌ازای هر متر، ۱۰کیلوولت به ولتاژ باقی‌مانده‌ی برقگیر اضافه می‌شود. برای مثال اگر L برابر با ۵متر باشد، ولتاژ در ترمینال ترانسفورماتور به‌صورت زیر خواهد بود:

$$61.5+50=111.5 \text{ kV}$$

بنابراین حاشیه‌ی اطمینان بین سطح سیم‌پیچ (125kV) و سطح عایقی واقعی برقگیر، متاثر از مقدار L بطور قابل توجهی کاهش می‌یابد.

برقگیرهای نوترال ترانسفورماتور

بهتر است که نوترال‌های زمین نشده در سیم‌پیچ‌های با اتصال ستاره یا زیگزاگ، با نصب برقگیرهایی بین نوترال و زمین، در برابر اضافه‌ولتاژهای صاعقه و سوئیچینگ محافظت گردند. عایق نوترال در مواردی می‌تواند با تنش عایقی مواجه شود. برای مثال در مواردی مانند مواجهه با اضافه‌ولتاژهای صاعقه‌ی چند فاز ورودی و یا در مواجهه با اضافه‌ولتاژهای کلیدزنی ناشی از وقوع خطاهای نامتقارن در سیستم قدرت. به دلیل پایین‌تر بودن ولتاژ نسبت به زمین در ترمینال نوترال، ولتاژ نامی برقگیر نوترال می‌تواند کمتر از مقادیر ولتاژ برقگیرهای فاز به زمین باشد. ولیکن بهتر است ولتاژ نامی برقگیر نوترال حداقل ۶۰درصد مقدار ولتاژ نامی مورد نیاز برقگیر فاز به زمین باشد.

جریان تخلیه‌ی نامی

برای سیستم‌های با ولتاژ نامی یک کیلوولت و بالاتر، جریان‌های تخلیه‌ی استاندارد و معمول ۵، ۱۰ و ۲۰کیلوآمپر هستند. استاندارد IEC60099-5 پیشنهادات عمومی زیر را ارائه می‌دهد.

گروه یک: از ۱ تا ۲۴۵کیلوولت : ۵ یا ۱۰کیلوآمپر

در گروه یک استاندارد IEC60071-1 که فواصل خط بین برقگیرها کوتاه هستند (زیر ۵ کیلومتر) برقگیر ترانسفورماتورهای توزیع با جریان تخلیه‌ی نامی ۵کیلوآمپر قابلیت اطمینان کافی دارند. حتی در شرایطی که ترانسفورماتور به خطوط با تیرهای چوبیِ دارای بازوهای عرضی[۱۷] زمین نشده متصل است. در سیستم‌های با ولتاژ ۷۲/۵کیلوولت و کمتر، برقگیرهای با جریان تخلیه‌ی نامی ۵کیلوآمپر برای نواحی با چگالی وقوع صاعقه‌ی پایین و نیز برای خطوط هوایی‌ای که با امپدانس دکلِ پایین محافظت شده‌اند،کفایت می‌کند. برقگیرهای با جریان تخلیه‌ی نامی ۱۰کیلوآمپر برای پست‌های فشارقوی مهم که نیازمند بهترین طراحی حفاظتی هستند، به‌ویژه در مناطقی با چگالی وقوع صاعقه‌ی بالا یا مقاومت‌های زمین بالا، ارجح هستند. در شبکه‌های با بالاترین ولتاژ سیستم بیش از ۷۲/۵ کیلوولت، عموما برقگیرهای با جریان تخلیه‌ی نامی ۱۰کیلوآمپر پیشنهاد می‌شود.

گروه دو : بیشتر از ۲۴۵کیلوولت: ۱۰ یا ۲۰کیلوآمپر

درشبکه‌های با بالاترین ولتاژ سیستم ۴۲۰کیلوولت و پایین‌تر، عموما برقگیرهای با جریان تخلیه‌ی نامی ۱۰کیلوآمپر کفایت می‌نماید. برای سیستم‌های با ولتاژ بیشتر از ۴۲۰کیلوولت ممکن است برقگیرهای بالای ۲۰کیلوآمپر مورد نیاز باشد.

در سیستم‌های گروه یک با تیرهای چوبی و بازوهای عرضی زمین نشده، ولتاژ تخلیه‌ی الکتریکی سطحی در خط ممکن است تا حوالی ۳هزار کیلوولت باشد. در چنین مواردی برقگیرهای بالای ۲۰کیلوآمپر می‌تواند توجیه داشته باشد.

ظرفیت جذب انرژی

برقگیرهای اکسید فلزی باید قادر به جذب انرژی ناشی از اضافه‌ولتاژهای گذرای سیستم باشند.

اضافه‌ولتاژهای شدید ناشی از عوامل ذیل هستند:

- بسته یا دوباره بسته شدن خطوط بلند

- قطعی بانک‌های خازنی یا کابل‌ها از طریق باز و بست بریکرها
- اصابت ضربات صاعقه به هادی‌های خط هوایی با سطح عایقی بالا یا تخلیه‌ی الکتریکی برگشتی نزدیک محل برقگیر

استاندارد IEC60095-5 روابط ذیل را برای به‌دست آوردن تخمینی از انرژی که باید توسط برقگیر جذب شود ارائه کرده است:

- بسته و باز شدن خطوط:

$$W = 2U_{ps}\left(U_e - U_{ps}\right)\frac{T_w}{Z}$$

که در این معادله:

W: انرژی جذب

U_{ps}: سطح محافظت ضربه‌ی کلیدزنی برقگیر

U_e: دامنه‌ی اضافه‌ولتاژ، تخمین زده شده مطابق با IEC60071-2

Z: امپدانس موجی خط

T_w: زمان حرکت در طول خط که برابر است با طول خط، تقسیم بر سرعت حرکت موج در خط

- کلیدزنی خازن یا کابل:

$$W = \frac{1}{2}C\left[\left(3U_o\right)^2 - \left(\sqrt{2}U_r\right)^2\right]$$

که در این معادله:

C: ظرفیت خازنی بانک یا کابل

U_0: پیک ولتاژ فاز به زمین، درحال کار عادی

U_r: ولتاژ نامی برقگیر (مقدار موثر)

این انرژی ممکن است با برقگیرهای نصب شده در همان فاز به اشتراک گذاشته شود. بهتر است میزان و چگونگی اشتراک‌گذاری مورد مطالعه قرارگیرد.

- صاعقه:

$$W = \left[2U_f - NU_{pl}\left(1 + \ln\left(2U_f / U_{pl}\right)\right)\right]\frac{U_{pl}T_l}{Z}$$

که در این معادله:

ln: لگاریتم طبیعی

U_{pl}: سطح محافظت ضربه‌ی صاعقه‌ی برقگیر

U_f: ولتاژ تخلیه‌ی سطحی منفیِ عایق خط

Z: امپدانس موجی خط

N : تعداد خطوط متصل به برقگیر

T_1: بازه‌ی زمانی معادل با بروز ناگهانی یک صاعقه شامل اولین و آخرین ضربه. مقدار معمول آن 3×10^{-4} ثانیه است.

این معادله از انتگرال‌گیری اضافه‌ولتاژی که به‌صورت نمایی در حال کاهش می‌باشد استخراج شده است.

چنانچه فواصل بین پست‌ها در سیستم‌های توزیع کوچک باشند، انرژی می‌تواند به‌دلیل به اشتراک گذاشته شدن جریان تقسیم شود. بعضا مواردی علاوه بر آنچه که در فوق اشاره شد، ممکن است منجر به جذب انرژی بزرگی توسط برقگیرِ بدون فاصله‌ی هوایی گردد. یک مثال رایج در این خصوص، عملکرد فیوزهای محدودکننده‌ی جریان در کاربردهای غیرمتداول است. به‌عنوان نمونه وقتی که مشخصات نامی فیوز خیلی بزرگ‌تر از نیازمندی‌های سیستم انتخاب گردد و یا این‌که برقگیرهای با سطح محافظت خیلی پایین نصب شده باشد.

وقتی انرژی‌ای که باید توسط برقگیر جذب گردد بیش از ظرفیت برقگیرهای موجود باشد، می‌توان دو یا چند برقگیر را به‌صورت موازی با هم نصب کرد تا انرژی بین آن‌ها تقسیم گردد. در چنین مواردی بهتر است هنگام سفارش‌گذاری برقگیرها این مسئله مشخص شود. بنابراین سازنده می‌تواند تمهیداتی به کار ببندد که ویژگی‌های برقگیرها تا حد ممکن به یکدیگر نزدیک شده و بهترین تقسیم انرژی بین برقگیرهای موازی شده صورت پذیرد. برای خطوط اصلی مهم که مقادیر بزرگی از انرژی را انتقال می‌دهند، انجام محاسبات دقیق‌تر نرم‌افزاری جهت تعیین مقدار انرژی قابل جذب توسط برقگیرها پیشنهاد می‌گردد. مشخصات فنی سازندگان حاوی اطلاعات مرتبط با ظرفیت جذب انرژی برقگیر است.

کلاس تخلیه‌ی خط

برقگیرها در پنج کلاس تخلیه خط با شماره‌های یک تا پنج طبقه‌بندی می‌شوند. این کلاس‌ها نشان‌دهنده‌ی ظرفیت جذب انرژی هستند؛ به نحوی که برای برقگیرهایی با یک نسبت معین از ولتاژ باقیمانده‌ی ضربه‌ی کلیدزنی به ولتاژ نامی، با افزایش ظرفیت جذب انرژی، شماره‌ی کلاس تخلیه نیز افزایش می‌یابد. ظرفیت جذب انرژی برقگیر از طریق آزمون‌های مبتنی بر استاندارد صحه‌گذاری می‌گردد. انرژی تولید شده در برقگیر در حین انجام تست، به‌شدت به ولتاژ باقیمانده‌ی ضربه‌ی کلیدزنی (U_a) برقگیر وابسته است. این انرژی با دقت قابل قبولی می‌تواند از معادله‌ی زیر تعیین گردد:

$$W' = \frac{U_a}{U_r}\left[\frac{U_L}{U_r} - \frac{U_a}{U_r}\right] \times \frac{U_r}{Z} \times T$$

که در این معادله:

W': انرژی ویژه معادل انرژی تقسیم بر ولتاژ نامی

U_r: ولتاژ نامی (مقدار موثر)

U_a: ولتاژ باقیمانده در جریان ضربه‌ی کلیدزنی، منطبق بر مشخصات فنی سازنده

U_L: ولتاژ شارژ ژنراتور

Z: امپدانس موجی خط

T: بازه‌ی زمانی پیک جریان

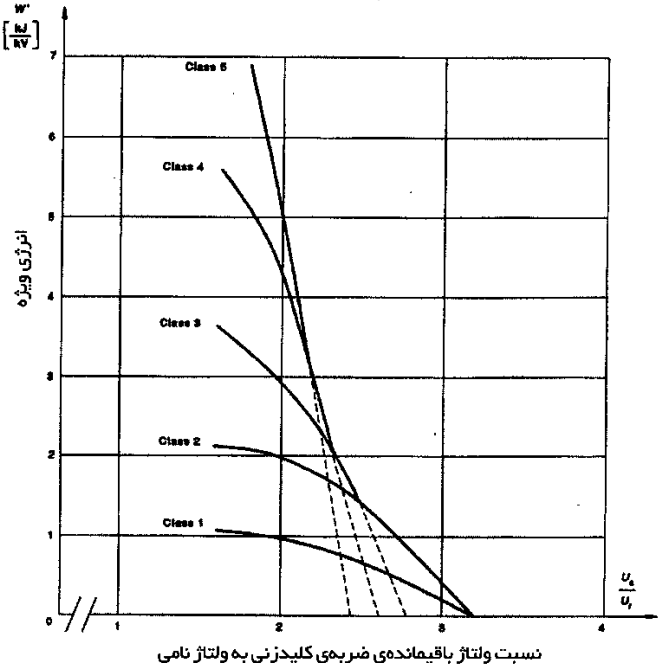
وابستگی انرژی ویژه به ولتاژ باقیمانده‌ی ضربه‌ی کلیدزنی در شکل ۶-۵ نشان داده شده است.

