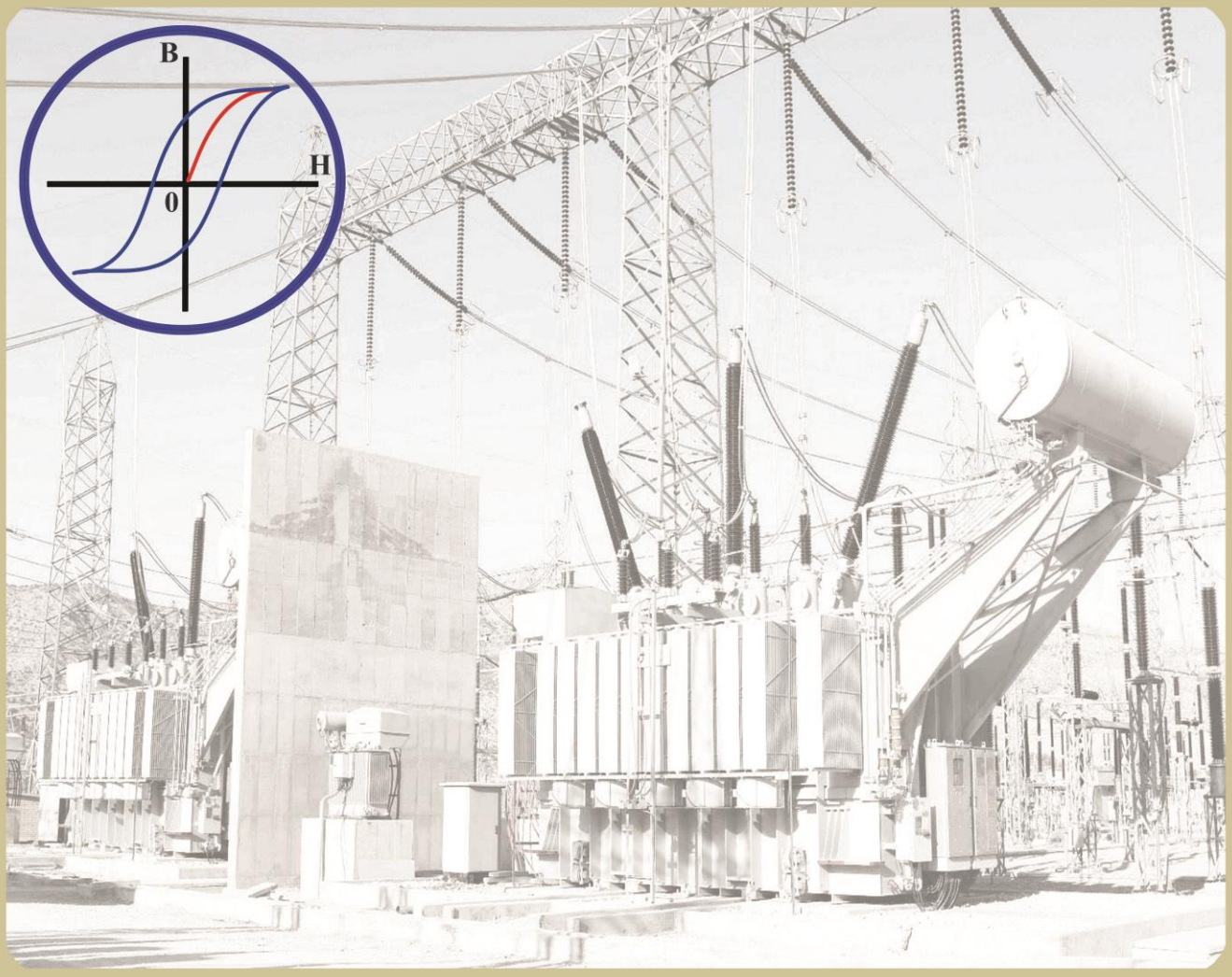
شرکت مدیریت شبکه برق ایران
IGMC
IRAN GRID MANAGEMENT CO.

شرکت مادر تخصصی توانیر

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

(ویرایش دوم)



تهیه و تنظیم:
معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه
بهمن ۹۹

به نام خدا

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

(ویرایش دوم)

فهرست مطالب

پیش گفتار ۱۳
۱ – حمل و نقل، تحویل و راه‌اندازی ترانسفورماتور ۱۸
۱ –۱– مقدمه ۱۸
۱ –۲– حمل و نقل ترانسفورماتور ۲۰
۱ –۲ –۱ – انتخاب شرکت حمل و نقل ۲۰
۱ –۲ –۲ – نکات مهم پیش از حمل در ترانسفورماتورهای نو ۲۰
۱ –۲ –۳ – نکات پیش از حمل در مورد ترانسفورماتورهای موجود (کارکرده) ۲۱
۱ –۲ –٤ – راهبردهایی در مورد مرور طراحی ترانسفورماتور ۲۲
۱ –۲ –۵ – آماده‌سازی جهت حمل ۲٦
۱ –۲ –٦ – پرکردن ترانسفورماتور با گاز ۲٦
۱ –۲ –۷ – مهار کردن ترانسفورماتور ۲۸
۱ –۲ –۸ – شوک‌متر ۳۰
۱ –۲ –۹ – حداکثر سرعت مجاز ۳٦
۱ –۲ –۱۰ –ثبت اطلاعات ۳٦
۱ –۲ –۱۱ –حمل روغن ۳۷
۱ –۳– تحویل ترانسفورماتور در محل ۳۷
۱ –۳ –۱ – بازبینی اولیه ۳۷
۱ –۳ –۲ – آماده‌سازی برای بازبینی ۳۷
۱ –۳ –۳ – بازبینی ظاهری ۳۷
۱ –۳ –٤ – انجام آزمون پیش از پیاده‌سازی ۳۸
۱ –۳ –۵ – پیاده‌سازی ترانسفورماتور ٤۰
۱ –۳ –٦ – پیاده‌سازی تجهیزات جانبی ٤۲
۱ –٤– آزمون‌های الکتریکی در هنگام تحویل ترانسفورماتور ٤۳
۱ –٤ –۱ – آزمون تحلیل پاسخ فرکانسی FRA ٤٤

۱ -٤ -۲ - مقاومت عایقی هسته ٤٥
۱ -٤ -۳ - مقاومت عایقی سیم‌پیچ ٤٥
۱ -٤ -٤ - آزمون راکتانس نشتی ٤٦
۱ -٤ -٥ - نسبت تبدیل سیم‌پیچ و آزمون پیوستگی تپ‌ها ٤٦
۱ -٤ -٦ - ضریب تلفات عایقی یا tanδ ٤٦
۱ -٤ -۷ - آزمون تقسیم شار ٤٧
۱ -٤ -۸ - آزمون‌های الکتریکی تجهیزات جانبی ترانسفورماتور ٤٧
۱ -٥- بازبینی داخلی ٤٧
۱ -٥ -۱ - توصیه‌های لازم در هنگام بازبینی داخلی ٤٧
۱ -٥ -۲ - اهداف بازبینی داخلی ٤٩
۱ -٦- نگهداری ترانسفورماتور در انبار ٥٠
۱ -٦ -۱ - توصیه‌های کلی ٥٠
۱ -٦ -۲ - روش‌ها و دوره نگهداری در انبار ٥١
۱ -٦ -۳ - نگهداری ترانسفورماتور در انبار با گاز نیتروژن ٥٢
۱ -٦ -٤ - نگهداری ترانسفورماتور با روغن در انبار ٥٢
۱ -٦ -٥ - نگهداری قطعات جانبی ترانسفورماتور در انبار ٥٣
۱ -٦ -٦ - نگهداری ترانسفورماتور هرمتیک در انبار ٥٤
۱ -٦ -۷ - نگهداری روغن ترانسفورماتور در انبار ٥٤
۱ -٦ -۸ - پایان دوره نگهداری در انبار ٥٥
۱ -۷- آزمون‌های روغن نو ٥٥
۱ -۸- نصب ترانسفورماتور ٥٩
۱ -۹- خشک‌کردن ترانسفورماتور ٥٩
۱ -۹ -۱ - خشک‌کردن ترانسفورماتور نو در محل ٥٩
۱ -۹ -۲ - تبدیل واحدهای مختلف فشار به یکدیگر ٦١
۱ -۹ -۳ - اصول علمی خشک‌کردن سیستم عایقی ترانسفورماتور ٦١

۱ –۹ –٤ – گرم کردن سیم‌پیچ با روغن و خشک کردن آن با خلاء ٦٦
۱ –۹ –٥ – سایر روش‌های خشک‌کردن عایق ترانسفورماتور ٧٤
۱ –۹ –٦ – نکات ایمنی در هنگام خشک کردن ترانسفورماتور ٧٦
۱ –۱۰– پر کردن نهایی ترانسفورماتور از روغن ٧٦
۱ –۱۰ –۱ – آماده‌سازی جهت تزریق روغن ٧٦
۱ –۱۰ –۲ – آماده‌سازی برای خلاء ٧٧
۱ –۱۰ –۳ – فرآیند خلاء ٧٨
۱ –۱۰ –٤ – تزریق روغن ٧٩
۱ –۱۱– آزمون‌های پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور ٨١
۱ –۱۲– برق‌دار کردن ترانسفورماتور ٨٥
۲ – آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور ٩٠
۲ –۱– مقدمه ٩٠
۲ –۲– آزمون‌های دوره‌ای روغن ٩٠
۲ –۲ –۱ – کلیاتی در مورد روغن و فرآیند پیری آن ٩٠
۲ –۲ –۲ – تاثیرپذیری مشخصات مختلف روغن از خطاهای ترانسفورماتور ٩٥
۲ –۲ –۳ –جمع‌بندی آزمون‌های سالیانه و نحوه عیب‌یابی ترانسفورماتور انتقال بر اساس نتایج آزمون‌های روغن ٩٧
۲ –۲ –٤ – شاخص کیفیت روغن ١٠٣
۲ –۲ –٥ – شرح آزمون‌های مختلف روغن ١٠٤
۲ –۳– بازبینی ظاهری ١١٤
۲ –۳ –۱ – مقدمه ١١٤
۲ –۳ –۲ – تانک ترانسفورماتور، اتصالات و واشرها ١١٤
۲ –۳ –۳ – جعبه ترمینال ١١٦
۲ –۳ –٤ – دماسنج‌های عقربه‌ای (ترمومترها) ١١٦
۲ –۳ –٥ – کنسرواتور ١٢١

۲ –۳ –٦ – رله فشارشکن ۱۲۵
۲ –۳ –۷ – رله بوخهلتس ۱۲٦
۲ –۳ –۸ – رله خرابی کیسه هوا (Air Bag) ۱۲۷
۲ –۳ –۹ – سیستم خنک‌کننده ۱۲۸
۲ –۳ –۱۰ – بازبینی‌های ماهیانه ۱۳۲
۲ –٤– آزمون‌های الکتریکی ۱۳۳
۲ –٤ –۱ – مقدمه ۱۳۳
۲ –٤ –۲ – آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ در تمام تپ‌ها ۱۳۳
۲ –٤ –۳ – آزمون نسبت تبدیل ۱۳۹
۲ –٤ –٤ – آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ و عدد پلاریزاسیون ۱٤۱
۲ –٤ –۵ – آزمون مقاومت عایقی هسته ۱۵۰
۲ –٤ –٦ – آزمون تلفات عایقی (tanδ) و خازن سیم‌پیچ‌ها ۱۵۲
۲ –٤ –۷ – آزمون تقسیم شار ۱٦۰
۲ –٤ –۸ – آزمون جریان بی‌باری ۱٦۲
۲ –٤ –۹ – آزمون امپدانس اتصال کوتاه (راکتانس نشتی) ۱٦۸
۲ –٤ –۱۰ – آزمون ولتاژ القایی ۱۷۲
۲ –٤ –۱۱ – تخلیه جزئی ۱۷۷
۲ –٤ –۱۲ – تحلیل پاسخ فرکانسی ۱۸۲
۲ –٤ –۱۳ – آزمون پاسخ عایقی (DFR یا FDS) ۱۸۸
۲ –٤ –۱٤ – آزمون گروه برداری ۱۹۱
۲ –٤ –۱۵ – زمان‌بندی انجام آزمون‌های دوره‌ای ۱۹۳
۲ –۵– سایر آزمون‌های عیب‌یابی ترانسفورماتور ۱۹٤
۲ –۵ –۱ – آنالیز مشتقات فوران ۱۹٤
۲ –۵ –۲ – عدد پلیمریزاسیون کاغذ ۱۹۹
۲ –۵ –۳ – ترموگرافی ۲۰۰

۳ – آزمون‌های دوره‌ای تجهیزات جانبی ترانسفورماتور ۲۰۶
۳ –۱– مقدمه ۲۰۶
۳ –۲– آزمون‌های دوره‌ای بوشینگ ۲۰۶
۳ –۲ –۱ – مقدمه ۲۰۶
۳ –۲ –۲ – خازن و ضریب تلفات عایقی (tanδ) ۲۰۶
۳ –۲ –۳ – بازبینی ظاهری ۲۱۵
۳ –۲ –٤ – تحلیل گازهای محلول در روغن بوشینگ ۲۱٦
۳ –۲ –۵ – تخلیه جزئی ۲۲۰
۳ –۲ –٦ – زمان‌بندی انجام آزمون‌ها ۲۲۰
۳ –۳– آزمون‌های دوره‌ای تپ‌چنجر ۲۲۰
۳ –۳ –۱ – مقدمه ۲۲۰
۳ –۳ –۲ – کلیاتی در مورد تپ‌چنجر ۲۲۲
۳ –۳ –۳ – بازبینی‌های OLTC در فواصل ماهیانه ۲۲٦
۳ –۳ –٤ – بازبینی‌های OLTC در فواصل زمانی یک تا سه سال ۲۲٦
۳ –۳ –۵ – بازبینی داخلی OLTC ۲۲۹
۳ –۳ –٦ – آزمون‌های پیشرفته تپ‌چنجر ۲۳۲
۳ –۳ –۷ – کنترل‌های دوره‌ای تپ‌چنجر آفلاین DETC ۲۳۳
٤ – تحلیل گازهای محلول در روغن (DGA) ۲۳۸
٤ –۱– مقدمه ۲۳۸
٤ –۲– مکانیسم تولید گاز در ترانسفورماتور ۲۳۹
٤ –۲ –۱ – معرفی گازهای مهم در DGA ۲۳۹
٤ –۲ –۲ – تولید گاز در اثر تجزیه روغن ۲٤۰
٤ –۲ –۳ – تجزیه عایق سلولزی ۲٤۱
٤ –۲ –٤ – تمایل روغن به تولید گاز ۲٤۱
٤ –۲ –۵ – سایر منابع تولید گاز ۲٤۲

٤ -٣- تقسیم‌بندی خطاها ٢٤٢
٤ -٤- تفسیر نتایج آزمون DGA ٢٤٣
٤ -٤ -١ - روش نسبت گازهای پایه (Basic Gas Ratio) مطابق IEC 60599 ..... ٢٤٣
٤ -٤ -٢ - مقادیر معمول گازها و نرخ افزایش آن‌ها مطابق IEC 60599 ..... ٢٤٧
٤ -٤ -٣ - نسبت‌های کمکی در IEC 60599 ..... ٢٤٨
٤ -٤ -٤ - نحوه اعمال نسبت‌ها به گازهای موجود در رله بوخهلتس ٢٥٠
٤ -٤ -٥ - روش مثلث دوال ٢٥٢
٤ -٤ -٦ - روش نسبت‌های راجرز ٢٥٦
٤ -٤ -٧ - روش گازهای کلیدی (Key Gas) ٢٥٧
٤ -٤ -٨ - روش نسبت‌های دورنبرگ ٢٦٠
٤ -٤ -٩ - روش MSS برای تشخیص نوع خطا ٢٦٣
٤ -٤ -١٠ - ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور بر اساس مقدار گازهای قابل اشتعال و مجموع آن‌ها ٢٦٥
٤ -٤ -١١ - نکات قابل توجه تحلیل DGA از سایر مراجع ٢٧٢
٤ -٤ -١٢ - خطاهای مختلفی که می‌توانند منجر به تولید گاز شوند ٢٧٧
٤ -٥- اطلاعات خاصی که بایستی در گزارش DGA قید شود ٢٧٩
٤ -٦- فرآیند انجام آزمون DGA ٢٨٠
٤ -٧- نمونه‌برداری از روغن ٢٨٢
٤ -٧ -١ - ایمنی و کیفیت نمونه‌برداری ٢٨٣
٤ -٧ -٢ - تمیز کردن محل نمونه‌برداری ٢٨٤
٤ -٧ -٣ - اتصال بین محل نمونه‌برداری و ظرف نمونه‌گیری ٢٨٥
٤ -٧ -٤ - انتخاب ظرف نمونه‌گیری ٢٨٥
٤ -٧ -٥ - تمیزکردن ظرف نمونه‌برداری ٢٨٨
٤ -٧ -٦ - نمونه‌برداری با سرنگ ٢٩٢
٤ -٧ -٧ - نمونه برداری با سیلندر دوطرفه ٢٩٤
٤ -٧ -٨ - نمونه‌برداری با بطری شیشه‌ای یا فلزی غیر قابل انعطاف ٢٩٧

٤ –٧ –٩ – نمونه‌برداری روغن با بطری پلاستیکی ۲۹۸
٤ –٧ –١٠ – نگهداری و انتقال نمونه ۲۹۸
٤ –٧ –١١ – برچسب‌زدن نمونه‌ها ۲۹۹
٤ –٨– نمونه‌برداری گاز رله بوخهلتس ۳۰۰
٤ –٨ –١ – تجهیز نمونه‌گیری از گاز ۳۰۱
٤ –٨ –٢ – فرآیند نمونه‌گیری ۳۰۱
٤ –٩– کلیاتی در مورد اندازه‌گیری گازهای محلول ۳۰۲
٤ –٩ –١ – استخراج گاز از روغن ۳۰۳
٤ –٩ –٢ – اندازه‌گیری گازها به کمک گاز کروماتوگراف ۳۰۵
٤ –٩ –٣ – کالیبراسیون دستگاه‌های اندازه‌گیری ۳۰٦
٤ –٩ –٤ – حداقل حدود تشخیص گاز ۳۰۷
٤ –٩ –٥ – تکرارپذیری، بازتولید و دقت ۳۰۷
٤ –١٠– موارد ایجاد کننده اشکال در تحلیل DGA ۳۰۸
٤ –١٠ –١ – تولید گازهای پراکنده ۳۰۸
٤ –١٠ –٢ – گازهای به دام افتاده در سیستم کاغذ و روغن ۳۱۲
٤ –١١– روش‌های پایش آنلاین ترانسفورماتور ۳۱۳
٤ –١١ –١ – مقدمه ۳۱۳
٤ –١١ –٢ – پایش گازهای محلول در روغن ۳۱۵
٤ –١١ –٣ – جمع‌بندی مطالعات CIGRE در مورد دستگاه‌های پایش آنلاین گاز ۳۱۷
٥ – بارگذاری ترانسفورماتور قدرت ۳۲۲
٥ –١– مقدمه ۳۲۲
٥ –٢– اهمیت بارگذاری و تلفات ترانسفورماتور ۳۲۲
٥ –٣– عوامل تاثیرگذار بر تحمل اضافه‌بار ترانسفورماتور ۳۲٤
٥ –٣ –١ – تاثیر دمای محیط و ارتفاع بر تحمل اضافه‌بار ۳۲٥
٥ –٣ –٢ – تاثیر دوره‌ای بودن بار بر تحمل اضافه‌بار ۳۲٦

۵ -۳ -۳ - تاثیر ابعاد ترانسفورماتور بر اضافه‌بار ۳۲۷
۵ -٤- عواقب و خطرات اضافه‌بار در ترانسفورماتور ۳۲۷
۵ -٤ -۱ - عواقب عمومی اضافه‌بار ترانسفورماتور ۳۲۷
۵ -٤ -۲ - پدیده‌های خطرناک در هنگام اضافه‌بار ترانسفورماتور با ماهیت ناگهانی ۳۲۸
۵ -۵ - نرخ پیری نسبی و عمر عایقی ترانسفورماتور ۳۳۰
۵ -٦- محدودیت‌های اضافه‌بار ترانسفورماتور ۳۳۱
۵ -٦ -۱ - محدودیت‌های دما و جریان ۳۳۱
۵ -٦ -۲ - سایر محدودیت‌های ترانسفورماتورهای متوسط و بزرگ ۳۳۱
۵ -۷- تعیین دمای نقطه داغ ۳۳۳
۵ -۷ -۱ - تعیین نقطه داغ در شرایط پایدار ۳۳۳
۵ -۷ -۲ - تعیین نقطه داغ با تغییرات دمای محیط و مقدار بار ۳۳۳
۵ -۷ -۳ - استفاده از سیستم مانیتورینگ برای اضافه‌بار ترانسفورماتور ۳۳۵
ضمائم ۳۳۷
پیوست ۱- محاسبه نقطه داغ به روش نمایی بر اساس استاندارد IEC 60076-7 ..... ۳۳۸
پیوست ۲- اندازه‌گیری ضریب (g) و انتخاب ضریب (H) طبق IEC 60076-2 ..... ۳٤۵
پیوست ۳- ارزیابی رطوبت در روغن و سیستم عایقی ۳٤۹
پیوست ٤- روش‌های تصفیه روغن ۳۵۱
پیوست ۵- نمونه‌های عملی از تحلیل گازهای محلول در روغن ۳٦۱
پیوست ٦-جدول آنالیز عیوب ترانسفورماتورهای قدرت ۳٦۵
پیوست ۷- چک لیست آزمون‌های ترانسفورماتور قدرت ۳۷٦
پیوست ۸- فرم‌های Test Sheets ٤۰۹
٦ - مراجع ٤۳٦

پیش گفتار

ترانسفورماتورهای قدرت از تجهیزات اصلی، کلیدی و ارزشمند شبکه انتقال برق کشور بوده که نقش مهم و بارزی در حفظ امنیت و پایداری شبکه برق کشور دارند. با توجه به ارزش ریالی قابل توجه این تجهیزات مهم، نگهداری و بهره‌برداری مطلوب از آن‌ها دارای اهمیت ویژه می‌باشد.

اگرچه کتب، مقالات و استانداردهای متعددی در زمینه تعمیر، نگهداری و بهره‌برداری ترانسفورماتورهای قدرت وجود دارد اما تنوع، گستردگی مطالب و عدم دسترسی همگانی به چنین مراجعی همواره یکی از موانع اصلی در افزایش سطح دانش عمومی و بهره‌برداری مطلوب و بهینه در این زمینه بوده است. از این رو شرکت مدیریت شبکه برق ایران در راستای وظایف سازمانی خود مصمم گردید تا جهت ایجاد وحدت رویه در این زمینه به کمک اساتید و کارشناسان خبره صنعت برق، سندی را جهت رفع کمبودهایی که در این زمینه وجود دارد تهیه نماید.

به همین منظور و با توجه به استقبال گسترده و اشتیاق همکاران در سطح شرکت‌های برق منطقه‌ای، تهیه دستورالعمل جامعی در سال ۹۷ در دستور کار شرکت مدیریت شبکه برق ایران قرار گرفت. برای دست‌یابی به این هدف پروژه‌ای تحقیقاتی تعریف گردید و مطالعات لازم و آماده‌سازی پیش‌نویس سند توسط جمعی از اساتید محترم دانشگاه تهران صورت گرفت. پس از آماده‌سازی سند، نقطه نظرات شرکت‌های برق منطقه‌ای و جمعی از کارشناسان خبره اخذ شد و سپس با برگزاری بیش از سی جلسه کاری در محل این شرکت، کلیه نقطه نظرات مورد بررسی قرار گرفته و پس از انجام اصلاحات لازم، ویرایش اول آماده گردید.

در این دستورالعمل موضوعات مهمی از قبیل حمل و نقل، تحویل، تست و راه‌اندازی ترانسفورماتور قبل از تحویل، آزمون‌های دوره‌ای و تجهیزات جانبی ترانسفورماتور، تحلیل جامع گازهای محلول در روغن و نیز بارگذاری ترانسفورماتورهای قدرت مورد بررسی قرار گرفته است. شایان ذکر است که با توجه به بررسی‌های به عمل آمده در سالیان اخیر و با عنایت به گزارش ادواری سال ۹۸، در حال حاضر حدود ۹۰٪ ترانسفورماتورهای قدرت در شبکه انتقال در وضعیت نرمال بوده و تعداد بسیار اندکی از آن‌ها دارای ضعف‌هائی از قبیل اشکالات حرارتی، الکتریکی و پیری سیستم عایقی می‌باشند و انتظار می‌رود با اجرای کامل مفاد این سند، بروز اشکال و خرابی در این تجهیزات به حداقل مقدار ممکن کاهش یابد.

در طول مدت تهیه این نظام‌نامه، جناب آقای دکتر داود فرخزاد ریاست محترم هیات مدیره و مدیر عامل شرکت مدیریت شبکه برق ایران مشوق و حامی گروه تدوین این سند بوده‌اند و قطعاً بدون پشتیبانی ایشان این مهم محقق نمی‌شد. این سند توسط اساتید برجسته و خبره دانشگاه تهران آقایان دکتر حسین محسنی، دکتر امیرعباس شایگانی اکمل، دکترمحمدحامد صمیمی تدوین و با هدایت و نظارت آقای مهندس حسین ایوب‌زاده و همکاری آقایان مهندس حمید اسکندری، مهندس علی سجادی و همچنین، آقای مهندس علی رحیم‌زاده خوشرو نهائی گردیده است. در این رابطه از نقطه‌نظرات مفید همکاران و کارشناسان محترم شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیز از دانش و تجارب ارزنده محققین و صاحب‌نظران صنعت برق کشور بخصوص آقایان مهندس منوچهریان، مهندس آرش آقائی‌فر، مهندس محسن محسنی، مهندس سیامک غفاری، مهندس حیدربزرگ و مهندس حرمت‌الله فیروزی استفاده شده است. آقای مهندس آرمان سلیمی‌بنی و همکاران ایشان در دفتر تحقیقات و توسعه فن‌آوری در به ثمر رسیدن قرارداد پروژه تحقیقاتی تلاش وافر نموده اند. خانم مهندس مریم حریرفروش در ویرایش این سند همکاری داشته‌اند. ضمناً چکیده مطالب و موضوعات مهم دستورالعمل‌های به‌روز و استانداردهای معتبر بین‌المللی در مفاد این سند لحاظ شده است.

در راستای نیل به اهداف پایداری شبکه اصلی برق کشور، ویرایش دوم نظام‌نامه با به‌روزرسانی و تکمیل مباحث قبلی آماده انتشار شده و لذا اجرای کامل مفاد نظام‌نامه " نگهداری، تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت " توسط کلیه شرکت‌های برق منطقه‌ای و شرکت‌های ذیربط مورد تأکید و انتظار می‌باشد. شرکت مدیریت شبکه برق ایران از همه اساتید و کارشناسانی که با در اختیار قرار دادن دانش فنی و وقت گران‌بهای خود در تهیه، نگارش، تدوین و بازنگری این سند همکاری نموده‌اند تشکر و قدردانی نموده و امیدوار است جهت تکمیل و به‌روزآوری آن در ویرایش‌های بعدی از نقطه نظرات ارزشمند متخصصین صنعت برق کشور بیش از پیش بهره‌مند گردد.

به نام خدا

نظر به اهمیت ترانسفورماتورها در برق‌رسانی مطمئن، دستورالعمل ارائه شده پیرو ابلاغ قرارداد پژوهشی با عنوان: «پژوهش و تدوین دستورالعمل جامع بهره‌برداری، نگهداری و عیب‌یابی ترانسفورماتورهای قدرت» و با پیگیری و جدیت معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه از طرف شرکت مدیریت شبکه برق ایران به معاونت پژوهشی دانشگاه تهران در مدت هجده ماه از تاریخ ۹۷/۶/۳ تا تاریخ ۹۸/۱۲/۳ انجام گرفت.

روند تدوین دستورالعمل جامع در پروژه فوق به این شکل بود که منابع مختلف اعم از استانداردها، کتاب‌ها، بروشورهای فنی و همچنین، دستورالعمل‌های داخلی شرکت‌های برق منطقه‌ای، دستورالعمل چند شرکت برق در کشورهای آلمان، اتریش، امریکا و کانادا و سازندگان داخل و خارج ایران مورد مطالعه قرار می‌گرفت و یک پیش‌نویس از انواع روش‌های مختلف تهیه می‌شد. در مرحله بعد جلساتی در محل شرکت برق منطقه‌ای با حضور جناب آقای مهندس ایوب‌زاده، معاون محترم شرکت مدیریت شبکه برق ایران، آقای مهندس اسکندری، مدیر دفتر مطالعات حفاظت، آقای مهندس سجادی رئیس گروه نظارت بر بهره‌برداری تجهیزات و آقای مهندس خوشرو از افراد با تجربه در زمینه بهره‌برداری ترانسفورماتور، از طرف شرکت مدیریت شبکه برق ایران و آقای دکتر امیرعباس شایگانی اکمل و آقای دکتر محمد حامد صمیمی و اینجانب از طرف دانشگاه برگزار می‌شد. در این جلسات، پیش‌نویس‌های تهیه شده خط به خط مورد مداقه و بحث قرار می‌گرفت و بر اساس تجربیات افراد و نظرات آن‌ها اصلاح می‌گردید که نتیجه آن یک نسخه کاهش حجم یافته برای نظام‌نامه بود. در مرحله بعد، پیش‌نویس نظام‌نامه جهت مطالعه و اعلام نظرات برای افراد کمیته ترانسفورماتور که از متخصصان صاحب‌نظر بودند و همچنین شرکت‌های برق منطقه‌ای مختلف ارسال می‌گردید. سپس در جلسات دیگری، نظرات اصلاحی شرکت‌های برق منطقه‌ای و متخصصان مورد بررسی قرار می‌گرفت و اصلاحات مربوطه در متن نظام‌نامه اعمال می‌شد. پس از اتمام مراحل فوق و نهایی‌شدن نظام‌نامه، جداولی جهت انجام آزمون‌ها و همچنین، چک‌لیست مراتب مراقبت و نگهداری تهیه گردید تا در شرکت‌های برق منطقه‌ای مورد استفاده قرار گیرد. واضح است که چنین نظام‌نامه‌ای احتیاج به اصلاحات پس از پیاده‌سازی و در طول زمان دارد. امید که اصلاح چندباره این نظام‌نامه طی سالیان آتی منجر به یک دستورالعمل کم‌نقص و موثر در کاهش حوادث ترانسفورماتورهای قدرت باشد.

حسین محسنی

فصل اول
حمل و نقل، تحویل و راه‌اندازی ترانسفورماتور

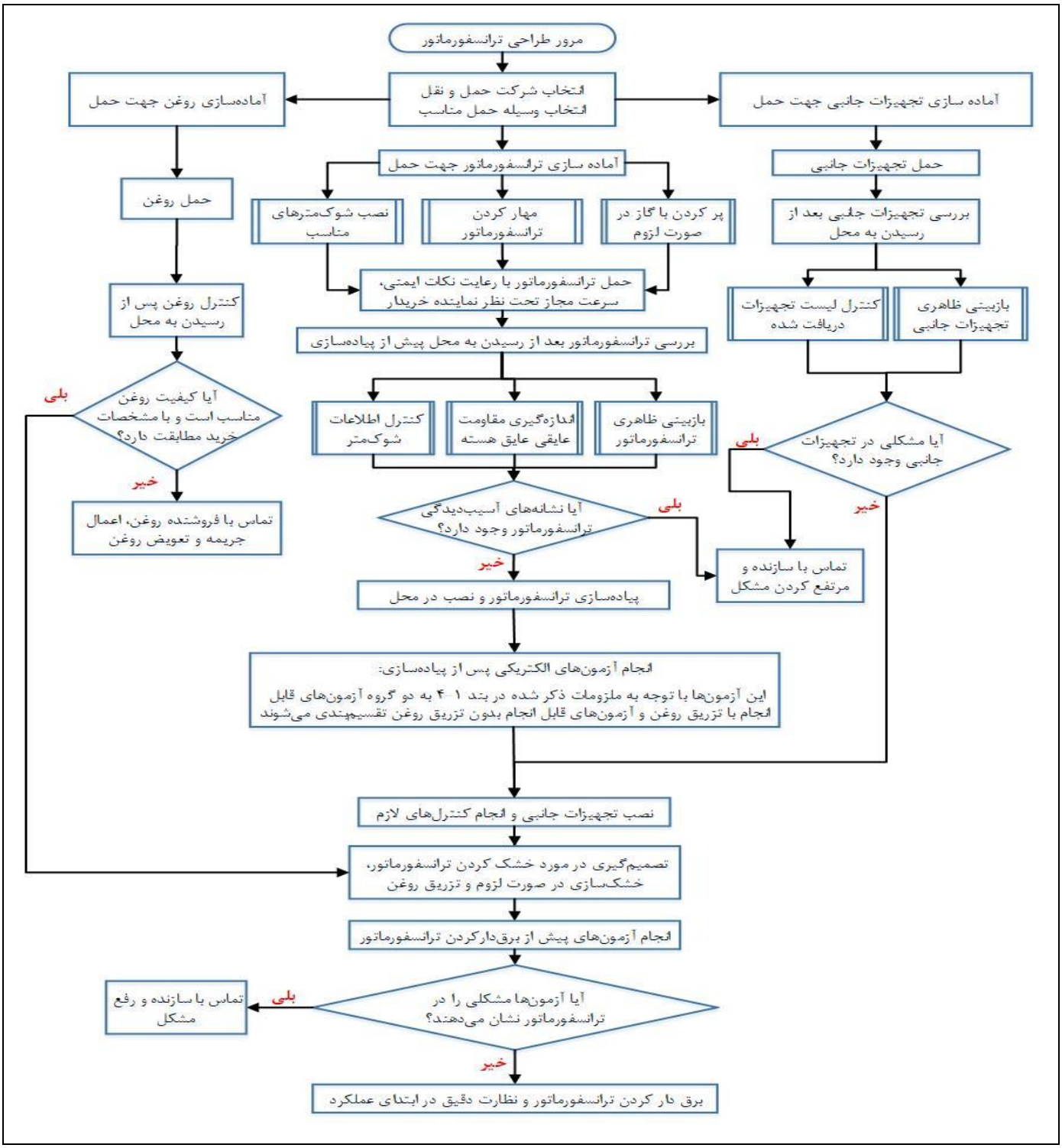
۱ – حمل و نقل، تحویل و راه‌اندازی ترانسفورماتور

۱ –۱– مقدمه

در این فصل نحوه حمل و نقل صحیح ترانسفورماتور، نکات مهم در هنگام تحویل و آزمون‌های پیش از راه‌اندازی آن مورد بررسی قرار می‌گیرد. نکته مهم آن است که مالکین نهایی ترانسفورماتور بخش‌های بهره‌برداری در شرکت‌های برق منطقه‌ای و شرکت‌های ذیربط بوده که انتظار می‌رود در سال‌های متمادی از این تجهیزات گران‌قیمت بهره‌برداری نمایند. لذا لازم است واحد بهره‌بردار از اولین مراحل طراحی در جریان امور قرار گرفته و توجه کند که طراحی و حمل و نقل مطلوب این تجهیز باعث خواهد شد تا ترانسفورماتور در طول عمر خود با مشکلات کم‌تری مواجه باشد. از این رو توصیه می‌شود که بهره‌بردار در مورد ترانسفورماتوری که قرار است ساخته و تحویل شود، مراحل مختلف را پیگیری کرده و حساسیت لازم در زمینه طراحی و حمل و نقل مناسب آن را داشته باشد. این در حالی است که این مراحل معمولاً توسط سازنده یا معاونت طرح و توسعه هماهنگ می‌شود و سپس تجهیز در اختیار بهره‌بردار قرار می‌گیرد اما این موضوع نباید منجر به این مسئله شود که در هنگام طراحی، ساخت و یا حمل و نقل، واحد بهره‌بردار اطلاعی از موضوعات مذکور نداشته باشد. لازم به ذکر است که با هم‌فکری سازنده، واحدهای طرح و توسعه و بهره‌برداری است که ترانسفورماتور به صورت بهینه ساخته شده و در طول عمر خود با کم‌ترین اشکال مواجه خواهد شد. لذا اطلاع از موارد ارائه شده به همه بهره‌برداران توصیه می‌گردد. نکته دیگر آن است در صورتی که شرایط سایت نهایی نصب ترانسفورماتور مشخص نباشد، بایستی بدترین شرایط سایت در زمان طراحی مدنظر گرفته شود.

نکته مهم دیگر آن است که بین حمل و نقل ترانسفورماتور نو و ترانسفورماتور کارکرده تفاوت‌هایی وجود دارد. در سایر موارد که هیچ ذکری از ترانسفورماتور نو یا کارکرده نشده، نکات مذکور در هر دو مورد صادق بوده و بایستی رعایت شود.

در نهایت به جهت ارائه دید کلی از مراحل ارائه شده در این فصل از نظام‌نامه، فلوچارت جزئیات مراحل حمل و نقل ترانسفورماتور تا پایان زمان برق‌دار کردن ترانسفورماتور به صورت تشریحی در فلوچارت ارائه شده در شکل (۱–۱) نشان داده شده است.



شکل (۱-۱): فلوچارت مراحل حمل و نقل ترانسفورماتور تا برق‌دار کردن

۱ -۲- حمل و نقل ترانسفورماتور

۱ -۲ -۱ -انتخاب شرکت حمل و نقل

شرکتی که برای حمل ترانسفورماتور انتخاب می‌شود بایستی دارای سابقه و تجربیات کافی در این زمینه بوده و به تجهیزات مناسب مجهز باشد. یک نکته مهم بررسی بیمه شرکت و میزان پوشش آن در مقابل حوادث مختلفی است که ممکن است در هنگام حمل اتفاق افتد [۱].

در مراجع معتبر سه روش برای حمل و تحویل ترانسفورماتور از دیدگاه مسئولیت طرفین وجود دارد [۲]:

حالت الف) زمانی است که سازنده مسئول پرداخت هزینه و برنامه‌ریزی حمل تا نقطه‌ای مشخص است اما حمل تا محل نصب نهائی و همچنین، پیاده‌سازی ترانسفورماتور توسط خریدار برنامه‌ریزی و انجام می‌شود.

حالت ب) زمانی است که سازنده مسئول حمل، تحویل و پیاده‌سازی ترانسفورماتور تا محل نصب نهایی آن و همچنین، نصب و راه‌اندازی آن است. این روش، رویه معمول است و قویاً توصیه می‌شود از چنین رویه‌ای استفاده شود چرا که نقطه دقیق تحویل مسئولیت ترانسفورماتور به خریدار را تعیین می‌کند و از لحاظ مسائل گارانتی، وضعیت ترانسفورماتور مشخص‌تر است.

حالت ج) در این حالت تمام مسئولیت حمل و نقل و نصب ترانسفورماتور بر عهده خریدار بوده و سازنده تنها وظیفه بارگیری ترانسفورماتور بر روی وسیله حمل را بر عهده دارد.

۱ -۲ -۲ - نکات مهم پیش از حمل در ترانسفورماتورهای نو

اطلاعات و نیازمندی‌های حمل و نقل ترانسفورماتور باید با تحلیل همه حالت‌های مورد نیاز در فاز طراحی ترانسفورماتور و پیش از ساخت مشخص شود. لذا ضروری است محل نصب ترانسفورماتور و روش‌های حمل آن تعیین و ظرفیت حمل بار، وضعیت جاده، پل‌ها و ... مشخص شود. بر اساس موارد مذکور ممکن است حمل ترانسفورماتور به صورت دریایی، زمینی و یا ریلی انجام شود. همچنین، با توجه به محدودیت‌ها ممکن است ترانسفورماتور به صورت تک‌فاز یا سه‌فاز ساخته و حمل شود.

وسیله حمل ترانسفورماتور نیز بر اساس وضعیت مسیر و زیرسازی آن، وزن ترانسفورماتور و پیچ و خم‌های موجود در مسیر تعیین می‌شود [۳]. ضمناً بایستی محاسبات لازم در مورد نحوه توزیع نیروها بر روی محور وسیله نقلیه و میزان نیروی وارد بر جاده انجام شود. معمولاً کشورهای مختلف استانداردهایی برای محاسبات این گونه موارد دارند. در صورت لزوم مراجعه به استانداردهای اشاره شده در صفحه بعد توصیه می‌شود:

- EN 12195 ت1, Load restraining on road vehicles [4]
- VD I2700, Securing loads on road vehicles [5]
- Cargo securement (NSC Standard 10)

- دستورالعمل جابه‌جایی محموله ترافیکی در راه‌های کشور.

همه اجزای خارجی ترانسفورماتور از قبیل لوله‌ها، اتصالات و نشان‌گرها بایستی به نحو مناسبی در مقابل آسیب‌های حمل و نقل، با کاور و پوشش مناسب حفاظت شده باشند.

اطلاعات مهم شامل ابعاد، وزن، مرکز ثقل، نقاط تعبیه شده جهت بلندکردن (محل‌های جک زدن) بایستی توسط سازنده در نقشه مشخص گردد. همچنین، مرکز ثقل برای حالت‌های مختلف پرشده و خالی از روغن تعیین شده باشد. اطلاعات مهم نظیر وزن و مرکز ثقل (با و بدون روغن) نیز بایستی به نحو قابل‌رویت بر روی خود ترانسفورماتور علامت‌گذاری شده باشد. گاهی اوقات نگهدارنده‌های موقتی برای مهار اکتیوپارت ترانسفورماتور در حین حمل در نظر گرفته می‌شود که پیش از راه‌اندازی باید برداشته شوند. ضروری است که وجود این قطعات نیز با پلاکی واضح بر روی ترانسفورماتور مشخص گردد.

تصمیم در مورد حمل ترانسفورماتور با یا بدون روغن نیز باید با نظر سازنده مشخص شود. در مرحله اول ابعاد و وزن ترانسفورماتور عامل تعیین کننده است. این مسئله تابع قوانین زیست محیطی نیز خواهد بود چرا که ترانسفورماتور چند هزار لیتر روغن دارد که نشت آن می‌تواند آسیب‌هایی را به محیط زیست وارد کند [۲]. در صورتی که ترانسفورماتور با روغن حمل شود، تمهیدات لازم باید در مورد انبساط و انقباض روغن لحاظ گردد.

در زمان حمل و نقل ترانسفورماتور بایستی به دستورالعمل‌های ایمنی مربوط به خود ترانسفورماتور و حمل و نقل نیز توجه شود تا حوادث احتمالی به حداقل برسند.

۱ – ۲ – ۳ – نکات پیش از حمل در مورد ترانسفورماتورهای موجود (کارکرده)

در صورتی که حمل ترانسفورمانور بدون تخلیه کامل روغن مدنظر باشد باید حتماً بررسی شود که آیا ترانسفورماتور برای این نوع از حمل طراحی شده است یا خیر؟

در صورتی که ترانسفورماتور به صورت کامل بخواهد جابه‌جا شود باید به تنش وارده به تجهیزات خارجی آن مثل رادیاتورها، برق‌گیرها و میزان تنش منتقل شده به اتصالات داخلی آن توجه شود. برای بررسی قابلیت حمل ترانسفورماتور به صورت کامل (همراه با رادیاتور یا بوشینگ) و تحمل تنش‌های وارده به آن و همچنین، جهت بررسی میزان تنش‌های منتقل شده به اتصالات داخلی بایستی با سازنده مشورت شود.

نکته مهم دیگر آن است که گاهی برای مهار نیروهای حمل و نقل و مهار اکتیوپارت، از نگهدارنده‌هایی درون تانک استفاده می‌شود که پیش از شروع به کار ترانسفورماتور، این نگهدارنده‌ها برداشته می‌شوند. در مورد ترانسفورماتور کارکرده معمولاً این نگهدارنده‌ها وجود نداشته و در نتیجه نمی‌توانند مانند ترانسفورماتور نو حمل شوند. در چنین مواردی نیز جهت تصمیم‌گیری مناسب باید حتماً با سازنده مشورت شود.

علاوه بر موارد فوق، ممکن است پدهای جک طراحی شده در ترانسفورماتور توانایی تحمل وزن ترانسفورماتور با روغن را نداشته باشند در حالی که برای جابه‌جایی تجهیز از یک فیدر (Bay) به فیدر دیگر در داخل پست ممکن است این تصور ایجاد شود که احتیاجی به تخلیه روغن ترانسفورماتور وجود ندارد. این در حالی است که پد جک ممکن است تحمل این وزن را نداشته باشد. در این موارد نیز بایستی با سازنده مشورت گردد.

لازم به ذکر است که ترانسفورماتور کارکرده بایستی به همان‌گونه‌ای حمل شود که در هنگام نو بودن حمل شده است. برای مثال اگر ترانسفورماتور بدون روغن حمل شده است بایستی هم اکنون نیز بدون روغن حمل شود. در صورت تصمیم به تغییر شرایط حمل یا عدم اطلاع از نحوه حمل ترانسفورماتور در حالت نو، حتماً بایستی دستورالعمل‌های مناسب از سازنده دریافت شود. البته در مورد ترانسفورماتور کارکرده در صورت امکان بهتر است حمل آن با روغن صورت گیرد تا رطوبت به ترانسفورماتور نفوذ نکند.

ضمناً بایستی بر این موضوع تاکید شود که در مورد ترانسفورماتور نو، غالباً فرآیند حمل و نقل و انتخاب شرکت حمل‌کننده توسط سازنده انجام می‌شود در حالی که در مورد ترانسفورماتور کارکرده انتخاب شرکت و فرآیند حمل آن بر عهده مالک ترانسفورماتور است. از این رو بایستی در انتخاب شرکت حمل و نقل دقت شده و در صورت عدم اطلاع کافی از شرکت‌های مختلف و تجربیات آن‌ها لازم است یک سازنده باتجربه طرف مشورت قرار گیرد.

در هر یک از موارد فوق در صورتی که سازنده در دسترس نباشد، موارد باید با مشورت سایر سازندگان موجود و افراد متخصص تعیین شود.

۱-۲-۴- راهبردهایی در مورد مرور طراحی ترانسفورماتور

در فاز مرور طراحی ترانسفورماتور، حدود مجاز برای بارهای حین حمل توسط سازنده مشخص می‌شود. این اطلاعات باید در قالب حداکثر شتاب مجاز ناشی از بارهای مکانیکی یا حداکثر محتوای انرژی ناشی از

این بارهای مکانیکی بیان شود. این حدود باید به تفکیک برای هر یک از سه محور اصلی ترانسفورماتور تعیین شده باشد.

همچنین، مالک ترانسفورماتور بایستی برای حمل ترانسفورماتور در مورد تجربیات حمل و طراحی آن از سازنده سوال کند تا اطمینان حاصل شود که طراحی به گونه‌ای است که قادر به تحمل تنش‌های حین حمل می‌باشد. سازنده بایستی نقشه‌های دقیق و شفافی در اختیار بگذارد که نحوه بلندکردن ترانسفورماتور با جرثقیل یا حرکت به کمک جک‌های هیدرولیک و لغزش در همه راستاهای حرکت در آن مشخص شده باشد. نقشه باید به روشنی نقاطی را که جک‌ها قرار می‌گیرند و همچنین، محل بستن زنجیر یا تسمه و موارد مشابه را بیان کرده باشد.

پیش از جابه‌جائی ترانسفورماتور باید از محل نهایی قرار گرفتن آن بازدید به عمل آمده باشد و بر اساس محدودیت‌های موجود در محل تحویل، یک برنامه‌ریزی دقیق همراه با نقشه جامع برای چگونگی پیاده‌سازی و قرار گرفتن ترانسفورماتور در محل نهایی آن تهیه شده باشد [۳]. این نقشه بایستی شامل نحوه استفاده از ریل یا جک و همچنین، نحوه کشیدن افقی ترانسفورماتور نیز باشد. در موارد لزوم بایستی چرخ‌هایی همراه با ترانسفورماتور تحویل داده شود که معمولاً برای جابه‌جایی نهایی ترانسفورماتور و قرار گرفتن آن در محل نهایی استفاده می‌شود.

فهرستی از موارد ذکر شده که بایستی در فاز مرور طراحی مورد بحث قرار گیرد، به شرح ذیل ارائه می‌شود. برای هر قطعه بایستی روشن شود که چگونه سازنده از مناسب بودن آن‌ها برای حمل اطمینان حاصل کرده است. لازم به ذکر است که چهار مورد اول از موارد ذیل برای جابه‌جایی‌های بعدی و نگهداری سوابق حائز اهمیت است:

أ- آگاهی از چگونگی فشرده‌سازی (کلمپ شدن) ورق‌های هسته به منظور استفاده احتمالی در تعمیرات آتی. در این رابطه اطلاع از بعضی موارد برای جابه‌جایی‌های بعدی ترانسفورماتور در صورت بروز حادثه احتمالی به شرح ذیل ضروری است:

۱. در محل اتصالات بین یوغ و ستون،
۲. در ستون‌ها (به روش‌هایی مثل استفاده از بند و تسمه یا چسب)،
۳. در یوغ‌ها، تعداد و محل پیچ‌های یوغ، تسمه‌ها یا سایر اجزای نگهدارنده،
٤. نحوه محکم کردن مجموعه هسته در مقابل لغزیدن، پیچ‌های نگهدارنده، تسمه‌ها یا روش‌های استحکام دیگر،

۵. لزوم بررسی تعداد بانداژ و نیروی مجاز پرس هسته.

ب- آگاهی از نحوه کوپلینگ بین اکتیوپارت و تانک ترانسفورماتور به منظور جابه‌جایی‌های احتمالی ترانسفورماتور در آینده که در این رابطه اطلاعاتی به شرح ذیل مورد نیاز است:

۱. کوپلینگ به چه صورت است؟ (ساخت، مواد، عایق)
۲. تعداد تجهیزات تقویت‌کننده در قسمت بالای اکتیوپارت چقدر است؟
۳. تعداد تجهیزات تقویت‌کننده در قسمت پایین اکتیوپارت چقدر است؟
٤. جزئیات عایق زیر اکتیوپارت باید بررسی گردد.

ث- نوع اتصالات بیرون از صفحات فشرده شده (کلمپ شده) سیم‌پیچ برای انجام تعمیرات در صورت لزوم، اطلاع از وضعیت عایق‌ها به شرح ذیل ضروری است، خصوصاً که قسمت اتصال به بوشینگ از نقاطی می‌باشد که آمار آسیب در آن نقطه زیاد است:

۱. قطعات و نوارهای عایقی برای قسمت خروجی سیم‌پیچ (Lead exit)،
۲. انتهای آزاد سیم‌پیچ که قرار است به بوشینگ متصل شود،
۳. کابل‌ها و تیوب‌های فشارقوی،
٤. شیلدهای الکتریکی بوشینگ.

ج- مرور ساختمان سایر قطعات:

۱. راکتورهای سری،
۲. سازه نگهدارنده CT،
۳. وریستورها.

ح- سازه‌های موقت حین حمل که باید پیش از راه‌اندازی ترانسفورماتور جدا شوند (این سازه‌ها بایستی به تفکیک مشخص شوند). اطلاع از این سازه‌ها بسیار حائز اهمیت است چون اگر پیش از برقداری این سازه‌ها حذف نشوند می‌تواند در مدت زمان کوتاهی باعث بروز عیب در ترانسفورماتور شود.

خ- آیا حمل ترانسفورماتور همراه با یکی از قطعات متصل به ترانسفورماتور به شرح زیر خواهد بود؟ (برای حمل و نقل‌های احتمالی ترانسفورماتور در آینده، ارائه این اطلاعات ضروری است)

۱. بوشینگ‌ها،
۲. کنسرواتور،
۳. تجهیزات خنک‌کننده.

٤. آیا Cable box و ملحقات آن بر روی ترانسفورماتور نصب و آب‌بندی شده است؟

د- در صورتی که ترانسفورماتور با روغن حمل می‌شود بایستی در مورد اثر حرکت آزاد روغن و نحوه جلوگیری از عواقب احتمالی آن بررسی شود.

ذ- کفایت طراحی کف ترانسفورماتور برای تحمل نیروها هنگام حمل با جک و ریل باید مورد بررسی قرار گیرد. اطلاع از این مورد برای تصمیم‌گیری در مورد نوع حمل و نصب ترانسفورماتور حائز اهمیت است.

ر- تعداد حلقه‌ها و نقاط مهار جهت کشیدن افقی هنگام جاگذاری نهایی ترانسفورماتور و کفایت آن‌ها بایستی مورد بررسی قرار گیرد. همچنین، بررسی شود که ترانسفورماتور در هر دو راستای طولی و عرضی قابلیت کشیده شدن داشته باشد. اطلاع از این مسئله هنگام قرار دادن ترانسفورماتور بر روی فونداسیون و سایر جابه‌جایی‌های احتمالی مورد نیاز است..

ز- سازنده باید مطلع باشد که در هنگام کشیدن افقی ترانسفورماتور، بلوک‌های مهارکننده ممکن است زیر قسمت سازه اصلی ترانسفورماتور قرار نگیرند. کف ترانسفورماتور باید تحمل چنین نیروهایی را داشته باشد، در غیر این صورت بایستی نقاطی که اجازه قرار گرفتن بلوک‌ها وجود ندارد به روشنی مشخص شده باشد. اطلاع از این موارد جهت حمل و نقل و جاگذاری ترانسفورماتور بر روی فونداسیون حائز اهمیت است.

س-میزان نیروی پرس هر یک از سیم‌پیچ‌ها باید توسط سازنده ارائه گردد تا در هنگام انجام عملیات تعمیراتی و نصب مجدد سیم‌پیچ‌ها بتوان مقدار نیروی لازم را با توجه به میزان رطوبت تعیین و اعمال کرد. در هنگام تعمیر ترانسفورماتور به خصوص در مورد ترانسفورماتورهای قدیمی باید دقت کرد که ساختار آن‌ها به صورت نسبی فرسوده شده و لذا باید با نیروی کاهش یافته اقدام به پرس نمود. همچنین، بایستی توجه داشت که مراحل مختلف پرس مثل پرس قبل از خشک کردن و پرس بعد از خشک کردن سیم‌پیچ با هم تفاوت‌هایی دارند لذا این کار بایستی توسط متخصصین مجرب انجام شود.

ش-محل زمین شدن هسته و چهارچوب بایستی علامت گذاری شده باشد. این مساله خصوصاً هنگام انجام آزموهای عایقی هسته حائز اهمیت است.

ص- برای ترانسفورماتورهائی که از سیستم خنک‌سازی OFAF یا ODAF استفاده می‌کنند پلاک موقعیت شیرآلات روی بدنه نصب شده باشد. در چنین ترانسفورماتورهایی ممکن است همه پمپ‌ها

به‌صورت هم‌زمان با هم اجازه کار نداشته باشند و به صورت گروه‌هایی مشخص شوند. ممکن است با ورود هر یک از گروه‌ها به مدار لازم باشد تا وضعیت شیرهای پمپ‌ها تغییر داده شود. این موضوع بایستی توسط یک تابلو روی بدنه مشخص شده باشد. با توجه به اینکه تعویض هر گروه از فن‌ها توسط کلید سلکتوری به راحتی انجام می‌شود، در صورتی که تعویض وضعیت شیرها هم‌زمان با آن انجام نشود می‌تواند باعث فشار به پمپ‌ها و عملکرد رله حرارتی آن شود. لذا مناسب است که وضعیت شیرها نیز در پلاکی قید شده باشد.

۱-۲-۵- آماده‌سازی جهت حمل

أ- تجهیزات الکترونیکی همراه ترانسفورماتور بایستی در مقابل باران و دیگر شرایط محیطی، حفاظت شده باشند. همچنین، قسمت‌هایی که در هنگام کار عادی روغن دارند و برای حمل از ترانسفورماتور جدا شده‌اند باید آب‌بندی بوده تا از ورود آلودگی به آن‌ها جلوگیری شود.

ب-در صورتی که بوشینگ‌ها در زمان حمل در حالت نصب‌شده هستند، باید توسط جامپر مناسب زمین شوند. همچنین، سیم‌پیچ ثانویه کلیه ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری بوشینگی (CT بوشینگی) بایستی در حالت اتصال کوتاه باشند.

ت-کلیه محفظه‌های داخلی فاقد گاز مثل داکت سیم‌پیچ سوم، داکت کابل‌ها (Cable Box) و تابلوی کنترل باید با قراردادن جاذب رطوبت مناسب مثل سیلیکاژل در مقابل تجمیع رطوبت محافظت شوند.

ث-با توجه به اینکه قطعات جانبی به صورت مجزا حمل می‌شوند، سازنده بایستی یک لیست بسته‌بندی (Packing List) کامل و دقیق تهیه کند که در آن تعداد بسته‌ها و قطعات موجود در هر بسته به دقت مشخص شده باشد. این لیست برای کنترل کامل تحویل قطعات در پست الزامی است [۲].

۱-۲-۶- پرکردن ترانسفورماتور با گاز

در صورتی که ترانسفورماتور بدون روغن حمل می‌شود باید تانک آن از گاز نیتروژن خشک پر شده و لذا پیش از حمل در کارخانه، باید آب‌بندی ترانسفورماتور توسط آزمون‌های فشار و خلاء کنترل شده باشد. همچنین، باید از خشک بودن گاز تزریقی اطمینان حاصل شود.

در استفاده از گاز نیتروژن بایستی به موارد ایمنی دقت کرد. با توجه به اینکه نیتروژن خشک قابل تنفس نیست، پیش از ورود به تانک ترانسفورماتور باید مطمئن شد هوای قابل تنفس (هوای خشک) جایگزین گاز

نیتروژن خشک شده است. فشار گاز داخل تانک در مورد نیتروژن بایستی نسبت به محیط حداقل به اندازه 200 mbar (3 psi) مثبت باشد تا از تنفس ترانسفورماتور جلوگیری شود [۲ و ۳]. میزان فشار باید به نحوی باشد که در پایین‌ترین دما نیز فشار مثبت نسبت به محیط حفظ شود. جهت اطمینان ، باید سیستم تغذیه و کنترل گاز نیتروژن خشک همراه با ترانسفورماتور، حمل و به آن متصل شود. این موضوع شامل ترانسفورماتورهای کارکرده و همچنین، ترانسفورماتورهای نو است. ضمناً نشان‌گر میزان فشار داخلی بایستی جهت کنترل کاملاً در دسترس و یا در معرض دید باشد. در صورت امکان از تجهیزاتی که فشار گاز را ثبت می‌کنند استفاده شود.

باید حداقل دو کپسول گاز نیتروژن خشک همراه ترانسفورماتور موجود باشد که شیر یک کپسول در حالت باز و شیر دیگری در حالت بسته باشد [۳]. در این روش، در صورتی که ترانسفورماتور نشتی داشته باشد، گاز درون سیلندر برای جبران نشتی خالی می‌شود و تا زمانی که گاز موجود است فشار ثابت می‌ماند. اما در صورت کاهش فشار و بروز نشتی، گاز کافی برای ایجاد فشار مثبت وجود ندارد. در حالت حمل با شیر بسته، نشتی گاز به سرعت خود را نشان می‌دهد اما ممکن است کاهش فشار گاز منجر به تنفس ترانسفورماتور شود. بنابراین استفاده از دو کپسول یکی با شیر در وضعیت باز و دیگری به عنوان رزرو یک راه‌حل بهینه است. مشخصات و حجم کپسول‌های گاز نیتروژن با نظر سازنده تعیین می‌شود.

پس از تخلیه روغن و پرکردن تانک با گاز، در یک دوره ۱۲ یا ۲٤ ساعته نبایستی کار خاصی بر روی تانک انجام شود. در صورت امکان بهتر است نقطه شبنم گاز داخلی اندازه‌گیری شده و برای مقایسه با نقطه شبنم گاز پس از رسیدن ترانسفورماتور به مقصد استفاده شود. اندازه‌گیری نقطه شبنم گاز در استاندارد D2029 ASTM تشریح شده است. نقطه شبنم در مورد گاز نیتروژن باید کم‌تر از -50 ^{o}C در دمای 20 ^{o}C باشد [۳]. پیش از پایان دوره ۱۲ یا ۲٤ ساعت نبایستی شیر اتصال سیستم تغذیه نیتروژن به ترانسفورماتور جدا شود. در این دوره ۱۲ یا ۲٤ ساعته بایستی عدم افت فشار گاز کنترل شود.

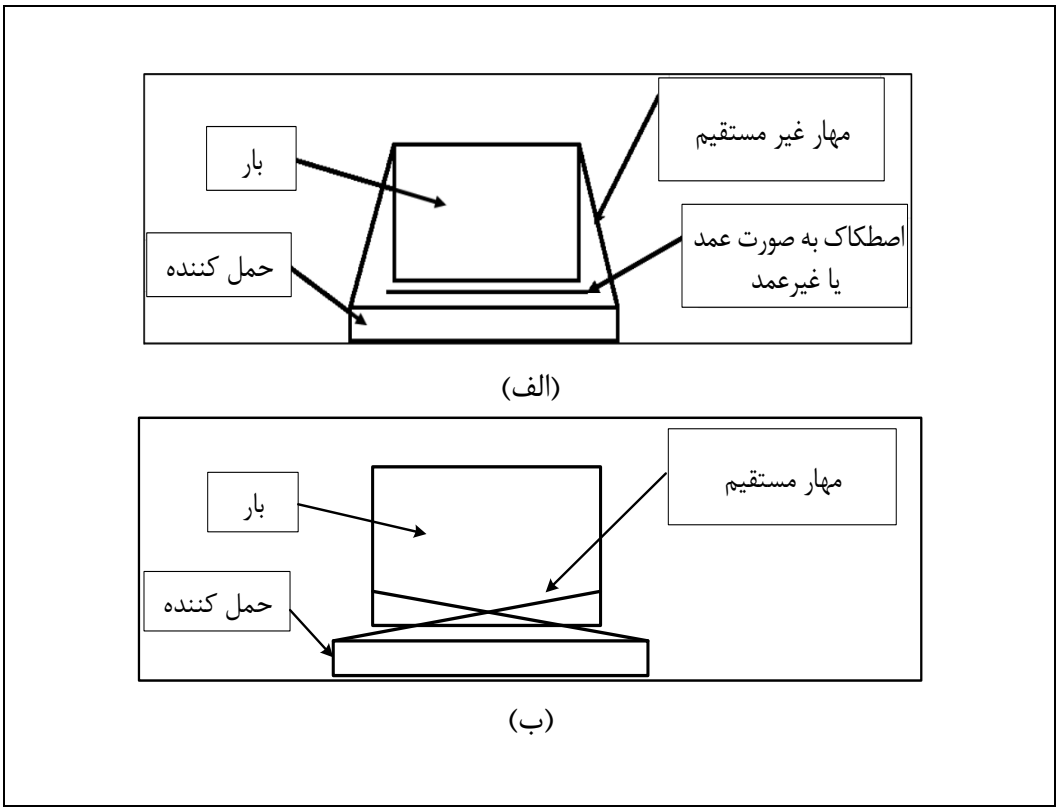
در صورتی که سطوح داخلی تجهیزات جانبی ترانسفورماتور مثل لوله‌ها رنگ نخورده باشد و یا در مقابل خوردگی محافظت نشده باشد، این تجهیزات نیز باید با نیتروژن پر شده و آب‌بندی شوند. آب‌بندی تجهیزات جانبی باید به نحوی باشد که نیاز به سیستم تغذیه گاز نباشد.

انتقال ترانسفورماتور در حالت پرشده با گاز معمولاً بایستی در زمان کم‌تر از ٦ ماه انجام شود. انتقال در زمان بالاتر از ٦ ماه بایستی توسط سازنده ترانسفورماتور تایید شود.

ضمناً در حالتی که ترانسفورماتور با روغن پر می‌شود بهتر است فضای بالای روغن از گاز نیتروژن در فشار مثبت پر شود. در هنگام حمل با روغن بایستی تمهیدات مناسب در مقابل نشت روغن پیش‌بینی و مجموعه اقدامات اضطراری در صورت نشت زیاد روغن پیش‌بینی شود.

۱-۲-۷- مهار کردن ترانسفورماتور

ترانسفورماتور باید به نحو مناسبی بر روی وسیله حمل کننده مهار شود به گونه‌ای که امکان لغزش بر روی سطح حمل کننده و همچنین، احتمال واژگون شدن را نداشته باشد.



شکل (۱-۲): نحوه مهار ترانسفورماتور (الف) غیرمستقیم، (ب) مستقیم

مهار کردن ترانسفورماتور به دو گونه مهار مستقیم و مهار غیر مستقیم انجام می‌شود. در حالت مهار غیرمستقیم به طور معمول تعدادی از زنجیرها بار را به سمت پایین فشار می‌دهند تا میزان اصطکاک را افزایش داده و از جابه‌جایی آن جلوگیری کنند. نمونه‌ای از این حالت استفاده از یک تسمه بر روی ترانسفورماتور و محکم کردن دو سمت آن بر روی تریلر است. ممکن است از یک ماده با اصطکاک زیاد

مثل یک صفحه لاستیکی بین ترانسفورماتور و سطح حمل کننده برای افزایش اصطکاک استفاده شود. در حالت مهار مستقیم، با نیروهای لغزش در راستای افقی مقابله خواهد شد. برای مثال یک زنجیر در ارتفاع پایین، ترانسفورماتور را از حرکت به چپ و راست باز می‌دارد. این دو نوع از مهار در شکل‌های (۱-۲) "الف" و "ب" نمایش داده شده است.

در مورد مهار ترانسفورماتور در هنگام حمل و نقل توجه به نکات زیر الزامی است:

أ- پیش از بارگیری، صفحه محل بارگیری و تجهیزات مهار بار باید چک شوند که کیفیت مناسبی داشته و مناسب بارگیری باشند.

ب-بار باید به نحوی مهار شود که نتواند وسیله حمل کننده را واژگون کند.

ت-همه ترانسفورماتورها باید دارای تعداد کافی محل تعبیه شده جهت اتصال زنجیر یا تسمه و مهار باشند.

ث-در هنگام بارگیری و مهار بایستی دستورالعمل سازنده کاملاً رعایت شود.

ج- تجهیزات مهار بایستی به نحوی باشند که توانایی تحمل ترمز شدید، پیچ شدید جاده و شرایط بد جاده یا شرایط بد جوی را داشته باشند.

ح- بهتر است مرکز ثقل ترانسفورماتور تا حد امکان در مرکز محل بار وسیله حمل قرار گیرد.

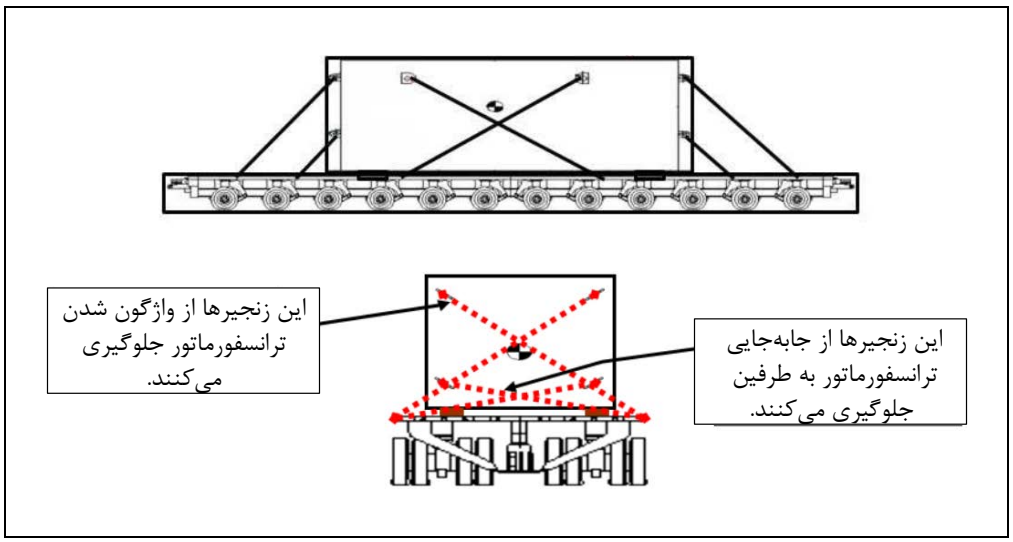
خ- مهارها باید در طی حمل و نقل در فواصل منظم کنترل شوند. این کنترل در ابتدای کار و پس از طی مسافت کوتاهی از شروع حرکت حائز اهمیت است.

د- بهتر است از ماده‌ای مانند چوب یا لاستیک بین ترانسفورماتور و کف محل بارگیری استفاده شود که اصطکاک را افزایش دهد. معمولاً اصطکاک تانک ترانسفورماتور با کف فلزی وسیله حمل، کم است.

ذ- بایستی اطمینان حاصل شود که تجهیزات مهارکننده مثل زنجیرها به ترانسفورماتور آسیب نزنند. به همین دلیل زنجیرها بایستی فقط با نقطه مهار روی تانک تماس داشته باشند.

ر- استفاده از زنجیر یا تسمه در حالتی که یک‌پارچه نیست و برای مثال درون آن گره وجود دارد، پیچ خورده یا توسط پیچ و مهره به یکدیگر متصل شده‌اند مجاز نیست. همچنین، هر تجهیز مهارکننده‌ای که از نظر تحمل و یا آسیب‌دیدگی مشکوک باشد بایستی کنار گذاشته شود. گوشه‌های بار باید در مقابل زنجیرهای مهارکننده با پوشش مناسب محافظت شوند. ضمناً پیشنهاد می‌گردد از زنجیرهای روکش‌دار برای مهار ترانسفورماتور استفاده شود.

ز- تعداد زنجیرها بایستی برای مهار بار مناسب باشد. معمولاً هشت زنجیر در طرفین برای جلوگیری از واژگون شدن و هشت زنجیر در جلو و عقب برای جلوگیری از لغزش لازم است. نحوه اتصال زنجیرها در شکل (۱-۳) نمایش داده شده است. جهت اتصال هشت زنجیر به چهار یا دو نقطه مهار در هر سمت نیاز است. در حالتی که دو نقطه مهار تعبیه شده است، به هر نقطه دو زنجیر متصل می‌شود و به عبارت دیگر یک زنجیر از هر نقطه مهار عبور کرده و در دو سمت محکم می‌شود. لازم به ذکر است که در مورد تعداد مهار و همچنین، تعداد زنجیرها توصیه و تجربه سازنده ارجحیت دارد.



