دستورالعمل تست‌های الکتریکی راه‌اندازی، دوره‌ای و عیب‌یابی ترانسفورماتورها و راکتورهای فشار قوی

دریافت کنندگان سند جهت اجراء:

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شرکت‌های برق منطقه‌ای – معاونت بهره‌برداری

شرکت‌های برق منطقه‌ای – معاونت طرح و توسعه

تهیه‌کننده : معاونت انتقال و تجارت خارجی- دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال

سایت دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال: http://www.tavanir.org.ir/transmission/nezarat/index.php

آذر ماه ۱۴۰۲

تهیه کننده: مجتبی علیرضاپور مدیر کل دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال امضاء	تایید کننده: محمد اله‌داد معاون انتقال و تجارت خارجی امضاء	تصویب کننده: آرش کردی مدیر عامل شرکت توانیر امضاء

فهرست مطالب

۱- مقدمه ۷

۲- ضوابط و مقررات ۷

۳- هدف ۹

٤- محدوده اجرا ۹

۵- دامنه کاربرد ۹

٦- روش‌های ارزیابی وضعیت ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی (٤۰۰، ۲۳۰، ۱۳۲، ٦٦ و ٦۳ کیلوولت) و ترانسفورماتور زمین ۱۰

۱-٦- ترموویژن (تصویر برداری حرارتی) ۱۰

۲-٦- تست‌های الکتریکی ۱۳

۱-۲-٦- آزمون تحریک تک فاز ۱٤

الف) آزمون نسبت تبدیل ۱٤

ب) آزمون جریان بی‌باری ۱٦

پ) حذف شار پسماند هسته ۱۸

ت) آزمون تقسیم شار مغناطیسی ۱۹

۲-۲-٦- آزمون گروه برداری ۲۲

۳-۲-٦- آزمون مقاومت دینامیکی تپ‌چنجر ۲۲

٤-٢-٦- آزمون امپدانس اتصال کوتاه ٢٤
٥-٢-٦- آزمون مقاومت عایقی ٢٧
٦-٢-٦- آزمون مقاومت عایقی هسته ٣٢
٧-٢-٦- آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ ٣٣
٨-٢-٦- آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) و اندازه‌گیری ظرفیت خازنی سیم‌پیچ‌ها ٣٦
٩-٢-٦- آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) و اندازه‌گیری ظرفیت خازنی بوشینگ ٤٥
١٠-٢-٦ آزمون ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی ٥٥
٣-٦-تست‌های تکمیلی ٥٥
٤-٦-تعمیرات اساسی ٥٨
٧-عیب‌یابی ٥٨
١-٧-عیوب منتج از آزمون‌های دوره‌ای ٥٩
١-١-٧- اشکال در عایق اصلی در ترانسفورماتور ٥٩
٢-١-٧- اتصال کوتاه داخلی سیم پیچ (نظیر اتصال حلقه) ٦٠
٣-١-٧- صدمه به بوشینگ ٦٢
٤-١-٧- افزایش رطوبت عایق ٦٣
٥-١-٧- صدمه مکانیکی به ترانسفورماتور در اثر جریان اتصال کوتاه شدید عبوری ٦٤
٦-١-٧- اتصال نامناسب هسته به زمین ٦٥
٧-١-٧- مشکل هسته چینی ٦٦

۷-۱-۸- اتصالات نامناسب داخل ترانسفورماتور ٦٧
۷-۱-۹- مقاومت دینامیکی نامناسب ٦٨
۷-۱-۱۰- پایین بودن مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها یا سیم پیچ با زمین ٦٨
۷-۲-عملکرد رله‌های مکانیکی ترانسفورماتور ٦٩
۷-۲-۱- پایین بودن سطح روغن منبع انبساط ٦٩
۷-۲-۲- جریان بیش از حد روغن OLTC ۷۰
۷-۲-۳- صدور فرمان قطع توسط رله فشارشکن به همراه تخلیه روغن ۷۱
۷-۲-٤- صدور فرمان قطع توسط رله فشارشکن بدون تخلیه روغن ۷۲
۷-۲-۵- صدور فرمان قطع یا هشدار توسط دماسنج‌ها ۷۳
۷-۲-٦- صدور فرمان هشدار توسط رله بوخهلتس ۷۵
۷-۲-۷- صدور فرمان قطع توسط رله بوخهلتس ۷۷
۷-۲-۸- صدور فرمان قطع توسط رله فشارشکن تپ چنجر ۷۸
۷-۲-۹- صدور فرمان هشدار توسط رله کیسه هوا ۷۹
۷-۲-۱۰- صدور فرمان قطع توسط شیر یکطرفه ۸۰
۷-۲-۱۱- صدور فرمان هشدار توسط نشانگر سطح روغن مغناطیسی ۸۱
۷-۳-اشکالات ظاهری ۸۲
۷-۳-۱- نشتی روغن بوشینگ ۸۲
۷-۳-۲- صدای غیر عادی ۸۳

۳-۳-۷- عدم تنفس ترانسفورماتور ۸٤
٤-۳-۷- عدم کارکرد مناسب سیستم خنک‌کنندگی ۸۵
۵-۳-۷- تغییر رنگ اتصالات کلمپ‌ها و سر بوشینگ ۸٦
٦-۳-۷- نشتی روغن ترانسفورماتور ۸۷
٤-۷-اشکالات تصویربرداری حرارتی ۸۸
۱-٤-۷- افزایش دمای غیر متعارف بدنه ترانسفورماتور ۸۸
۲-٤-۷- افزایش دمای غیر متعارف بدنه بوشینگ ۹۰
۳-٤-۷- تولید حرارت در کلمپ بوشینگ ۹۱
٤-٤-۷- سرد بودن رادیاتورها نسبت به بدنه ترانسفورماتور ۹۲
۵-۷-راهنمای عیب یابی برخی از عیوب ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی ۹۲
۸- برنامه زمانبندی آزمون‌های الکتریکی ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی ۹۵
۹- برنامه زمانبندی آزمون‌های الکتریکی ترانسفورماتور زمین و مصرف داخلی ۹۹
پیوست الف) مشخصات دستگاه‌های اندازه‌گیری ۱۰۰
پیوست ب) مثالی از نحوه ارزیابی نتیجه آزمون ضریب تلفات عایقی ۱۰۳
پیوست پ) تست شیت‌ها ۱۰۵
مراجع ۱۱۷
گردآورندگان سند ۱۱۹

اسامی اعضای تهیه کننده دستورالعمل..... ۱۲۱

۱- مقدمه

نظر به اهمیت مدیریت دارایی‌های فیزیکی و توجه فراوانی که در سال‌های اخیر به آن جلب شده، مدیریت عمر و بهبود بهره‌وری ترانسفورماتورها و راکتورهای قدرت که گران قیمت‌ترین تجهیزات موجود در شبکه انتقال و فوق‌توزیع بوده و نیز نقش تعیین کننده‌ای در انتقال انرژی ایفا می‌کنند، از جایگاه ویژه‌ای برخوردار است. با بهره‌گیری از روش‌های صحیح نگهداری و تعمیرات تجهیزات مذکور، می‌توان ضمن افزایش عمر آن‌ها به افزایش قابلیت اطمینان و بهره‌وری شبکه برق کشور کمک شایانی نمود. وجود دستورالعمل تست‌های الکتریکی راه‌اندازی، دوره‌ای و عیب‌یابی ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی منطبق بر استانداردهای معتبر ملی و بین‌المللی و نیز تجارب ارزنده فعالان حوزه برق، ضمن ایجاد وحدت رویه در فرآیند بهره‌برداری و نگهداری ترانسفورماتورها و راکتورهای فشار قوی، موجب افزایش عمر آن‌ها و کاهش احتمال وقوع حوادث احتمالی خواهد شد. دستورالعمل حاضر با استفاده از سوابق بهره‌برداری از ترانسفورماتورها و راکتورهای فشار قوی و با تکیه بر استانداردهای معتبر، تجارب شرکت‌های فعال در حوزه صنعت برق و اساتید دانشگاهی، در حوزه تست‌های الکتریکی راه‌اندازی، دوره‌ای و عیب‌یابی ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی ارائه می‌گردد. در این دستورالعمل نوع تست‌ها، اقدامات اصلاحی مورد نیاز، فواصل زمانی انجام تست‌ها و توصیه‌های لازم برای انجام هرچه بهتر فرآیند بهره‌برداری و نگهداری ارائه شده است.

۲- ضوابط و مقررات

با توجه به اتخاذ برنامه‌ریزی کلان جهت کنترل و بهره‌برداری از پست‌های فشار قوی تحت پوشش، این دستورالعمل از تاریخ ابلاغ جایگزین کلیه دستورالعمل‌های قبلی در حوزه تست‌های الکتریکی راه‌اندازی، دوره‌ای و عیب‌یابی ترانسفورماتورها و راکتورهای فشار قوی می‌گردد.

از تاریخ صدور و ابلاغ این دستورالعمل، کلیه واحدهای ذیربط موظف به اجرای دقیق مفاد این

دستورالعمل می‌باشند. در این ارتباط رعایت موارد ذیل حائز اهمیت می‌باشد:

۱- کلیه دستورالعمل‌هایی که در این حوزه تا قبل از تاریخ ابلاغ این دستورالعمل صادر شده‌اند، از درجه اعتبار ساقط و رعایت این دستورالعمل لازم الاجرا می‌باشد. در این ارتباط مدیران عامل و معاونین بهره‌برداری و طرح و توسعه دریافت کننده این دستورالعمل باید در اسرع وقت دستور مقتضی نسبت به جمع‌آوری دستورالعمل‌های قبلی و جایگزینی دستورالعمل جدید در کلیه مراکز و واحدهای تحت پوشش را صادر نمایند.

۲- یک نسخه از این دستورالعمل را باید به عنوان نسخه مرجع در مکانی مناسب و قابل دسترسی برای کلیه کارکنان در واحدهای ذیربط قرار داده و هرگونه اصلاحات و یا تغییرات بعدی را به کلیه آن‌ها ابلاغ نمایند.

۳- با توجه به اهمیت اجرای صحیح کلیه مراحل دستورالعمل، ضروریست تمام کارکنان مربوطه در زمینه آشنایی با این دستورالعمل دوره آموزشی لازم را طی نمایند.

۴- کلیه دستورالعمل‌های داخلی شرکت‌ها که توسط واحدهای ذیربط تهیه و ابلاغ می‌گردد، نباید در هیچ شرایطی ناقض مفاد این دستورالعمل یا مانع از اجرای سریع و بدون قید و شرط این دستورالعمل گردند. در صورت تشخیص هرگونه مغایرت در هر یک از بندهای این دستورالعمل با اصول اجرایی یا عملیاتی و غیره، موارد باید کتبا به دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال شرکت توانیر منعکس گردد.

۵- لازم بذکر است مرجع رفع هر گونه ابهام در تعریف و تفسیر مفاد این دستورالعمل معاونت انتقال و تجارت خارجی- دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال شرکت توانیر است.

۶- در مواردی که در این دستورالعمل پیش‌بینی لازم بعمل نیامده است، برحسب ضرورت، شرکت‌های زیرمجموعه می‌توانند نظراتشان را جهت بررسی و کسب تاییدیه لازم به دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال شرکت توانیر ارسال نمایند. یادآور می‌شود تا کسب تاییدیه لازم توسط دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال

شرکت توانیر، نظرات پیشنهادی جنبه اجرایی نخواهد داشت.

۳- هدف

هدف از تدوین این دستورالعمل، ارائه روش تست و نگهداری از ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی و ایجاد وحدت رویه در انجام تست‌های الکتریکی راه‌اندازی، دوره‌ای و عیب‌یابی ترانسفورماتورها و راکتورهای فشار قوی در شبکه انتقال و فوق توزیع می‌باشد تا با پایش منظم ضمن افزایش عمر بهره‌برداری تجهیز، عیب‌های احتمالی موجود تا حد ممکن در مراحل ابتدایی شناسایی شده و قبل از خروج از مدار یا آسیب به سایر تجهیزات و شبکه با برنامه ریزی و زمان بندی مناسب اقدامات موثر و پیشگیرانه بعمل آید.

۴- محدوده اجرا

محدوده اجرای این دستورالعمل، کلیه شرکت‌های برق منطقه‌ای می‌باشند.

۵- دامنه کاربرد

این دستورالعمل بر کلیه ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی در شبکه انتقال و فوق توزیع در حوزه تحت پوشش شرکت‌های برق منطقه‌ای اعمال می‌گردد.

۶- روش‌های ارزیابی وضعیت ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی (۴۰۰، ۲۳۰، ۱۳۲، ٦٦ و ٦٣ کیلوولت) و ترانسفورماتور زمین

روش‌های رایج ارزیابی وضعیت و سرویس ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی به طور کلی شامل موارد زیر است [٦-١].

- بازدید ظاهری و سرویس عمومی
- تصویر برداری حرارتی[۱]
- تست‌های الکتریکی
- تست‌های روغن

در این دستورالعمل به ارزیابی وضعیت ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی بر اساس تصویربرداری حرارتی و تست‌های الکتریکی پرداخته می‌شود.

۶-۱-ترموویژن (تصویر برداری حرارتی)

یکی از روش‌های مورد استفاده جهت شناسایی اشکالات اتصالات یراق و هادی و همچنین ارزیابی وضعیت حرارتی ناشی از عبور جریان بار از قسمت‌های مختلف ترانسفورماتورها و راکتورهای فشار قوی (بوشینگ، رادیاتور، روغن و...)، تصویر برداری حرارتی است که به بررسی وضعیت دمایی تجهیز در حال بهره‌برداری می‌پردازد. با این روش اشکالات ناشی از شل بودن اتصالات، کیفیت بد یراق آلات، فرسودگی اتصالات و سیم، اشکالات بوشینگ، عدم گردش صحیح روغن در رادیاتورها و کنسرواتور و غیره را قبل از گسترش اشکال و بروز حادثه می‌توان شناسایی نموده و متناسب با فوریت و اهمیت اشکال نسبت به رفع آن اقدام کرد.

هر چند تعیین شاخص‌های حرارتی برای پایش نقاط گرم به متغیرهایی از جمله شرایط اقلیم هوای منطقه، جریان بار، رژیم حرارتی، اهمیت و حساسیت تجهیزات، اندازه مطلق دما و غیره، وابسته بوده و

[۱] Thermovision

شرایط متفاوت متغیرهای مذکور در سطح شبکه سراسری، اثربخشی شاخص‌های تعریف شده را تحت تاثیر قرار می‌دهد، لیکن تعیین شاخص و معیار برای تشخیص و دسته‌بندی نقاط داغ شناسایی شده جهت برنامه‌ریزی پایش یا رفع اشکالات شناسایی شده ضروری می‌باشد.

در راستای تعیین شاخص‌های حرارتی اثر بخش، از جمله اختلاف دمای بوشینگ‌ها، رادیاتورها، اتصالات و غیره در ترانسفورماتورها و راکتورهای فشار قوی با تجهیزات یا فازهای مشابه و دمای هوای محیط، با مراجعه به توصیه متون استانداردهای موجود از جمله ANSI/NETA MTS ، پیشنهادات سازندگان، تامین کنندگان دوربین‌های ترموویژن و ادغام آن‌ها با تجربیات بهره‌برداران، جدول (۱) به عنوان معیاری برای تحلیل اولیه و دسته بندی نقاط داغ شناسایی شده در زمان تصویربرداری حرارتی توسط کارشناسان مجری آزمون ترموویژن توصیه می‌گردد. واضح است که تصمیم‌گیری نهایی در خصوص نحوه مواجهه با نقاط داغ شناسایی شده و اولویت‌بندی اقدامات بعدی، متناسب با متغیرهای فوق‌الذکر، محدودیت‌های بهره‌برداری از شبکه، امکان اعمال خاموشی و غیره، به عهده مسئولان بهره‌برداری بوده و جدول (۱) به عنوان راهنما و پیشنهاد مد نظر قرار گیرد.

جدول(۱) اختلاف دمای بوشینگ‌ها، رادیاتورها، اتصالات و غیره ترانسفورماتور و راکتور فشارقوی با فاز یا تجهیزات مشابه و همچنین دمای هوای محیط و اقدامات اصلاحی مورد نیاز

اختلاف دمای بوشینگ‌ها، رادیاتورها، اتصالات و غیره ترانسفورماتور و راکتور فشارقوی با فاز یا تجهیزات مشابه (دارای بارگیری یکسان)	**اقدامات اصلاحی**
٤ تا ۱۰ درجه سانتیگراد	پیش بینی عیب احتمالی، اقدامات اصلاحی انجام گیرد (مطابق با برنامه زمانبندی سرویس).
۱۱ تا ۱۵ درجه سانتیگراد	تا زمانی که اقدامات اصلاحی صورت گیرد، تحت نظارت باشد.
بالای ۱۵ درجه سانتیگراد	عیب مهم، اقدامات اصلاحی در اولین فرصت انجام گیرد.
اختلاف دمای بوشینگ‌ها، رادیاتورها، اتصالات و غیره ترانسفورماتور و راکتور فشارقوی با محیط	**اقدامات اصلاحی**
۱۵ تا ۳۰ درجه سانتیگراد	پیش بینی عیب احتمالی، اقدامات اصلاحی انجام گیرد. (مطابق با برنامه زمانبندی سرویس)
۳۰ تا ۵۰ درجه سانتیگراد	تا زمانی که اقدامات اصلاحی صورت گیرد، تحت نظارت باشد
بالای ۵۰ درجه سانتیگراد	عیب مهم، اقدامات اصلاحی در اولین فرصت انجام گیرد

تذکر۱: جهت افزایش اثر بخشی نتایج حاصله در هنگام برنامه ریزی زمان اجرای آزمون ترموویژن یا اطمینان از نتایج آزمون درموارد خاص و مهم و صحت سنجی نتایج قبلی، به دلیل ارتباط مستقیم وقوع نقاط داغ حرارتی با جریان بار و همچنین امکان حذف کانون های خطای آزمون (نور خورشید، انعکاس نور از سایر تجهیزات و غیره)، تصویر برداری حرارتی از ترانسفورماتور و راکتورهای قدرت در پیک بار و هنگام شب با خاموش نمودن روشنایی اطراف می‌تواند انجام گیرد.

تذکر۲: در صورت وجود عیب و جهت اطمینان از رفع آن، تصویر برداری حرارتی بعد از رفع اشکال نیز مجددا انجام می‌شود.

تذکر۳: جهت انجام صحیح آزمون ترموویژن و تامین اثربخشی نتایج حاصله، رعایت الزامات آزمون

ترموویژن ازجمله استفاده از دوربین کالیبره، اجرای تنظیمات صحیح فاصله، دمای هوا، سرعت وزش باد، اندازه تصویرو غیره ضروری می‌باشد.

۲-۶-تست‌های الکتریکی

مبنای مقایسه نتایج تست‌های الکتریکی شامل موارد ذیل می‌باشد:

۱) تست‌های کارخانه‌ای؛
۲) کاتالوگ سازنده؛
۳) تست‌های راه‌اندازی اولیه ترانسفورماتور و راکتور فشارقوی در پست؛
٤) تست‌های قبلی انجام شده بر روی همین ترانسفورماتور و راکتور یا ترانسفورماتور و راکتور مشابه؛

- نکته ۱: در این دستورالعمل میزان اختلاف مجاز نتایج هر آزمایش نسبت به نتایج تست‌های مرجع داده شده است. در صورتی که این مقدار در هر سه فاز تغییر بیش از حد مجاز داشته باشد (نظیر آزمون‌های مقاومت سیم پیچ، امپدانس اتصال کوتاه، جریان بی‌باری، ضریب تلفات عایقی بوشینگ) یا در کلیه ترانسفورماتورهای موجود در پست رشد نسبتا مشابهی دیده شود، پیشنهاد می‌شود با تحلیل نتایج بدست آمده، در صورت نیاز نسبت به اصلاح شرایط آزمون و از بین بردن منابع خطا (تفاوت دمای هادی و عایق در زمان انجام آزمایش، تفاوت خطای دستگاه تست و غیره) اقدام شود.
- نکته ۲: آزمون‌ها توسط دستگاه‌های دارای گواهی کالیبراسیون معتبر انجام گرفته و مشخصات دستگاه‌های تست با نیازمندی‌های هر آزمون همخوانی داشته باشد. مشخصات فنی دستگاه‌های تست در پیوست الف توصیه شده است.

توصیه می‌شود که ترتیب انجام آزمون‌های ترانسفورماتور به صورت زیر باشد. بدیهی است که چنانچه یک یا چند آزمایش در یک دوره تست ترانسفورماتور مورد نیاز نباشد، از لیست زیر حذف می‌شود.

۱.تحریک تک فاز (شامل نسبت تبدیل، جریان بی‌باری و تقسیم شار)
۲.گروه برداری
۳.امپدانس اتصال کوتاه
۴.مقاومت عایقی
۵.تانژانت دلتا و ظرفیت خازنی
۶.مقاومت اهمی سیم پیچ
۷.مقاومت دینامیکی تپ چنجر
۸.آزمون‌های تکمیلی شامل FRA، FDS و فوران

❖ نکته ۳: جهت انجام صحیح آزمون‌ها و برقداری ترانسفورماتور لازم است قبل و بعد از انجام آزمون‌های الکتریکی، مغناطیس‌زدایی[۱] انجام گردد. همچنین بعد از انجام آزمون مقاومت اهمی سیم پیچ حتما باید مغناطیس زدایی انجام شود تا نتایج تست‌های بعدی تحت تاثیر شار پسماند قرار نگیرد.

۱-۲-۶- آزمون تحریک تک فاز

آزمون تحریک تک فاز شامل آزمون‌های نسبت تبدیل، جریان بی‌باری و تقسیم شار است که در ادامه نکات مربوط به هر کدام آمده است.

الف) آزمون نسبت تبدیل

از تقسیم ولتاژ (موثر) سیم‌پیچ فشار قوی به ولتاژ (موثر) سیم‌پیچ فشار ضعیف در شرایط بی‌باری نسبت تبدیل ترانسفورماتور بدست می‌آید. در واقع حاصل تقسیم تعداد دور سیم‌پیچ فشار قوی به تعداد دور سیم‌پیچ فشار ضعیف برابر نسبت تبدیل ترانسفورماتور می‌باشد. نکات مرتبط با این آزمایش به شرح زیر می‌باشد:

- با اعمال ولتاژ متناوب تکفاز ۲۳۰ ولت به سیم پیچ فشارقوی ترانسفورماتور، ولتاژ القا شده در

[۱] Demagnetizing

سیم پیچ فشارضعیف ترانسفورماتور اندازه‌گیری می‌گردد.

- لازم است که بر اساس گروه برداری ترانسفورماتور، ترمینال‌های سیم پیچ فشارقوی و فشارضعیف که بر روی یک ستون (ساق) هسته هستند، تشخیص داده شود تا اعمال ولتاژ به یک سیم پیچ و اندازه‌گیری ولتاژ در سیم پیچ سمت دیگر به درستی انجام شود.
- نسبت تبدیل در تمامی تپ‌ها اندازه‌گیری شود.
- پیشنهاد می‌شود نسبت تبدیل اندازه‌گیری شده و مقدار خطای آن در هر تپ (نسبت به پلاک مشخصات نامی) بر روی یک نمودار رسم شود.
- در ترانسفورماتورهایی که دارای تپ‌چنجر از نوع DETC[1] می‌باشند در صورتیکه این تپ‌چنجر در مدت زمان طولانی عملکرد نداشته باشد، ممکن است جوش خوردگی در آن ایجاد شده باشد. توصیه می‌شود در این صورت در حین آزمون نسبت تبدیل، تغییر تپ با احتیاط انجام شود. بدیهی است که هنگام تغییر تپ نباید ولتاژ تزریق شود.
- در صورتیکه نوترال ترانسفورماتور در دسترس نباشد یا اتصال سیم‌پیچ از نوع زیگزاگ باشد، برای انجام آزمون نسبت تبدیل بایستی اتصالات خاصی مد نظر قرار گیرد که جزییات آن‌ها در دستورالعمل دستگاه‌های تست آمده است.
- بیشترین مقدار خطای مجاز آزمون نسبت تبدیل ۰.۵٪± نسبت به مقادیر بیان شده در پلاک مشخصات نامی ترانسفورماتور می‌باشد [٦].
- به منظور داشتن دقت مطلوب در انجام این آزمایش توصیه می‌شود از دستگاه تست خودکار استفاده شود. در صورت نبود دستگاه تست، برای اندازه‌گیری ولتاژ باید از دو ولت‌متر مشابه

[1] De-energized Tap Changer

و با کلاس دقت مناسب (مطابق پیوست الف) استفاده شود تا اندازه‌گیری و قرائت ولتاژها بصورت همزمان انجام شود.