انتخاب کلاس تخلیه‌ی خط بر اساس توالی زیر انجام می‌شود:

الف) تعیین انرژی که در برقگیر اکسید فلزی در حال کار تولید می‌گردد. این کار با احتساب رویدادهای احتمالی ایجاد شده توسط صاعقه و یا کلیدزنی و استفاده از معادلات ارائه شده در صفحات قبل (ظرفیت جذب انرژی) و یا محاسبات دقیق‌تر نرم‌افزاری انجام می‌شود.

ب) تعیین انرژی ویژه با تقسیم انرژی به‌دست آمده در قسمت الف بر ولتاژ نامی (موثر) برقگیر

پ) مقایسه‌ی این انرژی ویژه با انرژی ویژه‌ی تولید شده حین تست که از معادله‌ی W' یا از نمودار شکل ۶-۵ به‌دست آمده و نهایتا انتخاب یک کلاس تخلیه‌ی خط بالاتر.



شکل ۶-۵ انرژی ویژه بر حسب kJ/kV ولتاژ نامی بر حسب نسبت ولتاژ باقیمانده‌ی ضربه‌ی کلیدزنی (U_a) به مقدار موثر ولتاژ نامی برقگیر (U_r)

کلاس تحمل جریان

در صورت وقوع خطای داخلی در برقگیر، جریان خطای عبوری نباید منجر به تخریب شدید محفظه‌ی برقگیر شود. بنابراین استقامت جریان خطای برقگیر باید برابر یا بزرگ‌تر از حداکثر جریان خطای عبوری از برقگیر در نقطه‌ی نصب باشد. چنانچه مقادیر بالاتری نسبت به آنچه که در مشخصات فنی سازنده آمده است مورد نیاز باشد، بهتر است با سازنده مشورت شود.

۶. ۳. ۳. اضافه‌ولتاژهای داخلی ناشی از نوسانات فرکانس بالا

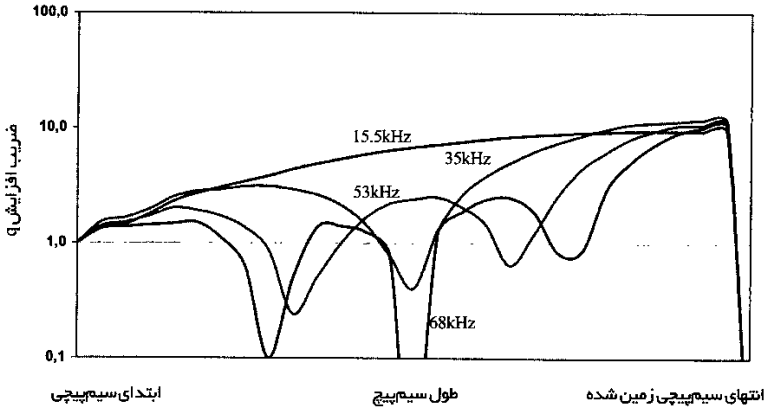
اگر نوسانات ولتاژ فرکانس بالای تولید شده به‌وسیله‌ی سیستم قدرت، به ترمینال‌های ترانسفورماتور برخورد کند، ممکن است تنش‌های ولتاژی با دامنه‌ی بالا در سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور به وجود آمده و منجر به آسیب (خطا) گردد. این بخش موارد زیر را شرح می‌دهد:

- واکنش ترانسفورماتور در زمان برخورد نوسانات ولتاژی فرکانس بالا به ترمینال این تجهیز
- حوادثی در سیستم قدرت که نوسانات فرکانس بالای ولتاژ را به ترمینال ترانسفورماتور تحمیل می کنند.

ولتاژهای داخلی

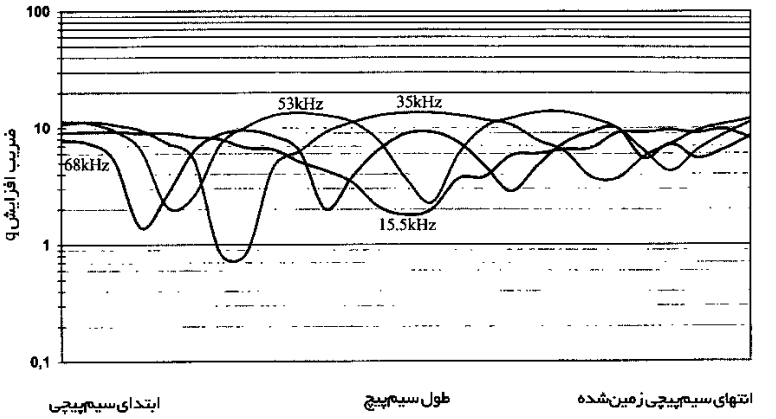
یک شبکه‌ی مدار معادل، مشتمل بر اندوکتانس‌های متقابل، خازن‌ها و مقاومت‌های وابسته به فرکانس را می‌توان برای محاسبه‌ی توزیع ولتاژ گذرا در سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور استفاده کرد. ولتاژ اعمالی به یک ترمینال منجر به نوسان در این شبکه خواهد شد. در فرکانس قدرت، توزیع ولتاژ در طول سیم‌پیچ عملاً خطی است. در فرکانس‌های بالاتر، اثر خازن‌ها افزایش یافته و منجر به یک توزیع ولتاژ به‌شدت غیرخطی در سیم‌پیچ می‌گردد. این ولتاژ هم از نظر توزیع و هم از حیث تنش‌های ولتاژی می‌تواند کاملا متفاوت با شرایطی باشد که یک ولتاژ پله به ترمینال ترانسفورماتور اعمال می‌شود. اندوکتانس‌ها و خازن‌های این شبکه مقادیر عددی مختلفی دارند که بستگی به موقعیت آن‌ها در این شبکه دارد. هر المان در شبکه، یک فرکانس رزونانس دارد. در نتیجه یک سیم‌پیچ، فرکانس‌های رزونانس متعددی دارد. برخی از این فرکانس‌های رزونانس، توزیع ولتاژ و تنش‌های خیلی بحرانی‌تر را نسبت به رزونانس‌های دیگر به وجود می‌آورند.

با یک مثال می‌توان این موضوع را بیشتر توضیح داد: شکل ۶-۶ ولتاژ اندازه‌گیری‌شده نسبت به زمین در طول سیم‌پیچ، زمانی که یک ولتاژ متناوب با دامنه‌ی ثابت ولی در چهار فرکانس مختلف به ترمینال اصلی ترانسفورماتور اعمال شده است را نشان می‌دهد. ولتاژها برحسب ضریب افزایش q بیان شده‌اند که نسبت ولتاژ اندازه‌گیری شده به ولتاژ اعمالی را با دامنه‌ی یکسان و در فرکانس ۵۰هرتز نشان می‌دهد. اندازه‌گیری‌ها نشان می‌دهند که چهار مقدار ازپایین‌ترین فرکانس‌های رزونانس بحرانی سیم‌پیچ ۱۵/۵، ۳۵، ۵۳ و ۶۸کیلوهرتز هستند. نمودار نشان می‌دهد که دامنه‌ی ولتاژ نسبت به زمین در نزدیکی انتهای سیم‌پیچ که زمین شده است، بیش از ۱۰برابر ولتاژ همان نقطه در فرکانس ۵۰هرتز می‌باشد. این در حالی است که دامنه‌ی ولتاژ اعمال شده به ترمینال ترانسفورماتور در همه‌ی این فرکانس‌ها برابر است.



شکل ۶-۶ ولتاژ نسبت به زمین در طول سیم‌پیچ، در ولتاژهای اعمالی با دامنه‌ی یکسان و فرکانس‌های مختلف

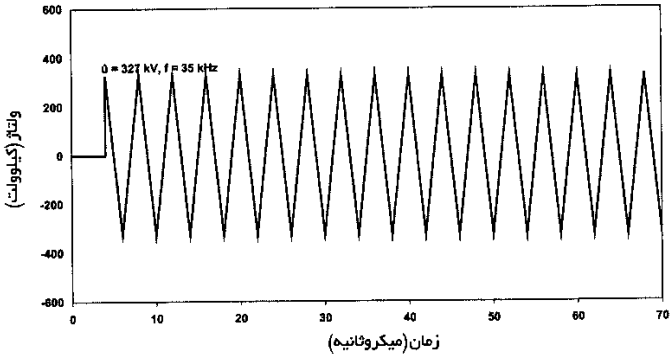
سیم‌پیچ از نوع دیسکی پیوسته می‌باشد. شکل۶-۷، ولتاژ اندازه‌گیری شده بین هر زوج دیسک در طول سیم‌پیچ و در زمانی که یک ولتاژ AC با دامنه‌ی ثابت با چهار فرکانس رزونانس مختلف به ترمینال اصلی ترانسفورماتور اعمال می‌شود را نشان می‌دهد.



شکل ۶-۷ ولتاژ اندازه‌گیری شده بین هر زوج دیسک در طول سیم‌پیچ در صورت اعمال ولتاژ AC با دامنه‌ی ثابت و چهار فرکانس رزونانس مختلف

در شکل ۶-۷ نیز ولتاژها با استفاده از ضریب افزایش q نشان داده شده‌اند که نسبت ولتاژ اندازه‌گیری شده به ولتاژ اعمالی در فرکانس ۵۰هرتز است. ولتاژهای اعمالی نیز با دامنه‌ی یکسان به ترمینال اصلی

ترانسفورماتور اعمال شده‌اند. شکل ۶-۷ نشان می‌دهد که در کمترین فرکانس (15.5kHz)، بزرگ‌ترین ولتاژ در انتهای سیم‌پیچ ظاهر می‌شود. در فرکانس بعدی (35kHz)، ولتاژ ماکزیمم (q=13.5) در وسط سیم‌پیچ اتفاق می‌افتد. در 53kHz دو ولتاژ ماکزیمم اضافی در فواصل ویژه از دو انتهای سیم‌پیچ وجود دارد و در 68kHz سه ولتاژ ماکزیمم اضافه‌تر وجود دارند. با توجه به این که ولتاژ اعمالی به ترمینال ترانسفورماتور، یک شکل موج سینوسی غیرمیرا با فرکانس 35kHz به صورت نشان داده شده در شکل ۶-۸ می‌باشد، رسیدن به ولتاژهای نشان داده شده در شکل‌های ۶-۶ و ۶-۷ تا حدودی زمان بر است.



شکل ۶-۸ شکل موج سینوسی غیرمیرا با فرکانس 35kHz

افزایش ولتاژ در یک گره دلخواه انتخاب شده از شبکه‌ی مدار معادل ترانسفورماتور از معادله‌ی (۶-۱) تبعیت می‌کند:

(۶-۱)

$$u = \hat{U}_{st} . \cos \omega t . \left(1 - e^{-\alpha t}\right)$$

که در این معادله:

u: ولتاژ در زمان t

$\hat{U}_{st}$: دامنه‌ی ولتاژ در حالت پایدار نهایی

α : ضریب ثابت که مقدار آن به محل گره (موقعیت فیزیکی) تحت بررسی بستگی دارد.