شکل (۱-۳): نحوه مهار بار با زنجیر بر روی وسیله حمل‌کننده، دید از کنار و از پشت

۱-۲-۸- شوک‌متر

۱-۲-۸-۱- کلیات شوک‌متر

انواع متفاوتی از شوک‌متر وجود دارد. شوک‌مترهای مکانیکی تنها میزان پیک ضربه را بر روی یک کاغذ ثبت می‌کنند. مدت زمان اعمال شوک با طول طی شده از کاغذ متناسب است. نوع دیگر شوک‌مترها از نوع الکترونیکی است که خود به دو نوع تقسیم می‌شود. برخی از شوک‌مترها صرفاً مقدار پیک را ثبت می‌کنند که همان عملکرد شوک‌مترهای مکانیکی را دارند. نوع دیگر پیک ضربه را همراه با زمان ثبت می‌کنند. در عمل کامل‌ترین نوع تحلیل با ترسیم شوک بر حسب زمان انجام می‌شود. هر نوع ضبط داده بایستی با ثبت زمان و تاریخ همراه باشد.

شوک‌مترها از نظر فرکانس، بازه اندازه‌گیری شتاب، زمان ثبت یا مدت زمان عمر باتری و نیز میزان حافظه در دسترس متفاوت هستند. اندازه‌گیری لرزش‌های با دقت بالا توسط فرکانس شوک‌متر تعیین می‌شود. مدت زمان عمر باتری و همچنین، حافظه موجود میزان ثبت داده‌ها را محدود می‌کنند. شوک‌مترها معمولاً دارای یک تنظیم آستانه (Threshold) هستند که مقادیر بالاتر از آن را ثبت می‌کنند. تنظیم آستانه پایین باعث ثبت اطلاعات بی‌موردی می‌شود که نتیجه آن پر شدن سریع حافظه و همچنین، زمان‌بر بودن تحلیل داده‌های شوک‌متر است. تنظیم آستانه بر اساس میزان شوک چندان مورد تایید نبوده و بهتر است که نوع حوادثی که قرار است ثبت شوند بر اساس میزان انرژی تعیین شود. نصب شوک‌متر در نزدیکی سطح وسیله حمل یا نقاط رزونانس باعث ثبت شوک‌های بی‌موردی می‌شود که تحلیل داده‌ها را سخت‌تر می‌کند [۳].

در مورد شوک‌متر توجه به موارد زیر ضروری است:

أ- شوک‌متر بایستی با حضور نماینده خریدار در کارخانه پلمپ شود و فقط با حضور نماینده تعیین شده از سوی مالک باز شده و اطلاعات آن استخراج شود.

ب- در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به آسیب باشد، بازبینی داخلی آن پس از حمل توصیه می‌شود.

۱-۲-۸-۲- محل نصب شوک‌متر

أ- شوک‌متر بایستی بدون هر گونه وسیله دمپ‌کننده لرزش و مستقیماً بر روی یک سطح صلب ترانسفورماتور متصل شود [۱].

ب- شوک‌متر بایستی به بدنه پیچ شود و استفاده از اتصالاتی مثل مگنت توصیه نمی‌شود [۳].

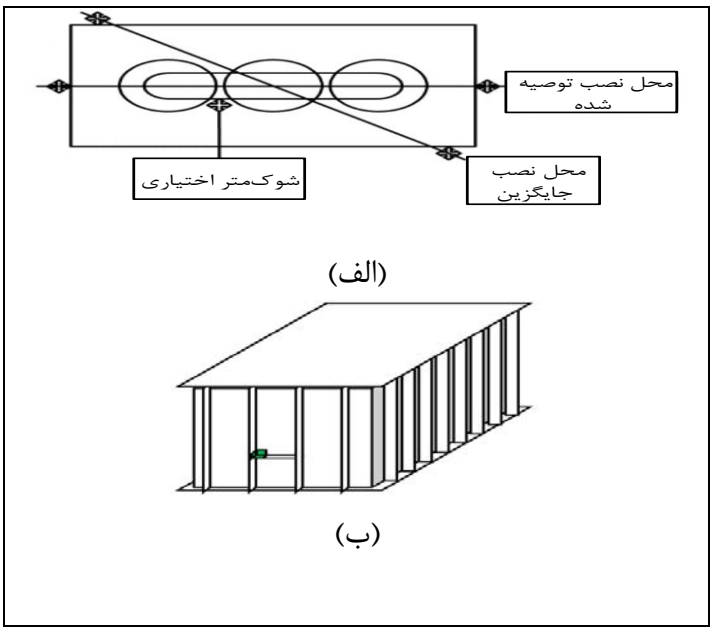
ت- شوک‌متر باید مستقیماً روی بدنه تانک ترانسفورماتور و بدون وجود هیچ‌گونه واسطه‌ای نصب شود.

ث- اگر بدنه ترانسفورماتور در مقابل ضربه مستقیم محافظت نشده باشد نبایستی بر روی آن شوک‌متر نصب شود [۳]. ضمناً شوک‌متر برای جلوگیری از ضربه مستقیم بایستی دارای محافظ باشد.

ج- بایستی امکان استخراج داده‌های شوک‌متر بدون نیاز به باز کردن آن از بدنه ترانسفورماتور میسر باشد.

ح- شوک‌متر بایستی بر روی یک قسمت مقاوم بدنه ترانسفورماتور و بدون واسطه نصب شود. در غیر این صورت ممکن است در اثر ضربه آن قسمت دچار رزونانس مکانیکی شده و مقادیر بزرگ‌تر از واقعیت ثبت شود.

خ- توصیه می‌شود دو عدد شوک‌متر بر روی ترانسفورماتور نصب شود که بایستی از نوع دیجیتالی باشند [۳]. علت استفاده از شوک‌متر دیجیتال آن است که این شتاب‌سنج‌ها مشخصه شتاب-زمان را ثبت می‌کنند و تحلیل ضربات وارد شده به ترانسفورماتور به کمک این مشخصه به نحو بهتری قابل انجام است. این در حالی است که شوک‌مترهای آنالوگ فقط مقدار حداکثر شتاب را ثبت می‌کنند. ترجیح آن است که یکی از شوک‌مترها به سیستم GPS نیز مجهز باشد. وجود دو عدد شوک‌متر علاوه بر بهبود اندازه‌گیری شوک‌های دور از مرکز ثقل باعث قابلیت اطمینان بالاتر می‌شود چرا که در صورت عدم کار یکی از شوک‌مترها دیگری موارد ضربه را ثبت خواهد کرد.



شکل (۱-٤): محل نصب شوک‌متر: (الف) در دو وجه مقابل، (ب) نزدیک محل تقاطع سه صفحه از وجه ترانسفورماتور (گوشه) و نزدیک مرکز وجه. ضمناً محل نصب شوک‌متر اختیاری بر روی اکتیوپارت و داخل ترانسفورماتور است.

د- شوک‌مترها بایستی به صورت متقارن و در دو وجه مقابل ترانسفورماتور نصب شوند [۳] و به صفحه تقارن (Center Line) ترانسفورماتور نزدیک باشند. شکل (۱-٤) الف نحوه نصب آن‌ها را نشان می‌دهد. نصب در دو انتهای ضلع بزرگ مستطیل ترانسفورماتور مطابق شکل (۱-٤) الف ارجحیت دارد. در صورتی که نصب در صفحه تقارن امکان‌پذیر نباشد، شوک‌مترها بایستی به صورت مورب

متقارن باشند [۳]. به این ترتیب شوک‌هایی که دور از مرکز ثقل ترانسفورماتور رخ می‌دهند حداقل توسط یکی از شوک‌مترها با دقت مناسب ثبت می‌شود.

ذ- شوک‌متر بایستی در گوشه‌ای از محل تقاطع سه صفحه از تانک ترانسفورماتور چنانکه در شکل (۱-٤) ب نشان داده شده است نصب شود به نحوی که در هر سه راستای x, y, z با بدنه در تماس باشد [۳].

ر- نصب شوک‌مترها در نیمه پایینی ترانسفورماتور و نزدیک کف ترجیح داده می‌شود به این دلیل که شوک‌های بزرگ‌تر در این منطقه بروز خواهد کرد. همچنین، میزان ارتفاع توصیه شده توسط CIGRE 1000 mm ± 200 است. منظور آن است که فاصله نصب سنسور تا پایین تانک ترانسفورماتور به طور تقریبی بین 800 mm تا 1200 mm باشد [۳].

ز- پس از نصب شوک‌متر بایستی از محل نصب و نحوه نصب آن تصاویری تهیه کرد تا در صورت لزوم هنگام تحلیل داده‌ها و به منظور ثبت تنش وارد شده، مشخص شود که تنش وارد شده به ترانسفورماتور در راستای محور طولی (x) یا عرضی (y) بوده است.

۱-۲-۸-۳- مشخصات شوک‌متر

مشخصات شوک‌متر در زیر ذکر شده است [۳]:

أ- شوک‌متر بایستی میزان شتاب را در سه راستای x, y, z اندازه‌گیری کند.

ب- شوک‌متر بایستی مشخصه شتاب- زمان را ثبت کند.

ت- بازه اندازه‌گیری از 0 g تا 10 g است. بازه‌های بالاتر در شتاب‌های پایین دقت زیادی ندارند. بازه اندازه‌گیری پایین‌تر قابل قبول است اما به دلیل انقطاع شوک‌های بالا امکان تحلیل درست میزان انرژی ضربه ممکن است میسر نباشد. توصیه می‌شود که شوک‌متر دارای تنظیم حداقل آستانه نیز باشد. چنین تنظیمی برای ترانسفورماتورهای با وزن بیشتر از ۲۰۰ تن مفید است.

ث- در انتخاب بازه فرکانسی، مرز پایینی فرکانس اندازه‌گیری نباید کمتر از 1 Hz باشد. مرز بالایی فرکانس اندازه‌گیری نیز باید حداقل 250 Hz باشد.

ج- برای حمل و نقل دریایی، شوک‌متر باید مجهز به اندازه‌گیری زاویه و انحراف نیز باشد. علت آن است که تغییرات مکانی به دلیل امواج دریا بسیار کند هستند و توسط شوک‌مترهای معمولی ثبت نمی‌شوند.

ح- به دلیل اینکه رزونانس بدنه باعث ثبت میزان زیادی شتاب شده که حائز اهمیت نیستند، لذا شوک‌متر بایستی مجهز به نوعی فیلتر باشد تا اندازه‌گیری‌های اشتباه را حذف کند.

خ- نرخ نمونه‌برداری شوک‌متر باید حداقل ۲ برابر (ترجیحاً ۱۰ برابر) بالاترین فرکانس اندازه‌گیری باشد.

د- شوک‌متر باید برای مدت ۳ ماه بتواند به صورت پیوسته کار کند.

ذ- بازه دمایی شوک‌متر باید برای دماهای مورد انتظار مسیر مناسب باشد. حداقل این بازه ^0C 20- تا ^0C 60 است.

۱-۲-۸-۴- تنظیمات شوک‌متر

تنظیمات زیر برای شوک‌متر توصیه می‌شود [۳]:

أ- بازه اندازه‌گیری بایستی تا 10 g باشد اما برای ترانسفورماتورهای سنگین‌تر از ۲۰۰ تن بازه اندازه‌گیری پایین‌تر بین 3-5 g توصیه می‌شود.

ب- مرز بالایی فرکانس اندازه‌گیری بایستی بر روی 30 Hz تا 50 Hz تنظیم شود تا تعداد قرائت‌های اشتباه ناشی از رزونانس بدنه کاهش یابد. به عنوان یک گزینه جایگزین می‌توان از تنظیم حداقل زمان ثبت استفاده کرد. مدت زمان حداقل 10-15 ms پیشنهاد می‌شود. بدین ترتیب شتاب‌هایی با زمان کمتر که در حقیقت ناشی از لرزش هستند ثبت نخواهند شد.

ت- استفاده از مقدار آستانه برای ثبت شتاب توصیه می‌شود به نحوی که فقط شتاب‌های بالاتر از مقدار آستانه توسط دستگاه ثبت شوند. مقدار تنظیمی بایستی حداقل ۱۰٪ بازه اندازه‌گیری باشد.

نکات زیر نیز بایستی مدنظر باشند:

أ- پس از نصب، زمان شوک‌متر بایستی با زمان محلی تنظیم شود [۱].

ب- شوک‌متر بایستی از نظر صحت ادامه عملکرد چک شود، برای مثال میزان شارژ باتری آن کافی باشد و فضای کافی برای ذخیره اطلاعات داشته باشد.

ت- برای هر بار حمل باید از باتری‌های جدید برای شوک‌متر استفاده شود.

ث- ثبت داده توسط شوک‌متر نباید پیش از نصب آن بر روی تانک ترانسفورماتور آغاز شود.

ج- حافظه شوک‌متر پیش از اطمینان از ذخیره کامل و مطمئن داده‌ها نباید پاک شود.

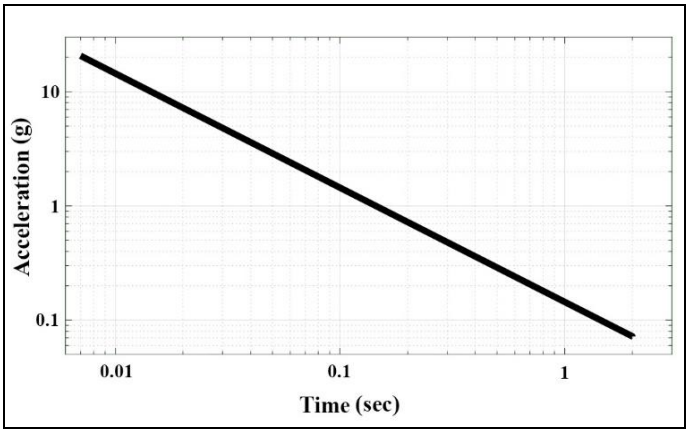
ح- در هر بار تغییر وضعیت حمل، برای مثال جابه‌جایی از یک وسیله حمل به وسیله دیگر یا پیاده‌سازی از روی کشتی، باید اطلاعات شوک‌متر در حضور نماینده مالک ترانسفورماتور استخراج شده و کنترل شود.

۱-۲-۸-۵- تحلیل نتایج شوک‌متر

میزان دامنه شتاب‌های رخ داده به تنهایی ارزش بالایی ندارد. هرچند در صورتی که آسیبی ملاحظه شود، شوک‌متر می‌تواند نشان دهد که آسیب کجا رخ داده است. بهترین حالت ممکن ثبت میزان دامنه شوک همراه با زمان آن است چرا که انرژی ضربه رخ داده می‌تواند محاسبه شود. به عنوان نمونه ممکن است دامنه شوک بزرگ باشد اما طول زمانی آن بسیار کم باشد به نحوی که انرژی آن قابل توجه نباشد. به همین دلیل برای تحلیل داده‌ها بایستی به فرکانس نیز دقت کرد. شتاب‌هایی که فرکانس بالایی دارند و معمولاً پیک بالایی نشان می‌دهند می‌تواند ناشی از لرزش بدنه بوده که حائز اهمیت نیست.

جمع‌بندی نظرات مراجع مختلف حاکی است که میزان انرژی ناشی از ضربه به عنوان معیار در نظر گرفته شده است [۳]. به این ترتیب برای هر میزان ضربه یک منحنی محدود کننده در نمودار شتاب- زمان تعریف می‌شود و در صورتی که میزان پیک شتاب بر حسب زمان پایین‌تر از منحنی محدودکننده باشد، می‌توان نتیجه گرفت که آسیبی به ترانسفورماتور وارد نشده است اما در غیر این صورت بایستی با دقت بالاتر ترانسفورماتور را بازبینی کرد. تغییرات سرعت 1m/s به عنوان معیار و حدی که تغییرات کمتر از آن کم اهمیت است توصیه می‌گردد. به عبارت دیگر، تغییرات سرعت بیش از این مقدار غیر عادی است. منحنی تغییرات سرعت 1 m/s در منحنی شتاب -زمان با رابطه زیر تعیین می‌شود و نمودار آن در شکل (۱-۵) نشان داده شده است.

$$a_{\max} \times t_{\max} \le \sqrt{2} \times \Delta v^2 \qquad (۱-۱)$$



شکل (۱-۵): منحنی تغییرات سرعت 1 m/s در منحنی شتاب-زمان

لازم به ذکر است که منحنی محدودکننده در سه محوری که در ترانسفورماتور برای تحمل نیروها تعبیه و طراحی شده (دو محور افقی و یک محور عمودی) متفاوت است و هر سازنده در هنگام طراحی این موضوع را در نظر می‌گیرد [۳]. لذا هر سازنده بایستی چنین منحنی‌هایی را داشته باشد و در اختیار مالک ترانسفورماتور قرار دهد. به این ترتیب در صورت وجود چنین منحنی‌هایی استفاده از آن‌ها به عنوان منحنی‌های محدود کننده مجاز است.

۱-۲-۹- حداکثر سرعت مجاز

انتقال ترانسفورماتور توسط وسایل حمل و نقل متنوعی می‌تواند انجام شود. بسته به نوع وسیله حمل حداکثر سرعت مجاز تعیین می‌شود. بایستی به این نکته دقت کرد که معمولاً سازنده وسیله نقلیه، میزان حداکثر سرعت را برای بارهای مختلف تعیین می‌کند و در تعیین میزان حداکثر سرعت بایستی به این موضوع توجه شود.

در مورد تریلرهایی که قسمت بار آن‌ها سطح پایینی دارد (کمرشکن) حداکثر سرعت برای ترانسفورماتورهای با ظرفیت مساوی و کمتر از 30 MVA می‌تواند به سرعت تعیین شده در جاده برسد اما در مورد ترانسفورماتورهای با ظرفیت بیشتر از 30 MVA بایستی به 40 km/h محدود شود [۳]. توجه شود که در زمینه حمل بار ماده ۲۷ دستورالعمل وزارت راه با عنوان «جابه‌جایی محموله ترافیکی در راه‌های کشور» نیز بایستی رعایت شود.

در مورد بوژی‌هایی که سیستم نیرو (موتور حمل‌کننده) همراه با خود آن است حداکثر سرعت مجاز 20 km/h و در مورد بوژی‌هایی که کنترل آن توسط فردی که کنار آن راه می‌رود انجام می‌شود حداکثر سرعت مجاز می‌تواند 5 km/h باشد [۳].

۱-۲-۱۰- ثبت اطلاعات

یک ناظر بایستی توسط مالک ترانسفورماتور تعیین شده که همراه با ترانسفورماتور در مسیر حمل و نقل حرکت کند. وظایف ناظر به شرح ذیل تعریف می‌شود:

أ- ناظر باید اتفاقات مهم در طول مسیر را به همراه تاریخ، زمان و محل آن ثبت کند.

ب- ناظر موظف است پس از رسیدن ترانسفورماتور به محل و همچنین، در حین حمل و هنگام تغییر وضعیت حمل (برای مثال جابه‌جایی از یک وسیله حمل به وسیله دیگر یا پیاده‌سازی از کشتی) بر استخراج اطلاعات شوک‌متر نظارت کند.

ت- ناظر باید در توقف‌ها میزان فشارگاز تانک را کنترل و ثبت کند. در صورتی که ترانسفورماتور نشتی قابل توجه داشته باشد، این موضوع بایستی به اطلاع سازنده برسد تا آب‌بندی اصلاح شود.

ث- بهتر است که ناظرین از چک لیست مربوط به حمل و نقل استفاده کنند.

۱-۲-۱۱- حمل روغن

در صورتی که روغن به صورت مجزا از ترانسفورماتور حمل می‌شود، ترجیح آن است که در بشکه‌های مجزا و یا تانکر خشک و مناسب حمل شود. همچنین، بشکه‌ها در حین حمل بایستی توسط پوشش مناسب پوشانده شده باشند تا نفوذ رطوبت به آن‌ها حداقل شود.

۱-۳- تحویل ترانسفورماتور در محل

۱-۳-۱- بازبینی اولیه

ابتدا بایستی اطلاعات ثبت شده توسط شوک‌متر برای کنترل هر گونه آسیب بررسی شود. دقت شود که در هنگام پیاده‌سازی ترانسفورماتور شوک‌متر ممکن است اعداد بزرگی را ثبت کند که احتمالاً ناشی از برخورد افراد در حال کار بر روی ترانسفورماتور یا باز و بسته‌کردن زنجیرها و شِکِل‌ها جهت بلندکردن بوده باشد. این شوک‌ها بایستی از شوک‌های به وجود آمده در طی مسیر تفکیک شود. کنترل شوک‌متر بایستی در هر دفعه که نحوه حمل ترانسفورماتور تغییر می‌کند انجام شود (برای مثال پیاده‌سازی از کشتی و بارگیری بر روی وسیله دیگر).

۱-۳-۲- آماده‌سازی برای بازبینی

در هنگام تحویل ترانسفورماتور ثبت وضعیت آن و تعیین علت هر گونه صدمه در صورت وجود بسیار حائز اهمیت است. بهتر است گزارش تحویل شامل مشخصات تجهیز، پرسنل درگیر در حمل، مشخصات دستگاه حمل‌کننده، شرایط محیطی و همچنین، عکس‌هایی از قسمت‌های سالم و آسیب‌دیده باشد.

۱-۳-۳- بازبینی ظاهری

در هنگام تحویل و پیش از پیاده‌سازی بایستی یک بازبینی ظاهری کامل از قسمت بیرونی ترانسفورماتور صورت گیرد و همچنین، اطلاعات شوک‌متر چک شود. در صورت وجود هر گونه آسیب به سرعت بایستی سازنده و حمل‌کننده تجهیز در جریان قرار گیرند. توصیه می‌شود که بازبینی ترانسفورماتور با حضور نماینده سازنده و مالک صورت گیرد.

قطعات جانبی دریافت شده نیز باید با لیست بسته‌بندی کنترل شده و سپس جهت بررسی هر گونه آسیب در آن‌ها به صورت ظاهری بازبینی شوند. در صورت وجود مشکل یا کمبود قطعه بایستی سازنده در جریان قرار داده شود.

۱ –۳ –۴ – انجام آزمون پیش از پیاده‌سازی

هدف از این آزمون آن است که پیش از پیاده‌سازی ترانسفورماتور، از سلامت آن اطمینان حاصل شود و لذا آزمون‌ها باید پیش از پیاده‌سازی انجام شوند. در صورتی که ترانسفورماتور نشانه‌ای از آسیب داشته باشد، باید بر روی دستگاه حمل باقی مانده و سازنده و شرکت حمل مطلع شوند.

در صورت عدم وجود آسیب ظاهری مراحل زیر پیش از پیاده‌سازی بایستی انجام شود:

أ- در صورتی که انتقال ترانسفورماتور همراه با تزریق نیتروژن خشک به آن انجام شده باشد، مناسب است نقطه شبنم گاز اندازه‌گیری شده و با مقدار ثبت‌شده در هنگام شروع حرکت در کارخانه مقایسه شود. در صورتی که ترانسفورماتور حین حمل با افت فشار مواجه نشده باشد نیازی به انجام این آزمون نیست. اندازه‌گیری نقطه شبنم ورود رطوبت به ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. برای گاز نیتروژن نقطه شبنم کمتر از ^{0}C 50- مناسب است. این آزمون به دما بسیار حساس است و در نتیجه بایستی دمای عایق به دقت ثبت شود. در دمای زیر صفر (برای برخی تجهیزات کم‌تر از ^{0}C 5) تعیین نقطه شبنم دقت ندارد. نقطه شبنم اندازه‌گیری شده باید تا حد امکان به مقدار اندازه‌گیری‌شده در کارخانه نزدیک باشد.

ب- مقاومت عایقی بین هسته و زمین بایستی توسط یک دستگاه مقاومت عایقی اندازه‌گیری شود. مقادیر مورد قبول، بیشتر از $500\ M\Omega$ مطابق توصیه سازنده است. ولتاژ اعمال شده در هنگام آزمون بایستی در محدوده مجاز باشد. مقدار ثبت‌شده در کارخانه به همراه دمای آزمون باید جهت مقایسه موجود باشد. دقت شود که در هنگام مقایسه بایستی دماها یکسان باشند چرا که تاثیر دما بر روی مقاومت عایقی قابل توجه است. در غیر این صورت مقادیر اندازه‌گیری‌شده بایستی ابتدا اصلاح شده و به یک دمای مرجع برده شود. دمای مرجع معمولاً ^{0}C 20 انتخاب می‌شود. جداول اصلاح منحنی دمایی در قسمت مربوط به آزمون‌های دوره‌ای ذکر شده است اما به صورت تقریبی، هر ۱۰ درجه افزایش دما مقدار مقاومت عایقی را نصف می‌کند.

ت- در صورتی که اتصال هسته ترانسفورماتور از بیرون در دسترس نباشد، اندازه‌گیری مقاومت عایقی بایستی از دریچه مخصوصی که جهت انجام تست مقاومت عایقی هسته بر روی سقف

ترانسفورماتور تعبیه شده است انجام شود. جهت انجام این امر، یک فلنج با علامت ارت در بالای تانک وجود دارد که با باز کردن آن آزمون مقاومت عایقی بین هسته و زمین قابل انجام است. این آزمون پس از پیاده‌سازی ترانسفورماتور و قرار گرفتن در محل نیز باید تکرار شود.

ث- شوک‌متر بایستی تا آخرین مرحله که ترانسفورماتور در وضعیت نهایی خود بر روی فونداسیون قرار می‌گیرد به بدنه متصل باشد تا هر گونه ضربه را ثبت کند. در صورت ثبت ضربه با مقداری بالاتر از حد مجاز، افراد مسئول بایستی مطلع شده تا بازبینی‌های بیشتری صورت گیرد.

ج- عدم جابه‌جایی موقعیت ترانسفورماتور نسبت به دستگاه حمل از قبیل تریلر باید کنترل شود.

ح- محکم بودن اتصالات سفت‌کننده مثل زنجیرها یا کمربندها بایستی چک شود.

خ- آب‌بندی بدنه باید با کنترل کردن فشار داخل تانک ناشی از سیستم تامین گاز کنترل شود.

د- اثرات ناشی از ضربه، سایش و خراش بایستی مورد بررسی قرار گیرد.

ذ- آسیب‌های وارده به محافظ‌های حمل، پوشش‌های محافظ و همچنین، تجمیع رطوبت در محفظه‌های حمل بایستی مورد توجه قرار گیرد.

ر- صدمات وارده به تجهیزات روی ترانسفورماتور مثل بوشینگ، دستگاه‌های اندازه‌گیری، کانال سیم‌کشی‌ها و شیرها کنترل شود.

ز- وضعیت رنگ بدنه و همچنین، نشانه‌های تجمیع گرد و خاک، یخ و برف ثبت شود.

س- شیرها باید کنترل شوند تا همانند شروع حرکت به ترانس وصل بوده، در وضعیت بسته و دارای سرپوش باشند.

ش- در صورت انتقال همراه با روغن، نشتی‌های احتمالی ترانسفورماتور چک شود.

ص- داخل تابلوهای کنترل بایستی بررسی شود. درب تابلو نبایستی پیش از بازبینی باز شده باشد؛ آسیب‌های ظاهری، قسمت‌های شل‌شده، مواد خارجی و تجمیع رطوبت بررسی شود؛ دفترچه دستورالعمل بایستی درون تابلوی اصلی باشد؛ جامپرهای استفاده‌شده برای اتصال کوتاه ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی (CT بوشینگی) در محل خود باشند.

ض- مقادیر همه نشانگرها مثل فشار، دما و سطح روغن ثبت شود. در صورتی که سیستم تامین گاز نیتروژن همراه با ترانسفورماتور باشد، فشار داخلی آن بایستی مثبت باشد. فشار مثبت یا منفی نسبت به محیط نشان‌گر عدم نشت است در حالی که فشار صفر نسبت به محیط بایستی مورد بررسی قرار

گیرد. در صورت وجود فشار صفر ممکن است رطوبت به داخل ترانسفورماتور نفوذ کرده باشد که در این صورت باید میزان رطوبت با اندازه‌گیری مقاومت عایقی سیم‌پیچ تعیین شود [٦].

ط- آزمون پاسخ فرکانسی به عنوان یک آزمون اختیاری پیش از پیاده‌سازی ترانسفورماتور توصیه می‌شود [٧]. جزئیات بیشتر این آزمون در قسمت آزمون‌های پیش از برق‌داری و همچنین، آزمون‌های عیب‌یابی ذکر شده است. در صورتی که اختلاف یا تردیدی در مورد سالم بودن ساختار داخلی ترانسفورماتور وجود داشته باشد، این آزمون می‌تواند پیش از بازبینی داخلی مورد استفاده قرار گیرد.

در صورتی که ترانسفورماتور در وضعیت مناسبی باشد، بایستی دستگاه آب‌بندی و تامین گاز در حداقل زمان شروع به کار کند.

۱-۳-۵- پیاده‌سازی ترانسفورماتور

در صورت استفاده از جرثقیل موارد زیر بایستی کنترل شود:

أ- زنجیرها و کمربندهای مورد استفاده باید توانایی حمل بار را داشته باشند و پیش از به کار گرفته شدن به صورت ظاهری برای کنترل سلامت آن‌ها چک شوند.

ب- جراثقال دارای گواهی کفایت به صورت رسمی و شامل تاییدیه یک شرکت آزمون جرثقیل باشد. همچنین، اپراتور جرثقیل دارای گواهی کفایت برای کار با آن باشد.

ت- بین زنجیرهایی که برای بلندکردن استفاده می‌شود از فاصله‌انداز (Spreader) استفاده شود به نحوی که زنجیرها یا کابل‌ها به بدنه ترانسفورماتور آسیبی وارد نکنند. این موضوع در حالتی که کابل یا زنجیرها کوتاه باشند اهمیت ویژه دارد [٨].

ث- دقت شود که در هنگام بلندکردن، زنجیر و یا کابل‌ها هیچ تنشی را به تجهیزات جانبی مثل بوشینگ‌ها وارد نکنند.

ج- بلند کردن ترانسفورماتور با انداختن حلقه به دور آن ممنوع است.

ح- انتقال ترانسفورماتور دقیقاً مطابق دستورالعمل سازنده و با نقشه از پیش تعیین‌شده انجام شود.

خ- ترانسفورماتور به صورت عمودی (حالت قرار گرفتن معمول) حمل شود و ترانسفورماتور در هیچ حالتی نباید بیشتر از ۱۵ درجه کج شود [٨].

در صورتی که پیاده‌سازی ترانسفورماتور با استفاده از جک و لغزش انجام می‌شود موارد زیر باید کنترل شود:

أ- ترانسفورماتور دارای پدهای مناسب جک باشد که توانایی تحمل وزن را داشته باشند و به نحو روشنی بر روی ترانسفورماتور مشخص شده باشند. قرار دادن جک زیر قسمت‌هایی غیر از پد طراحی شده مثل شیرهای تخلیه، اتصالات رادیاتور و ... ممنوع است.

ب-قدرت تحمل خاک از نظر وزن، نیرو و کفایت آن برای عملیات انتقال با جک بایستی کنترل شود.

ت-توانایی جک‌ها در بلند کردن و حمل ترانسفورماتور کنترل شود.

ث-ترانسفورماتور مجهز به حلقه‌های مناسب جهت کشیده شدن باشد.

ج- در صورتی که جابه‌جایی ترانسفورماتور کارکرده مدنظر باشد، حتماً دقت شود که آیا ترانسفورماتور در حالت جدید خود برای حمل مناسب باشد. برای مثال، پد جک‌های هیدرولیک ممکن است تنها برای تحمل نیروها در حالتی که ترانسفورماتور خالی از روغن باشد طراحی شده باشد و امکان استفاده از پد در حالت پرشده از روغن وجود نداشته باشد. در چنین مواردی حتماً با سازنده ترانسفورماتور مشورت شود.

ح- چه در حالت استفاده از ریل و چه در حالت استفاده از جرثقیل، انتقال ترانسفورماتور بایستی دقیقاً مطابق دستورالعمل سازنده و با نقشه از پیش تعیین‌شده انجام شود. گرچه استانداردهای بین‌المللی استفاده از غلتک را مجاز شمرده‌اند اما در ایران استفاده از این نوع حمل مجاز نیست.

خ- در هنگام بلند کردن و پایین آوردن ترانسفورماتور حتماً از بلوک‌های مهارکننده و نگهدارنده‌ها به نحوی استفاده شود که در صورت آسیب‌دیدن و عدم عملکرد درست یکی از جک‌ها آسیبی به ترانسفورماتور وارد نشود [۳]. چنین حالتی در شکل (۱-٦) نمایش داده شده است.

شکل (۱-٦): استفاده از بلوک‌های مهارکننده جهت مهار ترانسفورماتور هنگام کشیده شدن

د- محل بلوک‌های مهارکننده با مسیر ریل نبایست تداخل داشته باشد.

ذ- مهارکننده‌ها در محل‌هایی قرار بگیرند تا در صورت بروز مشکل بتوانند ترانسفورماتور را کنترل کنند (برای مثال بیرونی‌ترین مکان ممکن زیر تانک). همچنین، در مورد ترانسفورماتورهای با عرض کم، ریل‌ها بایستی در بیرونی‌ترین نقطه قرار گیرند تا ترانسفورماتور تعادل مناسبی داشته باشد و در موقعیت خود پایدار باشد.

ر- در هر دو مورد استفاده از جک یا جرثقیل، ترانسفورماتور به صورت عمودی (حالت قرار گرفتن معمول) حمل شود و ترانسفورماتور در هیچ حالتی نباید بیشتر از ۱۵ درجه کج شود [۸].

ز- با توجه به زلزله‌خیز بودن اکثر نقاط ایران، ترانسفورماتور بدون چرخ بر روی فونداسیون از طریق آنکوربولت و یا سایر روش‌های دیگر محکم شود. همچنین، با توجه به تجربیات سازنده، تمهیدات لازم برای شرایط زلزله دیده شود. در مورد ترانسفورماتورهای قدیمی بهتر است حتی‌الامکان چرخ‌ها حذف شوند. اگر این کار امکان‌پذیر نباشد بایستی چرخ بر روی ریل هم‌سطح نصب شده و ترمز مناسب برای آن در نظر گرفته شود.

س- جهت کاهش تنش‌ها در هنگام زلزله، توصیه می‌شود که اتصال ترانسفورماتور از بوشینگ به سوئیچ‌گیر به صورت قابل انعطاف (Flexible) انجام شود.

۱-۳-۶- پیاده‌سازی تجهیزات جانبی

در مورد تجهیزات جانبی نیز بایستی مرکز ثقل بر روی آن‌ها مشخص شده باشد و تیرک جرثقیل دقیقاً بالای مرکز ثقل قرار گیرد. منظور از تجهیزات جانبی مواردی است که به صورت جدا از ترانسفورماتور حمل می‌شوند. این تجهیزات بنا به نظر سازنده مشخص می‌شوند و ممکن است بعضی تجهیزات همراه با ترانسفورماتور حمل شود و در ابعاد بزرگ‌تر به صورت جداگانه حمل گردد. در صورت استفاده از لیفتراک بایستی دقت شود که برخوردی با قسمت‌های مختلف و خصوصاً قسمت‌های سرامیکی (برای مثال بوشینگ چینی) صورت نگیرد.

در مورد تجهیزات جانبی خاص، لازم است که بازبینی‌های زیر صورت گیرد:

أ- رادیاتورها نباید هیچ گونه آسیب ظاهری داشته باشند. لوله‌های ورود و خروج آب‌بندی بوده و در صورت مشکوک بودن برای نشانه‌های تجمیع آب کنترل شوند.

ب- فن‌ها نباید خصوصاً در قسمت تیغه‌ها و قفس آسیبی داشته باشند. حرکت آزادانه شفت کنترل شود و ضمناً محل وصل برق موتور[1] همچنان آب‌بندی باشد.

ت- وضعیت بوشینگ‌ها برای یافتن هرگونه نشت روغن یا صدمه به پرسلان، شیلد و ترمینال‌ها چک شود. قبل از بهره‌برداری سطح روغن بوشینگ نیز بررسی شود. همچنین، تاکید می‌گردد که جابه‌جایی و حمل و نقل بوشینگ کاملاً مطابق دستورالعمل سازنده انجام شود.

ث- تانک کنسرواتور فاقد هرگونه آسیب خارجی باشد. قسمت داخلی آن جهت تمیز بودن و عدم تجمیع آب و همین‌طور عدم زنگ‌زدگی چک شود. کنترل رنگ جهت چک کردن هر گونه خراش یا ساییدگی انجام شود. نشانگر سطح روغن نیز از جهت عدم آسیب و کارکرد صحیح کنترل شود.

ج- سلامت کیسه هوای (Air bag) کنسرواتور از جهت عدم نشتی هوا کنترل شود. همچنین، آب‌بندی دریچه کیسه هوا و دریچه خود کنسرواتور چک شود.

ح- کلیه تجهیزات و دستگاه‌های اندازه‌گیری ترانسفورماتور از جمله دماسنج یا ترمومتر جهت صحت عملکرد بر اساس دستورالعمل آزمون‌های دوره‌ای کنترل شوند. همچنین، سایر تجهیزات جانبی مطابق آزمون‌های دوره‌ای از نظر سلامت ظاهری بررسی شوند.

۱-۴- آزمون‌های الکتریکی در هنگام تحویل ترانسفورماتور

آزمون‌های الکتریکی می‌توانند پیش و پس از حمل ترانسفورماتور انجام شده و از مقایسه مقادیر آن‌ها با یکدیگر در راستای تعیین آسیب‌های حین حمل در صورت وجود، استفاده شود. لازم به ذکر است که زمان انجام اکثر این آزمون‌ها پیش از روغن زدن به ترانسفورماتور خواهد بود. (در حالتی که ترانسفورماتور با گاز حمل شده باشد) در بین موارد ذکرشده، آزمون‌های مقاومت عایقی سیم‌پیچ و ضریب تلفات عایقی (tanδ) بایستی بعد از تزریق روغن انجام شوند. پس از انجام آزمون‌ها و اطمینان از سلامت ترانسفورماتور و عدم آسیب ناشی از حمل، می‌توان مراحل بعدی را که شامل خشک‌سازی، روغن‌زنی نهایی و ... است دنبال کرد.

در آزمون‌هایی که در حالت بدون روغن انجام می‌شود توجه گردد که با توجه با اینکه ترانسفورماتور فاقد روغن است، اعمال ولتاژ فشارقوی برای آزمون‌ها خطرناک است و بایستی اطمینان حاصل شود که ولتاژ آزمون در محدوده مجاز قرار دارد. همچنین، اکثر این آزمون‌ها نیاز به دسترسی به خروجی سیم‌پیچ دارد و تنها در صورتی قابل انجام هستند که بوشینگ کمکی بر روی ترانسفورماتور نصب شده باشد. همچنین،

[1] Motor plug

توصیه می‌شود حتی در هنگام تحویل ترانسفورماتور به انبار نیز در صورت وجود بوشینگ‌های کمکی، این آزمون‌ها انجام شود. لازم به ذکر است که در این قسمت آزمون‌های به شرح ذیل به اختصار بیان شده‌اند و جزئیات روند انجام آزمون‌ها در قسمت آزمون‌های دوره‌ای تعمیر و نگهداری به صورت کامل توضیح داده شده است.

۱-۴-۱- آزمون تحلیل پاسخ فرکانسی FRA

این آزمون بایستی آخرین آزمون الکتریکی بر روی ترانسفورماتور پیش از حمل و همچنین، اولین آزمون الکتریکی پس از تحویل باشد چرا که سایر آزمون‌ها ممکن است نتایج FRA در محدوده فرکانس پایین را تحت تاثیر قرار دهد. این آزمون مطابق استاندارد IEC 60076-18 و به صورت ولتاژ انتها (end-to-end) برای تک‌تک سیم‌پیچ‌های موجود در ترانسفورماتور به تفکیک انجام می‌شود. در این آزمون سایر اتصالات بایستی باز (Float) باشند. همچنین، توزیع نقاط بایستی به صورت لگاریتمی باشد تا تعداد نقاط کافی از محدوده فرکانس پایین که مربوط به خطاهای هسته است اندازه‌گیری شود.

با توجه به اینکه FRA یک آزمون مقایسه‌ای است، بایستی پیش و پس از حمل و در وضعیت یکسانی از ترانسفورماتور انجام شود، در غیر این صورت امکان بروز خطا در مقایسه وجود دارد. برای مثال، در صورتی که هنگام حمل، بوشینگ‌ها باز می‌شوند، آزمون FRA نیز باید بدون بوشینگ اصلی پیش و پس از حمل انجام شود. در این حالت معمولاً یک بوشینگ با ولتاژ 1.2 kV و BIL برابر 30 kV به عنوان بوشینگ FRA بر روی ترانسفورماتور نصب می‌شود. جامپرهایی که برای اتصال این بوشینگ استفاده می‌شود بایستی کاملاً مشخص شوند تا پیش از نصب بوشینگ اصلی جدا شوند. همچنین، در صورت انجام آزمون در حالت نصب بوشینگ، بوشینگ‌ها بایستی در همان فازی نصب شوند که هنگام آزمون پیش از حمل متصل شده بوده‌اند. تهیه عکس از وضعیت پیش از حمل ترانسفورماتور برای مقایسه و ایجاد همان وضعیت در هنگام تحویل حائز اهمیت است.

برای تعیین وضعیت حمل ترانسفورماتور موارد زیر باید به صورت دقیق ثبت شود:

أ. وجود و میزان سطح روغن،
ب. موقعیت تپ‌چنجرهای زیربار و بی‌بار،
ت. بوشینگ‌ها و نحوه نصب آن‌ها،
ث. پس‌ماند مغناطیسی هسته،
ج. دما.

وجود یا عدم وجود روغن نتایج FRA را تغییر می‌دهد. در صورتی که پیش از حمل ترانسفورماتور یک بار از روغن پر شده و سپس خالی می‌شود، مناسب است آزمون FRA در آخرین مرحله و بعد از تخلیه روغن انجام شود. موقعیت تپ‌چنجر تاثیر بسیار زیادی بر نتایج آزمون FRA دارد و بنابراین موقعیت تپ‌چنجر در هر دو آزمون بایستی یکی باشد. توصیه انجام آزمون در تپی است که کل سیم‌پیچ را در بر می‌گیرد. انجام آزمون بر روی تپ نرمال مجاز نیست.

نکته: نتایج آزمون FRA در حالت حمل ترانسفورماتور برای مقایسه در آینده مناسب نیست. بنابراین لازم است پس از نصب کامل ترانسفورماتور و پرشدن از روغن، یک آزمون FRA به عنوان مرجع برای آینده انجام شود.

در صورتی که هیچ گونه شکی در مورد آسیب حین جابه‌جایی وجود نداشته باشد، می‌توان از آزمون FRA در حالت حمل صرف‌نظر کرد.

۱-۴-۲- مقاومت عایقی هسته

این آزمون جهت کنترل زمین‌شدن اتفاقی هسته است. در صورتی که اتصال زمین هسته از بیرون تانک در دسترسی نباشد، انجام آزمون بایستی از داخل ترانسفورماتور انجام شود. معمولاً یک فلنج با علامت ارت در بالای تانک وجود دارد که با بازکردن آن (پس از تخلیه مقدار کافی روغن) می‌توان به اتصال زمین هسته دسترسی پیدا کرد. در این حالت ابتدا بایستی اتصال زمین باز شده و سپس مقاومت عایقی بین هسته و زمین اندازه‌گیری شود. معیار پذیرش برای این آزمون مطابق IEEE C57.152, 2013 بیشتر از 500 MΩ است [۹]. در صورت مغایرت نتایج، باید با سازنده یا کارشناسان خبره جهت تعیین علت و راهکار مورد نیاز مشورت شود. حداکثر ولتاژ آزمون مقاومت عایقی هسته برابر 500 V است.

۱-۴-۳- مقاومت عایقی سیم‌پیچ

این آزمون معیاری از جریان نشتی عایق سیم‌پیچ است که معمولاً با رطوبت عایق تغییر می‌کند. کاهش مقاومت عایقی می‌تواند نشانه معیوب شدن عایق زمین نیز باشد. مقدار اندازه‌گیری‌شده در این آزمون بایستی با مقدار مرجع که در کارخانه اندازه‌گیری شده است مقایسه شود. لذا آزمون بایستی در ولتاژی که در کارخانه انجام شده است صورت گیرد تا مقایسه با نتایج کارخانه‌ای به درستی انجام شود. همچنین، توجه شود که دما تاثیر قابل توجهی بر مقاومت عایقی دارد و لذا مقادیر اندازه‌گیری‌شده بایستی به دمای مرجع اصلاح شوند. نحوه اصلاح دما در آزمون‌های دوره‌ای بیان شده است. مطابق تجربه متخصصین ذیربط، مقدار

مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها بایستی بالاتر از 1000 MΩ یا مطابق توصیه سازنده باشد. با توجه به اینکه مقدار مقاومت عایقی در ولتاژهای مختلف ممکن است متفاوت باشد، هر گونه مقایسه بایستی با مقدار اندازه‌گیری شده در همان ولتاژ انجام شود. همچنین، ولتاژ آزمون نبایستی بزرگ‌تر از مقدار موثر ولتاژ سیم‌پیچ باشد. نکات تکمیلی در مورد این آزمون در قسمت آزمون‌های دوره‌ای ذکر شده است.

در کنار آزمون فوق، اندازه‌گیری اندیس پلاریزاسیون نیز که نسبت مقاومت عایقی در ۱۰ دقیقه به یک دقیقه است توصیه می‌شود. در صورت وجود رطوبت در عایق، جریان نشتی سریع‌تر به مقدار ثابت خود خواهد رسید. نتیجه این آزمون نیز بایستی با مقدار کارخانه‌ای مقایسه شود و نتیجه نزدیک به مقدار اندازه‌گیری شده در کارخانه باشد. مطابق استاندارد IEEE C57.152 مقدار اندیس پلاریزاسیون معیار مناسبی برای ارزیابی است. لازم به ذکر است که همچنان می‌توان این مقدار را با عدد کارخانه مقایسه کرد چون همین شرایط در کارخانه نیز وجود داشته است.

۱-۴-۴- آزمون راکتانس نشتی

در صورتی که نتایج آزمون FRA مشکوک باشد انجام این آزمون توصیه می‌شود.

۱-۴-۵- نسبت‌تبدیل سیم‌پیچ و آزمون پیوستگی تپ‌ها

این آزمون بایستی بر روی سیم‌پیچ‌ها و در هر تپ انجام شود. در صورتی که مقدار نسبت‌تبدیل پس از حمل با نتایج کارخانه متفاوت باشد می‌تواند نشان‌گر اتصال حلقه یا مدارباز شدن سیم‌پیچ باشد. علاوه بر این بایستی آزمون پیوستگی تپ‌ها نیز انجام شود. آزمون پیوستگی به این معنا است که در هنگام تغییر تپ، همواره اتصال تپ به سیم‌پیچ برقرار باشد. با دقت به ولت‌متر و آمپرمتر، در صورتی که هنگام تغییر تپ پرش یا صفر شدن عدد ولت‌متر یا آمپرمتر ملاحظه شد پیوستگی تپ وجود ندارد. در هنگام انجام تست نسبت‌تبدیل با قرائت میزان جریان، آزمون جریان بی‌باری نیز هم‌زمان انجام خواهد شد.

۱-۴-۶- ضریب تلفات عایقی یا tanδ

این آزمون بایستی بعد از نصب بوشینگ اصلی بر روی ترانسفورماتور انجام شود. بسته به نوع اتصالات، بیشترین آزمون‌های ممکن بایستی انجام شود تا عایق بین سیم‌پیچ‌ها با هم و با زمین مورد ارزیابی قرار گیرد. افزایش tanδ (اصلاح شده به دمای $20\ ^0C$) در مقایسه با مقدار کارخانه می‌تواند نشانه‌ای از ورود رطوبت یا آلودگی در سیم‌پیچ باشد. با توجه به اینکه سیم‌پیچ ممکن است هنوز در روغن نباشد، حداکثر ولتاژ آزمون بایستی به 2 kV محدود شود.

۱-۴-۷- آزمون تقسیم شار

جهت اطمینان از سلامت هسته و سیم‌پیچ، آزمون تقسیم شار نیز توصیه می‌گردد.

۱-۴-۸- آزمون‌های الکتریکی تجهیزات جانبی ترانسفورماتور

با توجه به اینکه ممکن است در صورت تشخیص عیب در تجهیزات جانبی یا عدم انطباق با مشخصات فنی قراردادی، سازنده تجهیز و یا پیمانکار حمل مسئولیت رفع عیب را بعد از گذشت مدت زمان گارانتی بر عهده نگیرد ضروری است جهت اطمینان از سالم بودن تجهیزات جانبی آزمون‌های زیر انجام شود:

أ- **بوشینگ: آزمون خازن و ضریب تلفات عایقی؛** این آزمون باید پیش از نصب بوشینگ بر روی ترانسفورماتور انجام شود. بهترین زمان انجام آزمون‌های بوشینگ، موقعی است که بوشینگ توسط جرثقیل از جعبه بسته‌بندی خارج شده و قرار است بر روی ترانسفورماتور نصب شود. در این حالت، بوشینگ می‌تواند در ارتفاعی نزدیک به زمین (به صورت مورب) نگه داشته شده و آزمون‌های مربوط به آن انجام شود.

ب- **ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی (CT بوشینگ):** الف) آزمون پلاریته، ب) آزمون نسبت‌تبدیل، ت) آزمون اشباع

نکته: جزئیات آزمون‌های مذکور در قسمت مربوط به آزمون‌های نگهداری تجهیزات جانبی تشریح شده است.

۱-۵- بازبینی داخلی

در صورت احتیاج به بازبینی داخلی ترانسفورماتور بایستی نکات زیر رعایت شود:

۱-۵-۱- توصیه‌های لازم در هنگام بازبینی داخلی

أ- از لحاظ شرایط محیطی بهتر است ترانسفورماتور موقعی باز شود که رطوبت هوا کم‌تر است. همچنین، با توجه به اینکه رطوبت بر روی سطح سرد دچار میعان می‌شود، لازم است تا در صورت انتقال ترانسفورماتور به محیط گرم‌تر مدت زمان کافی صبر شود تا نشانه‌های میعان بر روی بدنه محو شود و سپس تانک ترانسفورماتور باز شده و بازبینی داخلی انجام شود.

ب- جهت انجام بازبینی داخلی در صورتی که ترانسفورماتور روغن داشته باشد، سطح روغن تا بالای سطح سیم‌پیچ پایین آورده می‌شود. به عبارت دیگر، هیچ قسمتی از سیم‌پیچ نبایستی بیرون از روغن باشد. این موضوع در عدم جذب رطوبت عایق کاغذی اهمیت دارد.

ت- در صورت نیاز به بازدید قسمت‌های بیشتری از هسته و سیم‌پیچ، باید روغن داخل تانک ترانسفورماتور در بشکه‌ها و یا مخازن بزرگ روغن که از قبل آماده و تمیز شده‌اند تخلیه شود.

ث- با تزریق هوای خشک (قابل تنفس) به داخل ترانسفورماتور بایستی میزان اکسیژن کافی برای تنفس افراد فراهم شود. پیش از اطمینان از قابل تنفس بودن محیط داخل تانک، ورود شخص به داخل آن ممنوع است.

ج- در هنگام انجام بازبینی داخلی، بایستی جریان گردش هوای خشک به داخل ترانسفورماتور وجود داشته باشد. مقدار جریان هوا برابر $9.4\times10\text{-}3\ m^3/s$ به اضافه $2.4\times10\text{-}3\ m^3/s$ به ازای هر نفر اضافه است [۷]. همچنین، توصیه می‌شود تا با دمیدن دائم هوای خشک به داخل ترانسفورماتور از نفوذ رطوبت جلوگیری شود [۱۰].

ح- در طی کلیه مراحل بازبینی داخلی، برای حفظ ایمنی لازم است فردی در بیرون تانک فرآیند را تحت نظر داشته باشد. همچنین، بایستی یک برنامه‌ریزی قبلی برای خروج اضطراری فردی که در داخل تانک توانایی خود را از دست داده است وجود داشته باشد.

خ- بازبینی داخلی باید توسط افراد متخصص انجام شود.

د- در هر حالت فقط بایستی یک دریچه آدم‌رو برای انجام بازدید داخلی باز شود.

ذ- برای روشن‌کردن داخل تانک، بایستی از منابع نوری ضدانفجار که از منبع ایزوله ولتاژ پایین (کمتر از ۵۰ ولت) تغذیه می‌شود استفاده کرد.

ر- چراغ سیار باید به گونه‌ای باشد که با شکستن لامپ، قطعات آن به داخل ترانسفورماتور نریزد و همچنین، مجهز به محافظ نشکن باشد .

ز- برای جلوگیری از سقوط اشیاء ناخواسته به داخل ترانسفورماتور، همه اشیاء قابل سقوط و غیر قابل کنترل بایستی از جیب افرادی که بر روی ترانسفورماتور یا داخل آن کار می‌کنند خالی شود.

س- کلیه ابزارهای لازم بایستی توسط یک پارچه نخی تمیز به بیرون ترانسفورماتور یا نقطه‌ای قابل دسترس درون ترانسفورماتور متصل شوند.

ش- استفاده از ابزارهایی که دارای قسمت‌های قابل جدا شدن هستند بایستی پرهیز شود. همچنین، نبایستی از ابزارهای آلوده استفاده کرد.

ص-فردی که بازدید داخلی را انجام می‌دهد بایستی از کفش یا چکمه لاستیکی و لباس ضدروغن تمیز و بدون پرز استفاده کند. مواردی مشاهده شده که ذرات و اجسام خارجی از طریق تـه کفش فرد بازدیدکننده وارد ترانسفورماتور شده است [۱۰].

ض-در صورت سقوط یک شیء به درون ترانسفورماتور و عدم امکان بیرون آوردن آن بایستی سازنده ترانسفورماتور در جریان گذاشته شود.

ط- پس از انجام بازبینی داخلی، همه ابزارها مجدداً شمرده شوند تا اطمینان حاصل شود قطعه‌ای درون ترانسفورماتور به جا نمانده است.

ظ- قبل از باز کردن دریچه آدم‌رو بایستی اطراف آن را کاملاً تمیز کرد.

ع- کشیدن سیگار در داخل یا نزدیکی دریچه آدم‌رو ممنوع است.

غ- در حین بازبینی داخلی بایستی دستورالعمل‌های سازنده رعایت شود.

ف- در صورتی که شیء یا ماده خارجی درون ترانسفورماتور یافت شود بایستی سازنده را در جریان گذاشت.

ق- در هنگام حرکت در داخل تانک، فرد باید دقت کند تا حرکت چراغ و سیم رابط و همچنین، ابزاری که به داخل برده است به کاغذهای عایقی صدمه‌ای وارد نکند.

۱-۵-۲- اهداف بازبینی داخلی

بازبینی داخلی می‌تواند با یک یا چند مورد از اهداف زیر انجام شود:

أ- برداشتن نگهدارنده‌هایی که برای حمل تعبیه شده‌اند. این نگهدارنده‌ها بایستی به تفکیک توسط سازنده مشخص شده باشد،

ب- تشخیص جابه‌جایی هسته در حین حمل و نقل،

ت- انجام آزمون جهت تشخیص زمین شدن اتفاقی هسته،

ث- بازبینی ظاهری سیم‌پیچ‌ها، اتصالات بوشینگ و اتصالات موجود شامل کلمپ‌ها و مهارها،

ج- بازبینی ظاهری اتصالات تپ برای بررسی فشار کنتاکت و یا تمیزکردن کنتاکت‌ها،

ح- بازبینی ظاهری ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی (CT بوشینگی) به‌منظور کنترل نگهدارنده‌ها و فاصله مناسب اتصالات خروجی،

خ- کنترل اتصالات زیر بوشینگ،

د- کنترل هر گونه آلودگی، ذرات فلزی، رطوبت و ... .

با توجه به موارد فوق، محل‌های خاصی که در بازدید داخلی ترانسفورماتور باید به آن‌ها دقت ویژه‌ای کرد عبارتند از: بلوک‌های محکم‌کننده عایق‌بندی، مهره‌های نگهدارنده، شرایط اتصالات کنتاکت تپ‌چنجر به سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ، قاب‌های چوبی، هسته، CT بوشینگی که داخل ترانسفورماتور نصب شده‌اند و مسیر عبور سیم‌های سر ثانویه آن و سایر متعلقات داخلی ترانسفورماتور.

۱-۶- نگهداری ترانسفورماتور در انبار

ممکن است وضعیت پست یا نیروگاه به نحوی باشد که ترانسفورماتور در مدت زمان کمی پس از تحویل برق‌دار نشود. در این صورت بایستی برای مدت‌زمان محدودی ترانسفورماتور را در انبار نگهداری کرد. همچنین، ممکن است ترانسفورماتورهای یدکی موجود باشند که دستورالعمل مذکور شامل این ترانسفورماتورها نیز می‌شود. در صورتی که سازنده، دستورالعمل و توصیه خاصی در مورد نگهداری ترانسفورماتور در انبار داشته باشد، این توصیه بر دستورالعمل حاضر ارجحیت دارد و بایستی جهت برخورداری از گارانتی رعایت شود.

۱-۶-۱-توصیه‌های کلی

أ- ترانسفورماتور موجود در انبار بایستی بر روی یک فونداسیون صلب قرار داده شود. در صورت استفاده از تخته چوب یا موارد مشابه، چوب‌ها بایستی نزدیک به هم و به صورت یکنواخت زیر ترانسفورماتور قرار داده شوند. قرار دادن ترانسفورماتور بر روی غلتک یا جک در انبار مجاز نیست. فونداسیون ترانسفورماتور بایستی تحمل وزن ترانسفورماتور را داشته باشد.

ب- محل قرارگیری ترانسفورماتور باید دارای سیستم زه‌کشی مناسب جهت تخلیه آب باشد.

ت- بهترین روش نگهداری ترانسفورماتور در انبار، نگهداری آن با روغن کامل و به صورتی است که تمامی قطعات جانبی آن متصل شده‌اند. بنابراین بایستی در اولین فرصت ممکن، نسبت به تزریق روغن به ترانسفورماتور اقدام شود.

ث- گرم‌کننده‌های[۲] درون جعبه کنترل و سایر گرم‌کننده‌ها بایستی به برق متصل شوند تا از تجمیع رطوبت و قطرات آب جلوگیری شود.

[۲] Heater

ج- تانک ترانسفورماتور، بوشینگ‌های نصب‌شده و سایر موارد جانبی بایستی به نحو مناسبی زمین شده و ترانسفورماتور در مقابل صاعقه محافظت شود.

ح- ذخیره روغن بایستی جهت جایگزینی در مواردی مانند نشتی روغن موجود باشد.

خ- ثبت داده با جزئیات از کلیه بازبینی‌های لازم برای ترانسفورماتور انبار شده ضروری است. بازه انجام بازبینی معمولاً توسط سازنده مشخص می‌شود.

د- در نقاطی که احتمال وقوع زلزله وجود داشته باشد، نگهداری ترانسفورماتور با روغن ارجحیت ویژه دارد چرا که وجود روغن به میرا کردن حرکت‌های داخلی هنگام زلزله کمک می‌کند.

ذ- ترانسفورماتورهایی که برای محیط داخلی طراحی شده‌اند بایستی در محیط داخلی انبار شوند. همچنین، در صورت نگهداری ترانسفورماتور در محیط باز، بهتر است که به خوبی با پوشش مناسب پوشانده شود تا جلوی ورود رطوبت و مواد خارجی به داخل ترانسفورماتور گرفته شود.

ر- ترانسفورماتور در هنگام نگهداری در انبار بایستی در مقابل عوامل محیطی محافظت شود. بنابراین هر گونه خراش یا رنگ آسیب‌دیده بایستی پیش از شروع انبار نمودن برطرف شود [۸].

ز- ترانسفورماتورهایی که با آب خنک می‌شوند، بایستی در مسیر لوله‌های خنک‌سازی از الکل یا مواد ضدیخ مشابه پر شوند تا خطر یخ‌زدگی و یا آلودگی برطرف شود.

۱-۶-۲- روش‌ها و دوره نگهداری در انبار

روش‌های محافظت اکتیوپارت ترانسفورماتور در دوره نگهداری در انبار عملاً همان مواردی است که در حین حمل و نقل انجام می‌شود. این روش‌ها شامل پر کردن ترانسفورماتور با گاز نیتروژن خشک یا با روغن می‌باشند. مدت زمان نگهداری با گاز بایستی از زمان حمل و نقل منظور شده و نباید از شش ماه تجاوز کند [۷]. به بیان دیگر مدت زمانی که ترانسفورماتور فاقد روغن است نباید از شش ماه بیشتر شود. در صورت نگهداری ترانسفورماتور همراه با گاز، لازم است نقطه شبنم گاز تزریق شده اندازه‌گیری و از خشک بودن آن اطمینان حاصل شود. اطمینان از عدم وجود رطوبت در گاز اولیه بسیار حائز اهمیت است. نگهداری ترانسفورماتور یدکی (Spare) با گاز در انبار مجاز نیست و حتماً باید ترانسفورماتور با روغن پر شود [۱۱].

ترانسفورماتور پر شده با روغن را می‌توان برای مدت زمان طولانی در انبار نگهداری کرد. بنابراین بهترین حالت نگهداری ترانسفورماتور در انبار، قرار دادن آن بر روی فونداسیون اصلی با همه تجهیزات جانبی وصل‌شده، خشک کردن عایق و پر کردن آن از روغن تحت خلاء است [٦ و ٧].

برای ترانسفورماتوری که در مراحل اولیه با گاز پر شده است، در هنگام قرار گرفتن در سرویس و تزریق روغن بایستی از دستگاه جداسازی گاز (Degassing Equipment) استفاده شود. در این حالت، دوره خلاء پیش از تزریق روغن باید ۲٤ ساعت به علاوه یک ساعت به ازای هر ماه نگهداری در انبار باشد. همچنین، برای چنین ترانسفورماتوری بایستی ۷۲ ساعت بین تزریق روغن و برق‌دار شدن فاصله زمانی وجود داشته باشد تا اشباع کاغذ به درستی انجام شود [۷].

برای جلوگیری از تقطیر رطوبت بهتر است ترانسفورماتور در جایی نگهداری شود که دما در آن پایدار و اندکی بالاتر از دمای محیط است [٦]. در صورت امکان، نگهداری در محیط داخلی ارجحیت دارد.

۱ –۶ –۳ – نگهداری ترانسفورماتور در انبار با گاز نیتروژن

موارد زیر بایستی در مورد نگهداری ترانسفورماتور در انبار با گاز نیتروژن رعایت شود:

أ- مدت زمان انبار کردن باید به تایید سازنده برسد.

ب- ترانسفورماتور باید در همه زمان‌ها تحت فشار مثبت 0.1-0.3 bar نسبت به اتمسفر باشد.

ت- یک کپسول ذخیره با فشار بیش از 10 bar بایستی همراه با یک رگولاتور فشار به ترانسفورماتور متصل شود. همچنین، لازم است یک کپسول رزرو موجود باشد تا در صورت نشتی و از دست رفتن فشار تا زمان انجام تمهیدات لازم، از آن برای نگهداری فشار استفاده شود.

ث- در ابتدای انبار نمودن بایستی فشار بالاتری در ترانسفورماتور ایجاد شده و نشتی آن چک شود.

ج- فشار داخل ترانسفورماتور و همچنین، فشار محفظه ذخیره بایستی تا دو هفته اول هر روز ثبت شود. بهتر است اندازه‌گیری در یک زمان مشخص از روز انجام شود و زمان و دمای دقیق آزمون ثبت شود [۷]. پس از گذشت دو هفته نیز فشار ترانسفورماتور و محفظه ذخیره بایستی هر چهار هفته یک‌بار کنترل شود [٦].

۱ –۶ –۴ – نگهداری ترانسفورماتور با روغن در انبار

در مورد ترانسفورماتوری که تجهیزات جانبی آن کاملاً متصل نشده، تزریق روغن تحت شرایط خلاء می‌تواند تا ارتفاع مناسب (تعیین شده توسط سازنده) انجام شده و فضای بالای روغن با گاز نیتروژن خشک پر گردد. موارد (ث) و (ج) آیتم (۱-٦-۳) با عنوان نگهداری با گاز نیتروژن در این مورد نیز اعمال می‌شود.

همچنین، می‌توان ترانسفورماتور را به طور کامل مونتاژ کرده و تحت خلاء با روغن پر کرد به گونه‌ای که آماده برای بهره‌برداری باشد. در صورتی که ترانسفورماتور پمپ داشته باشد بایستی به صورت دوره‌ای (هر

سه ماه) نصف پمپ‌ها را به مدت ۳۰ دقیقه روشن کرد و سپس نیمه دیگر پمپ‌ها را به مدت ۳۰ دقیقه به کار گرفت [۷]. در فواصل ماهیانه بایستی فن‌های ترانسفورماتور به مدت ۱۰ دقیقه کار کنند و گرم‌کننده‌های ترانسفورماتور نیز بررسی شود. به غیر از موارد بالا بایستی همانند یک ترانسفورماتور در حال کار با ترانسفورماتور موجود در انبار برخورد شود و در دوره‌های سالیانه، کیفیت روغن، وضعیت سیلیکاژل، وضعیت عملکرد رله‌ها و ... کنترل شود.

جهت جلوگیری از ورود رطوبت به ترانسفورماتور سیلکاژل بایستی در دوره‌های منظم بازبینی و در صورت لزوم بازیابی شود [٦]. وضعیت سیلیکاژل در محیط‌های معمول هر چهار هفته و در آب و هوای شرجی و مرطوب هر دو هفته بایستی کنترل شود.

۱ –۶ –۵ – نگهداری قطعات جانبی ترانسفورماتور در انبار

هدف از نگهداری تجهیزات جانبی در انبار، آماده به کار بودن آن‌ها در زمان لازم و جلوگیری از آسیب به تجهیز است. برخی تجهیزات بایستی در محیط تمیز و خشک نگهداری شوند. این تجهیزات شامل بوشینگ‌ها، رله‌ها، سیم‌ها، کابل‌ها و اتصالات هستند. در این بین بوشینگ بایستی در جعبه‌ای که ارسال شده است نگهداری شود در حالی که قسمت بالایی آن از حالت افقی که با زاویه خاصی توسط سازنده اعلام شده، کمی بلند شده است. در عین حال باید دستورالعمل سازنده در مورد نگهداری بوشینگ‌ها و سایر تجهیزات در انبار کاملاً رعایت شود. همچنین، نگهداری بوشینگ باید در محیط داخلی بسته نظیر یک سالن انجام شود.

در صورت مهیا بودن فضای داخلی، موتورها و تابلوی کنترل بایستی به صورت داخلی نگهداری شوند. همچنین، بایستی از سیلیکاژل درون آن‌ها برای جذب رطوبت استفاده کرد. تجهیزاتی که در محیط بیرونی نگهداری می‌شوند نبایستی بر روی زمین قرار داشته باشند زیرا ممکن است در معرض آب‌های راکد قرار گیرند. همچنین، بایستی توسط پوشش مناسب در مقابل تنش‌های آب و هوایی محافظت شوند. موتورهای فن‌ها در صورت انبارداری غیرصحیح، به خوردگی بسیار حساس هستند. در صورتی که plug موتور موجود باشد، ممکن است درون موتور تقطیر و تجمیع آب صورت گیرد و در صورتی که موتور فاقد plug باشد، بایستی حتماً در مقابل ورود رطوبت محافظت شود.

تجهیزاتی مثل رادیاتورها و تانک کنسرواتور که در حالت کار عادی دارای روغن هستند بایستی به نحو مناسبی آب‌بندی شوند و در صورت امکان از گاز نیتروژن خشک یا روغن پر شوند. پر کردن از گاز یا روغن در صورتی که نگهداری در انبار بیشتر از سه ماه طول بکشد الزامی است. تابلوهای مکانیسم

ترانسفورماتور و تپ‌چنجر (در صورت مجزا بودن از تانک اصلی) بایستی در محیط داخلی انبار شوند و گرم‌کننده آن‌ها برای جلوگیری از تقطیر و تجمیع آب به برق متصل باشد [۷].

۱-۶-۶- نگهداری ترانسفورماتور هرمتیک در انبار

در صورتی که ترانسفورماتور به صورت کامل مونتاژ شده باشد، بایستی فشار مثبتی در حد 0.1-0.3 bar ایجاد شود. همچنین، فشار داخلی ترانسفورماتور بایستی به صورت ماهیانه چک شود. در صورت تامین این شرایط، ترانسفورماتور می‌تواند به صورت طولانی‌مدت در انبار نگهداری شود [٦].

۱-۶-۷- نگهداری روغن ترانسفورماتور در انبار

مطابق استاندارد IEC 60296 روغن ترانسفورماتور بایستی در داخل ظروف و حجم‌های مشخص مانند موارد زیر بسته‌بندی شود:

- بشکه،
- فلکسی تانک،
- تانکر یا IBC (Intermetiate Bulk Container) .

همچنین، برای ذخیره‌سازی روغن در ظروف گوناگون باید از تجهیزات مقاوم در برابر روغن استفاده شود. ظروف نامناسب مانند ظروف پلاستیکی حاوی گوگرد یا تجهیزات پلاستیکی، لوله‌های انتقال و یا ظروفی که که ایجاد بار الکترواستاتیک می‌کنند نباید استفاده شود.

روغن عایقی بایستی در ظروف تمیز در انبار نگهداری و در مقابل رطوبت محافظت شود. در صورت استفاده از بشکه، بایستی بشکه‌های روغن به صورت افقی قرار بگیرند به نحوی که درپوش آن جهت جلوگیری از نفوذ رطوبت در پایین قرار گیرد. در هنگام انتقال بشکه‌ها نحوه قرار گرفتن بشکه باید به صورت عمودی باشد. ظروف موجود جهت نگهداری روغن بایستی در صورت امکان در محلی باشند که دما تقریباً ثابت نگه داشته شود. از اختلاط روغن با هر گونه روغن دیگر و همچنین، ذرات مواد جامد بایستی جلوگیری شود. حتی مقادیر کم ناخالصی نیز می‌تواند کیفیت روغن را به شدت تحت تاثیر قرار دهد. همه ظروف جهت نگهداری روغن بایستی با دقت کنترل شود و وضعیت تمیزی و عدم نفوذپذیری آن‌ها همراه با جزئیات ثبت شود. تانکر و بشکه‌های روغن نو باید با علامت‌گذاری مشخص شده و از سایر روغن‌ها متمایز شوند.

۱-۶-۸- پایان دوره نگهداری در انبار

در پایان دوره نگهداری ترانسفورماتور در انبار و پیش از برق‌دار کردن بایستی کلیه آزمون‌های پیش از برق‌داری که در قسمت‌های بعدی به آن اشاره گردیده انجام شود.

۱-۷- آزمون‌های روغن نو

پیش از تزریق روغن به ترانسفورماتور و همچنین، هنگامی که روغن نو تحویل گرفته می‌شود، لازم است که نمونه‌ای از روغن موجود در بشکه‌ها گرفته شده و مطابقت آن با نیازمندی‌ها کنترل شود. انجام این آزمون‌ها فارغ از اینکه روغن مدت طولانی در محل پست انبار شده یا تنها زمان کوتاهی از دریافت آن گذشته باشد، الزامی است.