ب) آزمون جریان بی‌باری

در این آزمون، جریان بی‌باری یا جریان تحریک تکفاز ترانسفورماتور اندازه‌گیری می‌شود که نشان دهنده مشکلات در مدار مغناطیسی (ایجاد فاصله هوایی بین یوغ و ستون هسته مثلا به دلیل هسته چینی نامناسب و اتصالی شدید در ورقه‌های هسته) و اتصال حلقه در سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور می‌باشد. نکات مرتبط با این آزمایش به شرح زیر است:

- شار پسماند بعد از بی‌برقی ترانسفورماتور یا بعد از انجام آزمون مقاومت اهمی سیم پیچ در هسته باقی می‌ماند. بنابراین لازم است قبل از انجام این تست، شار پسماند هسته حذف شود.
- پس از اعمال ولتاژ متناوب تکفاز ۲۳۰ ولت به سمت فشارقوی ترانسفورماتور، جریان بی‌باری در همان سمت اندازه‌گیری می‌شود. اگر جریان بی‌باری کمتر از ۱۰ میلی آمپر باشد، اکیدا توصیه می‌شود که با افزایش ولتاژ تست، جریان اندازه‌گیری شده به بالاتر از ۱۰ میلی آمپر برسد.
- لازم است این آزمایش حداقل در تپ‌های اول، نامی و آخر انجام شود.
- توصیه می‌شود علاوه بر جریان بی‌باری، تلفات اکتیو و راکتیو بی‌باری نیز اندازه‌گیری شود.

از آنجایی که ولتاژ اعمالی، برابر با ولتاژ نامی ترانسفورماتور نمی‌باشد، لذا جریان اندازه‌گیری شده، جریان بی‌باری نمی‌باشد و درصدی از آن خواهد بود. لذا این آزمون باید در زمان راه‌اندازی ترانسفورماتور انجام شده و نتایج آن، ملاکی برای مقایسه با تست‌های بعدی باشد. در صورتی که نتیجه آزمون زمان راه‌اندازی موجود نباشد، نتایج اولین آزمون انجام شده، ملاکی برای مقایسه تست‌های بعدی می‌باشد.

نتایج آزمون در صورتی مطلوب می‌باشد که کلیه شرایط زیر برقرار باشد:

- اختلاف جریان دو ستون کناری (دو فاز U و W در سیم پیچ ستاره)، معمولا کمتر از ۱۰ درصد و برای فاز وسط تا ۳۰ درصد کمتر از دو فاز کناری است. (برای ترانسفورماتورهای پنج ستونه و زرهی الگوها متفاوت خواهند بود). در صورتیکه جریان کمتر از ۱۰ میلی آمپر باشد به دلیل خطای دستگاه ممکن است معیار ۱۰ درصد و ۳۰ درصد برقرار نباشد. در این حالت توصیه می‌شود:

  الف- با ترسیم روند تغییرات جریان بی‌باری بر حسب تپ، وضعیت طبیعی ترانسفورماتور کنترل شود.

  ب- خطای بین جریان‌های بی‌باری در ترانسفورماتورهای مشابه مد نظر قرار گیرد. در صورتیکه حدود خطاها یکسان باشد شرایط قابل قبول است. اما تفاوت فاحش بین ترانسفورماتورهای مشابه نیازمند بررسی بیشتر است.
- اختلاف بین جریان بی‌باری ترانسفورماتورهای تک فاز، معمولا کمتر از ۱۰ درصد است.
- اختلاف با نتایج آزمون قبلی همان ترانسفورماتور در شرایط یکسان (ولتاژ آزمون برابر)، کمتر از ۱۰ درصد باشد.

در صورتی که هر یک از شرایط فوق الذکر برقرار نباشد، ابتدا لازم است از حذف شدن شار پسماند هسته اطمینان حاصل شود. سپس آزمون جریان بی‌باری مجددا تکرار شود. در صورت عدم رعایت حدود فوق الذکر، لازم است بررسی‌های تکمیلی بر اساس سایر آزمون‌ها انجام شود. یکی از تست‌های مطلوب در این شرایط، اندازه‌گیری جریان بی‌باری با اعمال ولتاژ تکفاز با دامنه بالاتر می‌باشد که برای این منظور می‌توان از دستگاه اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) استفاده نمود. به عنوان نمونه در مرجع [٦] توصیه شده است که این آزمایش با ولتاژ تا مقدار ۱۰ کیلوولت انجام شود. همچنین آزمون تقسیم شار و مقایسه با نتایج پیشین نیز می‌تواند به شناخت بهتر مشکل کمک کند.

در شرایط زیر توصیه می‌شود که آزمایش اندازه‌گیری جریان بی‌باری از سمت اتصال مثلث انجام شود:

- جریان بی‌باری عبوری از سمت فشار قوی با اتصال ستاره به اندازه‌ای کوچک باشد که نتوان آن را با دقت مناسبی اندازه‌گیری کرد و نیاز باشد که آزمایش از سیم پیچ فشار ضعیف با اتصال مثلث

انجام شود.

- گروه برداری ترانسفورماتور بصورت Dyn باشد.
- احتمال وجود اتصال حلقه در سیم پیچ سمت ثانویه با اتصال مثلث وجود داشته باشد.

هنگام اندازه‌گیری جریان بی‌باری در ترانسفورماتور سالم، یکی از حالت‌های زیر اتفاق می‌افتد [٦]:

۱) جریان بی‌باری دو فاز کناری بیشتر از جریان بی‌باری فاز وسطی می‌باشد:

- در ترانسفورماتورهای فشارقوی Core Type سه ستونه
- در ترانسفورماتورهای فشارقوی Core Type (یا Shell Type) پنج ستونه با اتصال ثانویه به صورت مثلث

۲) جریان بی‌باری دو فاز کناری کمتر از جریان بی‌باری فاز وسطی می‌باشد:

- در ترانسفورماتورهای فشارقوی Core Type سه ستونه در صورتیکه اصول آزمون به درستی رعایت نشود.
- اگر نوترال سمت فشارقوی (اتصال Y) در دسترس نباشد.
- در صورتیکه در ترانسفورماتور با اتصال مثلث پایانه سوم، زمین (گارد) نشده باشد.
- در ترانسفورماتورهای قدرت Core Type چهار ستونه

۳) جریان بی‌باری سه فاز با یکدیگر برابر می‌باشد:

- در ترانسفورماتورهای فشارقوی Core Type یا Shell Type پنج ستونه بدون اتصال ثانویه به صورت مثلث

پ) حذف شار پسماند هسته

بعد از بی برق کردن ترانسفورماتور یا بعد از آزمون مقاومت سیم پیچ، ممکن است شار پسماند هسته در حدی باشد که خطای بزرگی را در نتایج برخی از آزمون‌های ترانسفورماتور ایجاد نماید. برای حذف شار پسماند هسته می‌توان از یک منبع ولتاژ مستقیم (DC) استفاده نمود. مراحل انجام این کار به شرح

زیر است:

- حذف شار پسماند با اعمال ولتاژ DC به سیم پیچ یک فاز انجام می‌شود. برای انتخاب این فاز توصیه می‌شود آزمون جریان بی‌باری با ولتاژ پایین (مثلا ۲۳۰ ولت) انجام شود و فازی انتخاب شود که جریان بی‌باری بیشتری دارد. در غیر اینصورت حذف شار پسماند از ساق وسط انجام شود.
- پس از اعمال ولتاژ DC به سیم پیچ، جریان به تدریج افزایش یافته و در مقدار مشخصی ثابت می‌شود که به آن جریان Im1 گفته می‌شود.
- پلاریته ولتاژ DC عوض می‌شود تا جریان به مقدار Im1 (با پلاریته عکس) برسد و زمان رسیدن به این حالت ثبت می‌شود (زمان T1).
- مجددا پلاریته ولتاژ DC برعکس شده و تا مدت 0.6*T1 به سیم پیچ اعمال می‌شود.
- عکس کردن پلاریته و اعمال ولتاژ به مدت ۰.٦ برابر مقدار قبلی حداقل تا ٤ مرتبه تکرار می‌شود.

در صورتی که این روش توسط دستگاه مناسب صورت پذیرد کلیه ملاحظاتی که باعث حذف شدن موثر شار پسماند می‌شود، بصورت خودکار لحاظ شده و می‌توان به نتایج تکرار پذیر دست یافت.

ت) آزمون تقسیم شار مغناطیسی

در این آزمون صحت مدار مغناطیسی هسته، کیفیت هسته چینی و سلامت آن، وضعیت هسته و وضعیت سلامت سیم‌پیچ‌ها از نظر اتصال حلقه در ترانسفورماتور سه فاز و راکتور فشارقوی بررسی می‌شود، چرا که وجود اتصال کوتاه در یک حلقه از سیم پیچ باعث اثرگذاری قابل توجه بر مسیر عبور شار می‌شود. نکات مرتبط با این آزمایش به شرح زیر است:

- پیش از انجام آزمایش لازم است شار پسماند هسته حذف شود.

- این آزمایش در یک تپ (تپی که بیشترین تعداد دور سیم‌پیچ در مدار باشد) انجام می‌شود. برای مقایسه اندازه‌گیری انجام شده با نتایج آزمایش‌های قبلی مناسب است که این آزمون در یک تپ مشخص (مثلا تپ شماره ۱۹) انجام شود.

- ولتاژ متناوب ۲۳۰ ولت به یک فاز از سیم‌پیچ فشار قوی اعمال شده و ولتاژ القایی در دو سیم پیچ دیگر اندازه‌گیری می‌گردد.

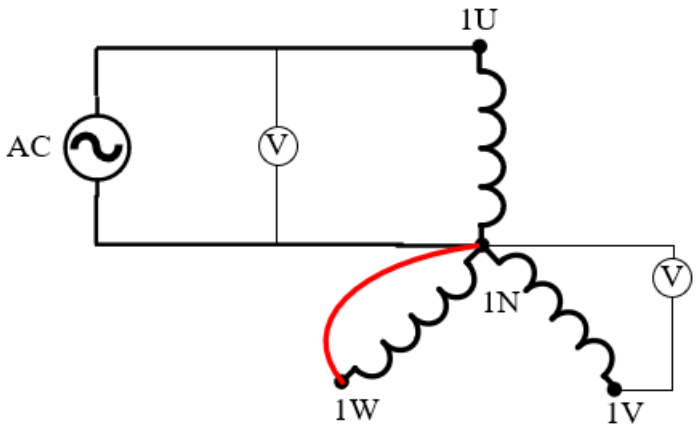
- در ترانسفورماتور سه ستونه می‌توان نتایج این آزمایش را بصورت زیر تحلیل نمود.

  - هنگامی که ولتاژ به ساق وسط اعمال می‌گردد، ولتاژ دو ساق دیگر باید تقریبا با یکدیگر برابر باشند. در صورتی که ولتاژ به یکی از ساق‌های جانبی اعمال شود، ولتاژ ساق وسط باید بیشتر از ساق سوم باشد. ضمن اینکه ولتاژ ساق وسط در دو آزمایشی که ولتاژ به سیم پیچ ساق کناری اعمال می‌شود، باید تقریبا برابر باشد.

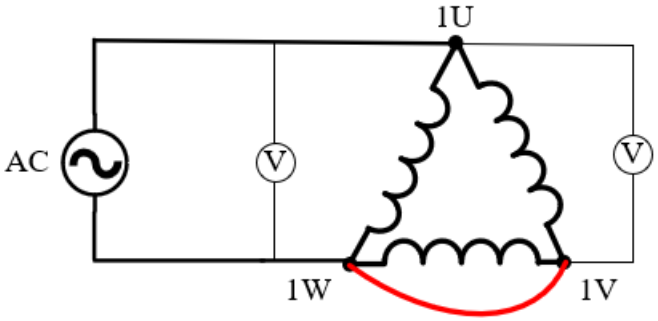
  - در صورتی که اتصال حلقه در یک سیم پیچ ایجاد شده باشد و ولتاژ از سیم پیچ دیگری اعمال شود، ولتاژ القایی در سیم پیچ معیوب به شدت کاهش می‌یابد (این ولتاژ در اتصال کوتاه مستقیم، تقریبا برابر با صفر است).

  - در صورتی که ترانسفورماتوری مشکوک به رخداد اتصال حلقه باشد، می‌توان برای اطمینان بیشتر از روش دیگری برای انجام این آزمون استفاده کرد. برای این منظور در حالتی که یکی از سیم پیچ‌ها اتصال کوتاه شده است، ولتاژ متناوب به یک فاز سیم‌پیچ فشار قوی اعمال شده و جریان عبوری از آن به همراه ولتاژ القایی در سیم پیچ سوم اندازه‌گیری می‌شود. این آزمایش برای هر سه فاز تکرار می‌شود، به این صورت که در هر تزریق به یک فاز، آزمایش دوبار و هر بار با اتصال کوتاه کردن یک فاز و اندازه‌گیری ولتاژ فاز دیگر انجام می‌شود. عبور جریان بالا از منبع ولتاژ در این

حالت (نسبت به آزمون‌های قبل و همچنین بصورت مقایسه‌ای در فازهـای مختلـف) بیانگر رخداد اتصال حلقه است. در این روش ولتاژ بیشتری به دو سر سیم پیچ سـوم اعمال شده و بهتر می‌توان به ضعف عایقی در سیم پیچ پی برد. مدار این آزمایش بـه طور نمونه در شکل (۱) آمده است.



(الف)



(ب)

شکل(۱) مدار آزمون تقسیم شار برای اطمینان از اتصالی حلقه در ترانسفورماتور با اتصال الف)ستاره ب)مثلث

- ممکن است اتصال حلقه سیم پیچ در ولتاژ پایین ایجاد نشود. در اینصورت مناسب است که این

آزمایش با ولتاژ حدود ۱۰ کیلوولت انجام شده و ولتاژهای سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور اندازه‌گیری شود. در این شرایط نیز وجود اتصال حلقه باعث کاهش قابل توجه ولتاژ القایی در ستونی می‌شود که سیم پیچ معیوب بر روی آن پیچیده شده است. البته باید به این نکته مهم توجه شود که ولت متر استفاده شده در سمت ثانویه در اثر اضافه ولتاژ نسوزد.

۲-۲-۶- آزمون گروه برداری

گروه برداری نحوه اتصالات داخلی ترانسفورماتور فشارقوی را نشان می‌دهد و بیانگر اختلاف فازی است که بین ولتاژ فشارقوی و فشارضعیف ترانسفورماتور ایجاد می‌شود. انجام این آزمایش در موارد زیر الزامی است و در سایر موارد در صورت نیاز و صلاحدید ناظر انجام می‌شود:

- در اولین بار انجام تست‌های راه‌اندازی در محل پست
- تعمیر ترانسفورماتور به نحوی که اتصالات داخلی آن باز شده باشد.
- بازکردن اتصالات ترانسفورماتورهای تکفاز برای تست‌های دوره‌ای و غیره

در صورت عدم استفاده از دستگاه تست خودکار برای انجام این آزمایش، می‌توان یک ترمینال از سیم‌پیچ‌های فشار قوی و فشار ضعیف را به هم متصل نمود (مثلا ترمینال‌های U و u) تا یک نقطه مشترک بین فشارقوی و فشارضعیف ایجاد گردد. سپس ولتاژ متناوب سه فاز ۳۸۰ ولت به هر سه فاز فشارقوی ترانسفورماتور اعمال شده و ولتاژ تمامی سرها نسبت به یکدیگر اندازه‌گیری می‌شود. با رسم نمودارهای مربوطه، گروه برداری ترانسفورماتور بدست می‌آید [۱۵]. ضمنا این آزمایش را می‌توان بصورت تکفاز نیز انجام داد که در دستگاه‌های تست خودکار انجام می‌شود.

۳-۲-۶- آزمون مقاومت دینامیکی تپ چنجر

به منظور ارزیابی وضعیت تپ چنجر نظیر مقاومت بالای محل اتصالات، مقدار مقاومت (های)

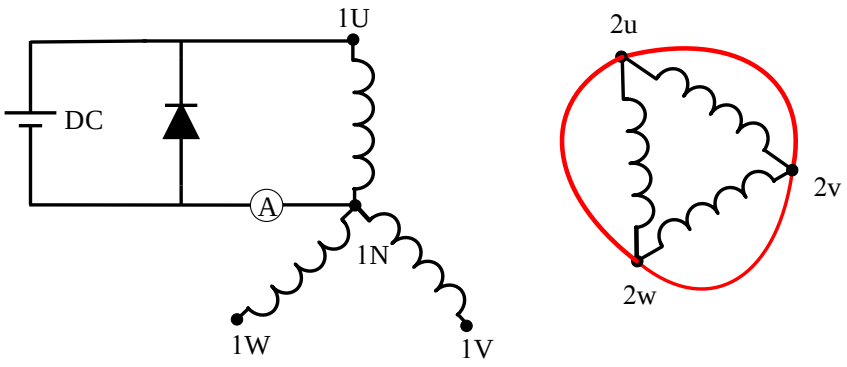
محدودکننده جریان، نوسان[۱] ایجاد شده در زمان کلیدزنی در دایورتر سوئیچ و مشکلات مکانیزم فرمان دایورتر سوئیچ از این آزمون استفاده می‌شود. برای این منظور متداول است که جریان گذرای عبوری از سیم پیچ تحت آزمون در طول دوره زمانی عملکرد دایورتر سوئیچ و تغییر تپ، اندازه‌گیری شده و تحلیل‌هایی بر روی شکل موج آن انجام شود. نکات مرتبط با این آزمایش به شرح زیر است:

- همانطور که در شکل (۲) مشاهده می‌شود، سیم پیچ سه فاز در سمتی که مجهز به OLTC[۲] نباشد، اتصال کوتاه شده و ولتاژ DC به یک فاز سیم‌پیچ مجهز به OLTC اعمال می‌شود؛ به نحوی که جریان عبوری از دستگاه تست بین ۵ تا ۱۰ آمپر باشد (مشروط به اینکه از ۱۰ درصد جریان نامی سیم پیچ تجاوز نکند) [۷].
- نیاز است که دستگاه تست بصورت خودکار، لحظه تغییر تپ را شناسایی کرده و به مدت حدود ۲۰۰ میلی ثانیه یا بیشتر که شامل زمان‌های قبل، حین و بعد از تغییر تپ توسط دایورتر سوئیچ باشد، جریان عبوری از مدار را نمونه برداری و ثبت کند.
- توصیه می‌شود که این آزمایش بر روی کلیه تپ‌ها انجام شود. ضمنا حداقل در یک تپ لازم است در جهت معکوس نیز این آزمایش انجام شود. در صورتی که به دلیل محدودیت‌های بهره‌برداری نیاز به کاهش تعداد دفعات انجام آزمایش باشد، لازم است این آزمایش بین تپ‌های نرمال تا دو تپ بالاتر از آن انجام شود (مثلا اگر تپ شماره ۱۰ بیانگر تپ نرمال باشد، باید آزمایش بین تپ‌های ۱۰ به ۱۱ و ۱۱ به ۱۲ انجام شود) و سپس آزمایش در یک تپ کاهشی نیز تکرار شود (یعنی از تپ ۱۲ به ۱۱).
- پس از انجام آزمایش در یک فاز لازم است این آزمون بر روی هر یک از دو فاز دیگر نیز به ترتیب با روش مشابه تکرار شود.
- روش اول برای تحلیل نتایج این آزمایش، مقایسه شکل موج جریان اندازه‌گیری شده در دوره زمانی تغییر تپ در یک سیم پیچ، با جریان دو سیم پیچ دیگر و همچنین با نتایج تست‌های اولیه (در تپ های مشابه) می‌باشد.

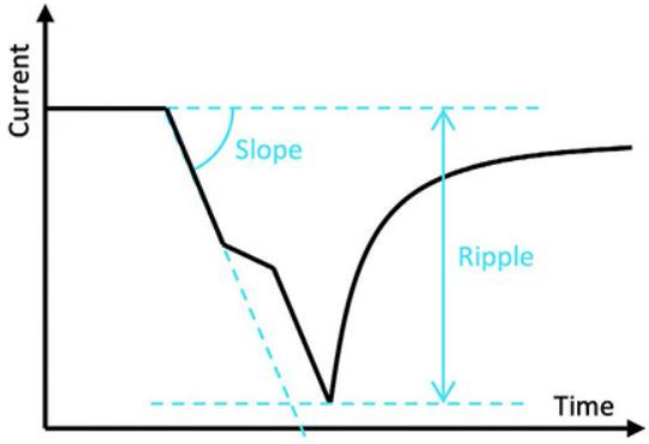
[۱] Bouncing
[۲] On-Load tap changer

- روش دوم برای ارزیابی نتایج آزمایش، محاسبه شاخص‌های Ripple و Slope است که مطابق شکل(۳) تعریف می‌شوند. این دو شاخص اولا بین فازهای مختلف و ثانیا با مقادیر بدست آمده از تست‌های قبلی (به ویژه آزمون راه اندازی) مقایسه می‌شود.

* تذکر: انجام آزمون مقاومت دینامیکی در صورت استفاده از راکتور در دایورتر سوئیچ به جای مقاومت‌های گذرا، توصیه نمی‌شود.



شکل(۲) مدار آزمون مقاومت دینامیکی تپ چنجر



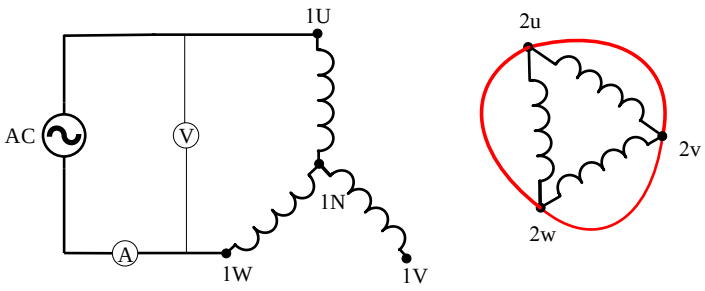
شکل (۳) شاخص‌های Ripple و Slope برای تحلیل نتایج آزمایش مقاومت دینامیکی تپ چنجر [۸]

۴-۲-۶- آزمون امپدانس اتصال کوتاه

در این آزمون، امپدانس اتصال کوتاه یا امپدانس درصد که به صورت درصدی از ولتاژ نامی بیان می‌گردد، اندازه‌گیری می‌شود. منظور از امپدانس اتصال کوتاه (uk%) این است که اگر سمت

فشارضعیف ترانسفورماتور اتصال کوتاه شود و به اندازه uk% ولتاژ نامی سمت فشارقوی، ولتاژ اعمال شود، جریان نامی از سیم پیچ فشارضعیف ترانسفورماتور عبور می‌کند. نکات مربوط به این آزمایش عبارتند از:

- لازم است ترمینال‌های سمت فشار ضعیف با هادی‌های ضخیم و با طول کم به هم وصل شود.
- از سمت فشار قوی، مطابق شکل(٤)، ولتاژ سینوسی بین دو فاز اعمال می‌شود. دامنه ولتاژ به نحوی تنظیم می‌شود که جریان عبوری از دستگاه تست برابر با حدود یک درصد جریان نامی سیم پیچ (معمولا مقداری بین ۲ تا ۱۰ آمپر) باشد.