ω: فرکانس زاویه‌ای ولتاژ اعمالی به ترمینال ترانسفورماتور

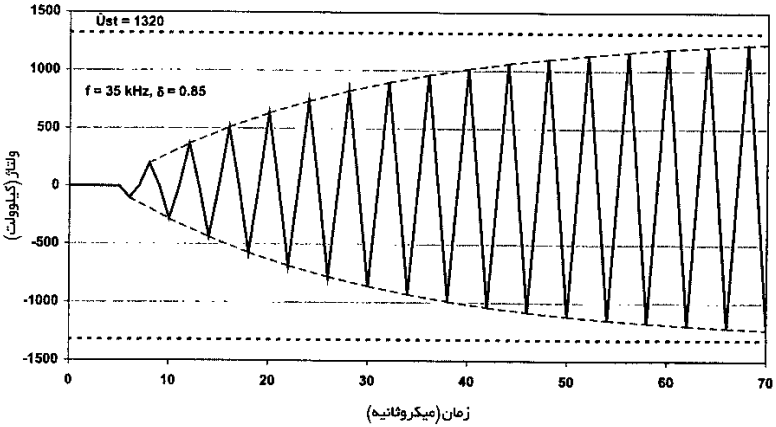
تاخیر در افزایش ولتاژ می‌تواند با استفاده از عاملی به نام δ بین دو پیک ولتاژ متوالی، به صورت ملموس‌تری بیان گردد.

رابطه‌ی بین δ و α به‌صورت معادله‌ی (۶-۲) است:

(۶-۲)

$$\alpha = -\frac{\omega}{2\pi} . \ln \delta$$

در مثال شکل ۶-۹ مقدار δ برابر با ۰٫۸۵ بوده و دامنه‌ی ولتاژ در حالت پایدار 1320kV است.



شکل ۶-۹ افزایش ولتاژ تا دامنه‌ی ولتاژ حالت دائمی برای δ برابر با ۰٫۸۵

در عمل، ولتاژ اعمالی به ترمینال همواره کم‌وبیش میرا شده و از معادله‌ی (۶-۳) تبعیت می‌کند:

$$u = \hat{U}.\cos\omega t\, e^{-\beta t} \qquad (۶-۳)$$

که در این معادله:

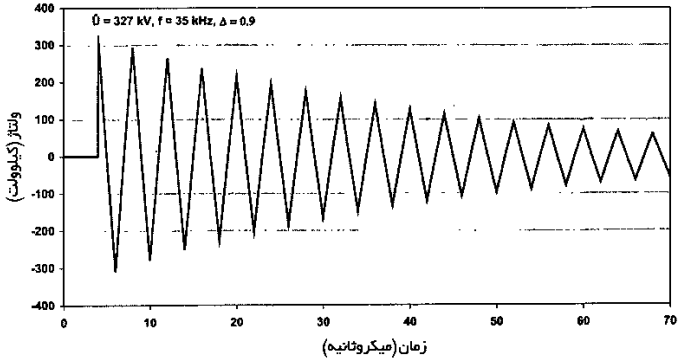
$\hat{U}$: دامنه‌ی اولیه‌ی ولتاژ اعمالی

β: ضریب میرایی

میرایی دامنه‌ی فعلی نسبت به دامنه‌ی قبلی ولتاژ را می‌توان با استفاده از ضریب Δ با سهولت بیشتری تجسم کرد. رابطه‌ی بین β و Δ در معادله‌ی (۶-۴) ذکر شده که مشابه معادله‌ی (۶-۲) است.

$$\beta = -\frac{\omega}{2\pi}.\ln\Delta \qquad (۶-۴)$$

در مثالی از یک ولتاژ اعمالی نوسانی میرا که درشکل ۶-۱۰ نشان داده شده است، مقدار Δ=0.9 است.

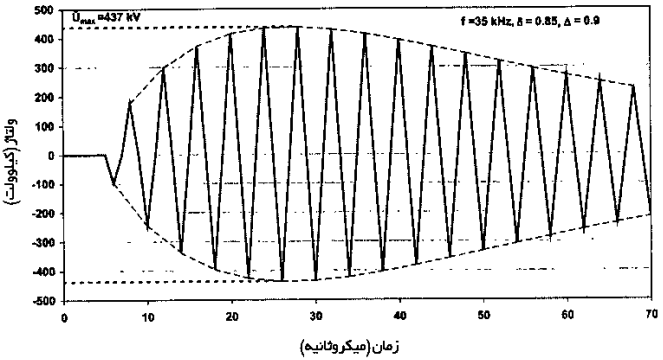


شکل ۶-۱۰ مثالی از یک ولتاژ اعمالی نوسانی میرا با مقدار Δ=0.9 و فرکانس 35kHz

ولتاژ در یک گره انتخابی دلخواه که منطبق بر معادله‌ی (۶-۱) بوده است، حال از معادله‌ی (۶-۵) تبعیت می‌کند:

$$u = \hat{U}_{st} e^{-\beta t} . \cos \omega t . \left(1 - e^{-\alpha t}\right) \qquad (۶-۵)$$

با مقایسه شکل‌های ۶-۹ و ۶-۱۱ به نظر می‌رسد که ماکزیمم ولتاژ در گره تحت بررسی، از ۱۳۲۰ به ۴۳۷ کیلو ولت کاهش یافته است که به‌دلیل میرایی ولتاژ نوسانی تحمیل شده در ترمینال ترانسفورماتور می‌باشد.



شکل ۶-۱۱ مثالی از تاثیر میرایی بر روی ماکزیمم ولتاژ ایجاد شده در گره

از بالا بودن ضرایب افزایش q اندازه‌گیری شده و نشان داده شده در شکل‌های ۶-۶ و ۶-۷، مشخص است که اگر یک ولتاژ نوسانی غیرمیرا با دامنه‌ی به اندازه‌ی کافی بزرگ، با فرکانسی منطبق بر یکی از فرکانس‌های رزونانس بحرانی ترانسفورماتور، به ترمینال‌های آن برخورد کند، حتما ترانسفورماتور آسیب می‌بیند، حتی اگر ولتاژ کمتر از سطح محافظتی برقگیر باشد. با این وجود، عامل میرایی که عموما در عمل اتفاق می‌افتد، اساسا ریسک صدمه دیدن را کاهش می‌دهد.

رویدادهای شبکه‌ی قدرت که ولتاژهای نوسانی با فرکانس بالا تولید می‌کنند

در شرایط بهره‌برداری نرمال، شبکه‌های قدرت، نوسانات فرکانس بالا تولید نمی کنند. سه حالت گذرا وجود دارند که منجر به چنین نوساناتی می‌شوند:

- عملیات کلیدزنی
- خطا
- صاعقه

مورد آخری تنها در مواقعی نیاز به بررسی دارد که صاعقه منجر به شکل‌گیری یک خطا یا فعال‌سازی یک عملیات کلیدزنی گردد.

عملیات کلیدزنی

هنگام برق‌دار کردن یک خط منتهی به ترانسفورماتور با استفاده از بریکر متصل به باس بی‌نهایت مطابق شکل ۶-۱۲، بین باس و ترانسفورماتور امواج سیار به وجود می‌آید و ترمینال ترانسفورماتور در معرض نوسانات ولتاژی قرار می‌گیرد. با توجه به قوانین انعکاس امواج سیار، فرکانس نوسان به‌صورت معادله‌ی (۶-۶) خواهد بود:

$$f = \frac{c}{(4l)} \qquad (۶-۶)$$

که در این معادله:

C: سرعت موج سیار، به‌صورت معمول 300m/μsec برای خطوط هوایی و 150m/ μsec برای کابل‌ها می‌باشد.

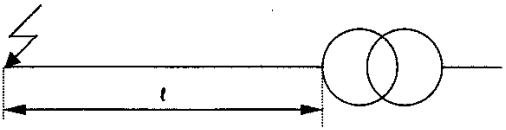
l: طول خط بین باس و ترانسفورماتور بر حسب متر

شکل ۶-۱۲ شماتیکی از کلیدزنی بین ترانسفورماتور و باس

مقاومت‌های بریکر در زمان بسته شدن آن، نوسانات را به‌صورت قابل توجهی کاهش می‌دهد. کلیدزنی سنکرون نیز می‌تواند به‌عنوان یک گزینه‌ی جایگزین استفاده شود تا از بسته شدن بریکر در زمانی که ولتاژ در قسمت قله‌ی منحنی سینوسی قرار دارد، اجتناب گردد. اگر ترانسفورماتور توسط یک بریکر که در نزدیکی آن (ازنظر محل فیزیکی) نصب شده برق‌دار شود، ریسک خرابی ترانسفورماتور در اثر رزونانس حذف می‌گردد. سوالی که پیش می‌آید این است که آیا قوس‌های مجدد در بریکر می‌توانند هنگام قطع کردن جریان‌های اندوکتیو کوچک (در مقایسه با ظرفیت قطع بریکر) منجر به ایجاد مشکل رزونانس در ترانسفورماتورها گردد؟ این اتفاق بعید است چرا که تعداد قوس‌های مجدد در هر عملکرد بریکر معمولا کمتر از پنج بار است. هنگامی که یک ترانسفورماتور همراه با یک راکتور بارگذاری می‌شود، بهتر است که راکتور مستقیما کلیدزنی شود و ترانسفورماتور نیز بهتر است در شرایطی که بار راکتوری متصل نیست کلیدزنی شود.

خطا

مطابق شکل ۶-۱۳ خطای به وجود آمده بر روی یک خط متصل به ترانسفورماتور، منجر به شکل‌گیری امواج سیار و نوسانات ولتاژ در ترمینال ترانسفورماتور می‌گردد. خطای دو فاز و سه‌فاز بیشترین نگرانی را ایجاد می‌کنند، چرا که میرایی در این خطا کمتر از میرایی در خطای تک‌فاز است.



شکل ۶-۱۳ شماتیکی از یک خطای تک‌فاز یا چندفاز در فاصله‌ای از ترانسفورماتور

فرکانس نوسان به فاصله‌ی بین محل وقوع خطا تا ترانسفورماتور بستگی داشته و معادله‌ی ۶-۶ در این حالت صادق است. با فرض این که کمترین فرکانس رزونانس ترانسفورماتور از ۵کیلوهرتز به بالا باشد، طول خط بحرانی در محدوده‌ی تا ۱۵کیلومتر خواهد بود. این بدین معنا است که فرکانس نوسان کاملا غیر قابل پیش‌بینی است. چرا که یک خطا ممکن است در هرنقطه از این ۱۵کیلومتر طول خط اتفاق بیفتد. یک راه برای کاهش ریسک خطا در خط، نصب سیم‌های ارت در طول بحرانی خط می‌باشد. گزینه‌ی دیگر، نصب برقگیرهای اکسید فلزیِ بدون فاصله‌ی هوایی بر روی خط است. همچنین اگر حداقل یک خط دیگر به ترانسفورماتور متصل شود، ریسک خطای ترانسفورماتور نیز کاهش می‌یابد.

تعدادی از خطاهای ترانسفورماتورها به‌ویژه در آمریکا، مربوط به سیم‌پیچ‌های تنظیم ولتاژ است. این سیم‌پیچ این مزیت را دارد که به‌دلیل در دسترس بودن تپ‌های مختلف، امکان اتصال آسان آن‌ها به برقگیر در داخل ترانسفورماتور امکان‌پذیر است. این برقگیرها حفاظت کافی در برابر اضافه‌ولتاژهای رزونانسی را برای سیم‌پیچ تنظیم فراهم می‌کنند. سیم‌پیچ‌های اصلی را نمی‌توان بدین روش و با استفاده از برقگیر در داخل ترانسفورماتور به آسانی محافظت کرد. زیرا فقط سرهای سیم‌پیچ‌ها در دسترس هستند.