نمونه‌گیری از روغن نو بایستی از داخل بشکه‌ها و از قسمت ته بشکه که احتمال آلودگی آن زیاد می‌باشد گرفته شود. الزامات نمونه‌گیری، ظرف‌های مناسب و نحوه نمونه‌گیری در فصل آزمون‌های روغن ذکر شده است. همچنین، نمونه‌گیری از تانکرها و بشکه‌ها بایستی بعد از توقف کامل تجهیزات حمل صورت گیرد. نمونه‌گیری از بشکه‌ها بایستی حداقل ۸ ساعت بعد از ثابت شدن و در مورد تانکر یک ساعت بعد از ثابت شدن آن انجام شود.

توصیه می‌شود از چند بشکه به صورت تصادفی نمونه روغن گرفته شده و حداقل، آزمون ولتاژ شکست بر روی آن‌ها انجام شود [۱۲]. برای آزمون ولتاژ شکست نبایستی از ظروف پلاستیکی استفاده شود. ولتاژ شکست مطابق روش IEC (فاصله گوی‌های دستگاه 2.5 mm) بایستی بیش‌تر از 30 kV باشد [۱۳]. در صورتی که عدد ولتاژ شکست پایین‌تر از این مقدار باشد، نبایستی روغن تحویل گرفته شود. توجه شود که این مقدار مربوط به روغن نو و پیش از تصفیه است. پس از تصفیه روغن، مقدار ولتاژ شکست بایستی بیشتر از 70 kV باشد.

در صورتی که روغن درون ترانسفورماتور حمل شده و همراه آن تحویل گرفته شود، بایستی از ترانسفورماتور نمونه روغن گرفته شود. همچنین، پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور و پس از پر کردن آن از روغن، نمونه روغن بایستی مورد آزمون قرار گیرد. مشخصات روغن نو برای استفاده در ترانسفورماتور و برخی تجهیزات دیگر در IEC 60296 مشخص شده [۱۳] که در جدول (۱-۱) این مشخصات ارائه شده‌اند.

باید توجه شود که منظور از روغن نو فقط روغنی است که درون بشکه نو تحویل داده می‌شود بدون آنکه تاکنون درون ترانسفورماتور استفاده شده باشد. بنابراین، روغنی که قبلاً در تانک (مثلاً هنگام آزمون کارخانه‌ای) استفاده شده و یا روغنی که در خود تانک ترانسفورماتور در هنگام حمل وجود دارد روغن نو

محسوب نمی‌شود. این روغن بایستی مطابق نیازمندی‌های استاندارد IEC 60422 کنترل شود. جدول مذکور در فصل مربوط به آزمون‌های دوره‌ای روغن ارائه شده است.

در مورد سفارش و خرید روغن موارد زیر توصیه می‌شود:

أ- مشخصات تعیین‌شده توسط استاندارد IEC به عنوان مشخصات روغن تعیین گردد.

ب- با توجه به اینکه اکثر روغن‌های موجود در کشور پایه نفتانیک دارند و همچنین، به دلیل مشخصات فنی بهتر روغن‌های نفتانیک، تهیه روغن‌های با پایه نفتانیک ارجحیت دارد. به این ترتیب در صورت لزوم می‌توان از همین روغن برای سرریز ترانسفورماتورهای با روغن مشابه در آینده استفاده کرد.

ت- توصیه اکید می‌گردد تا در هنگام خرید روغن، تاییدیه (Certificate) مربوط به مشخصات درخواستی از فروشنده دریافت شود.

ث- بهتر است در هنگام خرید، جریمه‌ای برای عدم تطابق هر یک از مشخصات روغن درخواستی در نظر گرفته شود.

ج-در صورت وجود شک (یا به طور کلی)، مناسب است با درخواست کارفرما مقایسه برخی آزمایش‌ها جهت کنترل مشخصات روغن تحویل‌شده با مشخصات تعیین‌شده انجام شود.

جدول (۱-۱): آزمون‌ها و محدوده مجاز برای روغن نو مطابق استاندارد IEC 60296 [۱۳]

مشخصه	روش آزمون	محدوده مجاز
گران‌روی در $40\ ^0C$	ISO 3104	Max. 12 mm^2/s
گران‌روی در $-30\ ^0C$ (الف)	ISO 3104	Max. 1800 mm^2/s
نقطه روان‌شدن (Pour point)	ISO 3016	Max. $-40\ ^0C$
میزان رطوبت	IEC 60814	Max. 30 mg/kg(ب) Max 40 mg/kg(پ)
ولتاژ شکست	IEC 60156	Min. 30 kV/70 kV(ت)
چگالی در $20\ ^0C$	ISO 3675 یا ISO 12185	Max. 0.895 g/ml
ضریب تلفات عایقی در $90\ ^0C$	IEC 60247 یا IEC 61620	Max. 0.005
میزان ذرات (Particle content)	IEC 60970	مطابق مشخصات توافق شده
وضعیت ظاهری	-	شفاف، بدون ذرات معلق، رسوب و ته‌نشین
اسیدیته	IEC 62021-1 یا IEC62021-2	Max. 0.01 mg KOH/g
کشش سطحی (نیروی بین سطحی)	EN 14210 یا ASTM D971	فاقد نیازمندی کلی(ث)
مجموع میزان سولفور	IP 373 یا ISO 14596	فاقد نیازمندی کلی
سولفور خورنده	DIN 51353	غیرخورنده
سولفور با قابلیت خورندگی (Potentially corrosive sulphur)	IEC 62535	غیرخورنده
DBDS (د)	IEC 62697-1	غیر قابل تشخیص (< 5 mg/kg)
بازدارنده‌ها (Inhibitors) IEC 6066	IEC 60666	(U) روغن بدون بازدارنده: غیر قابل تشخیص (< 0.01%) (T) روغن با بازدارندگی قابل ردیابی: < 0.08 % (I) روغن‌های دارای بازدارنده: 0.08 % - 0.40 %
افزودنی‌های منفعل‌کننده فلز (Metal passivator additives) ((IEC 60666)	IEC 60666	*غیر قابل تشخیص (< 5 mg/kg) یا مطابق مشخصات توافق‌شده
* اکیداً توصیه می‌شود که از خرید روغن‌های دارای گوگرد و دارای منفعل‌کننده خودداری شود.		
فورفورال و ترکیبات وابسته	IEC 61198	غیر قابل تشخیص (< 0.05 mg/kg برای هر یک از ترکیبات)

مشخصه	روش آزمون	محدوده مجاز
پایداری در برابر اکسیداسیون	IEC 61125:1992 (Method C) زمان‌های آزمون (U) روغن بدون بازدارنده: ۱۶٤ ساعت (T) روغن با بازدارندگی قابل ردیابی: ۳۳۲ ساعت (I) روغن‌های دارای بازدارنده: ۵۰۰ ساعت	برای روغن‌های با سایر افزودنی‌های آنتی‌اکسیدان و metal passivator به قسمت 6.12 استاندارد مراجعه شود.
مجموع اسیدیته (چ)	IEC 61125:1992 (1.9.4)	Max. 1.2 mg KOH/g
لجن (چ)	IEC 61125:1992 (1.9.1)	Max. 0.8%
ضریب تلفات عایقی در ^0C 90 (چ)	IEC 61125 (1.9.6), Amedment 1 (2004) + IEC 60247	Max. 0.500 (چ)
تمایل به گاز (Gassing tendency) (ح)	IEC 60628:1985, Method A	مطابق مشخصات توافق‌شده
ECT تمایل به تولید الکتریسیته ساکن (خ)	-	فاقد نیازمندی کلی
نقطه اشتعال (Flash point)	ISO 2719	Min. 135 ^0C
میزان PCA	IP 346	Max. 3%
میزان PCB	IEC 61619	غیر قابل تشخیص (< 2 mg/kg)

الف- این مقدار، میزان LCSET استاندارد برای روغن ترانسفورماتور است که با توجه به شرایط جوی هر کشور می‌تواند اصلاح شود. نقطه روان شدن بایستی حداقل 10 K پایین‌تر از LCSET باشد.

ب- برای زمانی که روغن در حجم بالا تحویل گرفته شده است (با تانکر)

پ- برای زمانی که روغن در بشکه تحویل گرفته شده است

ت- بعد از عملیات آزمایشگاهی

ث- به عنوان یک نیازمندی کلی حداقل 40 mN/m توصیه می‌شود.

ج- مقدار ضریب تلفات عایقی حداکثر ۰/۰۲۰ بعد از ۲ ساعت اکسیداسیون (IEC 61125:1992 روش C) می‌تواند برای استفاده در بوشینگ‌ها و ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری EHV به کار گرفته شود.

چ- در پایان آزمون‌های اکسیداسیون

ح- این مشخصه فقط برای کاربردهای خاص مثل بوشینگ و ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری اهمیت دارد.

خ- تولید الکتریسیته ساکن فقط برای ترانسفورماتورهای دارای پمپ روغن با نرخ پمپاژ بالا اهمیت دارد و بایستی در مورد آن توافق صورت گیرد.

د- Dibenzyldisulphide، این نوع ترکیب سولفور ممکن است باعث تولید سولفور مس در عایق کاغذی شده و استقامت الکتریکی آن را پایین آورد.

۱ –۸– نصب ترانسفورماتور

نصب ترانسفورماتور و تجهیزات جانبی آن دقیقاً مطابق دستورالعمل سازنده و قدم به قدم انجام شود و موارد مهمی که در دستورالعمل توسط سازنده مشخص شده است کنترل گردد. برخی نکات مهم‌تر به اختصار ذکر می‌گردد:

أ- کنترل صحت عملکرد و اینترلاک OLTC،

ب- در صورتی که واشرهای رادیاتورها باز شده باشد واشرها بایستی حتماً تعویض شوند و از واشر جدید برای نصب استفاده شود،

ت- کنترل صحت عملکرد ترمومتر روغن و سیم‌پیچ،

ث- نصب صحیح منبع انبساط و کیسه هوا و اطمینان از آب‌بندی بودن آن‌ها،

ج- نصب رادیاتورها و لوله‌های رابط و کنترل شیرها،

ح- نصب فن‌ها، پمپ‌های روغن، کنترل عملکرد آن‌ها و همچنین، کنترل جهت باد فن‌ها،

خ- نصب بوشینگ،

د- اطمینان ازاتصال بدنه ترانسفورماتور به زمین و اتصال زمین هسته،

ذ- کنترل صحت عملکرد رله بوخهلتس،

ر- نصب و کنترل عملکرد نشان‌گر سطح روغن کنسرواتور،

ز- نصب مارشال باکس و برقراری اتصالات و کنترل صحت سیم‌کشی،

س- آچارکشی پیچ‌ها و اتصالات،

ش- کنترل پلاریته CT بوشینگی.

۱ –۹– خشک‌کردن ترانسفورماتور

۱ –۹ –۱ – خشک‌کردن ترانسفورماتور نو در محل

در صورتی که در بازبینی داخلی، نشانه‌های دال بر وجود رطوبت در ترانسفورماتور محرز باشد یا اگر آب‌بندی گاز از بین رفته باشد، احتمالاً نیاز به خشک کردن ترانسفورماتور در محل پست قبل از تزریق روغن می‌باشد. یکی از راه‌های مناسب برای تصمیم در مورد نیاز ترانسفورماتور به خشک کردن استفاده از نتایج تست ضریب تلفات عایقی یا $\tan\delta$ است. در صورت وجود رطوبت، آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ نیز کاهش مقاومت عایقی را نشان می‌دهد اما به تنهایی معیار مناسبی نیست. برای تشخیص دقیق‌تر می‌توان از آزمون مقاومت عایقی و اندازه‌گیری اندیس پلاریزاسیون استفاده کرده و بر اساس آن تصمیم لازم را اتخاذ

نمود. لازم به ذکر است تا زمانی که ترانسفورماتور روغن ندارد ولتاژ آزمون بایستی کمتر از 2 kV باشد تا آسیبی به عایق ترانسفورماتور وارد نشود.

برای تشخیص خشکی عایق ترانسفورماتور، با توجه به نتایج به دست آمده از آزمون‌های ضریب تلفات عایقی و یا اندیس پلاریزاسیون، در مرحله اول بایستی به توصیه سازنده مراجعه کرد. در مرحله دوم مقدار اندازه‌گیری شده در کارخانه بایستی ملاک مقایسه قرار گیرد. در صورتی که این موارد در دسترس نباشد میزان ضریب تلفات عایقی بزرگ‌تر از ۰/۳۵٪ (اصلاح‌شده به دمای $20\ ^0C$) معیاری برای تشخیص وجود رطوبت در ترانسفورماتور خواهد بود. بنابراین در صورتی که میزان tanδ عایق کمتر از ۰/۳۵٪ (اصلاح‌شده به دمای $20\ ^0C$) باشد نشان دهنده خشکی عایق ترانسفورماتور است. لازم به ذکر است که این عدد تجربه متخصصین ترانسفورماتور بوده و در استاندارد IEEE C57.152 عدد ۰/٤٪ (اصلاح‌شده به دمای $20\ ^0C$) به عنوان حد قابل قبول tanδ ترانسفورماتور نو با سطح ولتاژ 230 kV به بالا ذکر شده است. این مقدار برای ترانسفورماتورهای با سطح ولتاژ پایین‌تر برابر ۰/۵٪ ذکر شده است [۹].

لازم به ذکر است که اعداد ذکر شده مربوط به حالتی است که ترانسفورماتور دارای روغن است. اگر ترانسفورماتور فاقد روغن و قرار بر این باشد که پیش از تزریق روغن در مورد خشک کردن آن تصمیم گرفته شود، توجه به افت فشار گازی که ترانسفورماتور با آن حمل شده است می‌تواند معیار مناسبی در مورد نفوذ رطوبت به آن باشد. همچنین، در صورتی که مقداری روغن درون ترانسفورماتور موجود باشد، آزمون این روغن می‌تواند به تشخیص نفوذ رطوبت به ترانسفورماتور کمک کند.

نکته قابل توجه آن است که هر یک از آزمون‌های فوق می‌تواند برای عایق‌های مختلف ترانسفورماتور انجام شود. برای مثال، میزان ضریب تلفات عایقی برای عایق بین سیم‌پیچی فشارقوی و فشارضعیف، سیم‌پیچی فشارقوی و زمین و همچنین، سیم‌پیچی فشارضعیف و زمین قابل انجام است. با توجه به اینکه گاهی موادی در ترانسفورماتور استفاده می‌شود که در حالت کار عادی نیز کاملاً خشک نیستند و این موضوع خللی برای کار ترانسفورماتور ایجاد نمی‌کند، نتایج همه آزمون‌ها ممکن است خشک بودن را نشان ندهد. از این رو توصیه می‌شود که نتایج آزمون کارخانه‌ای ترانسفورماتور نو ملاک عمل قرار گیرد و نتایج آزمون‌ها به صورت نظیر به نظیر با نتایج آزمون کارخانه‌ای مقایسه و بر اساس آن نتیجه‌گیری انجام شود.

لازم به ذکر است که علاوه بر روش‌های تشریح شده فوق‌الذکر از روش پاسخ فرکانسی عایقی یا DFR (Dielectric Frequency Response) که معمولاً به نام طیف‌سنجی فرکانسی یا FDS نیز موسوم بوده (Frequency Domain Spectroscopy) می‌توان برای تشخیص میزان رطوبت ترانسفورماتور استفاده کرد.

در این روش، tanδ ترانسفورماتور در یک بازه فرکانسی اندازه‌گیری شده و سپس بر اساس آن مقدار رطوبت در کاغذ تعیین می‌شود. این روش نسبت به آزمون tanδ در فرکانس قدرت، وضعیت رطوبت عایق جامد ترانسفورماتور را بهتر تخمین می‌زند و لذا برای تصمیم‌گیری در مورد خشک‌کردن ترانسفورماتور ارجحیت دارد.

۱-۹-۲- تبدیل واحدهای مختلف فشار به یکدیگر

فرآیند خشک‌کردن و تزریق نهایی روغن احتیاج به خلاء به میزان مشخص دارد اما میزان خلاء و یا فشار لازم در دستگاه‌های مختلف ممکن است برحسب واحدهای متفاوتی بیان شده باشد. در این نظام‌نامه همه جا از واحد mbar و یا bar استفاده شده است. اما با توجه به اینکه واحدهای دیگری نیز در دستگاه‌ها استفاده می‌شود ضرایب تبدیل واحدهای مختلف فشار به یکدیگر در جدول (۱-۲) ارائه شده است. در هر ردیف، مقدار یکی از واحدها، عدد ۱ در نظر گرفته شده و میزان تبدیل همان فشار به سایر واحدها در همان ردیف ذکر شده است. برای مثال در ردیف آخر 1 psi معادل 68.948 mbar است. اعداد داده شده عملاً به عنوان ضریب تبدیل قابل استفاده است. به عنوان مثال برای تبدیل kPa به psi ابتدا باید به ردیف kPa یعنی ردیف چهارم مراجعه کرده و از ستون psi مقدار ۰/۱۴۵ به عنوان ضریب مشخص می‌شود. بنابراین برای تبدیل هر مقدار kPa به psi کافی است که فشار برحسب kPa در عدد ۰/۱۴۵ ضرب شود.

جدول (۱-۲): ضریب تبدیل واحدهای مختلف فشار به یکدیگر

	mbar	bar	mmHg (Torr)	kPa	atm.	psi
mbar →	۱	۰/۰۰۱	۰/۷۵۰	۰/۱	۰/۰۰۰۹۸۶۹	۰/۰۱۴۵
bar →	۱۰۰۰	۱	۷۵۰/۰۶	۱۰۰	۰/۹۸۶۹	۱۴/۵۰۴
mmHg (Torr) →	۱/۳۳۳	۰/۰۰۱۳۳	۱	۰/۱۳۳	۰/۰۰۱۳۱۶	۰/۰۱۹۳۴
kPa →	۱۰	۰/۰۱	۷/۵۰۰۶	۱	۰/۰۰۹۸۶۹	۰/۱۴۵
atm →	۱۰۱۳/۲۵	۱/۰۱۳	۷۶۰	۱۰۱/۳	۱	۱۴/۵۹۶
psi →	۶۸/۹۴۸	۰/۰۶۸۹۴	۵۱/۷۱۵	۶/۸۹۴	۰/۰۶۸۰۵	۱

۱-۹-۳- اصول علمی خشک‌کردن سیستم عایقی ترانسفورماتور

نکات اساسی در موضوع خشک کردن ترانسفورماتور به شرح ذیل بیان می‌شود:

أ- عایق جامد ترانسفورماتور یعنی کاغذ و پرس‌برد پایه سلولزی دارند و از جنس چوب بوده و لذا تمایل زیادی به جذب رطوبت دارند. مواد سلولزی می‌توانند تا ۱۷٪ مقدار وزنی خود آب جذب کنند در حالی که همچنان خشک به نظر می‌رسند. جذب آب تا این میزان بستگی به شرایط محیطی کاغذ مثل رطوبت و دما دارد. این موضوع باعث می‌شود که اگر یک ترانسفورماتور به عنوان مثال هفت تن سلولز داشته باشد می‌تواند تا حدود یک تن آب در آن ذخیره شود. به همین دلیل، اگر ترانسفورماتوری، مدت طولانی در معرض رطوبت بوده باشد در مراحل اولیه خشک کردن مقدار قابل توجهی آب از آن خارج می‌شود.

ب-نکته دوم، منابع جذب رطوبت توسط عایق کاغذی است. گرچه در وهله اول نفوذ رطوبت از خارج ترانسفورماتور به ذهن می‌رسد مثل انواع نشتی‌ها، اما بایستی دقت کرد که آب فقط از خارج ترانسفورماتور به آن وارد نمی‌شود. فرآیند پیری کاغذ و روغن نیز آب تولید می‌کنند. به عبارت دیگر، آب یکی از محصولات جانبی واکنش‌های شیمیایی پیری کاغذ و روغن است و آب ناشی از فرآیند پیری نیز توسط عایق کاغذی ترانسفورماتور جذب می‌شود.

ت-با خروج رطوبت از کاغذ حجم آن کاهش پیدا می‌کند و بنابراین فشار روی سیم‌پیچ به دلیل کاهش حجم کاغذ کم می‌شود. لذا ممکن است در برخی موارد احتیاج به اعمال فشار مجدد روی سیم‌پیچ بعد از خشک کردن ترانسفورماتور باشد. در مورد ترانسفورماتورهای نو این نگرانی وجود ندارد چرا که در کارخانه فشار مناسب بعد از خشک کردن کاغذ و عایق بر روی سیم‌پیچ اعمال می‌شود. در صورتی که در طول حمل ترانس، کاغذ رطوبت گرفته باشد، فشار آن نسبت به کارخانه افزایش می‌یابد و با خشک کردن مجدد به فشار مناسب باز خواهد گشت. در مواردی که سیم‌پیچ احتیاج به فشرده شدن داشته باشد، اعمال فشار بایستی توسط کارشناسان متخصص در این زمینه انجام شود چرا که فشار بالا می‌تواند سیم‌پیچ را له کرده و استحکام آن را از بین ببرد.

ث-در حالتی که ترانسفورماتور روغن دارد، تعادل بین رطوبت موجود در کاغذ و رطوبت موجود در روغن آن برقرار می‌شود. این تعادل که به دمای کاری نیز بستگی دارد به گونه‌ای است که بیشترین مقدار آب در عایق کاغذی وجود دارد. برای مثال از ۱۰۰٪ آب موجود در ترانسفورماتور ۹۸٪ آب در عایق سلولزی و تنها ۲٪ آن در روغن موجود است. به‌طور مثال، یک ترانسفورماتور با مشخصات ۱۵۰ مگاولت‌آمپر ٤۰۰ کیلوولت با حجم ۸۰ هزار لیتر روغن، ۷ تن کاغذ و رطوبت 20 ppm، حدود ۲ کیلوگرم آب در روغن و ۲۲۳ کیلوگرم آب در کاغذ آن وجود دارد. به این ترتیب موضوع اصلی

در خشک کردن ترانسفورماتور، خشک کردن کاغذ آن است. همچنین، بایستی توجه کرد که با خشک کردن روغن به تنهایی، عملاً رطوبت ترانسفورماتور کاهش نیافته است. لذا بایستی بین موضوع خشک کردن کاغذ و روغن تمایز در نظر گرفته شده و توجه شود که موضوع اصلی خشک کردن کاغذ است.

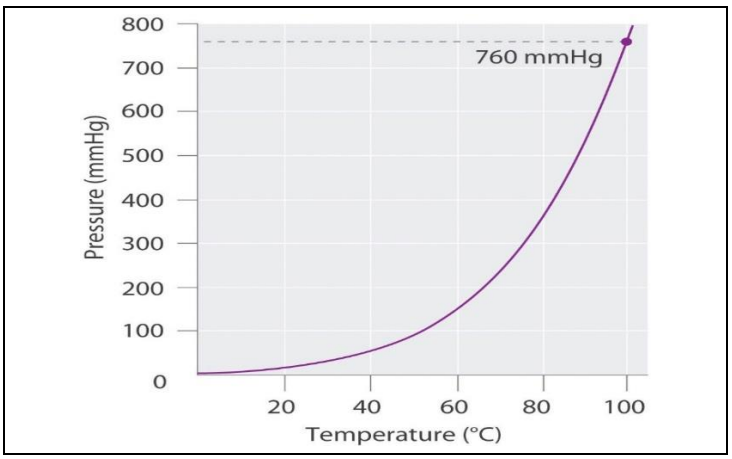
ج- زمانی که کاغذ به روغن آغشته شده و اصطلاحاً اشباع می‌شود، رطوبت را به سختی جذب کرده و به سختی نیز پس خواهد داد. بنابراین به هر دلیلی که کاغذ ترانسفورماتور رطوبت گرفته باشد، خشک کردن آن فرآیند زمان‌بر و پرزحمتی است و لذا بایستی حداکثر تمهیدات برای جلوگیری از جذب رطوبت توسط عایق کاغذی انجام شود.

نکته ششم اهمیت وجود هم‌زمان گرما و خلاء در فرآیند خشک‌کردن ترانسفورماتور است. نقطه جوش و یا تبخیر آب کاملاً به فشاری که روی آن قرار دارد بستگی دارد. برای مثال آب در کنار دریا در فشار یک بار و در دمای $100\ ^0C$ به جوش می‌آید در حالی که در نقاط با ارتفاع بالاتر که فشار کم‌تر می‌شود، دمای جوش آب نیز کاهش می‌یابد. این اصل علمی دقیقاً در فرآیند خشک‌کردن ترانسفورماتور نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد. دمای جوش آب برحسب فشار در شکل (۱-۷) نمایش داده شده است. چنان‌که دیده می‌شود با کاهش فشار روی آب تا حد $100\ mbar$ دمای تبخیر آب به حدود $50\ ^0C$ کاهش می‌یابد. در فرآیند خشک کردن ترانسفورماتور نیز پس از گرم کردن سیم‌پیچ و تخلیه روغن، خلاء اعمال می‌شود و در حضور خلاء آب موجود در کاغذ حتی در دماهای پایین نیز تبخیر شده و از کاغذ جدا می‌شود. لذا وجود خلاء در فرآیند خشک کردن ضروری است. باید دقت کرد که رطوبت بایستی از لابه‌لای مولکول‌های سلولز خارج شود و این موضوع فرآیند سخت و زمان‌بری است. میزان خلاءی که بر روی ترانسفورماتور در حالت خشک‌کردن اعمال می‌شود در حدود $1\ mbar$ یا یک هزارم فشار اتمسفر است. از این جهت بایستی پمپ خلاء مناسب که توانایی ایجاد خلاء تا این مقدار را داشته باشد انتخاب شود. همچنین، ترانسفورماتور بایستی فاقد نشتی باشد که در قسمت بعد به آن اشاره خواهد شد.

ح- نکته دیگر آن است که در حضور خلاء حرکت چندان وجود ندارد. به عبارت دیگر، ممکن است مولکول‌های آب به سطح عایق بیایند اما به دلیل خلاء نتوانند از روی عایق جابه‌جا شوند. دمیدن گاز به عایق کاغذی، باعث می‌شود تا مولکول‌های آب بتوانند همراه با این گاز از ترانسفورماتور خارج شده و به داخل پمپ خلاء مکیده شوند. به همین دلیل، تزریق اندکی گاز نیتروژن خشک به

ترانسفورماتور در مرحله خلاء سرعت خشک‌شدن کاغذ را افزایش می‌دهد. تزریق در چند مرحله (برای مثال چند بار در روز) و در هر بار به اندازه باز و بسته کردن شیر کپسول گاز نیتروژن کافی است. لازم به ذکر است که بایستی از خشک‌بودن گاز ازت اطمینان حاصل شود.

خ- نکته دیگر در مورد خلاء آن است در صورتی که فضا را سرد کنند، جذب گاز و رطوبت بهتر انجام شده و خود خلاء نیز افزایش می‌یابد. به همین دلیل برخی از دستگاه‌ها همراه با پمپ خلاء یک سردکننده نیز دارند که با سرد کردن، آب و گاز را به نحو بهتری جذب می‌کنند.



شکل (۱-۷): نقطه جوش آب بر حسب فشار

د- آخرین نکته در مورد خلاء مربوط به اندازه‌گیر آن است. با توجه به اینکه لوله‌های رابط در مقابل خلاء مقاومت بالایی از خود نشان می‌دهند، تفاوت فشار در ابتدا و انتهای لوله مقدار قابل توجهی دارد. برای مثال ممکن است سمتی از لوله که به پمپ خلاء متصل است در فشار 1 mbar باشد اما سمت دیگر آن در اتصال به تانک ترانسفورماتور فشار به مراتب بالاتری داشته باشد. از این رو لازم است که اندازه‌گیری خلاء در تانک و با نصب یک خلاءسنج انجام شود. راه جایگزین اندازه‌گیری خلاء در محل اتصال لوله خلاء به تانک ترانسفورماتور است. به دلیل مقاومت قابل توجه لوله در مقابل خلاء توصیه می‌شود که از لوله با قطر مناسب استفاده شود.

ذ- در کنار خلاء حضور گرما نیز اهمیت دارد. با توجه به اینکه آب در هنگام تبخیرشدن از محیط گرما جذب می‌کند، گرم کردن عایق و سیم‌پیچ جهت تامین انرژی لازم برای تبخیر اهمیت دارد. در صورت نبود گرما، بخشی از آب از محیط اطراف خود انرژی گرفته و تبخیر می‌شود و محیط اطراف

آن سرد می‌شود به نحوی که ممکن است حتی منجر به یخ زدن آب باقی‌مانده در سیم‌پیچ نیز بشود. این موضوع اهمیت گرم کردن را نشان می‌دهد.

ر- گرم کردن می‌تواند با استفاده از روغن و یا به وسیله جریان الکتریکی انجام شود. در بخش بعدی در مورد گرمایش با روغن صحبت خواهد شد. با توجه به اینکه بعد از تخلیه روغن و ایجاد خلاء گرم کردن متوقف می‌شود، سیم‌پیچ آرام آرام سرد می‌شود اما به دلیل خلاء، همچنان آب به تبخیر شدن تا دمای پایین ادامه می‌دهد. بنابراین می‌توان با اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ (در صورت وجود بوشینگ) به میزان دمای سیم‌پیچ پی برد و فرآیند را تا زمانی که سیم‌پیچ به اندازه کافی گرم است ادامه داد. در صورتی که روش‌های دیگری برای اندازه‌گیری دمای سیم‌پیچ وجود داشته باشد می‌توان از آن استفاده کرد. معمولاً تا زمانی که دمای سیم‌پیچ به ^0C 30 برسد، نگه‌داشتن خلاء در خشک کردن کاغذ همچنان موثر است [۱۱].

برای تعیین دمای سیم‌پیچ ابتدا بایستی مقاومت سیم‌پیچ در یک دمای مشخص اندازه‌گیری شده باشد. برای سیم‌پیچ از جنس مس در صورتی که در دمای T_s (درجه سانتی‌گراد) مقاومت سیم‌پیچ برابر R_s باشد، در این صورت در دمای T_m (درجه سانتی‌گراد) مقاومت اندازه‌گیری‌شده برابر R_m خواهد بود [۱٤]:

$$R_s = R_m \frac{T_s + 234.5}{T_m + 234.5} \quad (۲-۱)$$

برای سیم‌پیچ از جنس آلومینیوم عدد ۲۳٤/۵ بایستی با ۲۲۵ جایگزین شود. با استفاده از رابطه فوق و دانستن R_s، R_m و T_s مقدار T_m قابل محاسبه است. اطلاعات بیشتر در قسمت آزمون مقاومت سیم‌پیچ داده شده است.

در مورد گرم کردن بهتر است سیم‌پیچ تا بالاترین دمای ممکن گرم شود. این دما در برخی از استانداردهای موجود ^0C 80 ذکر شده است. اما بایستی دقت کرد در صورتی که دستگاه گرم کننده روغن دارای محفظه خلاء باشد، گرم کردن روغن تا دمای ^0C 80 در حضور خلاء موجب تبخیر برخی از ترکیبات سبک روغن شده و به آن آسیب می‌زند. بنابراین در حالتی که روغن از محفظه خلاء دستگاه تصفیه روغن عبور می‌کند، گرم کردن بیش از ^0C 60 توصیه نمی‌شود. راه دیگر آن است که تا افزایش دمای روغن به ^0C 60، روغن از محفظه خلاء نیز عبور داده شود تا رطوبت و گازهای آن جذب شود اما با افزایش دما، محفظه خلاء بای‌پس شده و افزایش دما تا ^0C 80 ادامه یابد.

گرم کردن با جریان که به عنوان روش گرمایش فرکانس پایین یا LFH (Low Frequency Heating) شناخته می‌شود، نسبت به گرم کردن عادی روغن مزایایی دارد. علت آن است که گرم کردن می‌تواند هم‌زمان با خلاء انجام شود. از سوی دیگر، با گرم شدن سیم‌پیچ، بخش درونی کاغذ گرم می‌شود. به دو دلیل فوق روش LFH راندمان بیشتری نسبت به سایر روش‌ها دارد [۱۵]. هنگامی که سیم‌پیچ تحت خلاء است، ولتاژ شکست پایین می‌آید و لذا نمی‌توان به دلیل راکتانس سیم‌پیچ جریان قابل توجهی در ولتاژ پایین از سیم‌پیچ عبور داد. برای حل این موضوع، بایستی میزان راکتانس (X) و یا فرکانس کاری را کاهش داد. به این ترتیب مقدار راکتانس کاهش یافته و می‌توان در ولتاژ پایین جریان بالاتری از سیم‌پیچ عبور داد. بایستی دقت کرد که کاهش فرکانس تا حدی اثر گذار است. زمانی که با کاهش فرکانس، مقدار راکتانس به یک دهم مقاومت سیم‌پیچ رسیده باشد، کاهش بیشتر فرکانس تاثیر خاصی در افزایش جریان ندارد چرا که عامل محدود کننده مقاومت سیم‌پیچ است که تغییر قابل توجهی با فرکانس ندارد.

با توجه به آن‌که امکانات روش LFH به آسانی در دسترس نیست، روش گرم کردن با روغن در قسمت بعد به صورت مرحله به مرحله توضیح داده می‌شود. روش انجام کار به طور خلاصه آن است که سیم‌پیچ با گرم کردن روغن گرم می‌شود. سپس روغن تخلیه شده و خلاء بر روی ترانسفورماتور قرار داده می‌شود. پس از گذشت زمان کافی مجدداً تزریق روغن و گرم کردن آن انجام می‌شود. این فرآیند به صورت تکراری تا زمانی که ترانسفورماتور به حد کافی خشک شود ادامه می‌یابد.

۱-۹-۴- گرم کردن سیم‌پیچ با روغن و خشک کردن آن با خلاء

مراحل زیر بایستی در فرآیند خشک کردن ترانسفورماتور انجام شوند:

أ- در ابتدا بایستی روغن با حجم مناسب در تانکر با حجم معادل ریخته شده و تصفیه شود. منظور از حجم مناسب مقدار روغنی است که با تزریق به ترانسفورماتور، سیم‌پیچ را کاملاً در بر بگیرد و هیچ قسمتی از سیم‌پیچ از روغن بیرون نباشد. همچنین، ظرفیت تانکر باید به گونه‌ای باشد که کل حجم روغن را در خود جای دهد. در فرآیند مراحل تصفیه روغن (که در تانکر انجام می‌شود)، رطوبت و گاز آن گرفته می‌شود. این مرحله تا زمانی که ولتاژ شکست روغن به بیش از 70 kV مطابق استاندارد IEC برسد باید ادامه یابد. تزریق روغن به ترانسفورماتور پیش از رسیدن به این مرحله مجاز نیست. لازم به ذکر است که اندازه‌گیری ولتاژ شکست روغن بایستی در دمای محیط انجام شود. برای اطلاعات بیشتر به قسمت آزمون ولتاژ شکست روغن مراجعه شود.

ب- بایستی دستگاه گرم کننده روغن مناسب انتخاب شود. ظرفیت حجمی دستگاه بر حسب لیتر بر ساعت بایستی حدود یک دهم حجم روغن ترانسفورماتور باشد به گونه‌ای که در مدت ده ساعت کل روغن سیرکوله شده باشد.

ت- تانکر ذخیره کننده روغن بایستی تمیز و عاری از گرد و غبار باشد، آب بندی بوده و اجازه نفوذ رطوبت یا باران را به داخل خود ندهد. همچنین، در صورتی که هوا وارد تانکر می‌شود مناسب است که از سیلیکاژل جهت جلوگیری از نفوذ رطوبت استفاده کرد.

ث- در صورتی که ترانسفورماتور دارای روغن باشد از همان روغن می‌توان جهت گرم کردن استفاده کرد. اما وجود تانکر با حجم معادل ترانسفورماتور لازم است.

ج- با توجه به اینکه گردش روغن ممکن است باعث ایجاد الکتریسیته ساکن شود و این الکتریسیته ساکن ممکن است برای سیم‌پیچ خطرناک باشد، کلیه قسمت‌هایی که از بیرون در دسترس هستند، مثل ترمینال بوشینگ‌ها، تانک ترانسفورماتور، دستگاه فیلتر روغن و شیرهای روغن بایستی در هنگام تزریق روغن به نحو مناسبی زمین شده باشند.

ح- تانک ترانسفورماتور ابتدا جهت کنترل نشتی با آزمون افزایش فشار کنترل شود. پیش از اعمال خلاء بایستی فشار مثبت در حد 14 kPa (140 mbar) و حداکثر تا 35 kPa (350 mbar) با گاز نیتروژن خشک در داخل تانک ترانسفورماتور ایجاد شود. ترانسفورماتور بایستی بتواند مدت ٤ ساعت این فشار را نگه دارد [۷]. همه نشتی‌های موجود بایستی پیش از شروع خلاء مرتفع شوند. می‌توان از آب و صابون برای چک کردن نشتی استفاده کرد.

خ- در صورتی که ترانسفورماتور قبلاً دارای روغن بوده و اطمینان از عدم نشتی وجود داشته باشد، بدون انجام آزمون فشار می‌توان مراحل خشک کردن را ادامه داد. باید توجه شود که در مورد ترانسفورماتور نو و در زمان حمل معمولاً قسمت بالایی تانک ترانسفورماتور بدون روغن است. به عبارت دیگر سطح روغن تا بالاتر از هسته تنظیم می‌شود. بنابراین معمولاً نشتی قسمت بالایی تانک حتی با حضور روغن دیده نمی‌شود و بایستی آزمون فشار مثبت انجام شود.

د- در کلیه مراحل خشک‌سازی، کنسرواتور نبایستی به تانک ترانسفورماتور متصل باشد. در صورتی که ترانسفورماتور نو باشد، کنسرواتور بعد از فرآیند خشک‌کردن و روغن زدن به تانک متصل می‌شود. این موضوع در مورد ترانسفورماتورهای تعمیری نیز بایستی رعایت شود. برای حالتی که کنسرواتور در محل خود نصب شده است بایستی شیر رابط بسته شود چرا که ممکن است کیسه

هوای آن تحمل خلاء را نداشته باشد. در این مورد بایستی مطابق توصیه سازنده عمل کرد. در صورتی که کنسرواتور مرطوب باشد باید به صورت مجزا خشک شود.

ذ- جهت افزایش راندمان، کاهش زمان و صرفه‌جویی در انرژی، تانک ترانسفورماتور بایستی توسط عایق‌های مناسب نظیر پشم شیشه از نظر حرارتی عایق شود.

ر- تجهیز فشارشکن (Pressure Relief) بایستی از ترانسفورماتور ایزوله شود (با قرار دادن درپوش) مگر آن‌که سازنده تایید کند که تجهیز قادر به تحمل خلاء می‌باشد [۷].

ز- تپ‌چنجر معمولاً قادر به تحمل خلاء نیست و بنابراین برای جلوگیری از تنش وارده روی دیواره آن، باید فشار دو طرف دیواره تپ‌چنجر یکسان باشد. به این منظور می‌توان با ارتباط دادن بین دایورترسوئیچ و مخزن ترانسفورماتور فشار دو سمت را یکسان کرد.

س- بایستی کنترل کرد که خود تانک ترانسفورماتور برای خلاء کامل طراحی شده باشد. همچنین، بایستی تجهیزات جانبی را از لحاظ تحمل خلاء کنترل کرد. هر تجهیزی که توانایی تحمل خلاء را نداشته باشد بایستی از مخزن اصلی ایزوله شود. توجه شود که مقدار خلاء قابل تحمل برای ترانسفورماتورهای کارکرده با نو متفاوت است و لذا در مورد ترانسفورماتور کارکرده بایستی با مشورت با متخصصین تعیین کرد که چه مقدار خلاء مجاز است.

ش- در فرآیند خشک‌کردن، هیچ گونه اتصال صلبی نبایستی به بوشینگ، برقگیرها و یا مقره‌ها انجام شده باشد. جابه‌جایی بدنه تانک در اثر خلاء با وجود اتصال صلب ممکن است منجر به شکستگی پرسلان یا تنش بر روی بدنه تانک شود.

ص-برای افزایش راندمان و کاهش برون‌رفت حرارت، بایستی از گردش روغن در رادیاتورها جلوگیری شود. این کار با کمک بستن شیر پایینی رادیاتور انجام می‌شود. باز بودن یکی از شیرها باعث می‌شود که رطوبت درون رادیاتور نیز گرفته شود. لازم به ذکر است که بستن شیر پایین بایستی در حالت بدون روغن انجام شود در غیر این صورت، روغن وارد شده به رادیاتور از آن خارج نمی‌شود.

ض-پس از طی مراحل تصفیه، روغن آماده شده به تانک ترانسفورماتور تزریق می‌شود. در صورتی که روغن درون ترانسفورماتور وجود داشته باشد این مرحله موضوعیت ندارد. تزریق روغن در مرحله پر کردن اولیه که سطح روغن تا بالاتر از سیم‌پیچ می‌رسد بایستی تحت خلاء انجام شود. بهتر است روغن از شیر پایین به داخل تانک مکیده شود همان‌گونه که در شکل(۱-۹) الف نشان داده شده

است. نحوه انجام خلاء در مراحل (غ) تا (ف) به نحو کامل‌تر توضیح داده شده که در این جا نیز به اختصار بیان می‌شود. پیش از شروع خلاء بایستی کلیه شیرهای متصل بـه ترانسـفورماتور از جملـه شیر گاز نیتروژن خشک و شیر ورود و خروج روغن بسته شود. لوله اتصال پمپ خلاء بایسـتی بـه شیر تعبیه شده برای خلاء در بالای ترانسفورماتور متصل شود. ابعاد لولـه بایسـتی بـه انـدازه کـافی بزرگ بوده تا افت فشار لوله کم باشد. ضمناً پمپ خلاء بایستی شروع به کار کند تا خلاء به میـزان حدود 1 mbar در مخزن ایجاد شود. توجه شود که مقدار 1.0 mmHg مربوط به ترانسفورماتور نو است و خلاء قابل تحمل برای ترانسفورماتورهای کـارکرده بـا نـو متفـاوت اسـت و لـذا در مـورد ترانسفورماتور کارکرده بایستی با مشورت با متخصصین ذیربط تعیین کرد که چه مقدار خلاء مجـاز است. اندازه‌گیری میزان خلاء بایستی از محل تانک ترانسفورماتور انجـام شـود. بهتـر اسـت محـل اندازه‌گیری نسبت به محل اتصال لوله خلاء دور باشد. برای اطمینان از عدم نشتی، می‌تـوان بعـد از طی مدت زمان کافی آزمون نشتی خلاء را انجام داد. آزمون خلاء را به ایـن صـورت انجـام دهیـد: پمپ خلاء را خاموش کرده و میزان فشار را در زمان خاموش کـردن پمـپ و ۳۰ دقیقـه بعـد از آن یادداشت کنید. میزان افزایش فشار در مدت زمان ۳۰ دقیقـه بایسـتی کـم‌تـر از مقـدار 1.0 mmHg (1.33 mbar) باشد [۷].

ط- پس از تزریق روغن تحت خلاء و رسیدن سطح روغن به بالاتر از سیم‌پیچ، خـلاء برداشـته شـده و شیر آن بسته می‌شود. مناسب است بعد از رسیدن روغن به بالاتر از سـیم‌پیچ، در قسـمت بـالا گـاز نیتروژن خشک تزریق شود. سپس می‌توان روغن را توسط دستگاه گرم‌کننده گرم نموده و در تانـک به گردش درآورد.

ظ- اتصالات دستگاه گرم‌کننده روغن بایستی به ترانسفورماتور برقرار شود. اتصالات بایستی بـه نحـوی باشد که روغن سرد از پایین تانک مکیده شده و سپس از شیر بالا بـه تانـک برگردانـده شـود. ایـن حالت در شکل (۱-۹)ب نشان داده شده است.

ع- فرآیند گرم کردن روغن را تا زمانی که کل روغن ترانسفورماتور به دمـای ^{0}C 60 تـا ^{0}C 80 برسـد ادامه دهید. لازم به ذکر است که در بالاتر از دمای ^{0}C 60 نبایستی روغن از محفظـه خـلاء دسـتگاه تصفیه روغن عبور داده شود چرا که ترکیبات سبک روغن تبخیر می‌شود.

غ- معیار اندازه‌گیری دما، دمای روغن خروجی تانک از شیر پایین است. علت این موضوع آن است که روغن سرد از پایین خارج شده و بعد از گرم شدن از بالا به تانک تزریق می‌شود. برای انـدازه‌گیری

دمای این نقطه می‌توان از ترمومتر دستگاه تصفیه و فیلتر روغن، که دمای روغن ورودی به دستگاه را نشان می‌دهد، استفاده کرد. راه دیگر نصب دماسنج روی شیر خروجی ترانسفورماتور است که روغن از آن مکیده می‌شود. با توجه به هم‌دما شدن فلز با روغن در مجاورت آن می‌توان از ترمومترهای لیزری نیز برای اندازه‌گیری بر روی شیر پایین استفاده کرد.

ف- پس از گذشت زمان کافی و رسیدن روغن به دمای مناسب، بایستی روغن را تخلیه کرد. تخلیه روغن تا زمانی که کل سیم‌پیچ از روغن خارج شود کافی بوده و احتیاجی به تخلیه کامل تانک نیست. ابتدا بهتر است در حال بسته بودن شیر گاز نیتروژن خشک و خلاء، تخلیه روغن آغاز شود. در صورتی که موتور مکنده قادر به تخلیه روغن تا زیر سیم‌پیچ باشد احتیاجی به تزریق گاز نیتروژن خشک نیست. با توجه به اینکه با کاهش سطح روغن در بالای آن خلاء نسبی ایجاد می‌شود، تخلیه روغن در ارتفاع‌های پایین‌تر سخت می‌شود و ممکن است پمپ قادر به این کار نباشد. در این حالت بایستی مقداری گاز نیتروژن خشک به قسمت بالای روغن تزریق شود تا با افزایش فشار فرآیند تخلیه روغن ادامه یابد. سطح روغن را می‌توان با حس کردن محل گرم روی تانک نیز تشخیص داد.

ق- پس از تخلیه روغن، مرحله خلاء آغاز می‌شود. پیش از شروع خلاء بایستی کلیه شیرهای متصل به ترانسفورماتور از جمله شیر هوای نیتروژن خشک و شیر ورود و خروج روغن بسته شود. لوله اتصال پمپ خلاء بایستی به شیر تعبیه شده برای خلاء در بالای ترانسفورماتور متصل شود. ابعاد لوله بایستی به اندازه کافی بزرگ بوده تا افت فشار لوله کم باشد.

ک- پمپ خلاء بایستی شروع به کار کند تا خلاء به میزان حدود 1 mbar در مخزن ایجاد شود. اندازه‌گیری میزان خلاء بایستی از محل تانک انجام شود. بهتر است محل اندازه‌گیری نسبت به محل اتصال لوله خلاء دور باشد. لازم به ذکر است که در ابتدای کار معمولاً به دلیل وجود بخار آب زیاد و همچنین، گاز و بخار روغن، فشار به سرعت افت نمی‌کند. این موضوع طبیعی است و نباید با نشتی تانک اشتباه شود. در صورتی که تانک نیز نشتی داشته باشد فشار به میزان زیاد کاهش نمی‌یابد. برای اطمینان از عدم نشتی، می‌توان بعد از طی مدت زمان کافی آزمون نشتی خلاء را انجام داد. آزمون خلاء را به این صورت انجام دهید: پمپ خلاء را خاموش کرده و میزان فشار را در زمان خاموش کردن پمپ و ۳۰ دقیقه بعد از آن یادداشت کنید. میزان افزایش فشار در مدت زمان ۳۰ دقیقه بایستی کم‌تر از 1.0 mmHg (1.33 mbar) باشد [۷].

ل- پس از رسیدن فشار به حد 1mbar (یک میلی‌بار)، خلاء باید برای مدت زمانی در حدود ۴۸ ساعت بر روی ترانسفورماتور نگه داشته شود. مناسب است که در حین خلاء، دمای سیم‌پیچ با اندازه‌گیری مقاومت آن تخمین زده شود. در صورتی که دمای سیم‌پیچ به زیر $30\ ^0C$ کاهش یابد، ادامه خلاء چندان موثر نیست و بهتر است مجدداً فرآیند گرم کردن سیم‌پیچ با تزریق روغن از سر گرفته شود.

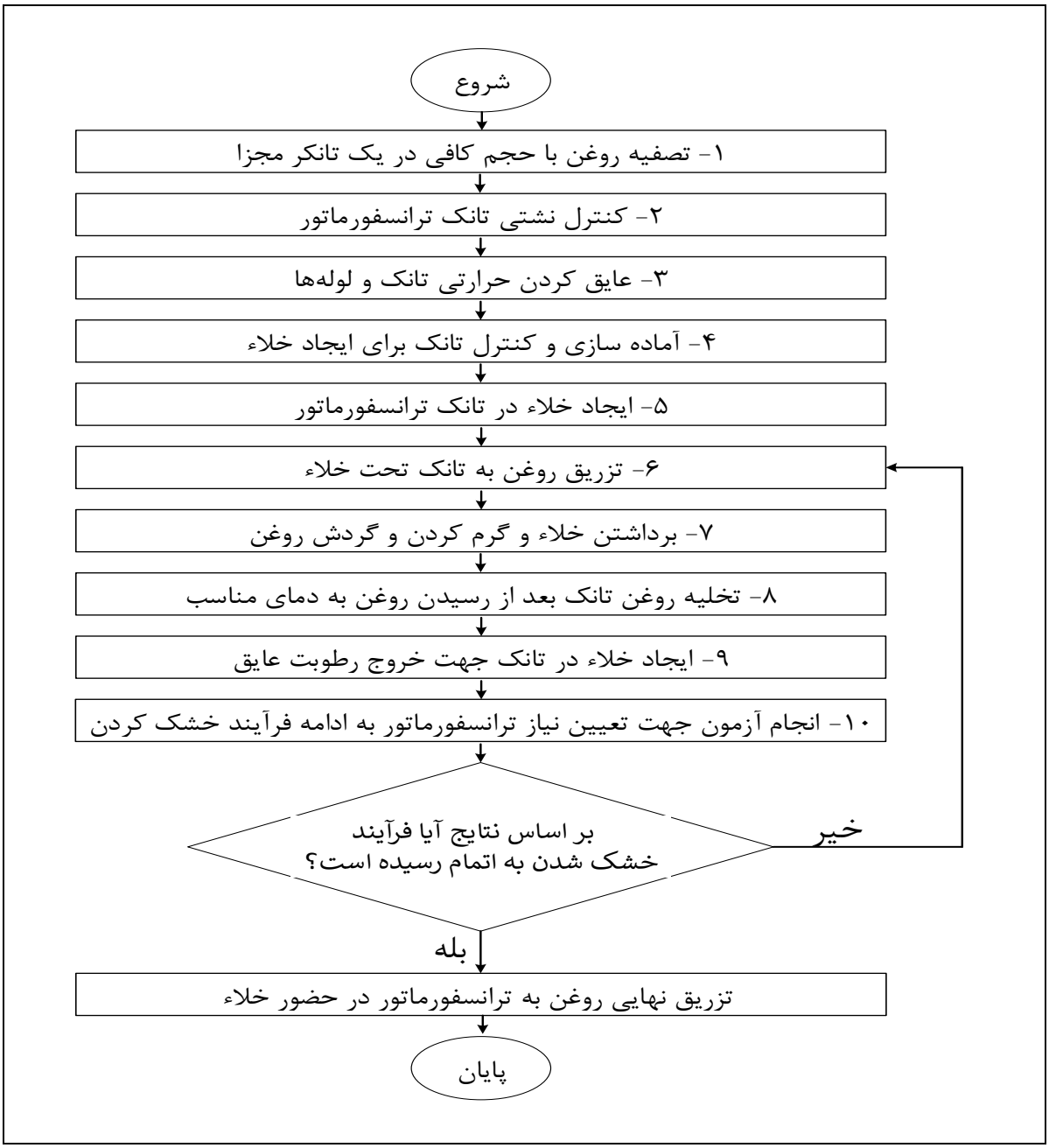
م- در صورتی که ترانسفورماتور همچنان به خشک کردن احتیاج داشته باشد، بایستی مجدداً روغن به ترانسفورماتور تزریق شده و سپس خلاء برداشته شود. لازم به ذکر است که با وجود خلاء در صورت باز کردن شیر پایین که به تانکر رزرو متصل است، روغن خود به خود به داخل تانک مکیده می‌شود، (شکل (۱-۹)-الف). پس از تزریق روغن تا سطحی بالاتر از سیم‌پیچ مجدداً مراحل (ض) تا (ف) بایستی انجام شود.

ن- در پایان هر بار خلاء بایستی اندازه‌گیری‌های لازم جهت تعیین میزان خشک شدن عایق انجام شود. بهترین روش اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی و یا $\tan\delta$ است. در صورتی که در ترانس نو، مقدار $\tan\delta$ از ۰/۳۵٪ و در حال بهره‌برداری از ۰/۵٪ (تبدیل‌شده به دمای $20\ ^0C$) کم‌تر شده باشد، ترانسفورماتور به اندازه کافی خشک بوده و آمادگی تزریق نهایی روغن را دارد. همچنین، می‌توان از مقاومت عایقی یا مگر برای ارزیابی استفاده کرد. در صورتی که مقدار تغییرات مگر از یک مرحله به مرحله بعد کمتر از ۱۰٪ (با توجه به درجه حرارت) باشد، ترانسفورماتور تا جایی که با شرایط موجود امکان دارد خشک شده است و می‌توان فرآیند خشک‌کردن را پایان داد. مقدار مقاومت عایقی به دما وابستگی قابل توجهی دارد و لذا مقدار مقاومت بایستی به یک دمای مرجع ($20\ ^0C$) اصلاح شده و مقایسه گردد. نحوه اصلاح مقاومت عایقی در قسمت آزمون‌های دوره‌ای اشاره شده است. در مورد مگر بایستی توجه داشت که گاهی وجود مواد عایق با کیفیت نامناسب، که در مسیر موازی مقاومت عایقی قرار می‌گیرند، نتیجه آزمون مقاومت عایقی را خراب می‌کنند. به همین دلیل بایستی به میزان مقاومت عایقی اندازه‌گیری شده در کارخانه نیز توجه داشت. در صورتی که حجم آب خروجی در هنگام خشک شدن مشخص باشد، اگر آب خروجی در یک مرحله کمتر از ۱۰٪ آب خروجی مرحله قبل باشد، می‌توان فرآیند خشک کردن را متوقف کرد [۱۱].

ه- بعد از پایان خشک کردن بایستی خلاء برای مدت زمانی بر روی ترانسفورماتور باقی مانده و سپس روغن برای مرحله نهایی به ترانسفورماتور تزریق شود. این فرآیند در قسمت بعد توضیح داده شده است.

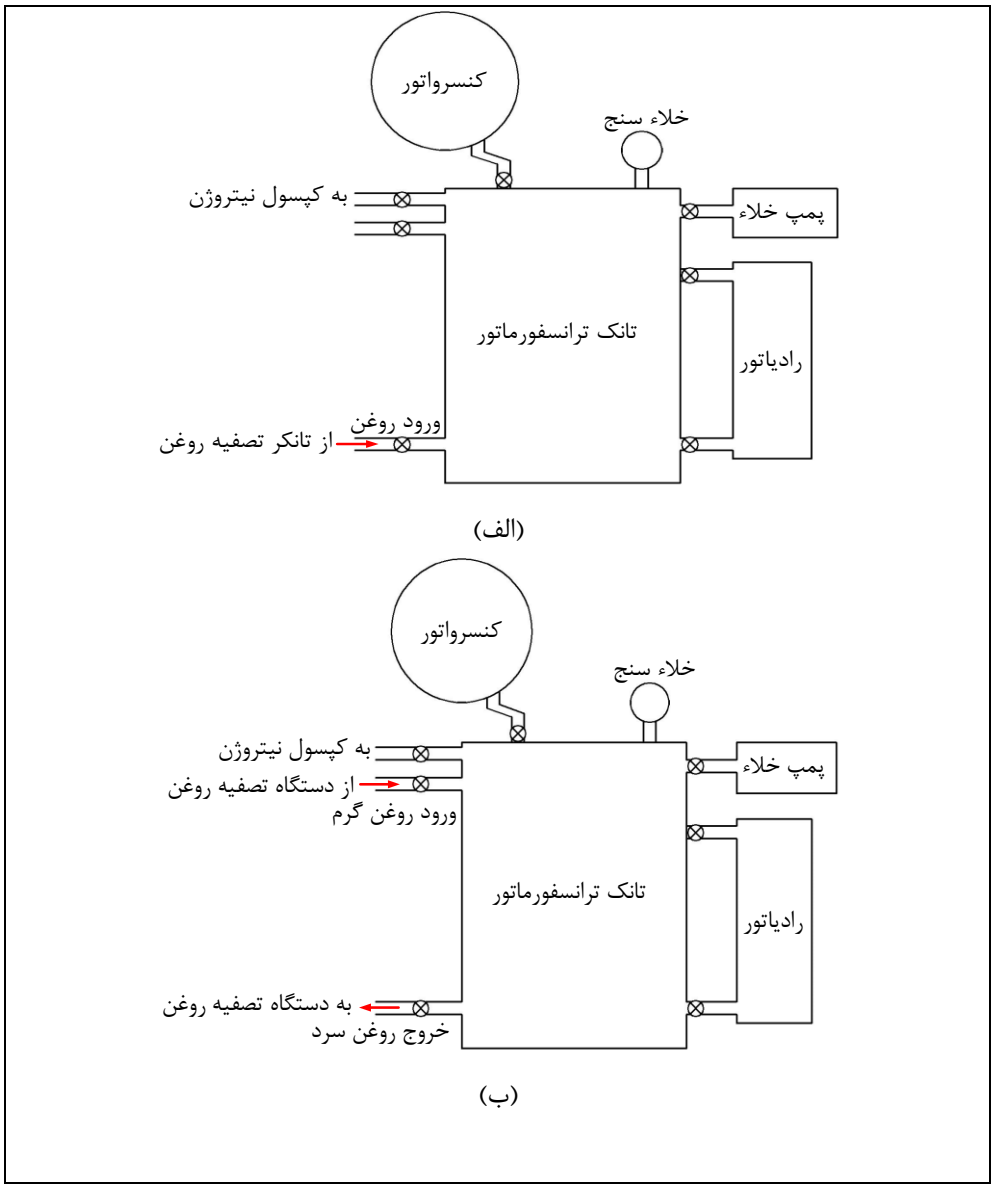
و- معیار نهایی میزان خشک شدن ترانسفورماتور آزمون‌هایی است که حداقل ۲٤ ساعت پس از پایان تزریق روغن بر روی ترانسفورماتور انجام می‌شود. در این مدت سیم‌پیچ به اندازه کافی سرد می‌شود و در این صورت است که اندازه‌گیری‌ها دقت کافی را خواهند داشت. از آزمون FDS نیز می‌توان مقدار رطوبت عایق سلولزی ترانسفورماتور را تخمین زده و در مورد خشک بودن ترانسفورماتور قضاوت کرد.

مراحل خشک‌کردن ترانسفورماتور به صورت مختصر در فلوچارت شکل (۱-۸) نمایش داده شده است.



شکل (۱-۸): فلوچارت مراحل خشک‌کردن ترانسفورماتور

دیاگرام اتصالات ترانسفورماتور در هنگام خشک کردن زمان ورود روغن در ابتدای هر بار گرم کردن و همچنین، نحوه گردش روغن در ترانسفورماتور جهت گرم کردن سیم‌پیچ در شکل (۱-۹) نشان داده شده است.



شکل (۱-۹): دیاگرام اتصالات ترانسفورماتور در فرآیند خشک‌کردن (الف) ورودی روغن تصفیه‌شده در ابتدای کار و در مرحله پر کردن نهایی، (ب) گرم کردن سیم‌پیچ با گردش روغن از طریق دستگاه تصفیه

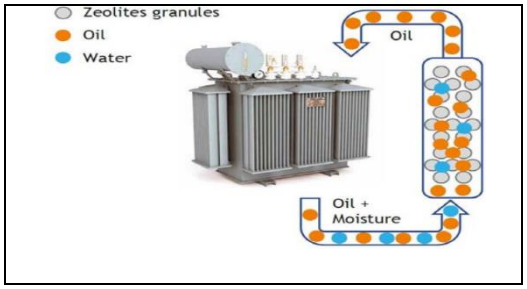
۱-۹-۵- سایر روش‌های خشک‌کردن عایق ترانسفورماتور

علاوه بر روش فوق، روش‌های دیگری نیز نظیر سیرکولاسیون روغن داغ، خلاء به میزان زیاد، گردش هوای داغ، LFH و ... در مراجع مختلف معرفی شده است [۷]. از بین این روش‌ها (به جز روش توضیح‌داده‌شده در قسمت قبل) روش LFH نیز مورد تایید است لیکن بایستی توسط افراد خبره و با تجربه

کافی انجام شود تا آسیبی به ترانسفورماتور وارد نشود. لازم به ذکر است که روش‌های ذکر شده در این قسمت مربوط به خشک کردن ترانسفورماتور در محل نصب است.

در کنار روش‌های فوق که به روش‌های آفلاین موسوم است روش‌های آنلاین خشک‌کردن ترانسفورماتور نیز وجود دارد. در روش‌های آنلاین احتیاجی به خروج ترانسفورماتور از مدار نیست و ترانسفورماتور همزمان با کار عادی خود خشک می‌شود. این روش مشابه فیلتراسیون بوده و روغن را از مسیر مشخصی توسط مواد جاذب یا توسط فیلترهای سلولزی خشک می‌نماید. به این ترتیب روغن خشک می‌شود اما رطوبت ترانسفورماتور به طور عمده در عایق کاغذی آن وجود دارد. در طول زمان، کاغذ مجدداً رطوبت خود را به روغن داده و روغن مرطوب می‌شود. به همین دلیل با جریان مشخص روغن، این عملیات تا کاهش مطلوب و میسر رطوبت عایق جامد ادامه پیدا خواهد کرد. این عملیات بسته به میزان رطوبت موجود در کاغذ ترانسفورماتور، توان آن، وزن عایق‌ها و همچنین، شرایط محیطی (از جمله دما و رطوبت) ممکن است تا چندین ماه به طول انجامد.

روش آنلاین از نظر زمان، طولانی‌تر از روش‌های خشک‌سازی به صورت آفلاین می‌باشد. تعادل رطوبت بین کاغذ و روغن باعث انتقال رطوبت از کاغذ به روغن شده و رطوبت روغن توسط ماده جاذب گرفته می‌شود. پروسه مذکور به صورت مستمر ادامه داشته و در نهایت باعث کاهش رطوبت عایق کاغذی می‌شود. این فرآیند در شکل (۱-۱۰) نشان داده شده است. در صورتی که از روش مواد جاذب استفاده شود، می‌توان از این مواد چندین بار استفاده کرده و فقط در صورت اشباع‌شدن از رطوبت بایستی این موارد مجدداً احیا گردند.



شکل (۱-۱۰): شماتیک خشک‌کردن آنلاین ترانسفورماتور با استفاده از مواد جاذب

نکته‌ای که در مورد روش‌های آنلاین وجود دارد آن است ک این روش‌ها بیشتر برای پیش‌گیری است تا درمان. به بیان دیگر مربوط به مواردی است که رطوبت ترانسفورماتور در حد متوسط بوده و می‌توان بدون ریسک ترانسفورماتور را در مدار نگه داشت. در این حالت به کمک روش آنلاین می‌توان در مدت زمان

طولانی رطوبت ترانسفورماتور را کاهش داد. در مواردی که رطوبت ترانسفورماتور زیاد باشد اجازه برگشت ترانسفورماتور به مدار وجود ندارد و معمولاً نیاز به خشک‌کردن قابل توجه عایق کاغذی در زمان کم وجود دارد. در چنین حالتی روش آنلاین قابل استفاده نیست. همچنین، استفاده از این روش برای خشک‌کردن ترانسفورماتور بعد از پروسه تعمیرات از لحاظ زمان مقرون به صرفه نبوده و بهتر است از روش‌های آفلاین جهت کاهش زمان خروج ترانسفورماتور از مدار استفاده شود. به طور خلاصه می‌توان گفت که روش آنلاین برای زمانی مناسب است که رطوبت ترانسفورماتور خیلی بالا نرفته باشد.

۱ –۹ –۶ – نکات ایمنی در هنگام خشک کردن ترانسفورماتور

أ- تانک ترانسفورماتور و سایر تابلوهای تجهیزات برقی آن باید زمین شده باشند.

ب- اتصالات الکتریکی بایستی دارای عایق مناسب بوده و محکم باشند. از جمله می‌توان به کابل‌های اندازه‌گیری مقاومت عایقی اشاره کرد.

ت- محدوده اطراف ترانسفورماتور بایستی با نشانه‌های هشداردهنده مشخص شود.

ث- کشیدن سیگار یا وجود شعله در نزدیکی ترانسفورماتور ممنوع است.

ج- مسئول خشک کردن ترانسفورماتور نبایستی ترانسفورماتور را ترک کند و حتماً باید نزدیک ترانسفورماتور حضور داشته باشد. به عبارت دیگر، ترانسفورماتور در حین خشک شدن نبایستی بدون نظارت رها شود.

ح- استفاده از وسایل گرمایشی مثل بخاری برای گرم کردن ترانسفورماتور ممنوع است.

خ- اطراف ترانسفورماتور بایستی تمهیدات لازم برای مقابله با آتش‌سوزی احتمالی مهیا باشد.

د- در صورتی که ترانسفورماتور در محیط بسته خشک می‌شود، حتماً بایستی تهویه مناسب صورت گیرد تا گازهای بخار روغن در صورت وجود از محدوده خارج شوند و امکان انفجار به حداقل برسد.

ذ- از حرکت بر روی سقف ترانسفورماتور خلاء شده بایستی پرهیز شود.

۱ –۱۰– پر کردن نهایی ترانسفورماتور از روغن

۱ –۱۰ –۱ – آماده‌سازی جهت تزریق روغن

پیش از تزریق روغن بایستی به نکات زیر توجه کرد:

أ- در هنگام باز کردن درب بشکه روغن بایستی توجه کرد که تجمیع رطوبت در بشکه صورت نگرفته باشد.

ب- بهتر است تزریق روغن در زمانی انجام شود که رطوبت هوا کمتر باشد.

ت- بشکه‌های روغن بایستی تنها زمانی باز شوند که روغن قرار است به کار گرفته شود.

ث- روغن تعدادی از بشکه‌ها بایستی نمونه‌برداری شده و مشخصات آن مطابق قسمت «آزمون‌های روغن پیش از تزریق به ترانسفورماتور» کنترل شود. انجام آزمون ولتاژ شکست به عنوان حداقل آزمون توصیه می‌شود.

ج- تجهیزی که برای تزریق روغن به کار می‌رود بایستی تمیز و فاقد رطوبت باشد. همچنین، بایستی دقت کرد که لوله‌های اتصال نیز فاقد رطوبت باشند.

ح- در زمانی که خلاء بر روی ترانسفورماتور وجود دارد و تا پایان فرآیند تزریق روغن، برق‌دار کردن ترانسفورماتور ممنوع است.

۱-۱۰-۲- آماده‌سازی برای خلاء

پیش از تزریق روغن به ترانسفورماتور، لازم است هوای داخل ترانسفورماتور خارج شده و داخل مخزن خلاء شود. مراحل بایستی به صورت زیر دنبال شوند:

أ- ابتدا بایستی تجهیز فشارشکن (Pressure relief) از ترانسفورماتور ایزوله شود (به عنوان مثال با قرار دادن درپوش) مگر آن‌که سازنده تایید کند که تجهیز قادر به تحمل خلاء می‌باشد [۷].

ب- باید کنترل کرد که خود تانک ترانسفورماتور برای خلاء کامل طراحی شده باشد. همچنین، باید تجهیزات جانبی را از لحاظ تحمل خلاء کنترل کرد. هر تجهیزی که توانایی تحمل خلاء را نداشته باشد باید از مخزن اصلی ایزوله شود.

ت- تپ‌چنجر معمولاً قادر به تحمل خلاء نیست و بنابراین برای حذف تنش روی دیواره آن، باید فشار دو طرف دیواره تپ‌چنجر یکسان باشد. به این منظور می‌توان با ارتباط دادن بین دایورترسوئیچ و مخزن ترانسفورماتور فشار دو سمت را یکسان کرد.

ث- در هنگام ایجاد خلاء، هیچ گونه اتصال صلبی نباید به بوشینگ، برقگیرها و یا مقره‌ها وصل شده باشد. جابه‌جایی بدنه تانک در اثر خلاء با وجود اتصال صلب ممکن است منجر به شکستگی پرسلان یا تنش بر روی بدنه تانک شود.

ج- تانک ترانسفورماتور ابتدا جهت کنترل نشتی با آزمون افزایش فشار کنترل شود [۷]. پیش از اعمال خلاء بایستی فشار مثبت در حد 14 kPa (140 mbar) تا حداکثر 35 kPa (350 mbar) با گاز نیتروژن خشک در داخل تانک ترانسفورماتور ایجاد شود. ترانسفورماتور بایستی بتواند به مدت ٤

ساعت این فشار را نگه دارد [۷]. همه نشتی‌های موجود بایستی پیش از شروع خلاء مرتفع شوند. همچنین، می‌توان از آب و صابون برای چک کردن نشتی استفاده کرد.

ح- در صورتی که ترانسفورماتور قبلاً دارای روغن بوده و اطمینان از عدم نشتی وجود داشته باشد، بدون انجام آزمون فشار می‌توان خلاء را اعمال کرد. در این حالت بایستی ابتدا روغن را تخلیه کرد. بلافاصله پس از تخلیه روغن بایستی شیر تخلیه بسته شود تا از ورود هوا و رطوبت به داخل ترانسفورماتور جلوگیری شود.

۱-۱۰-۳-فرآیند خلاء

در فرآیند خلاء مراحل زیر بایستی دنبال شود:

أ- میزان خلاء داخل تانک ترانسفورماتور بایستی توسط فشارسنج اندازه‌گیری شده و فشار مطلق بایستی برای ترانسفورماتورهای با ولتاژ کمتر از 145 kV برابر 2 mbar و برای ترانسفورماتورهای بالاتر از 145 kV برابر 1 mabr باشد [۷]. لازم به ذکر است که توصیه سازنده بر همه موارد فوق ارجح است. برای خلاء بایستی از پمپی استفاده شود که در حداقل زمان ممکن بتواند تانک را خلاء کند.

ب- لوله اتصال پمپ خلاء بایستی به شیر تعبیه شده برای خلاء در بالای ترانسفورماتور متصل شود. ابعاد لوله بایستی به اندازه کافی بزرگ باشد تا افت لوله کم باشد.

ت- جهت اندازه‌گیری دقیق‌تر میزان خلاء، الزامی است که فشارسنج در نزدیک‌ترین نقطه به ترانسفورماتور متصل شود. همچنین، بهتر است محل نصب فشارسنج در محل متفاوتی نسبت به شیر خلاء تانک متصل شود.