شکل (٤) مدار اندازه‌گیری امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور سه فاز با منبع تک فاز

- مقدار فازوری ولتاژ اعمالی و جریان عبوری اندازه‌گیری می‌شود.
- این آزمایش دو بار دیگر با اعمال ولتاژ بین فازهای متفاوت تکرار شده و در نهایت، امپدانس اتصال کوتاه بر اساس رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$\%Z_{sc} = \frac{1}{60} \times \left(\frac{\overline{E_{12}}}{\overline{I_{12}}} + \frac{\overline{E_{13}}}{\overline{I_{13}}} + \frac{\overline{E_{23}}}{\overline{I_{23}}} \right) \times \frac{S_n}{Vn^2} \qquad (۱)$$

در رابطه بالا، ولتاژها و جریان‌های اندازه‌گیری شده به ترتیب بر حسب ولت و آمپر هستند. ضمنا S_n ظرفیت نامی ترانسفورماتور سه فاز بر حسب kVA و V_n ولتاژ نامی فاز به فاز (بر حسب kV) از سمتی است که اندازه‌گیری ولتاژ انجام شده است (معمولاً سمت فشار قوی). لازم است که دستگاه تست قادر به اندازه‌گیری اختلاف زاویه بین ولتاژ و جریان در هر آزمایش باشد تا بتوان مقدار مقاومت و راکتانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور را بصورت جداگانه تعیین نمود.

- نباید از نوترال ترانسفورماتور در این آزمون جریان عبور نماید. به عبارت دیگر در صورتی که

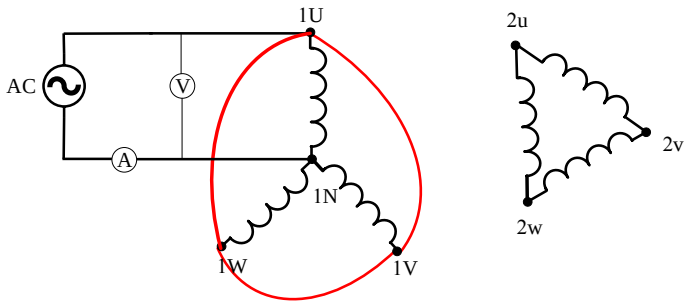
منبع ولتاژ از زمین ایزوله نباشد، باید اتصال نوترال ترانسفورماتور تحت آزمون را از زمین جدا کرد.

- این آزمون باید در زمان راه‌اندازی ترانسفورماتور، در تپ اول، تپ نامی و تپ انتهایی انجام شده و نتایج آن، ملاک برای مقایسه تست‌های بعدی باشد. در صورت عدم آزمون در زمان راه‌اندازی، نتایج اولین آزمون انجام شده ملاک برای مقایسه تست‌های بعدی می‌باشد. حداکثر اختلاف بین نتایج این آزمایش با آزمون‌های قبلی برابر با ۲ درصد است [۹].
- حداکثر مقدار مجاز اختلاف مقادیر اندازه‌گیری شده نسبت به مقادیر پلاک مشخصات نامی ترانسفورماتور برابر با ۳ درصد می‌باشد [٦].

مقدار امپدانس مولفه صفر ترانسفورماتور به منظور انجام مطالعات شبکه قدرت مورد نیاز است. بنابراین در زمان راه‌اندازی و یا اولین آزمون دوره‌ای لازم است این آزمون انجام شود. نکات مرتبط با این آزمون به شرح زیر است.

- مطابق شکل (۵) ترمینال‌های سه فاز سیم پیچ با اتصال ستاره به هم متصل شده و ولتاژ ۳۸۰ ولت ایزوله از زمین بین سیم‌پیچ‌های اتصال کوتاه شده و ترمینال نوترال اعمال می‌شود.

❖ تبصره: در خصوص ترانسفورماتور زمین ولتاژ به گونه‌ای انتخاب گردد که جریان عبوری از منبع به ۱۰ آمپر محدود گردد.



شکل(۵) مدار آزمون اندازه‌گیری امپدانس مولفه صفر

- مقدار فازوری ولتاژ اعمالی و جریان عبوری از منبع ولتاژ اندازه‌گیری می‌شود.
- امپدانس مولفه صفر بر اساس رابطه (۲) بدست می‌آید که در آن ولتاژ و جریان به ترتیب بر حسب ولت و آمپر هستند. با توجه به انجام محاسبات فازوری، مقدار مقاومت و اندوکتانس

باید از هم تفکیک شوند.

$$Z_0 = \frac{V_0}{3I_0} \qquad (۲)$$

- با استفاده از رابطه زیر، امپدانس درصد مولفه صفر ($U_0k\%$) محاسبه می‌شود

$$U_0k\% = \frac{Z_0}{(\frac{V_{L-L}^2}{S_n})} \times 100 \qquad (۳)$$

که:

Z_0 : امپدانس مولفه صفر اندازه‌گیری شده

V_{L-L} : ولتاژ نامی فاز به فاز مربوط به سیم پیچی که ولتاژ به آن اعمال شده است.

S_n : توان نامی ترانسفورماتور

- حداکثر انحراف مجاز نسبت به نتایج آزمایش قبلی برابر با ۲ درصد می‌باشد.

۵-۲-۶- آزمون مقاومت عایقی

در این آزمون، مقاومت عایقی بین سیم پیچ‌ها و مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها و تانک اندازه‌گیری می‌شود که بیانگر وضعیت عایق اصلی ترانسفورماتور (یا راکتور) است. برای انجام این آزمایش لازم است به موارد زیر توجه شود.

در این تست، لازم است کلیه اتصالات ترانسفورماتور ایزوله گردد.

- لازم است اتصالات مطابق جدول (۲) بسته شوند. مدار آزمایش برای یک ترانسفورماتور قدرت سه فاز دو سیم پیچه جهت اندازه‌گیری مقاومت‌های عایقی مختلف در شکل (٦) نشان داده شده است.
- لازم است که برای کاهش تعداد دفعات دپلاریزاسیون و افزایش دقت نتایج، از سیم گارد در مدار آزمایش استفاده شود.
- لازم است ترتیب انجام آزمون مقاومت عایقی مطابق جدول (۲) باشد. ضمنا در برخی مراحل

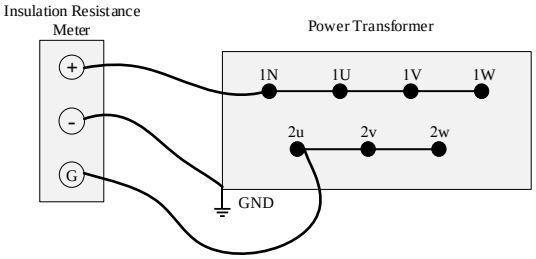
لازم است دپلاریزاسیون عایق انجام شود. برای این منظور کل سیم پیچ‌ها به هم وصل شده و به تانک ترانسفورماتور متصل می‌شود. این شرایط حداقل به میزان ٤ برابر مدت زمان اعمال ولتاژ یا مدت زمان به اشباع رسیدن مقدار مقاومت عایقی (هر کدام کمتر باشد)، استمرار می‌یابد تا عایق به میزان کافی دپلاریزه شود [۱۰].

- سطح بوشینگ‌ها قبل از انجام آزمون تمیز و خشک باشد.
- آزمایش در شرایطی انجام شود که رطوبت محیط مقدار نسبتا پایینی دارد و میزان آن در تحلیل نتایج منظور گردد.
- ولتاژ DC به عایق تحت آزمون اعمال شده و مقاومت عایقی در زمان‌های مختلف قرائت می‌شود.
- لازم است مقاومت عایقی در زمان‌های ۱۵ ثانیه و ٦۰ ثانیه اندازه‌گیری و ثبت شود. ضمنا در صورت لزوم باید آزمایش تا زمان ۱۰ دقیقه ادامه یافته و مقاومت عایقی حداقل در هر یک دقیقه یکبار اندازه‌گیری و ثبت شود.
- هنگام انجام آزمون اندازه‌گیری مقاومت عایقی، از برقرار بودن اتصال (همبندی) بین تانک، هسته و چارچوب نگهدارنده‌ی هسته اطمینان حاصل شود.

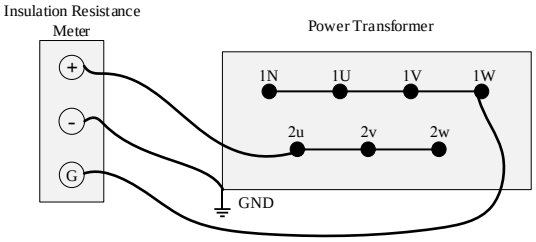
جدول(۲) نحوه اتصالات و ترتیب انجام آزمون مقاومت عایقی ترانسفورماتور قدرت [٦]

نوع ترانسفورماتور قدرت	ترتیب انجام تست	خروجی‌های مگا اهم متر			مقاومت عایقی اندازه‌گیری شده
		مثبت	منفی	اتصال گارد	
ترانسفورماتور قدرت دو سیم-پیچه	۱	HV	GND	LV	HV-GND
	۲	LV	GND	HV	LV-GND
	۳	مرحله دپلاریزاسیون عایق‌ها			
	٤	HV	LV	GND	HV-LV
ترانسفورماتور قدرت سه سیم-پیچه	۱	HV	GND	(LV+TV)	HV-GND
	۲	LV	GND	(HV+TV)	LV-GND
	۳	TV	GND	(HV+LV)	TV-GND
	٤	مرحله دپلاریزاسیون عایق‌ها			
	٥	HV	LV	(TV+GND)	HV-LV

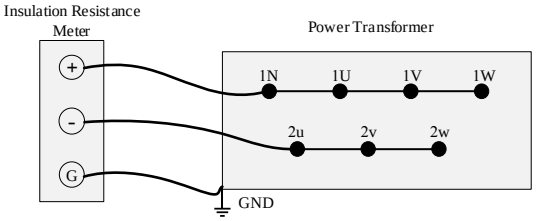
	٦	LV	TV	(HV+GND)	LV-TV
	٧	مرحله دپلاریزاسیون عایق‌ها			
	٨	HV	TV	(LV+GND)	HV-TV
اتوترانسفورماتور قدرت سه سیم‌پیچه	١	(HV+LV)	GND	TV	(HV+LV)-GND
	٢	TV	GND	(HV+LV)	TV-GND
	٣	مرحله دپلاریزاسیون عایق‌ها			
	٤	(HV+LV)	TV	GND	(HV+LV)-TV



(الف)



(ب)



(ج)

شکل(٦) مدار اندازه‌گیری مقاومت عایقی ترانسفورماتور دو سیم پیچه الف)HV-GND ب) LV-GND ج) HV-LV

- توصیه می‌شود ولتاژ اعمالی برای انجام این آزمایش مطابق توصیه سازنده ترانسفورماتور باشد.

در صورت عدم دسترسی به این اطلاعات، می‌توان این آزمایش را با ولتاژ ۵ کیلوولت انجام داد. لازم به ذکر است ولتاژ آزمون نباید از ولتاژ نامی سیم‌پیچ بیشتر باشد.

- ترجیحا آزمون باید در دمای ۲۰ درجه سانتیگراد انجام شود تا نیازی به اعمال ضریب تصحیح دما نداشته باشد یا اینکه آزمون‌های دوره‌ای در دمای نسبتا مشابه انجام شود تا قابل مقایسه با نتایج آزمون قبلی باشد.
- لازم است مقدار مقاومت عایقی در دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد محاسبه گردد. برای این منظور با توجه به دمای روغن، ضریب تصحیح دما مطابق جدول زیر بدست می‌آید. برای یافتن ضریب تصحیح دما در دماهای میانی از روش درون‌یابی استفاده گردد.

جدول (۳) ضریب تصحیح دما برای تصحیح مقادیر بدست آمده از آزمون مقاومت عایقی [۱۰]

دما (درجه سانتی گراد)	ضریب اصلاح برای ترانسفورماتورهای روغنی
-۱۰	۰/۱۲۵
-۵	۰/۱۸۰
۰	۰/۲۵
۵	۰/۳۶
۱۰	۰/۵۰
۱۵	۰/۷۵
۲۰	۱/۰۰
۲۵	۱/۴۰
۳۰	۱/۹۸
۳۵	۲/۸۰
۴۰	۳/۹۵
۴۵	۵/۶۰
۵۰	۷/۸۵
۵۵	۱۱/۲۰
۶۰	۱۵/۸۵
۶۵	۲۲/۴۰

۷۰	۳۱/۷۵

به عبارت دیگر با استفاده از رابطه زیر، مقدار مقاومت عایقی در دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد بدست می‌آید:

$$R' = R \times \alpha \qquad (۴)$$

که:

R' : مقاومت عایقی در دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد

R : مقاومت عایقی اندازه‌گیری شده

α : ضریب تصحیح دما بدست آمده از جدول ۳ می‌باشد.

- مقدار مطلوب برای مقاومت عایقی اندازه‌گیری شده در دمای ۲۰ درجه سانتیگراد یک دقیقه پس از شروع آزمایش این است که حائز شرایط زیر باشد. در غیر اینصورت توصیه می‌شود آزمون‌ها و بررسی‌های تکمیلی انجام شود.
  - انتظار می‌رود که مقدار مقاومت عایقی نسبت به نتایج آزمون قبلی، بیش از ۲۰ درصد کاهش نیافته باشد (مگر اینکه بالاتر از ۱۰ گیگا اهم باشد)
  - انتظار می‌رود در ولتاژ نامی ۱۳۲ کیلوولت و بالاتر، کمتر از یک گیگا اهم نباشد و در ولتاژ نامی ٦۳ کیلوولت و پایین تر کمتر از ۵۰۰ مگااهم نباشد [۹].
- در شرایط زیر لازم است اندازه‌گیری مقاومت عایقی تا مدت زمان ۱۰ دقیقه انجام شود:
  - در تست‌های راه اندازی
  - در تست‌های دوره‌ای یا عیب یابی که طولانی شدن زمان آزمون (اضافه شدن حدود یک ساعت به زمان انجام تست) عامل محدود کننده برای انجام آزمایش نباشد.
  - در صورتی که مقاومت عایقی در آزمون‌های قبلی در زمان بیشتر از ٦ دقیقه به حد نهایی می‌رسد.
- بر اساس مقادیر بدست آمده از مقاومت عایقی یکی از دو ضریب زیر استخراج می‌شود. این کار زمانی انجام می‌شود که مقاومت عایقی کمتر از حدود ۲۰ گیگا اهم باشد. بعلاوه این

شاخص‌ها در ترانسفورماتورهای نو کارایی ندارند.

- در صورت انجام آزمایش تا ۱۰ دقیقه، مقدار اندیس پلاریزاسیون (PI[۱]) بر اساس نسبت مقدار مقاومت‌های اندازه‌گیری شده در ۱۰ دقیقه به یک دقیقه محاسبه می‌شود. نحوه تفسیر این شاخص در جدول (٤) بیان شده است.
- در صورت انجام آزمایش تا یک دقیقه، ضریب جذب (AI[۲]) بر اساس نسبت مقدار مقاومت‌های اندازه‌گیری شده در یک دقیقه به ۱۵ ثانیه محاسبه می‌شود. نحوه تفسیر این شاخص در جدول (۵) بیان شده است.

جدول (٤) تفسیر اندیس پلاریزاسیون [٦]

مقدار شاخص پلاریزاسیون	وضعیت
کمتر از ۱	خطرناک
۱ تا ۱.۱	ضعیف
۱.۱ تا ۱.۲۵	بحث برانگیز
۱.۲۵ تا ۲	متوسط
بالای ۲	خوب

جدول (۵) تفسیر ضریب جذب [۱۰]

مقدار ضریب جذب	وضعیت
۱ تا ۱.۲۵	بحث برانگیز
۱.۲٦ تا ۱.٦	خوب
بالای ۱.٦	عالی

۶-۲-۶- آزمون مقاومت عایقی هسته

در این آزمون، مقاومت‌های عایقی بین تانک، چارچوب (فریم) و هسته ترانسفورماتور (و راکتور)

[۱] Polarization Index
[۲] Absorption Index

اندازه‌گیری می‌شود. در صورتی که اتصال هسته و چارچوب ترانسفورماتور و راکتور در دسترس باشد، ابتدا بایستی اتصالات چارچوب و هسته از زمین جدا شده و سپس مقاومت عایقی بین چارچوب و هسته، هسته به زمین و چارچوب به زمین با ولتاژ ۵۰۰ ولت به مدت ۱ دقیقه انجام گیرد. نحوه تفسیر آزمون مقاومت عایقی هسته به صورت زیر است:

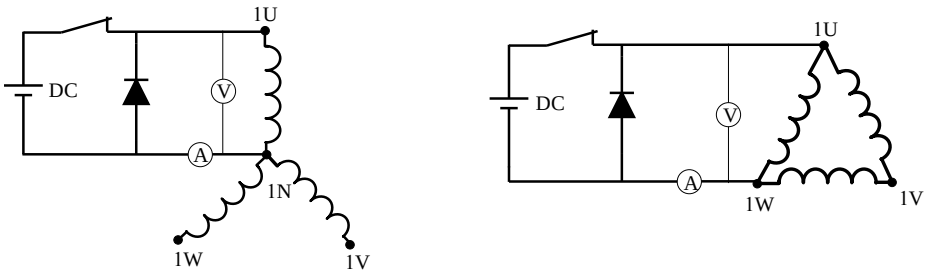
جدول(٦) تفسیر آزمون مقاومت عایقی هسته در دمای ۲۰ درجه سلسیوس [٦]

نوع ترانسفورماتور و راکتور	مقدار مقاومت عایقی	وضعیت
نو	بیشتر از ۵۰۰ مگااهم	عادی
کارکرده	بیشتر از ۱۰۰ مگااهم	عادی
	بین ۱۰ تا ۱۰۰ مگااهم	فرسایش عایقی
	کمتر از ۱۰ مگااهم	نیاز به بررسی بیشتر

۷-۲-۶- آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ

در این آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور اندازه‌گیری می‌شود و بر اساس نتیجه‌ی آزمون امکان بروز اتصالی در داخل ترانسفورماتور، اتصال حلقه در سیم پیچ، سست شدن اتصالات مسیر، خوردگی اتصالات و کنتاکت‌های تپ چنجر و دایورتر سوئیچ و وضعیت اتصالات سر بوشینگ‌ها بررسی می‌گردد. نکات مربوط به این آزمایش در ادامه بیان شده است.

- مدار آزمون مقاومت اهمی در سیم پیچ های ستاره و مثلث مطابق شکل زیر می‌باشد.



شکل(۷) مدار اندازه‌گیری مقاومت اهمی سیم پیچ

- لازم است جریان تزریقی به مدار آزمایش بیشتر از ۱.۲ برابر جریان بی‌باری باشد. توصیه می‌شود این آزمایش در جریان ۱۰ آمپر انجام شود و کمتر از ٦ آمپر نباشد.

- لازم است جریان تزریقی به مدار آزمایش بیش از ۱۰ درصد جریان نامی سیم‌پیچ نباشد تا باعث افزایش دمای هادی نشود.
- لازم است مدت زمان اعمال ولتاژ DC به سیم پیچ به اندازه‌ای باشد که جریان عبوری از مدار به مقدار نهایی خود برسد و تثبیت شود. در این حالت، ولتاژ دو سر سیم‌پیچ و جریان عبوری از آن ثبت شده و از تقسیم ولتاژ بر جریان، مقاومت اهمی سیم‌پیچ بدست می‌آید.
- از آنجایی که مقاومت اهمی سیم‌پیچ ترانسفورماتور در دمای ۷۵ درجه سانتی‌گراد بیان می‌گردد، لازم است مقاومت اندازه‌گیری شده توسط رابطه زیر به دمای ۷۵ درجه تبدیل گردد.

$$R_s = R_m \left(\frac{T_s + M}{T_m + M} \right) \qquad (۵)$$

که:

R_s : مقاومت تصحیح شده سیم‌پیچ در دمای T_s

R_m: مقاومت اندازه‌گیری شده در دمای T_m

T_s: دمای مرجع (معمولاً ۷۵ درجه سانتی‌گراد)

T_m : دمایی که مقاومت در آن اندازه‌گیری شده است (درجه سانتی‌گراد). این دما در ترانسفورماتوری که مدت زمان زیادی از مدار خارج است برابر با دمای محیط می‌باشد. در صورتی که دمای اندازه‌گیری شده توسط ترمومترهای روغن و سیم پیچ تقریبا برابر باشد، برابر با دمای اندازه‌گیری شده توسط ترمومتر روغن است. ضمنا اگر ترانسفورماتور کمتر از حدود سه ساعت از مدار خارج شده است، برابر با متوسط دمای اندازه‌گیری شده توسط ترمومترهای روغن و سیم پیچ است.

M : در صورتی که جنس سیم پیچ آلومینیومی باشد عدد ۲۲۵ و در هادی مسی، برابر ۲۳٤.۵ است.

- اصلاح دما در حالتی که ترانسفورماتور در حال سرد شدن است با خطای زیادی همراه خواهد بود و به همین دلیل استاندارد IEC 60076-1 تاکید می‌کند که اندازه‌گیری مقاومت اهمی سیم پیچ حداقل سه ساعت بعد از بی‌برق شدن ترانسفورماتور انجام شود تا هم‌دمایی به طور تقریبی در ترانسفورماتور ایجاد شده باشد [۱۱].

- لازم است این آزمایش در تمام تپ‌های ترانسفورماتور انجام شود. در زمان راه اندازی، تعمیرات دوره‌ای و عیب یابی (در صورتی که ممکن است عیب احتمالی مرتبط با سیستم تپ چنجر باشد)، لازم است اندازه‌گیری مقاومت یک بار در کلیه تپ‌ها به هنگام تغییر تپ در جهت بالارونده و یک بار در کلیه تپ‌ها در جهت پایین رونده انجام شود. ولی اگر زمان کافی برای انجام این آزمون وجود ندارد (در آزمون‌های دوره‌ای)، اندازه‌گیری مقاومت در کلیه تپ‌ها و در یک جهت انجام می‌شود.
- به منظور اطمینان از پیوستگی تپ چنجر، بایستی حین تعویض تپ، تزریق جریان ادامه پیدا کند و در صورتیکه نوسانات زیاد یا قطعی جریان مشاهده شود، بررسی‌های بیشتری با انجام آزمون مقاومت دینامیکی تپ چنجر صورت بگیرد.
- در صورتی که آزمون با باتری انجام می‌شود، لازم است آمپر–ساعت باتری حداقل ٦٠ باشد.
- در صورتی که آزمون با دستگاه الکترونیکی انجام می‌شود، به منظور کاهش اثر خطای دستگاه تست لازم است پس از اینکه جریان عبوری از مدار تقریبا ثابت شد، مقاومت در طول مدت زمان حدود ۱۰ ثانیه بصورت پیوسته اندازه‌گیری شود. در صورتی که اختلاف بین بیشترین و کمترین مقدار مقاومت در این مدت تقسیم بر مقدار متوسط آن (Deviation)، کمتر از ۰.۳ درصد باشد، نتیجه آزمون معتبر بوده و مقاومت سیم پیچ برابر با مقدار متوسط در این دوره زمانی در نظر گرفته می‌شود [۸].
- به منظور عیب‌یابی بهتر و انجام مقایسه راحت‌تر توصیه می‌شود نتایج آزمون در تمام تپ‌ها و در هر سه فاز بر روی گراف نشان داده شود. همچنین مشابه آزمون مقاومت دینامیکی تپ چنجر، در این حالت نیز در صورت استفاده از دستگاه تست باید مقادیر Ripple و Slope گزارش شوند تا در صورت عدم پیوستگی تپ چنجر نسبت به تعمیر به موقع آن اقدام شود.
- اگرچه نتیجه مطلوب اختلاف مقادیر اندازه‌گیری شده با مقادیر آزمون کارخانه‌ای تا ۱ درصد می‌باشد ولی اختلاف تا ۵ درصد نیز مجاز می‌باشد. همچنین حداکثر مقدار اختلاف مجاز بین فازهای مختلف برابر ۳ درصد است. ضمنا حداکثر اختلاف نسبت به تست‌های قبلی حداکثر ۳ درصد می‌باشد [٦ و٩].
- برای تشخیص اتصالات نامناسب در محل بوشینگ یا تپ چنجر یا تشخیص اتصال کوتاه شدن

سیم پیچ لازم است به روند تغییرات (trend) مقدار مقاومت سیم پیچ یک فاز و اختلاف آن با سایر فازها در تست‌های انجام شده در دوره‌های زمانی مختلف توجه شود. برای تحقق این نیازمندی لازم است اندازه‌گیری مقاومت اهمی سیم پیچ با دقت بالایی انجام شود (مطابق پیوست الف).