هدف این بخش، بزرگ‌نمایی مسئله‌ی رزونانس نیست. بر اساس تحقیقات جامع بین‌المللی که سال‌ها پیش انجام شده است، نرخ خرابی ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ حدودا ۲درصد است. در حالی که خرابی‌های مربوط به عایق کمتر از ۱درصد است، نرخ خرابی مرتبط با رزونانس به‌طور دقیق معلوم نیست اما قطعا پایین است. برای به وجود آمدن ولتاژهای داخلی شدید همه‌ی شرایط ذیل باید محقق شوند:

- فرکانس موجود با یکی از فرکانس‌های رزونانسی بحرانی ترانسفورماتور انطباق یابد.
- دامنه‌ی ولتاژ تحریک در همان حد و اندازه‌های سطح ولتاژ نامی باشد (1 p.u.).
- ولتاژ تحریک حداقل مدت زمان مشخصی داشته باشد.
- ولتاژ تحریک میرایی پایین داشته باشد. (Δ>0.8)

چنانچه تحقیقات نشان دهند که در یک مورد خاص همه شرایط فوق امکان وقوع دارند، نصب خازن تنظیم مجدد[18] (خازن باز-تنظیم) بین ترمینال ترانسفورماتور و زمین، انطباق فرکانس‌ها را از بین می‌برد. خرابی ترانسفورماتورها به‌دلیل پدیده‌ی رزونانس ممکن بوده اما احتمال آن کم است.

۶. ۳. ۴. اضافه‌ولتاژهای انتقالی در ترانسفورماتور

در فرکانس‌های بالا (کیلوهرتز)، نسبت ولتاژ ترانسفورماتور ممکن است کاملا متفاوت از نسبت دور

باشد. این با خطر ولتاژ بالای انتقالی از یک طرف به طرف دیگر همراه است. اگر این ولتاژ انتقالی با اثرات رزونانسی تقویت شود می‌تواند منجر به آسیب دیدن سیم‌پیچ دیگر گردد.
ولتاژهای انتقالی در ترانسفورماتور می‌تواند حالت‌های ذیل را داشته باشد:

- انتقال الکترومغناطیسی
- انتقال خازنی یا الکترواستاتیک
- انتقال نوسانی از طریق نوسانات طبیعی مدارات اولیه و/یا ثانویه‌ی ترانسفورماتور. مدارات نوسان از تقابل ظرفیت‌های خازنی نسبت به زمین و اندوکتانس‌های خودی سیم‌پیچ‌ها شکل می‌گیرند. مدارات نوسانی متشکل از خازن‌های بین سیم‌پیچ زمین و اندوکتانس‌های خودی سیم‌پیچ‌ها هستند.

اضافه‌ولتاژهای انتقالی می‌توانند بحرانی شوند اگر:

- سیم‌پیچ ثانویه به شبکه متصل نباشد.
- سیم‌پیچ ثانویه در مقایسه با ولتاژ نامی سیم‌پیچ سمت فشار قوی، دارای ولتاژ نامی پایینی باشد.
- سیم‌پیچ مورد نظر، سیم‌پیچ ثالثیه در یک ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه باشد.

لذا نصب برقگیر بین ترمینال‌های فاز و یا بین فازها ممکن است قابل توجیه باشد. در استاندارد IEC60071-2 جزئیات بیشتری در این خصوص ارائه شده است. در هر صورت، حداقل اقدام احتیاطی آن است که سیم‌پیچ ثانویه یا ثالثیه‌ای که به شبکه متصل نیست، در یک نقطه زمین شود. این نقطه می‌تواند یک گوشه از سیم‌پیچ‌های مثلث بوده و در سیم‌پیچ‌های ستاره نیز ترجیحا نقطه‌ی نوترال باشد.

۶. ۴. اقدامات احتیاطی ویژه برای ترانسفورماتورهای خشک

در مکان‌هایی که در معرض اضافه‌ولتاژهای صاعقه قرار نمی‌گیرند، نرخ خرابی بالاتر ترانسفورماتورهای خشک نسبت به روغنی مشاهده شده است. این نرخ بالاتر، در شرایطی است که ترانسفورماتور خشک فاقد حفاظت مناسب در برابر اضافه‌ولتاژهای گذرا بوده است. همچنین خطا در ترانسفورماتورهای خشک علیرغم در نظر گرفتن برقگیر نیز اتفاق افتاده است. توضیح این مطلب به این صورت است: بعد از اینکه جریان خارج از روند طبیعی عبور از صفر ناگهان برش می‌خورد، در حین قوس‌های مجدد کلید، اضافه‌ولتاژهای بسیار تیزی اتفاق می‌افتد. اضافه‌ولتاژهای داخلی در یک سیم‌پیچ، تنها به پیک ولتاژ به وجود آمده در ترمینال‌های ترانسفورماتور وابسته نبوده بلکه به شیب تغییر ولتاژ در ترمینال ترانسفورماتور نیز بستگی دارد. بنابراین با وجود کمتر بودن دامنه‌ی ولتاژ از سطح حفاظتی برقگیر، چنانچه شیب تغییرات آن در حد کسری از میکروثانیه باشد، باز هم می‌تواند منجر به آسیب دیدن ترانسفورماتور گردد.
در مواجهه با چنین تنش‌هایی، ترانسفورماتورهای روغنی در مقایسه با ترانسفورماتورهای خشک مقاوم‌تر هستند. از این رو بهتر است برای ترانسفورماتورهای خشک حفاظت بهتری در نظر گرفته شود. باید به این واقعیت فیزیکی توجه کرد که اضافه‌ولتاژهای گذرایی که هنگام قطع جریان‌های اندوکتیو مانند جریان مغناطیس‌کنندگی یک ترانسفورماتور به وجود می‌آیند، مستقل از ولتاژ سیستم

هستند. مقدار آن‌ها بستگی به انرژی مغناطیسی ذخیره شده در هسته‌ی ترانسفورماتور در لحظه‌ی برش جریان دارد. به بیان دیگر اضافه‌ولتاژهای گذرا، با افزایش ابعاد ترانسفورماتور افزایش می‌یابند. این اضافه‌ولتاژها برای ترانسفورماتورهای نصب شده در ولتاژهای پایین، به دلیل پایین بودن سطح عایقی آن‌ها، بسیار شدید است. به دلیل ماهیت آماری اندازه‌ی ولتاژهای گذرا، ترانسفورماتورهایی که مکررا قطع و مجددا برق‌دار می‌شوند، چنانچه حفاظت مناسب نداشته باشند، بسیار بیشتر از ترانسفورماتورهایی که به‌صورت پیوسته برق‌دار بوده و صرفا در بازه‌های چند ساله بی‌برق می‌شوند، در معرض خرابی و آسیب هستند.

به‌عنوان مثال یک ترانسفورماتور 10kV و 2000kVA که به صورت متناوب قطع و وصل می‌شود خیلی بیشتر از یک ترانسفورماتور 20kV و 1000kVA که در بازه‌های طولانی و بدون وقفه برق‌دار است نیاز به حفاظت دارد. وجود خازن بین ترمینال‌های ترانسفورماتور و زمین، تعداد قوس‌های مجدد در بریکر را کاهش داده و یا حتی در مواردی آن را حذف می‌کند. همچنین خازن‌ها تیزی پیشانی موج ورودی را در حین برق‌دار شدن کاهش داده و از ریسک خرابی ترانسفورماتور می‌کاهند. کلیدزنی بانک‌های خازنی، بعضا منجر به وقوع خطا در ترانسفورماتورهای خشک می‌گردد. استفاده از بریکر به همراه مقاومت ها در حین فرایند باز و بسته شدن، به‌طور قابل توجهی از این خطاها کاسته است. یک امکان دیگر، استفاده از بریکرهای با طراحی ویژه است که با باز و بست کلید در مطلوب‌ترین زمان ممکن (قابلیت عملکرد در یک زمان مشخص)، حالت‌های ولتاژهای گذرا را به حداقل می‌رساند.

توضیحات:

1) Temporary Over Voltages (TOV)
2) Transient Over Voltages
3) Load Rejection
4) Low Frequency Resonance
5) Earth Fault Factor
6) International Electro-technical Vocabulary
7) IEV604-03-06
8) Extended Resonant Earthed Network
9) Over Speed
10) Ferranti Effect
11) Ferroresonance
12) Non Linear Resistor Type Surge Arresters with Series Gaps
13) Metal Oxide Surge Arresters without Gaps
14) Spark Gaps
15) Energy Absorption Capability
16) Residual Voltage
17) Cross-arms
18) De-tuning Capacitance

فصل هفتم

ارزش تلفات[1] و طراحی بهینه‌ی ترانسفورماتور

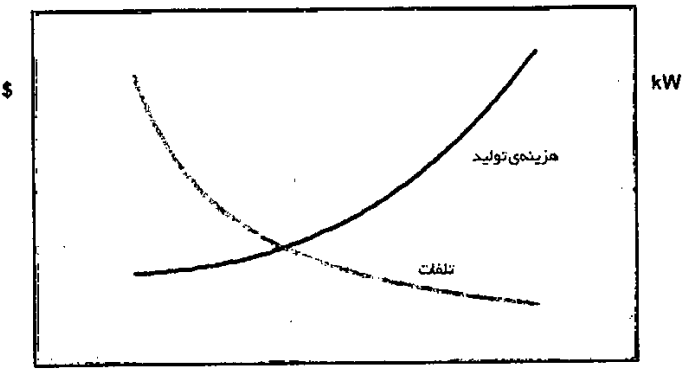
۷. ۱. معرفی

هزینه‌ی ترانسفورماتور برای بهره‌بردار شامل دو مؤلفه‌ی ذیل است:

۱) هزینه‌ی اولیه شامل قیمت خرید و هزینه‌ی نصب‌وراه‌اندازی ترانسفورماتور

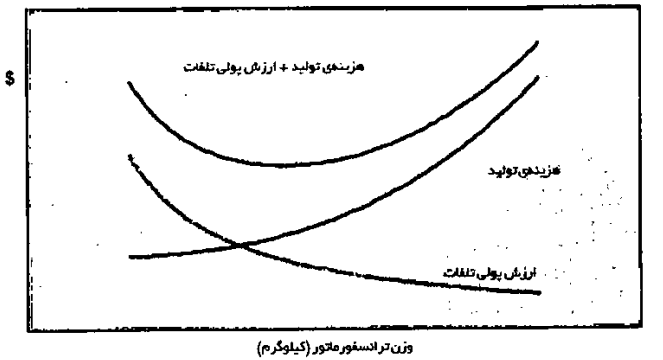
۲) هزینه‌ی بهره‌برداری در مدت زمان استفاده

هزینه‌ی اولیه، همان سرمایه‌گذاری لازم برای خرید و نصب‌وراه‌اندازی ترانسفورماتور است. در حالی که هزینه‌ی بهره‌برداری شامل پایش، سرویس‌ونگهداری، بیمه، مالیات و در نهایت هزینه‌ی انرژی ناشی از تلفات ترانسفورماتور است. تولیدکنندگان تلاش می‌کنند ترانسفورماتوری با توان نامی و نسبت تبدیل مورد نیاز خریدار را با رعایت الزامات عایقی، حرارتی و مکانیکی و با حداقل هزینه تولید کنند. در عین حال تلفات و هزینه‌های بهره‌برداری چنین ترانسفورماتوری، نسبتا بالا خواهد بود. با افزایش سطح مقطع سیم‌پیچ و/یا هسته بیشتر از حداقل مقدار لازم برای بهره‌برداری مطمئن از ترانسفورماتور، می‌توان تلفات را کاهش داد. در این شرایط مقدار مواد مورد نیاز برای تولید ترانسفورماتور بیشتر شده و طبعا قیمت آن نیز افزایش می‌یابد. نمودار ۷-۱ رابطه‌ی بین هزینه‌ی تولید و تلفات با وزن ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. با افزایش وزن، هزینه‌های تولید افزایش، ولی تلفات کاهش می‌یابد.



شکل ۷-۱ تغییرات هزینه‌ی تولید و تلفات نسبت به وزن ترانسفورماتور

در نمودار شکل ۷-۲ ارزش پولی تلفات جایگزین مقدار تلفات در نمودار شکل ۷-۱ شده است.