ث- پمپ خلاء بایستی شروع به کار کند تا زمانی که فشار داخل ترانسفورماتور ثابت شود [۷]. در این حالت بایستی آزمون خلاء انجام شود.

ج- آزمون خلاء را به این صورت انجام دهید: پمپ خلاء را خاموش کرده و میزان فشار را در زمان خاموش کردن پمپ و ۳۰ دقیقه بعد از آن یادداشت کنید. میزان افزایش فشار در مدت زمان ۳۰ دقیقه بایستی کمتر از 1.0 mmHg (1.33 mbar) باشد [۷].

ح- پس از اطمینان از عدم نشتی ترانسفورماتور، خلاء باید برای مدت زمانی که سازنده تعیین کرده است بر روی ترانسفورماتور نگه داشته شود. در صورت در اختیار نداشتن توصیه سازنده بایستی حداقل ٤٨ ساعت حفظ شود.

۱-۱۰-۴-تزریق روغن

حجمی از روغن که برای پر کردن ترانسفورماتور نیاز است بایستی خشک شده و در تانکر تمیز ذخیره شود. روغن حتماً بایستی در تانکر با ظرفیت معادل ترانسفورماتور قرار گیرد و در صورت نبود یک تانکر به چنین ظرفیتی باید از چند تانکر استفاده شود [٦, ٧]. پیش از تزریق روغن به ترانسفورماتور یک نمونه روغن جهت کنترل‌های بعدی مثل ضریب تلفات عایقی باید گرفته شود.

تانکر ذخیره کننده روغن بایستی تمیز و عاری از گرد و غبار باشد، آب بندی بوده و اجازه نفوذ رطوبت یا باران را به داخل خود ندهد [٦]. همچنین، در صورتی که هوا وارد تانکر می‌شود بایستی از سیلیکاژل جهت جلوگیری از نفوذ رطوبت استفاده کرد.

با توجه به اینکه گردش روغن ممکن است باعث ایجاد الکتریسیته ساکن شود و این الکتریسیته ساکن ممکن است برای سیم‌پیچ خطرناک باشد، کلیه قسمت‌هایی که از بیرون در دسترس هستند، مثل ترمینال بوشینگ‌ها، تانک ترانسفورماتور، دستگاه فیلتر روغن و شیرهای روغن بایستی در هنگام تزریق روغن به نحو مناسبی زمین شده باشند.

در پر کردن روغن مراحل و نکات زیر بایستی دنبال و رعایت شود:

أ- ترانسفورماتور بایستی با روغن فیلتر شده و با روغن گرم مطابق توصیه سازنده پر شود. دمای روغن برابر با $60\ ^{0}C$ توصیه می‌شود. همچنین، در این شرایط روغن حتماً بایستی از فیلتر عبور کرده باشد [٦, ٧].

ب- تزریق روغن بایستی مطابق شکل (۱-۹)-الف از شیر پایین انجام شود [٦, ١٦].

ت- سرعت تزریق روغن باید به نحوی باشد که نرخ افزایش ارتفاع روغن از 1.25 cm/min تجاوز نکند [٧]. در این صورت رابطه (۱-۳) می‌تواند برای تعیین فلوی ورودی روغن استفاده شود به نحوی که شرط فوق رعایت گردد:

(۱-۳) فلوی روغن ورودی (لیتر بر ساعت) = ۱/۲۵ × (مساحت کف تانک ترانسفورماتور (سانتی‌متر مربع)) × ۰/۰٦۰

ث- تزریق روغن تا زمانی که سطح روغن به بالای سیم‌پیچ و هسته برسد بایستی ادامه پیدا کند. برای ترانسفورماتورهایی که سیستم نیتروژن تحت فشار دارند (نوع هرمتیک) بایستی تزریق روغن تا مقدار تعیین‌شده ادامه پیدا کند. در حالتی که ترانسفورماتور دارای کنسرواتور باشد، تزریق روغن بایستی تا بالاترین نقطه ممکن مطابق دستورالعمل سازنده انجام شود [٧].

ج- در صورت از دست رفتن خلاء برای مدت زمان قابل توجه (در حد چند روز) ممکن است لازم باشد تا روغن تخلیه شده و پس از تصفیه مجدداً به ترانسفورماتور تزریق شود تا از ایجاد حباب گاز جلوگیری شود. به عبارت دیگر، لازم است در حین تزریق روغن حتی اگر فرآیند برای مدتی متوقف می‌شود، روغن تحت خلاء باقی بماند. در حین پر کردن روغن، اگر فشار از 1 mbar افزایش یابد، بایستی به صورت موقت پر کردن را متوقف کرد تا مجدداً فشار توسط پمپ خلاء به کمتر از میزان فوق کاهش یابد.

ح- پس از اتمام فرآیند روغن، خلاء باید با ورود گاز نیتروژن خشک قطع شود. در مورد سیستم‌های با نیتروژن تحت فشار (هرمتیک) میزان فشار مثبت بایستی در حد 140-350 mbar (14-35 kPa) باشد.

خ- در مرحله بعد بایستی تجهیزات خلاء جدا شوند. برای ترانسفورماتورهای تحت فشار نیتروژن (هرمتیک) باید سیستم اتوماتیک فشار گاز فعال شود تا همواره فشار مثبت حفظ شود. در مورد ترانسفورماتورهای دارای کنسرواتور، باید کنسرواتور و سایر تجهیزات مرتبط نصب شوند. نصب تنفس‌کننده جاذب رطوبت با سیلیکاژل نیز بایستی در این مرحله انجام شود. سپس بایستی کنسرواتور مطابق توصیه سازنده از روغن پر شود. ترانسفورماتور ابتدا بایستی بیشتر از حد معمول از روغن پر شود [٦]. سپس بایستی برای مدت زمان کافی تا رسیدن روغن به دمای محیط صبر کرده و سپس روغن به سطح مطلوب کاهش داده شود. علت آن است که تخلیه روغن آسان‌تر از تزریق روغن است چرا که روغن بایستی مجدداً در حالت گرم و تحت خلاء تزریق شود.

در این مرحله بایستی دقت کرد که تجهیز فشارشکن از تانک ممکن است به علت عدم تحمل خلاء مجزا باشد. در حالت عدم کارکرد تجهیز فشارشکن (Pressure relief)، پر کردن بیش از حد ترانسفورماتور ممکن است باعث آسیب به بدنه تانک شود. در مورد ترانسفورماتور با گردش روغن اجباری، بایستی همه مسیرهای طراحی‌شده باز و پمپ‌ها فعال شوند تا زمانی که جریان ثابت روغن در ترانسفورماتور ایجاد شود.

د- پس از اتمام فرآیند تزریق روغن، نمونه روغن از طریق شیر مخصوص آن گرفته شده و آزمون‌های عایقی بر روی آن انجام شده و ثبت می‌شود [٦].

ذ- پس از تزریق روغن، ترانسفورماتور پیش از طی شدن زمان‌های ارائه شده در جدول (۱-۳) نباید برق‌دار شود [۷]. در این مدت زمان روغن گازهای باقی‌مانده را جذب کرده و کاغذ را اشباع خواهد کرد.

جدول (۱-۳): مدت زمان انتظار پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور نو [۷]

کلاس ولتاژی	مدت زمان انتظار
72.5 kV	۱۲ ساعت
145 kV	۲٤ ساعت
245 kV	۲٤ ساعت
420 kV	٤۸ ساعت

در صورتی که ترانسفورماتور قبلاً در انبار همراه با گاز نگهداری شده باشد، مدت زمان انتظار برای ترانسفورماتورهای انتقال ۷۲ ساعت است [۷]. لازم به ذکر است که اگر ترانسفورماتور نو نباشد، میزان زمان انتظار برای اشباع کاغذ به صورت جدول (۱-٤) خواهد بود: ضمناً، در صورتی که اکتیو پارت مدت طولانی خارج از روغن بوده باشد، مدت زمان انتظار افزایش خواهد یافت.

جدول (۱-٤): مدت زمان انتظار پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور کارکرده [۷]

کلاس ولتاژی	مدت زمان انتظار
72.5 kV	٤۸ ساعت
145 kV	٤۸ ساعت
245 kV	٤۸ ساعت
420 kV	٦۰ ساعت

۱-۱۱- آزمون‌های پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور

منظور از برق‌دار کردن زمانی است که ترانسفورماتور خشک شده، روغن تزریق گردیده و پس از گذشت زمان کافی آماده تحت تانسیون قرار گرفتن است. این بخش به آزمون‌هایی اختصاص دارد که مربوط به این شرایط هستند.

آزمون‌های زیر باید پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور انجام شود [۷, ۹, ۱۲, ۱٦]. همچنین، نتایج آزمون و گزارش آن بایستی برای نشان‌دادن اینکه ترانسفورماتور آماده برق‌داری است و نیز برای مقایسه با

آزمون‌های بعدی، آرشیو و نگهداری شود. جهت تایید سلامت ترانسفورماتور و آمادگی برای برق‌داری بایستی نتایج آزمون‌ها با مقادیر کارخانه‌ای مقایسه شده و مغایرت‌ها مشخص شود. لازم به ذکر است که جزئیات انجام آزمون‌ها و تحلیل نتایج در فصل آزمون‌های دوره‌ای تعمیر و نگهداری توضیح داده شده است.

أ- مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها با هم و بین هر سیم‌پیچ تا زمین،

ب- مقاومت عایقی هسته،

ت- آزمون ضریب تلفات عایقی (tanδ) برای هر سیم‌پیچ نسبت به زمین و برای سیم‌پیچ‌ها نسبت به هم. در حین این تست بایستی مقدار خازن نیز اندازه‌گیری شود،

ث- آزمون ضریب تلفات عایقی بر روی همه بوشینگ‌هایی که دارای تپ هستند (تست تپ Test tap یا بوشینگ تپ Bushing Tap). در مورد چنین بوشینگ‌هایی مقادیر هر دو خازن C1 و C2 بایستی اندازه‌گیری شود. (C1 خازن مغزی تا تپ و C2 خازن تپ تا فلنج است.) نحوه انجام آزمون و لزوم اندازه‌گیری C1 و C2 در قسمت آزمون‌های دوره‌ای بیان شده است. با توجه به اینکه ممکن است اندازه‌گیری خازن C2 در کارخانه انجام نشود، توصیه می‌شود مقدار خازن C2 در این مقطع اندازه‌گیری شود تا به عنوان مرجع برای آینده مورد استفاده قرار گیرد،

ج- کنترل و اطمینان از صحت عملکرد نشان‌گر سطح روغن و همچنین، ترمومتر نقطه داغ (Hot spot) ترانسفورماتور. ضمناً عملکرد تجهیزات کنترلی بررسی شود،

ح- اندازه‌گیری مقاومت اهمی سیم‌پیچ‌ها در همه تپ‌ها،

خ- در مورد روغن لازم است آزمون‌های زیر انجام شود:

۱. گازهای محلول در روغن (Dissolved Gas)،

۲. استقامت عایقی یا ولتاژ شکست (Dielectric Strength)،

۳. ضریب تلفات عایقی (Dielectric Dissipation Factor)،

٤. کشش سطحی (نیروی بین سطحی) (Interfacial Tension)،

۵. عدد اسیدی (Neutralization Number)،

٦. مقدار آب موجود در ترانسفورماتور (Water Content).

لازم است که در این مرحله مشخصات اندازه‌گیری‌شده روغن به عنوان مرجع برای مقایسه در آینده استفاده گردند و لذا بایستی پیش از برق‌دار شدن ترانسفورماتور انجام شوند. نکته دیگر آن است که این آزمون‌ها با آزمون‌هایی که بر روی روغن نو انجام می‌شود متفاوت است چرا که در آن زمان

روغن هنوز تصفیه نشده و لذا مشخصات آن ممکن است متفاوت باشد. مقداری که پیش از برق‌دارشدن ترانسفورماتور اندازه‌گیری می‌شود، مربوط به روغن تصفیه شده است و لذا این مقادیر به عنوان مرجع برای آینده بایستی به کار گرفته شوند و نه نتایجی که بر روی روغن نو انجام شده است.

د- کنترل محتوای اکسیژن و همچنین، مجموع گازهای قابل اشتعال (Total Combustible Gas) گاز نیتروژن در ترانسفورماتورهای هرمتیک. اندازه‌گیری مجموع گازهای قابل اشتعال و گازهای محلول در روغن باید بلافاصله بعد از برق‌داری و رسیدن به دمای کاری انجام شود و به عنوان مرجعی برای دوره‌های پس از برق‌داری ترانسفورماتورهای هرمتیک به کار گرفته شود.

ذ- نحوه عملکرد تجهیزات جانبی مثل OLTC، پمپ‌های روغن، فن‌ها و تجهیزات ابزاردقیق و اندازه‌گیری فلوی روغن یا آب بایستی مطابق با دستورالعمل سازنده کنترل شود.

نکته: کنترل عملکرد OLTC در مرحله اول باید به صورت دستی و بدون استفاده از موتور صورت گیرد. علت آن است که گاهی شماره تپ OLTC با آن‌چه که به عنوان شماره تپ در سیستم کنترل ذخیره می‌شود متفاوت است. در این صورت ممکن است عملا کنتاکت تپ‌چنجر در یک سمت به انتها برسد در حالی که در سیستم کنترلی چنان ثبت شده است که تپ‌چنجر همچنان توانایی تغییر تپ در آن راستا را دارد. اگر در چنین حالتی فرمان تپ‌چنجر صادر شود، فشار موتور ممکن است باعث شکستن میله مکانیسم و در رفتن اتصال از روی کنتاکت شود. در حالت کنترل به صورت دستی، فرد تغییر دهنده تپ می‌تواند مقاومت در مقابل حرکت را حس کند و در صورتی که از حدی بیشتر باشد، از ادامه عملکرد پیش از شکستن میله صرف نظر کند. در حین عملکرد دستی، بایستی نشان‌گر OLTC در قسمت بالا و پایین تانک کنترل شوند که این دو بایستی یک تپ را نشان دهند.

ر- بعد از کنترل دستی تپ‌چنجر، بایستی عملکرد OLTC با موتور نیز کنترل شود. در این مرحله یکی از اهداف کنترل، عملکرد درست راست‌گرد یا چپ‌گرد موتور است. بدین منظور کنترل بایستی از تپ وسط شروع شود. اگر تپ در یک انتها بوده و اتصالات موتور درست نباشد، برای مثال موتور در جهت بالا فرمان گرفته ولی در جهت پایین حرکت خواهد کرد. با این شرایط اگر تپ در یک انتها باشد باعث شکست میله مکانیسم و آسیب کنتاکت خواهد شد. همچنین، بایستی چک شود که تپ‌چنجر به درستی به بالاترین و پایین‌ترین موقعیت برسد. در بالاترین موقعیت بایستی کنترل شود

که تپ‌چنجر به حرکت خود ادامه ندهد و فرمان نگیرد. در این حالت بهتر است هنگام اعمال فرمان، شخصی دکمه توقف تپ‌چنجر را در دست داشته باشد تا در صورت آغاز به حرکت تپ‌چنجر به سرعت حرکت آن را متوقف کند تا تپ‌چنجر آسیب نبیند. در مرحله کنترل موتوری نیز بایستی هماهنگی نشان‌گر شماره تپ در بالا و پایین تانک کنترل شود.

ز- نسبت‌تبدیل سیم‌پیچ بایستی در تپ‌های مختلف مورد آزمون قرار گیرد. همچنین، بایستی در حین تغییر تپ، پیوستگی تپ‌چنجر کنترل شود. نسبت تبدیل بایستی در تپ‌های مختلف تپ‌چنجر آفلود نیز کنترل شود.

س- کیفیت روغن تپ‌چنجر نیز با اندازه‌گیری ولتاژ شکست آن بایستی کنترل شود.

ش- پلاریته ترانسفورماتور (گروه برداری) بایستی با ولتاژهای پایین ارزیابی شود.

ص-آزمون تقسیم‌شار بایستی با ولتاژهای پایین انجام شود.

ض-مقاومت، نسبت‌تبدیل و پلاریته ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری در صورت وجود بایستی کنترل شود. این آزمون‌ها بایستی در ترمینال‌های موجود در تابلوی کنترل انجام شود.

ط- انجام تست تحلیل پاسخ فرکانسی (FRA) جهت مقایسه با مقدار کارخانه در صورت وجود و استفاده به عنوان مرجع در آینده.

ظ- کنترل صحت عملکرد رله بوخهلتس و اطمینان از ارسال درست فرمان آلارم و تریپ.

این فرآیند هم برای رله بوخهلتس تانک اصلی و هم برای رله حفاظت تپ‌چنجر بایستی انجام شود.

ع- کالیبراسیون حد بالای دما در ترمومترهای روغن و سیم‌پیچ.

ترمومتر روغن معمولاً با قرار گرفتن در روغن داغ با دمای مشخص و یا مقایسه با یک ترمومتر دیگر کنترل می‌شود. اطمینان از صحت عملکرد ترمومتر سیم‌پیچ نیز با تزریق جریان مصنوعی به آن انجام می‌شود. جزئیات این موارد در آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور ذکر شده است.

غ- کنترل عملکرد رله‌های بوخهلتس، جانسون و فشارشکن.

بایستی از ارسال درست فرمان مربوطه اطمینان حاصل شود.

ف- کنترل و بازبینی ظاهری. بایستی شیرهای رادیاتور و کنسرواتور کنترل شوند که در وضعیت صحیح خود قرار داشته باشند.

ق- آزمون عملکرد سایر تجهیزات (فن‌ها و پمپ‌ها).

باید توجه کرد که پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور همه آزمون‌های فوق و مطابقت آن‌ها با مقادیر کارخانه‌ای انجام شده و وضعیت عادی ترانسفورماتور را نشان دهند.

۱-۱۲- برق‌دار کردن ترانسفورماتور

پس از انجام آزمون‌های ذکر شده، در صورتی که نتیجه آزمون‌ها مناسب باشد، ترانسفورماتور آماده برق‌دار شدن است. مراحل زیر برای برق‌دار کردن باید انجام شود:

أ- کلید ترانسفورماتور در سمت خط برق‌دار بسته شود. زمانی که ترانسفورماتور تحت ولتاژ قرار می‌گیرد بایستی بدون بار باشد،

ب- مطلوب است ترانسفورماتور از سمتی برق‌دار می‌شود که دارای OLTC است. باید ترانسفورماتور در حالتی برق‌دار شود که تمام سیم‌پیچ (بیشترین تعداد حلقه) در مدار قرار گیرد. علت آن است که در این حالت جریان هجومی ترانسفورماتور کمتر خواهد شد،

ت- ترانسفورماتور بایستی برای مدت ۲٤ ساعت تحت نظر باشد و اطمینان حاصل شود که شرایط آن عادی است. مدت زمانی که ترانسفورماتور باید زیر بار نرود در جدول (۱-۵) بیان شده است [۷].

جدول (۱-۵): مدت زمان انتظار پیش از زیربار بردن ترانسفورماتور [۷]

سطح ولتاژ	مدت زمان برق‌داری بدون بار
> 245 kV	۲٤ ساعت
145 kV ت245 kV	۱۲ ساعت
< 145 kV	۸ ساعت

تاکید می‌گردد که زمان تعیین شده توسط سازنده نسبت به موارد فوق اولویت دارد.

در مدتی که ترانسفورماتور بدون بار است، توصیه می‌شود اقدامات نظارتی زیر انجام شود:

۱- بررسی و دقت در مورد افزایش بیش از حد صدا و ارتعاش،

۲- رصد دمای روغن، دمای روغن بایستی هر ساعت تا زمان پایداری دمایی ترانسفورماتور ثبت شود،

۳- رصد دمای ترمومتر سیم‌پیچ، دما بایستی هر ساعت تا زمان پایداری دمایی ترانسفورماتور ثبت شود، با توجه به اینکه ترانسفورماتور تحت بار نیست، بایستی کنترل شود که ترمومتر سیم‌پیچ و روغن تقریباً یک عدد را نشان دهند،

٤- رصد و ثبت دمای محیط،

٥- تغییر تپ OLTC در همه تپ‌های موجود تحت ولتاژ نامی و کنترل صحت عملکرد آن. لازم است که کلیه تپ‌های تپ‌چنجر یک بار به طور کامل از بالا به پایین و بالعکس عمل کند،

٦- راه‌اندازی پمپ‌ها، فن‌ها و کنترل صحت عملکرد آن‌ها،

۷- کنترل نشتی روغن و بررسی همه نشان‌گرهای سطح روغن و بوخهلتس،

۸- گرفتن نمونه روغن در ابتدا و انتهای دوره برق‌داری جهت انجام مجدد آزمون مقدار رطوبت و DGA. همچنین، گرفتن نمونه از روغن تپ‌چنجر می‌تواند برای کنترل وضعیت آن مفید باشد. نتایج مربوط به DGA بایستی جهت مقایسه با آزمون‌های آینده به نحو مناسبی ثبت و آرشیو شوند.

ث- پس از بارگیری از ترانسفورماتور لازم است تا یک ساعت پس از آن ترانسفورماتور تحت نظر باشد. بارگذاری بهتر است به صورت مرحله‌ای انجام شود [۷]. اقدامات نظارتی زیر در ابتدای زیر بار رفتن ترانسفورماتور توصیه می‌شود:

۱. میزان بار، دمای روغن و ترمومتر سیم‌پیچ بایستی به صورت ساعتی تا رسیدن ترانسفورماتور به حالت پایدار اندازه‌گیری و ثبت شود. در حالت بارداری بایستی کنترل شود که ترمومتر سیم‌پیچ دمای بالاتری از ترمومتر روغن نشان دهد.
۲. بررسی و دقت در مورد افزایش بیش از حد صدا و ارتعاش،
۳. بررسی رله بوخهلتس،
٤. بررسی صحت عملکرد OLTC.

ج- در چند روز اول پس از زیر بار رفتن ترانسفورماتور، بایستی به صورت روزانه بازبینی‌هایی صورت گیرد تا هر گونه نشتی روغن، افزایش ناگهانی دما، عملکرد غیرمعمول رله بوخهلتس و هرگونه عملکرد غیرعادی تجهیزات جانبی (OLTC، بوشینگ و ...) بررسی شود.

ح- بعد از بارگیری، ترانسفورماتور بایستی در فواصل منظم که در فصل نگهداری ذکر خواهد شد کنترل شود.

انجام آزمون DGA در فواصل زمانی زیر بعد از برق‌دار کردن ترانسفورماتور الزامی است (مطابق استاندارد IEEE C57.93) [۷].

در صورتی که ترانسفورماتور فقط برق‌دار شده و بدون بار است:

۱. بعد از آنکه ترانسفورماتور ۲٤ ساعت تحت ولتاژ قرار داشته است،
۲. یک هفته بعد از برق‌داری،
۳. شش ماه بعد از برق‌داری.

در صورتی که ترانسفورماتور برق‌دار شده و زیر بار نیز رفته است:

۱. بعد از آن‌که ترانسفورماتور ۲٤ ساعت تحت ولتاژ قرار داشته است و پیش از بارگذاری،
۲. به مدت ۷۲ ساعت پس از آنکه ترانسفورماتور زیر بار رفته است،
۳. یک هفته بعد از بارگیری،
٤. یک ماه بعد از بارگیری،
۵. به مدت ٤ ماه بعد از بارگیری،
٦. به مدت ۸ ماه بعد از بارگیری،
۷. به مدت ۱۲ ماه بعد از بارداری.

فصل دوم
آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور

۲ – آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور

۲ –۱– مقدمه

در این فصل به آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور پرداخته می‌شود. در ابتدا آزمون‌های دوره‌ای روغن، سپس فرآیند بازبینی ظاهری و در نهایت آزمون‌های الکتریکی معمول ارائه می‌شود. در قسمت آزمون‌های الکتریکی به آزمون‌های خاص عیب‌یابی نیز اشاره خواهد شد. آزمون‌های مربوط به تحلیل گازهای محلول در روغن و همچنین، آزمون‌های خاص مربوط به تجهیزات جانبی مثل بوشینگ و تپ‌چنجر در فصل سوم ارائه شده است.

۲ –۲– آزمون‌های دوره‌ای روغن

۲ –۲ –۱ – کلیاتی در مورد روغن و فرآیند پیری آن

روغن معدنی استفاده گسترده‌ای در تجهیزات فشارقوی به عنوان عایق و همچنین، به عنوان خنک‌کننده دارد. مشخصات اولیه روغن در فصل مربوط به حمل و نقل و راه‌اندازی ترانسفورماتور بیان شده است. به طور کلی می‌توان سه کارکرد اصلی را برای روغن در ترانسفورماتور برشمرد:

أ- تنش الکتریکی هنگام کار را تحمل کند. برای تحمل تنش الکتریکی یا میدان الکتریکی، روغن بایستی ولتاژ شکست بالا و ضریب تلفات عایقی ($\tan\delta$) کمی داشته باشد.

ب–در پایین‌ترین دمای کاری نیز به صورت آزادانه در تجهیز به گردش درآید و خنک‌سازی را انجام دهد. برای برآورده ساختن نیازمندی خنک‌سازی، روغن بایستی گران‌روی و نقطه ریزش پایینی داشته باشد.

ت–با خاصیت عایقی و خنک‌سازی کافی، خاموش‌شدن قوس را تضمین کند. برای خاموش‌سازی قوس، روغن بایستی نقطه اشتعال بالا، ولتاژ شکست زیاد و گران‌روی پایینی داشته باشد.

در کنار خواص فوق‌الذکر، روغن بایستی مقاومت مناسبی در برابر اکسیداسیون داشته باشد تا از کارکرد طولانی مدت آن اطمینان حاصل شود. روغن در ترانسفورماتور و تحت شرایط کاری تخریب و پیر می‌شود. منظور از پیرشدن روغن، آن است که کیفیت آن کاهش یافته و مشخصات مناسب آن تضعیف می‌شود. این در حالی است که عملکرد مطمئن ترانسفورماتور به وضعیت روغن وابسته بوده و لذا کنترل شرایط روغن در طول عمر کاری ترانسفورماتور الزامی است.

فرآیندهای متفاوتی روغن را پیر می‌کنند که برخی از این فرآیندها به یکدیگر وابسته هستند. این فرآیندها عبارتند از: اکسیداسیون، آلوده شدن توسط آب و ذرات فیبر، تخلیه یا قوس، اضافه دمای نقطه‌ای یا کلی روغن. در این قسمت دو مورد اصلی یعنی اکسیداسیون و آلودگی روغن به اختصار شرح داده می‌شوند. تاثیر تخلیه الکتریکی و اضافه دما در بحث مربوط به اندازه‌گیری گازهای محلول ارائه خواهد شد.

۲-۲-۱-۱- اکسیداسیون روغن

اکسیداسیون در کلیه تجهیزاتی که در آن روغن در تماس با هوا قرار دارد رخ می‌دهد. در چنین تجهیزاتی، اکسیداسیون روغن به تدریج و در طی سال‌ها انجام می‌شود. در صورتی که دمای کاری روغن افزایش یابد، اکسیداسیون روغن تسریع می‌شود. همچنین، در حضور کاتالیزورهایی نظیر فلز و ترکیبات فلزی، اکسیداسیون به صورت شتاب یافته رخ می‌دهد. تاثیر کلی اکسیداسیون بر روی روغن شامل تیره شدن روغن و تولید آب و اسیدها است و در شدیدترین حالت منجر به تولید لجن[۳] در روغن می‌شود. تولید آب و اسیدها می‌توانند باعث خوردگی سطوح فلزی شده (بالاخص در بالای سطح روغن) و مواد دارای عایق سلولزی را تخریب کنند. نتیجه تخریب عایق سلولزی کاهش استقامت مکانیکی سیم‌پیچ و ترانسفورماتور و شکست الکتریکی احتمالی آن است.

در صورتی که روغن به حد بالایی از اکسیداسیون برسد، ترکیبات غیرمحلول در آن تولید می‌شوند که منجر به تولید لجن در روغن می‌شود. لجن تولید شده در مرحله اول بسته به نوع روغن در آن حل می‌شود اما با رسیدن به حد اشباع، لجن شروع به ته‌نشین شدن می‌کند. به طور کلی می‌توان گفت که لجن در روغن نفتانیک حل می‌شود لیکن در روغن پارافینی نسبتاً نامحلول است [۱۷]. ضخامت لایه لجن ته‌نشین شده در اثر دما افزایش می‌یابد و معمولاً در نواحی خنک‌تر مخزن، هسته، سیم‌پیچ‌ها، سیستم خنک‌کننده و سایر قسمت‌ها بیشتر قابل تشخیص است. لجن می‌تواند باعث انسداد کانال‌های روغن شده و میزان خنک‌سازی ترانسفورماتور را کاهش دهد. افزایش دمای روغن و سیم‌پیچ و به دنبال آن اکسیداسیون روغن افزایش یافته و شکست الکتریکی محتمل خواهد بود.

لجن را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد. دسته اول لجنی است که در کف ترانسفورماتور جمع می‌شود. این لجن اختلال زیادی در کار ترانسفورماتور ایجاد نمی‌کند. همچنین، با گردش روغن داغ امکان حل شدن آن در روغن وجود دارد. مطابق بروشور CIGRE (شماره ٤٤٥) یک مشخصه خوب لجن آن است که اگر

[۳] Sludge

دمای روغن نفتانیک به دمای آنیل آن افزایش یابد ($78\ ^0C$)، لجن مجدداً در روغن حل شود. لذا با عبور روغن داغ از ترانسفورماتور، لجن در روغن حل می‌شود. سپس با تصفیه فیزیکی روغن می‌توان لجن را جدا کرد. CIGRE توصیه کرده است که برای جداسازی لجن، روغن از ستون‌های خاک رنگ‌بر عبور داده شود یا به بیان دیگر تصفیه شیمیایی شود.

نوع دوم لجن موجود در روغن به صورت کریستالی بر روی سیم‌پیچ ایجاد می‌شود و داکت‌های روغن را مسدود می‌کند. این نوع لجن با افزایش دما معمولاً در روغن حل نمی‌شود چرا که اصولاً در نقاط با دمای بالای روغن ایجاد شده‌اند. لذا جداسازی این لجن‌ها به کمک روش تصفیه قابل انجام نیست. به همین دلیل باید با پایش منظم ترانسفورماتور و کنترل وضعیت آن مانع از ایجاد این‌گونه لجن درترانسفورماتور شد.

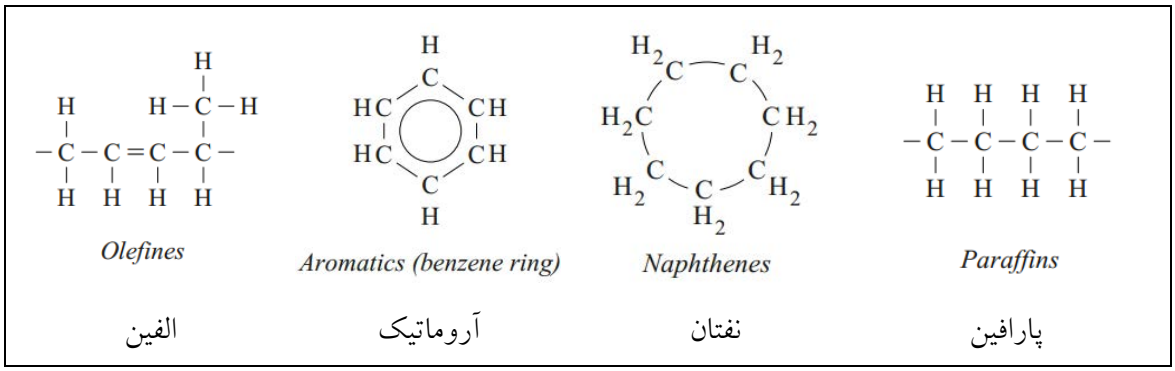
برای لجن‌زدایی می‌توان ابتدا روغن تانک ترانسفورماتور را تخلیه کرد به نحوی که فقط مقداری روغن (در حد ارتفاع چند سانتی‌متر) در کف ترانسفورماتور باقی بماند سپس در صورتی که نوع دوم لجن بر روی سیم‌پیچ‌ها موجود باشد با پاشیدن روغن داغ بر روی سیم‌پیچ می‌توان لجن‌ها را به کف ترانسفورماتور منتقل کرد. در مرحله بعد، مقدار روغن باقی‌مانده در کف تانک که دارای لجن است مکیده شده و با رعایت شرایط زیست‌محیطی امحاء می‌شود. سپس روغن قسمت بالایی تصفیه شده و مجدداً به تانک تزریق گردد و کمبود روغن با سرریز روغن تصفیه شده جبران شود. در صورت امکان بهتر است روغن قسمت بالایی که از تانک تخلیه شده است تصفیه شیمیایی گردد.

نشانه‌های اولیه اکسیداسیون روغن با پایش رنگ و ظاهر روغن انجام می‌شود. انجام منظم آزمون اسیدیته روغن، کنترل سطح رطوبت در روغن و همچنین، بازبینی ظاهری برای تشخیص نشانه‌هایی از لجن بر روی سطوح داخلی ترانسفورماتور از دیگر مواردی است که نشان‌گر اکسیداسیون روغن است و می‌تواند به عنوان عامل شناسایی به کار رود. آزمون $\tan\delta$ و کشش بین‌سطحی روغن نیز می‌تواند در تشخیص ابتدایی محصولات قطبی ناشی از اکسیداسیون کمک‌کننده باشد.

برای درک بهتر فرآیند اکسیداسیون توجه به تغییرات شیمیایی مولکول‌های روغن می‌تواند مفید باشد. ماده پایه روغن می‌تواند در چهار گروه تقسیم‌بندی شود: پارافین‌ها، نفتان‌ها، ترکیبات آروماتیک و الفین‌ها. این ترکیبات در شکل (۲-۱) نمایش داده شده‌اند. پارافین‌ها مولکول‌های زنجیره‌ای بدون پیوند دوتایی هستند. همچنین، ممکن است زنجیره‌های مستقل کوچکتری باشند که با یکدیگر پیوند برقرار کرده‌اند. نفتان‌ها هیدروکربن‌های حلقوی بدون پیوند دوتایی هستند. ترکیبات آروماتیک، هیدروکربن‌های با حلقه

بنزنی هستند که پیوندهای دوتایی نیز در آن‌ها دیده می‌شود. الفین‌ها مولکول‌های زنجیری یا حلقوی هستند که پیوند دوتایی نیز دارند.

به طور کلی دو مشخصه می‌توان بین این چهار نوع روغن تشخیص داد. روغن‌هایی که زنجیره‌ای هستند مثل پارافین که زنجیره بلند داشته و مانع جاری شدن روغن در دمای پایین می‌شوند. بنابراین روغن‌هایی که برای کار در دمای پایین مناسب هستند، درصد بیشتری ترکیبات حلقوی دارند. از سوی دیگر، وجود پیوند دوگانه در مولکول روغن باعث می‌شود که این پیوند بتواند با سایر ترکیبات از جمله اکسیژن واکنش نشان داده و سبب پیری تسریع‌شده روغن شود. بنابراین گزینه‌ای که هر دو ویژگی مناسب را داشته باشد یعنی حلقوی باشد و فاقد پیوند دوگانه نیز باشد از ارجحیت برخوردار است و این به معنی روغن با پایه نفتان است. به همین دلیل است که استفاده روغن بر پایه نفتان در کشور توصیه می‌شود.

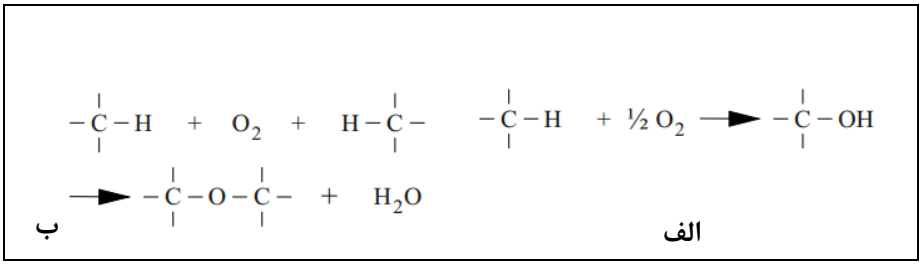


شکل (۲-۱): مواد پایه انواع روغن [۱۸].

در مواردی که نیاز به سرریز روغن وجود دارد و روغن مورد استفاده در ترانسفورماتور (از نظر پایه) مشخص نباشد، بایستی پایه روغن توسط آزمون مشخص شود و روغن با همان پایه مشابه به ترانسفورماتور اضافه شود. آزمون‌های مورد نیاز برای سرریز روغن، همانند آزمون‌هایی است که برای روغن نو الزامی است. در کنار این آزمون‌ها انجام آزمون پایداری در مقابل اکسیداسیون نیز توصیه می‌شود. نحوه تزریق روغن نیز همانند روغن نو است. این آزمون‌ها در فصل اول این نظام‌نامه ذکر شده‌اند.

مولکول روغن به طور عمده از کربن و هیدروژن ساخته شده و در حالت معمولی غیرقطبی است. اما در اثر اکسیداسیون، مولکول به صورت قطبی در می‌آید. دو مکانیسم عمده اکسیداسیون در شکل (۲-۲) نمایش داده شده است. در (الف) مولکول اکسیژن با روغن واکنش می‌دهد و یک گروه OH در مولکول ایجاد

می‌کند. لذا مولکول از تقارن خارج شده و قطبی می‌شود. حضور چنین ترکیباتی باعث افزایش tanδ می‌شود و به همین دلیل tanδ می‌تواند در تشخیص زود هنگام اکسیداسیون روغن موثر باشد.



شکل (۲-۲): دو مکانسیم اکسیداسیون روغن [۱۸].

در مکانیسم (ب) اتم اکسیژن به صورت یک پل بین دو مولکول روغن عمل می‌کند و در کنار آن مولکول آب تولید می‌شود. پیوند خوردن دو مولکول روغن توسط اکسیژن سبب می‌شود که وزن مولکولی افزایش یابد و سنگین‌تر شود. به این مکانیسم در شیمی کراس‌لینک گفته می‌شود. با ادامه کراس لینک مولکول‌های روغن، زنجیره‌های سنگین و بلندی از روغن تشکیل می‌شود که قابلیت انحلال کمی در روغن دارند. این مولکول سنگین با قابلیت انحلال کم همان لجن است. جالب است که با تجمیع لجن بر روی یکدیگر، فرآیند کراس‌لینک می‌تواند ادامه پیدا کند و یک توده چگال تشکیل شود. همین توده است که با قرار گرفتن در مسیر کانال روغن می‌تواند خنک‌سازی ترانسفورماتور را دچار اخلال کند. ضمناً تولید لجن بر tanδ نیز تاثیر گذاشته و باعث افزایش مقدار آن می‌شود و همانطور که گفته شد tanδ می‌تواند به عنوان یک نشانگر اکسیداسیون به کار رود.

۲-۲-۱-۲- آلودگی روغن

روغن در ترانسفورماتور با سایر مواد در تماس است و در نتیجه می‌تواند آلوده شود. به طور کلی، حضور مواد خارجی در روغن به عنوان آلودگی شناخته می‌شود. بعضی از این آلودگی‌ها می‌توانند مشخصات الکتریکی روغن را تحت تاثیر قرار دهند.

آلودگی روغن با رطوبت می‌تواند در اثر اکسیداسیون روغن یا تخریب سلولز در تجهیز و یا تنفس روغن حین عملیات تعمیر و نگهداری انجام شود. آب در روغن می‌تواند تا حدی حل شود که این میزان بستگی به دما و همچنین، میزان اسید روغن دارد. اگر میزان آب از این مقدار بیشتر شود، روغن از آب اشباع شده و در نتیجه آب به صورت قطره یا به شکل فاز بخار به وجود می‌آید. آب به شکل محلول در روغن احتمال دارد

مشخصات الکتریکی روغن را تغییر دهد. اما آب محلول در حضور سایر آلودگی‌ها به خصوص در مورد ذرات فیبر گونه، می‌تواند تحمل الکتریکی روغن را به طرز قابل توجهی کاهش دهد. در صورتی که دمای ترانسفورماتور به سرعت کاهش یابد، خطر تشکیل آب آزاد بیشتر است از این جهت که میزان قدرت انحلال آب در روغن به طور ناگهانی کاهش می‌یابد.

در ترانسفورماتور رطوبت در روغن و در کاغذ وجود دارد. چنانکه پیش‌تر گفته شد، عمده آب موجود در ترانسفورماتور در عایق کاغذی است و این نسبت معمولاً بیش از ۹۹٪ کل آب موجود در ترانسفورماتور است. میزان بالای رطوبت در ترانسفورماتور یکی از مواردی است که عمر عایق کاغذی و در نتیجه عمر ترانسفورماتور را کاهش می‌دهد. بنابراین، پایین نگه داشتن رطوبت در ترانسفورماتور حائز اهمیت است.

آلودگی روغن با ذرات و فیبرها می‌تواند ناشی از مواد درون خود ترانسفورماتور یا ناشی از محصولات تخریب خطاهایی مثل تخلیه الکتریکی باشد. ضمناً به دلیل نفوذ مواد در حین تعمیر و نگهداری. شکست الکتریکی و یا تخلیه الکتریکی در روغن نیز گازهای مختلف، کربن و ذرات فلزی تولید می‌شود. با توجه به اینکه آلودگی ذرات و یا فیبر خصوصاً در حضور رطوبت تحمل الکتریکی روغن را کاهش می‌دهد، از آزمون ولتاژ شکست روغن می‌توان برای تشخیص وجود آلودگی استفاده کرد. همچنین، آلودگی‌ها می‌توانند تلفات عایقی روغن را افزایش دهند.

۲ – ۲ – ۲ – تاثیرپذیری مشخصات مختلف روغن از خطاهای ترانسفورماتور

ضروری است مشخص شود کدام یک از خطاهای ترانسفورماتور، تاثیر خود را در روغن نشان می‌دهند و کدام یک تاثیری در روغن ندارند. CIGRE جدولی را ارائه کرده است که در یک نگاه تاثیرپذیری روغن از خطاهای مختلف را نشان می‌دهد [۱۷]. این اطلاعات در جدول (۲–۱) نشان داده شده است.

جدول مذکور نشان می‌دهد که برای تشخیص مشکلات احتمالی چه آزمون‌هایی بایستی انجام شود. برای مثال، تخلیه جزئی تاثیر بسیارکمی بر tanδ دارد و بنابراین تجویز آزمون tanδ در حالتی که ترانسفورماتور مشکوک به تخلیه جزئی است، مفید نخواهد بود. در ادامه این گزارش ابتدا به نحوه تحلیل نتایج و دسته‌بندی کیفیت روغن بر اساس نتایج آن پرداخته می‌شود. سپس آزمون‌های مختلف روغن به صورت مختصر تشریح می‌شوند.

جدول (۲–۲) بیان می‌کند که بر اساس استاندارد IEC 60422 هر یک از آزمون‌های روغن بایستی طبق چه استانداردی انجام شود [۱۹]. این جدول معیار انجام آزمون‌ها در کشور می‌باشد.

جدول (۲-۱): رابطه بین مشکلات اصلی ترانسفورماتور و پارامترهای روغن [۱۷]

	مشکلات ترانسفورماتور								
	اضافه حرارت			تخلیه جزئی			آسیب به آب‌بندی		
پارامترهای روغن	در هسته	اتصالات	سیم‌پیچ/ مشکلات خنک‌سازی	روغن	کاغذ	فصل مشترک بین کاغذ و روغن	مشکل در ممبران	نشتی روغن	نفوذ رطوبت
اسیدیته/ IFT	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	L	L	L	L 2	L	H 2
رنگ	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	L	L	L	L 2	L	L
مقدار رطوبت	L	L	H 5, 6	L	H 5, 6	H 5, 6	L-M 6	M	H 8
ولتاژ شکست	L	M 3, 12	H 4, 6, 12	H 11	M	H 5, 6, 12	M 6	M 7	H 8
tanδ	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	L	L	L	L 2	L	H 9
میزان گاز	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 4, 10	H 1, 4, 10	H 7	M 10	L 7

شرح جدول

تاثیر مشکل بر روی پارامتر روغن	مشکلات ترانسفورماتور		
H - تاثیر زیاد	۱- تخریب روغن	۵- پیری کاغذ	۹- آب، رسوب
M - تاثیر متوسط	۲- پیری روغن	٦- تولید آب	۱۰- تولید گاز
L - تاثیر کم	۳- کربنیزه شدن روغن	۷- هوای حل‌شده	۱۱- حباب
	٤- تخریب کاغذ	۸- رطوبت آزاد	۱۲- ذرات

جدول (۲-۲) بیان می‌کند که بر اساس استاندارد IEC 60422 هر یک از آزمون‌های روغن بایستی طبق چه استانداردی انجام شود [۱۹]. این جدول معیار انجام آزمون‌های مورد نیاز در سطح کشور می‌باشد.

جدول (۲-۲): آزمون‌های روغن در حال سرویس و استانداردهای روش انجام آن‌ها [۱۹]

نام آزمون	روش انجام	نام آزمون	روش انجام
رنگ و ظاهر	ISO 2049	ولتاژ شکست	IEC 60156
مقدار رطوبت	IEC 60814	اسیدیته	IEC 62021-1 یا IEC 62021-2
tanδ و مقاومت مخصوص	IEC 60247	مقدار بازدارنده‌ها	IEC 60666
رسوب و لجن	ضمیمه C از IEC 60422	کشش بین سطحی	ASTM D971 EN 14210
ذرات (تعداد و اندازه)	IEC 60970	پایداری در برابر اکسیداسیون	IEC 61125
نقطه اشتعال	ISO 2719	سازگاری	IEC 61125
نقطه ریزش	ISO 3016	چگالی	ISO 3675
گران‌روی	ISO 3104	PCB	IEC 61619
مقدار دی‌بنزیل دی‌سولفید (DBDS)	IEC 62697-1	مقدار منفعل‌کننده‌ها	ضمیمه B از IEC 60666:2010
سولفور خورنده	IEC 62535, ASTM D1275, Method B DIN 51353		

۲-۲-۳- جمع‌بندی آزمون‌های سالیانه و نحوه عیب‌یابی ترانسفورماتور انتقال بر اساس نتایج آزمون‌های روغن

بر اساس استانداردهای مختلف [۱۹, ۲۰] و همچنین، تجربیات داخلی و نظر متخصصان ذیربط، زمان‌بندی انجام و انواع آزمون برای ترانسفورماتورها به صورت زیر دسته‌بندی می‌شوند:

أ- آزمون‌های زیر بایستی برای همه ترانسفورماتورهای انتقال به صورت سالیانه انجام شوند:

۱. آزمون ولتاژ شکست،
۲. مقدار رطوبت،
۳. عدد اسیدیته،
٤. کشش بین‌سطحی (IFT).

تبصره ۱: در صورتی که روغن ترانسفورماتور از روز اول دارای منفعل‌کننده (passivator) بوده است، آزمون محتوای منفعل‌کننده‌ها (passivator content) بایستی به صورت سالانه انجام شود.

ب-برای ترانسفورماتورهای با عمر بالای ۲۰ سال، آزمون فوران بایستی هر سه سال یک‌بار انجام شود.

تبصره ۲: آزمون‌های فوق حداقل آزمون‌هایی است که به صورت سالیانه توصیه می‌گردد. انجام سایر آزمون‌های تکمیلی منوط به نظر متخصصین است.

تبصره ۳: بازه زمانی فوق‌الذکر مربوط به زمانی است که ترانسفورماتور فاقد مشکل است و همه مقادیر اندازه‌گیری‌شده در بازه‌ای که در جدول (۲-۳) مشخص گردیده است قرار دارند. در صورتی که مقادیر اندازه‌گیری‌شده آزمون‌ها از حد تعیین‌شده فراتر رود، بازه زمانی آزمون با نظر متخصصین مربوطه ممکن است کم‌تر شود. همچنین، ممکن است آزمون‌های دیگری در مورد ترانسفورماتورهای مشکوک توسط متخصص ذیربط الزام گردد.

ت-حدود تعیین‌شده برای آزمون‌های فوق توسط استاندارد IEC 60422، در جدول (۲-۳) ارائه شده است. در صورتی که همه مقادیر در محدوده قرار داشته باشند، وضعیت ترانسفورماتور عادی است.

تبصره ٤: در صورتی که نتایج هر یک از آزمون‌ها خارج از حد تعیین شده باشد، اولین اقدام انجام مجدد آزمون جهت اطمینان از نتیجه به دست آمده است. پیش از اطمینان از صحت نتیجه، انجام اقدامات بعدی ممکن است مفید نباشد.

ث-در صورتی که نتایج آزمون‌ها خارج از حد مجاز تعیین‌شده باشد (و صحت نتیجه نیز توسط تکرار آزمایش تایید شده باشد)، بایستی آزمون‌های تکمیلی انجام شود و بر اساس مجموع نتایج آزمون‌ها عیب‌یابی ترانسفورماتور صورت گیرد. بهتر است که با توجه به وضعیت نتایج کسب شده، آزمون‌های تکمیلی مناسب صورت گیرد. جدول (۲-۳) راهنمای مناسبی برای آزمون‌های تکمیلی و همچنین، اقدامات اصلاحی در صورت بالا بودن مقادیر هر یک از آزمون‌های اصلی و تکمیلی ارائه می‌دهد.

جدول (۲-۳): بازه‌های مربوط به آزمون‌های مختلف و اقدامات اصلاحی توصیه‌شده [۴][۱۹]

آزمون	حدود توصیه شده (الف و ب)			اقدامات توصیه شده
	خوب	متوسط	ضعیف	
ولتاژ شکست (kV)	>۶۰	۶۰-۵۰	< ۵۰	**خوب**: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه
				متوسط: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر. سایر پارامترها نظیر رطوبت، محتوای ذرات و همچنین، tanδ/ مقاومت عایقی و عدد اسیدیته را بررسی کنید.
				ضعیف: تصفیه فیزیکی روغن. به عنوان جایگزین، اگر سایر پارامترها پیری شدید روغن را نشان می‌دهند و از نظر اقتصادی به صرفه باشد، روغن تعویض یا تصفیه شیمیایی شود. فرآیند رطوبت‌زدایی (خشک‌کردن) نیز بایستی انجام گردد.
نکات: توصیه اکید می‌گردد که ولتاژ شکست روغن بعد از تصفیه فیزیکی به بالاتر از 70 kV برسد.				
مقدار رطوبت (mg/kg در دمای کاری ترانسفورماتور)	< ۱۵	۲۰-۱۵	>۲۰	**خوب**: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه
				متوسط: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر. سایر پارامترها نظیر ولتاژ شکست، محتوای ذرات و همچنین، tanδ/ مقاومت عایقی و عدد اسیدیته را بررسی کنید.
				ضعیف: منبع رطوبت را بیابید. تصفیه فیزیکی روغن. اگر به دلیل اینکه سایر پارمترها نیز پیری شدید روغن را تایید می‌کنند و از نظر اقتصادی نیز مقرون به صرفه باشد، روغن را تعویض یا تصفیه شیمیایی کنید. فرآیند رطوبت‌زدایی نیز بایستی انجام گردد. در این حالت بایستی به میزان آب باقیمانده در عایق جامد توجه ویژه داشت.

[۴] این جدول از استاندارد IEC 60422 برداشته شده اما با توجه به تجربه متخصصان بعضی از بازه‌های آن متناسب با شرایط کشور تغییر داده شده است.

آزمون	حدود توصیه شده (الف و ب)			اقدامات توصیه شده
	خوب	متوسط	ضعیف	
نکات: مقدار رطوبت همیشه بایستی همراه با مقدار ولتاژ شکست در نظر گرفته شود. در صورتی که در مورد مقدار رطوبت شک وجود داشته باشد، گرفتن نمونه روغن از ترانسفورماتور در دمای متفاوت توصیه می‌شود. حدود قید شده مربوط به مقادیر آماری ۹۰٪ و دمای کاری ترانسفورماتور هستند. تعادل بین عایق جامد و مایع در دمای کم‌تر از $40\ ^0C$ قابل اطمینان نیست. همچنین، در ترانسفورماتورهای پربار با دمای روغن بالاتر از $70\ ^0C$ استفاده از فرآیند اصلاحی توضیح داده شده در بخش مربوط به مقدار رطوبت توصیه می‌شود. مقادیر داده شده در این جدول مربوط به زمانی بوده که روغن در دمای بین $40\ ^0C$ تا $70\ ^0C$ نمونه‌برداری شده است. در پایین‌تر از $40\ ^0C$ استفاده از این مقادیر معتبر نبوده و در بالاتر از $70\ ^0C$ میزان رطوبت بایستی مطابق پیوست (۳) اصلاح گردیده و سپس مقایسه صورت گیرد.				
اسیدیته mgKOH/goil	<۰/۱۰	۰/۱۰– ۰/۱۵	>۰/۱۵	**خوب**: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه **متوسط**: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر. وجود رسوب و لجن را بررسی کنید. در صورتی که روغن دارای بازدارنده و به وضعیت متوسط رسیده باشد، این احتمال وجود دارد که مقاومت در برابر اکسیداسیون را از دست داده است. **ضعیف**: زمانی که مقدار اسیدیته از ۰/۱۵ فراتر می‌رود، بایستی در مورد انجام تصفیه شیمیایی تصمیم مقتضی اتخاذ شود و یا در صورتی که از نظر اقتصادی به صرفه باشد و بقیه آزمون‌ها نیز پیری شدید روغن را نشان دهند، روغن بایستی تعویض گردد.
کشش بین سطحی (mN/m)	روغن دارای بازدارنده			**خوب**: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه
	> ۲۸	۲۲–۲۸	<۲۲	**متوسط**: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر.
	روغن بدون بازدارنده			**ضعیف**: وجود رسوب و لجن بررسی شود.
	>۲۵	۲۰–۲۵	<۲۰	
رنگ و ظاهر	شفاف و بدون آلودگی قابل رویت		تیره و یا کدر (دارای ذرات)	تصمیم بایستی بر اساس سایر آزمون‌ها اتخاذ شود.
$\tan\delta$ در $90\ ^0C$ در فرکانس 40 تا 60 Hz (درصد)	<٪۱۰	٪۱۰ – ٪۲۰	>٪۲۰	**متوسط**: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر. سایر پارامترهای را کنترل کنید. **ضعیف**: روغن را تصفیه شیمیایی کنید. به عنوان جایگزین، اگر به دلیل اینکه

آزمون	حدود توصیه شده (الف و ب)			اقدامات توصیه شده
	خوب	متوسط	ضعیف	
				سایر پارامترها پیری شدید روغن را نشان می‌دهند و از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد، روغن را تعویض کنید.
مقاومت مخصوص ($G\Omega m$)	در دمای $20\ ^0C$			**متوسط**: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر. سایر پارامترهای را کنترل کنید.
	>۲۰۰	۲۰۰-۲۰	< ۲۰	
	در دمای $90\ ^0C$			**ضعیف**: روغن را تصفیه شیمیایی کنید. به عنوان جایگزین، اگر به دلیل اینکه سایر پارامترها پیری شدید روغن را نشان می‌دهند و از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد، روغن را تعویض کنید.
	>۱۰	۱۰ -۳	۳ <	
محتوای بازدارنده‌ها	بزرگ‌تر از ٪۶۰ مقدار اولیه	بین ٪۴۰ تا ٪۶۰ مقدار اولیه	کم‌تر از ٪۴۰ مقدار اولیه	**متوسط**: (زمانی که اسیدیته کم‌تر از 0.08 mgKOH/g oil و کشش بین سطحی بزرگ‌تر از 28 mN/m باشد) با استفاده از بازدارنده‌ها و بر اساس تجربیات، روغن را مجدداً به سطح اول از بازدارنده‌ها برسانید.
				ضعیف: به استفاده از روغن و کنترل کیفیت آن مانند یک روغن بدون بازدارنده ادامه دهید. روغن را تصفیه شیمیایی کرده و یا تعویض کنید.
نکات: این موضوع مختص روغن‌های دارای بازدارنده است. با تولیدکننده روغن مشورت کنید.				
محتوای منفعل‌کننده (mg/kg)	> ۷۰ و پایدار (نرخ کاهش کم‌تر از 10 mg/kg در سال)	۷۰-۵۰ یا <۷۰ با نرخ کاهش بزرگتر از 10 mg/kg در سال	< ۵۰ و با نرخ کاهش بزرگ‌تر از 10 mg/kg در سال	**خوب**: افزایش بازه زمانی اندازه‌گیری قابل قبول است.
				متوسط: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه
				ضعیف: منبع خورندگی را با تعویض روغن رفع کنید و یا با حذف ترکیبات خورنده به وسیله تصفیه مناسب روغن. به عنوان یک راه‌حل کوتاه‌مدت می‌توان مقدار منفعل‌کننده را حداقل تا حد 100 mg/kg افزایش داد.
نکات: روغن‌های با عمر بالا، خصوصاً روغن‌های فاقد بازدارنده، احتمال بالاتری در کاهش سریع منفعل‌کننده‌ها دارند.				
رسوب و لجن (درصد)	روغن بایستی فاقد رسوب یا لجن معلق باشد. مقادیر کم‌تر از ٪۰/۰۲ وزنی قابل صرف‌نظر هستند.			در صورت وجود رسوب، روغن را تصفیه فیزیکی کنید. در صورت وجود لجن معلق، روغن را تصفیه شیمیایی کنید. در صورتی که از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد و سایر آزمون‌ها نیز نتایج را تایید کنند، روغن را تعویض کنید.
نکات: آزمون را تنها زمانی انجام دهید که اسیدیته یا tanδ نزدیک به حدود تعیین‌شده هستند.				
	غیرخورنده		خورنده	در مورد روغن‌های خورنده: - تحلیل ریسک انجام دهید.

آزمون	حدود توصیه شده (الف و ب)			اقدامات توصیه شده
	خوب	متوسط	ضعیف	
سولفور خورنده				– میزان خورندگی روغن را با افزودن منفعل‌کننده‌های روغن کاهش دهید (مثل مشتقات triazole) – منبع خورندگی را با تعویض روغن و یا با حذف ترکیبات خورنده به وسیله تصفیه مناسب روغن رفع کنید. (آیتم (پ) را ببینید)
نکات: لزوم اقدامات اصلاحی به دقت با انجام تحلیل ریسک مشخص شود (بر اساس بروشور CIGRE شماره ۳۷۸ سال ۲۰۰۹ [۳۹]). پس از غیرفعال کردن روغن، کنترل غلظت غیرفعال‌کننده به صورت منظم الزامی است. در صورتی که مقدار غیرفعال‌کننده به صورت مداوم در حال کاهش است، منبع خورندگی را مطابق با اقدامات اصلاحی رفع کنید.				
ذرات (تعداد و اندازه)	جدول (۲–٤)			در صورتی که ولتاژ شکست و مقدار رطوبت از حدود قابل قبول (محدوده خوب) تجاوز کند و تعداد ذرات برای هر ابعادی بزرگ‌تر از حد تعیین شده است، روغن را فیلتر کنید.
نکات: مقادیر ذرات بر اساس ارزیابی آماری مشخص شده است (جدول (۲–۳) ت) را ببینید.				
نقطه اشتعال	حداکثر کاهش ۱۰٪			تجهیز ممکن است نیاز به بازبینی داشته باشد. به بررسی بیشتر نیاز است.
نکات: زمانی که بوی غیرعادی پس از رخ دادن خطای داخلی یا پر کردن ترانسفورماتور استشمام شود نیاز به انجام این آزمون باشد.				

الف: مطمئن شوید که نمونه‌برداری به درستی انجام شده است و شیر نمونه‌برداری پیش از گرفتن نمونه مطابق دستورالعمل نمونه‌برداری تمیز شده باشد. همچنین، دقت کنید که فاصله زمانی بین نمونه‌گیری و انجام آزمون در آزمایشگاه کوتاه (حداکثر سه روز) بوده باشد.

ب: هیچ اقدامی نباید تنها بر مبنای یک نتیجه و یک مشخصه انجام شود. همه نتایج بایستی با تکرار آزمایش تایید شوند خصوصاً در حالتی که نتایج در مقایسه با نتایج قبلی متناقض به نظر برسد.

پ: در صورتی که نتیجه آزمون خورندگی مثبت باشد و DBDS هم در روغن موجود باشد، توصیه‌های بروشور CIGRE شماره ۳۷۸ سال ۲۰۰۹ را برای اقدام اصلاحی مناسب دنبال کنید.

ت: در صورتی که روند افزایشی در ذرات مشاهده گردد ممکن است لازم شود تا ذرات فلزی و سایر اجزای حل شده در روغن مشخص شوند.

جدول (۲-٤): حدود ذرات اندازه‌گیری شده در روغن ترانسفورماتورهای قدرت مطابق IEC 60970 [۱۹]

مطابق با کلاس‌های ISO 4406 سال ۱۹۹۹	مطابق با کلاس‌های ISO 4406 سال ۱۹۸۷	حداکثر تعداد در هر 100 ml		تعیین آلودگی	نکات
		5 µm (برابر با 6 µm(c))	15 µm (برابر با 14 µm(c))		
تا 10/8/5	تا 8/5	۲۵۹	۳۲	آلودگی زمینه	تمیزی مورد نیاز ظروف نمونه‌برداری که با حلال تمیز پر شده باشند.
11/9/6 تا 13/10/7	9/6 تا 10/7	۱۰۰۰	۱۳۰	پایین	تمیزی روغن در هنگام آزمون‌های کارخانه‌ای و راه‌اندازی ترانسفورماتور
14/11/8 تا 17/15/12	11/8 تا 15/12	۳۲۰۰۰	٤۰۰۰	خوب	سطح آلودگی معمول برای ترانسفورماتورهای در حال کار
18/16/13 تا 19/17/14	16/13 تا 17/14	۱۳۰۰۰۰	۱٦۰۰۰	متوسط	سطح آلودگی که در تعداد قابل ملاحظه‌ای از ترانسفورماتورهای در حال بهره‌برداری دیده می‌شود.
20/18/15 و بالاتر	18/15 و بالاتر			ضعیف	سطح آلودگی نادر که به طور معمول نشان‌گر وضعیت غیرعادی در تجهیز است.
در عمل، مقادیر مربوط به حالت خوب و متوسط مربوط به ترانسفورماتور در حال کار می‌شود و دو سطر اول در یک ترانسفورماتور در حال کار وجود ندارد. اعداد ستون اول و دوم، کلاس‌های تعریف‌شده در ISO هستند.					

۲-۲-۴- شاخص کیفیت روغن

شاخص کیفیت روغن (OQIN[۵]) که به صورت کشش سطحی تقسیم بر عدد اسیدیته تعریف می‌شود می‌تواند برای ارزیابی کیفیت روغن استفاده شود. این ضریب به عنوان شاخص اکسیداسیون و شاخص عددی مایر شناخته می‌شود. جدول (۲-۵) رتبه‌بندی وضعیت روغن را بر اساس این شاخص نشان می‌دهد.

[۵] Oil Quality Index Number

جدول (۲-۵): حدود شاخص کیفیت روغن [۲۲, ۲۳]

وضعیت روغن	محدوده شاخص کیفیت
خوب	۳۰۰-۱۵۰۰
تقریباً خوب	۲۷۱-۶۰۰
مرزی (متوسط)	۱۶۰-۳۱۸
بد	۴۵-۱۵۹
خیلی بد	۲۲-۴۴
به شدت بد	۶-۲۱

لازم به ذکر است که این شاخص در بروشور CIGRE بدون ذکر محدوده، مورد اشاره قرار گرفته که علت آن در بخش مربوط به کشش سطحی این گزارش بیان شده است. محدوده این شاخص هنوز در هیچ یک از استانداردها ارائه نشده و صرفاً جنبه کمکی دارد.

۲-۲-۵- شرح آزمون‌های مختلف روغن

۲-۲-۵-۱- ولتاژ شکست

ولتاژ شکست توانایی روغن در تحمل میدان را مشخص می‌کند و برای کارکرد درست تجهیز اولویت اصلی است. ولتاژ شکست به شدت به دمای نمونه‌برداری وابسته است [۱۹]. مقدار ولتاژ شکست روغن تنها در صورتی دارای اهمیت است که روغن در دمای کاری ترانسفورماتور نمونه‌برداری شده باشد. اگر دمای روغن هنگام نمونه‌گیری کم‌تر از $20\ ^0C$ باشد و در هنگام آزمون، دمای نمونه روغن به بالاتر از $20\ ^0C$ رسیده باشد، نتایج به دست آمده خوش‌بینانه است (نتایج بالاتر از مقدار واقعی).

روغن تمیز و خشک به صورت ذاتی ولتاژ شکست بالایی دارد. آب آزاد و ذرات جامد خصوصاً در حضور رطوبت می‌توانند باعث کاهش ولتاژ شکست شوند. علت آن است که ذرات جامد با جذب رطوبت تا حد زیادی هادی می‌شوند و به دلیل ضریب گذردهی (Permitivity) نسبتاً بالای آب جذب نقاط با ولتاژ بالا می‌شوند. سپس به دلیل هدایت، نقاط با میدان شدید را جابه‌جا کرده به نحوی که ذرات مانند یک قطار کنار یکدیگر قرار می‌گیرند. در صورتی که این ذرات به طور کامل مابین دو الکترود قرار گیرند باعث شکست روغن می‌شوند. با توجه به موضوعات فوق‌الذکر می‌توان گفت که اندازه‌گیری ولتاژ شکست در وهله اول نشان دهنده حضور آلودگی نظیر رطوبت و ذرات است. مقدار ولتاژ شکست پایین می‌تواند

نشان‌دهنده حضور آلودگی باشد هرچند مقدار بالای ولتاژ شکست الزاماً به معنای عدم وجود آلودگی‌ها نیست.

مطابق IEC 60422 ولتاژ شکست ترانسفورماتورهای رزرو که مدت‌ها از مدار خارج بوده‌اند بایستی در فواصل کوتاه‌تر تحت نظارت و بررسی قرار گیرد تا زمانی که ترانسفورماتور به حالت پایدار خود برسد.

۲-۲-۵-۲- مقدار رطوبت

در این رابطه موارد به شرح ذیل ارائه می‌شود:

أ. کلیات

با توجه به میزان دما، میزان رطوبت و وضعیت روغن، رطوبت می‌تواند بر ولتاژ شکست روغن، عایق جامد و همچنین، نرخ پیری عایق جامد و مایع تاثیر بگذارد. به همین دلیل رطوبت تاثیر مهمی بر وضعیت عملکرد ترانسفورماتور و عمر آن دارد. منابع عمده رطوبت عبارتند از: ورود رطوبت از جو و همچنین، تخریب و پیری عایق. رطوبت به دو شکل محلول در روغن و آب هیدرات دارای پیوند با مولکول‌های قطبی، در روغن ترانسفورماتور یافت می‌شود. ذرات فیبرگونه سلولزی نیز می‌توانند با رطوبت پیوند برقرار کنند.

ب. آب موجود در روغن

درصد کمی از رطوبت ترانسفورماتور در روغن حل می‌شود. مقدار حداکثر انحلال آب در روغن به عنوان حد اشباع (W_s) و بر حسب mg/kg مشخص می‌شود. مقدار مطلق رطوبت روغن (W_{abs}) به دما بستگی ندارد و بر حسب mg/kg داده می‌شود و مطابق استاندارد IEC60814 قابل اندازه‌گیری است. مقدار رطوبت نسبی با تقسیم مقدار مطلق بر مقدار اشباع (W_{abs}/W_s) محاسبه شده و بر اساس درصد بیان می‌شود. در صورتی که روغن به حد اشباع رسیده باشد و دیگر قابلیت انحلال آب در روغن وجود نداشته باشد آب مازاد به شکل بخار یا قطره ممکن است در ترانسفورماتور دیده شود.

مقدار W_s با دما تغییر می‌کند و لذا مقدار رطوبت نسبی به دما وابسته است. این درجه حرارت، دمای نمونه روغن در هنگام نمونه‌برداری است و بایستی در مسیر فلوی روغن نمونه اندازه‌گیری شود. در صورتی که دمای بالای روغن در نمونه ذکر شده باشد، این موضوع بایستی به صراحت بیان شود. W_s علاوه بر دما به نوع روغن و محصولات جانبی آن نیز وابسته است. با پیر شدن روغن و اکسیداسیون شدید آن، به دلیل حضور ترکیبات قطبی، قدرت انحلال روغن افزایش

می‌یابد. به همین دلیل مشخصات هر روغنی بایستی به صورت جداگانه تحلیل شود و رابطه کلی برای آن موجود نیست.

ت. مقدار رطوبت در سیستم کاغذ/روغن

چنان‌که گفته شد، روغن درصد کمی از رطوبت ترانسفورماتور را در بر دارد و در حقیقت به عنوان ماده منتقل‌کننده رطوبت می‌تواند در نظر گرفته شود. تنها در صورتی که ترانسفورماتور به مدت طولانی در دمای ثابت و نسبتاً بالا کار کند، تعادل ترمودینامیکی بین آب موجود در کاغذ و آب محلول در روغن ایجاد می‌شود. این تعادل به دما وابسته است و با افزایش دما مقدار بیشتری آب از کاغذ به روغن منتقل می‌شود. در صورتی که دمای روغن به اندازه کافی بالا نباشد چنین تعادلی نیز اصولاً رخ نمی‌دهد. بر طبق استاندارد IEC60422 تعادل زیر دمای $40\ ^0C$ رخ نمی‌دهد و نمونه‌هایی که در پایین‌تر از این مقدار گرفته شده‌اند چندان قابل استناد و اعتماد نیستند.

به کمک منحنی‌های تعادل می‌توان از رطوبت روغن به رطوبت کاغذ رسید اما تجربه نشان می‌دهد که نتایج عملی با مقادیر محاسبه‌شده به صورت تئوری هم‌خوانی چندانی ندارد. همچنین، این محاسبات به تعادل ترمودینامیکی بین روغن و کاغذ کاملاً وابسته است.

ث. تحلیل نتایج

تغییر اندک دما می‌تواند میزان مقدار آب حل‌شده در روغن را به شدت تغییر دهد در حالی که تاثیر اندکی بر میزان آب موجود در عایق کاغذی دارد. به همین دلیل، برای مقایسه ترانسفورماتورهای مختلف از نظر میزان رطوبت و یا برای تعیین روند تغییرات رطوبت، لازم است که مقدار رطوبت اندازه‌گیری شده به یک دمای خاص اصلاح شود. این دما به دلایل عملی برابر $20\ ^0C$ انتخاب شده که روند اصلاح در پیوست (۳) ارائه شده است. در صورت عدم وجود تعادل بین رطوبت کاغذ و روغن، نمی‌توان از میزان رطوبت روغن به رطوبت موجود در کاغذ رسید.

نکته مهمی که در مورد اصلاح مقدار رطوبت باید مد نظر داشت این است که ضرایب اصلاح بر اساس مشخصات روغن نو است و برای روغن‌های پیرشده به صورت کامل معتبر نیست. علت آن است که روغن با عمر بالای بهره‌برداری دارای مقداری رطوبت است که با روغن دارای پیوند هیدروژنی یا قطبی است و این مقدار از رطوبت در اصلاح دمایی در نظر گرفته نشده است. در حالت کلی می‌توان گفت که روغن کارکرده مقدار رطوبت بیشتری نسبت به روغن نو می‌تواند در خود نگه دارد.