- برای جلوگیری از آسیب به ترانسفورماتور و شبکه، پیشگیری از عملکرد نابجای رله‌های حفاظتی و همچنین کاهش خطا در نتایج برخی از آزمایش‌های ترانسفورماتور، **لازم است بعد از انجام این آزمایش، شار پسماند هسته ترانسفورماتور حذف شود تا جریان هجومی بزرگی در زمان برقدار کردن ترانسفورماتور ایجاد نشود.**
- لازم است مقدار مقاومت اندازه‌گیری شده در هر تپ بر روی یک نمودار رسم شود.

۸-۲-۶- آزمون ضریب تلفات عایقی[۱] (تانژانت دلتا) و اندازه‌گیری ظرفیت خازنی سیم‌پیچ‌ها

در این آزمون ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بین سیم‌پیچ‌ها و تانک ترانسفورماتور اندازه‌گیری می‌شود. نکات مربوط به این آزمایش به شرح زیر است:

- مدار این آزمون برای حالت‌های مختلف در یک ترانسفورماتور دو سیم پیچه در شکل (۸) نمایش داده شده است.
- حالت های مختلف آزمون و همچنین پارامترهای اندازه‌گیری شده در جدول (٦) آمده است.

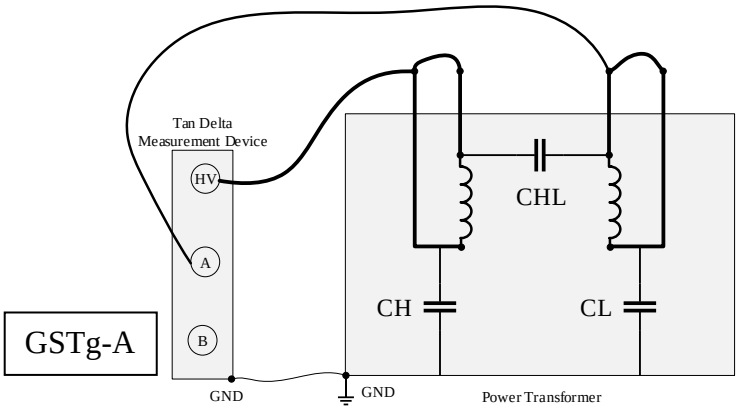
جدول(٦) توضیح حالت های مختلف آزمون ضریب تلفات عایقی

حالت آزمون / پارامتر اندازه‌گیری شده	توضیح
UST	Ungrounded Specimen Test در این حالت اندازه‌گیری جریان بین دو ترمینال زمین نشده انجام می‌شود.

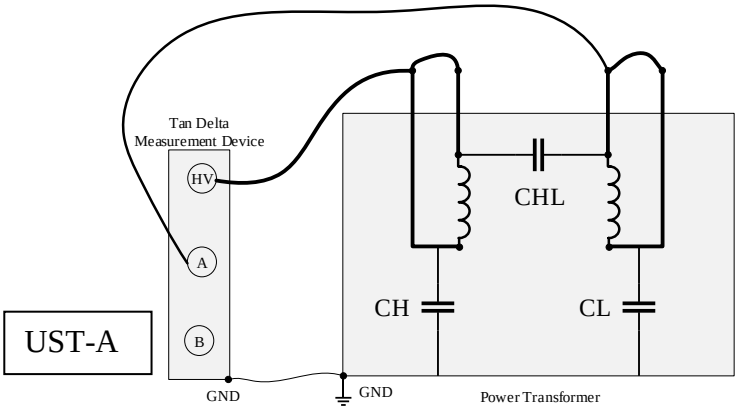
[۱] Dissipation Factor

GST	Geounded Specimen Test در این حالت اندازه‌گیری جریان از ترمینال یا بدنه زمین شده تجهیز انجام می‌شود.
CH	ظرفیت خازنی بین سیم پیچ فشارقوی و تانک ترانسفورماتور
CL	ظرفیت خازنی بین سیم پیچ فشارضعیف و تانک ترانسفورماتور
CHL	ظرفیت خازنی بین سیم پیچ های فشارقوی و فشارضعیف ترانسفورماتور

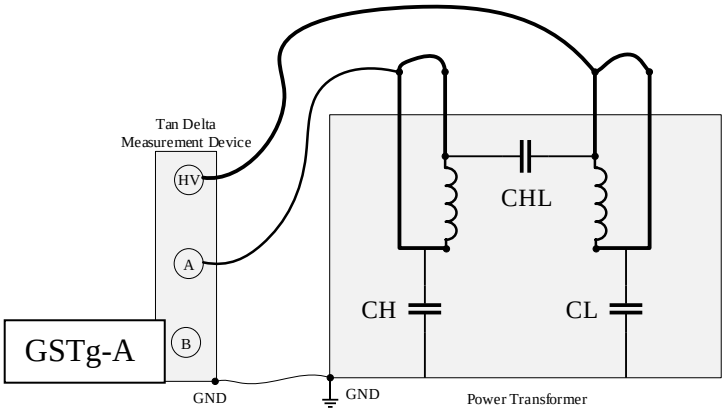
- لازم است از خشک و تمیز بودن سطح بوشینگ‌های ترانسفورماتور اطمینان حاصل شود. بعلاوه لازم است محل اتصال کلمپ‌های دستگاه به ترمینال‌های ترانسفورماتور و زمین عاری از آلودگی، زنگ زدگی و رنگ باشد.
- این آزمون نباید در هوای نمناک که باعث ایجاد رطوبت در سطح بوشینگ می‌شود انجام گردد. در صورتیکه اختلاف نتایج آزمون با ولتاژهای ۲ و ۱۰ کیلوولت زیاد باشد (به جز بوشینگ‌های RBP) یا ضریب تلفات عایقی نسبت به دوره زمانی قبلی بالاتر باشد لازم است از تکنیک گارد کردن استفاده شود. برای این منظور اتصال مناسبی (ترجیحا با هادی فویلی) در بشقاب دوم یا سوم کلیه بوشینگ‌ها در زیر ترمینال فشار قوی ایجاد شده و به ترمینال گارد دستگاه تست وصل می‌گردد.
- پس از بی برقی ترانسفورماتور و راکتور، تمامی اتصالات (شامل فازها و نوترال) را باز نموده و سپس تمامی ترمینال‌های یک سیم‌پیچ به یکدیگر متصل می‌شوند.



(الف)



(ب)



(پ)

شکل(۸) مدار اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی ترانسفورماتور دو سیم پیچه برای اندازه‌گیری خازن‌های الف) CH ب) CHL پ) CL

- اتصالات مختلف این تست برای راکتور شنت و همچنین ترانسفورماتورهای دو سیم‌پیچه و سه سیم‌پیچه به ترتیب در جداول (۷) تا (۹) نشان داده شده است که در آن‌ها منظور از خروجی، پروب ولتاژ بالای دستگاه تست است. ضمنا منظور از IN A و IN B، ورودی‌های اندازه‌گیری دستگاه تست است.
- در ترانسفورماتور دو سیم پیچه آزمون در مد GST برای اطمینان از صحت اندازه‌گیری‌ها انجام می‌شود. برای این منظور باید اختلاف مقدار ظرفیت خازنی بدست آمده از آزمون در مدهای GST و GSTg-A کمتر از ۵ درصد نسبت به خازن بدست آمده در مد UST-A اختلاف داشته باشد. قاعده مشابهی نیز برای ترانسفورماتور سه سیم پیچه استفاده شده است.
- لازم است زمین دستگاه تست مستقیما به زمین ترانسفورماتور وصل باشد. برای این منظور بایستی ابتدا هرگونه زنگ زدگی و آلودگی روی محل اتصال به زمین با فرچه فلزی تمیز شود.
- ولتاژ اعمالی برای انجام این آزمایش برابر با ۱۰ کیلوولت است (مگر اینکه ولتاژ نامی سیم پیچ تحت آزمون کمتر از این مقدار باشد که در اینصورت آزمایش با ولتاژ نامی انجام می‌شود).

تذکر: جهت حصول اطمینان از عدم وجود اشکال در مدار آزمون، ابتدا آزمون در ولتاژ ۲ کیلوولت انجام شده و نتایج ثبت و سپس آزمایش در ولتاژ ۱۰ کیلوولت تکرار می‌شود.

جدول(۷) نحوه اتصالات آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) در راکتور شنت [٦]

شماره آزمون	خروجی‌های دستگاه اندازه‌گیری خازن و ضریب تلفات عایقی			خازن اندازه‌گیری شده
	ولتاژ	IN A	IN B	
۱	HV	-	-	CH

جدول(۸) نحوه اتصالات آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) در ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه [٦]

شماره آزمون	خروجی‌های دستگاه اندازه‌گیری خازن و ضریب تلفات عایقی				خازن و ضریب تلفات عایقی متناظر اندازه‌گیری شده
	ولتاژ	IN A	IN B	Mode	
۱	HV	LV	-	UST-A	CHL
۲	HV	LV	-	GSTg-A	CHG
*۳	HV	LV	-	GST	CHG+CHL
٤	LV	HV	-	UST-A	CHL
٥	LV	HV	-	GSTg-A	CLG
*٦	LV	HV	-	GST	CLG+CHL
*این آزمون‌ها برای کنترل صحت اندازه‌گیری انجام می‌شوند که در زیر توضیح داده شده است.					
کنترل آزمون	محاسبه اختلاف ظرفیت خازنی در تست‌های زیر				مقدار مطلوب ظرفیت خازنی محاسبه شده
۱	Test3-Test2				CHL
۲	Test6-Test5				CHL

جدول(۹) نحوه اتصالات آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) در ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه [٦]

شماره آزمون	خروجی‌های دستگاه اندازه‌گیری خازن و ضریب تلفات عایقی				خازن و ضریب تلفات عایقی متناظر اندازه‌گیری شده
	ولتاژ	IN A	IN B	Mode	
۱	HV	LV	TV	GSTg-A+B	CHG
۲	HV	LV	TV	UST-A	CHL
۳	HV	LV	TV	UST-B	CHT
*٤	HV	LV	TV	GST	CHG+CHL
٥	LV	HV	TV	GSTg-A+B	CLG
٦	LV	HV	TV	UST-A	CHL
۷	LV	HV	TV	UST-B	CLT
*۸	LV	HV	TV	GST	CLG+CLT
۹	TV	HV	LV	GSTg-A+B	CTG
۱۰	TV	HV	LV	UST-A	CHT

۱۱	TV	HV	LV	UST-B	CLT
۱۲*	TV	HV	LV	GST	CTG+CHT

*این آزمون‌ها برای کنترل صحت اندازه‌گیری انجام می‌شوند که در زیر توضیح داده شده است.

کنترل آزمون	محاسبه اختلاف ظرفیت خازنی در تست‌های زیر	مقدار مطلوب ظرفیت خازنی محاسبه شده
۱	Test4-Test1	CHL
۲	Test8-Test5	CLT
۳	Test12-Test9	CHT

- مقدار ضریب تلفات عایقی به دمای عایق و رطوبت آن وابسته است. از این رو توصیه می‌شود که این آزمون در شرایطی انجام شود که دمای عایق تقریبا با دمای آزمون قبلی یکسان باشد تا امکان مقایسه مقادیر بدست آمده وجود داشته باشد.
- در صورتی که رطوبت موجود درعایق کم باشد (مانند ترانسفورماتور با طول عمر کم)، می‌توان از جدول (۱۰) برای تبدیل مقادیر آزمون ضریب تلفات عایقی به مقدار معادل آن در دمای ۲۰ درجه استفاده کرد. برای یافتن ضریب تصحیح دما در دماهای میانی از روش درون‌یابی استفاده گردد.

جدول(۱۰) ضریب تصحیح دما برای تصحیح مقادیر بدست آمده از آزمون تانژانت دلتا

دما (درجه سانتیگراد)	ضریب تصحیح (β)
۱۰	۱.۲۵
۱۵	۱.۱۱
۲۰	۱
۲۵	۰.۸۹
۳۰	۰.۸
۳۵	۰.۷۱
٤۰	۰.٦٤
٤۵	۰.۵۷
۵۰	۰.۵۱

۵۵	۰.۴۶
۶۰	۰.۴۱
۶۵	۰.۳۷
۷۰	۰.۳۳

با استفاده از رابطه زیر، مقدار ضریب تلفات عایقی در درجه حرارت ۲۰ درجه سانتی‌گراد بدست می‌آید:

$$\tan_{20} = \beta \times \tan_{meas} \qquad (۶)$$

که:

$\tan_{20}$: ضریب تلفات عایقی در درجه حرارت ۲۰ درجه سانتی‌گراد

$\tan_{meas}$: ضریب تلفات عایقی اندازه‌گیری شده در دمای T

β: ضریب تصحیح دما بدست آمده از جدول ۱۰ می‌باشد.

- نتیجه آزمون ضریب تلفات عایقی باید با آزمون انجام شده در کارخانه سازنده (انجام شده با شرایط فوق‌الذکر) مقایسه شود. ضمنا انجام این آزمایش در زمان نصب و راه اندازی ترانسفورماتور و راکتور الزامی است تا به عنوان مقدار مرجع در آزمون‌های آتی استفاده شود.
- در صورت عدم وجود آزمون کارخانه‌ای یا راه‌اندازی شرط کفایت عایقی ترانسفورماتور این است که مقدار مطلق ضریب تلفات عایقی کمتر از حدود مشخص شده در جدول زیر باشد.

جدول(۱۱) بیشینه حد ضریب تلفات عایقی برای ترانسفورماتورهای فشارقوی نو و در حال بهره‌برداری در دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد [٦]

نوع عایق	محدوده ولتاژی	بیشینه حد ضریب تلفات عایقی برای ترانسفورماتورهای فشارقوی نو (٪)	بیشینه حد ضریب تلفات عایقی برای ترانسفورماتورهای فشارقوی در حال بهره‌برداری (٪)
روغن معدنی	<230 kV	۰.۵	۱
روغن معدنی	≥230 kV	۰.٤	۱
استر	کلیه ترانسفورماتورهای فشارقوی	۱	۱

- لازم است روند تغییرات (Trend) مقدار تانژانت دلتای اندازه‌گیری شده از عایق‌های مختلف ترانسفورماتور رسم شود تا میزان رشد این پارامتر در طول عمر ترانسفورماتور و نسبت به مقادیر قبلی مورد مطالعه قرار گیرد. ضمناً با اندازه‌گیری رشد آن نسبت به مقدار بدست آمده در دوره قبل، بر اساس جدول (۱۲) تصمیم گیری می‌شود.
- مناسب است میزان افزایش ضریب تلفات عایقی در یک سال به ۰.۰۲ درصد محدود شود. بعلاوه ۰.۰۱ درصد نیز به عنوان مقدار مجاز عدم قطعیت دستگاه اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی (مطابق پیوست الف) و ۰.۰۲ درصد به عنوان خطای مدار و ضریب تصحیح دما به آن اضافه می‌شود. بنابراین چنانچه دوره انجام آزمایش ضریب تلفات عایقی بین یک تا چهار سال باشد، مقدار مجاز رشد ضریب تلفات عایقی که در جدول پایین از آن استفاده می‌شود، به ترتیب برابر با ۰.۰۵، ۰.۰۷، ۰.۰۹ و ۰.۱۱ درصد است. مثلا در صورتی که تانژانت دلتای سیم پیچ فشار قوی به زمین یک ترانسفورماتور در سال گذشته برابر با ۰.۵ درصد بوده، در سال جاری حداکثر مقدار مجاز ضریب تلفات عایقی برابر با ۰.۵۵ درصد می‌باشد (یعنی رشد مجاز آن برابر با ۰.۰۵ درصد است). بعلاوه به منظور بررسی رشد ضریب تلفات عایقی باید به موارد زیر نیز توجه شود:

- این آزمون در شرایطی انجام شود که دمای سیم پیچ و روغن به تعادل نسبی رسیده و تقریبا برابر با مقدار دما در آزمون دوره قبل باشد.
- به صحت مدار آزمایش، بازکردن اتصالات ترانسفورماتور از تجهیزات مجاور آن نظیر برقگیر و غیره، تمیز و محکم بودن اتصالات دستگاه تست به ترمینال‌های ترانسفورماتور و تمیز بودن سطح بوشینگ‌ها (یا گارد کردن آن‌ها) توجه شود.
- در صورتی که اختلاف دمای روغن ترانسفورماتور نسبت به دوره زمانی قبلی بیش از ۱۰ درجه است، دقت اصلاح نتایج ضریب تلفات عایقی بر حسب دما به اندازه‌ای نیست که بتوان از حدود فوق برای مقایسه رشد ضریب تلفات عایقی استفاده کرد. در غیر اینصورت ابتدا از ضریب تصحیح دما استفاده شده و سپس میزان تغییر ضریب تلفات عایقی محاسبه شود.

جدول (۱۲) تصمیم‌گیری بر اساس مقایسه میزان افزایش ضریب تلفات عایقی نسبت به نتایج دوره زمانی قبلی با مقدار مجاز رشد

میزان افزایش ضریب تلفات عایقی در مقایسه با دوره زمانی قبلی	**وضعیت عایق ترانسفورماتور**
کمتر از مقدار مجاز	نرمال
رشد بین ۱ تا ۱.۵ برابر مقدار مجاز رشد	در صورت تکرار در دو دوره متوالی، دوره زمانی آزمون ضریب تلفات عایقی بین نصف تا دو سوم دوره زمانی متداول تغییر یابد.
رشد بین ۱.۵ تا ۲ برابر مقدار مجاز رشد	دوره زمانی تکرار آزمون ضریب تلفات عایقی بین نصف تا دو سوم دوره زمانی متداول تغییر یابد.
بین ۲ تا ۲.۵ برابر مقدار مجاز رشد	دوره زمانی تکرار آزمون ضریب تلفات عایقی به یک سوم تا نصف دوره زمانی متداول تغییر یابد. ضمنا پس از انجام آزمون‌های تکمیلی (آزمون بوشینگ، رطوبت محلول در روغن و غیره)، در صورت نیاز سرویس شود.
بیش از ۲.۵ برابر مقدار مجاز رشد	نیازمند فوری به بررسی تکمیلی و سرویس (نظیر خشک کردن عایق)

- وضعیت ترانسفورماتور بر اساس مقدار ظرفیت خازنی اندازه‌گیری شده در جدول زیر آورده شده است.

جدول(۱۳) وضعیت ترانسفورماتور قدرت بر اساس مقدار ظرفیت خازنی اندازه‌گیری شده [٦]

تغییرات نسبت به مقدار مرجع	وضعیت
کمتر از ۵ درصد	شرایط عادی
بین ۵ تا ۱۰ درصد	بررسی علت موضوع
بیشتر از ۱۰ درصد	عدم برقداری ترانسفورماتور و بررسی دقیق موضوع

۹-۲-۶- آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) و اندازه‌گیری ظرفیت خازنی بوشینگ

در این آزمون ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بوشینگ‌های خازنی فشار قوی اندازه‌گیری می‌شود. برای انجام این آزمون باید ترانسفورماتور و راکتور فشارقوی را بی‌برق نموده و مطابق با مراحل زیر به انجام آزمون اقدام نمود:

۱)ابتدا باید از خشک و تمیز بودن سطح بیرونی مقره‌های بوشینگ اطمینان حاصل نمود. لذا با استفاده از دستمال مناسب، مقره‌های بوشینگ تمیز می‌گردد. لازم به ذکر است این آزمون نباید در هوای نمناک با رطوبت بالا انجام گیرد.

۲)برای اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بوشینگی که روی ترانسفورماتور نصب شده است، بایستی هر سه فاز به همراه نوترال (در صورت وجود) به هم وصل شوند. این اتصال باید روی هر سیم پیچ انجام شود. یعنی سه فاز و نوترال سمت فشارقوی به هم، سمت فشار ضعیف به هم و سمت ثالثیه نیز باید به هم وصل شوند. همچنین بوشینگ‌های روی هر سیم پیچی که تست می‌شوند، بقیه سیم پیچ‌ها باید زمین شوند. به عنوان مثال اگر بوشینگ 1U از سیم پیچ فشارقوی تست می‌شود، اولا به 1V و 1W (و 1N در صورت وجود) وصل است و ثانیه 2u، 2v و 2w (و 2n در صورت وجود) به هم وصل شده و زمین می‌شوند (بوشینگ‌های ثالثیه نیز در صورت وجود به هم وصل و زمین می‌شوند). در تست بوشینگ‌های سایر سیم پیچ‌ها نیز به همین ترتیب عمل می‌شود [١٦].

۳)اتصالات مختلف به منظور اندازه‌گیری ظرفیت خازنی C1 و تانژانت دلتای مربوطه به شرح زیر است (شکل ۹ الف):

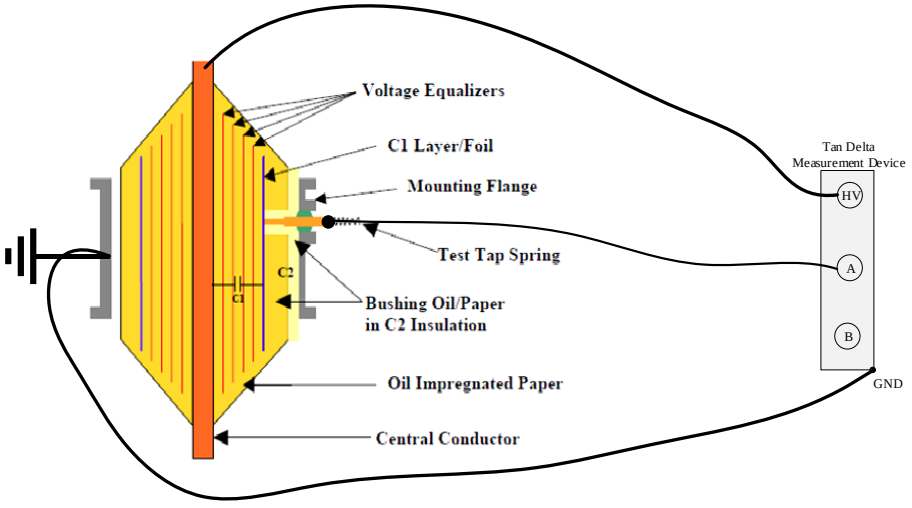
- اتصال ترمینال فشار قوی دستگاه اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی به ترمینال فشار قوی بوشینگ

- اتصال ترمینال فشار ضعیف دستگاه به تست تپ بوشینگ
  - ❖ نکته مهم: درپوش تست تپ می‌بایست پس از انجام آزمون به طور کامل بسته شود.
- دستگاه ضریب تلفات عایقی در حالت UST قرارداده می‌شود. در این حالت لازم است اتصال ترمینال اولیه بوشینگ از سایر تجهیزات شبکه جدا گردد. ضمنا این آزمون با اعمال ولتاژ ۱۰ کیلوولت انجام می‌گردد.