شکل ۷-۲ تغییرات هزینه‌ی تولید و ارزش پولی تلفات نسبت به وزن ترانسفورماتور

بالاترین منحنی در نمودار ۷-۲ هزینه‌ی کل یعنی جمع هزینه‌ی تولید و ارزش پولی تلفات است. این منحنی یک مقدار کمینه دارد. بهترین گزینه‌ی خرید برای مشتری، ترانسفورماتوری است که هزینه‌ی کل آن حداقل باشد. این نقطه در جایی بین حداقل قیمت خرید و قیمت ترانسفورماتوری که از لحاظ فنی کم‌وبیش اضافه طراحی شده است قرار می‌گیرد. برای رسیدن به تلفات بهینه تا چه مقدار لازم است که مواد مورد استفاده در ساخت ترانسفورماتور را افزایش داد؟ برای پاسخ‌گویی به این سوال، طراح باید در زمان دریافت استعلام یا اسناد

مناقصه، ارزش تلفات بار و بی‌باری در هر کیلووات را که توسط خریدار تعیین شده است بداند. طراح ترانسفورماتور براساس این مقادیر، بهترین موازنه‌ی ممکن را بین قیمت و ارزش تلفات به دست می‌آورد. ارزش تلفات در حقیقت حداکثر مقدار سرمایه‌ای است که خریدار حاضر است برای کاهش تلفات ترانسفورماتور به‌ازای هر کیلووات پرداخت کند. در این فصل روشی برای به دست آوردن ارزش تلفات معرفی خواهد شد.

تلفات در ترانسفورماتور به دو کمیت مجزا مطابق ذیل تقسیم می‌شود:

- تلفات بی‌باری در ولتاژ نامی
- تلفات بار در جریان نامی

تلفات بی‌باری، در آزمونی با اعمال ولتاژ نامی به یکی از سیم‌پیچ‌ها در شرایطی که سایر سیم‌پیچ‌ها مدار باز هستند بدست می‌آید. تلفات بار توان اکتیوی است که در تست اتصال‌کوتاه اندازه‌گیری می‌شود. در این آزمون جریان نامی با فرکانس نامی به یک سیم‌پیچ تزریق شده، در حالی که سیم‌پیچ دیگر اتصال‌کوتاه شده‌است. اگر سیم‌پیچ دیگری نیز وجود داشته باشد باید آن‌را به‌صورت مدار باز نگه داشت. تلفات در دمای مرجع تعیین و گارانتی می‌شود. دمای مرجع در ترانسفورماتورهای روغنی مطابق استاندارد IEC برابر با ۷۵درجه‌ی سانتی‌گراد و مطابق استاندارد ANSI/IEEE برابر با ۸۵درجه‌ی سانتی‌گراد است. این دما در ترانسفورماتورهای خشک بستگی به نوع عایق مورد استفاده و حداکثر دمای مجاز سیم‌پیچ دارد.

۷. ۲. تلفات بی‌باری

تلفات بی‌باری به محض برق‌دار شدن ترانسفورماتور ظاهر شده و مقدار آن مطابق با مقدار مرجع اندازه‌گیری شده فرض می‌شود. معمولا اختلاف مقدار تلفات بی‌باری تحت ولتاژ شبکه با مقدار آن تحت ولتاژ نامی لحاظ نمی‌گردد و همچنین از اثر شار نشتی عبوری از یوغ‌ها صرف‌نظر می‌گردد. ترانسفورماتورهای انتقال و توزیع به‌صورت دائم تحت ولتاژ هستند. در حالی که برخی ترانسفورماتورهای افزاینده‌ی نیروگاهی ممکن است از مدار خارج و مجدد به شبکه وارد شوند (به‌ویژه در نیروگاه‌هایی که در زمان پیک بار وارد شبکه شده و سپس از مدار خارج می‌شوند). ترانسفورماتورهای مورد استفاده در فرایندهای صنعتی نیز ممکن است بارگیری متناوب و دوره‌ای داشته باشند.

۷. ۳. تلفات بار

ارزیابی تلفات بار پیچیده‌تر است. در ترانسفورماتورهای انتقال و توزیع، بارگیری روزانه، هفتگی و فصلی متفاوت است. همچنین مقدار بار این ترانسفورماتورها نیز در بلندمدت افزایش می‌یابد؛ تا زمانی که به بار نامی رسیده و تعویض یا تقویت شود. امروزه با کمک نرم‌افزار می‌توان شرایط بارگیری ترانسفورماتور در دوران بهره‌برداری را با درنظرگرفتن تغییرات بار، تنظیمات تپ‌چنجر، درجه حرارت‌های بهره‌برداری (که خود تابعی از دمای محیط و تغییرات بار

فصلی است) شبیه‌سازی کرد. هرچند با توجه به عدم قطعیت برخی مفروضات، استفاده از روش‌های ساده‌تر کافی است. در این حالت می‌توان از تغییرات دما و ولتاژ (به‌دلیل عملکرد تپ‌چنجر) صرف‌نظر کرده و تنها تغییرات بار را لحاظ کرد.

تلفات لحظه‌ای بار با توان دوم بار رابطه‌ی مستقیم دارد. نکته‌ی مهم در خصوص ترانسفورماتورهای نصب شده در شبکه این است که توان نامی آن‌ها باید به‌گونه‌ای انتخاب شود که در صورت وقوع اختلال در شبکه، امکان پشتیبانی از شبکه (بارگذاری بر روی ترانسفورماتور) وجود داشته باشد. اضافه‌بارگیری از ترانسفورماتور برای مدت زمان محدود مجاز است. هرچند باید این نکته را درنظر گرفت که اضافه‌بارگیری و افزایش دمای متوسط سیم‌پیچ به بیش از ۱۰۵درجه‌ی سانتیگراد احتمال تولید حباب[۲] در روغن، که می‌تواند در شرایط خاص موجب شکست عایقی در ترانسفورماتور شود را افزایش می‌دهد. خطر ایجاد حباب با افزایش میزان رطوبت داخل عایق سلولزی بیشتر می‌شود. در حقیقت سلولز مانند منبعی برای رطوبت عمل می‌کند.

نسبت بارگیری در شرایط اختلال در شبکه، به بارگیری در شرایط عادی، در بسیاری از موارد بزرگتر از مقدار مجاز اضافه‌بارگیری از ترانسفورماتور است. از این رو لازم است ظرفیت خالی برای ترانسفورماتور شبکه در نظر گرفته و در شرایط عادی، بارگیری از ترانسفورماتور کمتر از بار نامی باشد. فرض کنید دو ترانسفورماتور مشابه به‌صورت موازی در حال بهره‌برداری بوده و یکی از آن‌ها از مدار خارج می‌شود. چنانچه مقدار مجاز اضافه‌بارگیری ۴۰درصد باشد، در این صورت حداکثر مقدار بارگیری مجاز از هریک از این ترانسفورماتورها در شرایط عادی باید ۷۰درصد باشد. در این صورت تلفات بار ۵۰درصد تلفات بار نامی خواهد بود. درصورتی‌که بارگیری از هر ترانسفورماتور بیشتر از ۷۰درصد بار نامی باشد، اگر یکی از ترانسفورماتورها از مدار خارج شود بارگیری از ترانسفورماتور دیگر از ۱۴۰درصد بار نامی بیشتر خواهد شد.

عوامل مختلفی بر مقدار ارزش تلفات تاثیر داشته و برخی از آن‌ها را باید برای سال‌های آتی بهره‌برداری پیش‌بینی کرد و این پیش‌بینی‌ها، طبعا با عدم قطعیت همراه است. در هر صورت هر تلاشی برای محاسبه و تحلیل ارزش تلفات به‌صورت منطقی، باعث می‌شود که انتخاب ترانسفورماتور اقتصادی‌تر از حالتی باشد که صرفا بر مبنای پایین‌ترین قیمت تجهیز اقدام به خرید گردد.

۴.۷. پارامترهای تاثیرگذار بر محاسبه‌ی ارزش تلفات

الف) هزینه‌ی انرژی الکتریکی و تغییرات آن در مدت زمان بهره‌برداری از ترانسفورماتور:

هزینه‌ی انرژی الکتریکی به‌ازای هر کیلووات ساعت تحت تاثیر عوامل زیادی از جمله هزینه‌ی سوخت، عرضه و تقاضای انرژی الکتریکی، مالیات، تورم، شرایط و تصمیم‌گیری‌های سیاسی، تغییرات آب‌وهوایی و... قرار داشته و ممکن است در طی یک یا دو سال یا حتی ۲۴ساعت افزایش یا کاهش یابد. این مسئله پیش‌بینی دقیق تغییرات هزینه‌ی انرژی را غیرممکن می‌سازد. اگر بازه‌ی مد نظر را چند سال درنظر بگیریم، هزینه‌ی انرژی معمولا افزایش می‌یابد. به‌صورت تقریبی می‌توان افزایش هزینه‌ی انرژی را با توجه به مقدار نرخ رشد

سالانه محاسبه کرد. در مدل محاسباتی برای ارزش تلفات، می‌توان گزینه‌های متفاوتی برای نرخ رشد در نظر گرفته و نتایج را با هم مقایسه کرد.

ب) الگوی بار ترانسفورماتور:

نحوه‌ی بارگیری از یک ترانسفورماتور تا ترانسفورماتور دیگر متفاوت است. در کاربردهای صنعتی مانند الکترولیزهای آلومینیوم، ترانسفورماتورها معمولا از ابتدا تحت بار کامل هستند و تنها به دلایل مختلفی همچون توقف خط تولید به‌دلیل سرویس، کاهش قیمت آلومینیوم به‌دلیل اشباع بازار یا... از مدار خارج می‌شوند. توان نامی ترانسفورماتورهای مورد استفاده در شبکه‌ی برق‌رسانی در زمان راه‌اندازی، معمولا بسیار بیشتر از مقدار بار اعمالی است و علت آن پاسخگویی به افزایش بارهای آتی ناشی از توسعه و حوادث شبکه است. بارگیری اولیه ممکن است حتی کمتر از نصف توان نامی ترانسفورماتور باشد که به‌معنای کاهش تلفات بار به کمتر از یک چهارم تلفات بار نامی است. بارگیری کم ممکن است چندین سال ادامه یابد تا زمانی که بار به توان نامی ترانسفورماتور نزدیک شود. (البته به‌شرطی که نیاز به ظرفیت خالی برای پاسخگویی به حوادث شبکه نداشته باشیم). طبعا هزینه‌ی تلفات این ترانسفورماتورها بسیار کمتر از ترانسفورماتوری است که بارگیری از آن به توان نامی نزدیک است.

پ) مدت زمان بهره‌برداری:

ترانسفورماتورهای زیادی با عمر بیش از نیم قرن در شبکه در حال بهره‌برداری هستند. این مدت زمان بهره‌برداری طولانی، سرمایه‌گذاری برروی ترانسفورماتورهای کم‌تلفات را توجیه‌پذیر می‌کند. هزینه‌ای که خریدار حاضر است برای کاهش هر کیلووات از تلفات ترانسفورماتور پرداخت کند بستگی به تعداد سال‌هایی دارد که انتظار داریم صرفه‌جویی تجمعی ناشی از کاهش تلفات با مبلغ سرمایه‌گذاری شده (با در نظرگرفتن نرخ تورم) برابری کند. پیش از سپری شدن این مدت، بازگشت سرمایه نخواهیم داشت. این سرمایه‌گذاری در تقابل با سایر اهداف سرمایه‌گذاری مانند پتانسیل سودآوری و سطح ریسک اقتصادی قرار می‌گیرد. سطح ریسک اقتصادی ترانسفورماتورهای شبکه که بیمه‌ی مناسبی داشته و در مناطق پرجمعیت نصب شده‌اند معمولا پایین بوده، در حالی که در ترانسفورماتورهای صنایع این مقدار بالاتر است. چرا که عمر یک کارخانه ممکن است خیلی کمتر از عمر شبکه‌ی برق‌رسانی باشد.