برای رسیدن به نتایج معنی‌دار در هنگام بررسی روند افزایش یا کاهش مقدار رطوبت، ترانسفورماتور بایستی در حال کار باشد و پیش از گرفتن نمونه به تعادل رطوبتی رسیده باشد. همچنین، نمونه‌گیری در دماهای مختلف و تحلیل همزمان ولتاژ شکست و مقدار رطوبت اطلاعات بیشتری در مورد وضعیت رطوبت ترانسفورماتور به دست می‌دهد [۱۹]. به عنوان آخرین نکته بایستی توجه داشت که استفاده از روش پاسخ فرکانسی عایق (طیف‌سنجی حوزه فرکانس (FDS)[۶] به نتایج معتبرتری در مورد رطوبت موجود در کاغذ منجر خواهد شد. در مورد آزمون FDS به صورت مجزا توضیح داده خواهد شد.

۲-۲-۵-۳- عدد اسیدی یا اسیدیته

اکسیداسیون روغن باعث تولید محصولات اسیدی شده و به تدریج عدد اسیدی روغن افزایش می‌یابد. اسیدها و سایر محصولات جانبی اکسیداسیون، همراه با آب و آلودگی‌های جامد، بر روی مشخصات عایقی و همچنین، سایر مشخصات روغن تاثیر گذاشته و باعث افزایش نرخ تخریب عایق کاغذی می‌شوند. ضمناً اسیدها می‌توانند باعث خوردگی قسمت‌های فلزی در ترانسفورماتور شوند [۱۹]. نرخ افزایش اسیدیته روغن در حال کار می‌تواند نشان‌گر مناسبی برای تعیین شدت پیری روغن باشد. اگر روغن وارد مراحل پیشرفته پیری شده باشد اسیدیته آن بالاتر از 0.1 mg KOH/g oil خواهد بود [۱۷]. کشش بین سطحی نشان‌گر حساس‌تری در مراحل اولیه پیری روغن است. معمولاً عدد اسیدی به عنوان یک راهنمای کلی برای تعیین زمان تعویض یا تصفیه شیمیایی روغن به کار می‌رود. اما زمانی که عدد اسیدی به 0.1 mg KOH/g oil رسیده باشد، کاغذ نیز از پیری روغن تاثیر پذیرفته است که اثر آن در عدد پلیمریزاسیون عایق کاغذی دیده می‌شود. به بیان دیگر زمانی که عدد اسیدی به این حد می‌رسد، ممکن است عایق کاغذی آسیب دیده باشد. به همین دلیل معمولاً کشش بین سطحی، مراحل اولیه پیری را بهتر نشان می‌دهد.

در مورد روغن‌های دارای مواد بازدارنده، در صورتی که مقدار بازدارنده‌ها کافی باشند نبایستی افزایشی در مقدار اسیدیته دیده شود.

[۶] Frequency domain spectroscopy (FDS)ت Dielectric frequency response

۲-۲-۵-۴- کشش بین سطحی

کشش بین سطحی (IFT[۷]) بین روغن و آب روشی برای تعیین میزان آلودگی‌های قطبی حل‌شونده و محصولات جانبی پیری روغن است. این مشخصه در مراحل اولیه پیری تقریباً سریع تغییر می‌کند اما زمانی که پیری روغن در مرحله میانی است تغییرات آن کند می‌شود. لذا کشش بین سطحی به عنوان نشان‌گر پیری در مراحل اولیه، بر سایر روش‌ها ترجیح دارد. در نقطه مقابل، اسیدیته در مراحل اولیه به کندی تغییر می‌کند اما در مراحل نهایی تغییرات سریعی دارد. با توجه به این که این دو نشان‌گر به صورت مکمل عمل می‌کنند یک شاخص کیفیت روغن یا OQIN تعریف می‌شود که برابر مقدار کشش بین سطحی تقسیم بر مقدار اسیدیته است. شاخص کیفیت روغن ، شاخص مفیدتری است چرا که این شاخص با پیری روغن تناسب بیشتری دارد. برای ترانسفورماتورهای پربار، تخریب و پیری مواد با سرعت بیشتری رخ می‌دهد و از IFT می‌توان به عنوان ابزاری برای تشخیص پیری روغن استفاده کرد.

لازم به ذکر است که گرچه آزمون IFT در استاندارد به عنوان آزمون تکمیلی معرفی شده است اما با توجه به اینکه مراحل اولیه پیری روغن را نشان می‌دهد و همچنین، می‌تواند تاییدی بر صحت یا خطای آزمون اسیدیته باشد، از این جهت با پیشنهاد متخصصان در زمره آزمون‌های روتین روغن قرار داده شده است.

در تفسیر نتایج IFT بایستی جانب احتیاط حفظ شود. تغییر سریع IFT می‌تواند نشانه‌ای از مشکلات عدم سازگاری بین روغن و برخی از مواد درون ترانسفورماتور مثل واشرها یا ناشی از آلودگی تصادفی در هنگام پر کردن روغن باشد. جهت کنترل این موارد می‌توان سایر پارامترهای روغن نظیر مشخصات الکتریکی را اندازه‌گیری کرد.

در مورد ترانسفورماتورهای پربار، تخریب مواد سریع‌تر است و کشش بین‌سطحی ابزاری برای تشخیص این تخریب محسوب می‌شود.

۲-۲-۵-۵- رنگ و ظاهر روغن

تغییر رنگ روغن می‌تواند نشانه مستقیمی از آلودگی روغن باشد. همچنین، تغییر رنگ به طور معمول ناشی از اکسیداسیون روغن است. علاوه بر دو مورد فوق، وجود ذرات کربن نیز باعث تیره شدن روغن

[۷] Interfacial Tension

می‌شوند. بنابراین، توجه به رنگ روغن یکی از ساده‌ترین کنترل‌هایی است که می‌تواند برخی از عوامل مذکور را آشکار سازد.

در صورتی که ظاهر روغن به صورت ابرآلود و یا دارای ذرات باشد، می‌تواند نشانه‌ای از آب آزاد، لجن غیرمحلول، ذرات کربن، ذرات الیاف‌گونه و یا سایر آلودگی‌ها باشد.

۲-۲-۵-۶- tanδ و مقاومت مخصوص

این دو پارامتر به حضور آلودگی‌های قطبی قابل انحلال در روغن و محصولات ناشی از پیری روغن بسیار حساس هستند. تغییرات در میزان آلودگی‌ها می‌تواند با اندازه‌گیری این دو پارامتر کنترل شود حتی اگر مقدار آلودگی بسیار کم باشد. مقدار بالای tanδ می‌تواند نشان‌گر حضور محصولات اکسیداسیون، رطوبت و یا ذرات هادی باشد. واضح است که افزایش مقدار tanδ روغن یا کاهش مقاومت مخصوص روغن بر روی tanδ ترانسفورماتور یا مقاومت مخصوص ترانسفورماتور نیز تاثیر می‌گذارد. معمولاً لازم نیست که هر دو آزمون tanδ و مقاومت مخصوص بر روی روغن انجام شود و از بین این دو آزمون tanδ معمول‌تر است. CIGRE قید می‌کند که در هنگام تصفیه و بازیابی روغن، مقاومت مخصوص در مقایسه با کشش بین سطحی، اسیدیته و ضریب تلفات عایقی کندترین و آخرین پارامتری است که به مقدار قابل قبول افزایش می‌یابد.

مقاومت مخصوص و tanδ به دما وابسته هستند و بایستی با استفاده از ضریب مناسب به یک مقدار دمایی مشخص اصلاح شوند. در صورت اندازه‌گیری مقاومت مخصوص یا tanδ در دمای پایین یعنی دمای محیط و یک دمای بالاتر به عنوان مثال دمای $90\ ^0C$ اطلاعات بیشتری در مورد وضعیت روغن قابل استخراج است. مطابق استاندارد IEC 60422 در صورتی که مقدار tanδ هم در دمای $90\ ^0C$ و هم در دمای محیط مناسب باشد، وضعیت روغن خوب است. در صورتی که مقدار tanδ در $90\ ^0C$ مناسب بوده ولی در دمای محیط مقدار قابل قبولی نداشته باشد، روغن وضعیت نامطلوبی دارد. در صورتی که مقدار tanδ در هر دو دما مناسب نباشد، می‌تواند نشان‌گر آلودگی شدید روغن باشد.

۲-۲-۵-۷- پایداری در برابر اکسیداسیون

پایداری در برابر اکسیداسیون توانایی روغن در به تعویق انداختن عمل اکسیداسیون است زمانی که روغن به صورت هم‌زمان در معرض اکسیژن، تنش حرارتی و یک کاتالیزور مس قرار می‌گیرد. اندازه‌گیری پایداری، اطلاعات کلی را در مورد تخمین عمر روغن در اختیار می‌گذارد. این مشخصه به صورت مقاومت

در برابر تشکیل ترکیبات اسیدی، لجن و ترکیبات آن و مقاومت در برابر تغییر tanδ تحت شرایط مشخص تعریف می‌شود.

پایداری در برابر اکسیداسیون می‌تواند مطابق روش C در استاندارد IEC 61125:1992 تعیین شود. بایستی توجه کرد که حدود تعیین‌شده در این استاندارد مربوط به پایداری روغن‌های نو بوده و تفسیر نتایج مربوط به روغن‌های کارکرده اندکی سخت می‌باشد. پایداری در برابر اکسیداسیون گاهی به عنوان آزمونی برای روغن‌های نو پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور توصیه می‌شود.

این مشخصه به طور عمده به فرآیند پالایش روغن بستگی دارد. روغن به صورت طبیعی ترکیباتی دارد که به عنوان بازدارنده در برابر اکسیداسیون عمل می‌کنند. روغن‌هایی که تنها بازدارنده‌های طبیعی دارند به عنوان روغن‌های بدون بازدارنده[۸] دسته‌بندی می‌شوند. در نقطه مقابل، بازدارنده‌های مصنوعی نیز می‌توانند به روغن اضافه شوند تا پایداری در مقابل اکسیداسیون را افزایش دهند. در روغن ترانسفورماتور به طور عمده از بازدارنده‌های گروه فنول استفاده می‌شود و عمده‌ترین بازدارنده‌ها DBPC[۹] و DBP[۱۰] هستند. باید توجه داشت که میزان تاثیر بازدارنده‌ها با ترکیب شیمیایی پایه روغن تغییر می‌کند.

روغن‌های دارای بازدارنده، روند اکسیداسیون متفاوتی نسبت به روغن‌های بدون بازدارنده دارند. در روغن‌های دارای بازدارنده و در ابتدای عمر کاری، ترکیبات بازدارنده مصرف می‌شوند اما مقدار کمی محصولات اکسیداسیون تولید می‌شود. پس از مصرف بازدارنده‌ها، شدت اکسیداسیون به طور عمده با پایداری روغن پایه در برابر اکسیداسیون تعیین می‌شود.

با توجه به اینکه هم فرآیند پیری و هم تصفیه روغن می‌توانند میزان بازدارنده‌ها را کم کنند، توصیه می‌شود که میزان بازدارنده‌ها پس از هر بار تصفیه روغن حتماً کنترل شود [۱۷]. روش بهینه برای پایش مصرف بازدارنده‌ها اندازه‌گیری میزان غلظت آن‌ها بر اساس استاندارد IEC 60666 است. مقدار بازدارنده‌ها بایستی در فواصل زمانی منظم کنترل شود. این فواصل به دمای کاری ترانسفورماتور و میزان بار آن بستگی دارد.

---

[۸] Uninhibited Oil

[۹] 2,6-di-tert-butyl-paracresol

[۱۰] 2,6-di-tert-butyl-phenol

۲-۲-۵-۸- رسوب و لجن

رسوب مواد غیرمحلولی هستند که در روغن حضور دارند. رسوبات شامل موارد زیر هستند:

أ- محصولات اکسیداسیون و پیری مواد عایقی جامد و مایع،

ب-ذرات جامدی که از ترانسفورماتور به روغن وارد می‌شود مثل کربن، فلز و اکسیدهای فلزی،

ت-فیبرها و سایر مواد خارجی که می‌توانند منشأ متفاوتی داشته باشند.

لجن محصول نهایی پیری عایق‌های جامد و مایع است که از پلیمریزاسیون روغن ایجاد می‌شود. لجن تا حدی در روغن حل می‌شود که به مشخصات روغن و دمای آن بستگی دارد. در بالاتر از مقدار اشباع، لجن ته‌نشین شده و به رسوبات اضافه می‌شود. لجن و رسوبات می‌توانند مشخصات الکتریکی روغن را تحت تاثیر قرار داده و یا باعث کاهش میزان خنک‌کنندگی ترانسفورماتور شوند و بدین ترتیب نرخ تخریب حرارتی مواد عایقی را افزایش دهند. معمولاً توصیه می‌شود که میزان رسوب و لجن پیش از ارسال نمونه روغن برای فرآیند اکسیداسیون اندازه‌گیری شود.

۲-۲-۵-۹- تعداد ذرات

حضور ذرات در روغن ممکن است منشأءهای متفاوتی داشته باشد. خود ترانسفورماتور ممکن است از زمان فرآیند ساخت دارای ذرات بوده و یا روغن ممکن است در اثر حمل و نقل یا عدم نگهداری صحیح دارای ذرات شده باشد. خوردگی، پیری روغن و مواد جامد می‌توانند ذراتی را در طول عملکرد ترانسفورماتور ایجاد کنند. اضافه‌حرارت نقطه‌ای بالاتر از $500\ ^0C$ می‌تواند ذرات کربن تولید کند. ذرات کربن تولید شده در تپ‌چنجر نیز ممکن است به دلیل نشتی به روغن اصلی وارد شده و آن را آلوده کنند. یکی از منابع معمول ذرات فلزی، خوردگی یاتاقان‌های پمپ روغن است.

میزان تاثیر ذرات معلق بر روی استقامت عایقی روغن به طبیعت آن‌ها (فلز، فیبر یا لجن) و میزان مقدار رطوبت بستگی دارد. در مورد ذرات معلق مهم است که فرآیند نمونه‌برداری روغن به دقت انجام شود چرا که نمونه‌های روغن می‌تواند در هنگام نمونه‌گیری از ترانسفورماتور آلوده شود.

برخی از عیوب ترانسفورماتورهای قدرت در گذشته به ذرات نسبت داده شده است [۱۹]. اندازه‌گیری ولتاژ شکست به تنهایی برای تشخیص مشکل کافی نبوده و لذا اندازه‌گیری محتوای ذرات در برخی مراجع توصیه شده است [۲۴, ۲۵].

۲-۲-۵-۱۰-نقطه اشتعال

دمای نقطه اشتعال روغن ممکن است در اثر تخلیه الکتریکی در روغن و یا تحمل دماهای خیلی بالا به مدت طولانی کاهش یابد. در حقیقت کاهش نقطه اشتعال نتیجه تولید مقادیر قابل توجه هیدروکربن‌های با وزن مولکولی سبک در حین شکست الکتریکی روغن است. ورود حلال‌های سبک نیز می‌تواند باعث کاهش نقطه اشتعال شود.

۲-۲-۵-۱۱-نقطه ریزش

اندازه‌گیری نقطه ریزش به منظور تعیین توانایی جاری شدن روغن در دماهای پایین انجام می‌شود. شواهدی مبنی بر اینکه این پارامتر از پیری معمول روغن تاثیر می‌پذیرد وجود ندارد. تغییرات در نقطه ریزش معمولاً ناشی از سرریز با روغنی از نوع متفاوت می‌باشد.

۲-۲-۵-۱۲- چگالی

چگالی برای تعیین نوع روغن مفید می‌باشد. در نواحی سرد، چگالی روغن می‌تواند برای مشخص کردن اینکه آیا روغن برای کار در شرایط آن محیط مناسب است یا خیر مفید باشد. با این وجود، چگالی عامل مهمی در مقایسه کیفیت نمونه‌های متفاوت روغن نیست. همچنین، شواهدی دال بر اینکه چگالی از پیری معمول روغن تاثیر می‌پذیرد وجود ندارد. چگالی مایع عایقی معمولاً نسبت به چگالی آب سنجیده می‌شود و به آن چگالی نسبی یا وزن مخصوص[۱۱] می‌گویند. وزن مخصوص می‌تواند نشان‌گر نوع روغن باشد و یا نشان دهد که روغن با یک مایع دیگر آلوده شده است.

۲-۲-۵-۱۳- گران‌روی

گران‌روی یک عامل کنترلی مهم در انتقال حرارت روغن است. گران‌روی روغن تمایل دارد که با پیری و اکسیداسیون روغن افزایش یابد. پیری و اکسیداسیون طبیعی روغن اثر قابل توجهی بر گران‌روی ندارد. تنها در شرایط تخلیه کرونای شدید و اکسیداسیون شدید، ممکن است گران‌روی افزایش یابد. ضمناً گران‌روی به دما نیز وابسته است.

[۱۱] Specific gravity

۲-۲-۵-۱۴- PCB

PCB یک ماده پایدار است که مشخصات الکتریکی و حرارتی مناسبی دارد. استفاده از این ماده به دلیل مشکلات زیست محیطی از سال ۱۹۸٦ ممنوع اعلام شد. محتوای PCB در روغن نو بایستی اندازه‌گیری شود تا مشخص گردد که روغن بدون PCB است. همچنین، در صورتی که احتمال آلودگی روغن به دلایلی از جمله استفاده از دستگاه تصفیه روغن مشترک وجود داشته باشد، آزمایش PCB بایستی انجام شده و در صورتی که مقدار آن از حد تعیین‌شده بیشتر باشد، بایستی اقدام لازم جهت تصفیه صورت گیرد. همچنین، آزمون PCB بایستی بر روی روغن نو انجام شود تا از عدم آلوده بودن روغن به PCB اطمینان حاصل شود.

۲-۲-۵-۱۵- سولفور خورنده

آزمون‌هایی نظیر DIN51353 و ASTMD1275 و IEC62535 این اطمینان را ایجاد می‌کنند که ترانسفورماتور سولفور خورنده ندارد و سطوح فلزی بدون پوشش، از خوردگی در امان هستند. در استاندارد IEC60422 انجام آزمون سولفور خورنده مطابق روش IEC توصیه شده و آزمون DIN به عنوان مکمل برای اطمینان از عدم خوردگی پیشنهاد شده است.

سولفور در روغن پالایش شده بسته به درجه پالایش و نفت خام استفاده شده وجود دارد. بعضی از ترکیبات سولفور به عنوان آنتی‌اکسیدان طبیعی عمل کرده و وجود آن‌ها در روغن مفید است. در دماهای بالا، سولفور بر روی سطوح فلزی داغ تجزیه شده و سولفید فلز تولید می‌کند. روش DIN51353 حساسیت بالاتری برای تشخیص این نوع مشکل دارد. گرچه معمول نیست اما سولفید می‌تواند در دماهای پایین و خصوصاً بر روی صفحات نقره‌ای ایجاد شود. آزمایش سولفور خورنده معمولاً به ندرت برای ترانسفورماتور مورد نیاز است.

تجربیات بین‌المللی نشان داده‌اند که در شرایط خاص مثل دمای کاری بالا، بار زیاد و اکسیژن کم (تجهیزات آب‌بندی شده) ممکن است سولفید مس (Cu_2S) در عایق جامد ایجاد شود. وجود این ترکیب هادی می‌تواند باعث بروز عیب در ترانسفورماتور شود. با توجه به اینکه روش‌های پیش‌گفته نمی‌توانند به نحو موثری این ترکیب را شناسایی کنند، روش آزمون جدیدی در IEC62535 پیشنهاد شده که تشخیص سولفور بالقوه خورنده نام گرفته است و برای تعیین وجود Cu_2S در ترانسفورماتور استفاده می‌شود.

۲-۲-۵-۱۶- پارامتر دی‌سولفید دی‌بنزیل (DBDS)

پارامتر دی‌سولفید دی‌بنزیل (DBDS) دارای خاصیت خورندگی نسبت به سطوح مسی در دمای معمول کاری ترانسفورماتور است و ممکن است در شرایط خاصی باعث ایجاد سولفید مس شود. در میان ترکیبات

خورنده مس، DBDS اصلی‌ترین نقش را در مشکل خورندگی دارد. ممکن است روغن خاصیت خورندگی داشته باشد اما فاقد DBDS باشد.

۲-۲-۵-۱۷- منفعل‌کننده‌ها

اضافه کردن منفعل‌کننده فلز روشی برای کاهش خطر سولفورهای خورنده است. به طور معمول مقدار 100 mg/kg (۰/۰۱٪ وزنی) منفعل‌کننده برای جلوگیری از واکنش مس با سولفور خورنده به روغن اضافه می‌شود. منفعل کننده‌ها علاوه بر کنترل واکنش‌های سولفور خورنده در بهبود پایداری در برابر اکسیداسیون نیز نقش دارند. میزان منفعل‌کننده بایستی به صورت منظم در طول دوره کار ترانسفورماتور کنترل شود.

۲-۳-بازبینی ظاهری

۲-۳-۱- مقدمه

منظور از بازبینی ظاهری ترانسفورماتور، بازرسی قسمت بیرونی تجهیز به منظور کنترل وضعیت آن است. بازبینی ظاهری اطلاعات مهمی در مورد وضعیت ترانسفورماتور به دست می‌دهد. برای مثال، شیرهایی که در وضعیت اشتباه قرار گرفته‌اند، رادیاتورهای دارای مشکل، مشکل در نشان‌گرهای دما و سطح روغن و همچنین، پمپ‌ها و فن‌های با نویز بالا و وجود نشتی روغن (که می‌تواند به آلودگی محیط زیست و از دست رفتن عایق ترانسفورماتور منجر شود) در بازبینی ظاهری لحاظ می‌شود. در این بخش به مهم‌ترین نکاتی که در بازبینی ظاهری بایستی به آن توجه کرد پرداخته می‌شود. مهم است که پرسنل بهره‌برداری در جهت انجام یک بازبینی موثر آموزش دیده و تبحر پیدا کنند.

لازم به ذکر است که در هنگام انجام بازبینی، دفتر ثبت دما، جریان، فشار و ... را نیز بایستی بررسی شده و اطمینان حاصل کرد که ثبت داده‌ها به درستی در حال انجام است. عدم تغییر دما یا فشار به صورت فصلی یا در طول شبانه‌روز می‌تواند نشانه‌ای از خرابی سنسور مربوطه باشد [۲۶].

۲-۳-۲- تانک ترانسفورماتور، اتصالات و واشرها

أ) ترانسفورماتور را جهت مشاهده نشتی روغن بررسی کنید. نشتی روغن می‌تواند در اثر خرابی واشرها باشد، خصوصاً در زمانی که ترانسفورماتور سرد می‌شود واشرها ممکن است منقبض شوند. چنین نشتی‌هایی می‌توانند با استفاده از موادی مانند اپوکسی رفع شوند. در این موارد بایستی با افراد خبره و در صورت امکان سازنده تجهیز مشورت شود. در صورت مشاهده نشتی روغن جهت اطمینان از وجود روغن کافی در کنسرواتور به نشان‌گر سطح روغن نیز توجه کنید.

ب) بدنه ترانسفورماتور را برای پیدا کردن قسمت‌هایی که به شدت خورده شده‌اند و یا دارای زنگ‌زدگی هستند بازبینی کنید. به قسمت‌های پایینی بدنه توجه بیشتری کنید. قسمت‌های که خورده شده‌اند بایستی با برس سیمی تمیز شده و رنگ شوند.

ت) وضعیت رنگ تانک و قسمت‌های دیگر را خصوصاً در قسمت اتصالات جوش داده شده بررسی کنید. در صورت مشاهده خرابی رنگ و یا تَرَک، اقدامات اصلاحی بایستی انجام گردد.

ث) پیچ‌های در دسترس قسمت‌های مختلف را بررسی کنید. در صورتی که پیچ‌ها شل شده باشند بایستی مجدداً محکم شوند.

ج) سیم اتصال زمین را بررسی کنید. در صورتی که خوردگی بر روی سیم مشخص باشد، بایستی اقدامات لازم جهت ترمیم یا تعویض آن انجام شود.

ح) به رنگ اتصالات مختلف در بیرون ترانسفورماتور توجه کنید. تغییر رنگ می‌تواند نشانه افزایش دمای موضعی باشد. در این حالت، علت اضافه دما بایستی مشخص شده و رفع گردد [۲۷].

خ) کانال سیم‌ها و کابل‌ها را جهت اطمینان از محکم بودن خود کانال، سیم و کابل‌ها کنترل کنید. همچنین، مسیرهای کابل که آب‌بندی هستند بایستی فاقد رطوبت باشند [۱۹].

د) از سالم‌بودن واشرها اطمینان حاصل کنید. واشرهایی که دارای ترک‌خوردگی و پوسیدگی هستند بایستی تعویض شوند. در هنگام تعویض واشر، دستورالعمل سازنده بایستی مورد عمل قرار گیرد. از به کار بردن واشرهای قدیمی پرهیز کنید. شش ماه بعد از تعویض واشر مجدداً آن را بررسی کنید تا از مناسب بودن اتصال اطمینان حاصل شود [۱۹].

در مورد تانک ترانسفورماتور موارد زیر را کنترل کنید:

ذ) کنترل چرخ های ترانسفورماتور (در صورت نصب‌بودن)، گریس‌کاری آن‌ها در صورت لزوم و کنترل عامل نگهدارنده چرخ‌ها،

ر) کنترل وضعیت ریل و فونداسیون از نظر ترک، شکستگی یا نشست فوندانسیون،

ز) کنترل پیچ و مهره‌ها یا کفشک‌های نگهدارنده و سایر تجهیزاتی که در جهت استحکام ترانسفورماتور در برابر زلزله نصب شده‌اند،

س) کنترل تراز بودن ترانس روی فوندانسیون،

ش) کنترل صدا و لرزش.

۲ – ۳ – ۳ – جعبه ترمینال

أ) جعبه ترمینال، جعبه‌های کنترل و جعبه رله‌ها را جهت مشاهده شبنم یا قطرات آب کنترل کنید. در صورت مشاهده به کمک یک دستمال پارچه‌ای تمیزِ خشک، درون محفظه را خشک کرده و عملکرد درست گرم‌کننده‌های درون جعبه‌ها را بررسی کنید.

ب) آب‌بندی همه جعبه ترمینال‌ها را در مقابل ورود آب بررسی کنید. محکم بودن اتصالات و کابل‌های رابط را نیز کنترل کنید.

ت) داخل جعبه ترمینال را جهت یافتن خوردگی بررسی کنید [۲۸]. خوردگی در صورت وجود بایستی با برس سیمی تراشیده شده و مجدداً رنگ‌آمیزی شود.

ث) در داخل جعبه ترمینال‌ها همه کلیدها، قسمت‌های ارسال فرمان و چراغ‌ها را مطابق نقشه یک به یک فعال کرده و از عملکرد درست آن‌ها اطمینان حاصل کنید. تیغه کنتاکت‌ها را در صورت نیاز تعمیر یا تعویض کنید.

ج) کابل‌ها و سیم‌ها را از نظر خوردگی و زدگی بررسی کنید.

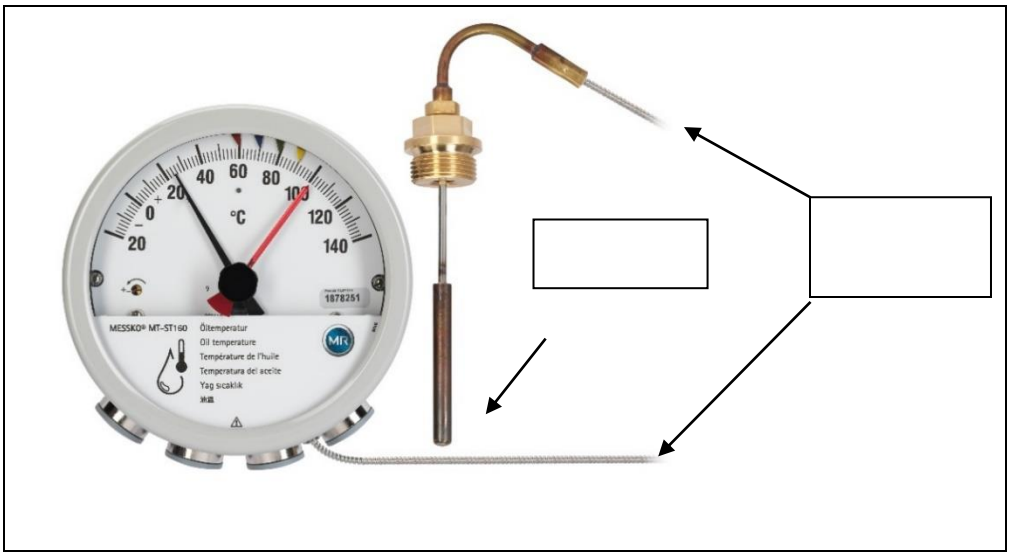
ح) داخل تابلو، ترمینال‌ها و اتصالات را از گرد و غبار و زنگ پاک کنید.

خ) باکس کابل (Cable Box) سیم‌پیچ سوم بایستی مجهز به رطوبت‌گیر (سیلیکاژل) باشد. اگر سیم‌پیچ سوم فاقد باکس است و از آن استفاده نیز نمی‌شود، سربوشینگ‌ها بایستی با نوار عایقی ریکم تا بشقاب دوم زیر سوزنی عایق‌پیچی شود تا فواصل عایقی به درستی رعایت شود.

۲ – ۳ – ۴ – دماسنج‌های عقربه‌ای (ترمومترها)

۲ – ۳ – ۴ – ۱ – ساختمان دماسنج‌ها

ترمومترهای روغن معمولاً دارای یک سنسور دما به صورت لوله یا استوانه دارای روغن مایع هستند که در یک پاکت حرارتی نزدیک قسمت بالای روغن قرار می‌گیرند. سنسور دما توسط یک لوله مویی به ترمومتر متصل می‌شود. زمانی که سیلندر روغن متعلق به مجموعه ترمومتر گرم می‌شود، روغن درون استوانه یا لوله منبسط شده و یک پیستون را حرکت می‌دهد که در نتیجه آن عقربه نشان‌گر نیز تغییر کرده و دما را نشان می‌دهد. نمونه‌ای از این دماسنج در شکل (۲–۳) نشان داده شده است.



شکل (۲-۳): دماسنج عقربه‌ای روغن. نشان‌گر مشکی دمای لحظه‌ای روغن و نشان‌گر قرمز بیان‌گرحداکثر دمای ثبت شده

ترمومتر سیم‌پیچ در حقیقت یک شبیه‌سازی از دمای بالای سیم‌پیچ است. به عبارت دیگر، هیچ سنسوری به طور مستقیم در نقطه داغ وجود ندارد و ترمومتر، که با توجه به داده‌های تست جهش حرارتی در کارخانه تنظیم شده است، دمای نقطه داغ سیم‌پیچ را تخمین می‌زند. به این منظور ترمومتر درون یک محفظه جداگانه قرار دارد. در این محفظه روغن وجود دارد که همراه با روغن قسمت بالای سیم‌پیچ گرم می‌شود. از سوی دیگر، یک هیتر در این محفظه وجود دارد که با عبور جریان از آن، دمای محفظه روغن را بالاتر می‌برد. مجموعه ترمومتر به گونه‌ای تنظیم می‌شود که افزایش دمای ناشی از هیتر با تفاضل دمای نقطه داغ سیم‌پیچ نسبت به دمای روغن قسمت بالای سیم‌پیچ برابر باشد. این کار می‌تواند با تنظیم مقاومت هیتر انجام شود. نحوه تنظیم مقاومت و روابط آن توسط سازنده‌های ذیربط ارائه می‌شود.

برای عملکرد درست ترمومتر سیم‌پیچ، معمولاً جریانی که متناسب با جریان بار ترانسفورماتور است از هیتر عبور داده می‌شود که CTبوشینگ یکی از فازها این وظیفه را بر عهده دارد. اتصال CT ممکن است به صورت مستقیم یا از طریق یک اتوترانسفورماتور به هیتر انجام شود. به این ترتیب با افزایش بار، جریان عبوری از هیتر بزرگ‌تر شده و تفاضل دمای نقطه داغ سیم‌پیچ و دمای بالای روغن نیز افزایش خواهد یافت.

با توجه به فرآیند مذکور بایستی توجه داشت که ترمومتر سیم‌پیچ دمای سیم‌پیچ را به صورت دقیق نمایش نمی‌دهد. به عبارت دیگر، در صورتی که ترمومتر کالیبره باشد، تنها در بار کامل دمای سیم‌پیچ را دقیق

محاسبه و نشان می‌دهد [۲۹]. از سوی دیگر، در موارد متعددی اتفاق می‌افتد که ترمومتر از کالیبراسیون خارج شده باشد. به همین دلیل، در استفاده از داده‌های ترمومتر سیم‌پیچ بایستی احتیاط کرد.

۲-۳-۴-۲- بازبینی دماسنج‌ها به صورت آنلاین

أ) همه نشان‌گرهای دما را در حالی که ترانسفورماتور در حال کار است چک کنید. در صورتی که ترانسفورماتور بی‌بار باشد، دمای قرائت شده روغن قسمت بالای سیم‌پیچ بایستی با دمای سیم‌پیچ تقریباً یکسان باشد.

ب) در حالتی که بار ترانسفورماتور نزدیک به مقدار نامی است، دمای سیم‌پیچ بایستی حدود ۱۵ تا ۲۰ درجه از دمای روغن قسمت بالای سیم‌پیچ بیشتر باشد [۲۰]. در غیر این صورت، یک یا هر دو ترمومتر عملکرد اشتباه دارند.

ت) دمای نزدیک پاکت ترمومتر روغن قسمت بالای سیم‌پیچ را با یک ترمومتر مادون قرمز اندازه‌گیری کنید. مقداری که ترمومتر ترانسفورماتور نشان می‌دهد بایستی در حدود قرائت ترمومتر مادون قرمز باشد.

ث) پس از قرائت حداکثر دماهای ثبت شده، مجدداً نشان‌گر حداکثر دمای ثبت‌شده را ریست کنید. در صورت ثبت دمای قابل توجه، بایستی ترانسفورماتور جهت یافتن مشکل احتمالی تحت نظر قرار گیرد. دماهای بالا ممکن است به علت اضافه‌بار، مشکلات سیستم خنک‌سازی، مشکلات سیم‌پیچ، هسته و یا اتصالات باشد.

۲-۳-۴-۳- بازبینی دماسنج‌ها به صورت آفلاین

أ) زمانی که ترانسفورماتور برای مدت بیش از ٤ ساعت از مدار خارج است (تقریباً با محیط هم‌دما شده است)، مقدار ترمومترهای سیم‌پیچ و روغن قسمت بالای سیم‌پیچ را قرائت کنید. در این حالت هر دو بایستی تقریباً یک عدد را نشان دهند و در غیر این صورت دچار مشکل هستند.

ب) در حالت فوق، مقدار دمای نشان‌گر کنسرواتور را نیز کنترل کنید که با دو عدد فوق یک مقدار را نشان دهد.

ت) داخل دماسنج را جهت اطمینان از عدم وجود زنگ‌زدگی کنترل کنید.

ث) در صورتی که آثار بخار آب بر روی قسمت داخلی شیشه دماسنج دیده شود، بایستی شیشه خارج شده و واشر آب‌بندی آن تعویض گردد [٢٤].

ج) مقادیر تنظیمی آلارم، تریپ و عملکرد فن‌ها را بررسی کرده و با مقادیری که توسط سازنده ارائه شده است مقایسه کنید [۲۵]. مقادیر تنظیمی براساس آزمون جهش حرارتی تعیین می‌شود که نتایج آن معمولاً در داده‌های ترانسفورماتور موجود است. دقت کنید که این مقادیر نبایستی دست‌کاری شوند.

۲-۳-۴-۴- آزمون دماسنج روغن

در صورتی که در مورد عدم کالیبره بودن ترمومتر روغن شک وجود داشته یا مشکلی در ترمومتر دیده شده باشد، برای اطمینان از صحت عملکرد ترمومتر روغن، بایستی آزمون ترمومتر به صورت زیر انجام شود [۲۰]:

أ) ترمومتر روغن را از محل خود خارج کنید.

ب) ترمومتر را همراه با یک دماسنج جیوه‌ای درون یک ظرف روغن قرار دهید به گونه‌ای که هیچ یک از دو دماسنج با کف یا دیواره ظرف روغن در تماس نباشند.

ت) روغن را به آرامی حرارت داده تا دما به $130\ ^0C$ برسد. سپس گرم‌کن را خاموش کرده و در هنگام سردشدن مقدار قرائت ترمومتر روغن را با دماسنج جیوه‌ای مقایسه کنید. بهتر است به بازه‌های دمایی که ترانسفورماتور به طور معمول در آن کار می‌کند($80 - 50\ ^0C$) توجه بیشتری داشت.

ث) در صورتی که قرائت ترمومتر و دماسنج جیوه‌ای بیش از $5\ ^0C$ تفاوت داشته باشند، ترمومتر بایستی تعویض گردد. به همین منظور با توجه به تعداد ترمومترهای ترانسفورماتور بهتر است تعدادی ترمومتر یدکی در پست نگهداری شود.

ج) در هنگام گرم کردن روغن و افزایش دمای آن، بهتر است با استفاده از یک اهم‌متر، عملکرد آلارم و تریپ ترمومتر و همچنین، فرمان راه‌اندازی فن‌ها یا پمپ‌ها کنترل شود. در صورت وجود مشکل در این موارد بایستی مشکل را مرتفع کرد.

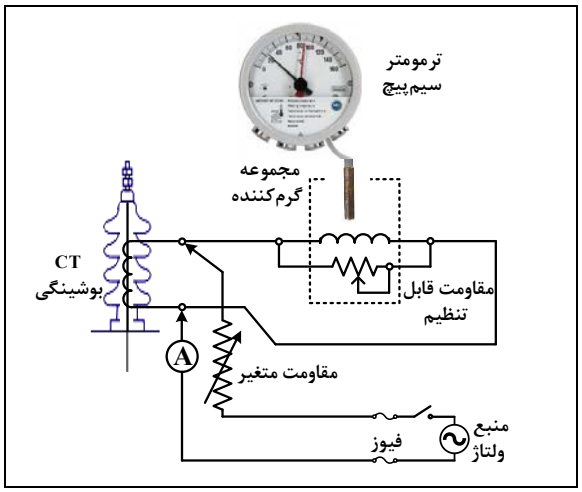
ح) در هنگام خروج ترمومتر از محل پاکت خود در تانک ترانسفورماتور، لوله مویین رابط بین ترمومتر و پاکت روغن را نیز کنترل کنید. در صورتی که لوله دچار شکستگی، خمش، پیچش یا تغییر شکل شده باشد، ممکن است عملکرد ترمومتر مختل شده باشد. در این حالت کل مجموعه ترمومتر احتیاج به تعمیر دارد.

۲-۳-۴-۵- آزمون دماسنج سیم‌پیچ

جهت اطمینان از کالیبره بودن دماسنج سیم‌پیچ مناسب است هر سه سال و همچنین، در صورتی که در مورد صحت عملکرد آن شک وجود داشته باشد، آزمون آن مطابق مراحل زیر انجام شود:

أ) برای انجام آزمون دماسنج به یک منبع AC با جریان قابل تنظیم در محدوده مناسب احتیاج است. تنظیم جریان به راحتی به کمک یک مقاومت متغیر می‌تواند انجام شود. منظور از محدوده مناسب جریان آن است که دستگاه قادر به تزریق جریانی به هیتر ترمومتر باشد که متناسب با حداکثر بار ترانسفورماتور است.

ب) اتصالات دستگاه را به صورت موازی به دو سر هیتر ترمومتر که به ثانویه CT بوشینگ متصل است، مطابق شکل (۲-٤) وصل کنید. توجه کنید که احتیاجی به باز کردن اتصالات CT نیست زیرا مسیر اصلی جریان مدار باز بوده و در نتیجه امپدانس مسیر CT بسیار بزرگ است. به همین دلیل، جریان از مسیر هیتر دماسنج عبور خواهد کرد.



شکل (۲-٤): نحوه اتصال دستگاه تزریق جریان به ترمومتر سیم‌پیچ [۱۸]

ت) با اعمال ولتاژ، جریانی معادل جریان بار کامل که توسط سازنده و از نتایج آزمون کارخانه‌ای مشخص شده است به هیتر تزریق کنید.

ث) مدت‌زمانی بین ۱۵ تا ۳۰ دقیقه صبر کنید تا دما به نقطه پایدار برسد.

ج) در این حالت، مقدار قرائت دماسنج را با آن‌چه که مورد انتظار است مقایسه کنید. مقدار مورد انتظار توسط سازنده و با توجه به آزمون جهش حرارتی تعیین می‌شود. عملکرد مورد انتظار ترمومتر، ممکن است توسط یک منحنی بر روی خود ترمومتر نیز در دسترس باشد.

ح) در صورتی که منحنی‌های جریان- دما در دفترچه‌ی راهنمای ترانسفورماتور موجود باشد، مقادیر آن می‌تواند برای کنترل صحت عملکرد دماسنج مورد استفاده قرار گیرد. لازم به ذکر است در صورت عدم وجود کاتالوگ، تنظیم ترمومترها بایستی بر اساس آزمون کارخانه‌ای جهش حرارتی ترانسفورماتور و با مشورت افراد خبره انجام شود.

خ) در هنگام گرم شدن ترمومتر، به کمک یک اهم‌متر عملکرد صحیح سیگنال‌های آلارم و تریپ و همچنین، فرمان فن‌ها و پمپ‌ها را چک کنید.

د) در صورتی که پل وتستون به صورت موازی با مقاومت هیتر وصل شود، می‌توان مقاومت را به صورت مستقیم اندازه‌گیری کرده و از آن برای تعیین دمای هیتر استفاده کرد. در این صورت می‌توان مقدار محاسبه شده را با مقداری که ترمومتر نمایش می‌دهد مقایسه کرد.

ذ) در صورتی که هر یک از عملکردهای ترمومتر مشکل داشته باشد، راساً برای تغییر مقاومت ترمومتر اقدام نکنید. در چنین حالتی با افراد خبره مشورت کنید و در صورتی که سازنده در دسترس است با سازنده برای رفع مشکل ترمومتر سیم‌پیچ مشورت کنید.

ر) در صورتی که دمای ترانسفورماتور و روغن پایین باشد، به عنوان مثال حدود ۱۰ درجه، عملاً با تزریق جریان معمول امکان رسیدن به حد تریپ یا آلارم وجود ندارد. در این حالت به صورت دستی می‌توانید با اتصال کوتاه‌کردن کنتاکت فرمان آلارم و تریپ، از صحت عملکرد مدار تریپ و آلارم اطمینان حاصل کنید. توجه کنید که تغییر عقربه به صورت دستی (در صورتی که امکان‌پذیر باشد) ممکن است به ترمومتر آسیب بزند.

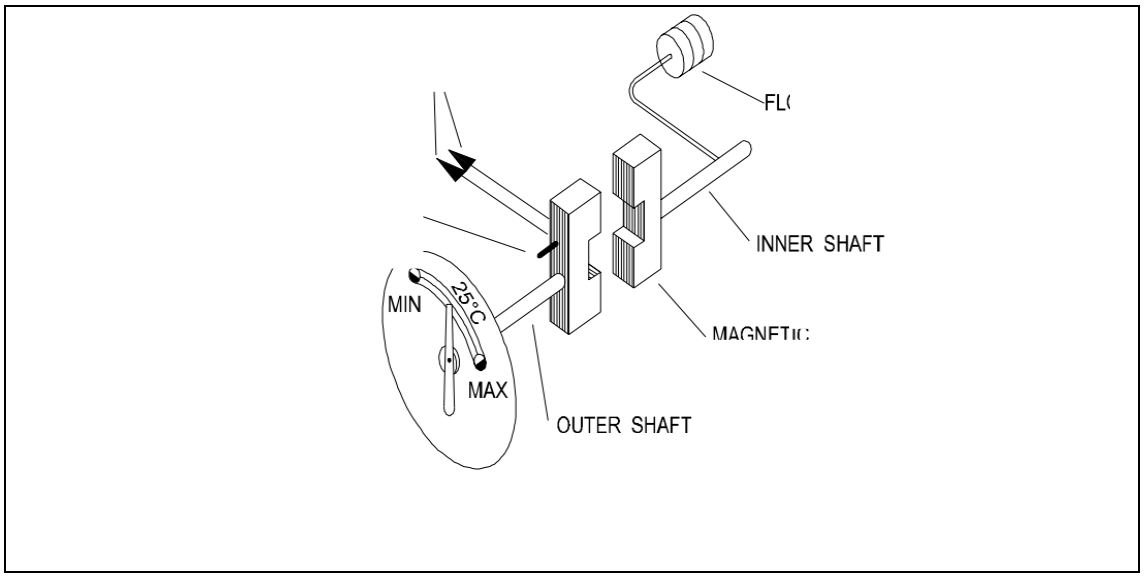
ز) پس از پایان آزمون، اطمینان حاصل کنید که اتصالات CT به درستی برقرار هستند.

۲-۳-۵- کنسرواتور

۲-۳-۵-۱- نشان‌گر سطح روغن

نشان‌گر سطح روغن مکانیسمی است که بر روی کنسرواتور نصب می‌شود و وظیفه آن تعیین سطح روغن کنسرواتور است. نشان‌گر سطح روغن به طور معمول به صورت مغناطیسی عمل می‌کند هر چند انواع دیگر آن نظیر نوع اولتراسونیک نیز وجود دارد. اجزا و نحوه عملکرد نشان‌گر مغناطیسی در شکل(۲-۵) نشان

داده شده است. زمانی که با تغییر سطح روغن، مکانیسم تعلیق جابه‌جا می‌شود، میله و کوپلینگ مغناطیسی حول محور می‌چرخند. آهنربای بیرونی مسیر مگنت را دنبال کرده و به دنبال آن عقربه نشان‌گر نیز تغییر موقعیت می‌دهد. دقت کنید که مکانیسم تعلیق در کنسرواتورهای مختلف ممکن است متفاوت باشد.



شکل (۲-۵): اجزا و نحوه عملکرد نشان‌گر مغناطیسی سطح روغن

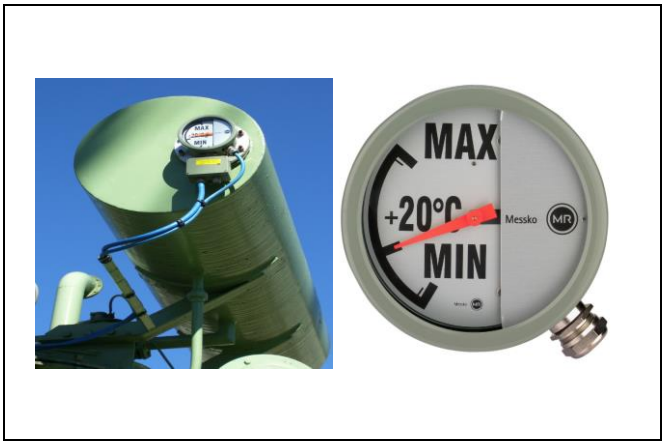
نشان‌گر سطح روغن که بر روی کنسرواتور نصب می‌شود بایستی یک ماه پس از بارگیری و سپس در بازه‌های زمانی ۳ ساله مورد آزمون قرار گیرد. نشان‌گر سطح روغن مطابق شکل (۲-٦) معمولاً با یک دما در وسط مشخص می‌شود. این دما معمولاً برابر $20\ ^0C$ است. همچنین، مقدار سطح حداقل و حداکثر بر روی نشان‌گر سطح روغن مشخص شده است.

روش صحیح کنترل نشان‌گر روغن به شرح زیر است:

أ) ابتدا مقدار دمای روغن قسمت بالای سیم‌پیچ را از دماسنج مربوط به آن قرائت کنید.

ب) پس از تعیین دما به نشان‌گر سطح روغن نگاه کنید. عقربه نشان‌گر بایستی در سطح معقولی متناسب با دمای روغن قرار داشته باشد. برای مثال، در صورتی که ترانسفورماتور تحت بار کامل باشد، دمای روغن قسمت بالای سیم‌پیچ زیاد است و نشان‌گر سطح روغن بایستی نزدیک به .Max باشد. در صورتی که ترانسفورماتور بی‌بار و دمای روغن قسمت بالای سیم‌پیچ نزدیک $20\ ^0C$ باشد، عقربه سطح روغن نیز بایستی بر روی $20\ ^0C$ قرار داشته باشد.

ت) در صورت مغایرت قابل توجه بین نشان‌گر سطح روغن و دمای روغن قسمت بالای سیم‌پیچ ترانس، نشان‌گر بایستی تعویض یا مجدداً کالیبره شود. این موضوع با فرض آن است که میزان روغـن درون ترانسفورماتور در ابتدای شروع به کار به درستی تنظیم شده باشد.



شکل (۲-٦): نشان‌گر سطح روغن

در صورت وجود مغایرت، صحت عملکرد نشان‌گر سطح روغن را در زمانی که ترانسـفورماتور از مـدار خارج باشد به روش‌های زیر نیز می‌توان کنترل کرد:

أ) نشان‌گرهای سطح روغن معمولاً بـه صـورت مغناطیسـی عمـل می‌کننـد. در ایـن صـورت می‌تـوان مکانیسم بیرونی نشان‌گر را باز کرده و یک آهنربای میله‌ای پشت آن نگه داشته شـود. بـا چرخانـدن مگنت، عقربه نشان‌گر باید متناسب با آن تغییر کند. در صورتی که خـود نشـان‌گر از آهنربـا اسـتفاده کرده باشد، عملیات فوق به کمک یک میله فلزی مانند یک دسته آچار نیز قابل انجام است.

ب) در صورتی که با کاهش سطح روغن سیگنال‌های آلارم به اتاق فرمان پست ارسال می‌شود، بایستی با روش فوق و به کمک یک اهم‌متر صحت عملکرد آن را تعیین کرد. در صورتی که مگنت قوی باشد، حتی در حالتی که نشان‌گر سطح روغن نصب شـده باشـد، بـا گـرفتن مگنـت روبـروی نشـان‌گر و چرخاندن آن به سمت پایین‌ترین سطح می‌توان نشان‌گر سطح روغن را به سمت .Min هدایت کرده و بررسی کرد که آیا سیگنال‌های آلارم صادر می‌شود یا خیر [۲۳].

ت) در صورتی که سطح روغن داخل ترانسفورماتور به دلیل دیگری کاسته شود، می‌توان مکانیسم شناور نشان‌گر سطح روغن را کنترل کرد. مکانیسم شناور را بچرخانید و به عملکرد عقربه نشان‌گر متناسب

با آن توجه کنید. همچنین، مکانیسم شناور را به صورت ظاهری کنترل کنید تا اطمینان حاصل کنید که به بازو متصل است و بازوی آن نیز شکل مناسبی داشته و خم نشده باشد.

دقت کنید که برخی از کنترل‌های بالا برای برخی از انواع کنسرواتور قابل انجام نیست. همچنین، توجه شود در صورتی که تپ‌چنجر دارای قسمت مجزا در کنسرواتور باشد، کنترل نشان‌گر سطح روغن کنسرواتور تپ‌چنجر نیز باید انجام شود.

۲-۳-۵-۲- رطوبت‌گیر کنسرواتور

در بازبینی رطوبت‌گیر کنسرواتور توجه به نکات زیر اهمیت دارد:

أ) رنگ رطوبت‌گیر (سیلکاژل) را کنترل کنید. در صورتی که ۷۰٪ رنگ رطوبت‌گیر تغییر پیدا کرده باشد بایستی آن را تعویض کرد. همچنین، مطابق دستورالعمل می‌توان با حرارت دادن، رطوبت سیلیکاژل را خارج کرده و آن را مجدداً مورد استفاده قرار داد. برای این کار بایستی سیلیکاژل را درون یک ظرف تمیز قرار داده و تا دمای 100 تا ^{0}C 140 حرارت داد. دقت کنید که در حین حرارت بایستی سیلیکاژل را به صورت مرتب تکان داد. حرارت را تا زمانی که رنگ سیلیکاژل از رنگ صورتی به آبی تغییر می‌کند ادامه دهید [۲٤]. توجه شود که فرآیند حرارت دادن معمولاً توسط گرم‌کننده مخصوص انجام می‌شود.

ب) سطح روغن در قسمت پایین رطوبت‌گیر را بررسی کنید. در صورتی که سطح روغن از میزان تعیین شده بر روی خود رطوبت‌گیر کم‌تر باشد بایستی مقداری روغن به آن اضافه شود.

ت) واشر رطوبت‌گیر را نیز بررسی کنید که کاملاً آب‌بندی باشد و به درستی در محل خود قرار داشته باشد. در غیر این صورت هوا به جای عبور از مسیر پیش‌بینی شده از کنار واشر و همراه با رطوبت وارد ترانسفورماتور خواهد شد [۲٤].

۲-۳-۵-۳- کیسه هوا یا دیافراگم

در صورت وجود مشکل، دریچه بازبینی کنسرواتور را باز کرده و با یک چراغ‌قوه درون آن را نگاه کنید [۳۰]. اگر کنسرواتور دارای دیافراگم است و روغن در بالای دیافراگم دیده می‌شود، مبین وجود مشکل در دیافراگم است. در این صورت بایستی در اولین فرصت و مطابق دستورالعمل سازنده دیافراگم تعویض شود. در صورتی که کنسرواتور دارای کیسه هوا است، روغن نبایستی درون کیسه هوا دیده شود. در صورتی که

کیسه هوا سوراخ شده باشد، روغن در قسمت پایین آن دیده خواهد شد. در این حالت نیز بایستی مطابق دستورالعمل سازنده در اولین فرصت، روغن درون کیسه هوا را تخلیه و آن را تعویض کرد.

۲-۳-۵-۴- کنترل نیتروژن

در صورتی که ترانسفورماتور دارای کیسه نیتروژن است موارد زیر را بررسی کنید:

أ) نشان‌گر فشار نیتروژن را کنترل کنید تا اطمینان حاصل شود که فشار نیتروژن مناسب است.

ب) مقادیر ثبت‌شده فشار توسط اپراتور را کنترل کنید. در صورتی که مقدار فشار تقریباً ثابت باشد، این امکان وجود دارد که فشارسنج خراب شده باشد. فشارسنج ممکن است مدت‌ها بدون نشانه خراب باشد. در این صورت ممکن است به دلیل نشتی، فشار نیتروژن از دست برود و هوا و رطوبت به ترانسفورماتور نفوذ کند. عدم تغییر فشار در زمستان و تابستان یا روز و شب می‌تواند نشانه‌ای از مشکل فشارسنج باشد.

ت) کپسول نیتروژن را (در صورت وجود) بررسی کنید که نیتروژن در وضعیت مناسب باشد. همچنین، میزان مصرف نیتروژن را مشخص کنید. در صورتی که مصرف نیتروژن افزایش یافته باشد می‌تواند نشانه نشتی باشد.

۲-۳-۶- رله فشارشکن[۱۲]

گاهی به دلیل خطای داخلی و خصوصاً در هنگام بروز قوس، روغن اطراف سیم‌پیچ تبخیر شده و با تولید حجم قابل توجهی از گاز، فشار درون ترانسفورماتور افزایش قابل توجهی خواهد یافت. در صورتی که این فشار تخلیه نشود تانک ترانسفورماتور ممکن است دچار پارگی شده و روغن به بیرون بریزد. رله فشارشکن وظیفه تخلیه فشار در چنین حالتی و خروج ترانسفورماتور از مدار را بر عهده دارد. در مورد رله فشارشکن موارد زیر بایستی مدنظر باشد:

أ) هر سال در هنگام آزمون‌های دوره‌ای و همچنین، در اولین فرصت پس از عبور جریان اتصال کوتاه از ترانسفورماتور (خطای داخلی یا خارجی) رله فشارشکن را بررسی کنید که آیا عملکرد داشته است یا خیر. کنترل رله فشارشکن بایستی از محل نصب آن انجام شود چرا که عملکرد آن از روی زمین قابل رویت نمی‌باشد. کنترل رله فشارشکن زمانی انجام شود که ترانسفورماتور بی‌برق است.

[۱۲] Pressure relief device

ب) هر سال مدار تریپ را به صورت دستی کنترل کنید. بررسی کنید که با فعال‌سازی مدار، فرمان قطع به قسمت درست ارسال می‌شود.

ت) در صورتی که هنگام کار، رله فشارشکن عملکرد داشته باشد اکیداً نبایستی ترانسفورماتور را برق‌دار کرد. تا زمانی که آزمون‌های کامل جهت تعیین علت عملکرد و رفع موارد مربوطه انجام نشده باشد برق‌دار کردن ترانسفورماتور ممنوع است. این کار ممکن است انفجار و عیب ترانسفورماتور را در پی داشته باشد.

ث) هر سه سال در هنگام انجام آزمون‌های دوره‌ای اطراف رله فشارشکن را جهت پیدا کردن نشتی روغن بررسی کنید. در صورتی که نشتی روغن موجود باشد، بایستی نشتی روغن برطرف شود.

ج) در صورتی که رله فشارشکن رنگ شده باشد، بایستی در اولین خروج ترانسفورماتور از مدار عملکرد آن کنترل شود. هنگامی که رله رنگ خورده باشد، ممکن است میله‌ای که قرار است حرکت کند و با حرکت خود راه خروج گاز با فشار بالا را به بیرون تانک باز کند، به دلیل رنگ به قسمت رله چسبیده باشد و حرکت نکند. بهتر است کنترل شود که آیا با فشار دست میله در حد 2 mm ت 1 حرکت دارد یا خیر؟ در مورد رله‌های فشارشکنی که بالاتر از ۳۰ سال عمر دارند، توصیه می‌شوند که رله تعویض شود.

۲ – ۳ – ۷ – رله بوخهلتس

سالیانه موارد زیر را کنترل کنید:

أ) شیر ارتباط رله بوخهلتس را بررسی کنید که باز باشد.

ب) با بلند کردن درپوش دریچه رله، مقدار گاز درون آن را بررسی کنید. در صورتی که گاز به اندازه کافی جمع شده باشد بایستی فرمان آلارم پیش‌تر فعال شده باشد. در صورتی که ترانسفورماتور مدت‌زمانی در حال کار بوده و گاز در رله بوخهلتس به اندازه‌ای تولید شده که فرمان آلارم صادر شده باشد، باید نمونه روغن از ترانسفورماتور تهیه شده و جهت انجام آزمون DGA ارسال شود. برای این منظور به فصل نمونه‌گیری و تحلیل DGA مراجعه کنید. دقت شود که وجود گاز در رله معمولاً نشان‌دهنده یک عیب بزرگ در ترانسفورماتور است. لذا اکیداً توجه کنید که علت تولید گاز بایستی مشخص و رفع شود و پیش از آن برق‌دار کردن ترانسفورماتور مجاز نیست. همچنین، در صورت مشاهده چنین حالتی، از ریست کردن رله خودداری کنید چرا که نمونه گاز جمع شده در رله بوخهلتس نیز حاوی اطلاعات مهمی در مورد خطای بالقوه درون ترانسفورماتور است.

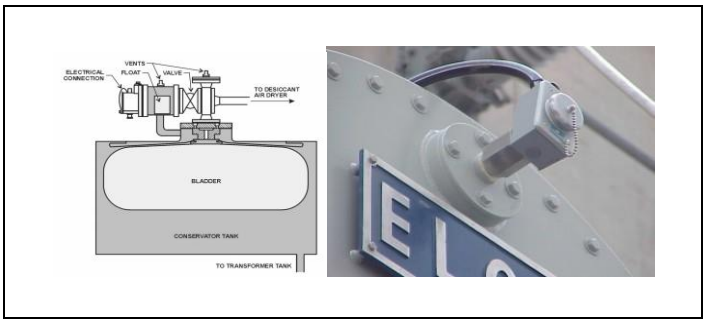
ت) فرمان آلارم و تریپ رله بوخهلتس را به صورت دستی (به کمک اهرم تعبیه شده) فعال کرده و اطمینان حاصل کنید که این فرمان‌ها در قسمت مناسب دریافت شده است. در صورت امکان اجازه دهید تا با صدور فرمان کلید قدرت عمل کرده و صحت کامل فرآیند را کنترل کنید. در غیر این صورت به کمک یک اهم‌متر می‌توان از عملکرد سوئیچ آلارم و تریپ اطمینان حاصل کرد.

ث) هر سه سال به کمک یک پمپ دستی مقداری هوا به محفظه بالای رله تزریق کنید و در حین این کار تغییر سطح و عملکرد قسمت شناور را بررسی کنید [۳۱]. دقت کنید که در لحظه مناسب فرمان آلارم فعال شود. در نهایت با فشردن ضامن تخلیه، هوا را تخلیه و رله را ریست کنید.

ج) در مورد رله بوخهلتس دقت کنید که برخی از رله‌های بوخهلتس دارای کنتاکت‌های از جنس جیوه هستند. با توجه به سمی بودن جیوه و خطر آن برای انسان، بایستی احتیاط لازم در مورد این کنتاکت‌ها انجام شود [۲٤].

۲ –۳ –۸ – رله خرابی کیسه هوا (Air Bag[۱۳])

این رله که از رله‌های مدرن محسوب می‌شود وظیفه تشخیص ورود هوا به روغن از طریق کیسه هوا را بر عهده دارد. به بیان دیگر، در صورتی که کیسه هوا سوراخ شود و هوا وارد روغن گردد، این هوا در رله کیسه هوا تجمیع شده و یک فرمان آلارم صادر می‌شود. این رله، در صورت وجود، در بالاترین نقطه ترانسفورماتور یعنی بالای کنسرواتور نصب می‌گردد. نمونه‌ای از این رله در شکل (۲–۷) ب و ساختمان آن در شکل (۲–۷) الف نمایش داده شده است.



(الف) (ب)

شکل (۲–۷): رله خرابی کیسه هوا، (الف) یک نمونه از رله، (ب) ساختمان رله

[۱۳] Bladder failure relay

در صورتی که هوا از کیسه هوا به روغن وارد شود، حباب‌های هوا به سمت بالا حرکت کرده و وارد رله خرابی کیسه هوا می‌شوند. پس از تجمیع مقداری هوا، با جابه‌جایی یک مکانیسم شناور فرمان آلارم صادر می‌شود. بنابراین عملکرد این رله مشابه قسمت آلارم رله بوخهلتس است که با تجمیع گاز و رسیدن به یک مقدار، فرمان آلارم صادر می‌شود.

این رله همچنین، به عنوان پشتیبان آلارم رله بوخهلتس عمل می‌کند. در صورتی که گاز در رله بوخهلتس به حد آلارم برسد، معمولاً گازهائی که پس از آن تولید می‌شوند به سمت کنسرواتور حرکت می‌کنند. این گازها وارد کنسرواتور شده و درون رله خرابی کیسه هوا جمع می‌شوند. بنابراین در صورتی که رله بوخهلتس آلارم ایجاد نکرده باشد، بعد از مدتی رله خرابی کیسه هوا، فرمان آلارم را صادر می‌کند.

در صورتی که آلارم رله خرابی کیسه هوا صادر شود اقدامات زیر بایستی صورت گیرد:

أ) ترانسفورماتور را از مدار خارج کنید.

ب) رله بوخهلتس را برای تجمیع گاز بررسی کنید. در صورتی که گاز در رله جمع شده باشد و فرمان آلارم صادر نشده باشد مطابق دستورالعمل توضیح داده‌شده در قسمت رله بوخهلتس عمل کنید.

ت) دریچه بازبینی کنسرواتور را باز کرده و با یک چراغ قوه بررسی کنید که روغن درون کیسه هوا وجود دارد یا خیر. در این حالت، بایستی در اولین فرصت، کیسه هوا تعویض و مشکل برطرف گردد.

ث) در صورتی که ترانسفورماتور نو باشد، آلارم صادرشده می‌تواند به خاطر حرکت هوا و گازهایی باشد که در ساختار عایقی به دام افتاده‌اند. در این حالت در صورتی که کیسه هوا مورد بررسی قرار گرفته و سالم باشد، نگرانی قابل توجهی در مورد ترانسفورماتور وجود ندارد. با مشورت با افراد خبره می‌توان رله را ریست کرده و ترانسفورماتور را به مدار برگرداند.

لازم به ذکر است که منفذ یا دریچه رله خرابی کیسه هوا نبایستی بدون در نظر گرفتن موارد احتیاطی باز شود. این امکان وجود دارد که روغن به بیرون ریخته و یا هوا به درون کنسرواتور کشیده شود. برای این موضوع بایستی دستورالعمل سازنده به دقت رعایت شود. لازم به ذکر است که مکانیسم عملکرد همه رله‌های خرابی کیسه هوا یکسان نیست و مطالعه دستورالعمل و مشورت با سازنده به این دلیل اهمیت دارد.

۲-۳-۹- سیستم خنک‌کننده

۲-۳-۹-۱- فن‌ها

موارد زیر بایستی یک ماه بعد از بارگیری ترانسفورماتور و هر سال انجام شود:

أ) فن‌ها بایستی مورد بازبینی ظاهری و آزمون قرار گیرند.

ب) فرمان عملکرد همه فن‌ها باید به صورت دستی فعال گردد. در این حالت بایستی عملکرد مناسب همه فن‌ها بررسی شود. فن بایستی به نرمی و با حداقل لرزش کار کند [۱۹]. در این حالت به نویزهای ناشی از یاتاقان فن‌ها و همچنین، پره‌های شل‌شده دقت کنید. چنین فن‌هایی بایستی تعمیر شوند. یاتاقان‌های دارای مشکل توسط ترموگرافی نیز قابل تشخیص هستند.

ت) فن‌ها را جهت یافتن پره‌های آسیب‌دیده بررسی کنید. همچنین، پره‌های کثیف را بایستی تمیز کرد.

ث) فن‌ها در صورتی بهترین بازده را خواهند داشت که در هوای خنک کار کنند. بنابراین فن‌ها بایستی هوای خنک را به رادیاتور بدمند نه اینکه هوای گرم را از رادیاتور بکشند. جهت درست حرکت هوا را هنگام کار فن‌ها کنترل کنید.

ج) به نویز فن‌ها گوش کنید. نویز غیرعادی یک فن و یا لرزش غیرعادی نشانه وجود مشکل در فن است که بایستی برطرف شود.

ح) در حالت عادی و در کنترل روزانه در صورتی که متوجه شدید که یکی از گروه‌های فن در حال کار است اما یکی از فن‌های این گروه کار نمی‌کند، فن دچار مشکل شده است و بایستی تعمیر شود. همچنین، اگر در یک روز گرم و در حالی که ترانسفورماتور بار قابل توجهی دارد فن‌ها کار نمی‌کنند، می‌تواند نشانه مشکل در سیستم خنک‌کننده باشد.

خ) یاتاقان فن‌ها بایستی به صورت سالیانه گریس‌کاری شوند [۲۷].

د) فن‌ها در حالتی بهترین عملکرد را دارند که تیغه‌ها تمیز باشند. تیغه‌ها و بدنه موتور بایستی به صورت سالیانه تمیز شوند.

نکته ۱: پیش از انجام هر کاری بر روی فن‌ها از قطع بودن منبع تغذیه اطمینان حاصل کنید، زیرا ممکن است محافظ حرارتی بی‌متال منبع تغذیه را وصل نموده و پروانه را به گردش درآورد [۳۲].

نکته ۲: برخی از سازنده‌ها محدودیت‌هایی بر روی تعداد دفعات راه‌اندازی مکرر دستگاه (مثلاً سه بار در ساعت) دارند که بایستی هنگام انجام آزمون‌های دوره‌ای نیز مد نظر باشد [۳۳].

نکته ۳: دقت کنید که بعد از انجام سرویس دوره‌ای مجدداً فن‌ها را بر روی حالت اتوماتیک قرار دهید.

۲-۳-۹-۲- پمپ‌ها

یک ماه پس از بارگیری ترانسفورماتور و به صورت سالیانه موارد زیر را بررسی کنید:

أ) پمپ‌ها بایستی مورد بازبینی ظاهری قرار گیرند.

ب) فرمان پمپ‌ها را فعال کنید به نحوی که همه پمپ‌ها شروع به کار کنند. جریان موتور پمپ‌ها را در هر سه فاز با یک آمپرمتر چنگکی دقیق اندازه‌گیری کنید. این موضوع نشان می‌دهد که آیا فلوی روغن در همه فازها یکسان است. همچنین، در صورتی که یاتاقان‌ها دچار خوردگی یا کثیفی شده باشند موتور جریان بیشتری می‌کشد. داده‌های جریان را به دقت برای مقایسه‌های بعد ثبت کنید خصوصاً اگر فلومتر روغن موجود نباشد.

ت) در صورتی که جریان یکی از موتورها کم باشد می‌تواند نشانه کم بودن فلوی روغن باشد. در این حالت همه شیرها را چک کنید تا اطمینان حاصل کنید که کاملاً باز هستند. از علت‌های دیگر کاهش فلوی روغن می‌تواند شل بودن پروانه پمپ و یا تجمیع لجن در مسیر پمپ باشد.

ث) جریان بیشتر یکی از موتورها می‌تواند نشانه آن باشد که گردش پمپ با اصطکاک بیشتری در حال انجام است. در این حالت به نویزها و صداهای غیرمعمول پمپ دقت کنید. در صورت وجود صدای غیر معمول حین کار، وضعیتِ حرکت پروانه و تمیزی یاتاقان بایستی بررسی شود و اقدامات لازم جهت مرتفع کردن این موضوع انجام شود.

ج) در صورتی که جهت حرکت پمپ اشتباه باشد همچنان روغن به مقدار اندکی پمپ خواهد شد. در این حالت جریان موتور از حالت بار کامل کم‌تر است و ممکن است پمپ نیز با سر و صدا کار کند. در این حالت بایستی از چرخش پمپ‌ها در جهت صحیح اطمینان حاصل شود.

ح) در صورتی که مسیر پمپ روغن دارای فلومتر باشد، بایستی فلومترها را برای صحت عملکرد مورد بازبینی قرار داد. همچنین، ممکن است فلومتر فرمان آلارم داشته باشد که بایستی با فعال کردن دستی، صحت عملکرد آن را بررسی کرد.

خ) در سمت مکنده پمپ‌ها اگر واشرها مناسب و محکم نباشند، امکان کشیده شدن هوا به داخل ترانسفورماتور وجود دارد. واشرها خصوصاً در سمت مکنده پمپ‌ها بایستی مورد بازبینی قرار گیرند و در صورتی که آسیب ظاهری در آن‌ها دیده می‌شود تعویض شوند. ورود هوا به روغن معمولاً در آزمون DGA با افزایش سطح اکسیژن و نیتروژن قابل تشخیص است.

د) اتصالات پمپ‌ها را به دنبال نشانه‌های نشت روغن بررسی کنید [۳۰]. در صورت وجود نشتی، بایستی مشکل مرتفع گردد.