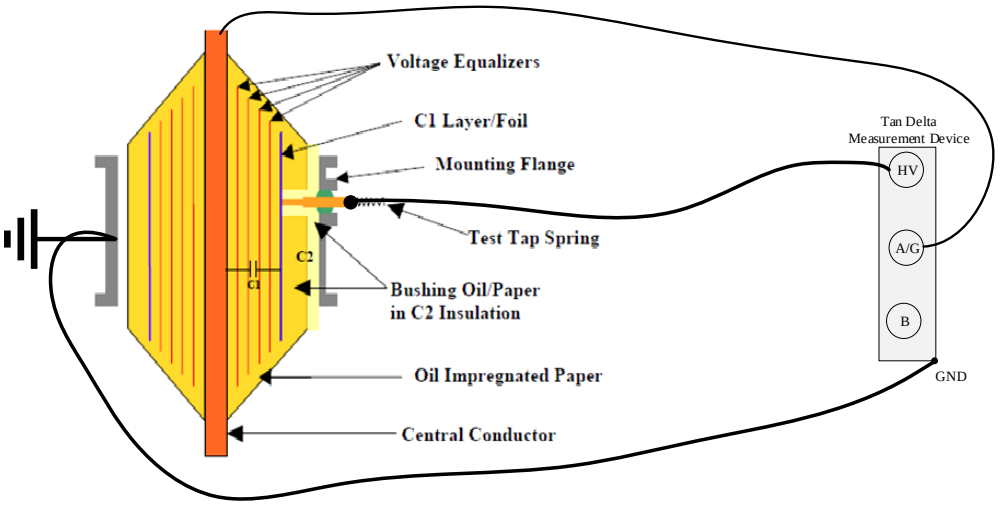
٤)اتصالات مختلف به منظور اندازه‌گیری ظرفیت خازنی C2 و تانژانت دلتای مربوطه به شرح زیر است (شکل ۹ ب):

- اتصال ترمینال فشار قوی دستگاه اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی به تست تپ بوشینگ
- اتصال ترمینال گارد دستگاه تست به مغزی بوشینگ
- دستگاه اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی در حالت GST-g قرارداده می‌شود. ضمنا این آزمون باید با ولتاژی انجام شود که توسط تست تپ قابل تحمل باشد (معمولاً کمتر از ۱ کیلوولت).

مدار این آزمون به منظور اندازه‌گیری عایق‌های C1 و C2 به صورت شکل زیر است.



(الف)



(ب)

شکل(۹) مدار اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بوشینگ الف)خازن C1 ب) خازن C2

ضریب تلفات عایقی به دمای عایق و رطوبت آن وابسته است. از این رو توصیه می‌شود که این آزمون در شرایطی انجام گردد که دمای عایق تقریبا با دمای آزمون قبلی یکسان باشد تا امکان مقایسه مقادیر بدست آمده وجود داشته باشد.

از آنجایی که مقدار ضریب تلفات عایقی باید در دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد محاسبه شود، لذا با توجه به اطلاعات سازنده بوشینگ، باید اقدام به یافتن مقدار ضریب تلفات عایقی در دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد نمود.

با استفاده از رابطه زیر، مقدار ضریب تلفات عایقی در درجه حرارت ۲۰ درجه سانتی‌گراد بدست می‌آید:

$$\tan_{20} = \beta \times \tan_{meas} \qquad (۷)$$

که:

$\tan_{20}$: ضریب تلفات عایقی در درجه حرارت ۲۰ درجه سانتی‌گراد

$\tan_{meas}$: ضریب تلفات عایقی اندازه‌گیری شده در دمای T

β: ضریب تصحیح دما بدست آمده از اطلاعات سازنده بوشینگ می‌باشد.

برای ضرایب تصحیح می‌توان براساس نوع بوشینگ از جدول زیر استفاده کرد [۱۲]. دمای بوشینگ بایستی توسط دوربین حرارتی اندازه‌گیری شود. در غیر اینصورت باید صبر کنید تا بوشینگ با محیط هم دما شود و سپس دمای محیط را لحاظ کنید.

جدول (۱٤) ضرایب تصحیح ضریب تلفات عایقی با دما براساس نوع بوشینگ [۱۲]

Temperature [°C]	Bushing			
	RIP	OIP	RBP	RIS
0	0.912	0.87	0.62	0.66
10	0.97	0.94	0.8	0.83
20	1	1	1	1
30	1.10	1.04	1.18	1.25
40	1	1.06	1.25	1.39
50	0.97	1.05	1.16	1.47
60	0.92	1.02	0.97	1.43
70	0.85	0.97	0.76	1.25
80	0.76	0.90	0.60	1.04
90	0.65	0.83	0.46	0.86

نتیجه آزمون ضریب تلفات عایقی باید با آزمون انجام شده در کارخانه سازنده (انجام شده با شرایط فوق‌الذکر) مقایسه شود. ضمنا انجام این آزمایش در زمان نصب و راه اندازی ترانسفورماتور و راکتور فشارقوی الزامی است تا به عنوان مقدار مرجع در تست‌های آتی استفاده شود.

چنانچه توصیه سازنده بوشینگ وجود نداشته باشد، شرط کفایت عایقی بوشینگ این است که شرایط زیر برقرار باشد. در صورتی که هر یک از آن‌ها رعایت نشود، باید نسبت به بررسی تکمیلی و در صورت

نیاز تعویض بوشینگ اقدام شود.

- مقدار مطلق ضریب تلفات عایقی خازن C1 و میزان رشد آن نسبت به نتایج آزمون‌های کارخانه‌های یا راه اندازی (در صورت وجود)، کمتر از حدود مشخص شده در جداول (۱۶) و (۱۷) باشد.
- مناسب است میزان افزایش تانژانت دلتای بوشینگ OIP یا RIP در یک سال به ۰.۰۲ درصد و بوشینگ RBP در یک سال به ۰.۰۶ درصد محدود شود. بعلاوه ۰.۰۱ درصد نیز به عنوان مقدار مجاز عدم قطعیت دستگاه تست ضریب تلفات عایقی (مطابق پیوست الف) و ۰.۰۲ درصد به عنوان خطای مدار و ضریب تصحیح دما به آن اضافه می‌شود. بنابراین چنانچه دوره انجام آزمایش تانژانت دلتای یک بوشینگ OIP بین یک تا چهار سال باشد، مقدار مجاز رشد ضریب تلفات عایقی که در جدول پایین از آن استفاده می‌شود، به ترتیب برابر با ۰.۰۵، ۰.۰۷، ۰.۰۹ و ۰.۱۱ درصد است. اگر مقدار رشد ضریب تلفات عایقی بیش از این مقدار بود، لازم است دوره انجام آزمون تانژانت دلتای عایق بوشینگ کاهش یافته و یا روش مونیتورینگ آنلاین ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی برای آن ترانسفورماتور استفاده شود. ضمناً در صورت استمرار رشد غیرمجاز ضریب تلفات عایقی در دوره‌های زمانی کوتاه (به ویژه اگر با افزایش ظرفیت خازنی نیز همراه باشد)، باید نسبت به تعویض بوشینگ اقدام شود. به عنوان مثال در صورتی که تانژانت دلتای بوشینگ OIP برابر با ۰.٤ درصد باشد، حداکثر مقدار مجاز آن در دوره زمانی بعدی که سه سال در نظر گرفته شده است (مشروط به اینکه شرایط آزمون و دمای عایق تقریبا مشابه آزمون دوره قبل باشد)، با در نظر گرفتن ۰.۰۱ درصد خطای دستگاه اندازه‌گیری، برابر با ۰.٤۹ درصد می‌باشد. چنانچه افزایش تانژانت دلتای خازن C1 بیش از این مقدار باشد لازم است نسبت به انجام بررسی‌های تکمیلی و در صورت نیاز تعویض بوشینگ اقدام شود.
- با توجه به اینکه مقدار تانژانت دلتای خازن C2 در بوشینگ نو ممکن است به ۵ درصد برسد، برای ارزیابی وضعیت عایقی آن، میزان رشد آن نسبت به نتایج آزمون در زمان ساخت یا راه اندازی در پست و همچنین مقایسه مقدار آن با بوشینگ فازهای مجاور بررسی می‌شود.
- در صورتی که ظرفیت خازن C1 بیشتر از ۵ درصد نسبت به مقدار اولیه رشد داشته باشد، باید حداقل یک دوره، آزمایش اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی در مدت زمان

کوتاه‌تری انجام شود تا رشد ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بررسی شود. ضمنا افزایش ظرفیت خازن C1 به میزان بیش از ۱۰ درصد خطرناک بوده و توصیه می‌شود که بوشینگ تعویض شود، مگر اینکه از سیستم مونیتورینگ آنلاین بوشینگ استفاده شود و مشخص شود که مقدار ظرفیت خازنی در طول زمان تغییر نکرده و ضریب تلفات عایقی رشد بسیار کمی دارد. به طور خلاصه، وضعیت بوشینگ براساس مقدار ظرفیت خازنی اندازه‌گیری شده در جدول (۱۵) آمده است.

جدول(۱۵) ارزیابی وضعیت بوشینگ براساس مقدار ظرفیت خازنی اندازه‌گیری شده [۱۳]

تغییرات نسبت به مقدار مرجع	وضعیت
کمتر از ۵ درصد	شرایط عادی
بین ۵ تا ۱۰ درصد	بررسی علت موضوع
بیشتر از ۱۰ درصد	عدم برقداری ترانسفورماتور و بررسی دقیق موضوع

شرط کفایت عایقی بوشینگ این است که مقدار مطلق ضریب تلفات عایقی و میزان رشد آن (در صورت عدم وجود آزمون کارخانه‌ای یا راه اندازی) کمتر از حدود مشخص شده در جداول زیر باشد. در صورتی که هر یک از این شروط رعایت نشود، بایستی نسبت به بررسی تکمیلی و در صورت نیاز تعویض بوشینگ اقدام نمود.

جدول (۱۶) میزان مجاز ضریب تلفات عایقی و رشد آن برای بوشینگ در دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد [۱۳]

نوع بوشینگ	ضریب تلفات عایقی (٪)	
	مقدار معمول برای بوشینگ نو	حداکثر مقدار مجاز
RIP[۱]	۰.۳ تا ۰.٤	۰.۷
OIP[۲]	۰.۲ تا ۰.٤	۰.۷
RBP[۳]	۰.۵ تا ۰.٦	۱.۵

توصیه می‌گردد که دقت دستگاه اندازه‌گیری مورد استفاده در آزمون به نحوی باشد که عدم قطعیت نتیجه آزمون ضریب تلفات عایقی به ۰.۰۱ درصد محدود گردد.

- لازم است روند تغییرات (Trend) مقدار تانژانت دلتای اندازه‌گیری شده بوشینگ رسم شود تا میزان رشد این پارامتر در طول عمر بوشینگ و نسبت به مقادیر قبلی مورد مطالعه قرار گیرد. ضمناً با اندازه‌گیری رشد آن نسبت به مقدار بدست آمده در دوره قبل، بر اساس جدول (۱۷) تصمیم گیری می‌شود.

جدول (۱۷) تصمیم‌گیری بر اساس میزان افزایش ضریب تلفات عایقی نسبت به نتایج دوره زمانی قبلی در مقایسه با مقدار مجاز رشد

میزان افزایش تانژانت دلتا در مقایسه با دوره زمانی قبلی	**وضعیت عایق بوشینگ**
کمتر از مقدار مجاز	نرمال
رشد بین ۱ تا ۱.۵ برابر مقدار مجاز رشد یا مقدار مطلق بین ۰.۵ تا ۰.۷ برای OIP و RIP یا بین ۰.۸ تا ۱.٤ برای RBP	در صورت تکرار در دو دوره متوالی، دوره زمانی آزمون ضریب تلفات عایقی بین نصف تا دو سوم دوره زمانی متداول تغییر یابد.
رشد بین ۱.۵ تا ۲ برابر مقدار مجاز رشد یا مقدار مطلق بین ۰.۷ تا ۰.۸۵ برای OIP و RIP یا بین ۱.٤ تا ۱.۷ برای	دوره زمانی تکرار آزمون ضریب تلفات عایقی بین نصف تا دو سوم دوره زمانی متداول تغییر یابد.

[۱] Resin impregnated paper
[۲] Oil impregnated paper
[۳] Resin bonded paper

RBP	
رشد بین ۲ تا ۲.۵ برابر مقدار مجاز رشد یا مقدار مطلق بین ۰.۸۵ تا ۱ برای OIP و RIP یا بین ۱.۷ تا ۲ برای RBP	دوره زمانی تکرار آزمون ضریب تلفات عایقی به یک سوم تا نصف دوره زمانی متداول تغییر یابد. ضمنا در صورت نیاز سرویس انجام شود.
رشد بیش از ۲.۵ برابر مقدار مجاز رشد یا مقدار مطلق بیش از ۱ برای OIP و RIP یا بیش از ۲ برای RBP	نیازمند فوری به اقدام اصلاحی (بررسی تکمیلی و در صورت نیاز تعویض بوشینگ)

برای آشنایی بیشتر با نحوه ارزیابی نتیجه آزمون تانژانت دلتای ترانسفورماتور و بوشینگ به پیوست ب مراجعه شود.

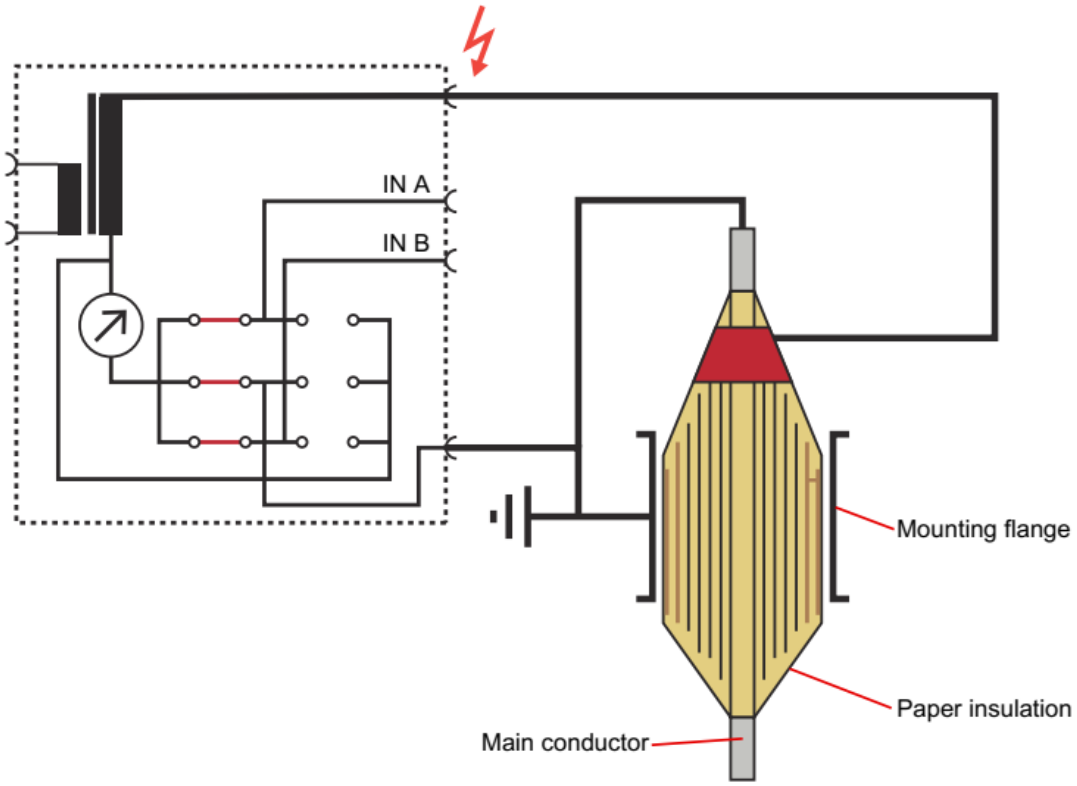
اصولی که باید جهت انجام آزمون ضریب تلفات عایقی مد نظر قرار گیرد:

- اتصال سیم گارد و زمین دستگاه تست برقرار باشد. لازم است به ویژه در هوای با رطوبت نسبتا زیاد، کلیه بوشینگ‌ها برای اندازه‌گیری تانژانت دلتای ترانسفورماتور به کمک روش Hot Collar گارد شود.
- کلیه اتصالات (بویژه اتصال گارد) به صورت مستقیم و بدون مقاومت محل تماس باشد. برای این منظور باید ابتدا محل اتصال دستگاه تست به ترمینال‌های مختلف ترانسفورماتور بصورت کامل تمیز باشد (رنگ زدایی و زنگ زدایی شود و آلودگی نداشته باشد)
- از سیم‌های استاندارد ارایه شده توسط سازنده دستگاه تست استفاده شود. استفاده از سیم‌های طولانی و به ویژه سیم‌های بدون شیلد (بجز سیم گارد)، ممکن است باعث ایجاد خطا در نتایج آزمون شود.
- در آزمون تانژانت دلتای ترانسفورماتور و بوشینگ لازم است ابتدا کلیه ترمینال‌ها در هر سطح ولتاژ به یکدیگر متصل شود. مثلا در سیم پیچ ستاره، صرفا اتصال به ترمینال یک فاز یا اتصال به ترمینال های هر سه فاز کافی نبوده و لازم است ابتدا ترمینال‌های هر سه فاز به همراه ترمینال نوترال به یکدیگر وصل شود و سپس به دستگاه تست متصل شود.

- در شرایط زیر اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی در عایق بین سیم‌پیچ‌های دو سطح ولتاژ اهمیتی ندارد و بجای آزمون عایق بین دو سطح ولتاژ باید کیفیت عایق بر اساس نتیجه آزمون ضریب تلفات عایقی بین هر سیم پیچ و زمین بررسی شود.
  - وجود شیلد الکترواستاتیک بین دو سیم پیچ
  - ترانسفورماتور سه سیم پیچه‌ای که سیم پیچ وسط در حین انجام آزمون به زمین یا گارد دستگاه تست وصل است (در این حالت نیز سیم پیچ وسط در نقش شیلد الکترواستاتیک است)
- القای الکترواستاتیکی و همچنین القای مغناطیسی در پست برق دار باعث ایجاد خطای زیادی در نتیجه آزمون ضریب تلفات عایقی می‌شود. برای حل این مشکل لازم است موارد زیر در نظر گرفته شود:
  - به منظور افزایش سیگنال به نویز، آزمایش با ولتاژ ۱۰ کیلوولت انجام شود.
  - اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی در فرکانسی غیر از مقدار نامی (مثلا برابر با ۴۵ هرتز یا ۵۵ هرتز) انجام شود تا تاثیر نویز الکترومغناطیسی محیط کاهش یابد.
  - ترجیحا آزمون با دو فرکانس ۴۵ و ۵۵ هرتز انجام شده و متوسط نتایج حاصل به عنوان مقدار نهایی در نظر گرفته شود.

آزمون hot-collar

در این آزمون عایق بخشی از بوشینگ که بین هادی مرکزی و نوار است، تحت آزمون قرار می‌گیرد. این آزمون برای عیب یابی نقاط معیوب موجود روی سطح بوشینگ مانند شکستگی‌ها، پنچر شدگی‌ها و غیره موثر است. مدار این آزمون مطابق شکل(۱۰) می‌باشد که خروجی ولتاژ فشارقوی به یک فویل یا تسمه مسی و کانال اندازه‌گیری به هادی مرکزی وصل می‌شوند. نمونه نوار هادی در شکل(۱۱) نشان داده شده است که روی بشقاب دوم یا سوم بوشینگ پیچیده می‌شود.

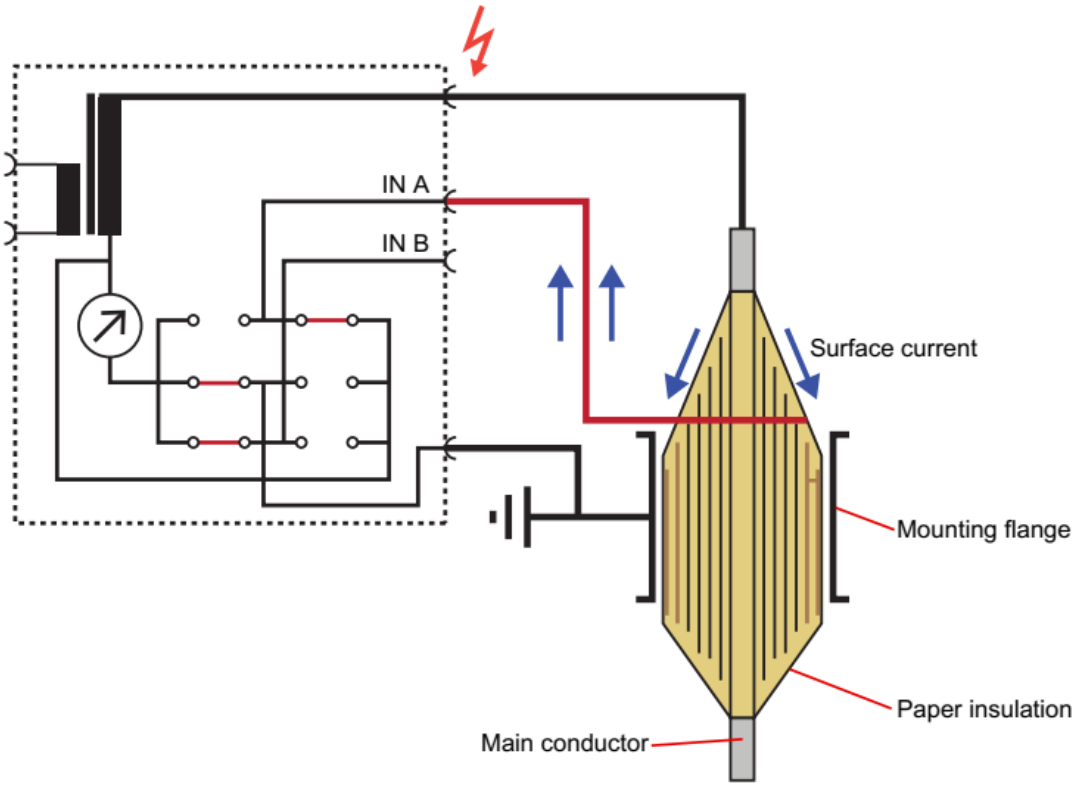


شکل(۱۰) مدار آزمون hot-collar

شکل(۱۱) نمونه نوار هادی

زمانی که آلودگی سطح بوشینگ بالا بوده و رطوبت آن نیز زیاد شود، یک مسیر هادی جریان از سطح آن تشکیل می‌شود که در نتایج اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی تاثیر گذار خواهد بود. حتی ممکن است دامنه این جریان خزشی به اندازه جریان عبوری از هادی مرکزی و خازن بوشینگ باشد. اگر این جریان با تمیز کردن سطح بوشینگ و خشک شدن آن، همچنان برقرار باشد، به منظور حذف تاثیر آن باید از

تکنیک گارد کردن استفاده شود. مدار این آزمون در شکل(۱۲) نشان داده شده است. در این حالت فویل پیچیده شده روی بوشینگ به ترمینال گارد دستگاه تانژانت وصل می‌شود. اگر دستگاه دارای ترمینال گارد خارجی نباشد، می‌توان آن را به یکی از کانال‌های اندازه‌گیری وصل کرد و از مد GSTg-A استفاده کرد [۱۲].



شکل(۱۲) مدار آزمون hot-collar

۱۰-۲-۶ آزمون ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی

سرویس، نگهداری و تعمیرات ترانسفورماتور جریان بوشینگی در دستورالعمل سرویس، نگهداری و تعمیرات دوره‌ای ترانسفورماتورهای جریان بیان شده است.