ت) مدت زمان خاموشی ترانسفورماتور به دلایلی چون اورهال، سرویس، تعمیر و سایر علت‌ها

ث) حق بیمه:

حق بیمه‌ی سالانه معمولا درصدی از ارزش کالا بوده و به هزینه‌های بهره‌برداری اضافه می‌شود. حق بیمه با توجه به نرخ تورم تعدیل می‌گردد. این عامل معمولا تاثیر زیادی بر ارزش تلفات نداشته و می‌توان آن را نادیده گرفت.

ج) مالیات:

مالیات بر دارایی معمولا درصدی از ارزش کالا بوده و به هزینه‌های بهره‌برداری اضافه می‌شود. گرچه نرخ استهلاک تجهیز از کشوری به کشور دیگر متفاوت است؛ ولی بعد از گذشت مدت

زمـان مشـخص، ارزش دفتـری ترانسـفورماتور و مالیـات بـر دارایـی آن صفر می‌شـود.
چ) هزینـه‌ی تلفـات در سیسـتم تغذیـه (شـامل ژنراتـور، ترانسـفورماتورها، خطـوط هوایـی و کابل‌هـا) کـه به‌دلیـل تلفـات در ترانسـفورماتور ایجـاد می‌شـود.
ح) هزینه‌های تولید:
سـاخت نیـروگاه نیـاز بـه سـرمایه‌گذاری دارد کـه شـامل ژنراتـور، توربیـن، راکتـور اتمـی، برج‌هـای خنک‌کـن، سـد، و... می‌شـود. میـزان تـوان تولیـدی رابطـه‌ی مسـتقیم بـا میـزان سـرمایه‌گذاری صورت‌گرفتـه دارد.
خ) هزینه‌های انتقال:
انتقال توان الکتریکی از نیروگاه به ترانسفورماتور مورد بررسی نیاز به سرمایه‌گذاری دارد.
د) هزینه‌ی انرژی مصرفی سیستم‌های خنک‌کننده‌ی ترانسفورماتور:
بعضـا هزینـه‌ی انـرژی مـورد نیـاز بـرای تجهیـزات خنک‌کننـده‌ی ترانسـفورماتور شـامل فـن و پمـپ به‌صـورت جداگانـه در محاسـبات لحـاظ می‌شـود.
در ایـن کتـاب ایـن گونـه فـرض شـده اسـت کـه پارامترهـای چ، ح و خ در قیمـت هـر کیلووات سـاعت از انـرژی الکتریکـی دریافتی ترانسـفورماتور لحاظ شـده اسـت.

۷. ۵. ارزش‌گذاری تلفات بی‌باری

مطلـوب بـه دسـت آوردن حداکثـر مبلغـی اسـت کـه خریـدار حاضـر اسـت بـرای کاهـش تلفـات بی‌بـاری بـه‌ازای هـر کیلـووات پرداخـت کنـد. فـرض کنیـد خریـدار ترانسـفورماتور، انـرژی الکتریکـی را در ترمینال‌هـای اولیـه‌ی ترانسـفورماتور بـه مبلـغ d $/kWh خریـداری کـرده اسـت. ایـن گونـه فـرض شـده اسـت کـه قیمـت d همـه‌ی هزینه‌هـای مربـوط بـه تولیـد، انتقـال و توزیـع بـرق بـه محـل نصـب ترانسـفورماتور بـه ازای هـر کیلـووات سـاعت و همچنیـن تلفـات تولیـد و انتقـال را پوشـش می‌دهـد. d در حقیقـت هزینـه‌ی انـرژی الکتریکـی در سـال اول بهره‌بـرداری از ترانسـفورماتور اسـت. هزینـه‌ی انـرژی الکتریکـی در سـال اول بهره‌بـرداری از ترانسـفورماتور بـه‌ازای هرکیلـووات را (8760.d ($ در نظـر گرفتیـم بـا ایـن فـرض کـه تـوان به‌صـورت پیوسـته در ۸۷۶۰سـاعت در سـال مصـرف شـود. همچنیـن فـرض کنیـد هزینـه‌ی انـرژی در مـدت زمـان بهره‌بـرداری از ترانسـفورماتور (n سـال) به‌طـور متوسـط هرسـال P% افزایـش یابـد. هزینـه‌ی انـرژی الکتریکـی بـه‌ازای هـر یـک کیلـووات در سـال دوم بهره‌بـرداری از ترانسـفورماتور مطابـق معادلـه‌ی ذیـل محاسـبه می‌شـود:

$$8760d.\left(1+{}^{p}/_{100}\right) \qquad (۱-۷)$$

در سال سوم خواهیم داشت:

$$8760d.\left(1+{}^{p}/_{100}\right)^{2} \qquad (۲-۷)$$

در سال nام خواهیم داشت:

$$8760d.\left(1+{}^{p}/_{100}\right)^{n-1} \qquad (۳-۷)$$

اگر فرض کنیم:

$$q=1+{}^{p}/_{100} \qquad (۴-۷)$$

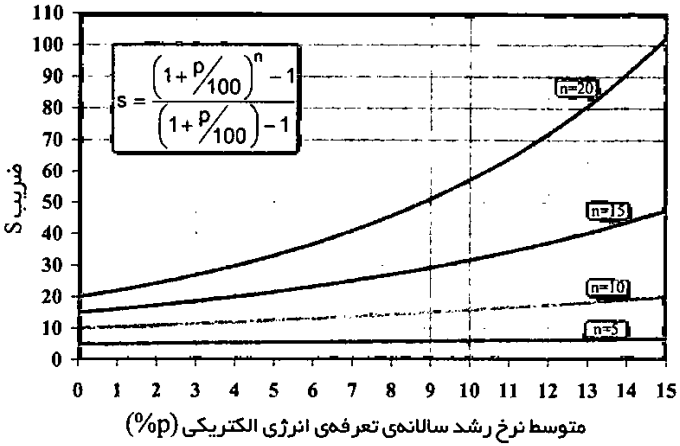
مجموع هزینه‌ی انرژی الکتریکی برای مصرف هر کیلووات در کل سال‌های بهره‌برداری از ترانسفورماتور مطابق معادله‌ی ذیل محاسبه می‌شود:

$$8760d.\left(1+q+q^2+...+q^{n-1}\right) \qquad (۵-۷)$$

که در این معادله عبارت داخل پرانتز سری هندسی با قدر نسبت q است. جمع این سری عبارت است از:

$$s=\frac{q^n-1}{q-1} \qquad (۶-۷)$$

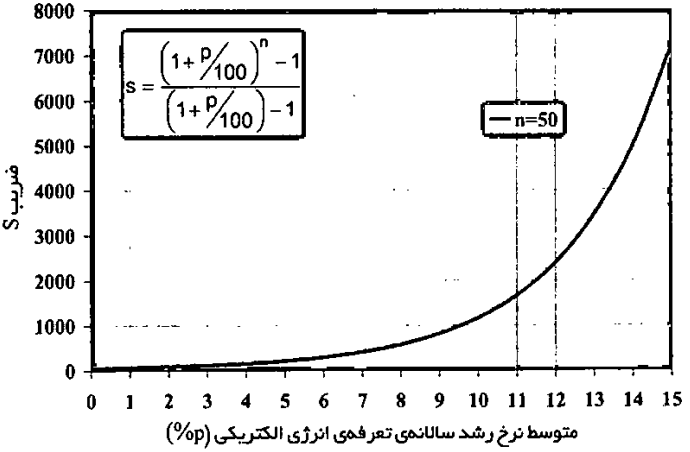
به‌منظور محاسبه‌ی هزینه‌ی کل یک کیلووات در کل سال‌های بهره‌برداری از ترانسفورماتور (n) باید هزینه‌ی سال اول 8760.d را در s ضرب کرد. نمودار شکل ۷-۳ تغییرات این پارامتر نسبت به n و p را نشان می‌دهد.



شکل ۷-۳ تغییرات ضریب S نسبت به سال‌های بهره‌برداری از ترانسفورماتور (n) و متوسط نرخ رشد سالانه‌ی تعرفه‌ی انرژی الکتریکی (p%)

به‌عنوان مثال اگر متوسط نرخ رشد سالانه‌ی هزینه‌ی انرژی الکتریکی ۷درصد باشد، هزینه‌ی تجمعی هر کیلووات تلفات بی‌باری پس از ۲۰ سال ۴۱برابر هزینه‌ی سال اول بهره‌برداری خواهد شد.

نمودار شکل ۷-۴ ضریب S در کل عمر فیزیکی ترانسفورماتور مثلا ۵۰سال (n=50) را نسبت به متوسط نرخ رشد سالانه‌ی تعرفه‌ی انرژی الکتریکی نشان می‌دهد. مطابق این نمودار، صرفه‌جویی به عمل آمده به‌دلیل کاهش تلفات ترانسفورماتور در طی عمر مورد انتظار برای بهره‌برداری آن قابل توجه است.



شکل ۷-۴ تغییرات ضریب S در مدت زمان ۵۰سال بهره‌برداری از ترانسفورماتور نسبت به متوسط نرخ رشد سالانه‌ی تعرفه‌ی انرژی الکتریکی (%p)

همان گونه که در نمودار شکل ۷-۴ مشاهده می‌شود درصورتی که متوسط نرخ رشد سالانه تعرفه‌ی انرژی ۷درصد باشد، صرفه‌جویی به‌عمل آمده در طول عمر ترانسفورماتور به‌ازای هر کیلووات کاهش تلفات بی‌باری، ۴۰۰ برابر هزینه‌ی انرژی به‌ازای هر کیلووات تلفات بی‌باری در سال اول بهره‌برداری است.

سوالی که پیش می‌آید این است: «با توجه به این که بازگشت سرمایه به‌صورت صرفه‌جویی به‌عمل آمده در طی مدت بهره‌برداری از ترانسفورماتور است، خریدار ترانسفورماتور چه میزان باید برای کاهش هر یک کیلووات از تلفات بی‌باری بپردازد؟» اولین گام، تعیین دوره‌ی بازگشت سرمایه توسط خریدار است: «چند سال باید از بهره‌برداری از ترانسفورماتور بگذرد تا صرفه‌جویی به دست آمده ناشی از کاهش تلفات با سرمایه‌گذاری صورت گرفته برابری کند؟» به‌عبارت دیگر خریدار باید تعیین کند که انتظار دارد چند سال (n) از عمر ترانسفورماتور بگذرد تا سرمایه‌گذاری صورت گرفته در قالب کاهش تلفات به شکل صرفه‌جویی به او باز گردد. همچنین برای انجام محاسبات، لازم است متوسط نرخ تورم i% در مدت زمان n سال را درنظرگرفت. پس از تعیین دو پارامتر n و i می‌توان با استفاده از معادلات ذیل متوسط نرخ بازده a% را محاسبه کرد. اگر میزان سرمایه‌گذاری انجام شده X باشد، نرخ بازگشت سرمایه‌ی سالانه مطابق ذیل محاسبه می‌شود:

$$X.\frac{a}{100} \qquad (۷-۷)$$

و برای n سال خواهیم داشت:

$$nX.\frac{a}{100} \qquad (۸-۷)$$

درصورتی که متوسط سالانه‌ی نرخ تورم i% باشد، میزان سرمایه‌گذاری X پس از n سال باید مطابق ذیل تعدیل شود:

$$X.\left(1+\frac{i}{100}\right)^n \qquad (۹-۷)$$

با توجه به روابط فوق می‌توان معادله‌ی ذیل را نوشت:

$$nX.\frac{a}{100}=X.\left(1+\frac{i}{100}\right)^n \qquad (۱۰-۷)$$

این معادله رابطه‌ی بین سه متغیر i ، n و a را تعیین می‌کند:

$$a=\frac{100}{n}.\left(1+\frac{i}{100}\right)^n \qquad (۱۱-۷)$$

کاهش هزینه‌ی انرژی الکتریکی به‌ازای کاهش هرکیلووات تلفات بی‌باری در طول nسال از بهره‌برداری ترانسفورماتور مطابق معادله‌ی ذیل می‌باشد:

$$8760d.\frac{\left(1+{}^{p}\!/_{100}\right)^n-1}{\left(1+{}^{p}\!/_{100}\right)-1} \qquad (۱۲-۷)$$