۲-۳-۹-۳- رادیاتورها

یک ماه پس از بارگیری و به صورت سالیانه موارد زیر باید انجام شوند:

أ) همه شیرهای اتصال رادیاتورها را کنترل کرده و اطمینان حاصل کنید که در حالت باز هستند.

ب) ترانسفورماتور در حال کار را با تکنولوژی مادون قرمز ترموگرافی کنید. همه رادیاتورها بایستی حدود دمایی یکسان داشته باشند. رادیاتورهایی که به صورت ناقص کار می‌کنند، خنک‌تر از سایر رادیاتورها هستند. تفاوت دمایی بین رادیاتورها در صورت وجود، تا حدودی با دست نیز قابل تشخیص است. در صورت مشاهده چنین حالتی، علت آن بایستی رفع گردد. در صورتی که شیر رادیاتور در حالت باز باشد، علت ممکن است وجود لجن یا آلودگی در مسیر رادیاتور باشد که راه آن تمیز کردن داخل رادیاتور است. باید توجه کرد که در صورت مشاهده لجن در داخل رادیاتور، این امکان وجود دارد که خود ترانسفورماتور نیز دارای لجن شده باشد که باید با آزمون روغن از عدم حضور آن اطمینان حاصل کرد.

ت) نباید اجازه داد که ترانسفورماتور با خنک‌سازی ناقص به کار خود ادامه دهد. مشکلات خنک‌سازی خصوصاً رادیاتورهایی که به درستی عمل نمی‌کنند بایستی در اسرع وقت مرتفع شوند.

ث) در صورتی که گرد و خاک قابل توجهی روی رادیاتور نشسته باشد، بازده انتقال حرارت کاهش می‌یابد [۲۷]. برای جلوگیری از وقوع چنین حالتی، رادیاتورها بایستی به صورت سالیانه از بیرون کاملاً تمیز شوند [۱۹].

ج) قسمت‌های مختلف رادیاتور را به دنبال یافتن زنگ‌زدگی بررسی کنید. در صورت وجود زنگ‌زدگی، قسمت زنگ زده بایستی با برس سیمی تراشیده شده و رادیاتور مجدداً رنگ زده شود [۲۷].

ح) انتهای بالایی رادیاتورها و همچنین، محل‌های جوش را برای اطمینان از عدم نشت روغن کنترل کنید [۲٤].

۲-۳-۹-۴- مبدل‌های حرارتی[۱۴]

در ترانسفورماتورهایی که مبدل حرارتی دارند و تبادل حرارت بین روغن و آب انجام می‌شود، یک ماه بعد از بارگیری و به صورت سالیانه موارد زیر بایستی مدنظر باشند:

أ) پمپ‌ها را مطابق آیتم (۲-۳-۹-۲) بررسی کنید.

[۱۴] Heat exchangers

ب) محفظه مبدل حرارتی را به دنبال نشتی در سیستم لوله‌کشی کنترل کنید. در صورت وجود نشتی، سیستم لوله‌کشی بایستی تعمیر گردد.

ت) در صورتی که در نتایج آزمون‌های روغن آب آزاد دیده می‌شود و واشرها همه در وضعیت مناسبی هستند، این امکان وجود دارد که مبدل حرارتی دچار مشکل شده باشد و آب از مبدل وارد ترانسفورماتور شده است. در این صورت سیستم مبدل حرارتی بایستی با فشار بالا جهت یافتن نشتی مورد آزمون قرار گیرد. برای این کار بایستی به دستورالعمل سازنده مراجعه کرد. در صورت وجود نشتی، مشکل بایستی پیش از برگشتن ترانسفورماتور به مدار مرتفع شود. همچنین، در صورتی که نشتی وجود داشته باشد، روغن ترانسفورماتور از نظر رطوبت باید مورد آزمون قرار گیرد و در صورت لزوم ترانسفورماتور خشک شود.

ث) میزان رسوب درون لوله‌های آب را در صورت امکان بررسی کنید. در صورتی که رسوب قابل توجهی مشاهده گردد، لوله‌ها بایستی تمیز شوند.

۲ –۳ –۱۰ – بازبینی‌های ماهیانه

بازبینی‌های زیر مطابق استاندارد IEEEC57.93 بایستی حداقل به صورت ماهیانه توسط بهره‌بردار انجام شود [۱۹]:

أ) کنترل همه نشان‌گرهای سطح روغن شامل تانک اصلی، کنسرواتور و بوشینگ،

ب) ثبت دمای سیم‌پیچ و دمای روغن قسمت بالای سیم‌پیچ ترانس (مقدار لحظه‌ای و حداکثر ثبت شده). ریست کردن همه نشان‌گرهای حداکثر دما. دقت شود که این مورد جدا از فرآیند معمول ثبت بار و درجه حرارت ترانسفورماتور است،

ت) ثبت فشار نیتروژن ترانسفورماتورهایی که تحت گاز نیتروژن پرفشار قرار دارند. بررسی فشار کپسول نیتروژن متصل به ترانسفورماتور در صورت وجود،

ث) کنترل رنگ سیلیکاژل،

ج) بررسی رله فشارشکن برای کنترل این موضوع که آیا عملکرد داشته است،

ح) بررسی بوشینگ‌ها برای یافتن چترک‌های شکسته یا لب‌پر شده و دارای آلودگی،

خ) کنترل برق‌گیرها برای یافتن چترک‌های شکسته یا لب‌پر شده و دارای آلودگی،

د) کنترل وضعیت کلی ترانسفورماتور شامل رنگ، اتصالات و نشتی روغن،

ذ) کنترل و ثبت بار ترانسفورماتور، ولتاژ سه فاز و جریان نوترال،

ر) راه‌اندازی فن‌ها و کنترل صحت عملکرد،

ز) راه‌اندازی پمپ‌های روغن و کنترل فلومترها.

توجه: بهتر است پمپ‌ها به صورت گروه به گروه فعال شده و کنترل شوند تا همه پمپ‌ها هم‌زمان در حال کار نباشند.

۲-۴- آزمون‌های الکتریکی

۲-۴-۱- مقدمه

در این فصل آزمون‌های الکتریکی نگهداری و عیب‌یابی اکتیوپارت ترانسفورماتور توضیح داده می‌شود. باید ذکر گردد که برخی از این آزمون‌ها به صورت دوره‌ای انجام می‌گیرد و برخی دیگر از آزمون‌ها مختص به عیب‌یابی ترانسفورماتور و مربوط به زمانی هستند که ترانسفورماتور مشکوک به مورد خاصی باشد. این موارد با تشخیص فرد خبره و متخصص توصیه می‌شود. برخی راهنمایی‌های کلی در مورد اینکه هر آزمون چه زمانی انجام شود به صورت مختصر توضیح آن ارائه شده است.

۲-۴-۲- آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ در تمام تپ‌ها

۲-۴-۲-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ به منظور یافتن عیوبی مانند شل‌شدگی هادی‌ها، اتصال بد کنتاکت‌های تپ‌چنجر، پارگی هادی‌ها و مواردی از این قبیل انجام می‌گردد. در صورتی که در آزمون DGA گازهای کلیدی اتان یا اتیلن باشند، انجام آزمون مقاومت DC توصیه می‌شود. همچنین، در صورتی که نتیجه تحلیل DGA یافتن نقاط داغ باشد، آزمون مقاومت DC مفید است چرا که یکی از مواردی که باعث ایجاد دمای بالا در ترانسفورماتور می‌شود، اتصال نامطلوب هادی‌ها است.

مهم‌ترین علت انجام این آزمون در حالت عادی ترانسفورماتور مشخص شدن جرم کنتاکت تپ‌چنجر است. منظور از جرم کنتاکت، لایه‌ای کربنی است که بر روی کنتاکت در اثر کلیدزنی در طول زمان ایجاد می‌شود و باعث افزایش مقاومت اتصال و در نتیجه ایجاد نقطه داغ می‌گردد. بهتر است در هر شرایطی که ترانسفورماتور برای سرویس تپ‌چنجر از مدار خارج شده است، این آزمون انجام شود تا ترانسفورماتور فقط برای انجام این آزمون به تنهایی از مدار خارج نشود.

برای اطمینان از سلامت سیم‌پیچ، مقاومت اندازه‌گیری‌شده می‌تواند با سایر فازها و یا مقاومت اندازه‌گیری‌شده در کارخانه مقایسه شود. مطابق IEEEC57.152 در هر یک از این دو مقایسه، در صورتی

که مقدار تفاوت در مقاومت‌ها (در مقایسه با کارخانه یا فازهای دیگر) کم‌تر از ۵٪ باشد، وضعیت ترانسفورماتور مناسب ارزیابی می‌شود [۲۸, ۹].

در حالتی که اتصال ترانسفورماتور ستاره باشد، مقاومت بایستی در هر فاز بین ترمینال سیم‌پیچ تا نوترال اندازه‌گیری شود. در مورد اتصال مثلث، مقاومت بایستی از ترمینال یک فاز تا ترمینال فاز دیگر اندازه‌گیری شود. در ترانسفورماتور با اتصال ستاره، در صورتی که نوترال در دسترس نباشد اما نوترال زمین شده باشد، مقاومت بین ترمینال هر فاز تا زمین بایستی اندازه‌گیری شود. دقت شود که چون مقادیر اندازه‌گیری‌شده بایستی با مقادیر کارخانه‌ای مقایسه شود، در کارخانه نیز مقاومت بایستی به همین نحو اندازه‌گیری شود.

۲-۴-۲-۲- اصلاح دما

در صورتی که هدف مقایسه مقاومت بین فازهای مختلف باشد، اصلاح دما احتیاج نیست چرا که هر سه فاز سیم‌پیچ در یک دما قرار دارند (مگر آن‌که ترانسفورماتور در حال سرد شدن باشد و آزمون بلافاصله بعد از بی‌برقی در حال انجام باشد). اما در صورتی که مقایسه با آزمون کارخانه‌ای مدنظر باشد، با توجه به اینکه مقاومت در کارخانه معمولاً در دمای $75\ ^0C$ گزارش می‌شود، مقاومت اندازه‌گیری‌شده در محل بایستی به این دما تبدیل شود. از رابطه زیر می‌توان برای تبدیل مقاومت به دمای دیگر استفاده کرد [۹]:

$$R_s = R_m \left(\frac{T_s + 234.5}{T_m + 234.5} \right) \qquad (۱-۲)$$

R_s: مقاومت سیم‌پیچ در دمای T_s

R_m: مقاومت اندازه‌گیری شده

T_s: دمایی که قرار است مقاومت به آن تبدیل شود (^0C) (معمولاً $75\ ^0C$)

T_m: دمایی که مقاومت در آن اندازه‌گیری شده است (^0C)

در صورتی که جنس سیم‌پیچ آلومینیومی باشد عدد ۲۲۵ بایستی جایگزین عدد ۲۳٤/۵ شود.

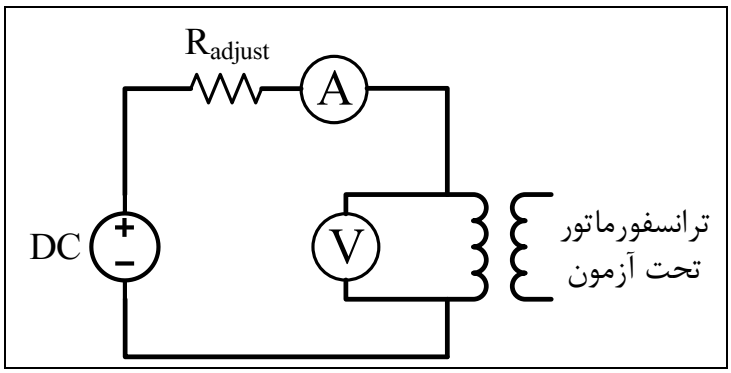
اصلاح دما معمولاً در حالتی که ترانسفورماتور در حال سرد شدن بوده کار دشواری است چرا که دمای بالا و پایین سیم‌پیچ متفاوت بوده و بایستی میانگین دمای سیم‌پیچ در اصلاح لحاظ گردد. به همین دلیل استاندارد IEC 60076-1 تاکید می‌کند که اندازه‌گیری مقاومت DC حداقل سه ساعت بعد از بی‌برق شدن ترانسفورماتور انجام گیرد تا حالت هم‌دمایی به طور تقریبی در ترانسفورماتور ایجاد شده باشد [۳٤].

همچنین، IEC 60076-1 قید می‌کند که میانگین دمای بالا و پایین روغن به عنوان دمای اندازه‌گیری در نظر گرفته شود.

۲-۴-۲-۳- نحوه انجام آزمون

اندازه‌گیری مقاومت DC به روش‌های مختلف قابل انجام است اما روش چهارسیمه یا روش کلوین معمول‌تر است. لازم به ذکر است که دستگاه‌هایی که مخصوص اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ ساخته شده‌اند بسیاری از موارد اشاره شده را لحاظ کرده‌اند.

مدار اندازه‌گیری مقاومت DC به روش کلوین در شکل (۲-۸) نشان داده شده است. جهت انجام آزمون، سیم‌پیچ بایستی توسط یک منبع DC رگوله شده و فاقد ریپل قابل توجه تغذیه شود. باتری اتومبیل یکی از گزینه‌های مناسب برای انجام این آزمون است. به صورت سری با منبع یک مقاومت تنظیم (R_{adjust}) قرار می‌گیرد که وظیفه آن تنظیم جریان تزریقی به سیم‌پیچ است. جریان بایستی به گونه‌ای باشد که هسته ترانسفورماتور را اشباع کند. به بیان دیگر، منبع DC بایستی توانایی اشباع اندوکتانس سیم‌پیچ را داشته باشد. با اشباع هسته، مقدار سلف سیم‌پیچ کم خواهد شد و مقاومت سیم‌پیچ قابل اندازه‌گیری است.

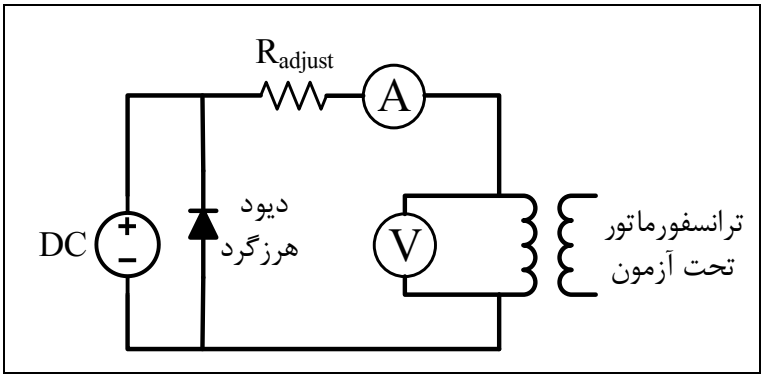


شکل (۲-۸): شماتیک آزمون مقاومت DC

مقدار جریان تزریقی توسط یک آمپرمتر و ولتاژ دو سر سیم‌پیچ توسط یک ولت‌متر قرائت می‌گردد. ولت‌متر باید تا حد ممکن نزدیک به ترمینال‌های سیم‌پیچ (بوشینگ) نصب شود تا افت اتصالات در اندازه‌گیری مقاومت دخیل نباشد. همچنین، اتصالات ولت‌متر بایستی مستقل از هادی‌های حامل جریان باشند. توصیه می‌شود که اتصالات ولت‌متر حتی بر روی کلمپ سیم جریان قرار داده نشود بلکه مستقیماً بر روی ترمینال خود بوشینگ نصب شود تا مقاومت نقطه اتصال در اندازه‌گیری خطا ایجاد نکند.

لازم به ذکر است که تا اشباع اندوکتانس سیم‌پیچ، مقدار ولتاژ و جریان تغییر خواهد کرد و لذا تا طی شدن حالت‌گذرای جریان سیم‌پیچ، مقادیرقرائت شده پایدار نیستند. ثبت داده‌ها پیش از پایدارشدن مقدار ولتاژ و جریان صحیح نیست. بایستی توجه شود که تغییر ناگهانی مقاومت از روی آمپرمتر نیز قابل مشاهده است. تاخیر در حرکت عقربه آمپرمتر نشان می‌دهد که سیم‌پیچ هنوز اشباع نشده است.

نکته مهم دیگر آن است که انرژی مغناطیسی ذخیره‌شده در سیم‌پیچ بایستی پیش از قطع مدار تخلیه شود در غیر این صورت هنگام باز کردن اتصالات، ولتاژ قابل توجهی القا خواهد کرد که ممکن است خصوصاً به تجهیزات الکترونیکی آسیب بزند. به همین دلیل یک مدار تخلیه لازم است تا انرژی مغناطیسی ذخیره شده را تخلیه کند. استفاده از یک دیود هرزگرد با مقاومت مناسب توصیه می‌شود. محل نصب چنین دیودی و جهت اتصال آن در شکل (۲-۹) نشان داده شده است. استاندارد IEEEC57.152 توصیه کرده که یک نشان‌گر بایستی اتمام عمل تخلیه انرژی را نشان دهد تا بتوان تجهیزات را به صورت ایمن جدا کرد. برای این کار می‌توان یک آمپرمتر با دیود هرزگرد به صورت سری قرار داد که در این صورت، صفر شدن جریان آمپرمتر نشان‌گر تخلیه کامل انرژی است. در مدار نشان داده شده در شکل (۲-۹)، آمپرمتر اصلی مدار می‌تواند صفر شدن جریان را نمایش دهد. در این حالت مقاومت تنظیم مقدار جریان تخلیه را نیز محدود می‌کند.



شکل (۲-۹): محل قرارگرفتن دیود هرزگرد در مدار آزمون مقاومت DC

۲-۴-۲-۴- نکات مهم در آزمون مقاومت DC

در انجام آزمون مقاومت DC بایستی به نکات زیر توجه کرد (مطابق IEEE C57.152):

أ) آزمون مقاومت DC باید بعد از آزمون جریان بی‌باری (تحریک)، FRA و راکتانس نشتی انجام شود. علت آن است در حین آزمون، پس‌ماند مغناطیسی در هسته ایجاد می‌شود که نتایج سه آزمون مذکور را مخدوش می‌کند.

ب) استفاده از ولت‌مترهای دیجیتال کم مصرف برای کلیه آزمون‌های درون پست از جمله آزمون مقاومت DC منجر به نتایج نادرست خواهد شد. این ولت‌مترها به راحتی از محیط اطراف نویز گرفته و مقدار قرائت آن عوض خواهد شد. توصیه می‌شود که از ولت‌مترهای عقربه‌ای بدون منبع تغذیه (که دارای مصرف هستند) استفاده شود که نسبت به نویز محیط مقاوم باشد. تنها در صورتی که با تمهیداتی از عدم تاثیرپذیری ولت‌مترهای دیجیتال از نویز محیط اطمینان حاصل شود استفاده از تجهیزات دیجیتال بلامانع است.

ت) جهت فلوی پس‌ماند هسته بایستی در طی آزمایش ثابت نگه داشته شود.

ث) جریان‌های استفاده شده برای اندازه‌گیری، در صورتی که سازنده مقداری را مشخص نکرده باشد، نبایستی از ۱۵٪ جریان نامی ترانسفورماتور تجاوز کند. در غیر این صورت ممکن است سیم‌پیچ گرم شده و مقاومت آن حین آزمون تغییر کند. توصیه سازنده در رعایت حد جریان تزریقی بر مقدار ذکرشده در این نظام‌نامه اولویت دارد.

ج) برای اطمینان از اینکه هسته ترانسفورماتور و اندوکتانس سیم‌پیچ اشباع شود، جریان بایستی از مقداری بزرگ‌تر باشد. برای این منظور توصیه می‌شود که جریان بزرگ‌تر از ۱/۲ برابر پیک جریان مغناطیس‌کنندگی باشد [۳۵]. این موضوع در ترانسفورماتورهای بزرگ که سیم‌پیچ با تعداد دور کم دارند، مثل سیم‌پیچ فشارضعیف ترانسفورماتورهای نیروگاهی، حائز اهمیت بیشتری است. در این حالت منبع تغذیه بایستی قوی باشد تا بتواند جریان لازم برای اشباع هسته را تامین کند.

ح) پمپ‌های روغن در حین اندازه‌گیری بایستی خاموش باشند.

خ) قرائت مقاومت هر فاز یا مقاومت فاز به فاز در حالت مثلث بایستی به طور جداگانه ثبت گردد. ثبت دمای اندازه‌گیری نیز الزامی است.

د) مطابق FIST، دیاگرام اتصالات نیز بایستی در گزارش قید گردد. به عبارت دیگر، ترمینال‌هایی که مقاومت بین آن‌ها اندازه‌گیری می‌شود بایستی در اندازه‌گیری مشخص شود. علاوه بر این شماره تپی که آزمون برای آن در حال انجام است بایستی ثبت شود.

ذ) در مورد اتوترانسفورماتور، جریان بایستی بین ترمینال فشارقوی و نوترال تزریق شود. سپس، ولتاژ بین ترمینال HV و LV اندازه‌گیری شود که مقاومت قسمت سری سیم‌پیچ را به دست می‌دهد. در همان حال، اندازه‌گیری ولتاژ بین ترمینال LV و نوترال، مقاومت قسمت مشترک سیم‌پیچ را به دست می‌دهد.

ر) IEEE توصیه می‌کند که جمع مقاومت سه فاز نیز در گزارش قید گردد. در مورد اتصال ستاره، جمع سه اندازه‌گیری برابر جمع مقاومت فازهاست. در مورد اتصال مثلث (اندازه‌گیری ترمینال به ترمینال) حاصل‌ضرب جمع سه مقاومت اندازه‌گیری‌شده در ضریب ۱/۵ برابر مقاومت مجموع است.

ز) به دلیل اینکه پس‌ماند مغناطیسی ایجادشده در این آزمایش می‌تواند موجب کشیده‌شدن جریان هجومی قابل توجه باشد، توصیه می‌شود که پس از آزمون مقاومت DC، فرآیند از بین‌بردن پس‌ماند مغناطیسی انجام شود. برای این کار می‌توان جریان DC را به سیم‌پیچ در چند مرحله اعمال کرد و در هر مرحله پلاریته آن را تعویض کرده و دامنه جریان را نیز کم کرد. در صورتی که دامنه جریان قابل تنظیم نباشد، می‌توان با کم کردن زمان تزریق جریان در چند مرحله پس‌ماند را از بین برد. منبع آزمون مقاومت DC به این منظور می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.

۲-۴-۲-۵- اندازه‌گیری مقاومت سایر تپ‌ها

پس از اندازه‌گیری مقاومت DC در یک تپ، بایستی تپ تغییر داده شود و مقاومت DC سایر تپ‌ها نیز اندازه‌گیری شود. در این مورد، نکات زیر مدنظر است:

أ) مطابق FIST، اندازه‌گیری اول بایستی روی تپی باشد که ترانسفورماتور در آن قرار داشته است (پیش از بی‌برق کردن).

ب) با تغییر تپ، پس از پایدار شدن ولتاژ و جریان، مقدار مقاومت باید قرائت شده و به تفکیک تپ‌ها ثبت گردد. برای هر تپ، مقاومت بایستی در محدوده ۵٪ از مقاومت سایر فازها در همان تپ باشد.

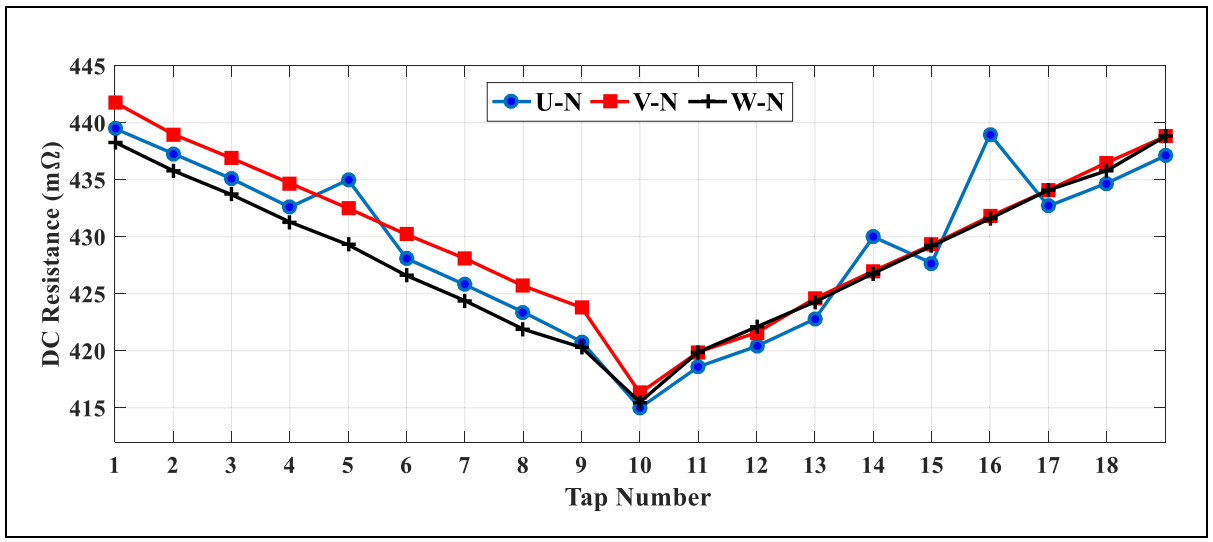
ت) در هنگام تغییر تپ، به آمپرمتر بایستی دقت شود. صفر شدن جریان آمپرمتر در حین تغییر تپ، نشان دهنده عدم پیوستگی تپ‌چنجر است که یک مشکل در تپ‌چنجر محسوب می‌گردد.

ث) مقادیر ثبت‌شده بایستی به دقت برای مقایسه سال‌های بعد بایگانی و نگهداری شود.

ج) در هر زمانی که نیاز به عملکرد تپ‌چنجر در آزمون وجود دارد، بهتر است که تغییرات تپ به صورت دستی انجام شود. همچنین، نبایستی هنگام برق‌دار کردن (یعنی در پایان آزمون)، تپ بر روی پایین‌ترین یا بالاترین موقعیت قرار داده شود چون ممکن است به دلیل مشکلی در عملکرد مکانیسم، در اولین حرکت به تپ‌چنجر آسیب وارد شود.

ح) توصیه می‌شود که مقدار مقاومت تپ‌ها بر اساس شماره تپ در یک نمودار رسم شده و مقدار مقاومت تپ‌های مختلف با یکدیگر مقایسه شود. روند تغییرات مقاومت با شماره تپ باید منظم باشد و عدم وجود این حالت نشان‌گر اتصال بد کنتاکت تپ‌چنجر در تپ مورد آزمایش است. توجه

شود که با توجه به نوع تپ‌چنجر ممکن است مقاومت به طور کلی افزایشی (کاهشی) باشد و یا دارای یک مقدار حداقل در تپ وسط باشد. ترسیم مقدار مقاومت بر اساس شماره تپ در مورد یک تپ‌چنجر به عنوان نمونه در شکل (۲-۱۰) نمایش داده شده است. چنان‌که دیده می‌شود روند تغییرات مقاومت فازهای V و W منطقی است اما تغییرات فاز U در تپ‌های ۵، ۱۴ و ۱۶ منطقی نبوده و بایستی بررسی بیشتری صورت گیرد. چنین روندی در مورد تپ‌چنجرها می‌تواند برخی عیوب معمول آن‌ها را مشخص سازد.



شکل (۲-۱۰): مقاومت سه فاز یک ترانسفورماتور در تپ‌های مختلف

۲-۴-۳- آزمون نسبت تبدیل

۲-۴-۳-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

نسبت‌تبدیل مطابق تعریف نسبت مقدار ولتاژ موثر سمت فشارقوی به مقدار ولتاژ موثر سمت فشارضعیف در حالت بی‌باری ترانسفورماتور است. این آزمون به طور عمده برای تشخیص اتصال حلقه انجام می‌گردد و می‌تواند وجود قطعی در اتصالات سیم‌پیچی یا اتصال غلط تپ‌چنجر را نیز مشخص کند. همچنین، مطابق IEEE C57.152 در صورتی که جریان اتصال کوتاه قابل توجهی از ترانسفورماتور عبور کرده باشد، انجام این آزمون پیش از برگرداندن ترانسفورماتور به مدار توصیه می‌شود. در حالت دوم آزمون بایستی در تپی انجام گیرد که هنگام عبور جریان اتصال کوتاه، ترانسفورماتور در آن تپ قرار داشته است. ضمناً در صورتی که تفسیر نتایج DGA دلالت بر وجود نقطه داغ باشد انجام این آزمون توصیه می‌شود.

علت آن است که اگر اتصال حلقه اتفاق افتاده باشد، جریان قابل توجهی در حلقه به گردش در می‌آید و باعث ایجاد نقطه داغ موضعی می‌شود.

این آزمون بایستی در هنگام راه‌اندازی ترانسفورماتور نیز انجام شود. در هنگام راه‌اندازی، نسبت‌تبدیل بایستی در همه تپ‌های تپ‌چنجر تحت بار و آفلاین انجام گیرد اما در آزمون‌های دوره‌ای، انجام این آزمون در همه تپ‌های تپ‌چنجر تحت بار کفایت می‌کند و احتیاجی به کنترل تپ‌های آفلاین نیست.

مطابق IEEE C57.152 نتایج آزمون نسبت‌تبدیل مطلق بوده و بایستی با مقادیر ذکر شده در پلاک مقایسه گردد. مقدار نسبت‌تبدیل در همه تپ‌ها بایستی در بازه ۰/۵٪ مقدار درج شده بر روی پلاک باشد. در غیر این صورت ترانسفورماتور نیاز به بررسی دارد.

تبصره: در صورتی که تپ‌چنجر بر روی سیم‌پیچ فشارضعیف قرار داشته باشد، ممکن است به دلیل تعداد کم حلقه‌ها (نسبت به سمت فشارقوی) نسبت‌تبدیل در همه تپ‌ها در بازه ۰/۵٪ از مقدار پلاک قرار نداشته باشد. در این حالت در صورتی که مقدار اختلاف بیش از ۰/۵٪ در هر سه فاز به طور مشابه تکرار شود و نسبت‌تبدیل در پایین‌ترین و بالاترین تپ در محدوده ۰/۵٪ باشد ترانسفورماتور بدون مشکل ارزیابی می‌شود.

۲-۴-۳-۲- نحوه انجام آزمون

امروزه دستگاه‌های تجاری برای انجام آزمون نسبت‌تبدیل موجود است و این آزمون می‌تواند به کمک این دستگاه‌ها مطابق دستورالعمل سازنده انجام شود. در غیر این صورت، اندازه‌گیری نسبت‌تبدیل می‌تواند به کمک روش ولت‌متر به ترتیب زیر انجام شود:

أ) دو ولت‌متر یکی در سمت فشارقوی و دیگر در سمت فشارضعیف بایستی نصب شود.

ب) سمت فشارقوی بایستی با ولتاژی که کم‌تر از مقدار نامی ولت‌متر باشد تغذیه شود.

ت) مقدار اندازه‌گیری‌شده در هر دو ولت‌متر بایستی همزمان قرائت شوند. اندازه‌گیری بایستی در همه تپ‌ها انجام شود.

ث) سپس بایستی جای دو ولت‌متر عوض شده و برای بار دوم فرآیند اندازه‌گیری نسبت‌تبدیل تکرار شود و مقدار هر دو ولت‌متر در همه تپ‌ها قرائت گردد.

ج) در انتها، میانگین عدد قرائت‌شده در دو مرحله (یا به عبارت دیگر توسط دو ولت‌متر) بایستی برای محاسبه نسبت‌تبدیل استفاده شود.

۲-۴-۳-۳- نکات مهم در آزمون نسبت‌تبدیل

در انجام آزمون نسبت‌تبدیل بایستی به نکات زیر توجه کرد (مطابق IEEE C57.152):

أ) آزمون بایستی به صورت تک‌فاز انجام شود. بنابراین لازم است که آزمون نسبت‌تبدیل در سه‌فاز به تفکیک انجام گیرد.

تبصره: در صورتی که اتصال ترانسفورماتور ستاره باشد و نوترال در دسترس نباشد، آزمون نسبت-تبدیل باید به صورت سه‌فاز انجام شود چون با تزریق تک‌فاز ممکن است نقطه نوترال در ولتاژی برابر نصف مقدار تغذیه‌شده تثبیت نشود.

ب) برای حفظ ایمنی، تغذیه باید از سمت فشارقوی انجام شود و در هنگام کار با ولتاژ بایستی احتیاط کرد. نسبت‌تبدیل باید با مقدار ولتاژ اندک نیز به درستی جواب دهد.

ت) در صورتی که ترانسفورماتور به صورت بانک باشد، بایستی در گزارش آزمون، دیاگرام اتصالات استفاده شده و همچنین، رابطه‌ای که برای تغییر نسبت‌تبدیل به حالت سه‌فاز استفاده شده است ارائه گردد.

ث) دقت ولت‌مترهای مورد استفاده بایستی متناسب با دقت ۰/۵٪ مورد نیاز نسبت‌تبدیل باشد.

ج) در مورد ترانسفورماتورهایی که سیم‌پیچ Coarse و Fine در تپ‌چنجر دارند بایستی نحوه تغییرات از پایین‌ترین تپ تا بالاترین تپ مورد دقت قرار گیرد که افزایش (یا کاهش) نسبت‌تبدیل از پایین‌ترین تا بالاترین تپ دارای یک روند باشد.

ح) در هر زمانی که نیاز به عملکرد تپ‌چنجر وجود دارد، بهتر است که تغییرات تپ به صورت دستی انجام شود. همچنین، نباید هنگام برق‌دار کردن (پایان آزمون)، تپ بر روی پایین‌ترین یا بالاترین موقعیت قرار داده شود چون ممکن است به دلیل وجود مشکلی در عملکرد مکانیسم، در اولین حرکت به تپ‌چنجر آسیب وارد شود.

خ) اگر تپ‌چنجر آفلاین در مدت زمان طولانی کار نکرده باشد بایستی احتیاط نمود چون ممکن است به دلیل عدم عملکرد طولانی مدت مکانیسم به درستی تپ‌ها را به یکدیگر متصل نکند و یا اینکه تپ‌ها کربنیزه شده باشند.

۲-۴-۴- آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ و عدد پلاریزاسیون

۲-۴-۴-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

هدف از این آزمون، که به آزمون "مگر" نیز موسوم است، اندازه‌گیری مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها با زمین و بین سیم‌پیچ‌ها با یکدیگر به منظور یافتن نقاط دارای مشکل عایقی است. برای مثال زمانی که ترانسفورماتور مشکوک به بالا بودن مقدار رطوبت باشد، انجام آزمون مقاومت عایقی توصیه می‌شود.

همچنین، در صورتی که اتصال سیم‌پیچ به زمین، اتصال کوتاه بین سیم‌پیچ‌ها و یا مسیر به شدت کربنیزه بین سیم‌پیچ و زمین (یا دو سیم‌پیچ) وجود داشته باشد، مقاومت اندازه‌گیری شده کوچک بوده و به صفر نزدیک است. مطابق IEEE C57.152 میزان پایین مقدار مقاومت عایقی بایستی توسط سایر آزمون‌ها مثل تانزانت دلتای سیم‌پیچ، عدد پلاریزاسیون و یا مقدار رطوبت صحت‌سنجی شود.

مقایسه مقاومت عایقی اندازه‌گیری‌شده با مقدار قبلی یا مقدار کارخانه‌ای اهمیت بالاتری از مقدار مطلق آن دارد. گرچه مقدار مطلق در برخی مراجع داده شده اما توصیه آن است که مقاومت با مقدار کارخانه‌ای مقایسه شود. تغییر قابل توجه بین مقدار اندازه‌گیری‌شده و اندازه‌گیری قبلی بایستی مورد بررسی قرار گیرد. استاندارد IEEE C57.152 توصیه می‌کند که مقاومت عایقی به صورت دوره‌ای اندازه‌گیری و رسم شود. تغییرات مقدار مقاومت در طول زمان حائز اهمیت است و تغییرات زیاد بایستی مورد بررسی قرار گیرد و علت آن مشخص شود. دقت به نحوه تغییرات در طول زمان روند کاهش مقاومت عایقی را می‌تواند به خوبی نشان دهد.

۲-۴-۴-۲- اصلاح دما

دما تاثیر قابل توجهی بر روی مقاومت عایقی دارد. به طور کلی، انجام آزمون در دمای بالاتر منجر به مقاومت عایقی کم‌تری می‌شود. با توجه به اینکه ضریب اصلاح دقت بالایی ندارد، IEEE C57.152 ذکر می‌کند که هنگام آزمون، دمای روغن و سیم‌پیچ بایستی نزدیک به دمای مرجع ($20\ ^0C$) باشد.

به صورت تقریبی می‌توان گفت که هر ده درجه افزایش دما، مقاومت عایقی را نصف می‌کند. به طور دقیق، در صورتی که دمای اندازه‌گیری $20\ ^0C$ نباشد، از جدول (۲-۶) می‌توان برای تبدیل مقاومت عایقی اندازه‌گیری‌شده به دمای $20\ ^0C$ استفاده کرد [۳۶]. به این منظور، مقدار مقاومت اندازه‌گیری‌شده باید در ضریبی که از جدول (۲-۶) استخراج می‌شود، مطابق رابطه (۲-۲)، ضرب شود. در رابطه مذکور، IR_T مقاومت عایقی اندازه‌گیری‌شده در دمای T، پارامتر K_T ضریب اصلاح استخراج شده از جدول (۲-۶) و IR_{20° مقاومت عایقی اصلاح‌شده به دمای $20\ ^0C$ است.

$$IR_{20^\circ} = IR_T \times K_T \qquad (۲-۲)$$

جدول (۲-۶): ضریب اصلاح دمایی مقاومت عایقی (K_T)

دمای اندازه‌گیری	ضریب اصلاح	دمای اندازه‌گیری	ضریب اصلاح
۰	۰/۲۵	۴۰	۳/۹۵
۵	۰/۳۶	۴۵	۵/۶۰
۱۰	۰/۵۰	۵۰	۷/۸۵
۱۵	۰/۷۴	۵۵	۱۱/۲۰
۲۰	۱/۰۰	۶۰	۱۵/۸۵
۲۵	۱/۴۰	۶۵	۲۲/۴۰
۳۰	۱/۹۸	۷۰	۳۱/۷۵
۳۵	۲/۸۰	۷۵	۴۴/۷۰

۲-۴-۴-۳- اتصالات، ولتاژ آزمون و نحوه انجام

هدف از آزمون، اندازه‌گیری مقاومت عایقی است و لذا آزمون بایستی بین الکترودهایی که عایق بین آن‌ها وجود دارد انجام شود. با توجه به اینکه سیم‌پیچ‌های سه فاز در هر سطح ولتاژ از داخل ترانسفورماتور به یکدیگر متصل هستند، بنابراین سیم‌پیچ‌های هر سطح ولتاژ یک الکترود محسوب می‌شوند. به منظور اندازه‌گیری بهتر، باید ترمینال‌های یک سیم‌پیچ (فازها و نوترال یک سطح ولتاژ) به یکدیگر متصل شوند. همچنین، اتصال زمین سیم‌پیچ (در صورت وجود) بایستی باز شود. به این ترتیب، می‌توان مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها با یکدیگر و با زمین را اندازه‌گیری کرد.

در مورد اتوترانسفورماتور، با توجه به اینکه سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف ارتباط الکتریکی دارند، بنابراین یک الکترود محسوب شده و بایستی ترمینال‌های فاز و نوترال سیم‌پیچ اولیه و ثانویه به یکدیگر متصل شوند. توجه کنید که در یک اتوترانسفورماتور مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف قابل اندازه‌گیری نیست.

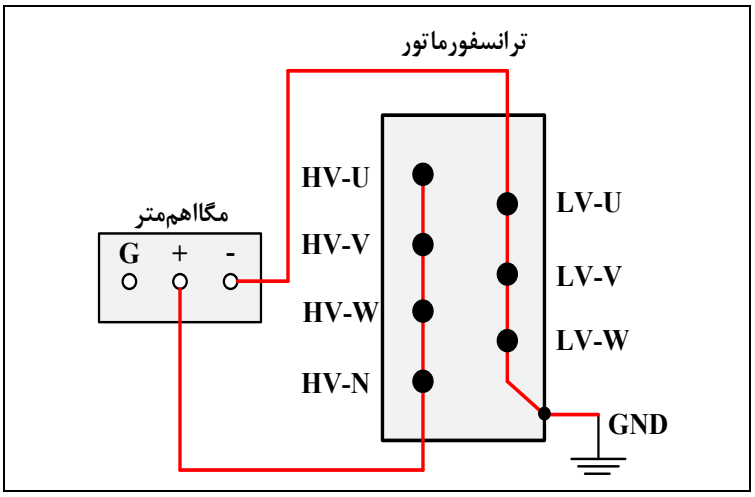
دستگاه مقاومت عایقی یا مگااهم‌متر معمولاً دارای سه خروجی مثبت (یا Line)، منفی (یا Earth) و گارد است. در هنگام انجام آزمون هیچ یک از سیم‌پیچ‌ها نبایستی بدون اتصال (یا Float) باشد و حتماً بایستی به یکی از ترمینال‌های دستگاه مقاومت عایقی متصل باشد.

بسته به نوع ترانسفورماتور، انواع مختلفی از اتصالات و مقاومت عایقی قابل اندازه‌گیری است. اتصالاتی که توسط IEEE C57.152 برای اندازه‌گیری توصیه می‌شود در جدول (۲-۷) ارائه شده است.

برای درک بهتر نحوه اتصالات، یکی از این اتصالات برای ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه در شکل (۲-۱۱) نشان داده شده است. این شکل مربوط به اندازه‌گیری مقاومت عایقی اتصال (LV + GND)ت (HV) است. چنان‌که دیده می‌شود، ترمینال‌های سیم‌پیچ LV که قبلاً به یکدیگر متصل شده‌اند به زمین وصل شده و نقش یک الکترود را دارند به خروجی منفی (-) مگااهم‌متر وصل شده است. سه ترمینال فشارقوی نیز به عنوان یک الکترود به خروجی مثبت (+) متصل شده‌اند.

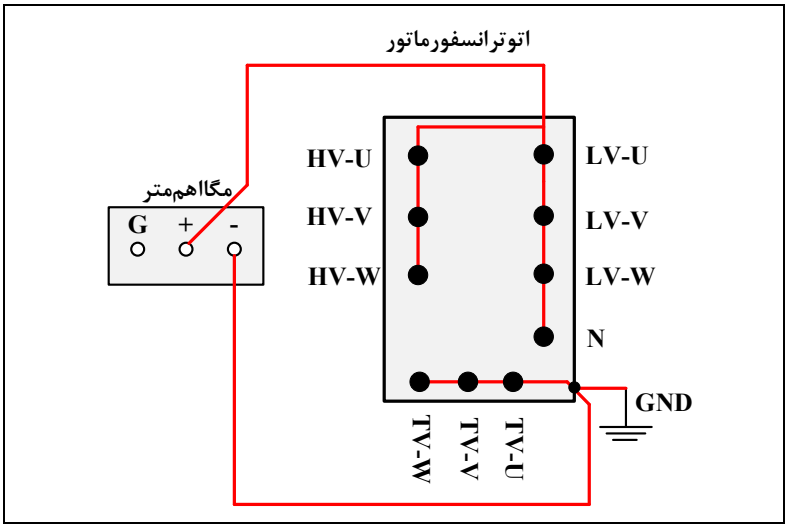
جدول (۲-۷): اندازه‌گیری مقاومت عایقی بین اتصالات سیم‌پیچ‌ها
بر اساس IEEE C57.152 [۹]

نوع تجهیز	اتصالات لازم
ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه	(HV+LV)ت (GND)
	(HV)ت (LV + GND)
	(LV)ت (HV + GND)
ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه	(HV)ت (LV + TV + GND)
	(LV)ت (HV + TV + GND)
	(GND)ت (HV + LV + TV)
	(TV)ت (HV + LV + GND)
اتوترانسفورماتور	(GND)ت (HV + LV)
اتوترانسفورماتور (سه سیم‌پیچه)	(HV + LV)ت (TV + GND)
	(GND)ت (HV + LV + TV)
	(TV)ت (HV + LV + GND)
در هر آزمون، مقاومت عایقی بین اتصالات دو پرانتز اندازه‌گیری می‌شود و اتصالات هر یک از پرانتزها بایستی به یکی از خروجی‌های مگااهم‌متر متصل شود.	



شکل (۲-۱۱): اندازه‌گیری مقاومت عایقی مربوط به اتصال (LV + GND)ت (HV) بدون گارد در یک ترانسفورماتور دوسیم‌پیچه با اتصال YNd

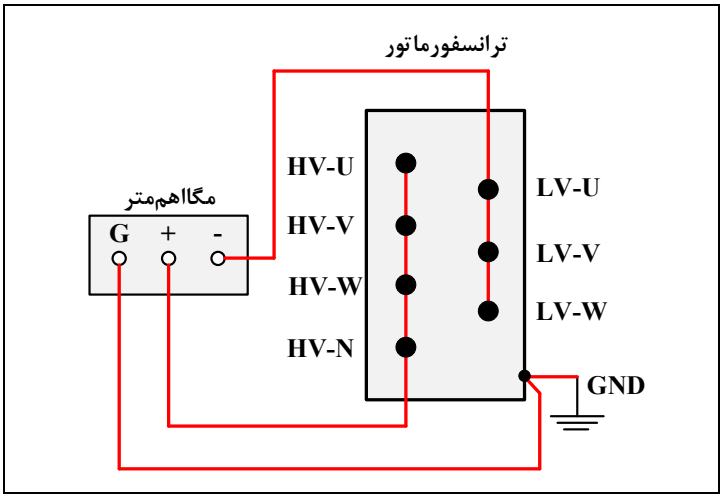
شکل (۲-۱۲) اندازه‌گیری اتصال (HV+LV)-(TV+GND) را برای یک اتوترانسفورماتور سه سیم‌پیچه بدون گارد نمایش می‌دهد. چنان‌که دیده می‌شود، کلیه ترمینال‌های HV و LV که در اصل یک سیم‌پیچ هستند به هم متصل شده و به خروجی مثبت (+) متصل شده‌اند. ترمینال‌های سیم‌پیچ TV نیز به یکدیگر و به زمین متصل شده و به خروجی منفی (-) مگااهم‌متر متصل شده است.



شکل (۲-۱۲): اندازه‌گیری مقاومت عایقی مربوط به اتصال (TV + GND)ت (HV+LV) بدون گارد در یک اتوترانسفورماتور سه‌سیم‌پیچه با اتصال Yynd

برای دقت بالاتر و خصوصاً برای عیب‌یابی می‌توان از اتصال گارد استفاده کرد. جریان نقطه‌ای که به گارد متصل است از مسیر اندازه‌گیری عبور نمی‌کند و لذا مقاومت‌های عایقی مربوط به آن نقطه در اندازه‌گیری دخالت نخواهند داشت. جدول (۲-۸) نحوه اتصالات برای اندازه‌گیری مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها و مقاومت بین سیم‌پیچ تا زمین را به تفکیک انواع ترانسفورماتور مشخص کرده است.

اندازه‌گیری اتصال HV-LV با گارد برای یک ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه در شکل (۲-۱۳) نشان داده شده است. چنان‌که دیده می‌شود ترمینال‌های سیم‌پیچ HV به هم متصل شده و تشکیل یک الکترود داده‌اند و به خروجی مثبت (+) مگااهم‌متر متصل شده‌اند. ترمینال‌های LV نیز به یکدیگر متصل شده و تشکیل یک الکترود داده‌اند و به خروجی منفی (-) متصل شده‌اند. ترمینال زمین که در اندازه‌گیری تاثیری نداشته، به خروجی گارد (G) متصل شده است. بدین ترتیب عایق بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف مورد آزمون قرار می‌گیرد.

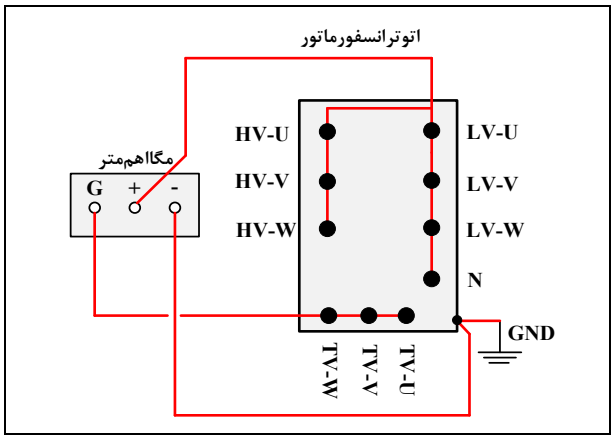


شکل (۲-۱۳): اندازه‌گیری مقاومت عایقی مربوط به اتصال (LV)ت (HV)
با گارد در یک ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه با اتصال YNd

اندازه‌گیری اتصال (GND) ت (HV+LV) با گارد برای یک اتوترانسفورماتور سه سیم‌پیچه در شکل (۲-۱٤) نشان داده شده است. ترمینال‌های HV و LV که در اصل یک سیم‌پیچ هستند به هم متصل شده تشکیل یک الکترود داده‌اند و به خروجی مثبت (+) مگااهم‌متر متصل شده‌اند. زمین به خروجی منفی (-) متصل شده است. ترمینال‌های TV نیز به یکدیگر متصل شده و به خروجی گارد (G) وصل شده است تا در اندازه‌گیری دخالتی نداشته باشد. بدین ترتیب عایق بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف تا زمین مورد آزمون قرار می‌گیرد.

جدول (۲-۸): اندازه‌گیری مقاومت‌های عایقی به تفکیک با استفاده از گارد

نوع تجهیز	خروجی‌های مگااهم‌متر			مقاومتی که اندازه‌گیری می‌شود
	مثبت	منفی	اتصال گارد	
ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه	HV	GND	LV	HV تGND
	LV	GND	HV	LV تGND
	HV	LV	GND	HV تLV
ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه	HV	GND	(LV + TV)	HV تGND
	LV	GND	(HV + TV)	LV تGND
	TV	GND	(HV + LV)	TV تGND
	HV	LV	(TV + GND)	HV تLV
	HV	TV	(LV + GND)	HV تTV
	LV	TV	(HV + GND)	LV تTV
اتوترانسفورماتور	(HV + LV)	GND	ت	(HV + LV) تGND
اتوترانسفورماتور (سه سیم‌پیچه)	(HV + LV)	GND	TV	(HV + LV) تGND
	(HV + LV)	TV	GND	(HV + LV) تTV
	TV	GND	(HV + LV)	TV تGND



شکل (۲-۱٤): اندازه‌گیری مقاومت عایقی مربوط به اتصال (GND)ت (HV+LV) با گارد در یک اتوترانسفورماتور سه‌سیم‌پیچه با اتصال Yynd

برای سطح انتقال توصیه می‌شود که ولتاژ آزمون 2.5 kV یا 5 kV باشد و ترجیح با ولتاژ بالاتر (5 kV) است. IEEE C57.152 قید می‌کند که ولتاژ بایستی برای مدت یک دقیقه ثابت نگه داشته شود و سپس

مقدار جریان یا مقاومت قرائت شود. با توجه به اینکه مقدار مقاومت در ولتاژهای مختلف ممکن است متفاوت باشد، هر گونه مقایسه بایستی با مقدار اندازه‌گیری شده در همان ولتاژ انجام شود. ولتاژ آزمون نبایستی بزرگ‌تر از مقدار موثر ولتاژ نامی سیم‌پیچ باشد.

۲-۴-۴-۴- نکات آزمون مقاومت عایقی

نکات زیر بایستی هنگام آزمون مقاومت عایقی مدنظر باشد:

أ. منظور از مقاومت عایقی، مقاومت اندازه‌گیری شده در زمان یک دقیقه است.

ب. هنگام انجام آزمون، بوشینگ ترانسفورماتور بایستی خشک و تمیز باشد. در غیر این صورت عدد مقاومت عایقی ممکن است کوچک‌تر از مقدار واقعی اندازه‌گیری شود.

ت. پیش از انجام آزمون باتری دستگاه‌ها باید کنترل شود. دقت دستگاه در حالتی که شارژ باتری کم باشد مناسب نخواهد بود.

ث. در هیچ شرایطی نباید آزمون فوق در حالتی که ترانسفورماتور تحت خلاء است انجام شود.

ج. در صورتی که در حین آزمون، جریان به جای کم و پایدار شدن شروع به افزایش کند، آزمون بایستی به سرعت متوقف شود. افزایش شدید جریان نشان دهنده عیب عایقی سیم‌پیچ است.

ح. پس از انجام آزمون، ترمینال همه سیم‌پیچ‌ها بایستی به مدت طولانی زمین شود تا بار ایجاد شده در ترانسفورماتور تخلیه شود.

۲-۴-۴-۵- عدد پلاریزاسیون

طبق تعریف عدد پلاریزاسیون (PI) نسبت بین مقاومت عایقی در ۱۰ دقیقه به مقاومت عایقی در یک دقیقه در ولتاژ ثابت است:

$$PI = \frac{R_{10'}}{R_{1'}} \qquad (۳-۲)$$

بنابراین در هنگام اندازه‌گیری مقاومت عایقی با ثبت مقدار مقاومت در ۱۰ دقیقه و یک دقیقه و تقسیم این دو مقدار اندیس پلاریزاسیون محاسبه می‌شود. عدد پلاریزاسیون پایین‌تر می‌تواند نشانه تخریب عایق یا وجود رطوبت بالا باشد. نکته مهم PI آن است که مواردی که بر اندازه‌گیری مقاومت عایقی تاثیر می‌گذارند مثل رطوبت یا دما برای هر دو اندازه‌گیری (یک و ده دقیقه) یکی است و لذا خطاهای فوق در آن تاثیر قابل توجهی ندارد.

تفسیر عدد PI به صورت جدول (۲-۹) است که از استاندارد IEEE C57.152 استخراج گردیده و تجربه متخصصین و سایر مراجع دیگر نیز در آن لحاظ شده است [۲۷]. منظور از خطرناک و ضعیف حالتی است که بایستی آزمون‌های تکمیلی جهت عیب‌یابی انجام شود. از جمله در صورتی که هیچ یک از آزمون‌های معمول عیب را تشخیص ندهند، انجام آزمون ولتاژ القایی توصیه می‌شود. برای آزمون‌های تکمیلی و عیب‌یابی ترانسفورماتور بایستی توصیه‌های متخصصین ذیربط رعایت شود.

جدول (۲-۹): تفسیر عدد PI

عدد پلاریزاسیون	وضعیت عایق
< ۱/۰	خطرناک
≥ ۱/۰-۱/۱	ضعیف
> ۱/۱-۱/۲۵	مشکوک
>۱/۲۵ -۲	قابل قبول
> ۲	خوب

۲-۴-۴-۶- نکات آزمون عدد پلاریزاسیون

أ) اندیس PI در مورد ترانسفورماتورهای نو نبایستی استفاده شود. عدد پلاریزاسیون مایع عایقی همیشه نزدیک به یک است. بنابراین، ممکن است عدد پلاریزاسیون ترانسفورماتوری که در آن مایع عایقی هدایت کمی دارد (مثل روغن نو) کم باشد هرچند سیستم عایقی بدون مشکل است.

ب) به ازای هر یک از مقاومت‌هایی که در جدول (۲-۸) اندازه‌گیری می‌شود یک عدد پلاریزاسیون نیز می‌تواند اندازه‌گیری شود. بایستی توجه داشت که در قسمت‌هایی که چندان از لحاظ عایقی مهم نیست (مانند عایق بین سیم‌پیچ فشارضعیف با زمین یا ثالثیه با زمین) ممکن است از عایق‌های نه چندان مرغوب استفاده شده باشد. وجود چنین عایق‌هایی باعث خراب شدن عدد پلاریزاسیون می‌شود و به همین دلیل توصیه می‌شود که عدد پلاریزاسیون با مقدار کارخانه‌ای نیز مقایسه شود. در صورتی که مقدار PI در کارخانه کم بوده است، کم بودن PI اندازه‌گیری‌شده نبایستی به عنوان مشکل در عایق تعبیر شود.

ت) هنگام اندازه‌گیری مقاومت عایقی به منظور محاسبه عدد پلاریزاسیون، عدد مقاومت عایقی بایستی در هر سه زمان ۱۵ ثانیه، ۶۰ ثانیه و ۱۰ دقیقه ثبت شود. علت آن است که احتمالاً در ادامه اندازه‌گیری، دستگاه پس از گذشت چند دقیقه به حالت Out of range برود و عدد مقاومت عایقی در ۱۰ دقیقه

به دلیل بزرگ بودن قابل اندازه‌گیری نباشد. در چنین حالتی، تقسیم مقاومت عایقی در ۶۰ ثانیه به ۱۵ ثانیه معیار قرار خواهد گرفت. معمولاً عدد پلاریزاسیون که از تقسیم ۶۰ ثانیه به ۱۵ ثانیه به دست می‌آید نباید کم‌تر از عدد ۱/۳ باشد. در چنین حالتی بایستی به نظر متخصصین خبره مراجعه کرد.

۲-۴-۵- آزمون مقاومت عایقی هسته

۲-۴-۵-۱- کلیات، نحوه ارزیابی

مطابق IEEE C57.152 این آزمون بایستی به صورت منظم انجام شود. توصیه می‌شود که این آزمون همراه با سایر آزمون‌های الکتریکی انجام شود. هدف این آزمون ارزیابی عایق هسته ترانسفورماتور است. همچنین، در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به زمین شدن هسته در نقطه دوم باشد، این آزمون بایستی صورت گیرد.

در حالت عادی، هسته ترانسفورماتور تنها از یک نقطه زمین می‌شود. در صورتی که به صورت اتفاقی نقطه دومی زمین شود، جریان گردشی قابل توجهی در هسته و از طریق زمین ایجاد می‌شود. علت ایجاد این جریان، القای ولتاژ در اثر شار پراکندگی است. این جریان که از هسته، اتصال زمین اصلی و اتصال زمین ناخواسته عبور می‌کند منجر به ایجاد نقطه داغ درون ترانسفورماتور می‌شود و در نتیجه گاز تولید می‌کند. بنابراین، در صورتی که آزمون DGA وجود نقطه داغ را نشان دهد و نتیجه آزمون مقاومت DC مناسب بودن اتصالات و تپ‌ها باشد، جریان گردشی هسته می‌تواند علت تولید گاز باشد و لذا آزمون مقاومت عایقی هسته به منظور اطمینان از عدم زمین‌بودن هسته در نقطه دوم باید انجام گیرد. همچنین، بایستی توجه کرد که در ترانسفورماتورهای بزرگ، معمولاً کانال‌هایی برای خنک‌سازی در هسته تعبیه می‌شود و بسته‌های هسته طرفین کانال‌های خنک‌کننده از یک نقطه به یکدیگر وصل می‌شوند. در صورتی که بسته‌های هسته در نقطه دیگری نیز به یکدیگر متصل شوند، آنگاه مشابه حالت قبل جریان گردشی قابل توجهی ایجاد می‌شود که باعث ایجاد نقطه داغ و تولید گاز می‌شود.

به غیر از مورد فوق، توجه به روند تغییرات مقاومت عایقی هسته در طول زمان به ارزیابی عایق هسته و ترانسفورماتور و در صورت ایجاد تغییراتی در ترانسفورماتور، که ممکن است عایق هسته را تحت تاثیر قرار دهد، همچنین، تشخیص پیری زودهنگام آن در صورت وجود کمک می‌کند. انجام این آزمون پیش از برق‌دار کردن توصیه می‌شود. پس از اندازه‌گیری میزان مقاومت عایقی هسته تا زمین، ارزیابی می‌تواند مطابق جدول (۲-۱۰) به شرح ذیل که در IEEE C57.152 ارائه شده است انجام شود.

جدول (۲-۱۰): مقاومت عایقی هسته ترانسفورماتورهای کارکرده مطابق IEEE C57.152 [۹]

مقدار مقاومت عایقی	وضعیت ترانسفورماتور
> 100 MΩ	عادی
10 ت100 MΩ	نشانگر تخریب عایق
< 10 MΩ	نیاز به بررسی

۲-۴-۵-۲- نحوه انجام و نکات قابل توجه

برای انجام این آزمون بایستی مراحل زیر انجام شود:

اتصال زمین هسته باید باز شود. در ترانسفورماتورهای جدید این اتصال از بیرون در دسترس است. در مورد ترانسفورماتورهای قدیمی ممکن است این اتصال داخل ترانسفورماتور باشد و لازم است مقداری روغن برای انجام آزمون تخلیه شود. زمانی که زمین هسته در دسترس نباشد بایستی با سازنده یا متخصصین دارای صلاحیت مشورت شود.

پس از باز کردن زمین، بایستی توسط یک مگااهم‌متر یک ولتاژ DC بین هسته و تانک ترانسفورماتور (زمین) ایجاد شود. سپس، مقدار مقاومت مذکور بایستی قرائت گردد. در صورتی که مقدار مقاومت کم‌تر از 10 MΩ باشد، IEEE C57.152 توصیه می‌کند که مقاومت در رنج پایین‌تر دستگاه اندازه‌گیری شود تا اندازه‌گیری دقت بالاتری داشته باشد.

در صورتی که اتصال بین بسته‌های (قسمت‌های جداگانه) هسته در طرفین کانال‌های خنک‌کننده اتفاق افتاده باشد، انجام آزمون فوق موردی را نشان نمی‌دهد. برای تشخیص چنین خطایی بایستی پس از خالی‌کردن مقدار مناسب روغن، اتصال بین بسته‌های هسته از داخل تانک باز شده و آزمون مقاومت عایقی بین بسته‌های مختلف هسته انجام شود.

در اندازه‌گیری مقاومت عایقی هسته نکات زیر بایستی مدنظر باشد:

أ) طبق IEC 60076-1 مقدار ولتاژ آزمون بایستی از 500 V DC تجاوز نکند [۳٤]. (IEC در مورد ترانسفورماتورهایی که اتصال زمین، بیرون تانک قرار دارد مقدار ولتاژ را 2500 V DC قید می‌کند اما بایستی مدنظر داشت که این ولتاژ مربوط به آزمون کارخانه‌ای است.

ب) در هنگام باز کردن پیچ اتصال زمین داخلی باید احتیاط کرد. در صورتی که مهره در جای خود ثابت نباشد، ممکن است با باز کردن پیچ، مهره (یا خود پیچ) درون تانک سقوط کند. چنین حالتی خطرناک است و می‌تواند منجر به آسیب ترانسفورماتور شود.

ت) بهتر است دمای هسته نزدیک به دمای مرجع $20\ ^{0}C$ باشد. در هر حال، بایستی دمای هسته تخمین زده شود تا دقت اندازه‌گیری مناسب باشد.

۲-۴-۶- آزمون تلفات عایقی (tanδ) و خازن سیم‌پیچ‌ها

۲-۴-۶-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

آزمون tanδ و میزان خازن سیم‌پیچ‌ها معمولاً به صورت هم‌زمان انجام می‌شود. علت آن است که تغذیه AC و اندازه‌گیری جریان شارژ برای اندازه‌گیری tanδ الزامی است و لذا مقدار خازن نیز هم‌زمان قابل اندازه‌گیری است. آزمون tanδ به عنوان یکی از موثرترین روش‌های ارزیابی یک سیستم عایقی مثل ترانسفورماتور شناخته می‌شود و لذا می‌توان گفت که یک آزمون مهم در برنامه نگهداری ترانسفورماتور است [۹]. همان‌طور که اندازه‌گیری tanδ و خازن هم‌زمان انجام می‌شود، برای ارزیابی دقیق‌تر عایق ترانسفورماتور، هر دو مقدار خازن و tanδ بایستی با هم مورد توجه و مقایسه قرار گیرد. هر زمان که نتایج آزمون مقاومت عایقی قابل قبول نباشد، انجام آزمون tanδ توصیه می‌شود.

آزمون tanδ به طور کلی مشخص می‌کند که آیا عایق مرطوب و یا آلوده شده است یا خیر. با آلوده شدن یا آسیب دیدن عایق، مقدار tanδ آن تغییر می‌کند. موارد دیگری که باعث تغییر tanδ می‌شود عبارتند از: کربنیزه شدن عایق، بوشینگ آسیب‌دیده، آلودگی عایق با ذرات هادی و هسته ترانس که به صورت مناسب زمین نشده و یا زمین آن باز شده است. مقدار tanδ معمولاً بر حسب درصد گزارش می‌شود.

از سوی دیگر، در صورتی که سیم‌پیچ به صورت مکانیکی جابه‌جا شده باشد، مقدار خازن سیم‌پیچ تغییر خواهد کرد و لذا مقدار خازن می‌تواند چنین جابه‌جایی‌هایی را مشخص سازد. هر سیستم عایقی را می‌توان به صورت دو الکترود و یک عایق بین آن‌ها تصور کرد که تشکیل یک خازن می‌دهند. برای مثال، سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف دو الکترود هستند و بین آن‌ها عایقی وجود دارد و لذا یک خازن بین این دو سیم‌پیچ قابل تعریف است. مقدار این خازن به وضعیت هندسی سیم‌پیچ‌ها و همچنین، عایق بین آن‌ها بستگی دارد. به همین دلیل است که جابه‌جایی فیزیکی سیم‌پیچ‌ها باعث تغییر خازن می‌شود.

با توجه به اینکه مقدار خازن بستگی به هندسه سیم‌پیچ دارد، مقدار آن از یک مورد به مورد دیگر متفاوت است و لذا مقایسه خازن بایستی با مقدار اندازه‌گیری شده قبلی از همان ترانسفورماتور باشد. بهترین مورد، آن است که خازن‌های اندازه‌گیری‌شده در ابتدای کار ترانسفورماتور به عنوان مرجع انتخاب شوند. در صورتی که دسترسی به این داده‌ها وجود نداشته باشد، اولین اندازه‌گیری موجود می‌تواند مرجع مقایسه باشد. همچنین، در صورتی که هیچ‌گونه اندازه‌گیری وجود نداشته باشد، توصیه می‌شود که در اولین دوره نگهداری

ترانسفورماتور، خازن‌ها اندازه‌گیری شده تا به عنوان مبنا برای آزمون‌های بعدی قابل استفاده باشد. بر اساس میزان تغییرات خازن‌ها نسبت به مقدار مرجع می‌توان در مورد وضعیت ترانسفورماتور اظهارنظر کرد. معیار تعیین‌شده توسط IEEE C57.152 در جدول (۲-۱۱) نشان داده شده است.

جدول (۲-۱۱): خازن اندازه‌گیری شده ترانسفورماتور بر اساس IEEE C57.152 [۹]

تغییرات نسبت به مقدار مرجع	وضعیت ترانسفورماتور
<٪۵	عادی
٪۱۰ -٪۵	نیاز به بررسی بیشتر دارد. بایستی آزمون‌های دیگر انجام شوند تا مشکل و شدت آن مشخص شود.
>٪۱۰	خطرناک. ترانسفورماتور نبایستی وارد مدار گردد.

از سوی دیگر چون tanδ به ابعاد بستگی ندارد، می‌توان یک مقدار کلی برای ترانسفورماتورها در نظر گرفت. در این حالت نیز مقایسه با مقدار اندازه‌گیری قبلی مفید است چرا که افزایش پیوسته tanδ در سال‌های متمادی می‌تواند نشان‌دهنده تشدید مشکل در ترانسفورماتور باشد. مطابق IEEE C57.152 مقادیر tanδ بزرگ‌تر از ٪۱ برای ترانسفورماتورها قابل قبول نیست. در صورتی که مقدار tanδ یک ترانسفورماتور از این مقدار بیشتر باشد، بایستی مطابق توصیه کارشناسان خبره عمل کرد. لازم به ذکر است که این مقدار مربوط به دمای $20\ ^0C$ بوده و لذا برای مقایسه، مقدار اندازه‌گیری شده tanδ بایستی به دمای $20\ ^0C$ اصلاح شود. با توجه به اینکه حد ترانسفورماتور نو ٪۰/۳۵ و حد ترانسفورماتور در حال بهره‌برداری ٪۰/۵ است، توصیه می‌شود که اگر مقادیر tanδ خارج از حدود مذکور می‌باشند آزمون‌های اضافی صورت گیرد تا اطمینان حاصل شود که مشکل موجود در ترانسفورماتور در حال گسترش نیست. در این مورد نیز نظر کارشناسان ملاک عمل خواهد بود.

۲-۴-۶-۲- اصلاح دمایی

دما تاثیر قابل توجهی بر روی عدد tanδ دارد. به طور کلی هرچه دما بالاتر باشد، مقدار tanδ بزرگ‌تر خواهد بود. علت آن است که روغن با افزایش دما گران‌روی کم‌تری خواهد داشت و مولکول‌های آن

راحت‌تر در فرآیند پلاریزاسیون شرکت می‌کنند و لذا tanδ بزرگ‌تر خواهد شد. به صورت تقریبی به ازای هر ده درجه افزایش دما، مقدار tanδ به میزان ۲۵٪ بزرگ‌تر خواهد شد. به جهت مقایسه، دمای $20\ ^0C$ به عنوان مرجع انتخاب شده است. بنابراین بایستی مقادیر اندازه‌گیری‌شده tanδ به دمای $20\ ^0C$ اصلاح شوند. ضرایب اصلاح به دمای $20\ ^0C$ (K_T) در جدول (۲-۱۲) ارائه شده است. برای اصلاح، بایستی مقدار اندازه‌گیری‌شده در دمای T ($\tan\delta_T$) بر K_T تقسیم شود تا عدد tanδ در دمای $20\ ^0C$ محاسبه شود:

$$\tan\delta_{20^\circ} = \frac{\tan\delta_T}{K_T} \qquad (۴-۲)$$

لازم به ذکر است که این ضریب تصحیح در نسخه 2006 استاندارد IEEE C57.12.90 وجود داشته است اما در نسخه‌های بعدی حذف و توصیه شده که در صورت وجود، از ضرایب تصحیحی که توسط سازندگان داده شده است استفاده شود. بایستی توجه داشت که ضرایب فوق دارای خطا بوده و هرچه دما به $20\ ^0C$ نزدیک‌تر باشد، خطای اصلاح tanδ کم‌تر است. به همین دلیل توصیه می‌شود تا این آزمون بعد از سرد شدن ترانسفورماتور انجام شود تا دما هر چه بیشتر به $20\ ^0C$ نزدیک باشد.