۳-۶-تست‌های تکمیلی

تست‌های تکمیلی شامل موارد ذیل هستند:

- **آزمون آنالیز پاسخ فرکانسی (FRA[1])**

در این آزمون پاسخ فرکانسی ترانسفورماتور بدست می‌آید. این آزمون (بنا به تشخیص دفتر فنی شرکت‌های برق منطقه‌ای) باید در شرایط زیر، انجام شود:

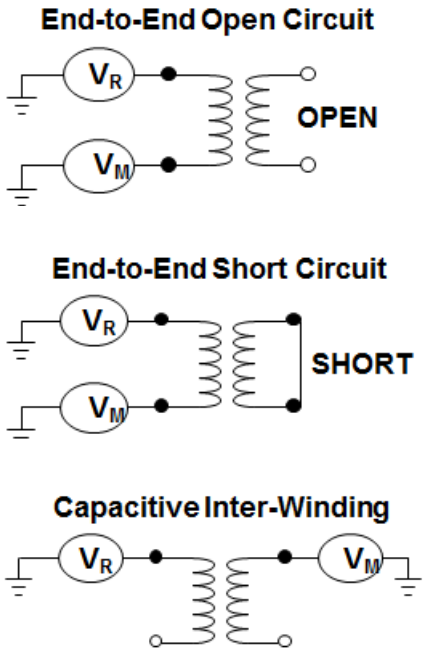
- راه‌اندازی اولیه ترانسفورماتور یا راکتور در محل پست
- قبل و بعد از عملیات جابجایی ترانسفورماتور یا راکتور
- در مواقع بروز اتصال کوتاه شدید در نزدیکی یا بر روی ترانسفورماتور نظیر:
  - خطای سه فاز در نزدیکی ترانسفورماتور
  - جریان خطای عبوری بیشتر از ۸۰ درصد جریان اتصال کوتاه نامی ترانسفورماتور
  - در صورتی که جریان خطا اولا بیش از ۵۰ درصد جریان اتصال کوتاه نامی ترانسفورماتور باشد و ثانیا مدت زمان استمرار آن بیش از ۰.۵ ثانیه باشد.
- در مواقع بروز حوادث توام با اعمال تنش مکانیکی به ترانسفورماتور (نظیر زلزله، دفرمگی تانک ناشی تنش حرارتی یا مکانیکی وغیره)
- در مواقع بروز حوادث انفجار بوشینگ و حوادثی که منجر به ورود آلودگی‌های مختلف به داخل تانک ترانسفورماتور می‌شود و نیاز است که پس از شستشوی اکتیو پارت از خروج کلیه‌ی ذرات جامد داخل تانک و اکتیو پارت ترانسفورماتور اطمینان حاصل شود.
- پس از انجام تعمیرات اساسی (نظیر تعمیرات هسته، اکتیو پارت، بخش‌های عایقی یا تعویض سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور و غیره)

بهتر است هنگام انجام این آزمون کل سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ در مدار باشد ولی اگر قبلا این آزمون در تپ دیگری انجام شده باشد به منظور مقایسه‌پذیر بودن نتایج، مجددا در همان تپ تکرار شود. همچنین پیشنهاد می‌شود این تست در کلیه‌ی حالت‌های زیر مطابق شکل (۱۳) انجام شود [۱٤]:

[1] Frequency Response Analysis (FRA)

- End-to-End open circuit برای همه سیم‌پیچ‌ها (الزامی)
- End-to-End short circuit
- Capacitive inter-winding

مدار مربوط به هر یک از حالت‌های مختلف انجام این آزمون در شکل (۱۳) آمده است.



شکل(۱۳) اتصالات در آزمون FRA

ضمنا توصیه می‌شود که در همه ترانسفورماتورهای فشار قوی برای اولین بار این آزمون انجام شود تا به عنوان مقادیر مبنا برای تحلیل های بعدی استفاده شود.

- **آزمون FDS**[۱]

در این آزمون پاسخ فرکانسی سیستم عایقی ترانسفورماتور، که شاخصی برای ارزیابی وضعیت آن می‌باشد، اندازه‌گیری می‌شود [۱۵]. در ترانسفورماتوری که به دلیل نامناسب بودن نتایج آزمون‌های عایقی

[۱] Frequency Domain Spectroscopy (FDS)

و آزمون روغن قرار است اقدام اصلاحی بر روی آن انجام شود، می‌توان بنا به نظر دفتر فنی شرکت برق منطقه‌ای، از آزمون FDS به عنوان آزمون تکمیلی استفاده کرد.

- **آزمون تخلیه‌جزئی**[1]

در این آزمون میزان تخلیه‌جزئی ترانسفورماتور و راکتور اندازه‌گیری می‌شود که شاخصی از وضعیت سیستم عایقی می‌باشد. در ترانسفورماتوری که نتایج گازکروماتوگرافی نشان دهنده وجود تخلیه جزیی است یا به دلیل رخداد خطای داخلی یا حادثه مربوط به بوشینگ، ممکن است ذرات هادی در داخل سیم پیچ ترانسفورماتور ایجاد شده باشد، می‌توان بنا به نظر دفتر فنی شرکت برق منطقه‌ای، از آزمون تخلیه جزیی به عنوان آزمون تکمیلی استفاده کرد.

۴-۶-تعمیرات اساسی

در صورتی که بر اساس بازدیدهای ظاهری و تست‌های الکتریکی مشخص گردد که ایرادات ترانسفورماتور و راکتور مرتفع نخواهد گردید یا بر اساس دستورالعمل سازنده در طی مدت زمان معینی نیاز به تعمیرات باشد، آنگاه باید تعمیرات ترانسفورماتور و راکتور بر اساس دستورالعمل سازنده انجام گردد. بطور معمول این تعمیرات شامل تعویض برخی از اورینگ‌ها و واشرها در ترانسفورماتورها و راکتورهای با عمر بالا می‌باشد که دچار نشتی روغن می باشند.

۷- عیب‌یابی

جهت عیب‌یابی برخی از عیوب ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی، می‌توان از توصیه‌های ارائه شده در ادامه بهره برد. لازم به ذکر است که این موارد به صورت جدول و در پیوست دستورالعمل در یک فایل اکسل جداگانه نیز آمده است.

[1] Partial Discharge (PD)

۱-۷- عیوب منتج از آزمون‌های دوره‌ای

۱-۱-۷- اشکال در عایق اصلی در ترانسفورماتور

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- ورود رطوبت به داخل ترانسفورماتور
- صدمه مکانیکی یا الکتریکی به ساختمان عایقی (بین سیم پیچ‌ها یا هر سیم پیچ و زمین)
- پیری عایقی
- دفرمه شدن شدید سیم پیچ
- کیفیت نامطلوب روغن
- تولید آب آزاد

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- افزایش تانژانت دلتا
- تغییر ظرفیت خازنی
- کاهش مقاومت عایقی
- افزایش تخلیه جزیی
- نامناسب بودن آزمون‌های کیفی روغن
- تغییر رفتار پاسخ فرکانسی عایقی (FDS)

- افزایش امپدانس اتصال کوتاه
- تغییر پاسخ فرکانسی سیم پیچ
- تشخیص پیری عایقی (بر اساس کاهش درجه پلیمریزاسیون کاغذ، آزمون فورال روغن یا DGA)

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بررسی و رفع منابع خطا
- تفکیک خطای بوشینگ از عایق اصلی (بررسی تانژانت دلتا و ظرفیت خازنی هر یک از بوشینگ‌ها)
- تفکیک دفرمه شدن مکانیکی از عیب عایقی
- تفکیک پیری عایقی از عیب ناگهانی
- تفکیک کیفیت نامناسب روغن از عیب عایق جامد

۲-۱-۷- اتصال کوتاه داخلی سیم پیچ (نظیر اتصال حلقه)

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- تنش عایقی ناشی از موج ضربه (به ویژه در صورت عدم کفایت حفاظت توسط برقگیر)
- تنش عایقی فرکانس قدرت
- تنش مکانیکی ناشی از جریان اتصال کوتاه عبوری
- ضعف عایقی (به ویژه عایق کاغذی)

- تولید حباب
- وجود ذرات هادی

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- تشخیص مشکل در عایق کاغذی بر اساس DGA
- تغییر مقاومت سیم پیچ (معمولا افزایش مقاومت)
- افزایش جریان بی‌باری و عدم تعادل شدید تقسیم شار
- تغییر امپدانس اتصال کوتاه
- تغییر نسبت تبدیل
- تغییر پاسخ فرکانسی سیم پیچ
- تحلیل شکل موج‌های ذخیره شده در ثبات خطا
- بعضا عملکرد رله بوخهلتس (جمع شدن گاز در رله)
- بعضا عملکرد رله فشار شکن
- بعضا عملکرد رله دیفرانسیل

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- در صورت امکان، بازدید ظاهری از داخل ترانسفورماتور پس از تخلیه بخشی از روغن (مشاهده ذرات هادی بر روی هسته و سیم پیچ)

- تعمیر ترانسفورماتور در محل پست یا پس از انتقال به کارگاه

۳-۱-۷- صدمه به بوشینگ

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- نفوذ رطوبت
- نشتی روغن از مقره تست تپ یا بوشینگ
- نشتی روغن بوشینگ به داخل ترانس
- قطع اتصال لایه آخر خازن به تست تپ
- قطع اتصال تست تپ به زمین (مشکل درپوش یا فنر)
- اتصال کوتاه بین لایه‌ها
- اتصال نامناسب ترمینال‌های بوشینگ

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- افزایش تانژانت دلتای بوشینگ
- افزایش ظرفیت خازنی بوشینگ
- تغییر پارامترهای DGA روغن بوشینگ نسبت به یک بوشینگ مشابه
- افزایش درجه حرارت نامتعارف در تصویربرداری حرارتی

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- کاهش دوره زمانی آزمون اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی و ظرفیت خازنی بوشینگ جهت پایش وضعیت در صورت افزایش مقادیر از حد مجاز مطابق دستورالعمل
- تعویض بوشینگ در صورت نیاز مطابق دستورالعمل
- تعویض بوشینگ در صورت نشتی روغن به داخل ترانسفورماتور و قطع ارتباط لایه آخر خازن به تست تپ
- آچارکشی اتصالات بوشینگ در صورت بالا بودن دمای آن‌ها
- استفاده از روش hot-collar درصورت وجود رطوبت بالا

۴-۱-۷- افزایش رطوبت عایق

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- نفوذ رطوبت به علت ضعف آب بندی
- نامناسب بودن سیلیکاژل
- پیر شدن عایق کاغذ
- تولید آب (پیوند هیدروژنی)
- نداشتن یا خرابی ایربگ

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- افزایش تانژانت دلتای روغن
- افزایش تانژانت دلتای بین عایق‌های مختلف ترانسفورماتور

- کاهش ولتاژ شکست روغن
- افزایش رطوبت محلول در روغن
- کاهش مقاومت عایقی
- تایید وجود رطوبت بر اساس نتایج آزمون FDS

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- تصفیه فیزیکی
- تعویض سیلیکاژل کنسرواتور
- آزمون مجدد روغن در آزمایشگاه دیگر
- رفع نشتی روغن
- اصلاح ایربگ

۵-۱-۷- صدمه مکانیکی به ترانسفورماتور در اثر جریان اتصال کوتاه شدید عبوری

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- طولانی شدن زمان رفع خطا
- نامناسب بودن فشار پرس سیم پیچ (مثلا بعد از تعمیرات و یا به دلیل زوال عایقی)
- طراحی نامناسب ترانسفورماتور و عدم توانایی تحمل نیروهای دینامیکی ناشی از جریان خطا
- کاهش استقامت مکانیکی کاغذ

- تکرار بیش از حد عبور جریان خطا

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- تغییر امپدانس اتصال کوتاه
- تغییر ظرفیت خازنی بین سیم پیچ‌ها و یا بین سیم پیچ‌ها و زمین
- تغییر پاسخ فرکانسی سیم پیچ

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- تعمیر ترانسفورماتور

۶-۱-۷- اتصال نامناسب هسته به زمین

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- ضربه به ترانسفورماتور در حین فرآیند حمل و استقرار بر روی فونداسیون
- زلزله
- لرزش بیش از حد ترانسفورماتور
- اتصال نامناسب در زمان تولید و یا تعمیر

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- کاهش مقاومت عایقی بین هسته و تانک، هسته با چارچوب (فریم) و چارچوب با تانک ترانسفورماتور (زمین شدن ناخواسته هسته)

- تشخیص مشکل حرارتی در تحلیل DGA (معمولا بدون تولید CO و CO2 در صورت زمین شدن ناخواسته هسته)
- شنیدن صدای قوس الکتریکی (زمین نشدن هسته)
- تشخیص ایجاد قوس الکتریکی که معمولا با تولید گاز استیلن همراه است (زمین نشدن هسته)

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- باز نمودن اتصال زمین هسته در محفظه قابل دسترسی در صورت وجود اتصالی در داخل ترانسفورماتور (در صورت اتصال کوتاه بدون مقاومت در یک محل ناخواسته در داخل ترانسفورماتور و عدم تولید گازهای مرتبط)
- بازدید داخلی از ترانسفورماتور

۷-۱-۷- مشکل هسته چینی

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- ایجاد فاصله هوایی بین یوغ و ستون به صورت جزیی یا کلی (نظیر هسته چینی نامناسب یا به دلیل ریزش هسته)

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- افزایش جریان بی‌باری (افزایش مولفه راکتیو جریان بی‌باری و تقریبا ثابت بودن تلفات بی‌باری)
- به هم خوردن تعادل در آزمون تقسیم شار
- افزایش لرزش و صدای هسته

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بازدید داخلی از اکتیو پارت ترانسفورماتور و تعمیر در صورت داشتن توجیه فنی و اقتصادی
- توجه شود که صدای تجهیزات جانبی ترانسفورماتور مانند نردبان، پلاک و غیره اشتباها صدای هسته تلقی نشود.

۸-۱-۷- اتصالات نامناسب داخل ترانسفورماتور

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- عدم سرویس به موقع دایورتر سوئیچ و وجود عیب در آن
- سست بودن اتصالات داخلی تپ چنجر و بوشینگ
- مونتاژ نامناسب اتصالات
- خوردگی شدید در محل اتصالات

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- افزایش مقاومت سیم پیچ یک فاز نسبت به سایر فازها و نتایج آزمون قبلی
- تغییر شکل موج جریان در آزمون مقاومت دینامیکی در فازهای مختلف و نسبت به نتایج آزمون‌های قبلی

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بازدید از اتصالات داخلی ترانسفورماتور

۹-۱-۷- مقاومت دینامیکی نامناسب

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- خوردگی شدید اتصالات
- تغییر مقدار مقاومت داخلی دایورتر سوئیچ
- تغییر نیروی مکانیکی فنر مدار فرمان دایورتر سوئیچ

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- تغییر شکل موج جریان در آزمون مقاومت دینامیکی در فازهای مختلف و نسبت به نتایج آزمون‌های قبلی
- عملکرد رله جانسون

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بیرون آوردن دایورتر سوئیچ و بازدید و سرویس و تعویض کنتاکت‌های آن
- تعویض فنرهای کنتاکت‌های دایورتر
- آزمون و در صورت نیاز تعویض مقاومت داخلی دایورتر سوئیچ

۱۰-۱-۷- پایین بودن مقاومت عایقی بین سیم پیچ‌ها یا سیم پیچ با زمین

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- پیرشدگی عایق ترانسفورماتور
- افزایش رطوبت کاغذ

- تشکیل لجن در ترانسفورماتور

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- کاهش مقاومت عایقی
- مقادیر اندیس جذب و پولاریزاسیون نامناسب
- پایین بودن ولتاژ شکست روغن
- نامناسب بودن آزمون‌های کیفی روغن

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- خشک کردن عایق کاغذ
- تعویض سیلیکاژل کنسرواتور
- انجام مجدد آزمون مقاومت عایقی در یک روز دیگر
- آنالیز روغن ترانسفورماتور

۷-۲-عملکرد رله‌های مکانیکی ترانسفورماتور

۷-۲-۱- پایین بودن سطح روغن منبع انبساط

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- نشت روغن به علت فرسوده شدن واشر آب بندی

- معیوب بودن نشان دهنده سطح روغن مغناطیسی[1] MOG یا Oil Level Indicator.
- سوراخ شدن کیسه هوا

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- بازدید چشمی نشان دهنده سطح روغن
- آلارم سطح روغن

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- اضافه نمودن روغن
- رفع عیب از نشان دهنده سطح روغن

۲-۲-۷- جریان بیش از حد روغن OLTC

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- عیوب دایورتر سوئیچ نظیر شل شدن اتصالات، آسیب به مقاومت داخلی

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- عملکرد رله جانسون

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بررسی و بازدید از دایورتر سوئیچ

[1] Magnetic Oil Gauge

۳-۲-۷- صدور فرمان قطع[۱] توسط رله فشارشکن[۲] به همراه تخلیه روغن

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- انسداد مسیر لوله تنفس ترانسفورماتور
- بسته بودن شیر مسیر بین تانک اصلی و منبع انبساط
- خطای داخل ترانسفورماتور و افزایش فشار داخل تانک
- بسته شدن ناخواسته شیر مسیر رله بوخهلتس
- عیب مکانیکی دریچه انفجار (خستگی فنر مربوطه) یا مونتاژ نامناسب

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- تخلیه روغن از محل رله فشارشکن
- نمایان شدن سیگنال تریپ رله فشارشکن
- عملکرد رله دیفرانسیل ترانسفورماتور
- عملکرد ناگهانی رله بوخهلتس و جمع شدن گاز بالای رله بوخهلتس

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- رفع مسدودی مسیر اصلی
- رفع مشکل یا تعویض رله فشار شکن

[۱] Trip
[۲] Pressure Relief

- سر ریز روغن به تانک اصلی در صورت نیاز
- انجام آزمون‌های عایقی نظیر مقاومت عایقی و ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا)
- انجام آزمون مقاومت سیم پیچ
- انجام آزمون DGA
- بازدید ظاهری

۴-۲-۷- صدور فرمان قطع توسط رله فشارشکن بدون تخلیه روغن

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- عملکرد کاذب به دلیل ورود رطوبت یا اجسام خارجی به محفظه ترمینال
- عملکرد کاذب به دلیل آسیب کابل کنترلی (مثل مشکل جویدگی توسط جوندگان)

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- نمایان شدن سیگنال تریپ رله فشارشکن

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بازدید از ترمینال رله
- آب بندی جعبه ترمینال
- تعویض کابل کنترلی یا جعبه ترمینال در صورت لزوم

۵-۲-۷- صدور فرمان قطع یا هشدار[۱] توسط دماسنج‌ها

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- اضافه بار مداوم
- خرابی یا ناکافی بودن فن‌ها و پمپ‌ها (اختلال در سیستم خنک کنندگی)
- اشکال در سنسورهای ترمومتر (مثلا آسیب مکانیکی به لوله مویی)
- نقص در نشانگر دما (خارج شدن از کالیبره)
- عملکرد کاذب به دلیل ورود رطوبت به داخل جعبه ترمینال
- عملکرد کاذب به دلیل آسیب کابل کنترلی (مثل مشکل جویدگی توسط جوندگان)
- بسته بودن شیرهای پروانه‌ای رادیاتورها
- بسته بودن شیرهای مسیر پمپ‌های روغن
- عدم در مدار بودن ترانسفورماتور جریان برای ترمومتر سیم پیچ

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- آلارم ترمومتر روغن
- آلارم ترمومتر سیم پیچ
- تریپ ترمومتر روغن
- تریپ ترمومتر سیم پیچ

[۱] Alarm

- ورود فن‌ها یا پمپ‌ها در جریان بار کمتر از حد مورد انتظار با در نظر گرفتن دمای محیط (مثلا به دلیل خرابی سیستم خنک کنندگی، وجود بالای لجن به ویژه در سطح سیم پیچ) به ویژه در مقایسه بین دو ترانسفورماتور موازی
- قطع نشدن فن‌ها و پمپ‌ها

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بررسی دقت ترمومترها (سنسور و نشان دهنده عقربه‌ای)
- اندازه گیری دمای بالای بدنه ترانسفورماتور با ترموپوینت و مقایسه با ترمومتر روغن ترانسفورماتور
- بررسی دمای تنظیم شروع به کار و قطع فن‌ها و پمپ‌ها
- بررسی شیرهای پروانه‌ای رادیاتورها و باز کردن آن‌ها در صورت بسته بودن
- بررسی نتایج DGA
- بررسی سوابق دمای ترانسفورماتور که توسط اپراتور ثبت شده است
- تعویض ترمومتر در صورت داشتن نقص
- بررسی مدار ثانویه ترانسفورماتور جریان برای ترمومتر سیم پیچ
- بررسی سلامت سیستم خنک کنندگی (عملکرد فن‌ها، پمپ‌ها و مدار فرمان مربوطه)

۶-۲-۷- صدور فرمان هشدار توسط رله بوخهلتس

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- خطای داخلی ترانسفورماتور و تولید گاز در روغن
- محبوس شدن هوا در محفظه رله به دلیل تزریق نامناسب روغن به ترانسفورماتور (عدم تزریق روغن تحت خلا)
- عملکرد کاذب به دلیل نفوذ رطوبت و یا تعریق
- عملکرد کاذب به دلیل آسیب کابل کنترلی (مثل مشکل جویدگی توسط جوندگان)
- تخلیه و کمبود روغن در اثر وقوع نشتی

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- صدور فرمان توسط الارم بوخهلتس

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- ترانسفورماتور باید از سرویس خارج شود و تنها پس از رفع عیب و اطمینان از سلامت در مدار قرار گیرد.
- وجود گاز یا هوا باید از طریق دریچه بازدید (sight glass) بررسی شود.
- اگر گاز یا هوا جمع نشده باشد، ممکن است آلارم کاذب باشد یا دیافراگم دریچه انفجار سوراخ شده باشد یا شیر فشار شکن عمل کرده باشد.
- در حالت وجود گاز بهترین اقدام نمونه‌گیری مستقیم گاز از رله بوخهلتس و ارسال آن به

آزمایشگاه جهت بررسی می‌باشد.

- قابلیت اشتعال گاز یا هوای جمع شده باید بررسی شود و آزمایش DGA بایستی بر روی روغن انجام شود.
- گاز یا هوا باید تحت آزمایش AgNO3 and AgNO3 + محلول آمونیاک قرار گیرد.
- اگر گاز جمع شده هوا باشد، باید نشتی در رادیاتور یا خطوط پمپ‌های خنک کننده و وجود مکش هوا بررسی شود.
- اگر گاز غیر از هوا باشد، سالم بودن ترانسفورماتور باید توسط گروه تست ترانسفورماتور بررسی شود.
- تعویض کابل کنترلی در صورت لزوم
- اگر عیب از نوع تخلیه جزئی باشد هیچ یک از آزمون‌های الکتریکی مرسوم به جز آزمون تخلیه جزئی با ولتاژ القائی قادر به تشخیص عیب نیست.
- نمونه‌گیری روغن از ترانسفورماتور برای آزمون گازکروماتوگرافی حداقل ۲٤ ساعت بعد از آلارم و تریپ بوخهلتس باشد. در صورت وجود پمپ روغن، ۳ ساعت بعد از روشن بودن پمپ می‌توان از ترانسفورماتور نمونه روغن گرفت.
- نمونه‌گیری گاز از رله بوخهلتس بلافاصله بعد از صدور فرمان آلارم یا تریپ انجام شود.
- در صورت عملکرد رله بوخهلتس (بدون عملکرد هیچ رله دیگر) شرایط جوی و سوابق آن بررسی گردد.
- در صورت عملکرد رله دیفرانسیل همزمان با رله بوخهلتس بروز عیب در داخل ترانسفورماتور

قطعی می‌باشد و بازدید داخلی باید پس از انجام تست‌های الکتریکی در دستور کار قرار گیرد.