نرخ بازگشت سرمایه X به‌ازای کاهش هرکیلووات تلفات بی‌باری باید مساوی با معادله‌ی ۷-۱۲ باشد:

$$nX.\frac{a}{100}=8760d.\frac{\left(1+{}^{p}\!/_{100}\right)^n-1}{\left(1+{}^{p}\!/_{100}\right)-1} \qquad (۱۳-۷)$$

در معادله‌ی (۷-۱۳) سمت چپ تساوی معادل بازگشت سرمایه X و سمت راست تساوی معادل ارزش اقتصادی صرفه‌جویی در مصرف انرژی الکتریکی است. با ساده‌سازی این معادله می‌توان نوشت:

$$X=\frac{8760d.\left[\left(1+{}^{p}\!/_{100}\right)^n-1\right]}{n\,a.p}\times 10000 \qquad (۱۴-۷)$$

مثال: فرض کنید متوسط نرخ انرژی در سال اول بهره‌برداری از ترانسفورماتور ۰/۰۸۵دلار به‌ازای هر کیلووات ساعت و متوسط نرخ رشد سالانه‌ی تعرفه‌ی انرژی الکتریکی ۷درصد باشد. در نظر داریم ترانسفورماتوری خریداری کنیم که پس از پنج سال، سرمایه‌گذاریِ انجام شده برای کاهش تلفات بی‌باری را بازگرداند. اگر متوسط تورم سالانه ۴درصد باشد میزان سرمایه‌گذاری برای کاهش تلفات به‌ازای هرکیلووات را محاسبه کنید.

حل: پارامترهای داده شده در مسئله عبارت‌اند از:

$$d = 0.085\$ / kWh$$
$$p = 7\%$$
$$n = 5$$
$$i = 4\%$$

ابتدا نرخ بازده را با توجه به معادله‌ی (۷-۱۱) محاسبه می‌کنیم:

$$a = \frac{100}{n}.\left(1+\frac{i}{100}\right)^{n} = \frac{100}{5}.\left(1+\frac{4}{100}\right)^{5} = 24.33\%$$

میزان سرمایه‌گذاری به‌ازای هر کیلووات را مطابق معادله‌ی (۷-۱۴) محاسبه می‌کنیم:

$$X = \frac{8760d.\left[\left(1+{}^{p}/_{100}\right)^{n}-1\right]}{n.a.p}\times 10000 = \frac{8760\times 0.085.\left[\left(1+{}^{7}/_{100}\right)^{5}-1\right]}{5\times 24.33\times 7}\times 10000 = 3520\,{}^{\$}/_{kW}$$

در مثال فوق اگر مدت زمان بازگشت سرمایه (n) به ۸سال افزایش یافته و دیگر پارامترها ثابت باقی بمانند، مقدار سرمایه‌ی لازم ۵۵۸۰دلار به‌ازای هر کیلووات به‌دست می‌آید. با افزایش زمانِ بازگشت سرمایه از ۵ به ۸سال ارزش تلفات بیش از ۲۰۰۰دلار به‌ازای هر کیلووات افزایش می‌یابد. در معادلات فوق باید یک عامل دیگر را هم در نظر گرفت: ترانسفورماتور در طول سال به‌صورت پیوسته برق‌دار نبوده و ممکن است به دلایلی چون سرویس و تعمیر یا خطا در شبکه، از مدار بیرون باشد. فرض کنید ترانسفورماتور فقط ۹۵درصد از سال در شبکه برق‌دار باشد. در این صورت مدت زمان ۸۷۶۰ ساعت را باید در ۰/۹۵ضرب کرد. در این حالت هزینه‌ی تلفات به همین میزان کاهش می‌یابد.

۷. ۶. ارزش‌گذاری تلفات بار

زمانی که ترانسفورماتور برق‌دار می‌شود تلفات بی‌باری به شبکه تحمیل شده که مقدار آن ثابت و عملا مستقل از بار ترانسفورماتور است. هزینه‌ی انرژی مصرف شده‌ی ناشی از تلفات بی‌باری در یک سال به‌سادگی از ضرب کردن مقدار تلفات بی‌باری در تعداد ساعاتی از سال که ترانسفورماتور تحت ولتاژ بوده است به دست می‌آید. اما تلفات بار با مجذور جریان لحظه‌ای ترانسفورماتور، که ممکن است در بازه‌ی بزرگی تغییر کند، نسبت مستقیم دارد. مصرف انرژی در طول یک سال ناشی از تلفات بار، مجموع انرژی مصرفی تلفات بار در بازه‌های کوچک Δt در کل سال است. فرض کنید این بازه‌های زمانی آن قدر کوچک است که طی آن می‌توان جریان ترانسفورماتور I_i را ثابت درنظر گرفت. اگر k را یک ثابت در نظر بگیریم انرژی مصرفی در هر بازه مطابق ذیل است:

$$k.I_i^2.\Delta t \qquad (۷-۱۵)$$

انرژی مصرفی در کل سال نیز مطابق ذیل خواهد بود:

$$k.\sum I_i^2.\Delta t \qquad (۱۶-۷)$$

در اینجا پارامتری با عنوان جریان بار معادل I_{eq} را معرفی می‌کنیم که جریانی است که همان میزان انرژی در ۸۷۶۰ساعت در طول سال را مطابق معادله‌ی (۷-۱۶) مصرف می‌کند.

$$I_{eq}^2 = \frac{\sum I_i^2.\Delta t}{8760} \qquad (۱۷-۷)$$

از آن جا که تلفات بار با مجذور I_{eq}/I_N نسبت مستقیم دارد، در محاسبات آتی مقدار I_{eq} را برحسب پریونیت جریان نامی ترانسفورماتور I_N نشان خواهیم داد. تلفات بار نیز با مجذور I_{eq} به‌صورت پریونیت نسبت مستقیم خواهد داشت. هدف یافتن ارزش تلفات بار است. سوال این است: «صرفه‌جویی تجمعی ناشی از کاهش هرکیلووات تلفات بار نامی (تلفات بار در جریان نامی I_N و تصحیح شده به دمای مرجع) در طی چند سال، چگونه محاسبه می‌شود؟» برای پاسخ به این پرسش باید دو متغیر دیگر را نیز درنظر بگیریم:

- جریان بار معادل در سال اول بارگیری از ترانسفورماتور: I_{eqinit}
- متوسط نرخ رشد سالانه‌ی بارگیری از ترانسفورماتور: $z\ \%$

متوسط تعرفه‌ی انرژی الکتریکی در سال اول بهره‌برداری از ترانسفورماتور را $d\ ^{\$}/_{kWh}$ و متوسط نرخ رشد سالانه‌ی تعرفه‌ی انرژی را $p\%$ (مشابه تلفات بی‌باری) درنظر می‌گیریم. صرفه‌جویی ناشی از کاهش هرکیلووات تلفات بار نامی در سال اول، مطابق معادله‌ی ذیل محاسبه می‌شود:

$$8760 I_{eqinit}^2 d \qquad (۱۸-۷)$$

برای سال دوم:

$$8760 I_{eqinit}^2 .\left(1+{}^{z}/_{100}\right)^2 d.\left(1+{}^{p}/_{100}\right) \qquad (۱۹-۷)$$

برای سال سوم:

$$8760 I_{eqinit}^2 .\left[\left(1+{}^{z}/_{100}\right)^2\right]^2 d.\left(1+{}^{p}/_{100}\right)^2 \qquad (۲۰-۷)$$

برای سال چهارم:

$$8760 I_{eqinit}^2 .\left[\left(1+{}^{z}/_{100}\right)^2\right]^3 d.\left(1+{}^{p}/_{100}\right)^3 \qquad (۲۱-۷)$$

و برای سال nام:

$$8760 I_{eqinit}^2 .\left[\left(1+{}^{z}/_{100}\right)^2\right]^{n-1} d.\left(1+{}^{p}/_{100}\right)^{n-1} \qquad (۲۲-۷)$$

مجموع صرفه‌جویی صورت گرفته در nسال بهره‌برداری از ترانسفورماتور مطابق معادله‌ی ذیل محاسبه می‌شود:

(۲۳-۷)

$$8760.I_{eqinit}^{2}.d.\left[1+\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)+\left(\left(1+z/100\right)^{2}\right)^{2}.\left(1+p/100\right)^{2}+...+\left(\left(1+z/100\right)^{2}\right)^{n-1}.\left(1+p/100\right)^{n-1}\right]$$

عبارت داخل براکت سری هندسی با قدر نسبت q است:

$$q=\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right) \qquad (۲۴-۷)$$

جمع این سری هندسی مطابق ذیل به دست می‌آید:

$$S_n=\frac{q^n-1}{q-1}=\frac{\left[\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)\right]^{n}-1}{\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)-1} \qquad (۲۵-۷)$$

با استفاده از روابط فوق، صرفه‌جویی تجمعی ناشی از کاهش هرکیلووات تلفات بار در طی n سال بهره‌برداری از ترانسفورماتور را می‌توان ساده‌تر از معادله‌ی (۲۳-۷) نوشت:

$$8760.I_{eqinit}^{2}.d.\frac{\left[\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)\right]^{n}-1}{\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)-1} \qquad (۲۶-۷)$$

مشابه معادلات (۷-۷) تا (۷-۱۴) می‌توان معادله‌ی ذیل را نوشت:

$$nY.\frac{a}{100}=8760.I_{eqinit}^{2}.d.\frac{\left[\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)\right]^{n}-1}{\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)-1} \qquad (۲۷-۷)$$

که Y مبلغ سرمایه‌گذاری شده به‌ازای هرکیلووات کاهش تلفات بار نامی است. این پارامتر را می‌توان با توجه به معادله‌ی فوق این گونه محاسبه کرد:

$$Y=\frac{8760.I_{eqinit}^{2}.d}{n.a}.\frac{\left[\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)\right]^{n}-1}{\left(1+z/100\right)^{2}.\left(1+p/100\right)-1}\times 100 \qquad (۲۸-۷)$$

مثال: فرض کنید قصد خرید ترانسفورماتوری را داریم. این ترانسفورماتور به‌گونه‌ای بارگیری می‌شود که از نقطه نظر تلفات بار جریانی معادل ۰/۴ پریونیت از ترانسفورماتور در طول یک سال عبور کرده و بارگیری از ترانسفورماتور نیز هر سال ۵درصد افزایش یابد. متوسط تعرفه‌ی انرژی در سال اول بهره‌برداری از ترانسفورماتور ۰/۰۸۵دلار به‌ازای هر کیلووات ساعت و متوسط

نرخ رشد سالانه‌ی تعرفه‌ی انرژی ۷درصد است. اگر متوسط تورم سالانه ۴درصد باشد و در نظر داشته باشیم سرمایه‌گذاری انجام شده برای کاهش تلفات در پنج سال بازگردد، میزان سرمایه‌گذاری برای کاهش تلفات به‌ازای هرکیلووات را محاسبه کنید.