جدول (۲-۱۲): ضرایب اصلاح دمایی tanδ به دمای $20\ ^0C$ (K_T)
براساس IEEE C57.12.90 2006 [۳۷]

دمای اندازه‌گیری	ضریب اصلاح	دمای اندازه‌گیری	ضریب اصلاح
۱۰	۰/۸	۴۵	۱/۷۵
۱۵	۰/۹	۵۰	۱/۹۵
۲۰	۱/۰	۵۵	۲/۱۸
۲۵	۱/۱۲	۶۰	۲/۴۲
۳۰	۱/۲۵	۶۵	۲/۷۰
۳۵	۱/۴۰	۷۰	۳/۰۰
۴۰	۱/۵۵		

۲-۴-۶-۳- اتصالات، ولتاژ آزمون و نحوه انجام

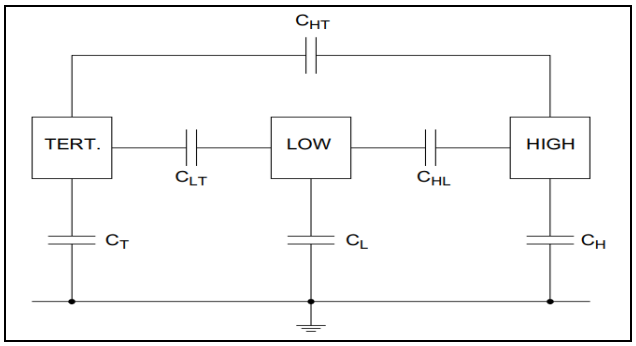
آزمون مقادیر خازن و tanδ معمولاً توسط پل‌هایی مثل پل شرینگ تعیین می‌شود. در کنار پل به یک منبع ولتاژ AC و یک خازن استاندارد نیاز است. منظور از خازن استاندارد، خازنی است که مقدار tanδ آن بسیار کوچک و عدد خازن آن با دقت بالا مشخص و بدون تغییر باشد. مجموعه‌های آزمون که شامل هر سه مورد فوق باشند نیز وجود دارد که به کمک آن می‌توان آزمون را انجام داد. لازم است فردی که با این مجموعه‌ها کار می‌کند به دستگاه، دستورالعمل آن و نکات ایمنی کاملاً مسلط باشد. برای گرفتن نتایجی که با یکدیگر قابل مقایسه باشند توصیه می‌شود که در آزمون‌های مختلف یک ترانسفورماتور، از یک دستگاه اندازه‌گیری استفاده شود.

برای آزمون می‌توان از هر ولتاژی در محدوده ولتاژ نامی ترانسفورماتور استفاده کرد. به این منظور بایستی به ولتاژ نامی بوشینگ نوترال که معمولاً کم‌ترین عدد است توجه داشت. ولتاژ معمول دستگاه‌ها در محدوده 2 kV تا 12 kV قرار دارد. IEEE C57.152 توصیه می‌کند که ولتاژ آزمون برابر مقدار نامی و یا حداکثر به میزان 10 kV باشد. IEEE C57.12.00 اشاره می‌کند که ولتاژ آزمون نباید بیشتر از نصف ولتاژ آزمون فرکانس قدرت برای هر قسمت از سیم‌پیچ یا نباید بیشتر از ولتاژ 10 kV باشد و مقدار کم‌تر ملاک است. بنابراین ولتاژ آزمون به صورت معمول 10 kV است مگر آنکه ولتاژ نامی ترانسفورماتور از این مقدار کم‌تر باشد که در این صورت این مقدار معیار است. بهتر است به جهت مقایسه، در کارخانه نیز مقدار tanδ در ولتاژ پایین (کم‌تر از 10 kV) گزارش شود چرا که معمولاً امکان اندازه‌گیری tanδ در ولتاژ نامی در پست وجود ندارد.

هنگام انجام آزمون بایستی دمای ترانسفورماتور ثبت شود. علت آن است که مقدار tanδ به دما حساس است و با آن تغییر می‌کند. سپس برای مقایسه مقدار tanδ بایستی به دمای $20\ ^{0}C$ اصلاح شود که در قسمت اصلاح دمایی توضیح داده شده است. همچنین، از انجام آزمون در دمای پایین‌تر از انجماد آب بایستی خودداری شود چون نتایج آزمون را به شدت تحت تاثیر قرار می‌دهد. توصیه می‌شود که مقدار رطوبت نسبی محیط برای مقایسه در آزمون‌های بعدی ثبت شود. انجام آزمون در هنگام بارش باران توصیه نمی‌شود چون وجود قطرات بر روی عایق خارجی باعث افزایش جریان خزشی شده که معمولاً آزمون را تحت تاثیر قرار می‌دهد. با توجه به اینکه در ترانسفورماتور قسمت‌های عایقی متفاوتی قابل تشخیص است (به عنوان مثال بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف یا بین سیم‌پیچ فشارقوی و زمین) لازم است که مقدار خازن و tanδ این سیستم‌ها نیز به تفکیک اندازه‌گیری شود. IEEE C57.152 ذکر می‌کند که گاهی tanδ مناسب یکی از

سیستم‌های عایقی، وضعیت بد سایر سیستم‌های موجود را می‌پوشاند و لذا مهم است که تا حد امکان سیستم‌های عایقی به تفکیک ارزیابی شوند و این بدین معنا است که خازن و tanδ قسمت‌های مختلف به تفکیک اندازه‌گیری شوند. بنابراین لازم است تا آزمون tanδ برای سیم‌پیچ‌ها نسبت به زمین و بین سیم‌پیچ‌ها انجام شود.

نحوه اتصال مشابه با آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ است و لذا مناسب است به توضیحات این قسمت مراجعه شود. کلیه ترمینال‌های یک سیم‌پیچ (فازها و نوترال در یک سطح ولتاژ) بایستی به یکدیگر متصل شوند (مشابه مقاومت عایقی). همچنین، اتصال زمین ترمینال نوترال بایستی باز شود. در حالت اتوترانسفورماتور که سیم‌پیچ‌های فشارقوی و فشارضعیف از لحاظ الکتریکی مستقل نیستند، همه ترمینال‌های HV و LV و نوترال بایستی به یکدیگر متصل شده و به عنوان یک الکترود در نظر گرفته شود. بسته به اینکه ترانسفورماتور دارای یک سیم‌پیچ (اتوترانسفورماتور بدون ثالثیه یا راکتور)، دو سیم‌پیچ و یا سه سیم‌پیچ مستقل باشد، اتصالات آزمون متفاوت است. برای یک ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه که یک حالت کلی است، شش خازن شامل: CH، CL، CT، CHL، CHT، CLT می‌توان تعریف کرد. این خازن‌ها در شکل (۲-۱۵) نمایش داده شده‌اند. خازن‌های CH، CL و CT بین هر سیم‌پیچ تا زمین تعریف می‌شود در حالی که خازن‌های CHL، CHT و CLT خازن بین سیم‌پیچ‌ها با یکدیگر است. برای هر خازن یک tanδ مجزا قابل اندازه‌گیری است. بنابراین، مجموعه اتصالات توصیه‌شده به نحوی است که تک‌تک این خازن‌ها و tanδ متناظر آن‌ها اندازه‌گیری شود.



شکل (۲-۱۵): خازن‌های مختلف در یک ترانسفورماتور با سه سیم‌پیچ مستقل (HIGH، LOW و TERT.) نماد سیم‌پیچ فشارقوی، فشارضعیف و ثالثیه است

اتصالات توصیه شده در IEEE C57.152 و خازن‌هایی که در هر اتصال اندازه‌گیری می‌شود برای ترانسفورماتورهای تک‌سیم‌پیچه، دو سیم‌پیچه و سه سیم‌پیچه به تفکیک در جداول زیر ارائه شده است. دقت

شود که در آزمون خازن و tanδ چهار نقطه قابل تشخیص است. منظور از خروجی «ولتاژ»، نقطه‌ای است که توسط دستگاه با ولتاژ چند کیلوولت تغذیه می‌شود. منظور از «زمین» اتصال زمین ترانسفورماتور است. منظور از «گارد» نقطه‌ای است که جریان آن نقطه از مسیر اندازه‌گیری عبور نمی‌کند و لذا خازن‌های مربوط به آن نقطه در اندازه‌گیری دخالت نخواهند داشت. آخرین مورد «UST» است که می‌تواند به عنوان سر دوم منبع تغذیه دستگاه اندازه‌گیری در نظر گرفته شود. در حالتی که دستگاه در مود UST نباشد (حالت GST) خازن‌های بین نقطه ولتاژ تا زمین اندازه‌گیری می‌شود اما در مود UST، دستگاه خازن بین خروجی ولتاژ و اتصال UST را اندازه‌گیری می‌کند. دقت شود که در همه آزمون‌هایی که در زیر توضیح داده شده‌اند زمین دستگاه به زمین ترانسفورماتور بدون واسطه متصل است.

جدول (۲-۱۳): اتصالات آزمون tanδ برای ترانسفورماتور تک سیم‌پیچه بر اساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	**خروجی‌های دستگاه اندازه‌گیری خازن و tanδ**			خازن و tanδ متناظر آن که اندازه‌گیری می‌شود
	ولتاژ	زمین	گارد	
۱	HV	–	–	CH

جدول (۲-۱٤): اتصالات آزمون tanδ برای ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه بر اساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی‌های دستگاه اندازه‌گیری خازن و tanδ					خازن و tanδ متناظر آن که اندازه‌گیری می‌شود
	ولتاژ	زمین	گارد	UST	Mode	
*۱	HV	LV	-	-	GST	CH+CHL
۲	HV	-	LV	-	GST-g	CH
۳	HV	-	-	LV	UST	CHL
*٤	LV	HV	-	-	GST	CL+CHL
٥	LV	-	HV	-	GST-g	CL
۸	LV	-	-	HV	UST	CHL

* این آزمون‌ها برای کنترل صحت اندازه‌گیری انجام می‌شوند. خازن‌هایی که برای صحت‌سنجی به دست می‌آیند در زیر توضیح داده شده‌اند.

کنترل آزمون	محاسبه	نتیجه (محاسباتی)
۱	Test 2 ت Test 1	CHL
۲	Test 5 ت Test 4	CHL

در جداول (۲-۱۳) تا (۲-۱۵) بعضی از آزمون‌ها با ستاره مشخص شده‌اند. این آزمون‌ها برای کنترل صحت اندازه‌گیری انجام می‌شوند و به تنهایی ارزشمند نیستند چرا که خازن‌هایی که در این آزمون‌ها اندازه‌گیری می‌شوند در مراحل بعدی به تفکیک مورد ارزیابی قرار می‌گیرند. به عنوان مثال در جدول (۲-۱۵) مقدار CH+CHL در آزمون ۱ و CH در آزمون ۲ اندازه‌گیری می‌شود. بنابراین در صورتی که خازن اندازه‌گیری‌شده در این دو آزمون از یکدیگر کسر شود، مقدار CHL با محاسبه به دست می‌آید. این خازن به صورت عملی در آزمون ۳ اندازه‌گیری می‌شود. نتیجه مقدار اندازه‌گیری CHL بایستی با مقدار محاسباتی (Test 2ت Test 1) هم‌خوانی داشته باشد (در محدوده ۵٪ خطا) در غیر این صورت اتصالات آزمون به درستی انجام نشده و آزمون باید مجدداً تکرار شود.

جدول (۲-۱۵): اتصالات آزمون tanδ برای ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه بر اساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی‌های دستگاه اندازه‌گیری خازن و tanδ					خازن و tanδ متناظر آن که اندازه‌گیری می‌شود
	ولتاژ	زمین	گارد	UST	Mode	
*۱	HV	LV	TV	-	GST-g	CH+CHL
۲	HV	-	LV, TV	-	GST-g	CH
۳	HV	TV	-	LV	UST	CHL
*٤	LV	TV	HV	-	GST-g	CL+CLT
٥	LV	-	HV, TV	-	GST-g	CL
٦	LV	HV	-	TV	UST	CLT
*۷	TV	HV	LV	-	GST-g	CT+CHT
۸	TV	-	HV, LV	-	GST-g	CT
۹	TV	LV	-	HV	UST	CHT

* این آزمون‌ها برای کنترل صحت اندازه‌گیری انجام می‌شوند. مقادیر خازن‌هایی که برای صحت‌سنجی به دست می‌آیند در زیر توضیح داده شده‌اند.

کنترل آزمون	محاسبه	نتیجه (محاسباتی)
۱	Test 2ت Test 1	CHL
۲	Test 5ت Test 4	CLT
۳	Test 8ت Test 7	CHT

۲-۴-۶-۴- نکات قابل توجه در آزمون خازن و tanδ

نکات زیر بایستی هنگام آزمون خازن و tanδ مدنظر باشند:

أ) ترانسفورماتور باید به طور کامل از شبکه مجزا شود. بنابراین، کلیه بوشینگ‌های نوترال سیم‌پیچ‌های با اتصال Y بایستی از زمین (یا تانک) مجزا شود و کلیه اتصالات سرفاز بوشینگ‌ها باز گردد. کلیه ترمینال‌های بوشینگ سیم‌پیچ‌های با یک سطح ولتاژ از قبیل ترمینال‌های A، B، C و در صورت وجود نوترال فشارقوی بایستی به یکدیگر متصل شوند.

ب) اتصال بین بوشینگ‌ها بایستی کشیده، محکم و ترجیحاً از نوع تسمه باشد.

ت) در صورتی که ترانسفورماتور دارای تپ باشد بهتر است روی تپ خنثی (تپ وسط) قرار داده شود.

ث) همه CTهای بوشینگ‌ها (در صورت بازشدن اتصالات از رله‌ها) بایستی اتصال کوتاه شوند.

ج) انجام آزمون فشارقوی بر روی ترانسفورماتور تحت خلاء مجاز نیست.

ح) بهتر است همه تست‌ها با دمای روغن نزدیک $20\ ^0C$ انجام شود.

خ) با توجه به اینکه خازن بوشینگ به صورت موازی با خازن سیم‌پیچ تا زمین از نظر الکتریکی قرار می‌گیرد، آلودگی آن ممکن است باعث تغییر نتایج آزمون شود. به همین دلیل در صورت تغییرات قابل توجه بهتر است یک بار بوشینگ تمیز شده و آزمون مجدداً انجام شود. بنابراین توصیه می‌شود که هنگام انجام آزمون، بوشینگ ترانسفورماتور خشک و تمیز باشد.

د) در هوای بارانی ریسک خطا در نتایج زیاد است و آزمون نبایستی انجام شود.

ذ) توصیه می‌شود که برای مقایسه نتایج با دقت بالاتر حتی‌الامکان از یک دستگاه برای اندازه‌گیری استفاده شود.

ر) توصیه می‌گردد که نتایج tanδ مربوط به ولتاژهای یکسان با یکدیگر مقایسه شوند.

ز) هنگام آزمون بایستی اطلاعات پلاک و همه اندازه‌گیری‌ها (شامل اندازه‌گیری‌های کنترل) ثبت شوند.

س) اتصال زمین بایستی به صورت محکم (فلز به فلز) و مستقیم به نقطه زمین ترانسفورماتور تحت آزمون متصل شود. اتصال از طریق زمین پست نبایستی انجام شود یعنی زمین دستگاه نبایستی با این استدلال که ترانسفورماتور به زمین پست متصل است به شبکه زمین متصل شود بلکه باید مستقیماً به زمین خود ترانسفورماتور اتصال یابد.

ش) در هنگام استفاده از پل به منظور کاهش تاثیر اغتشاشات بیرونی باید از کابل‌های کواکسیال برای اتصال بین ترانسفورماتور و پل استفاده کرد.

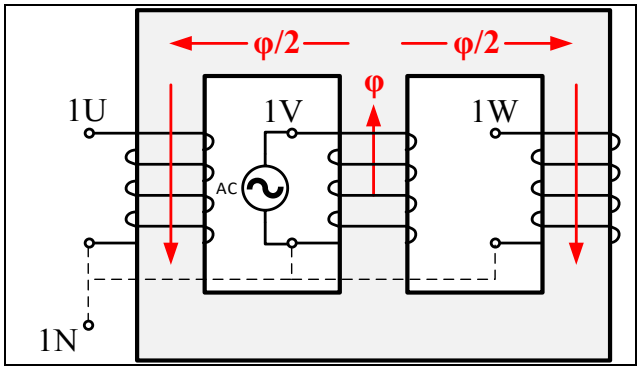
ص) در حالت معمول، مقدار tanδ ترانسفورماتور نبایستی با تغییر ولتاژ آزمون (برای مثال از 2 kV به 10 kV) تغییر قابل توجه داشته باشد. رشد tanδ با ولتاژ آزمون می‌تواند نشانه کربنیزه شدن مسیرهای عایقی در ترانسفورماتور باشد [۲۷].

ض) اگر ترانسفورماتور دارای تپ‌چنجری باشد که مجهز به مقاومت بای‌پس (Bypass Resistor) است، هنگام انجام آزمون، موقعیت تپ‌چنجر نباید بر روی تپ خنثی باشد. علت آن است که در تپ خنثی ممکن است سیم‌پیچ تپ از طریق مقاومت بای‌پس به سیم‌پیچ اصلی متصل باشد که نتایج آزمون را مخدوش می‌کند.

۲-۴-۷- آزمون تقسیم شار

۲-۴-۷-۱- کلیات، نحوه انجام و معیار پذیرش

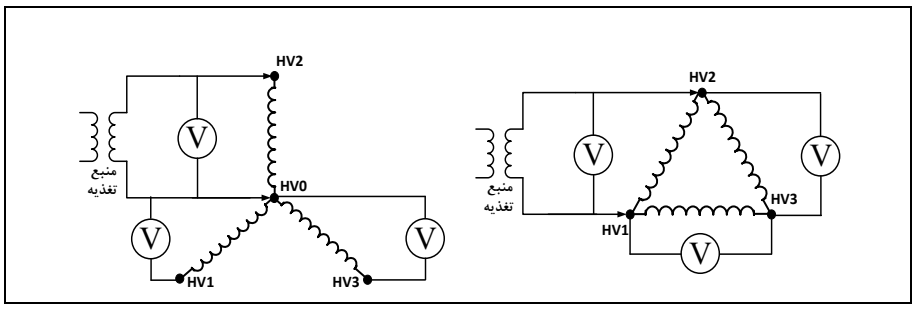
هدف از انجام آزمون تقسیم شار، بررسی مسیرهای مغناطیسی و همچنین، سلامت سیم‌پیچ‌ها از نظر اتصال حلقه است. این موضوع با یک مثال توضیح داده می‌شود. اگر هسته یک ترانسفورماتور سالم و بدون پس‌ماند باشد، با اعمال ولتاژ به سیم‌پیچ ستون وسط، شار در این ستون ایجاد می‌شود و این شار بین دو ستون کناری به طور یکسان تقسیم خواهد شد. علت آن است که رلوکتانس این دو مسیر با هم برابر هستند. این نحوه تقسیم شار در شکل (۲-۱۶) نمایش داده شده است. اما در صورتی که سیم‌پیچ یکی از ستون‌ها دارای اتصال حلقه باشد، با عبور شار از آن ستون مخالفت کرده و در نتیجه قسمت اعظم شار از ستون با سیم‌پیچ سالم عبور خواهد کرد. به این ترتیب با آزمون تقسیم شار می‌توان به خطا پی برد. برای اندازه‌گیری شار نیز از ولتاژ AC القاشده در سیم‌پیچ‌ها استفاده می‌شود.



شکل (۲-۱۶): تقسیم شار در یک ترانسفورماتور سالم با اتصال ستاره هنگام تغذیه فاز وسط

این آزمون به صورت تک‌فاز انجام می‌شود و مقادیر ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در هر آزمون با یکدیگر مقایسه می‌شوند. بنابراین مقایسه آن بر اساس ولتاژهایی است که در هر آزمون اندازه‌گیری می‌شود.

در این آزمون یک ولتاژ AC تک‌فاز به سیم‌پیچ یکی از فازها داده شده و مقدار ولتاژ القاشده در سیم‌پیچ دو فاز دیگر (در همان سطح ولتاژ) قرائت می‌شود. ولتاژ منبع نیز بایستی از محل ترمینال‌های سیم‌پیچ متصل به منبع ولتاژ قرائت شود. شکل (۲-۱۷) اتصال منبع تغذیه و ولت‌مترها را در حالت اتصال مثلث و ستاره برای تغذیه یک سیم‌پیچ نشان می‌دهد. پس از اولین اندازه‌گیری، منبع ولتاژ به سیم‌پیچ دوم منتقل شده و این کار بایستی برای سیم‌پیچ سه‌فاز انجام شود. ولتاژ 220 V برای انجام این آزمون کافی است.



شکل (۲-۱۷): مدار آزمون تقسیم شار در حالت اتصال ستاره و مثلث

معیار پذیرش به شکل زیر است:

أ) هنگامی که ولتاژ به ساق وسط اعمال می‌شود، مقدار اندازه‌گیری‌شده در دو ساق دیگر (طرفین) می‌بایست برابر باشد.

ب) هنگامی که ولتاژ به ساق کناری اعمال می‌شود، ولتاژ ساق وسط بایستی بزرگ‌تر از ساق کناری باشد.

ت) در هر دو حالت فوق، جمع ولتاژهای اندازه‌گیری‌شده بایستی تقریباً با ولتاژ اعمال‌شده برابر باشد.

دقت شود که موارد فوق مربوط به یک ترانسفورماتور با هسته سه‌ستونه است و در ترانسفورماتورهای چهار یا پنج ستونه و یا از نوع shell، الگوهای فوق متفاوت هستند. بنابراین، در هنگام تحلیل نتایج این آزمون بایستی به ساختار هسته توجه داشت.

۲-۴-۷-۲- نکات آزمون تقسیم شار

در انجام آزمون تقسیم شار بایستی به نکات زیر توجه داشت:

أ) آزمون بایستی به صورت تک‌فاز انجام شود.

ب) هنگام انجام آزمون بهتر است تپ در بالاترین موقعیت و به نحوی باشد که کل سیم‌پیچ در مدار باشد.

ت) برای اندازه‌گیری بایستی از ولت‌متر عقربه‌ای بدون منبع تغذیه (بدون تقویت‌کننده) استفاده شود. تنها در صورتی که با تمهیداتی از عدم تاثیرپذیری ولت‌مترهای دیجیتال از نویز محیط اطمینان حاصل شود استفاده از تجهیزات دیجیتال بلامانع است.

ث) در هنگام آزمون بایستی اتصالات ترانسفورماتور یادداشت شود و هنگام تحلیل به این اتصالات دقت کرد.

ج) در صورتی که منبع ایزوله نباشد در حالت اتصال ستاره زمین‌شده بایستی دقت کرد که فاز دستگاه به نول ترانسفورماتور متصل نشود چرا که منبع از طریق زمین اتصال کوتاه می‌شود. استفاده از منبع ایزوله توصیه می‌شود.

ح) در صورت وجود شک بهتر است اندازه‌گیری از سمت سیم‌پیچ‌های LV نیز انجام شود. در این حالت بایستی اکیداً توجه داشت که تغذیه همچنان از سمت فشارقوی انجام شود چون تغذیه از سمت فشارضعیف باعث القای ولتاژ فشارقوی در ترمینال سیم‌پیچی HV می‌شود که خطرناک است. به بیان دیگر، همزمان با تغذیه از سمت فشارقوی، تقسیم شار می‌تواند در هر دو سمت فشارقوی و فشارضعیف اندازه‌گیری شود.

خ) نتایج آزمون تقسیم شار از وضعیت پس‌ماند هسته متاثر می‌شود. به همین دلیل بهتر است پیش از انجام آزمون، پس‌ماند هسته گرفته شود تا هسته بدون پس‌ماند باشد. همچنین، مناسب است که این آزمون قبل از آزمون مقاومت DC که باعث ایجاد پس‌ماند در هسته می‌شود انجام گیرد.

۲-۴-۸- آزمون جریان بی‌باری

۲-۴-۸-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

هدف از انجام آزمون جریان بی‌باری که به عنوان آزمون تحریک تک‌فاز نیز شناخته می‌شود، بررسی مشخصات مداربار سیم‌پیچ ترانسفورماتور است. این آزمون به طور کلی مشکلات عمده در مدار مغناطیسی ترانسفورماتور (مثل اتصال کوتاه شدید در ورق‌های هسته)، مشکلات در سیم‌پیچ‌های موازی با تعداد دورهای یکسان، بعضی مشکلات شیلد و همچنین، دورهای اتصال کوتاه‌شده در یک سیم‌پیچ را مشخص می‌سازد.

مقدار جریان بی‌باری به ابعاد ترانسفورماتور و مشخصات مغناطیسی آن بستگی دارد و لذا بین واحدهای مختلف متفاوت است. بنابراین اساس مقایسه در یک ترانسفورماتور مقایسه بین فازها و دقت به الگوی ایجاد شده است. مقایسه با مقادیر اندازه‌گیری‌شده در گذشته نیز مفید است.

الگوهای زیر در ترانسفورماتور معمول است:

أ) جریان دو فاز بزرگ‌تر از جریان فاز سوم است. این موضوع در ترانسفورماتورهای سه‌ستونه اتفاق می‌افتد. در اتصال مثلث و ستاره چنین حالتی رخ می‌دهد. جریان فازی که کم‌تر است معمولاً حدود ۰/۸ جریان دو فاز دیگر است. حتی اگر هنگام آزمون سیم‌پیچ مثلث، ترمینال فاز سوم زمین نشود همچنان همین الگو مشاهده خواهد شد.

ب) جریان در هر سه فاز برابر است. این حالت زمانی رخ می‌دهد که ترانسفورماتورها به صورت بانک باشند (۳ دستگاه ترانسفورماتور تک‌فاز).

ت) جریان‌های برابر در فازهای مختلف (در هر یک از دو حالت فوق) بایستی با یکدیگر مقایسه شوند. در صورتی که جریان بی‌باری کمتر از 50 mA باشد اختلاف مقدار جریان‌های دو فاز کناری در حالت‌های ۱ و ۲ یا سه فاز در حالت بانک ترانسفورماتور بایستی کمتر از ۱۰٪ باشد. در حالتی که جریان بی‌باری بزرگ‌تر از 50 mA باشد، اختلاف قابل قبول بین فازهای مشابه ۵٪ است. مقادیر اختلاف بالاتر از این اعداد بایستی توسط آزمون‌های دیگر مورد بررسی قرار گیرد [۲۸].

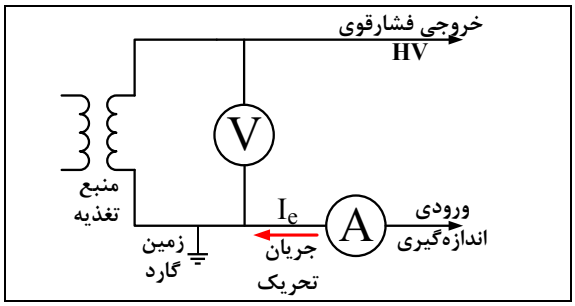
بایستی توجه نمود که در حالتی که ترانسفورماتور چهارستونه یا پنج‌ستونه یا از نوع shell باشد، الگوها متفاوت خواهد بود.

۲-۴-۸-۲- اتصالات، ولتاژ آزمون و نحوه انجام

این آزمون شامل اعمال یک ولتاژ AC تا 230 V به صورت تک‌فاز و اندازه‌گیری جریان کشیده شده از منبع است. این آزمون از سمت HV انجام می‌شود در حالی که ترمینال‌های سیم‌پیچی LV (به جز نوترال) باز هستند. به بیان دیگر، کلیه اتصالات به غیر از زمین بایستی باز شوند. در ترانسفورماتورهای سه‌فاز این آزمون با اتصال منبع تک‌فاز به یک سیم‌پیچ در آن واحد انجام می‌شود و سپس نوبت به سیم‌پیچ‌های سایر فازها می‌رسد. در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به خطا باشد، در صورت نیاز، آزمون بی‌باری می‌تواند در سمت LV نیز انجام شود فقط بایستی به ولتاژ ایجاد شده در ترمینال‌های سیم‌پیچی HV توجه کرد چرا که ولتاژ فشارقوی در آن‌ها ایجاد خواهد شد. در هر حالت، ولتاژ آزمون نبایستی از مقدار نامی سیم‌پیچ

بزرگ‌تر باشد. نکته دیگری که ولتاژ آزمون را محدود می‌کند مقدار جریان بی‌باری است. در صورتی که منبع در ولتاژهای پیش‌گفته قادر به تامین جریان بی‌باری نباشد، بایستی آزمون در ولتاژ کم‌تری انجام شود.

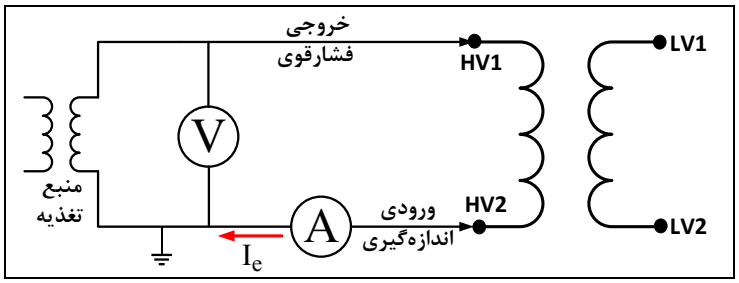
تجهیزی که برای آزمون نیاز است بایستی از زمین ایزوله باشد. علت آن است که هر نقطه آن بایستی بتواند به صورت دلخواه به عنوان گارد زمین شود. همراه با آزمون یک آمپرمتر احتیاج است که توانایی اندازه‌گیری جریان در بازه mA را داشته باشد. آمپرمتر معمولاً در مسیر برگشت جریان (جایی که منبع زمین می‌شود) قرار داده می‌شود، چون این مسیر ولتاژ پایین‌تری دارد. اتصالی که جریان برگشت را از سیم‌پیچ هدایت می‌کند بایستی از زمین جدا شود تا جریان سیم‌پیچ فقط از آمپرمتر عبور کند و از مسیر دیگری هدایت نشود. همچنین، جریان‌هایی در اندازه‌گیری دخالت ندارند از طریق مسیر گارد که زمین شده است هدایت می‌شوند. مدار اندازه‌گیری به همراه نکات فوق در شکل (۲–۱۸) نمایش داده شده است.



شکل (۲–۱۸): منبع تغذیه و مدار پایه اندازه‌گیری جریان بی‌باری

در اندازه‌گیری جریان بی‌باری، تپ‌چنجر آفلاین بایستی در تپی باشد که در حالت معمول کار ترانسفورماتور قرار دارد. این آزمون بایستی در همه تپ‌های OLTC انجام شود. همراه با انجام این آزمون، آزمون پیوستگی تپ‌چنجر نیز انجام می‌شود. اکیداً دقت شود که عملکرد بین تپ‌های مختلف تپ‌چنجر به صورت دستی انجام شود. علت آن است که در حین عملکرد دستی، گیرهای مکانیکی مشخص می‌شود اما در حالت استفاده از موتور، این مشکلات مشخص نخواهند شد.

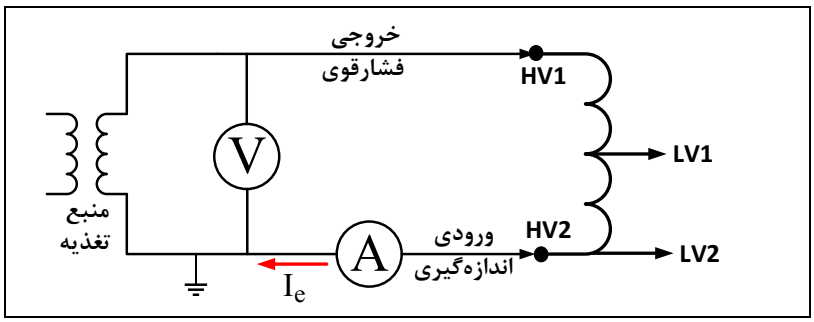
مدار اندازه‌گیری برای ترانسفورماتورهای مختلف و اتصالات متناظر آن در شکل‌ها و جداول زیر بیان شده است. منظور از TV در اتصالات، سیم‌پیچی سوم ترانسفورماتور است. لازم به ذکر است که در بعضی نوشتارها سیم‌پیچ اولیه، ثانویه و ثالثیه را با نمادهای H، X و Y نمایش می‌دهند.



شکل (۲-۱۹): مدار اندازه‌گیری جریان بی‌باری ترانسفورماتور تک‌فاز

جدول (۲-۱۶): فرآیند آزمون جریان بی‌باری ترانسفورماتور تک‌فاز براساس IEEE C57.152 [۹]

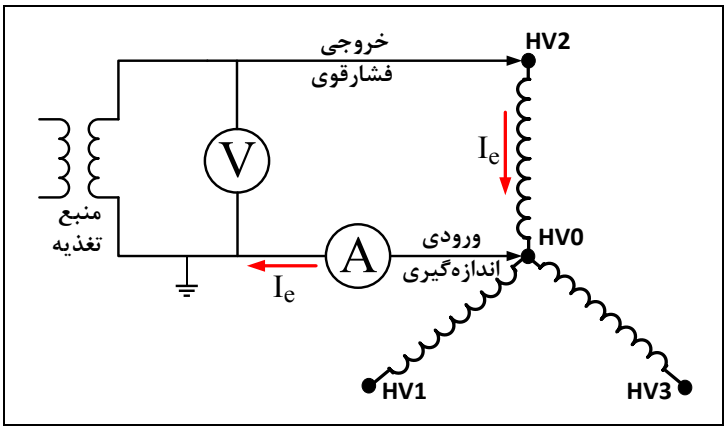
شماره آزمون	خروجی فشارقوی	ورودی اندازه‌گیری	اتصالاتی که باز هستند	جریانی که اندازه‌گیری می‌شود (I_e)
۱	HV1	HV2	LV1, LV2 TV1, TV2	HV1 تHV2
۲	HV2	HV1	LV1, LV2 TV1, TV2	HV2 تHV1
اتصالات زمین‌شده ثانویه و ثالثیه معمولاً بایستی در حالت زمین‌شده باقی بمانند. HV2 ممکن است به عنوان HV0 نیز نمایش داده شود.				



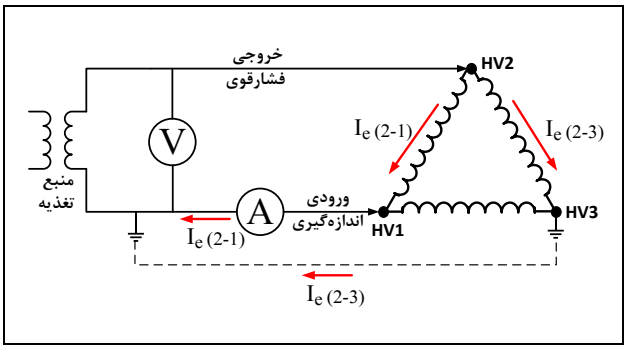
شکل (۲-۲۰): مدار اندازه‌گیری جریان بی‌باری اتوترانسفورماتور تک‌فاز

جدول (۲-۱۷): فرآیند آزمون جریان بی‌باری اتوترانسفورماتور تک‌فاز براساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی فشارقوی	ورودی اندازه‌گیری	اتصالاتی که باز هستند	جریانی که اندازه‌گیری می‌شود (I_e)
۱	HV1	HV2, LV2	LV1 TV1, TV2	HV1 تHV2, LV2
۲	HV2, LV2	HV1	LV1 TV1, TV2	HV2, LV2 تHV1
در صورت وجود، اتصالات زمین‌شده ثالثیه معمولاً بایستی در حالت زمین‌شده باقی بمانند. HV2 و LV2 ممکن است به صورت HV0 یا LV0 نیز نمایش داده شوند.				



شکل (۲-۲۱): مدار اندازه‌گیری جریان بی‌باری ترانسفورماتور با اتصال ستاره



شکل (۲-۲۲): مدار اندازه‌گیری جریان بی‌باری ترانسفورماتور با اتصال مثلث

جدول (۲-۱۸): فرآیند آزمون جریان بی‌باری ترانسفورماتور با اتصال ستاره براساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی فشارقوی	ورودی اندازه‌گیری	اتصالات باز	جریان قابل اندازه‌گیری (I_e)
۱	HV1	HV0	HV2, HV3 LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV1 تHV0
۲	HV2	HV0	HV1, HV3 LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV2 تHV0
۳	HV3	HV0	HV1, HV2 LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV3 تHV0
اتصالات زمین‌شده ثانویه و ثالثیه معمولاً بایستی در حالت زمین‌شده باقی بمانند.				

جدول (۲-۱۹): فرآیند آزمون جریان بی‌باری ترانسفورماتور با اتصال مثلث براساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی فشارقوی	ورودی اندازه‌گیری	زمین (گارد)	اتصالاتی که باز هستند	جریانی که اندازه‌گیری می‌شود (Ie)
۱	HV1	HV3	HV2	LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV1 تHV3
۲	HV2	HV1	HV3	LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV2 تHV1
۳	HV3	HV2	HV1	LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV3 تHV2
در صورت وجود، اتصالات زمین‌شده ثالثیه معمولاً بایستی در حالت زمین‌شده باقی بمانند.					

۲-۴-۸-۳- نکات آزمون جریان بی‌باری

نکات زیر بایستی در آزمون جریان بی‌باری مدنظر باشد:

أ) منبع تغذیه بایستی ایزوله باشد.

ب) با توجه به اینکه پس‌ماند مغناطیسی باعث تغییر جریان بی‌باری می‌شود، پس‌ماند هسته ترانسفورماتور پیش از این آزمون بایستی گرفته شود. لذا چون این پس‌ماند به طور عمده در آزمون اندازه‌گیری مقاومت DC سیم‌پیچ ایجاد می‌شود، توصیه می‌گردد که آزمون بی‌باری قبل از آزمون مقاومت DC انجام شود.

ت) در این آزمون بایستی اتصال سیم‌پیچ ترانسفورماتور، دیاگرام اتصالات مدار، موقعیت تپ‌چنجر و مقدار جریان و ولتاژ در هر مرحله ثبت شود.

ث) جریان‌های بی‌باری بایستی تا حد امکان در ولتاژ منبع یکسان قرائت شوند. در هنگام مقایسه جریان‌ها بایستی به ولتاژ منبع در تغذیه سه‌فاز توجه کرد.

ج) برای اندازه‌گیری از تجهیزات اندازه‌گیری عقربه‌ای بدون منبع تغذیه استفاده شود. تنها در صورتی که با تمهیداتی از عدم تاثیرپذیری تجهیزات دیجیتال از نویز محیط اطمینان حاصل شود استفاده از تجهیزات دیجیتال بلامانع است.

ح) در هنگام انجام آزمون بایستی موارد ایمنی رعایت شود چرا که هنگام آزمون ترمینال‌های باز نیز ممکن است ولتاژ داشته باشند.

خ) ترانسفورماتورهای جریان بوشینگ‌ها در صورتی که اتصالات آن‌ها باز شده باشد، بایستی پیش از آزمون اتصال کوتاه بشوند.

د) نقاطی از سیم‌پیچ که به صورت عادی زمین‌شده هستند مثل مرکز ستاره بایستی در سمتی که اندازه‌گیری انجام نمی‌شود همچنان زمین‌شده باقی بمانند. اتصال زمین سیم‌پیچی که تحت آزمون است بایستی باز شود.

ذ) جریان بی‌باری می‌تواند با قرار دادن یک آمپرمتر و حین آزمون نسبت‌تبدیل اندازه‌گیری شود.

ر) داده‌های اندازه‌گیری شده بایستی برای مقایسه‌های بعدی بایگانی شوند.

۲-۴-۹- آزمون امپدانس اتصال کوتاه (راکتانس نشتی)

۲-۴-۹-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

هدف از انجام این آزمون به طور معمول تشخیص آسیب فیزیکی سیم‌پیچ ترانسفورماتور است. هنگامی که جریان اتصال کوتاه از سیم‌پیچ ترانسفورماتور عبور می‌کند، تنش‌های الکترومکانیکی شدیدی به سیم‌پیچ وارد می‌شود که در نتیجه آن ممکن است سیم‌پیچ دچار تغییر شکل مکانیکی شود. سیم‌پیچ تغییر شکل‌یافته ممکن است بدون مشکل در حالت عادی کار کند اما استقامت آن در مقابل نیروهای اتصال کوتاه تضعیف شده و لذا احتمال بیشتری وجود دارد که در جریان اتصال کوتاه بعدی ترانسفورماتور بلافاصله دچار عیب بزرگی شود. به کمک این آزمون می‌توان تغییرات مکانیکی سیم‌پیچ را تشخیص داد. انجام این آزمون در حالتی که وضعیت ترانسفورماتور مشکوک باشد با نظر متخصصین مربوطه توصیه می‌شود. همچنین، مناسب است که نتایج این آزمون در کنار آزمون‌های دیگری مثل تحلیل پاسخ فرکانسی و خازن سیم‌پیچ که به تغییر

شکل حساس هستند ارزیابی شود. موارد دیگری چون قطع‌شدگی مسیرهای موازی در ترانسفورماتور چند سیم‌پیچه نیز نتیجه این آزمون را تحت تاثیر قرار می‌دهد که به این وسیله قابل تشخیص است.

مسیر شار نشتی شامل فاصله هوایی و هسته ترانسفورماتور است اما رلوکتانس هسته در مقابل رلوکتانس فاصله هوایی قابل اغماض است. بنابراین راکتانس نشتی را به طور عمده رلوکتانس فاصله هوایی تعیین می‌کند و چون این رلوکتانس خطی است، بنابراین راکتانس نشتی بایستی در جریان‌های مختلف یک مقدار ثابت داشته باشد. لذا مقدار اندازه‌گیری‌شده در پست با مقدار اندازه‌گیری شده در کارخانه قابل مقایسه است. به دلیل اینکه فضای بین دو سیم‌پیچ مقدار راکتانس نشتی را تعیین می‌کند، تغییر شکل فیزیکی سیم‌پیچ که باعث تغییر حجم بین دو سیم‌پیچ می‌شود، باعث تغییر راکتانس نشتی شده و در این آزمون قابل تشخیص است.

بایستی توجه داشت که در کارخانه، آزمون به صورت سه‌فاز و در جریان نامی انجام می‌شود و متوسط راکتانس نشتی سه فاز گزارش می‌شود. این در حالی است که در پست، آزمون معمولاً به صورت تک‌فاز و با جریان کم‌تر انجام می‌شود. بنابراین، با درنظرگرفتن خطای تجهیزات، مقدار اندازه‌گیری‌شده در پست با مقدار کارخانه اندکی متفاوت خواهد بود. با این وجود مقدار قید شده بر روی پلاک ترانسفورماتور به عنوان امپدانس درصد یا امپدانس اتصال کوتاه می‌تواند معیاری برای مقایسه داده‌های اندازه‌گیری‌شده در پست باشد. در صورتی که اندازه‌گیری‌های قبلی موجود باشند، مقایسه با آن‌ها ارجحیت دارد.

دقت شود که بین امپدانس اتصال کوتاه و راکتانس نشتی تفاوت وجود دارد چرا که امپدانس اتصال کوتاه علاوه بر راکتانس نشتی شامل مقاومت سیم‌پیچ نیز می‌باشد اما برای ترانسفورماتورهای قدرت با صرف‌نظر از مقاومت سیم‌پیچ می‌توان این دو مقدار را تقریباً برابر فرض کرد.

مطابق IEEE C57.152 در ترانسفورماتورهای سه‌فاز، مقدار راکتانس نشتی اندازه‌گیری شده متوسط سه‌فاز بایستی در محدوده ۳٪ از مقدار پلاک باشد. در ترانسفورماتورهای به صورت بانک نیز، مقدار اندازه‌گیری‌شده در هر فاز بایستی در محدوده ۳٪ از مقدار پلاک باشد. در صورتی که مقدار اندازه‌گیری‌شده از مرحله قبل موجود باشد، مقدار راکتانس اندازه‌گیری‌شده نبایستی بیش از ۲٪ نسبت به مقدار مرجع تفاوت داشته باشد [۲۸].

۲-۴-۹-۲- اتصالات، ولتاژ آزمون و نحوه انجام

برای این آزمون می‌توان از دستگاه‌هایی که مقدار امپدانس را به صورت خودکار اندازه‌گیری می‌کنند استفاده کرد. در این صورت بایستی دستورالعمل دستگاه به دقت ملاک عمل قرار گیرد. می‌توان به کمک یک

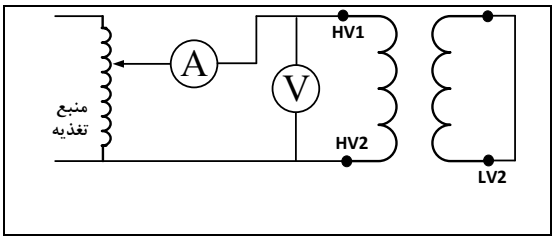
منبع، یک ولت‌متر و آمپرمتر این آزمون را به صورت دستی انجام داد. در این حالت، منبع تغذیه جریانی را از سیم‌پیچ تحت آزمون عبور می‌دهد و جریان و ولتاژ به صورت هم‌زمان اندازه‌گیری می‌شود. مقدار امپدانس نسبت بین ولتاژ و جریان اندازه‌گیری‌شده است.

در این آزمون، ترمینال‌های سیم‌پیچ ثانویه بایستی اتصال کوتاه شده باشند. هادی استفاده شده برای اتصال کوتاه بایستی در حد امکان کوتاه و محکم بسته شود و از سطح مقطع کافی برخوردار باشد. هادی‌های با سطح مقطع کوچک مقاومت قابل توجهی را در ثانویه ایجاد می‌کند و نتایج را تحت تاثیر قرار می‌دهد. همچنین، ترمینال‌های بوشینگ بایستی تمیز باشند تا سیم‌پیچ‌ها به نحو مناسبی اتصال کوتاه شوند. در حالت آزمون سه‌فاز، یک منبع سه‌فاز به ترمینال‌های سه فاز ترانسفورماتور متصل می‌شود. ساختار آزمون در اتصال ستاره و مثلث یکسان است و از نوترال استفاده نمی‌شود. سه اندازه‌گیری مربوط به سه‌فاز انجام می‌شود. ولتاژ و جریان بین ترمینال‌های خط اندازه‌گیری می‌شود و از هر ولتاژ و جریان یک راکتانس نشتی (X) محاسبه می‌شود. در نهایت مقدار امپدانس درصد با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$\%X = \frac{1}{60}\left[\sum X_m\right]\left[\frac{S_{3\varphi}}{V_{LL}^2}\right] \qquad (۵-۲)$$

در این رابطه مقدار $S_{3\varphi}$ بر حسب kVA و VLL بر حسب kV و $\sum X_m$ جمع راکتانس نشتی اندازه‌گیری‌شده در سه اندازه‌گیری است.

مدار آزمون برای یک ترانسفورماتور تک‌فاز در شکل (۲-۲۳) نمایش داده شده است. مشابه همین مدار در حالت سه‌فاز نیز به ترتیب پیاده‌سازی می‌شود و اندازه‌گیری بین ترمینال‌های خط انجام می‌شود.



شکل (۲-۲۳): مدار اندازه‌گیری امپدانس‌درصد در ترانسفورماتور تک‌فاز

در صورتی‌که آزمون به صورت تک‌فاز برای یک ترانسفورماتور سه‌فاز انجام شود، روند زیر باید طی شود:

أ) در هر مرحله منبع تغذیه بایستی به ترمینال‌های خط متصل شود. در هر حالت از نوترال استفاده نمی‌شود.

ب) مقدار منبع تغذیه تغییر داده شود تا جریان به مقدار معینی برسد (مقدار جریان در اندازه‌گیری سه‌فاز بایستی یکسان باشد).

ت) مقدار ولتاژ و جریان خط بایستی در سه مرحله اندازه‌گیری شود.

ث) در نهایت مقدار امپدانس درصد متوسط سه‌فاز به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\%Z_{Three-phase} = \frac{1}{60}\left[\frac{E_{12}+E_{23}+E_{31}}{I_m}\right]\left[\frac{kVA_{3r}}{(kV_{1r})^2}\right] \qquad (۶-۲)$$

در رابطه فوق، E_{12}، E_{23} و E_{31} مقادیر ولتاژهای خط اندازه‌گیری‌شده برحسب ولت هستند، I_m مقدار جریان اندازه‌گیری‌شده برحسب آمپر است (که در هر مرحله بایستی بر روی این مقدار تنظیم شود)، kVA_{3r} توان نامی ترانسفورماتور بر حسب kVA و kV_{1r} مقدار ولتاژ نامی خط سیم‌پیچ‌ها بر حسب kV است.

در اتوترانسفورماتور، این آزمون بدون انجام هیچ‌گونه تغییری در مدارات تست یا موارد دیگر قابل انجام است. به عبارت دیگر، منبع به سمت فشارقوی متصل شده و اتصالات فشارضعیف اتصال کوتاه می‌شوند.

۲-۴-۹-۳- نکات آزمون امپدانس‌درصد

نکات زیر بایستی در اندازه‌گیری امپدانس‌درصد رعایت شود:

أ) برای دقت بالاتر، ولت‌متر مستقیماً به ترمینال سیم‌پیچ متصل شود تا افت ولتاژ مسیر جریان، در اندازه‌گیری خطا ایجاد نکند.

ب) در این آزمون بایستی اتصال ترانسفورماتور، دیاگرام اتصالات و ولتاژ و جریان هر مرحله ثبت شود.

ت) ولتاژ منبع بایستی به گونه‌ای تنظیم شود که جریانی برابر ۰/۵٪ تا ۱٪ جریان نامی ترانسفورماتور یا جریان 2 A تا 10 A بسته به ظرفیت ترانسفورماتور از اولیه عبور کند. توصیه می‌شود که ولتاژ آزمون حداقل 220 V باشد.

ث) مقدار جریان کشیده شده از منبع نبایستی به حدی زیاد باشد که شکل موج ولتاژ منبع به دلیل امپدانس داخلی آن معوج شود.

ج) ولت‌متر و آمپرمتر به نحوی انتخاب شوند که مقدار اندازه‌گیری‌شده در ۵۰٪ بازه بالایی آن قرار گیرد.

ح) دقت تجهیزات اندازه‌گیری بایستی بهتر از ۰/۵٪ باشد.

خ) برای ترانسفورماتوری که دارای سه سیم‌پیچ مستقل باشد، اندازه‌گیری می‌تواند بین سطوح مختلف ولتاژی به ترتیب انجام شود (امپدانس اولیه–ثانویه، ثانویه–ثالثیه و اولیه–ثالثیه) و سپس راکتانس نشتی سیم‌پیچ‌ها به تفکیک از این سه اندازه‌گیری می‌تواند محاسبه شود. اتوترانسفورماتور با سیم‌پیچ سوم دقیقاً مشابه یک ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه بایستی اندازه‌گیری شود.

د) در صورتی که ترانسفورماتور دارای تپ‌چنجر آفلاین یا آنلاین باشد، آزمون در تپی انجام شود که بر روی پلاک قید شده است.

ذ) داده‌های اندازه‌گیری برای مقایسه در آینده به نحو مناسب بایگانی شوند.

ر) این آزمون جایگزین آزمون خازن و جریان بی‌باری نیست بلکه مکمل این دو آزمون محسوب می‌شود.

ز) هادی‌هایی که برای اتصال کوتاه استفاده می‌شوند بایستی کوتاه بوده و سطح مقطع کافی داشته باشند تا مقاومت قابل توجهی را به مدار اضافه نکنند.

س) ثانویه ترانسفورماتورهای جریان بوشینگ نیز اتصال کوتاه شده باشند.

ش) برای جلوگیری از ایجاد جریان زیاد بهتر است بعد از اتصال منبع، ولتاژ از مقدار صفر افزایش داده شود.

ص) با توجه به اینکه تنظیم ولتاژ و فرکانس دیزل‌ژنراتور دشوار است، IEEE C57.152 توصیه می‌کند که برای این آزمون از دیزل‌ژنراتور استفاده نشود.

۲–۴–۱۰– آزمون ولتاژ القایی

۲–۴–۱۰–۱– کلیات

در آزمون ولتاژ القایی که معمولاً با اندازه‌گیری PD انجام می‌شود، ولتاژی بیشتر از مقدار نامی بر روی سیم‌پیچ‌ها ایجاد می‌شود تا عایق بین سیم‌پیچ‌ها با یکدیگر، عایق بین سیم‌پیچ تا زمین و عایق حلقه‌ها با یکدیگر مورد آزمون قرار گیرد. این آزمون که در کارخانه به عنوان آخرین آزمون انجام می‌شود، این اطمینان را ایجاد می‌کند که ترانسفورماتور می‌تواند تنش‌های کاری معمول را برای مدت طولانی تحمل کند. در محل نیز گاهی انجام این آزمون مورد نیاز است تا این اطمینان حاصل شود که سیستم عایقی ترانسفورماتور بدون عیب بوده و بتواند بدون خطر وضعیت عادی را تحمل کند.

انجام این آزمون معمولاً در مواردی توصیه می‌شود که هیچ یک از آزمون‌های دیگر نتوانند با قطعیت سلامت ترانسفورماتور را تایید کنند. از جمله مواردی که انجام آزمون ولتاژ القایی توصیه می‌شود عبارتند از:

أ) پس از تعمیر ترانسفورماتور در محل،

ب) برای یافتن عیب،

ت) زمانی که نتیجه DGA، وضعیت تخلیه جزئی را مشخص می‌کند

ث) پس از معیوب شدن برخی تجهیزات جانبی مثل بوشینگ، تپ‌چنجر و ...،

ج) زمانی که صدای غیرمعمول قوس از داخل ترانسفورماتور شنیده می‌شود،

ح) زمانی که ترانسفورماتور تریپ می‌خورد و به خصوص با عملکرد رله‌هایی نظیر دیفرانسیل و فشار ناگهانی همراه است،

خ) زمانی که سایر آزمون‌های عایقی مثل tanδ، مقاومت عایقی یا آزمون‌های کیفیت روغن مشکلی را نشان می‌دهند و نوع عیب با انجام آزمون‌های مختلف مشخص نشده است.

به طور کلی، در زمان مشکوک بودن ترانسفورماتور، لازم است آزمون‌های متعددی انجام شود که از جمله آن‌ها آزمون ولتاژ القایی است.

۲-۴-۱۰-۲-معیار پذیرش، ولتاژ و مدت زمان آزمون

معیار پذیرش آزمون آن است که ترانسفورماتور بدون مشکل، ولتاژ ایجاد شده را در مدت معین تحمل کند. بر اساس تجربه کارشناسان ذیربط بهتر است برای مدت زمانی حدود نیم ساعت تا یک ساعت ولتاژ نامی ($Un/\sqrt{3}$ فاز به زمین) بر روی ترانسفورماتور اعمال شود و سپس برای مدت زمان یک دقیقه این ولتاژ به ۱۲۵٪ مقدار نامی ($1.25\ Un/\sqrt{3}$ فاز به زمین) رسانده شود. پس از مدت‌زمان یک دقیقه ولتاژ به مقدار نامی ($Un/\sqrt{3}$ فاز به زمین) کاهش داده می‌شود و ترانسفورماتور بایستی برای مدت زمان دو ساعت در این ولتاژ باقی بماند. پس از سپری شدن این زمان ولتاژ تا مقدار صفر کاهش داده می‌شود.

در صورتی که همراه با این آزمون، میزان تخلیه جزئی نیز اندازه‌گیری شود، برای صحت‌سنجی مقدار تخلیه جزئی اندازه‌گیری شده بایستی از حدود تعیین شده کم‌تر باشد. مطابق IEEE C57.152 مقدار تخلیه جزئی بزرگ‌تر از 500 pC نشان‌دهنده مشکل عمده در ترانسفورماتور است. در صورتی که مقدار تخلیه جزئی از حد مشخص‌شده بالاتر باشد، می‌توان از روش‌های متفاوتی برای تشخیص علت و محل تخلیه استفاده کرد. این موارد عبارتند از: اندازه‌گیری تخلیه جزئی در سطوح مختلف ولتاژ، توجه به الگوی تخلیه جزئی یا PRPD، مکان‌یابی PD به روش صوتی و مکان‌یابی به روش UHF.

۲-۴-۱۰-۳- نحوه انجام آزمون

آزمون ولتاژ القایی معمولاً با ولتاژی بزرگ‌تر از ولتاژ نامی انجام می‌شود و از این رو برای جلوگیری از اشباع هسته لازم است در فرکانسی بالاتر از فرکانس نامی ترانسفورماتور انجام شود. به طور معمول می‌توان از یک مجموعه موتور- ژنراتور با فرکانس متغیر برای انجام آزمون استفاده کرد. راه دیگر، تغذیه توسط ادوات الکترونیک قدرت با فرکانس قابل تنظیم است. در حالتی که آزمون توسط ژنراتور انجام می‌شود مهم است که ترانسفورماتور در برابر پدیده تحریک خودی ژنراتور که به دلیل بار خازنی ترانسفورماتور ایجاد می‌شود محافظت شود. برای این کار معمولاً از یک راکتور قابل تنظیم برای جبران‌سازی استفاده می‌شود به نحوی که بار دیده شده از سمت ژنراتور به صورت سلفی باقی بماند. در انجام آزمون به کمک ادوات الکترونیک قدرت، چنین نگرانی وجود ندارد.

تبصره: زمانی که هر یک از آزمون‌های عایقی مشکل جدی را در ترانسفورماتور نشان می‌دهند، ترانسفورماتور را نمی‌توان برق‌دار کرد و لذا آزمون ولتاژ القایی نباید انجام شود.

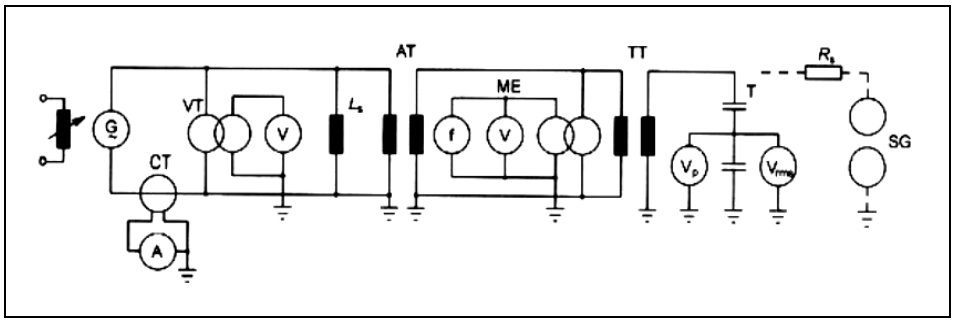
هنگام انجام آزمون با مجموعه موتور ژنراتور یا دیزل ژنراتور، لازم است اطمینان حاصل شود که بار دیده شده از دید ژنراتور سلفی است. علاوه بر این، برای اطمینان از عدم بروز اضافه ولتاژ بر روی ترانسفورماتور، تحریک دیزل‌ژنراتور و فرکانس آن به آرامی و مرحله به مرحله افزایش داده شود. بایستی توجه کرد که سلف ترانسفورماتور نیز در نقاط مختلف کاری متفاوت است. به همین دلیل بهترین روش آن است که مقدار فرکانس و ولتاژ به تدریج افزایش یابد و این فرآیند تا رسیدن به فرکانس مناسب و ولتاژ نامی دنبال شود. به طور کلی می‌توان گفت که انجام این آزمون یک فرآیند تخصصی است که حتماً بایستی توسط افرادی که تجربه کافی دارند انجام شود.

برای تغذیه و تطبیق ولتاژ خروجی از یک ترانسفورماتور واسطه استفاده می‌شود. بهتر است ولتاژهای نامی این ترانسفورماتور تا حد امکان به مقدار مورد نیاز ترانسفورماتور نزدیک باشد تا حداکثر انتقال توان از طریق ژنراتور صورت گیرد. منظور از مقدار مورد نیاز ترانسفورماتور، ۱۲۵٪ ولتاژ نامی است.

نکته دیگر آن است که تغییر تپ می‌تواند باعث تغییر و افزایش ناگهانی ولتاژ شود. علت آن است که در برخی تپ‌ها یک امپدانس سلفی در مدار قرار می‌گیرد. به دلیل پیش‌گفته، تغییر تپ زمانی که ترانسفورماتور تحت ولتاژ قابل توجه قرار دارد مجاز نیست.

نمونه مدار آزمون با دیزل‌ژنراتور در شکل (۲-۲٤) نمایش داده شده است [۳۵]. در این مدار (G) دیزل ژنراتور است که ولتاژ آن با تغییر تحریک تنظیم می‌شود. CT و VT جریان و ولتاژ خروجی ژنراتور را

اندازه‌گیری می‌کنند. L_s راکتور جبران‌ساز است که معمولاً ماهیت متغیر دارد. بهتر است این راکتور مستقیماً در خروجی ژنراتور قرار داده شود [۳۵]. (AT) ترانسفورماتور تغذیه است که ولتاژ خروجی دیزل‌ژنراتور را به ولتاژ مناسب آزمون تبدیل می‌کند. (ME) مجموعه‌ای است که فرکانس و دامنه ولتاژ اولیه ترانسفورماتور تحت آزمون (TT) را اندازه‌گیری می‌کند. (T) نیز مقسم خازنی است که برای اندازه‌گیری ولتاژ ایجاد شده در سمت فشارقوی استفاده می‌شود. به جای مقسم خازنی بیرونی می‌توان از خازن بوشینگ از طریق تست تپ نیز استفاده کرد. برای اندازه‌گیری ولتاژ می‌توان از CVT استفاده کرد اما بایستی توجه داشت که در این حالت کل باس‌بار به ترانسفورماتور متصل است و بار خازنی آن افزایش می‌یابد. لذا بهترین حالت استفاده از تپ خازنی بوشینگ برای تشکیل یک مقسم خازنی و اندازه‌گیری ولتاژ است. لازم به ذکر است که کلیه تجهیزات اندازه‌گیری سمت ثانویه بایستی پیش از آزمون کالیبره شوند و از صحت عملکرد آنها اطمینان حاصل شود.



شکل (۲-۲٤): مدار تک‌خطی آزمون ولتاژ القایی ترانسفورماتور با دیزل ژنراتور [۳۵]

هنگامی که آزمون به کمک مبدل الکترونیک قدرت انجام می‌شود، خطر تحریک خودی و افزایش خطرناک ولتاژ وجود ندارد. مزیت تغذیه به کمک مبدل الکترونیک قدرت آن است که با تغییر فرکانس می‌توان بار خروجی مبدل را کنترل کرد. ترانسفورماتور در فرکانس‌های پایین به طور طبیعی خاصیت سلفی و در فرکانس‌های بالا خاصیت خازنی از خود نشان می‌دهد. در فرکانس میانی، بار سلفی و خازنی ترانسفورماتور یکدیگر را خنثی می‌کنند. در این فرکانس حداقل جریان از منبع کشیده می‌شود و لذا بهتر است در حالت استفاده از مبدل الکترونیک قدرت، آزمون در این فرکانس انجام شود. پس از تنظیم فرکانس همیشه باید توجه شود که نسبت ولتاژ آزمون به ولتاژ نامی ترانسفورماتور کوچک‌تر از نسبت فرکانس تنظیم‌شده به فرکانس نامی باشد.

در صورتی که آزمون با اندازه‌گیری تخلیه جزئی همراه باشد مقدار تخلیه جزئی بایستی در سطوح مختلف ولتاژ اندازه‌گیری شود. در صورت وجود تخلیه جزئی شدید، بایستی پیش از افزایش ولتاژ علت آن در صورت امکان مرتفع گردد. در غیر این صورت، امکان وقوع تخلیه بزرگ داخلی یا خارجی در ولتاژ بالاتر وجود دارد.

بهتر است بعد از انجام آزمون، خصوصاً زمانی که تخلیه جزئی اندازه‌گیری نمی‌شود، آزمون DGA انجام شود تا افزایش گازهای تولید شده در اثر برق‌داری ترانسفورماتور بررسی شود. در این حالت برای ترانسفورماتورهای فاقد پمپ روغن بایستی پس از حدود ۲٤ ساعت از روغن نمونه گرفت. علت آن است که گازهای تولید شده بایستی در روغن توزیع شوند. برای ترانسفورماتورهای دارای پمپ روغن و در حالی که پمپ روغن روشن باشد، بازه انتظار حدود دو تا سه ساعت است.

۲-۴-۱۰-۴- نکات آزمون ولتاژ القایی

برای انجام این آزمون نکات زیر بایستی مدنظر باشد:

أ) مسائل ایمنی بایستی به دقت رعایت شود و اتصالات زمین بایستی به دقت کنترل گردد.

ب) کلیه اتصالات بوشینگ به جز مواردی که برای تغذیه از طریق منبع آزمون لازم است بایستی جدا شود.

ت) ثانویه کلیه CTهای بوشینگی (در صورتی که از رله جدا شده باشند) بایستی اتصال کوتاه شوند.

ث) کلیه برق‌گیرهای سر بوشینگ‌ها بایستی از ترانسفورماتور مجزا شوند تا با بالا رفتن ولتاژ از مقدار نامی، برق‌گیر عملکرد نداشته و آسیب نبیند. این موضوع سبب می‌شود که محدودیتی برای ولتاژ تست وجود نداشته باشد. جداسازی برق‌گیر باعث کاهش نویز زمینه (Background noise) در تخلیه جزئی نیز می‌گردد خصوصاً در بعضی از انواع برق‌گیر که تخلیه جزئی ایجاد می‌کنند. بنابراین بهتر است که برق‌گیر از ترانسفورماتور مجزا شود. منظور از تخلیه زمینه، پالس‌هائی هستند که از بیرون و به صورت نویز اندازه‌گیری می‌شوند و ربطی به تخلیه داخلی ندارد. حتی اگر ولتاژ تجهیز صفر باشد چنین پالس‌هائی اندازه‌گیری می‌شوند. پیش از شروع اندازه‌گیری بایستی تمهیداتی اندیشید که تخلیه زمینه از حدی کم‌تر باشد تا بتوان تخلیه داخلی را اندازه‌گیری کرد در غیر این صورت تخلیه داخلی به طور دقیق قابل اندازه‌گیری نیست. با توجه به اینکه اندازه‌گیری تخلیه جزئی به همراه این آزمون انجام می‌شود، لازم است تمهیدات زیر برای کاهش تخلیه نویز زمینه

انجام شود تا آن‌چه که اندازه‌گیری می‌شود مربوط به تخلیه داخلی ترانسفورماتور باشد. در غیر این صورت، تخلیه زمین وجود خواهد داشت که تشخیص وضعیت ترانسفورماتور را مشکل می‌کند:

۱) همه بوشینگ‌های فشارقوی و فشارضعیف بالاتر از 63 kV بایستی توسط کرونا رینگ مناسب پوشش داده شوند تا میدان در نقاط تیز آنها تضعیف شده و تخلیه جزئی ایجاد نشود.
۲) نقاط تیز نزدیک به بالای تانک ترانسفورماتور بایستی توسط پوشش فلزی مسطح مناسب که به صورت گالوانیک به بدنه متصل شده است پوشانده شود.
۳) بوشینگ‌های فشارقوی بایستی به دقت تمیز و خشک شوند.
٤) تمام تجهیزات هادی یا نیمه‌هادی بر روی تانک ترانسفورماتور بایستی زمین شوند. چنین تجهیزاتی بایستی از ترانسفورماتور دور شوند یا به طور مناسبی زمین شوند.
۵) بهتر است تجهیزات برق‌دار نزدیک ترانسفورماتور نیز در صورت امکان بی‌برق شوند چرا که این تجهیزات نیز در تخلیه جزئی مشارکت می‌کنند.

ج) مقدار تخلیه جزئی بایستی در هنگام افزایش و کاهش ولتاژ و همچنین، در بالاترین ولتاژ قرائت شود.
ح) در صورتی که در حین آزمون مقدار تخلیه جزئی افزایش شدیدی نشان دهد، آزمون بایستی متوقف شده و علت آن در صورت امکان مرتفع گردد.

۲-۴-۱۱- تخلیه جزئی

۲-۴-۱۱-۱- کلیات

تخلیه جزئی یا PD[۱۵] زمانی به وقوع می‌پیوندد که یک تخلیه الکتریکی قسمتی از فضای بین دو الکترود حاوی ولتاژ را اتصال کوتاه می‌کند. تخلیه جزئی در حالت شدید به صورت جرقه‌های کوچک در سیستم عایقی رخ می‌دهد. تخلیه جزئی می‌تواند علل متفاوتی مثل وجود حفره در سیستم عایقی، میدان‌های شدید ناشی از نقاط تیز، حضور رطوبت یا آلودگی در سیستم عایقی و ... داشته باشد. در صورتی که تخلیه جزئی در عایق جامد باشد، عایق را به تدریج تخریب می‌کند. این تخریب برگشت‌ناپذیر است و در نتیجه به مرور زمان تبدیل به تخلیه کامل و از بین رفتن ترانسفورماتور می‌شود چرا که تخلیه جزئی بایستی به موقع تشخیص داده شده و علت آن مرتفع گردد.

[۱۵] Partial Discharge

تخلیه جزئی اثرات مختلفی ایجاد می‌کند که به کمک هر یک از این اثرات می‌توان به وجود آن پی برد. برای مثال، تخلیه جزئی باعث تجزیه روغن و ایجاد گاز می‌شود و لذا در آزمون DGA قابل تشخیص است. همچنین، طبیعت جرقه‌های سریع تخلیه جزئی باعث ایجاد امواج الکترومغناطیسی می‌شود که با روش UHF قابل اندازه‌گیری است. این جرقه‌ها صوت نیز تولید می‌کند که به کمک سنسورهای اولتراسونیک قابل تشخیص است. اما روشی که به صورت استاندارد درآمده، اندازه‌گیری تداخل الکتریکی است که تخلیه جزئی در مدار ایجاد می‌کند.

تخلیه جزئی در حقیقت تخلیه بار الکتریکی بوده که با جابه‌جایی بار همراه است و به صورت یک جریان در مدار الکتریکی ظاهر می‌شود. روش‌های استاندارد اندازه‌گیری تخلیه جزئی که معمولاً در استانداردهای IEEE C57.113 و IEC 60270 تشریح شده شامل اندازه‌گیری جریان الکتریکی و نیز آشکارسازی آن است [۳۸, ۳۹]. تخلیه جزئی معمولاً بر حسب pC اندازه‌گیری می‌شود گرچه روش ولتاژ تداخلات رادیویی یا RIV نیز توسط بعضی استانداردها به جای آن پذیرفته شده است.

لازم به ذکر است که گاهی تخلیه جزئی کرونا نیز نامیده می‌شود اما از لحاظ علمی این دو پدیده‌های متفاوتی هستند. کرونا تخلیه‌های بیرون ترانسفورماتور است که در هوا ایجاد می‌شود. از سوی دیگر تخلیه جزئی تخلیه‌هایی است که درون ترانسفورماتور و در سیستم عایقی مایع یا جامد رخ می‌دهد. بنابراین، بایستی بین این دو مفهوم تفاوت قائل شد. هدف این آزمون اندازه‌گیری تخلیه جزئی است و نه کرونا.