۷-۲-۷- صدور فرمان قطع توسط رله بوخهلتس

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- بسته بودن شیر منبع انبساط و عملکرد رله هنگام کاهش حجم روغن
- تکان شدید مجموعه سیم پیچ و هسته به دلیل عبور جریان اتصال کوتاه ناشی از خطای خارجی
- شیب یا مقطع نادرست مسیر لوله بین مخزن و منبع انبساط
- عملکرد کاذب به دلیل ورود رطوبت
- عملکرد کاذب به دلیل آسیب کابل کنترلی (مثل مشکل جویدگی توسط جوندگان)
- کاهش شدید حجم روغن
- حرکت سریع روغن به دلیل خطای الکتریکی داخلی شدید
- تولید حجم بالای گاز به دلیل خطای الکتریکی داخلی شدید
- تریپ همزمان با اتصال کوتاه در خطوط ۲۰ کیلوولت (ترانسفورماتور زمین)
- عملکرد همزمان پمپ‌های روغن و ایجاد تلاطم شدید

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- صدور فرمان قطع توسط بوخهلتس

- عملکرد رله دیفرانسیل

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- مطابق بند پ در ٦-٢-٧

۸-۲-۷- صدور فرمان قطع توسط رله فشارشکن تپ چنجر[۱]

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- افزایش مقاومت کنتاکت‌ها در OLTC و در نتیجه تولید گرما
- عملکرد کاذب به دلیل ورود رطوبت به داخل محفظه مارشالینگ و محفظه ترمینال‌های رله
- عملکرد کاذب به دلیل آسیب کابل کنترلی (مثل مشکل جویدگی توسط جوندگان)
- اتصال کوتاه یا شکست عایقی و بروز قوس الکتریکی
- مسدود بودن مسیر محفظه دایورتور به کنسرواتور

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- عملکرد رله فشار شکن

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بررسی محفظه ترمینال از نظر نفوذ رطوبت و قرار دادن بسته سیلیکاژل در درون آن در صورت نیاز
- انجام آزمون مقاومت دینامیکی تپ چنجر و مقایسه با آزمون قبلی و یا ترانسفورماتور مشابه

[۱] Oil Surge Relay

- بررسی و بازدید از دایورتر با بیرون آوردن آن
- آزمون DGA روغن در صورت نیاز
- بررسی وضعیت شیر بین کنسرواتور و محفظه دایورتر
- تعویض کابل کنترلی در صورت لزوم

۹-۲-۷- صدور فرمان هشدار توسط رله کیسه هوا[۱]

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- سوراخ شدن کیسه هوا
- نفوذ رطوبت به محفظه ترمینال‌ها
- نقص رله ایربگ
- نامناسب بودن سایز ایربگ در مقایسه با کنسرواتور
- نشتی روغن کنسرواتور
- عملکرد کاذب به دلیل آسیب کابل کنترلی (مثل مشکل جویدگی توسط جوندگان)

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- عملکرد رله کیسه هوا

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

[۱] Air Bag

- بیرون آوردن کیسه هوا و رفع نشتی آن
- بررسی عامل زخمی کننده کیسه هوا و رفع آن در صورت امکان
- بررسی محفظه ترمینال از نظر نفوذ رطوبت و قرار دادن بسته سیلیکاژل در درون آن در صورت نیاز
- تعویض کابل کنترلی در صورت لزوم

۱۰-۲-۷- صدور فرمان قطع توسط شیر یکطرفه[۱]

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- نشتی شدید روغن
- نفوذ رطوبت به محفظه ترمینال‌ها
- عملکرد اهرم روی رله به صورت کاذب
- نقص میکروسوئیچ به علت جریان پایین (کمتر از نیم آمپر) و ماندگار بودن این سیگنال
- عملکرد کاذب به دلیل آسیب کابل کنترلی (مثل مشکل جویدگی توسط جوندگان)

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- عملکرد شیر یک طرفه

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- رفع نشتی روغن

[۱] Non-Return Valve

- بررسی محفظه ترمینال از نظر نفوذ رطوبت
- قفل کردن اهرم روی رله
- تعویض کابل کنترلی در صورت لزوم

۱۱-۲-۷- صدور فرمان هشدار توسط نشانگر سطح روغن مغناطیسی

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- نشتی در تانک ترانسفورماتور
- کاهش سطح روغن منبع انبساط به دلیل نمونه برداری مکرر یا کاهش ناگهانی بار و یا کاهش دمای محیط
- جدا شدن شناور نشان دهنده سطح روغن در داخل منبع انبساط یا ورود روغن به آن
- عملکرد کاذب به دلیل ورود رطوبت به محفظه ترمینال
- عملکرد کاذب به دلیل آسیب کابل کنترلی (مثل مشکل جویدگی توسط جوندگان)

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- عملکرد نشانگر سطح روغن

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- اضافه نمودن روغن
- اطمینان از صحت عملکرد نشان دهنده سطح روغن

- بررسی محفظه ترمینال رله از نظر نفوذ رطوبت و آب بندی
- تعویض کابل کنترلی در صورت لزوم

۳-۷-اشکالات ظاهری

۱-۳-۷- نشتی روغن بوشینگ

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- ترک در بدنه‌ی چینی بوشینگ یا قسمت تحتانی بوشینگ
- فرسوده شدن واشر آب بندی قسمت فوقانی یا فلنچ بوشینگ (نشتی روغن ترانسفورماتور)
- پیری یا از بین رفتن آب بندی روغن خود بوشینگ (نشتی روغن بوشینگ)
- آسیب ناشی از حرارت، به دلیل اتصال نامناسب کلمپ بوشینگ
- خرابی پیچ هواگیری بوشینگ
- خراب شدن ترمینال تست تپ
- فرسوده شدن بخش آب بندی تحتانی بوشینگ

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- بازدید چشمی
- کاهش سطح روغن در قسمت روغن نما

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- رفع نشتی روغن بوشینگ
- تعویض بوشینگ

۲-۳-۷- صدای غیر عادی

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- سست شدن اتصالات هسته
- شل بودن تجهیزات نصب شده بر روی ترانسفورماتور نظیر نردبان، پلاک مشخصات، داکت‌ها و غیره
- وجود بار با هارمونیک زیاد
- وجود ولتاژ با هارمونیک زیاد
- ایراد مکانیکی فن‌ها یا پمپ‌های روغن
- باز بودن درب تست تپ بوشینگ

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- تشخیص با شنوایی عادی
- آزمون با دستگاه صوت سنج
- آزمون ظرفیت خازنی C2 و C1 بوشینگ و مشاهده اثرات سوختگی و آرک روی درپوش تست تپ (البته در صورت خرابی زیاد با نشتی روغن همراه است)

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بررسی وضعیت داخلی ترانسفورماتور
- بررسی شرایط بار ترانسفورماتور و نصب دستگاه کیفیت توان در خروجی و ورودی ترانسفورماتور برای یک مدت معین
- بررسی و محکم کردن اتصالات تجهیزات جانبی ترانسفورماتور
- رفع عیب از سیستم خنک کننده نظیر فن‌ها و پمپ‌ها
- در صورت نشتی روغن زیاد از محل تست تپ، بوشینگ تعویض شود.

۳-۳-۷- عدم تنفس ترانسفورماتور

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- انسداد مسیر لوله تنفس ترانسفورماتور
- نشتی مسیر لوله تنفس ترانسفورماتور
- سوراخ بودن منبع انبساط

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- عدم رویت فرآیند تنفس در محفظه روغن تحتانی خشک کننده سیلیکاژل

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بررسی قسمت به قسمت مسیر تنفس ترانسفورماتور

۴-۳-۷- عدم کارکرد مناسب سیستم خنک کنندگی

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- ایراد در مسیر تغذیه فن‌ها
- تنظیم نامناسب دمای ورود و خروج سیستم خنک کنندگی
- ایراد مکانیکی فن‌ها و پمپ‌ها
- ایراد کلید حرارتی مربوط به فن‌ها
- باز و بسته بودن نامناسب شیرهای مربوط به مسیر پمپ‌ها
- بسته بودن شیرهای پروانه‌ای رادیاتورها
- عدم صحت جهت چرخش فن‌ها و یا پمپ‌ها
- بسته شدن کانال‌های خنک کنندگی داخلی ترانسفورماتور به دلیل تشکیل لجن و آلودگی

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- بالا رفتن غیر متعارف دمای روغن و سیم پیچ حتی با آمدن فن‌ها و پمپ‌ها به مدار
- عدم رویت چرخش فن‌ها و پمپ‌ها
- عملکرد رله حفاظتی و نمایان شدن سیگنال مربوط به فن‌ها و پمپ‌ها
- نتایج تصویر برداری حرارتی از بدنه ترانسفورماتور و مقایسه با ترانسفورماتور مشابه
- جهت چرخش برعکس فن‌ها

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بررسی و رفع عیب تک تک فن‌ها و پمپ‌ها
- تنظیم درست دمای شروع به کار و قطع فن‌ها و پمپ‌ها
- بررسی باز بودن شیرهای پروانه‌ای رادیاتورها
- انتخاب درست باز و بسته بودن شیرهای مسیر پمپ‌ها با توجه به گروه پمپ انتخاب شده
- اصلاح جهت چرخش فن‌ها و پمپ‌ها
- انجام آزمون رسوب و لجن
- تصفیه شیمیایی و شستشو

۵-۳-۷- تغییر رنگ اتصالات کلمپ‌ها و سر بوشینگ

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- وجود عیب حرارتی در محل اتصالات
- آلودگی اسیدی محیطی زیاد و خوردگی اتصالات مسی و نقره اندود
- اکسیده شدن اتصالات مسی و نقره اندود

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- رویت به صورت بازدید چشمی
- نتایج آزمون تصویربرداری حرارتی

- افزایش کاذب ضریب تلفات عایقی بوشینگ

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- آچارکشی و اقدامات اصلاحی بر روی اتصالات و استفاده از بی متال نو
- بررسی عوامل محیطی
- تعویض کلمپ‌ها در صورت خوردگی بیش از حد
- شستشوی کامل کلمپ‌ها و محل اتصال سر بوشینگ
- انجام تصویر برداری حرارتی پس از رفع نقص

۶-۳-۷- نشتی روغن ترانسفورماتور

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- اشکال اورینگ در بخش‌های مختلف ترانسفورماتور
- عملکرد رله فشار شکن به علت بسته بودن شیر اصلی و یا افزایش کند فشار داخلی
- باز ماندن شیرهای نمونه برداری و تخلیه و تزریق
- عدم بسته شدن مناسب شیرهای هواگیری
- سوراخ شدن بدنه ترانسفورماتور و یا لوله‌های ارتباطی
- آلودگی روغنی از قبل و عدم شستشو در عملیات قبلی نظیر نمونه برداری، تزریق، تصفیه و یا غیره

- شکستگی و ترک خوردگی بوشینگ‌های روغنی نظیر نوترال و یا بوشینگ‌های فشار متوسط به علت آچارکشی نامناسب و یا وجود نیروی غیر متعارف بر روی آن‌ها و یا خراب شدن واشر تخم مرغی[1]

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- رویت نشتی روغن با بازدید چشمی

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- آچارکشی و تعویض اورینگ معیوب بخش دارای نشتی
- باز کردن شیر اصلی ارتباطی بین تانک و کنسرواتور
- بستن شیرهای باز مانده و شیرهای هواگیری
- استفاده از چسب‌های مخصوص جهت انسداد بخش‌های سوراخ شده
- نظافت اثرات آلودگی روغن قبلی از ترانسفورماتور
- تعویض بوشینگ ترک خورده و آچارکشی طبق دستورالعمل‌های سازندگان

۴-۷-اشکالات تصویر برداری حرارتی

۱-۴-۷- افزایش دمای غیر متعارف بدنه ترانسفورماتور

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- بسته بودن شیر پروانه‌ای رادیاتورها و یا مسدود بودن مسیر سیرکوله طبیعی

[1] Gasket Oring

- عدم به مدار آمدن فن‌ها و پمپ‌ها به علت ایراد
- وجود نقطه داغ داخل ترانسفورماتور
- تنظیم نامناسب دمای ورود و خروج سیستم خنک کنندگی
- سرپوشیده بودن پست و عدم خنک شدن طبیعی ترانسفورماتور با هوا
- کاهش قابلیت خنک کنندگی روغن به دلیل لجن و یا تغییر گرانروی
- افزایش شار نشتی عبوری از بدنه ترانسفورماتور به دلیل مسائلی نظیر مشکل در شنت مغناطیسی (مسیر شار مغناطیسی بدنه ترانسفورماتور)، اتصال ورق‌های هسته به هم و غیره

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- نتایج تصویر برداری حرارتی
- ترمومترهای ترانسفورماتور

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- باز کردن شیر پروانه‌ای رادیاتورها و رفع انسداد مسیر سیرکوله طبیعی
- بررسی و رفع مشکل سیستم خنک کنندگی
- بررسی نتایج DGA
- تنظیم درست دمای شروع به کار و قطع فن‌ها و پمپ‌ها
- ایجاد مسیر سیرکوله هوا در پست‌های سرپوشیده

- انجام آزمون رسوب و لجن
- تصفیه شیمیایی و شستشو

۲-۴-۷- افزایش دمای غیر متعارف بدنه بوشینگ

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- تخریب لایه‌های خازنی بوشینگ
- اتصال سست در قسمت میانی راد مسی
- انتقال حرارت از اتصال کلمپ سر بوشینگ به بدنه بوشینگ
- نشتی بوشینگ

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- نتایج تصویر برداری حرارتی

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- بررسی نتایج آزمون ظرفیت خازنی بوشینگ
- انجام آزمون مقاومت اهمی سیم پیچ ترانسفورماتور
- رفع مشکل و آچارکشی کلمپ سر بوشینگ
- رفع نشتی بوشینگ
- انجام آزمون DGA بر روی روغن بوشینگ

۳-۴-۷- تولید حرارت در کلمپ بوشینگ

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- بستن ناصحیح
- اندازه نامناسب کلمپ بوشینگ
- عدم استفاده از بی متال
- دو پیچه بودن کلمپ‌های قدیمی
- استفاده از پوشش عایقی نامناسب و حبس دمای سر بوشینگ

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- نتایج تصویر برداری حرارتی

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- باز کردن و نظافت و رفع اکسید محل‌های اتصال و محکم کردن کلمپ‌ها با آچار ترک متر با فواصل مساوی بین لقمه‌های کلمپ
- بررسی صحت بی متال و تعویض آن در صورت نیاز
- جایگزینی کلمپ دوپیچه با چهار پیچه بزرگ
- استفاده از پوشش عایقی با داشتن قابلیت انتقال حرارتی مناسب

۴-۴-۷- سرد بودن رادیاتورها نسبت به بدنه ترانسفورماتور

الف) دلایل احتمالی بروز مشکل:

- بسته بودن شیر پروانه‌ای رادیاتورها و یا مسدود بودن مسیر سیرکوله طبیعی

ب) نشانه‌های تشخیص بروز مشکل:

- نتایج تصویر برداری حرارتی

پ) روش پیشنهادی برای اقدام مرحله بعد:

- باز کردن شیر پروانه‌ای رادیاتورها و رفع انسداد مسیر سیرکوله طبیعی

۵-۷-راهنمای عیب یابی برخی از عیوب ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی

در این بخش به صورت خلاصه براساس تست‌های انجام شده روی ترانسفورماتور و راکتور و همچنین عملکرد رله‌های حفاظتی، راهنمای عیب یابی آمده است.

جدول (۱۸) راهنمای عیب‌یابی برخی از عیوب ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی - ماتریسی

	عیب عایق اصلی ترانسفورماتور	اتصال کوتاه داخلی سیم پیچ (نظیر اتصال حلقه)	صدمه به بوشینگ	افزایش رطوبت عایق	صدمه مکانیکی به ترانسفورماتور در اثر جریان اتصال کوتاه شدید عبوری	اتصال نامناسب هسته به زمین	مشکل هسته چینی	اتصالات نامناسب داخل ترانسفورماتور	مقاومت دینامیکی نامناسب	تخلیه جزئی	افزایش غیر متعارف دمای بوشینگ و ترانسفورماتور	جابجایی فیزیکی قطعات داخلی ترانسفورماتور در اثر زلزله و یا جابجایی	تخریب روغن ترانس	اتصالی در محفظه دایورتر سوئیچ
تست مقاومت سیم پیچ		✓						✓			✓			
تست جریان بی‌باری		✓					✓							
تست امپدانس اتصال کوتاه	✓	✓			✓						✓	✓		
تست مقاومت عایقی	✓			✓										✓
تست تانزانت دلتا و ظرفیت خازنی	✓		✓	✓	✓	✓[۲]					✓	✓	✓	
تست نسبت تبدیل		✓									✓			
تست مقاومت عایقی هسته و فریم						✓						✓		
تست فیزیکی و کنترل کیفیت روغن	✓			✓						✓[۴]			✓	

تست DGA	✓	✓	✓[1]			✓		✓		✓		✓		✓[5]	
تست پاسخ فرکانسی (FRA)		✓		✓		✓		✓[2]	✓			✓			✓
تست تانژانت دلتای عایق در محدوده فرکانسی (FDS)	✓			✓										✓	
تست مقاومت دینامیکی تپ چنجر						✓	✓								✓
تست ترموویژن			✓					✓[3]				✓			
عملکرد رله بوخهلتز	✓	✓				✓		✓		✓	✓			✓	
عملکرد رله فشار شکن ترانس	✓	✓							✓						
عملکرد رله فشار شکن تپ چنجر															✓

۱- منظور DGA بوشینگ است.
۲- اگر اتصالی هسته به زمین باز شده باشد.
۳- اگر اتصال به زمین هسته از دو نقطه برقرار باشد، با عبور جریان گردشی دما بالا می رود.
۴- اگر تخلیه جزیی ادامه دار باشد، باعث تولید کربن آزاد در روغن و تغییر رنگ آن می شود.
۵- مخصوصا اگر تخریب شیمیایی باشد (ناخالصی با روغن واکنش نشان داده و گاز تولید می کند)

۸- برنامه زمانبندی آزمون‌های الکتریکی ترانسفورماتورها و راکتورهای فشارقوی

برنامه زمانبندی سرویس، نگهداری و تعمیرات ترانسفورماتور و راکتور فشارقوی به شرح زیر است. ضمنا در صورت عدم مطلوب بودن نتایج تست‌های دوره‌ای یا تغییر زیاد آن‌ها نسبت به دوره‌های قبلی، لازم است بنا به تشخیص دفتر فنی شرکت برق منطقه‌ای، دوره زمانی انجام آزمون‌ها کاهش یابد.

جدول (۱۹) برنامه زمانبندی تست‌های الکتریکی ترانسفورماتور و راکتورهای فشار قوی

تست و نگهداری	زمان پیشنهادی
تصویر برداری حرارتی	حداقل یکبار در سال باید انجام گیرد
تست‌های راه‌اندازی اولیه شامل موارد ذیل (و به ترتیب زیر): • آزمون نسبت تبدیل • آزمون جریان بی‌باری • آزمون تقسیم شار مغناطیسی • آزمون گروه برداری • آزمون امپدانس درصد (مولفه مثبت و مولفه صفر) • آزمون آنالیز پاسخ فرکانسی (FRA) • آزمون مقاومت عایقی ترانسفورماتور • آزمون مقاومت عایقی هسته [۱] • آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) ترانسفورماتور • آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) بوشینگ‌ها • آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ • آزمون مقاومت دینامیکی تپ چنجر	در زمان راه‌اندازی اولیه پست و بعد از انجام تعمیرات اساسی روی ترانسفورماتور

• آزمون مقاومت عایقی ترانسفورماتور • آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) ترانسفورماتور • آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) بوشینگ‌ها • آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ	یک سال پس از راه‌اندازی اولیه پست و همچنین یک سال بعد از انجام تعمیرات اساسی روی ترانسفورماتور
آزمون‌های دوره‌ای بلند مدت شامل موارد ذیل (و به ترتیب زیر): • آزمون جریان بی‌باری • آزمون امپدانس درصد یا آنالیز پاسخ فرکانسی (FRA) [۲] • آزمون مقاومت عایقی هسته به بدنه (در صورتی که ترمینال مربوطه در دسترس باشد) • آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ • آزمون مقاومت دینامیکی تپ چنجر	٤ سال یکبار در ترانسفورماتورهای انتقال و ٦ سال یکبار در ترانسفورماتورهای فوق توزیع
آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) در بوشینگ با عمر بیشتر از ۲۰ سال (در ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال)	سالیانه
آزمون‌های دوره‌ای کوتاه مدت شامل موارد ذیل (و به ترتیب زیر): • آزمون مقاومت عایقی ترانسفورماتور • آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) ترانسفورماتور • آزمون ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) بوشینگ	۲ سال یکبار در ترانسفورماتورهای انتقال و ۳ سال یکبار در ترانسفورماتورهای فوق توزیع
آزمون‌های تکمیلی شامل موارد ذیل است: • آزمون گروه برداری (بعد از تعمیرات اساسی سیم پیچ یا تپ چنجر) • آزمون امپدانس درصد (در صورت رخداد خطای عبوری با دامنه بالا یا مدت زمان استمرار زیاد) • آزمون تقسیم شار مغناطیسی (در صورت نامناسب بودن نتیجه آزمون جریان بی‌باری) • آزمون FDS (در صورت نامناسب بودن نتایج آزمون ضریب تلفات	بررسی‌های تکمیلی در صورت نیاز

عایقی ترانسفورماتور یا مشکوک بودن به رطوبت بالا)	
• نسبت تبدیل • آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ • آزمون مقاومت دینامیکی تپ چنجر • آزمون مقاومت عایقی ترانسفورماتور	تعمیر اساسی تپ چنجر
تست‌ها شامل موارد ذیل: • آزمون ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی	مطابق نیازمندی "دستورالعمل سرویس، نگهداری و تعمیرات دوره‌ای ترانسفورماتورهای جریان"
آزمون‌های تکمیلی شامل موارد ذیل: • آزمون آنالیز پاسخ فرکانسی (FRA) • آزمون FDS • آزمون تخلیه‌جزئی	در صورت نیاز

(۱) این آزمایش در صورتی به صورت دوره‌ای انجام می‌شود که ترمینال محل اتصال هسته و یا چارچوب (فریم) به بدنه در دسترس باشد و انجام این آزمون بدون نیاز به تخلیه روغن و بازکردن یکی از دریچه‌های ترانسفورماتور برای دسترسی به ترمینال محل اتصال هسته (یا چارچوب) به بدنه، وجود داشته باشد.

(۲) در صورتی که در دوره زمانی تا آزمون قبل، تنش مکانیکی شدید ناشی از اتصال کوتاه عبوری به ترانسفورماتور اعمال شده است، لازم است حداقل یکی از این دو آزمون انجام شود، در غیراینصورت نیاز به انجام این آزمون‌ها نیست.

در خصوص تست های جدول (۱۹) لازم است به موارد زیر توجه شود.

- آزمون‌هایی که انجام آن‌ها بر روی ترانسفورماتورهای انتقال (۲۳۰ یا ٤۰۰ کیلوولت) توصیه شده است، لازم است در صورتی که قابلیت انجام آن‌ها وجود داشته باشد، بر روی راکتور شنت نیز انجام شود.
- لازم است کلیه آزمون‌های راه اندازی و دوره‌ای کوتاه مدت و بلند مدت بر روی ترانسفورماتورهای زمین و مصرف داخلی که ولتاژ سمت فشار قوی برابر با ٦۳ کیلوولت (یا بالاتر) باشد، در دوره زمانی بلند مدت مشابه ترانسفورماتورهای انتقال (هر ٤ سال یکبار) انجام شود. بدیهی است که در ترانسفورماتور زمین ممکن

است امکان انجام برخی از آزمون‌ها وجود نداشته باشد (شامل آزمون نسبت تبدیل، آزمون گروه برداری، آزمون تقسیم شار مغناطیسی و آزمون امپدانس درصد مولفه مثبت)

- در صورتی که سازنده ترانسفورماتور توصیه به انجام آزمون خاصی بصورت دوره‌ای یا در زمان راه اندازی نموده است، توصیه سازنده نیز باید مد نظر قرار گیرد.
- پس از وقوع حوادث زیر و بنا به تشخیص دفتر فنی شرکت برق منطقه‌ای، انجام بازدیدهای ظاهری و کلیه آزمون‌های راه‌اندازی ضرورت دارد:
  - هنگام بروز حوادثی نظیر ترکیدن بوشینگ‌ها
  - هنگام عبور جریان اتصال کوتاه بالاتر از ۸۰ درصد جریان اتصال کوتاه نامی ترانسفورماتور (در صورتی که با عملکرد به موقع رله، اتصال کوتاه برطرف شود) یا بالاتر از ۵۰ درصد جریان اتصال کوتاه نامی ترانسفورماتور (در صورت رفع خطا در زمان بیش از ۰.۵ ثانیه)
  - هنگام عملکرد همزمان رله بوخهلتس و فشار شکن با یکی از رله‌های الکتریکال
  - هنگام وقوع زلزله و خروج ترانسفورماتور
- در محیط‌هایی که آلودگی اسیدی و غیره دارند، زمان دوره‌های سرویس و نگهداری باید طبق نظر دفتر فنی شرکت برق منطقه‌ای انجام گردد.

۹- برنامه زمانبندی آزمون‌های الکتریکی ترانسفورماتور زمین و مصرف داخلی

برنامه زمانبندی سرویس، نگهداری و تعمیرات ترانسفورماتور زمین و مصرف داخلی به شرح زیر است. ضمنا در صورت عدم مطلوب بودن نتایج تست‌های دوره‌ای یا تغییر زیاد آن‌ها نسبت به دوره‌های قبلی، لازم است بنا به تشخیص دفتر فنی شرکت برق منطقه‌ای، دوره زمانی انجام آزمون‌ها کاهش یابد.