حل: پارامترهای داده شده در مسئله عبارت‌اند از:

$$I_{eqinit} = 0.4 p.u.$$
$$d = 0.085\$/kWh$$
$$Z = 5\%$$
$$p = 7\%$$
$$i = 4\%$$
$$n = 5$$

ابتدا نرخ بازده را با توجه به معادله‌ی (۷-۱۱) محاسبه می‌کنیم:

$$a = \frac{100}{n}\cdot\left(1+\frac{i}{100}\right)^n = \frac{100}{5}\cdot\left(1+\frac{4}{100}\right)^5 = 24.33\%$$

میزان سرمایه‌گذاری به‌ازای هر کیلووات با توجه به معادله‌ی (۷-۲۸) محاسبه می‌شود:

$$Y = \frac{8760 I_{eqinit}^2 d}{na}\cdot\frac{\left[\left(1+z/100\right)^2\cdot\left(1+p/100\right)\right]^n - 1}{\left(1+z/100\right)^2\cdot\left(1+p/100\right) - 1}\times 100 = \frac{8760\times 0.4^2\times 0.085}{5\times 24.33}\cdot\frac{\left[\left(1+5/100\right)^2\cdot\left(1+7/100\right)\right]^5 - 1}{\left(1+5/100\right)^2\cdot\left(1+7/100\right) - 1}\times 100 \simeq 700\ \$/kW$$

در مثال فوق اگر مدت زمان بازگشت سرمایه (n) به ۸سال افزایش یافته و دیگر پارامترها ثابت باقی بمانند، مقدار سرمایه لازم ۱۳۳۰دلار به‌ازای هر کیلووات به دست می‌آید. با افزایش زمان بازگشت سرمایه از ۵ به ۸سال ارزش تلفات بیش از ۶۰۰ دلار به‌ازای هر کیلووات افزایش می‌یابد.

۷.۷. محاسبه‌ی هزینه‌ی توان مصرفی تجهیزات خنک‌کنندگی ترانسفورماتور

برخی خریداران ترانسفورماتور توان مصرفی سیستم‌های خنک‌کننده شامل فن‌ها و پمپ‌ها را نیز مورد ارزیابی قرار می‌دهند. در این خصوص نیز باید برخی پیش‌فرض‌ها را درنظر گرفت. به‌عنوان مثال اگر قرار باشد فن‌ها و پمپ‌ها حتی در شرایط بی‌باری و تحت ولتاژ بودن ترانسفورماتور نیز در مدار باشند، هزینه‌ی توان مصرفی آن‌ها مشابه تلفات بی‌باری محاسبه می‌شود. هرچند تعرفه‌ی انرژی الکتریکی d ($/kWh) در سطح ولتاژ موتور پمپ و فن متفاوت بوده و لازم است در معادلات اصلاحاتی صورت گیرد.

خنک‌کنندگی در ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ معمولا در چند مرحله صورت می‌گیرد. مثلا در دو مرحله: مرحله‌ی اول خنک‌کنندگی تا ۷۰درصد بار نامی و مرحله‌ی دوم خنک‌کنندگی بیشتر از ۷۰درصد بار نامی. در این شرایط باید دو مقدار هزینه‌ی توان مصرفی برای این دو حالت درنظر گرفت چرا که تعداد ساعاتی که ترانسفورماتور در حالت دوم خنک‌کنندگی کار می‌کند کمتر از حالت اول است. حتی ممکن است خنک‌کنندگی مرحله‌ی دوم سال‌ها پس از نصب ترانسفورماتور اتفاق بیفتد. اگر زمان بازگشت سرمایه برای کاهش تلفات مرحله‌ی دوم

خنک‌کنندگی به‌ازای هرکیلووات را ۵سال درنظرگرفته (n=5) و فرض کنیم در ۵سال ابتدای بهره‌برداری از ترانسفورماتور خنک‌کنندگی به مرحله‌ی دوم نرسد، در این صورت هزینه‌ی توان مصرفی خنک‌کنندگی صفر خواهد بود. اما اگر فرض کنیم مدت زمانی که ترانسفورماتور در مرحله‌ی دوم خنک‌کنندگی کار می‌کند ۱۰۰۰ساعت باشد، در این صورت می‌توان از معادله‌ی (۷-۱۳) استفاده کرد. با این تفاوت که باید ۱۰۰۰ساعت را جایگزین ۸۷۶۰ساعت کنیم. درصورتی که مدت زمان روشن بودن سیستم‌های خنک‌کنندگی هر سال متفاوت باشد باید سمت راست معادله‌ی (۷-۱۳) را براساس عملکرد در هر سال تفکیک کنیم.

۷.۸. نتیجه‌گیری

۱) بازگشت سرمایه‌ی ناشی از کاهش تلفات ترانسفورماتور، به شکل صرفه‌جویی در هزینه است. این صرفه‌جویی تجمعی بوده و در تمام مدتی که ترانسفورماتور در مدار است افزایش می‌یابد. پرسش اساسی که خریدار با آن روبرو می‌شود این است: «چه مدت زمانی باید صبر کرد تا صرفه‌جویی صورت گرفته با میزان سرمایه‌گذاری انجام شده در زمان خرید ترانسفورماتور (تعدیل شده با توجه به نرخ تورم) برابر شود؟» این همان مقدار n در معادلات (۷-۱۱)، (۷-۱۴) و (۷-۲۸) است.

۲) n (مدت زمان بازگشت سرمایه) تنها پارامتر در معادلات (۷-۱۱)، (۷-۱۴) و (۷-۲۸) است که خریدار می‌تواند آزادانه انتخاب کند. پارامترهای z (نرخ رشد سالانه‌ی بارگیری از ترانسفورماتور)، p (نرخ رشد سالانه‌ی هزینه‌ی انرژی الکتریکی) و i (نرخ تورم سالانه) نیز براساس بهترین تخمین ممکن صورت می‌گیرد و مقادیر واقعی آن‌ها در آینده ممکن است متفاوت باشد.

۳) دو پارامتر n و d (هزینه‌ی انرژی الکتریکی در سال اول بهره‌برداری از ترانسفورماتور) بیشترین تاثیر را بر ارزش‌گذاری تلفات دارند.

۴) دو پارامتر p و i به یکدیگر وابسته بوده و به‌ترتیب سمت راست و سمت چپ معادله‌ی (۷-۱۳) را تحت تاثیر قرار می‌دهند. به همین دلیل تاثیر آن‌ها بر ارزش تلفات خیلی زیاد نیست. هرچند معمولا این‌گونه فرض می‌شود که نرخ افزایش تعرفه‌ی انرژی (p) از نرخ تورم (i) بیشتر است. محاسبات ارائه شده در این فصل امکان تفکیک این دو پارامتر از هم را فراهم آورده است.

۵) عدم قطعیت در تخمین پارامترهای p، z و i با افزایش زمان بازگشت سرمایه (n) بیشتر شده و دقت محاسبات ارزش‌گذاری تلفات را تحت تاثیر قرار می‌دهد.

۶) در ترانسفورماتورهای نصب شده در محیط سرپوشیده که با هوا خنک می‌شوند و ترانسفورماتورهایی که با آب خنک می‌شوند، تامین هوا و آب خنک مستلزم هزینه است. این هزینه‌ها را برحسب دلار بر کیلووات (یا هر ارز دیگری که برای d استفاده می‌شود) محاسبه کرده و به مقدار ارزش تلفات به‌دست آمده از معادلات (۷-۱۴) و (۷-۲۸) می‌افزاییم.

۷) جمع هزینه‌های تولید و ارزش تلفات را «قیمت مقایسه‌ای» می‌نامیم. هدف از بهینه‌سازی، طراحی یک ترانسفورماتور با ابعاد و تلفاتی است که حداقل قیمت مقایسه‌ای را داشته باشد.

تحقیقات نشان می‌دهد ترانسفورماتورهای بهینه‌سازی‌شده‌ای که ارزش تلفات آن‌ها به میزان ۳۰ تا ۴۰درصد بیشتر یا کمتر از مقدار «صحیح» است، قیمت مقایسه‌ای را تنها یک درصد افزایش می‌دهند. از این رو انتخاب بهینه‌ی ترانسفورماتور، وابسته به پیش‌بینی دقیق ارزش تلفات نیست. بلکه صرفا باید از مقادیر غیرواقعی ارزش تلفات اجتناب کرد.

۸) سرمایه‌گذاری بر روی کاهش تلفات، در بلندمدت بسیار سودآور است. به‌علاوه سرمایه‌گذاری برای کاهش تلفات منجر به کاهش مصرف انرژی در آینده و حفظ محیط زیست می‌شود.

۹) نکته‌ی مهمی که در خصوص بهره‌وری ترانسفورماتور باید درنظر گرفت امپدانس اتصال‌کوتاه است که افت ولتاژی را در شرایط بارداری ترانسفورماتور در سمت ثانویه به وجود می‌آورد. افزایش امپدانس اتصال‌کوتاه باعث افزایش افت ولتاژ و کاهش توان تحویلی به سمت ثانویه می‌شود. در عین حال کاهش امپدانس اتصال‌کوتاه موجب افزایش جریان اتصال‌کوتاه در سمت ثانویه می‌شود. نیروهای مکانیکی ناشی از اتصال‌کوتاه با مجذور جریان اتصال‌کوتاه نسبت مستقیم داشته و به‌منظور افزایش تاب‌آوری در برابر این نیروها ممکن است لازم باشد سطح مقطع سیم‌پیچ را افزایش داد. این موضوع باعث افزایش ابعاد و وزن و در نهایت هزینه‌های تولید ترانسفورماتور خواهد شد. انتخاب امپدانس اتصال‌کوتاه موازنه‌ای بین دو مسئله‌ی افت ولتاژ و نیروهای اتصال‌کوتاه وارده بر سیم‌پیچ است. همچنین خریدار ترانسفورماتور ممکن است به‌منظور حفاظت تجهیزات شبکه در سمت ثانویه از امپدانس اتصال‌کوتاه برای محدود کردن جریان اتصال‌کوتاه استفاده کند. با استفاده از تپ‌چنجر می‌توان افت ولتاژ ترانسفورماتور را جبران کرد. همچنین می‌توان از خازن‌های جبران‌ساز به‌عنوان یک گزینه‌ی جایگزین در شبکه استفاده کرد.

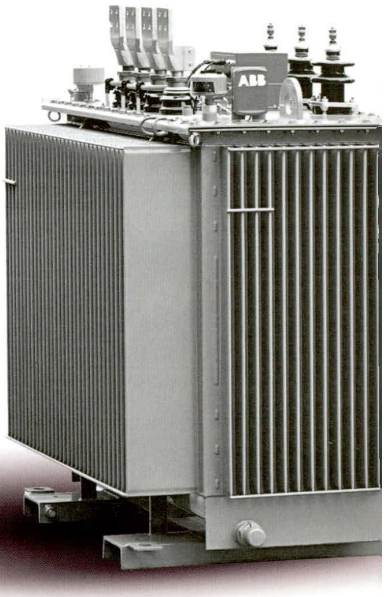
توضیحات:

1) Loss Capitalization
2) Bubbling

3rd Edition

ABB Transformer Handbook

این کتاب ترجمه‌ی ویرایش سوم هندبوک ترانسفورماتور ABB است که توسط ۹نفر از متخصصین باتجربه‌ی این شرکت تالیف شده است. در این کتاب علاوه بر معرفی اصول کار، ساختمان و اجزاء ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت، راهنمایی‌های لازم برای تسهیل فرایندهای طراحی، تولید، سفارش، خرید، حمل، نصب، راه اندازی، بهره‌برداری، سرویس و نگهداری از این تجهیز به زبان ساده ارائه شده است.



ALVAND TAVAN ENERGY CO.
شرکت خدمات فنی و مهندسی
الوند توان انرژی
۰۲۱ ۴۴۲۸۹۰۲۸
www.Atecco.ir

ISBN:978-600-8243-39-7
9786008243397
انتشارات توسعه
Tohfeh Publishing