جدول (۲۰) برنامه زمانبندی تست‌های الکتریکی ترانسفورماتور زمین و مصرف داخلی

آزمون‌های راه اندازی ترانسفورماتور زمین و مصرف داخلی (ترانسفورماتور MV/LV یا سیم پیچ زیگزاگ با ولتاژ فشار متوسط) شامل : • آزمون نسبت تبدیل • آزمون جریان بی‌باری • آزمون تقسیم شار مغناطیسی • آزمون گروه برداری • آزمون امپدانس درصد (مولفه مثبت و مولفه صفر) • آزمون مقاومت عایقی ترانسفورماتور • آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ تذکر: چهار آزمون اول در ترانسفورماتور زمین انجام نمی‌شود و در آزمون پنجم، فقط امپدانس مولفه صفر اندازه‌گیری می‌شود.	در زمان راه‌اندازی اولیه پست و بعد از انجام تعمیرات اساسی روی ترانسفورماتور
آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور زمین و مصرف داخلی (ترانسفورماتور MV/LV یا سیم پیچ زیگزاگ با ولتاژ فشار متوسط) شامل : • آزمون جریان بی‌باری • آزمون مقاومت عایقی ترانسفورماتور • آزمون مقاومت اهمی سیم‌پیچ	٦ سال یکبار

پیوست الف) مشخصات دستگاه‌های اندازه‌گیری

جهت کاهش اثرات خطاهای اندازه‌گیری و افزایش دقت نتایج، مشخصات فنی دستگاه‌های اندازه‌گیری مطابق جدول ذیل توصیه می‌گردد.

جدول (۲۱) حداکثر خطای مجاز دستگاه‌های اندازه‌گیری

آزمون	خطا
نسبت تبدیل و تقسیم شار	≤± 0.25%
جریان بی‌باری	• $10\ mA \leq I_{oc} \leq 20\ mA \rightarrow \leq \pm 5\%$ • $I_{oc} > 20\ mA \rightarrow \leq \pm 2.5\%$
امپدانس اتصال کوتاه	≤±0.7%
مقاومت اهمی سیم پیچ	• $R \leq 10\ m\Omega \rightarrow \leq \pm 1\%$ • $R > 10\ m\Omega \rightarrow \leq \pm 0.6\%$
ضریب تلفات عایقی	≤±0.01% (معادل ≤0.0001)
ظرفیت خازنی	≤±0.2%

➢ نحوه محاسبه حداکثر خطای مجاز

نکته اول این است که بخشی از خطای مجاز دستگاه بصورت عدم قطعیت است. یعنی ممکن است در شرایط مختلف تغییر نماید. بنابراین زمانی که قرار است نتیجه آزمون با مقادیر دوره زمانی قبلی مقایسه شود، لازم است به این مساله توجه شود. منشاء عدم قطعیت می‌تواند ذات خطای متغیر در ADC، تغییر دمای محیط، اثر نویزهای الکترومغناطیسی محیط، ولتاژ منبع تغذیه DC، پیری دستگاه تست، رسیدن به انتهای زمان کالیبراسیون دوره‌ای یا انجام کالیبراسیون مجدد و تعیین مجدد ضرایب کالیبراسیون و غیره باشد.

مناسب است که عدم قطعیت مجاز دستگاه نسبت به عدم قطعیت مجاز در تجهیز تحت آزمون یک سوم باشد. در صورت سخت گیرانه بودن شرط یک سوم، این مقدار برابر با یک دوم در نظر گرفته می‌شود. در مواقعی که دیگر عوامل موثر بر روی عدم قطعیت مجاز قابل محاسبه باشند، بهتر است که اثر آن‌ها تعیین شده و از خطای مجاز برای تجهیز تحت آزمون کم شود تا بر اساس نتیجه باقیمانده بتوان خطای مجاز دستگاه را محاسبه کرد.

۱. حداکثر اختلاف مجاز نسبت تبدیل ترانسفورماتور نسبت به مقادیر پلاک نامی ترانسفورماتور برابر با ۰.۵ درصد است. بنابراین حداکثر خطای مجاز در اندازه‌گیری نسبت تبدیل برابر با نصف این مقدار (۰.۲۵ درصد) در نظر گرفته می‌شود.

۲. حداکثر خطای مجاز اندازه‌گیری مقاومت سیم پیچ برابر با ۳ درصد نسبت به دوره زمانی قبل است. بخشی از این خطا به دلیل عدم قطعیت در اندازه‌گیری دمای هادی ایجاد می‌شود. در صورتی که این عدم قطعیت برابر با ۳ درجه سانتیگراد در نظر گرفته شود، ۱.۲ درصد از این مقدار خطای مجاز را باید کنار گذاشت. بنابراین ۱.۸ درصد عدم قطعیت مجاز باقی می‌ماند. از طرف دیگر آزمون مقاومت سیم پیچ یکی از مهمترین تست‌هایی است که بر اساس آن می‌توان عیوب ایجاد شده در حین بهره برداری از ترانسفورماتور را تشخیص داد. مقادیر کلاس دقت دستگاه CPC100 بصورت زیر است :

- $R \leq 10\ m\Omega$ → Maximum permissible error : 1%
- $R > 10\ m\Omega$ → Maximum permissible error : 0.6%

۳. اندازه‌گیری جریان بی‌باری کوچک با خطای زیادی همراه است. بنابراین اگر جریان بی‌باری کمتر از ۱۰ میلی آمپر باشد، بهتر است که با افزایش ولتاژ تست، جریان اندازه‌گیری شده به بالاتر از ۱۰ میلی آمپر برسد.

حداکثر اختلاف نتایج جریان بی‌باری نسبت به دوره زمانی قبلی برابر با ۱۰ درصد است که بخشی از آن ناشی از شار پسماند در هسته است. بنابراین با توجه به خطای بیشتر اندازه‌گیری جریان کم در پست برق دار، مقادیر زیر تعیین شده اند که با دستگاه CPC 100 نیز همخوانی دارد.

- $۱۰\ mA \leq I_{oc} \leq ۲۰\ mA$ → Maximum permissible error: 5.0 %
- $I_{oc} > ۲۰\ mA$ → Maximum permissible error: 2.5 %

۴. حداکثر خطای امپدانس اتصال کوتاه نسبت به مقدار قبلی برابر با ۳ درصد است که بخشی از آن مربوط به خطای اندازه‌گیری دمای سیم‌پیچ است. بعلاوه بخشی از خطا مربوط به ریپل اضافی دستگاه تست است که ممکن است در طول زمان تغییر نماید (۱٪). بنابراین حداکثر خطای انجام این آزمایش برابر با ۰.۷ درصد در نظر گرفته می‌شود.

۵. به منظور تعیین دقیق میزان رشد ضریب تلفات عایقی، حداکثر خطای مجاز در اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی برابر با ۰.۰۱ درصد (معادل با ۰.۰۰۰۱) می‌باشد.

پیوست ب) مثالی از نحوه ارزیابی نتیجه آزمون ضریب تلفات عایقی

فرض کنید ضریب تلفات عایقی سیم پیچ فشارقوی یک ترانسفورماتور نسبت به زمین برابر ۰.٦ باشد:

مقدار مجاز ضریب تلفات عایقی این ترانسفورماتور در سال اول با احتساب ۰.۰۲ درصد رشد مجاز، ۰.۰۲ درصد خطای دما و تصحیح آن و ۰.۰۱ درصد خطای دستگاه تست، برابر۰.٦۵ درصد خواهد بود. مقدار مجاز ضریب تلفات عایقی این ترانسفورماتور در سال دوم برابر ۰.٦۷ درصد، سال سوم ۰.٦۹ درصد و سال چهارم ۰.۷۱ درصد می‌باشد.

حال فرض کنید که سال اول ضریب تلفات عایقی این ترانسفورماتور ۰.۷ درصد اندازه‌گیری شود. همانطوری که بیان شد، ضریب تلفات عایقی مجاز این ترانسفورماتور در سال اول برابر ۰.٦۵ درصد می‌باشد. در حال حاضر مقدار رشد ضریب تلفات عایقی در این ترانسفورماتور ۲ برابر مقدار مجاز (۰.۰۵ درصد) می‌باشد. بنابراین وضعیت این ترانسفورماتور در گروه چهارم جدول (۱۲) قرار می‌گیرد.

فرض کنید مقدار ضریب تلفات عایقی این ترانسفورماتور بعد از سه سال برابر ۰.۷۲ درصد باشد. مقدار مجاز آن نیز در سال سوم برابر ۰.٦۹ درصد می‌باشد. تانژانت دلتای این ترانس ۰.۱۲ درصد رشد داشته است که در بازه بین ۱ تا ۱.۵ برابر مقدار مجاز (۰.۰۹ درصد) می‌باشد. بنابراین این ترانسفورماتور در گروه اول جدول (۱۲) جای می‌گیرد.

در ادامه فرض کنید ضریب تلفات عایقی خازن C1 در یک بوشینگ OIP برابر ۰.۳ درصد باشد:

مقدار مجاز ضریب تلفات عایقی این بوشینگ در سال اول با احتساب ۰.۰۲ درصد نرخ رشد مجاز، ۰.۰۲ درصد خطای دما و اصلاح آن و ۰.۰۱ درصد خطای دستگاه تست برابر ۰.۳۵ درصد می‌باشد. همچنین مقدار مجاز ضریب تلفات عایقی در سال دوم برابر ۰.۳۷ درصد و سال سوم ۰.۳۹ درصد

می‌باشد.

حال اگر در سال اول مقدار ضریب تلفات عایقی این بوشینگ برابر ۰.٤ اندازه‌گیری شود، مقدار رشد آن در این حالت برابر ۰.۱ درصد و ۲ برابر مقدار مجاز رشد آن (۰.۰۵ درصد) می‌باشد. با این وضعیت بوشینگ مذکور در دسته سوم جدول (۱۷) خواهد بود.

فرض کنید در سال سوم مقدار ضریب تلفات عایقی برابر ۰.٤۵ درصد اندازه‌گیری شود. مقدار مجاز ضریب تلفات عایقی در سال سوم برابر ۰.۳۹ درصد می‌باشد. پس ضریب تلفات عایقی این بوشینگ ۱.٦ برابر مقدار مجاز (۰.۰۹ درصد) رشد کرده است. بنابراین این بوشینگ در دسته دوم جدول (۱۷) قرار می‌گیرد.

پیوست پ) تست شیت‌ها

- منظور از نوع ترانسفورماتور در تست شیت ها، ترانسفورماتور فشارقوی، ترانسفورماتور زمین و ترانسفورماتور مصرف داخلی می‌باشد.

نام آزمون	مقاومت اهمی سیم‌پیچ					
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ			
اطلاعات ترانسفورماتور (راکتور)	شرکت سازنده		شماره سریال			
	نوع		کد دیسپاچینگ			
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری			
اطلاعات تپ چنجر	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		سال ساخت			
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		تاریخ اعتبار کالیبراسیون			
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:		دمای محیط:	

I test (A)										
Ph	R (mΩ) [.... - ....]			R (mΩ) [.... - ....]			R (mΩ) [.... - ....]			Var (%)
Tap No	@Test Temp	@75 °C	Dev (%)	@Test Temp	@75 °C	Dev (%)	@Test Temp	@75 °C	Dev (%)	
Comment:										

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس: امضاء:	کارشناس فنی ناظر : امضاء :	کارشناس مسئول: امضاء:

- منظور از I test، جریان تزریق شده توسط دستگاه تست در آزمون می‌باشد.
- در [... - ...] باید فاز تحت آزمون یادداشت شود. برای مثال [1U-1N] یا [2u-2v]

- منظور از Ph در این جدول، فاز تحت آزمون است.
- منظور از Tap No، شماره تپ تحت آزمون می‌باشد.
- منظور از Dev، مقدار نوسان مقاومت اندازه‌گیری شده در مدت زمان ۱۰ ثانیه می‌باشد.
- منظور از Var در این جدول، Variation می‌باشد که از رابطه زیر حساب می‌شود.

$$\%Variation = \frac{R_max - R_min}{R_avg} \times 100$$

که در آن:

- R_max بیشترین مقدار مقاومت اندازه‌گیری شده در بین سه تا فاز
- R_min کمترین مقدار مقاومت اندازه‌گیری شده در بین سه تا فاز
- R_avg میانگین مقدار مقاومت های اندازه‌گیری شده سه تا فاز است.

نام آزمون	مقاومت دینامیکی تپ چنجر					
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ			
اطلاعات ترانسفورماتور	شرکت سازنده		شماره سریال			
	نوع		کد دیسپاچینگ			
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری			
اطلاعات تپ چنجر	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		سال ساخت			
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		تاریخ اعتبار کالیبراسیون			
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:		دمای محیط:	

*در این آزمون حتما باید نمودار تغییر جریان هر سه فاز در پیوست تست شیت ضمیمه شود.

I test (A)						
Ph	[1U – 1N]		[1V – 1N]		[1W – 1N]	
Tap No	Ripple (%)	Slope (A/s)	Ripple (%)	Slope (A/s)	Ripple (%)	Slope (A/s)
Comment:						

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس:	کارشناس فنی ناظر :	کارشناس مسئول:
امضاء:	امضاء :	امضاء:

نام آزمون	نسبت تبدیل ترانسفورماتور					
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ			
اطلاعات ترانسفورماتور	شرکت سازنده		شماره سریال			
	نوع		کد دیسپاچینگ			
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری			
اطلاعات تپ چنجر	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		سال ساخت			
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		تاریخ اعتبار کالیبراسیون			
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:		دمای محیط:	

V test (V)						
Tap No	Nominal Voltage (V)	Nominal Ratio	Measured Ratio Error (%) HV: [.... - ....] LV: [.... - ....]	Measured Ratio Error (%) HV: [.... - ....] LV: [.... - ....]	Measured Ratio Error (%) HV: [.... - ....] LV: [.... - ....]	Pass (✓) or Fail (✕)
Comment:						

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس: امضاء:	کارشناس فنی ناظر : امضاء :	کارشناس مسئول: امضاء:

نام آزمون	جریان بی‌باری ترانسفورماتور					
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ			
اطلاعات ترانسفورماتور (راکتور)	شرکت سازنده		شماره سریال			
	نوع		کد دیسپاچینگ			
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری			
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		تاریخ اعتبار کالیبراسیون			
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:		دمای محیط:	

V test (V)									
Ph	[.... - ....]			[.... - ....]			[.... - ....]		
Tap No	I (mA)	P (W)	Q (Var)	I (mA)	P (W)	Q (Var)	I (mA)	P (W)	Q (Var)
Comment:									

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس:	کارشناس فنی ناظر :	کارشناس مسئول:
امضاء:	امضاء :	امضاء:

نام آزمون	تقسیم شار ترانسفورماتور					
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ			
اطلاعات ترانسفورماتور	شرکت سازنده		شماره سریال			
	نوع		کد دیسپاچینگ			
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری			
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		تاریخ اعتبار کالیبراسیون			
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:		دمای محیط:	

Tap No	I (mA)	Voltage (V)			Residual Voltage (V)
		[.... - ....]	[.... - ....]	[.... - ....]	
Comment:					

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس: **امضاء:**	**کارشناس فنی ناظر :** **امضاء :**	**کارشناس مسئول:** **امضاء:**

نام آزمون	امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور					
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ			
اطلاعات ترانسفورماتور	شرکت سازنده		شماره سریال			
	نوع		کد دیسپاچینگ			
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری			
اطلاعات تپ چنجر	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		سال ساخت			
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		تاریخ اعتبار کالیبراسیون			
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:		دمای محیط:	

Tap No	Phase	I (A)	R (Ω)	X (Ω)	%Z nameplate	%Z Measured	%Error
Comment:							

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس: **امضاء:**	**کارشناس فنی ناظر :** **امضاء :**	**کارشناس مسئول:** **امضاء:**

نام آزمون	امپدانس مولفه صفر ترانسفورماتور					
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ			
اطلاعات ترانسفورماتور	شرکت سازنده		شماره سریال			
	نوع		کد دیسپاچینگ			
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری			
اطلاعات تپ چنجر	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		سال ساخت			
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		تاریخ اعتبار کالیبراسیون			
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:		دمای محیط:	

Tap No.	I (A)	R (Ω)	X (Ω)	Z0 (Ω/ph) nameplate	%Z0 Measured	%Error
Comment:						

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس: **امضاء:**	**کارشناس فنی ناظر :** **امضاء :**	**کارشناس مسئول:** **امضاء:**

نام آزمون	ضریب تلفات عایقی						
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ				
اطلاعات ترانسفورماتور	شرکت سازنده		شماره سریال				
	نوع		کد دیسپاچینگ				
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری				
اطلاعات بوشینگ‌ها	HV	A	شرکت سازنده		مدل و شماره سریال		
		B	شرکت سازنده		مدل و شماره سریال		
		C	شرکت سازنده		مدل و شماره سریال		
	LV	A	شرکت سازنده		مدل و شماره سریال		
		B	شرکت سازنده		مدل و شماره سریال		
		C	شرکت سازنده		مدل و شماره سریال		
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده				شماره سریال		
	مدل				تاریخ اعتبار کالیبراسیون		
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:			دمای محیط:	

- تست شیت ترانسفورماتور و راکتور

Correctio Factor							
Test Mode	Test Point	f (Hz)	V (kV)	I (mA)	C (pF)	Tg δ(%) @ Test Temp	Tg δ(%) @ 20 ℃
Comment:							

*منظور از Test Point در این جدول، عایق تحت تست است کـه می‌توانـد، CH، CL یـا CHL باشد.

*منظور از Test Mode، حالت تست است که می‌تواند USTیا GST باشد.

- تست شیت بوشینگ

Correction Factor								
Phase	Test Mode	C1 or C2	f (Hz)	V (kV)	I (mA)	C (pF)	Tg δ(%) @ Test Temp	Tg δ(%) @ 20 ℃
Comment:								

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس: **امضاء:**	**کارشناس فنی ناظر :** **امضاء :**	**کارشناس مسئول:** **امضاء:**

نام آزمون	مقاومت عایقی					
اطلاعات پست	نام		سطح ولتاژ			
اطلاعات ترانسفورماتور	شرکت سازنده		شماره سریال			
	نوع		کد دیسپاچینگ			
	سطح ولتاژ		ظرفیت و گروه برداری			
اطلاعات دستگاه آزمون	شرکت سازنده		شماره سریال			
	مدل		تاریخ اعتبار کالیبراسیون			
اطلاعات آزمون	تاریخ آزمون:		دمای روغن:		دمای محیط:	

Test Point	V (kV)	R15" (GΩ)		R60" (GΩ)		R600" (GΩ)		AI	PI
		@Test Temp	@20 ℃	@Test Temp	@20 ℃	@Test Temp	@20 ℃		
Comment:									

ملاحظات:		
مسئول تست و سرویس: **امضاء:**	**کارشناس فنی ناظر :** **امضاء :**	**کارشناس مسئول:** **امضاء:**

مراجع

[1] ANSI/NETA MTS-2015, "Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and Systems", 2015.

[2] ANSI/NETA MTS-2011, "APPENDIX B FREQUENCY OF MAINTENANCE TESTS: an excerpt from the ANSI/ NETA Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems", 2011.

[3] Facilities Instructions, Standards, and Tchniques Volume 4-1B, "Maintenance Scheduling for Electrical Equipment", March, 2015.

[4] "Electrical Power Equipment Maintenance and Testing", Second Edition, Paul Gill.

[۵] مشخصات فنی و عمومی و اجرایی پستها، خطوط فوق توزیع و انتقال، ترانسفورماتورهای قدرت در پست‌های فشار قوی جلد ۲، نشریه شماره ۲-۴۳۷.

[6] IEEE Std C57.152™-2013, "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors."

[7] Bernhard Engstler, Application Note - Dynamic OLTC scan (DRM), Omicron Co., Jan. 2019

[8] Omicron, "CPC100 Reference Manual," ed, 2007.

[9] Cigre 445, "Guide for Transformer Maintenance," ed, 2011.

[10] A Stitch In Time" The Complete Guide to Electrical Insulation Testing, Megger, 2006.

[11] IEC 60076-1: Power transformers – Part 1: General, 2011.

[12] Omicron, "CP TD1 Reference Manual," ed, 2007.

[13] Cigre 755, "Transformer Bushing Reliability," ed, 2019.

[14] IEC 60076-18: "Power transformers - Part 18: Measurement of frequency response", 2012.

[۱۵] نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت (ویرایش سوم)، شرکت مدیریت شبکه

برق ایران، ۱۳۹۹/۰۳/۱۰.

[16] ABB, “Bushing diagnostics and conditioning,” ed, 2013.

گردآورندگان سند:

گردآورندگان سند:

مجتبی علیرضاپور	مدیر کل دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال
محمد ابراهیم رمضانی	رئیس گروه نظارت بر بهره‌برداری انتقال
حامد دهقانی	کارشناس نظارت بر تجهیزات فشار قوی

کنتـرل سند:

۱- صدور سنـد

سند با ضوابط آئین‌نامه تولید، بهره‌برداری و بازنگری اسنـاد دارای مطابقت دارد. نام و نام خانوادگی کنترل‌کننده:..... سمت:	مهـر و امضاء دفتـر (صادرکننـده)

۲- دریافت سنـد و کنترل‌های لازم

نام سازمان : ..... تاریخ دریافت سنـد : ..... □ سند از نظر شکلی(تعداد اوراق، خوانایی و ...) کامل است. □ سند در فرم‌های مربوطه ثبت گردید. □ اسنـاد منسوخ و یا بی‌اعتبـار مرتبط ابطال گردید. نام و نام خانوادگی کنترل کننده: ..... سمت:	مهـر و امضاء دفتـر (دریافت کننـده)

۳- بهـره‌برداری

نام واحـد سازمانـی ..... □ دریافت سنـد تاریخ: ..... □ خاتمه دوره‌اجـرا تاریخ: ..... نام و نام خانوادگی دریافت‌کننده: ..... سمت:	مهـر واحد دریافت‌کننـده (استفـاده کننـده)

۴- ابطال سنـد

این سنـد در تاریخ ..... به‌استناد .... ابطال گردید. نام و نام خانوادگی ابطال‌کننده: ..... سمت:	مهـر و امضاء

اسامی اعضای تهیه کننده دستورالعمل

ردیف	نام و نام خانوادگی	سازمان متبوع
۱	مجتبی علیرضاپور	شرکت توانیر
۲	محمد ابراهیم رمضانی	شرکت توانیر
۳	حامد دهقانی	شرکت توانیر
٤	نگار حسن‌آبادی	شرکت توانیر
٥	علیرضا جودکی	شرکت توانیر
٦	اسماعیل خان احمدلو	شرکت توانیر
۷	علی سجادی	شرکت مدیریت شبکه برق ایران
۸	امیر طاهرپور کلانتری	شرکت برق منطقه‌ای خراسان
۹	رضا عسگری	شرکت برق منطقه‌ای اصفهان
۱۰	محمد ابوحسینی درزی	شرکت برق منطقه‌ای مازندران
۱۱	رضا پرویزی	شرکت برق منطقه‌ای زنجان
۱۲	سید علی اکبر شهریاری	شرکت برق منطقه‌ای فارس
۱۳	محمدعلی هرمزی	شرکت برق منطقه‌ای فارس
۱٤	محمد باقری	شرکت برق منطقه‌ای باختر
۱٥	علیرضا احمدی منش	شرکت برق منطقه‌ای آذربایجان
۱٦	وحید همتی	شرکت برق منطقه‌ای سمنان
۱۷	پیمان شاکری	شرکت برق منطقه‌ای کرمان
۱۸	علی اصغر فرخی‌راد	شرکت برق منطقه‌ای تهران
۱۹	سجاد هدایتی‌پور	شرکت برق منطقه‌ای خوزستان
۲۰	فرید بابا احمدی	شرکت تانیر
۲۱	مهدی داورپناه	دانشگاه تهران
۲۲	محمد حامد صمیمی	دانشگاه تهران
۲۳	حسین داداشی	دانشگاه تهران