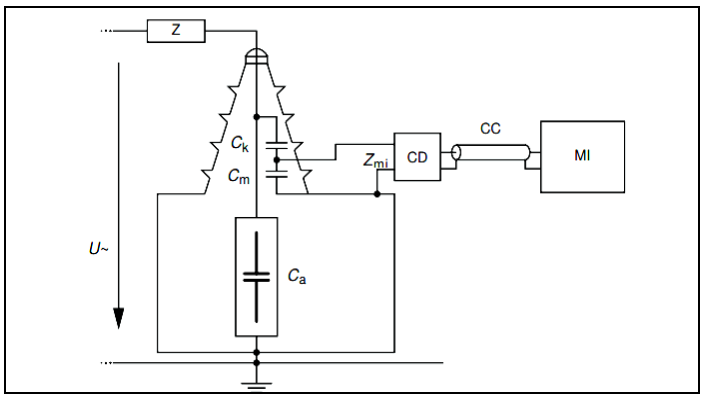
۲-۴-۱۱-۲-اندازه‌گیری تخلیه جزئی

جریان تخلیه جزئی معمولاً مقدار بسیار کوچکی در حد میلی‌آمپر و کم‌تر دارد و از لحاظ زمانی نیز بسیار سریع در بازه زمانی حدود میکروثانیه و کم‌تر رخ می‌دهد و لذا آشکارسازی آن احتیاج به یک دستگاه و مدار خاص دارد.

مدار معمول اندازه‌گیری تخلیه جزئی برای ترانسفورماتور در شکل (۲-۲۵) نمایش داده شده است. همان‌طور که دیده می‌شود، تجهیز CD که معمولاً به اسم کوادروپول[۱۶] معروف است به تست تپ بوشینگ متصل است. به این ترتیب از خازن خود بوشینگ به عنوان خازن کوپلینگ استفاده می‌شود. خازن کوپلینگ یک مسیر با امپدانس کم ایجاد می‌کند که جریان تخلیه جزئی از آن عبور می‌کند. مجموعه خازن بوشینگ و

[۱۶] Quadrupole

CD تشکیل یک فیلتر می‌دهد که سیگنال فرکانس قدرت را حذف کرده اما جریان PD عبوری از این مسیر را در باند فرکانس مناسب از طریق کابل انتقال یا CC به تجهیز اندازه‌گیری MI منتقل می‌کند.



شکل (۲-۲۵): مدار اندازه‌گیری تخلیه جزئی از تست تپ بوشینگ [۳۸]

برای اندازه‌گیری تخلیه جزئی، مجموعه مدار اندازه‌گیری بایستی کالیبره شود. برای این منظور، بعد از وصل اتصالات و پیش از اعمال ولتاژ، کالیبراتور بین ترمینال بوشینگ و زمین متصل شده و پالس‌های تخلیه جزئی با دامنه مشخص تولید می‌کند که به کمک آن می‌توان در MI مقدار اندازه‌گیری را تنظیم کرد. پس از کالیبراسیون، کالیبراتور جدا شده و ولتاژ به نحوی که در آزمون ولتاژ القایی توضیح داده شد بر روی سیم‌پیچ ایجاد شده و مقدار PD قرائت می‌شود.

مقدار PD که در ولتاژهای کم قرائت می‌شود به عنوان نویز زمینه شناخته می‌شود. این مقدار PD معمولاً از طریق هدایتی یا تشعشعی و از تجهیزات دیگر و یا باسبار به مجموعه اندازه‌گیری منتقل می‌شود. در صورتی که نتوان مقدار نویز زمینه را کاهش داد، این مقدار به عنوان حساسیت حداقل مجموعه اندازه‌گیری تعیین می‌شود و مقادیر PD کم‌تر از آن قابل تشخیص نیست. معمولاً PD داخلی ترانسفورماتور در یک ولتاژ که به ولتاژ شروع تخلیه جزئی[۱۷] معروف است شروع می‌شود و در صورت افزایش ولتاژ، میزان PD بیشتر می‌شود. در هنگام کاهش، معمولاً بایستی ولتاژ به عددی کم‌تر از ولتاژ شروع تخلیه جزئی کاهش پیدا کند تا تخلیه خاموش شود. به این ولتاژ نیز ولتاژ خاموشی تخلیه جزئی[۱۸] گفته می‌شود. اضافه شدن ناگهانی تخلیه

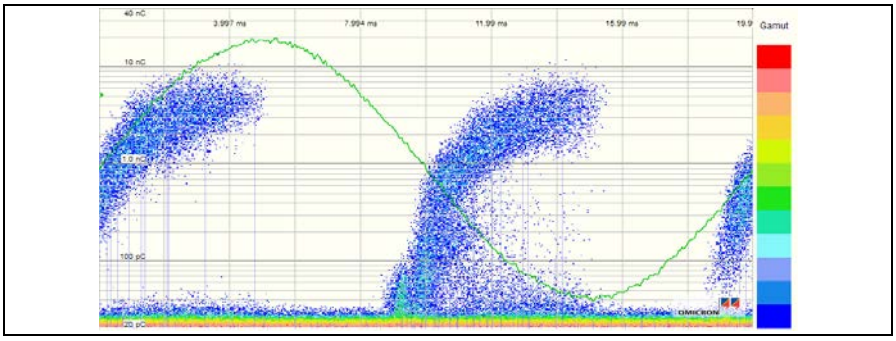
[۱۷] PD inception voltage

[۱۸] PD extinction voltage

از یک سطح ولتاژ و رفع آن در ولتاژی پایین‌تر می‌تواند نمایانگر تخلیه داخلی ترانسفورماتور باشد. به کمک روش‌های پیشرفته تشخیص PD می‌توان چنین نویزهایی را از PD درون ترانسفورماتور مجزا کرد.

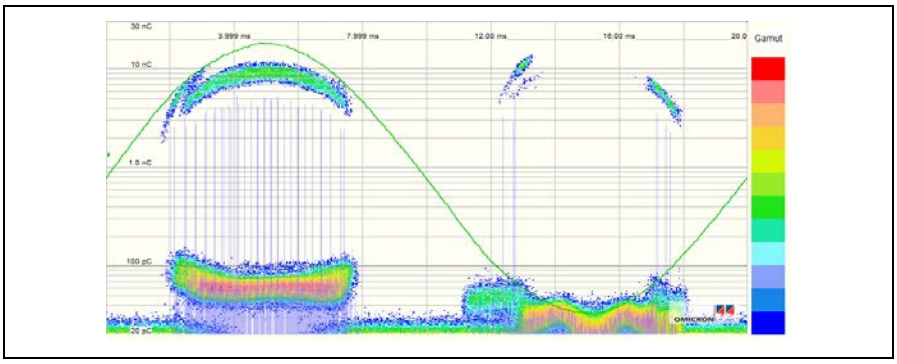
۲-۴-۱۱-۳- روش‌های پیشرفته اندازه‌گیری و تحلیل تخلیه جزئی

در اینجا به اختصار به برخی روش‌های پیشرفته تحلیل و اندازه‌گیری PD اشاره می‌شود. یکی از مهم‌ترین تحلیل‌هایی که به صورت پیشرفته انجام می‌شود، توجه به الگوی توزیع فاز PD یا به اختصار PRPD[۱۹] است. برای تشکیل PRPD، تخلیه‌ها بر اساس اینکه در چه فازی از ولتاژ اعمالی رخ داده‌اند مرتب می‌شوند و در هر جایی که تعداد رخداد PD بیشتر باشد، از رنگ متفاوتی برای نمایش آن استفاده می‌شود. با تشکیل PRPD الگوهایی به دست می‌آید که به کمک این الگوها می‌توان نوع خطا را تشخیص داد. دو نمونه از الگوهای PRPD مربوط به تخلیه جزئی سطحی و تخلیه نقطه با پتانسیل آزاد در شکل (۲-۲۶) نشان داده شده است. این شکل مربوط به نوع خاصی از دستگاه‌های اندازه‌گیری تخلیه جزئی است که نسبتاً مدرن محسوب می‌شود. در سیستم‌های قدیمی‌تر، تخلیه‌های جزئی بر روی شکل سینوسی ولتاژ سوار می‌شود و شکلی شبیه (۲-۲۷) ایجاد می‌شود. در این حالت نیز انواع مختلف تخلیه تا حدودی قابل تفکیک است. توجه به الگوهای تخلیه جزئی می‌تواند در عیب‌یابی ترانسفورماتور و تفکیک تخلیه خارجی از داخلی مفید باشد. نکته دیگر در مورد PRPD آن است که ساختار پیچیده سیم‌پیچ ترانسفورماتور دامنه PD را می‌تواند به نحو موثری تضعیف کند اما تاثیری بر الگوی PRPD ندارد و لذا توجه به این الگوها عیب‌یابی ترانسفورماتور را با کیفیت بیشتری میسر می‌کند.



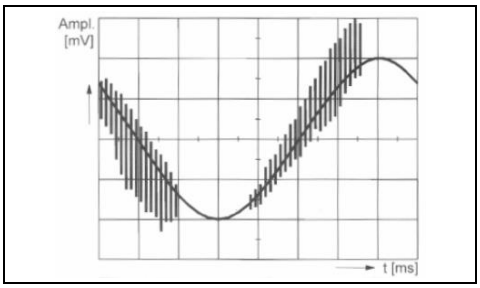
(الف)

[۱۹] Phase-Resolved Partial Discharge



(ب)

شکل (۲-۲۶): دو نمونه الگوی PRPD. الف) تخلیه سطحی، ب) پتانسیل آزاد



شکل (۲-۲۷): تفکیک تخلیه جزئی بر اساس فاز وقوع در سیستم کلاسیک اندازه‌گیری تخلیه جزئی

روش دیگری که برای تحلیل نتایج و تشخیص منبع تخلیه جزئی استفاده می‌گردد به دیاگرام ستاره‌ای مشهور است. این دیاگرام هم برای تفکیک خطاهای بین سه فاز و هم برای تفکیک منابع مختلف خطا استفاده می‌شود که دومین کاربرد در اینجا توضیح داده می‌شود. در دستگاه‌های جدید اندازه‌گیری تخلیه جزئی، می‌توان هر پالس ورودی را از فیلترهای متفاوتی عبور داد. به بیان دیگر، فیلتر به صورت دیجیتال پیاده‌سازی می‌شود. برای استفاده از دیاگرام ستاره‌ای، هر پالس تخلیه از سه فیلتر متفاوت که فرکانس مرکزی متفاوتی دارند عبور داده می‌شود. سپس، دامنه پالس در عبور از هر فیلتر اندازه‌گیری می‌شود. در دیاگرام ستاره‌ای، هر ضلع ستاره متعلق به یکی از فیلترهاست. دامنه اندازه‌گیری شده مربوط به هر فیلتر بر روی ضلع متناظر آن تصویر شده و تشکیل یک بردار می‌دهد. دامنه بردار همان دامنه پالس خروجی فیلتر و جهت آن در راستای یکی از اضلاع ستاره است. در نهایت، جمع برداری بردارها محل نقطه پالس را مشخص می‌کند.

علت استفاده از این روش آن است که منابع مختلف تخلیه جزئی، در حوزه زمان شکل‌های متفاوتی دارند و لذا با پیاده‌سازی الگوریتم فوق در نقاط مختلفی از دیاگرام ستاره‌ای تجمع می‌کنند و به این ترتیب،

می‌توان منابع مختلف تخلیه جزئی را از یکدیگر تفکیک کرد. این روش را می‌توان برای اندازه‌گیری سه‌فاز نیز به کار برد به این صورت که سه دستگاه اندازه‌گیری، تخلیه جزئی را از هر فاز به صورت هم‌زمان قرائت می‌کنند. سپس، پالس‌های ثبت شده بر روی دیاگرام ستاره‌ای رسم می‌شود با این تفاوت که در این حالت، هر ضلع ستاره متناظر با یک فاز است. در چنین حالتی اولاً مشخص می‌شود که هر منبع تخلیه جزئی در کدام فاز در حال فعالیت است. دوماً، با توجه به اینکه نویز و تخلیه‌های خارجی توسط سه فاز تقریباً به طور یکسان اندازه‌گیری می‌شوند، معمولاً در مرکز ستاره جمع شده و قابل تفکیک از تخلیه‌های داخلی ترانسفورماتور خواهند بود.

روش دیگری که امروزه برای مکان‌یابی تخلیه استفاده می‌شود، اندازه‌گیری صوتی تخلیه جزئی است [٤٠]. برای این کار چهار سنسور صوتی بر روی بدنه ترانسفورماتور در نقاط مختلف نصب می‌شوند. سپس سیگنال‌های تخلیه جزئی هر چهار سنسور در چارچوب زمانی یکسان اندازه‌گیری می‌شود. بر اساس تفاوت زمانی دریافت سیگنال تخلیه بین چهار سنسور و با حل معادلات انتشار صوت می‌توان محل تقریبی تخلیه را مشخص کرد. این روش به صورت آنلاین قابل پیاده‌سازی است و فقط مختص زمانی است که وجود تخلیه قابل توجه در ترانسفورماتور محرز شده و قرار است مکان آن مشخص شود. جزئیات بیشتر در مراجع مربوطه قابل دسترسی است [٤٠].

۲-۴-۱۲- تحلیل پاسخ فرکانسی

۲-۴-۱۲-۱- کلیات

تحلیل پاسخ فرکانسی روشی است که به طور عمده برای تشخیص عیوب مکانیکی ترانسفورماتور استفاده می‌شود. در این روش تابع تبدیل سیم‌پیچ در یک بازه فرکانسی گسترده اندازه‌گیری شده و از طریق مقایسه با نتایج پاسخ فرکانسی مرجع، در مورد وضعیت ترانسفورماتور قضاوت می‌شود. به طور کلی می‌توان گفت که روش تحلیل پاسخ فرکانسی قادر به یافتن عیوب زیر در یک ترانسفورماتور است:

أ. باکلینگ[۲۰] سیم‌پیچ (تغییر شکل شعاعی سیم‌پیچ به سمت داخل و بیرون آن)،

ب. جابه‌جایی محوری سیم‌پیچ،

ت. آسیب‌های هسته،

ث. اتصال حلقه،

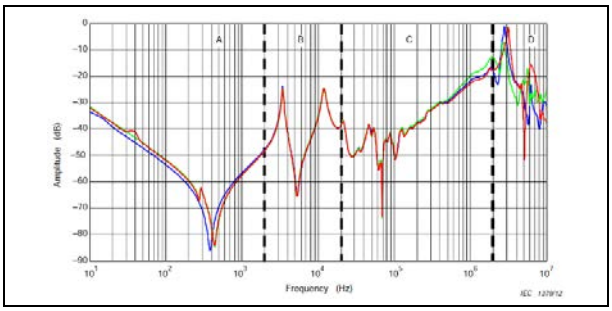
[۲۰] Buckling

ج. شل شدن سیم‌پیچ،

ح. باز شدن شیلد.

در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به آسیب مکانیکی و یا اتصال حلقه باشد انجام آزمون پاسخ فرکانسی توصیه می‌شود. به طور ویژه بهتر است بعد از جابه‌جایی ترانسفورماتور، بعد از عبور جریان‌های اتصال کوتاه بزرگ از ترانسفورماتور و بعد از حوادثی مثل زلزله آزمون پاسخ فرکانسی انجام شود.

تابع تبدیل دارای دو قسمت دامنه و فاز است و معمولاً تفسیر نتایج بر اساس پاسخ دامنه انجام می‌شود. به طور معمول پاسخ دامنه در یک نمودار بر حسب dB در مقابل فرکانس که به صورت لگاریتمی توزیع شده است نمایش داده می‌شود. نمونه‌ای از این نمودار در شکل (۲-۲۸) نشان داده شده است. تابع تبدیل را می‌توان به چهار ناحیه حدودی از لحاظ فرکانسی مطابق شکل مذکور تقسیم‌بندی کرد. هر ناحیه از برخی مشخصات ترانسفورماتور بیشترین تاثیر را می‌پذیرد. مطابق IEC 60076-18 ناحیه A به طور عمده از هسته و پس‌ماند آن، ناحیه B از برهم‌کنش بین سیم‌پیچ‌ها، ناحیه C از ساختار خود سیم‌پیچ و ناحیه D از سیم‌های اتصالات تاثیر می‌پذیرد [۴۱].



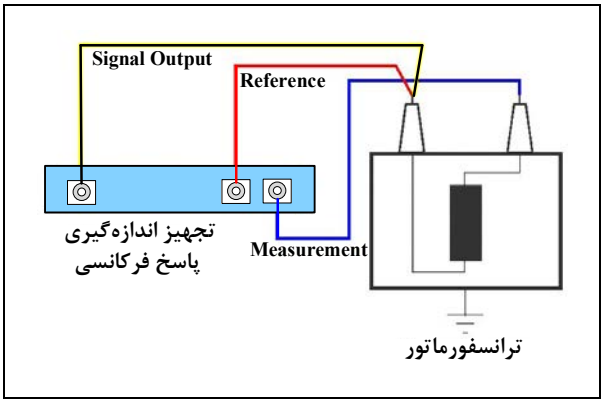
شکل (۲-۲۸): پاسخ دامنه تابع تبدیل و نواحی مختلف آن

۲-۴-۱۲-۲- روش انجام، اتصالات و بازه فرکانسی

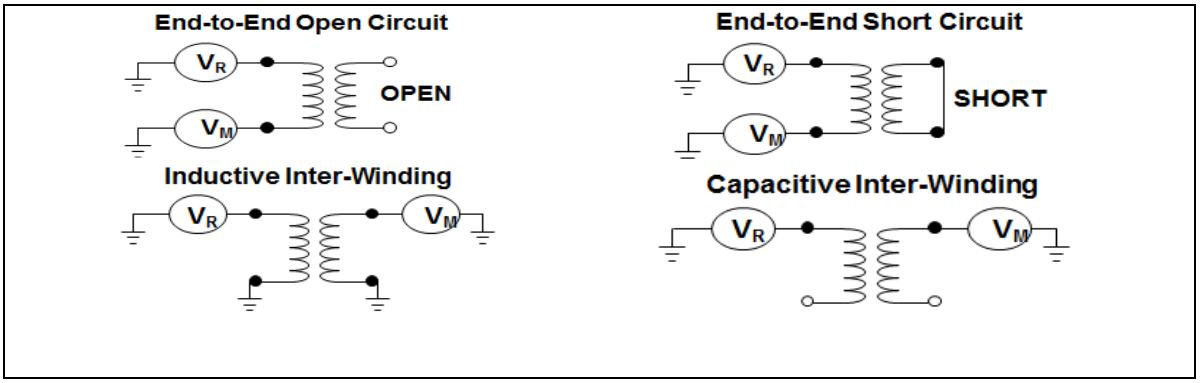
برای اندازه‌گیری پاسخ فرکانسی می‌توان از دو روش ضربه فشار ضعیف و یا جاروب فرکانسی استفاده کرد اما اکثر دستگاه‌های جدید بر پایه روش جاروب فرکانسی یا SFRA[۲۱] کار می‌کنند. اندازه‌گیری بایستی با سه اتصال انجام شود. یکی از اتصالات تغذیه را به یکی از سرهای سیم‌پیچ (در محل ترمینال بوشینگ) متصل می‌کند. به این اتصال معمولاً Output گفته می‌شود. اتصال دوم به محل تزریق سیگنال یعنی همان

[۲۱] Sweep Frequency Response Analysis

ترمینال بوشینگ متصل شده و سیگنال تغذیه شده را اندازه‌گیری می‌کند. به این اتصال Reference گفته می‌شود. هدف از این کار حذف افت مسیر و تاثیر کابل تغذیه است. اتصال سوم، پاسخ سیگنال را در یک ترمینال دیگر اندازه‌گیری می‌کند و به آن Measurement گفته می‌شود. شکل (۲-۲۹) تصویر اتصالات مذکور را به یک ترانسفورماتور نشان می‌دهد. طبق IEEE C57.149 اندازه‌گیری به روش سه‌سیمه الزامی است [۴۲]. همچنین، اتصالات بایستی از نوع کابل کواکسیال باشند. بسته به محل تزریق سیگنال و اندازه‌گیری پاسخ آن، توابع تبدیل مختلفی قابل اندازه‌گیری است. چهار اتصال یا تابع تبدیل در IEC 60076-18 به عنوان اتصالات استاندارد پذیرفته شده [۴۱] که شامل ولتاژ انتها یا EE (End-to-End)، ولتاژ انتها با اتصال کوتاه یا EESC (End-to-End Short Circuit)، بین سیم‌پیچ‌های خازنی یا CIW (Capacitive Inter-Winding) و همچنین، بین سیم‌پیچ سلفی یا IIW (Inductive Inter-Winding) می‌باشند. شکل (۲-۳۰) نحوه سیم‌بندی این اتصالات را نمایش می‌دهد. در این شکل، V_R محل وصل شدن اتصال Output و Reference و V_M محل وصل شدن اتصال Measurement است.



شکل (۲-۲۹): اندازه‌گیری پاسخ فرکانسی به روش سه‌سیمه

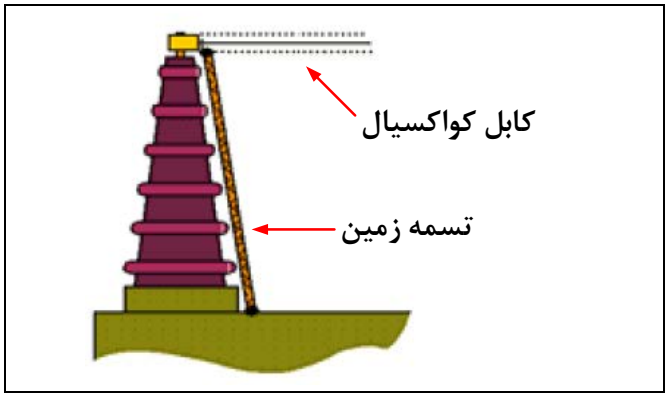


شکل (۲-۳۰): اتصالات مختلف در آزمون پاسخ فرکانسی

هر یک از این اتصالات به برخی از عیوب سیم‌پیچ حساسیت بیشتری دارند. در هر اندازه‌گیری حداقل بایستی اتصال ولتاژ انتها EE اندازه‌گیری شود، گرچه IEEE C57.149 اندازه‌گیری اتصال ولتاژ انتها با اتصال کوتاه EESC را در کنار اتصال فوق توصیه می‌کند. علت آن است که اتصالی EESC از شار پس‌ماند در هسته کم‌تر تاثیر می‌پذیرد. همچنین، راکتانس نشتی در این نوع اتصال در مشخصه FRA اندازه‌گیری می‌شود و بین سه‌فاز قابل مقایسه است. تجربه متخصصین در سطح بین‌المللی نشان می‌دهد که در کنار اتصال ولتاژ انتها EE اتصال بین سیم‌پیچ خازنی CIW مفید فایده است چون حساسیت بیشتری نسبت به تغییر شکل شعاعی سیم‌پیچ دارد. در اتصال EE سیگنال به ابتدای سیم‌پیچ داده شده و از انتها اندازه‌گیری می‌شود. در اتصال CIW در حالی که انتهای هر دو سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف باز است، سیگنال به ترمینال سیم‌پیچ فشارقوی تزریق شده و پاسخ از ترمینال سیم‌پیچ فشارضعیف اندازه‌گیری می‌شود.

زمانی که قید می‌شود اتصال EE اندازه‌گیری شود، پاسخ فرکانسی بایستی برای سیم‌پیچ‌های فشارقوی و فشارضعیف به صورت مجزا اندازه‌گیری شود. یعنی یک بار تزریق به ترمینال فشارقوی و اندازه‌گیری از انتهای سیم‌پیچ فشارقوی و پس از اندازه‌گیری هر سه فاز، همین کار بایستی در سمت فشارضعیف تکرار شود.

هنگام برقرارکردن اتصالات مهم است که مغزی کابل کواکسیال به ترمینال بوشینگ متصل شود و شیلد کابل توسط یک تسمه با کوتاه‌ترین مسیر در پای فلنج بوشینگ زمین شود. چنین اتصالی در شکل (۲-۳۱) نمایش داده شده است. در صورت عدم رعایت این نکته، پاسخ فرکانسی در بازه فرکانسی بالا تکرارپذیر نخواهد بود.



شکل (۲-۳۱): اتصال مناسب شیلد کابل به زمین در پای بوشینگ.

بازه معمول فرکانسی که تابع تبدیل در آن اندازه‌گیری می‌شود 20 Hz تا 2 MHz است. مطابق بروشور CIGRE و استاندارد IEC در ترانسفورماتورهای با سطح ولتاژ بزرگ‌تر از 72.5 kV فرکانس‌های بالاتر از 1 MHz معتبر نیست و تفسیر فقط بایستی تا فرکانس 1 MHz انجام شود [۴۳]. علت آن است که فرکانس‌های بالاتر به شدت از نحوه اتصالات تاثیر می‌پذیرند و با جابه‌جا کردن سیم‌ها به راحتی تغییر می‌کنند.

۲-۴-۱۲-۳- تفسیر نتایج پاسخ فرکانسی

تفسیر پاسخ فرکانسی بر مقایسه استوار است. به عبارت دیگر، تابع تبدیل اندازه‌گیری شده بایستی با یک شکل مرجع مقایسه شود. مرجع می‌تواند تابع تبدیل همان سیم‌پیچ باشد که در موعد تحویل در کارخانه یا در موقع تست و راه‌اندازی اندازه‌گیری شده است که به آن اثر انگشت[۲۲] گفته می‌شود. بهترین مرجع، مرجع زمانی است که به مقایسه زمانی نیز شناخته می‌شود. مقایسه زمانی بیشترین حساسیت را در مقابل عیوب مختلف دارد. در صورت عدم وجود مرجع زمانی، تابع تبدیل سایر فازها یا ترانسفورماتورهای مشابه می‌تواند به عنوان مرجع استفاده شود. البته بایستی توجه داشت که حتی در حالت کاملاً سالم نیز تابع تبدیل فازهای مختلف یا ترانسفورماتورهای مشابه با یکدیگر اختلاف دارد و لذا این نوع مقایسه به حساسیت مقایسه زمانی نیست. به دلیل ارجحیت مقایسه زمانی توصیه می‌شود که پس از ساخت ترانسفورماتور، اثر انگشت آن در کارخانه اندازه‌گیری شود.

در حال حاضر هیچ روش استانداردی که به صورت جامع پذیرفته شده باشد برای تفسیر نتایج پاسخ فرکانسی وجود ندارد. مقایسه معمولاً توسط متخصصین با تجربه انجام می‌شود. به طور کلی وجود اختلاف قابل توجه بین اندازه‌گیری فعلی و مرجع زمانی نشانگر عیب در سیم‌پیچ است و ترانسفورماتور بایستی مورد بررسی قرار گیرد.

در تحلیل نتایج بایستی به دو نکته مهم توجه داشت. فرکانس‌های بالاتر از 1MHz به راحتی از نحوه آرایش سیم‌ها تاثیر می‌پذیرند و لذا بایستی با احتیاط مقایسه شوند. فرکانس‌های کم‌تر از 5 KHz نیز به طور عمده با تغییر پس‌ماند هسته تغییر می‌کنند و لذا بایستی با احتیاط تفسیر شوند [۴۳].

۲-۴-۱۲-۴- نکات آزمون پاسخ فرکانسی

در هنگام انجام آزمون نکات زیر بایستی مد نظر باشد:

[۲۲] Finger print

أ) ترانسفورماتور مورد آزمون باید به طور کامل از شبکه مجزا شود. اتصالات زمین سیم‌پیچ‌ها نیز بایستی باز شود.

ب) بدنه ترانسفورماتور بایستی زمین بوده و با زمین دستگاه مستقیماً یکی شود.

ت) تپ‌چنجر تحت بار یا OLTC بایستی در بالاترین تپ به گونه‌ای باشد که کل سیم‌پیچ در مدار قرار بگیرد.

ث) تپ‌چنجر آفلود بایستی در وضعیتی باشد که هنگام کار معمول ترانسفورماتور در آن وضعیت قرار داشته است. توصیه می‌شود که موقعیت تپ‌چنجر آفلود به دلیل آزمون FRA تغییر داده نشود.

ج) موقعیت تپ‌چنجر تاثیر قابل توجهی بر روی پاسخ فرکانسی دارد. در صورتی که پاسخ فرکانسی مرجع در یک موقعیت خاص از تپ‌چنجر گرفته شده است حتماً بایستی اندازه‌گیری جدید نیز در همان موقعیت انجام شود. به دلیل اختلاف قابل توجه، تقریباً دو پاسخ فرکانسی از یک سیم‌پیچ را که در دو موقعیت مختلف تپ‌چنجر گرفته شده است نمی‌توان با یکدیگر مقایسه کرد.

ح) پیش از شروع اندازه‌گیری حتماً بایستی دستگاه اندازه‌گیری را کالیبره کرد. برای این منظور بایستی سه خروجی دستگاه به یکدیگر اتصال کوتاه شوند و دستگاه کالیبره گردد. بهتر است یک بار بعد از کالیبراسیون در موقعیت اتصال کوتاه‌شده پاسخ فرکانسی ثبت شود. در این حالت خروجی بایستی یک خط صاف برابر 0 dB باشد.

خ) توصیه می‌شود که در اندازه‌گیری پاسخ فرکانسی، اولین اتصال اندازه‌گیری شده در پایان آزمون نیز اندازه‌گیری شود تا تکرارپذیری نتایج مشخص گردد و این دو هم‌خوانی قابل قبولی تا فرکانس‌های بالا داشته باشند.

د) طبق IEEE C57.149 تعداد نقاطی که در پاسخ فرکانسی اندازه‌گیری می‌شود بایستی حداقل ۲۰۰ نقطه در هر دهه فرکانسی باشد.

ذ) CTها بایستی برای وضعیت عادی سرویس متصل شده باشند یعنی ثانویه آن‌ها اتصال کوتاه شده باشد.

ر) طول کابل‌های مورد استفاده مطابق IEEE بایستی کم‌تر از ۳۰ متر باشد.

ز) اندازه‌گیری بایستی با کابل خود دستگاه انجام شود که دارای امپدانس مشخصه مناسب است. تعویض کابل بر روی پاسخ فرکانسی تاثیر می‌گذارد.

س) مطابق IEC 60076-18 در اتصال Yn، منبع به ترمینال سمت خط متصل می‌شود و اندازه‌گیری از سمت نوترال انجام شود [٤١].

ش) شار پس‌ماند در هسته بر روی بازه فرکانس پایین تاثیر می‌گذارد. بنابراین توصیه می‌شود در صورت امکان پیش از آزمون، شار پس‌ماند حذف شود. در صورتی که در سایت، تجهیزات لازم برای حذف شار پس‌ماند موجود نباشد، توصیه می‌شود که آزمون FRA پیش از تست مقاومت DC انجام شود تا اثر شار پس‌ماند بر روی نتایج کمینه شود.

ص) پیشنهاد می‌شود هنگام تست حداکثر اطلاعات ممکن از قبیل: سازنده و شماره سریال ترانسفورماتور، گروه برداری، دستگاه اندازه‌گیری مورد استفاده، تنظیمات نرم افزار، نام اپراتور، موقعیت تپ، تصویر ترانسفورماتور، اتصالات تست‌کننده، اتصال کوتاه کننده، زمین کننده و دما ثبت شود. در مورد تپ‌چنجر در صورتی که موقعیت آن بر روی تپ خنثی باشد حتماً باید موقعیت قبلی تپ ذکر شود. همچنین، توصیه می‌شود که برای بهبود تکرارپذیری، تصویری از نحوه اتصال کابل‌ها به بوشینگ و زمین‌کردن آن ضمیمه اطلاعات آزمون شود.

ض) بهتر است محل اتصال کابل به ترمینال بوشینگ و همچنین، محل زمین‌شدن آن بر روی فلنج با سوهان تمیز شود تا اتصالات مناسبی ایجاد شود.

۲-۴-۱۳- آزمون پاسخ عایقی (DFR یا FDS)

۲-۴-۱۳-۱- کلیات

آزمون پاسخ فرکانسی عایقی (DFR[۲۳])، که به طیف‌سنجی حوزه فرکانس (FDS[۲۴]) نیز موسوم است، اندازه‌گیری مشخصات عایقی ترانسفورماتور مثل خازن و tanδ به عنوان تابعی از فرکانس است [٤٤]. تاثیر رطوبت و آلودگی‌های یونی در فرکانس‌های پایین نمود بیشتری دارد و مشخصات عایقی را بیشتر تحت تاثیر قرار می‌دهد. از این رو درصورتی‌که مشخصات عایقی در فرکانس پایین اندازه‌گیری شوند، بهتر می‌توان موارد پیش‌گفته را ارزیابی کرد.

در آزمون FDS آن‌چه که بر نتیجه آزمون تاثیرگذار و قابل ارزیابی است، شامل موارد زیر می‌شود:

أ. رطوبت عایق سلولزی،

ب. هدایت روغن،

[۲۳] Dielectric Frequency Response

[۲۴] Frequency Domain Spectroscopy

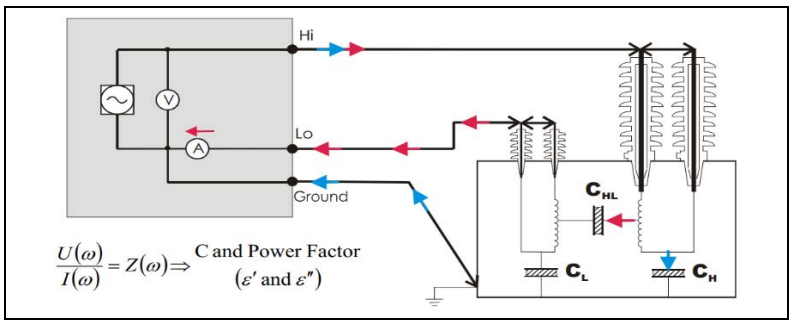
ت.وجود آلودگی‌هایی که خازن و یا tanδ را تغییر می‌دهند.

پس از اندازه‌گیری مشخصه tanδ با فرکانس می‌توان با تخمین و با استفاده از منحنی‌های مربوط به روغن و کاغذ به تنهایی (که در مجموعه داده‌های خود نرم‌افزار موجود است) به وضعیت هدایت روغن و رطوبت عایق کاغذی پی برد.

۲-۴-۱۳-۲- نحوه انجام آزمون

برای اندازه‌گیری پاسخ عایقی، یک منبع با فرکانس متغیر به ترانسفورماتور متصل شده و با جاروب فرکانسی، ولتاژ تغذیه، جریان عبوری و اختلاف فاز اندازه‌گیری می‌شود. بر اساس این موارد مقدار خازن و tanδ در هر فرکانس قابل محاسبه است.

اتصالات آزمون دقیقاً مشابه اندازه‌گیری خازن و tanδ معمول است که در قسمت‌های قبل در مورد آن صحبت شد. شکل (۲-۳۲) نمونه اتصالات آزمون را برای زمانی که عایق بین سیم‌پیچی فشارقوی و فشارضعیف مد نظر است نشان داده است. به طور مشابه می‌توان عایق بین هر سیم‌پیچ تا زمین را ارزیابی کرد. دقت شود که دقیقاً مشابه آزمون خازن و tanδ تمامی ترمینال‌های یک سیم‌پیچ بایستی به یکدیگر متصل شده و تشکیل یک الکترود دهند.

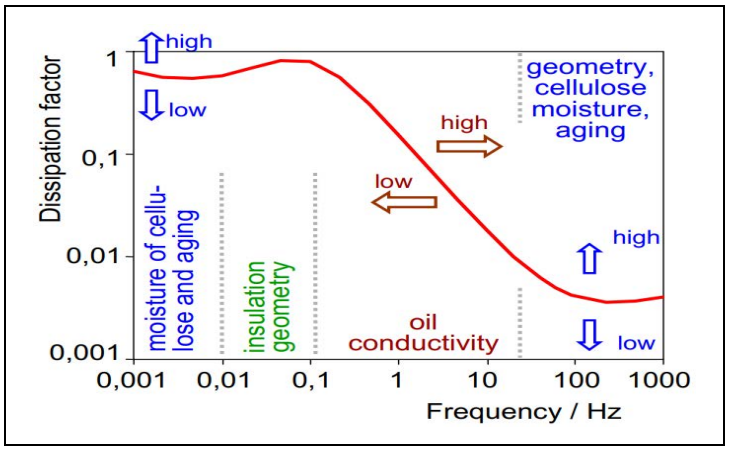


شکل (۲-۳۲): اندازه‌گیری FDS عایق بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف (CHL)

۲-۴-۱۳-۳- تحلیل نتایج آزمون FDS

زمانی‌که فرآیند آزمون تکمیل شد، به طور معمول مشخصه tanδ بر حسب فرکانس ترسیم می‌شود. نمونه‌ای از این مشخصه در شکل (۲-۳۳) نمایش داده شده است. همان‌طور که در شکل دیده می‌شود نواحی فرکانسی مختلف مشخصه FDS از عوامل مختلفی تاثیر می‌پذیرند. ناحیه فرکانس پایین یعنی ابتدای منحنی به طور عمده با رطوبت عایق سلولزی تغییر می‌کند. ناحیه با فرکانس بالاتر (عمدتاً تا 0.1Hz) را

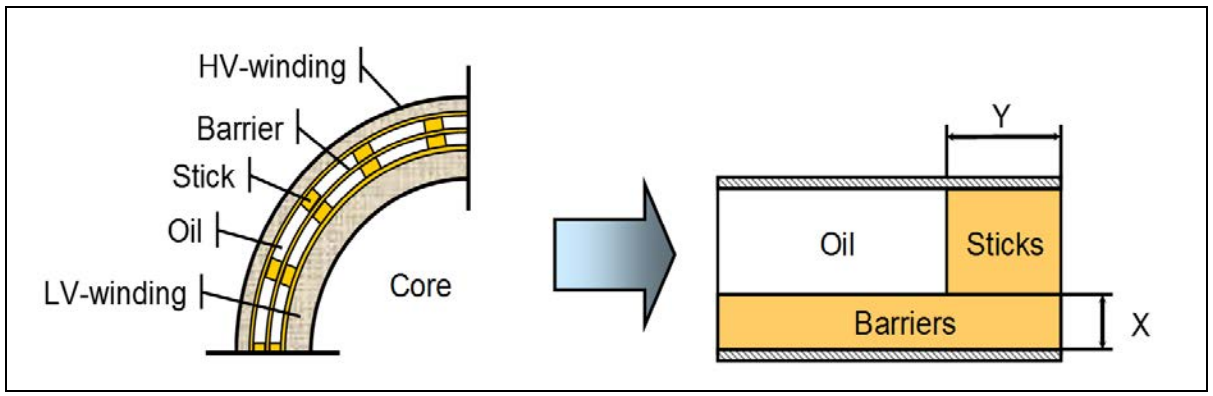
هندسه عایق یعنی نسبت میزان روغن به عایق سلولزی در بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف تعیین می‌کند. ناحیه بعدی (حدوداً تا 20 Hz) توسط هدایت روغن مشخص شده و ناحیه با بالاترین فرکانس از هر دو مورد رطوبت کاغذ و هندسه عایق متاثر می‌شود.



شکل(۲-۳۳): نمونه تغییرات tanδ برحسب فرکانس

نحوه تفسیر نتایج به این صورت است که داده‌های مربوط به تغییرات tanδ برحسب فرکانس برای روغن‌های با هدایت‌های مختلف به تنهایی و برای کاغذهای با رطوبت مختلف نیز به تنهایی اندازه‌گیری شده است. این نمودارها در پایگاه داده نرم‌افزار دستگاه موجود هستند. در نرم‌افزار دستگاه سعی می‌شود تا با ترکیب نمودار کاغذهای با رطوبت مختلف و نمودار روغن‌های با هدایت مختلف نموداری نزدیک به آنچه که اندازه‌گیری شده است به دست آید. در صورتی که نمودار ساخته شده از پایگاه داده نزدیک به نمودار اندازه‌گیری شده باشد، مقدار رطوبت عایق سلولزی و هدایت روغن با توجه به دو نموداری که با ترکیب آن‌ها نمودار نزدیک به اندازه‌گیری ایجاد شده است مشخص می‌شود.

نسبت مقدار روغن و عایق کاغذی توسط نموداری که به نمودار XY معروف است مشخص می‌شود. مفهوم این نمودار در شکل (۲-۳٤) نمایش داده شده است. چنان‌که در شکل ملاحظه می‌شود، فضای بین دو سیم‌پیچ از مقدار پرس‌برد استوانه‌ای که به صورت سری در مسیر جریان قرار گرفته تشکیل شده است. در فاصله بین پرس‌بردها بخشی از جریان از طریق روغن و بخشی دیگر از طریق نگهدارنده‌های محوری که از جنس سلولز هستند عبور می‌کند و بنابراین در این بخش، سلولز و روغن با یکدیگر موازی هستند. در صورتی که همه پرس‌بردها کنار یکدیگر قرار بگیرند نموداری به نام نمودار XY تشکیل می‌شود که با تعیین X و Y به صورت درصدی می‌توان دریافت که نسبت کاغذ و روغن در مسیر جریان به چه صورت است.



شکل (۲-۳٤): نحوه مدل‌سازی نسبت روغن و کاغذ با نمودار XY

در نرم‌افزار دستگاه با انتخاب X و Y نسبت ترکیب نمودارهای کاغذ و روغن مشخص می‌شود. در نهایت نیز مشخصات نمودارهایی که با نسبت X و Y ترکیب شده‌اند تا مشخصه اندازه‌گیری‌شده را بسازند، وضعیت فعلی ترانسفورماتور را مشخص می‌کنند.

۲-۴-۱۴- آزمون گروه برداری

۲-۴-۱۴-۱- کلیات

منظور از گروه برداری ترانسفورماتور اختلاف فازی است که بین اولیه (فشارقوی) و ثانویه (فشارضعیف) ترانسفورماتور ایجاد می‌شود. این زاویه که مضربی از ۳۰ درجه است معمولاً با یک عدد بین صفر تا ۱۱ بیان می‌شود که این عدد از تقسیم مقدار واقعی درجه اختلاف فاز بر ۳۰ درجه تعیین می‌شود. این عدد معمولاً بعد از ذکر اتصال ترانسفورماتور قید می‌شود، مانند YNd11، و به آن گروه برداری ترانسفورماتور گفته می‌شود. در محاسبه گروه برداری یا اختلاف فاز، بردار ولتاژ فشارقوی مرجع است و اختلاف فاز سمت فشارضعیف نسبت به آن به دست می‌آید.

گروه برداری در موارد متعددی اهمیت دارد که یکی از آن‌ها موازی کردن ترانسفورماتورها با یکدیگر است که بایستی گروه برداری آن‌ها یکی باشد. آزمون گروه برداری باید پیش از راه‌اندازی در محل پست انجام شود. تا زمانی که اتصالات ترانسفورماتور تغییر نکرده باشد گروه برداری آن ثابت خواهد بود و نیاز به انجام این آزمون نیست. اما در صورتی که ترانسفورماتور تعمیر شده و اتصالات آن از داخل باز شده باشد یا در هنگامی که اتصالات بانک ترانسفورماتور جهت انجام آزمون‌های دوره‌ای باز می‌شود، انجام آزمون گروه برداری برای اطمینان از درستی اتصالات توصیه می‌شود. لازم به ذکر است که گروه‌های برداری معمول‌تر در

ایران عبارتند از صفر (اتوترانسفورماتور)، ۱، ۵، ۷ و ۱۱. پس از اندازه‌گیری اختلاف فاز و تعیین گروه برداری، این گروه بایستی با عدد قید شده روی پلاک مقایسه شود و مغایرتی نداشته باشد.

۲-۴-۱۴-۲- نحوه انجام آزمون

برای آزمون می‌توان از پل‌های اتوماتیک که اختلاف فاز را اندازه‌گیری می‌کنند استفاده کرد. در صورت عدم وجود پل، روشی به نام روش یک ولت‌متره وجود دارد که در این قسمت توضیح داده می‌شود. برای این کار بایستی دو فاز مشابه از سمت اولیه و ثانویه به یکدیگر اتصال کوتاه شوند، برای مثال ترمینال فاز A فشارقوی به ترمینال فاز a فشارضعیف متصل شود. سپس بایستی یک ولتاژ سه‌فاز با دامنه 380 V به سمت فشارقوی اعمال شود. با اندازه‌گیری ولتاژ بین فازهای مختلف و بین اولیه و ثانویه، می‌توان گروه برداری را مشخص کرد.

برای چهار گروه برداری پیش‌گفته معیارهای تعیین گروه برداری در اینجا ذکر شده است. دقت شود که در تمامی حالت‌ها ترمینال A به a متصل شده است. برای پیاده‌سازی معیارهای زیر، بایستی ولتاژهای بین ترمینال‌های متفاوت اندازه‌گیری شود. برای مثال منظور از(Cc) ولتاژ بین ترمینال C فشارقوی و ترمینال c فشارضعیف است. ولتاژهای قید شده در هر شرط بایستی توسط ولت‌متر اندازه‌گیری و ثبت شود و سپس مقایسه صورت گرفته و صحت گروه برداری کنترل شود. معیارهای مذکور به صورت زیر هستند:

أ) در اتصال ستاره- مثلث در صورتی که Bc = Cc و Cb > Bb باشد، آنگاه گروه برداری YNd11 است.

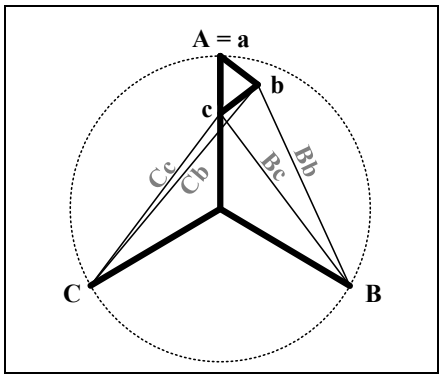
ب) در اتصال ستاره- مثلث در صورتی که Bc = Cc و Bb > Cb و Cb < Bc باشد، آنگاه گروه برداری YNd5 است.

ت) در اتصال ستاره- مثلث در صورتی که Bb = Cb و Cc > Bc باشد، آنگاه گروه برداری YNd7 است.

ث) در اتصال ستاره- مثلث در صورتی که Cc = Cb و Bc > Bb باشد، آنگاه گروه برداری YNd1 است.

برای درک بهتر، اولین مورد از معیارهای فوق توضیح داده می‌شود. در اتصال YNd11 در صورتی که نقطه A به a متصل شود، ولتاژ خط سمت فشارضعیف که به صورت مثلث است بر روی نقطه A متمرکز می‌شود، مطابق شکل (۲-۳۵). همان‌گونه که در شکل مشخص است، با توجه به موقعیت مثلث که مربوط به

گروه برداری ۱۱ است، Bc = Cc است و بردار Cb از بردار Bb بزرگ‌تر است. مشابه همین شکل برای سایر گروه‌های برداری نیز قابل رسم است و می‌توان معیارهای پیش‌گفته را از روی آن استخراج کرد.



شکل (۲-۳۵): دیاگرام فازوری اتصال YNd11 و مقایسه بردارهای مختلف برای تعیین گروه برداری

۲-۴-۱۵- زمان‌بندی انجام آزمون‌های دوره‌ای

در جدول (۲-۲۰)، زمان‌بندی انجام آزمون‌های دوره‌ای ذکر شده است. لازم به ذکر است که این زمان‌بندی مربوط به ترانسفورماتور با وضعیت عادی بوده و در حالتی که ترانسفورماتور مشکوک به عیب باشد ممکن است لازم باشد که انواع مختلفی از آزمون‌ها به دفعات تکرار شوند. لازم به ذکر است که در استاندارد IEEE C57.152 بازه انجام آزمون‌ها سه تا پنج سال ذکر شده و در دستورالعمل ۷۴-۴۰۵ وزارت نیرو (سال ۸۱) بازه زمانی انجام آزمون‌ها پنج سال تعیین شده است. در نهایت با نظر متخصصین و با توجه به شرایط ایران، بازه زمانی سه سال برای ایران انتخاب شده است. همچنین، ترتیب مناسب انجام آزمون‌های الکتریکی دوره‌ای در جدول (۲-۲۱) بیان شده است.

جدول (۲-۲۰): زمان‌بندی انجام آزمون‌های الکتریکی دوره‌ای ترانسفورماتور

نام آزمون	بازه زمانی انجام آزمون
مقاومت DC سیم‌پیچ در تمامی تپ‌ها	سه ساله و در موارد مشکوک* (هم‌زمان با سرویس تپ‌چنجر)
نسبت‌تبدیل در تمامی تپ‌ها	سه ساله و در موارد مشکوک
جریان بی‌باری (همراه با نسبت‌تبدیل)	سه ساله و در موارد مشکوک
مقاومت عایقی سیم‌پیچ و عدد پلاریزاسیون	سه ساله و در موارد مشکوک

نام آزمون	بازه زمانی انجام آزمون
مقاومت عایقی هسته	سه ساله و در موارد مشکوک
آزمون ضریب تلفات عایقی (tanδ) و خازن سیم‌پیچ	سه ساله** و در موارد مشکوک
تقسیم شار	سه ساله و در موارد مشکوک
امپدانس اتصال کوتاه (راکتانس نشتی)	در موارد مشکوک
اضافه‌ولتاژ القایی	در موارد مشکوک
تخلیه جزئی	در موارد مشکوک
تحلیل پاسخ فرکانسی	در موارد مشکوک
پاسخ عایقی (FDS یا DFR)	در موارد مشکوک
گروه‌برداری	بعد از تغییر اتصالات ترانسفورماتور
* در موارد مشکوک، آزمون‌ها بایستی با نظر متخصصان مربوطه انجام گیرد. ** در مواردی که نتایج آزمون مقاومت عایقی مناسب باشد، احتیاجی به انجام آزمون tanδ سیم‌پیچ نیست (در شرایطی که ترانسفورماتور مشکوک نباشد).	

جدول (۲-۲۱): ترتیب انجام آزمون‌های الکتریکی دوره‌ای ترانسفورماتور.

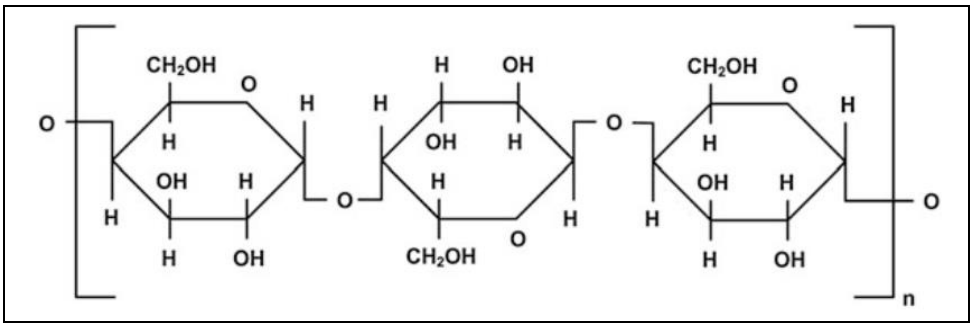
ترتیب آزمون	نام آزمون
۱	مقاومت عایقی سیم‌پیچ و عدد پلاریزاسیون
۲	مقاومت عایقی هسته
۳	آزمون ضریب تلفات عایقی (tanδ) و خازن سیم‌پیچ
٤	نسبت تبدیل در تمامی تپ‌ها و جریان بی‌باری
٥	تقسیم شار
٦	مقاومت DC سیم‌پیچ در تمامی تپ‌ها

۲-۵- سایر آزمون‌های عیب‌یابی ترانسفورماتور

۲-۵-۱- آنالیز مشتقات فوران

کاغذ به طور عمده از سلولز (حدود ۹۰٪) تشکیل شده و سلولز همان‌طور که در شکل (۲-۳٦) نشان داده شده، زنجیره‌ای از مولکول‌های گلوکز است که توسط اتم‌های اکسیژن به یکدیگر متصل شده‌اند. زمانی که کاغذ فرآیند پیری را طی می‌کند، پیوندهای این زنجیره شکسته می‌شود. محصولات مستقیمی که تولید

می‌شوند به طور عمده CO و CO_2، رطوبت، اسیدهای ارگانیک و مولکول‌های آزاد گلوکز هستند. در اثر واکنش‌های ثانوی، مولکول‌های گلوکز تبدیل به ترکیبات آروماتیکی می‌شوند که به نام مشتقات فوران شناخته می‌شوند. به همین دلیل با اندازه‌گیری مشتقات فوران در روغن می‌توان تا حدودی به وضعیت پیری عایق کاغذی پی برد. به طور معمول زمانی که نتایج DGA درگیر بودن کاغذ در خطا را نشان می‌دهد (با نسبت CO_2/CO) انجام آزمون فوران برای اطمینان بیشتر در مورد دخیل بودن کاغذ در خطا توصیه می‌شود.



شکل (۲-۳۶): زنجیره سلولز در کاغذ که از تعداد زیادی مولکول گلوکز تشکیل شده است

پنج نوع عمده از مشتقات فوران در روغن عبارتند از:

2-furfuraldehyde (2FAL), 5-hydroxy-methyl 2-furfuraldehyde (5H2F), 2-acetylfuran (2ACF), 5-methyl 2-furfuraldehyde (5M2F), and 2-furfuryl-alcohol (2FOL)

به جز 2FAL سایر ترکیبات در روغن ناپایدار هستند و به مرور زمان به مواد دیگر و 2FAL تبدیل می‌شوند [۱۹, ۹, ٤٥]. به همین دلیل، در بین ترکیبات فوق تنها 2FAL در حال حاضر برای تشخیص وضعیت کاغذ استفاده می‌شود. بایستی ذکر شود که مجموع مشتقات فوران نیز می‌تواند برای عیب‌یابی مورد استفاده قرار گیرد. همچنین، دقت شود که ترکیبات فوران معمولاً بسیار کم است و ممکن است به جای ppm برحسب ppb[۲۵] بیان شود.

مزیت روش تحلیل مشتقات فوران در آن است که این ترکیبات توسط خود روغن نمی‌توانند تولید شوند و محصول پیری کاغذ هستند. به همین دلیل است که این ترکیبات معیار قضاوت در مورد وضعیت کاغذ قرار گرفته‌اند. نکته مهم آن است که مطابق IEEE C57.152 یکی از ترکیباتی که به عنوان حلال در فرآیند

[۲۵] Part per billion

پالایش در اروپا استفاده می‌شود می‌تواند منشا تولید فوران خصوصاً در روغن نو باشد. به همین دلیل اهمیت دارد که قضاوت فقط بر مبنای مقدار مطلق مشتقات فوران انجام نشود.

نکته مهم دیگر آن است که تلاش‌های آزمایشگاهی بسیاری برای ارتباط دادن ترکیبات فوران با پیری کاغذ (خصوصاً عدد پلیمریزاسیون) انجام شده که نتایج مطلوبی داشته است اما بروشور CIGRE شماره ٤٩٤ صراحتاً قید می‌کند که علی رغم نتایج مناسب آزمایشگاهی، برقراری ارتباط بین مشتقات فوران و عدد پلیمریزاسیون کاغذ در موارد عملی مشکل است. به بیان دیگر، نتایج جمع‌آوری شده از ترانسفورماتورهای واقعی و خصوصاً مربوط به مواردی که از بعد از پایان عمر از سرویس خارج شده‌اند نشان می‌دهد که برقراری ارتباط بین غلظت 2FAL با وضعیت پیری کاغذ بسیار مشکل بوده و تشخیص عمر باقی‌مانده ترانسفورماتور بر اساس مشتقات فوران غیرواقعی است [٤٨].

همچنین، گرچه IEEE C57.152 تلویحاً ذکر می‌کند که غلظت ترکیبات فوران معمولاً کم‌تر از 0.5 ppm است اما بروشور CIGRE شماره ٤٩٤ صراحتاً ذکر می‌کند که امکان تعیین یک حد آستانه برای ترکیبات فوران برای تشخیص وضعیت پیری کاغذ امکان‌پذیر نیست. علل این موضوع را می‌توان به صورت زیر فهرست کرد:

أ) تولید مشتقات فوران به شرایط محیطی مثل رطوبت، دما و اکسیژن بستگی دارد.

ب) تولید مشتقات فوران به مقدار کاغذ و نوع آن بستگی دارد. همچنین، در اضافه دمای عمومی و اضافه‌دمای نقطه‌ای تولید فوران متفاوت است.

ت) غلظت مشتقات فوران در روغن به توانایی کاغذ در نگهداری این مشتقات بعد از تشکیل بستگی دارد.

ث) مشتقات فوران در ترانسفورماتور در یک حالت تعادل بین کاغذ و روغن قرار دارند و مشتقات مذکور بین این دو در تبادل هستند. نسبت تعادل نیز به شدت به عواملی چون دما، رطوبت، اکسیژن، اسیدیته روغن، نوع کاغذ و حتی طراحی تجهیز بستگی دارد.

ج) ظاهراً تولید مشتقات فوران به حضور یا عدم حضور بازدارنده‌ها در روغن نیز بستگی دارد.

ح) فیلتر کردن مکرر روغن نیز ممکن است باعث افزایش ترکیبات فوران شود. علت آن است که فیلترها معمولاً از الیاف گیاهی ساخته می‌شود که ورود آن‌ها به روغن باعث افزایش ترکیبات فوران می‌گردد.

به اختصار می‌توان گفت که به دلیل اینکه غلظت ترکیبات فوران به عوامل بسیاری بستگی دارد، تعیین یک حد آستانه برای آن به منظور عیب‌یابی امکان‌پذیر نیست.

جدول (۲-۲۲): مقادیر معمول 2-FAL برای ترانسفورماتورهای نیروگاهی پرشده از روغن بدون بازدارنده بر اساس IEC/TR 62874:2015

عمر ←	کم‌تر از ۱ سال		۱ تا ۱۰ سال		۱۰ تا ۳۰ سال		بیشتر از ۳۰ سال	
(در صد) ↓	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.
۹۰	< ۰/۰۵	< ۰/۰۱	۰/۳	۰/۰٤	۲/۰	۰/۳۰	۳/۰	-
۹۸	< ۰/۰۵	< ۰/۰۱	۱/۰	۰/۱۰	٤/۰	۰/۷۰	٦/۰	-
منظور از Conc. مقدار غلظت بر حسب mg/kg (ppm) و منظور از Rol مقدار رشد بر اساس mg/kg/y (ppm در سال) است.								

جدول (۲-۲۳): مقادیر معمول 2-FAL برای ترانسفورماتورهای نیروگاهی پرشده از روغن دارای بازدارنده بر اساس IEC/TR 62874:2015

عمر ←	کمتر از ۱ سال		۱ تا ۱۰ سال		۱۰ تا ۳۰ سال		بیشتر از ۳۰ سال	
(در صد) ↓	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.
۹۰	-	-	۰/۱۰	-	۰/۸۰	۰/۲۵	-	-
۹۸	-	-	۰/۱۵	-	۱/۵۰	۰/٦۰	-	-
منظور از Conc. مقدار غلظت بر حسب mg/kg (ppm) و منظور از Rol مقدار رشد بر اساس mg/kg/y (ppm در سال) است.								

جدول (۲-۲٤): مقادیر معمول 2-FAL برای ترانسفورماتورهای انتقال پرشده از روغن بدون بازدارنده بر اساس IEC/TR 62874:2015

عمر ←	کمتر از ۱ سال		۱ تا ۱۰ سال		۱۰ تا ۳۰ سال		بیشتر از ۳۰ سال	
(در صد) ↓	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.
۹۰	۰/۱۰	۰/۰۱	۰/۳	۰/۰٦	۱/٦	۰/۲٥	۲/۰	۰/۳
۹۸	۰/۲۰	۰/۰۲	۱/۱	۰/٦	۳/٥	۰/۸۰	٤/٥	۱/۱
منظور از .Conc مقدار غلظت بر حسب mg/kg (ppm) و منظور از Rol مقدار رشد بر اساس mg/kg/y (ppm در سال) است.								

گزارش علمی IEC/TR 62874:2015 در ضمیمه A، مطالعاتی را گزارش کرده که بر روی حدود ٤۰۰۰ دستگاه ترانسفورماتور با طول عمرهای مختلف انجام شده است. نتیجه این مطالعات در جداول (۲-۲۲) تا (۲-۲٤) ذکر شده است. منظور از ۹۰ و ۹۸ آن است که ۹۰٪ یا ۹۸٪ ترانسفورماتور مقادیری کم‌تر از آن‌چه که در جدول قید شده است داشته‌اند. خود این گزارش تاکید می‌کند که این مقادیر نبایستی به عنوان حد آستانه در نظر گرفته شود و صرفاً جهت اطلاع از حدود فوران ذکر شده است. مقادیری که در جدول با خط تیره نشان داده شده‌اند به دلیل کم بودن داده‌ها محاسبه و گزارش نشده‌اند.

استاندارد IEEE و CIGRE راهکارهای زیر را برای استفاده از روش مشتقات فوران توصیه می‌کنند:

أ) بهتر است به جای استفاده از مقدار مطلق ترکیبات، به نرخ افزایش آن‌ها توجه شود. به این ترتیب می‌توان در مورد وضعیت پیری کاغذ بهتر اظهارنظر کرد.

ب) برای استفاده از مقادیر مطلق بهترین حالت آن است که از یک بانک اطلاعاتی مربوط به ترانسفورماتورهای مشابه و موجود استفاده شود. به بیان دیگر، در صورتی که متوسط مشتقات فوران در ترانسفورماتورهای غیرمشکوک مشخص باشد بهتر می‌توان در مورد مقدار مطلق مشتقات فوران اظهار نظر کرد.

ت) تصمیم‌گیری نباید بر مبنای تنها یک اندازه‌گیری انجام شود و در صورت شک حتماً باید اندازه‌گیری تکرار شود.

در نهایت لازم به ذکر است که اندازه‌گیری مشتقات فوران بایستی مطابق با IEC 61198 و یا استانداردهای ASTM D923 و ASTM D5837-2012 انجام شود [۴۸, ۴۷, ۲۵].

۲ – ۵ – ۲ – عدد پلیمریزاسیون کاغذ

کاغذ به طور عمده از سلولز تشکیل شده که یک زنجیره خطی از مولکول‌های گلوکز است. عدد پلیمریزاسیون یا DP[۲۶] متوسط تعداد مولکول‌های گلوکز در زنجیره‌های سلولز کاغذ است. با پیرشدن کاغذ زنجیره‌های سلولز شکسته شده و DP کاهش می‌یابد. به همین دلیل می‌توان DP را معیاری از پیری کاغذ در نظر گرفت.

با پیر شدن کاغذ، الیاف سلولز کوتاه‌تر شده و کاغذ استقامت مکانیکی خود را از دست می‌دهد. DP برای کاغذ نو عددی بین ۱۰۰۰ تا ۱۴۰۰ است که در فرآیند خشک‌کردن مقداری کاهش می‌یابد و سپس با پیر شدن کاغذ عدد آن کوچک‌تر می‌شود. تحقیقات نشان داده که استقامت مکانیکی کاغذ در بازه DP بین ۹۵۰ تا ۵۰۰ تقریباً ثابت است اما در بازه ۵۰۰ تا ۲۰۰ به صورت خطی با DP کاهش می‌یابد. زمانی که DP به عددی حدود ۲۰۰ یا ۱۵۰ کاهش می‌یابد، گفته می‌شود که کاغذ به پایان عمر خود رسیده است [۲۸]. باید ذکر گردد که مطابق تحقیقات میدانی مشخص شده که تعداد قابل توجهی از ترانسفورماتورهایی که بدون مشکل در حال کار هستند DP کوچک‌تر از ۱۵۰ دارند [۲۵].

فرآیند تعیین DP در IEC 60450 و ASTM D4243-86 ذکر شده است. فرآیند معمولاً به این صورت است که کاغذ در یک محلول حل شده رقیق می‌گردد و سپس DP بر اساس گران‌روی محلول تعیین می‌شود. بایستی توجه کرد که تعیین DP می‌تواند خطاهای متفاوتی به همراه داشته باشد که برخی از آن‌ها در زیر بیان شده‌اند [۱۹]:

أ) دمای محیط: در صورتی که در هنگام حل کردن کاغذ دمای محیط بالاتر از $20\ ^0C$ باشد، انحلال کامل کاغذ رخ نمی‌دهد.

ب) قرار گرفتن در معرض هوا: محلول تهیه شده نسبت به اکسیژن حساس است. زمانی که محلول در معرض هوا قرار می‌گیرد DP اندازه‌گیری‌شده کاهش می‌یابد.

[۲۶] Degree of polymerization

ت) پلیمر زمانی که برای مدت طولانی تکان داده می‌شود از لحاظ مکانیکی پیر می‌شود. همین موضوع در محلول و با لرزشی که توسط دستگاه ایجاد می‌شود اتفاق می‌افتد و لذا DP اندازه‌گیری شده به سرعت تکان دادن محلول نیز بستگی دارد.

ث) گرفتن روغن و تعیین رطوبت: برای تعیین وزن دقیق کاغذ، روغن باید از کاغذ به طور کامل گرفته شود. همچنین، مقدار رطوبت بایستی به دقت تعیین شود که این موارد نیز باعث بروز خطا در تعیین DP می‌شود.

موارد فوق نشان می‌دهند که خطاهای متفاوتی در اندازه‌گیری DP رخ می‌دهد و لذا تصمیم‌گیری بر اساس آن بایستی با احتیاط انجام شود.

برای تعیین DP، یک نمونه کاغذ از ترانسفورماتور بایستی این نمونه از داخل ترانسفورماتور گرفته شود. هرگز فقط برای نمونه‌گیری از کاغذ ترانسفورماتور را باز نکنید. تنها در صورتی که ترانسفورماتور برای علت دیگری باز شده و روغن آن تخلیه شده و تنها در صورت لزوم از کاغذ نمونه‌برداری کنید. فرآیند نمونه‌برداری به این صورت است که یک نمونه کاغذ به اندازه تقریبی $1cm^2$ از محلی مناسب در بالاترین قسمت فاز وسط گرفته می‌شود [۲۸]. به صورت کلی در ترانسفورماتور سه‌فاز، محلی که دارای بالاترین دمای متوسط است قسمت بالایی فاز وسط است و لذا کاغذ در این قسمت بیشتر پیر می‌شود. در صورتی که این کار قابل انجام نباشد می‌توان نمونه را از قسمت فوقانی یکی دیگر از فازها گرفت. گاهی لازم است برای اطمینان از عدم ایجاد مشکل در ترانسفورماتور، عایق قسمتی که نمونه‌گیری شده است با نوار کاغذی مناسب تقویت شود.

۲-۵-۳- ترموگرافی

ترموگرافی یکی از روش‌هایی است که می‌تواند برخی از عیوب حرارتی ترانسفورماتور را بدون خارج‌کردن آن از مدار نشان دهد. این عیوب می‌توانند مواردی مثل افزایش مقاومت الکتریکی اتصالات، جریان گردشی، کاهش سطح روغن، مسدودشدن رادیاتورها، مشکلات تپ‌چنجر و ... باشد. بهتر است ترموگرافی به صورت سالیانه انجام شود. همچنین، بعد از آزمون‌های نگهداری و در مواردی که اتصالات ترانسفورماتور باز شده و مجدداً بسته شده، مناسب است ترموگرافی انجام شود تا اطمینان حاصل شود که اتصالات به درستی برقرار شده‌اند. ضمناً توصیه می‌شود که در هنگام انجام آزمون جهش حرارتی در کارخانه درخواست شود تا یک تصویر حرارتی از ترانسفورماتور تهیه شود. این تصویر می‌تواند برای مقایسه در آینده به کار گرفته شود. لازم به ذکر است که می‌توان از ترمومترهای لیزری که به صورت نقطه‌ای نیز دما را

اندازه‌گیری می‌کنند استفاده کرد. در این صورت می‌توان دمای چندین نقطه مهم را اندازه‌گیری کرده و معیار مقایسه قرار داد.

۲-۵-۳-۱- نکات ترموگرافی

هنگام انجام ترموگرافی بایستی دستورالعمل دستگاه اندازه‌گیری به دقت رعایت شود. اساس عملکرد ترموگرافی آن است که اجسام از خود انرژی تابش می‌کنند و میزان این تابش با درجه حرارت تغییر می‌کند. دستگاه‌های ترموگرافی طیف تابش‌شده از یک تجهیز را در محدوده فروسرخ اندازه‌گیری می‌کنند و بر اساس آن دمای تجهیز را مشخص می‌کنند. یکی از پارامترهایی که در زمان انجام ترموگرافی بایستی به آن توجه داشت Emissivity یا ضریب تشعشع (گسیلندگی) است. این ضریب که بین اعداد (۱/۰) تا (۰/۰) تغییر می‌کند مشخص می‌کند که یک سطح به چه میزان تشعشعات را تابش می‌کند. عدد ۱/۰، یک تابش‌کننده ایده‌آل و عدد (۰/۰) یک منعکس کننده ایده‌آل است. بخشی از انرژی توسط خود جسم تابش می‌شود و قسمتی دیگر در حقیقت انعکاس انرژی است که توسط سایر منابع به جسم تابیده است. ضریب Emissivity مشخص می‌کند که چه مقدار از انرژی از خود تجهیز ساطع می‌شود. این ضریب معمولاً بایستی به دستگاه اندازه‌گیری داده شود. برای سطوح کدر این ضریب بین ۰/۷ تا ۰/۹ است.

نکته دیگری که در هنگام اندازه‌گیری بایستی به آن توجه داشت حذف انعکاس‌ها خصوصاً انعکاس خورشید در اندازه‌گیری حین روز است. مناسب آن است که از چند زاویه مختلف از ترانسفورماتور عکس‌برداری شود. در این صورت، اگر انعکاسی در زاویه خاصی وجود داشته توسط مقایسه با تصاویری که از زوایای دیگر گرفته شده است مشخص خواهد شد.

مورد دیگر بحث حداکثر فاصله بین دستگاه اندازه‌گیری و تجهیز مورد اندازه‌گیری است که توسط مشخصات دستگاه و ابعاد تجهیز مشخص می‌شود. همچنین، بایستی توجه داشت، نقاطی که ریز هستند بایستی دقت اندازه‌گیری افزایش یابد تا به درستی دیده شوند در غیر این صورت اندازه‌گیری به درستی انجام نخواهد شد. برای مثال، اتصالات ترمینال بوشینگ ممکن است در تصویر گرفته‌شده دیده شود اما دمای مشخص شده تنها در صورتی دقت خواهد داشت که تعدادی پیکسل فقط آن قسمت را (به تنهایی بدون پس‌زمینه) رویت کنند. توجه به چنین نکاتی خصوصاً در هنگامی که فاصله از ترانسفورماتور زیاد است بایستی مدنظر باشد. در چنین حالتی بهتر است برای اتصالات از فاصله نزدیک‌تر و برای تانک ترانسفورماتور از فاصله دورتر تصویربرداری شود.

با توجه به نکات پیش‌گفته توصیه می‌شود که تصویربرداری توسط افرادی که تجربه میدانی این کار را دارند انجام شود. ضمناً دقت شود که ترموگرافی باید هنگامی که ترانسفورماتور در حال بارگیری است انجام شود و بهتر است اندازه‌گیری زمانی صورت گیرد که بار ترانسفورماتور قابل توجه است. همچنین، مناسب است که ترموگرافی به صورت سالیانه قبل از پیک بار تابستان انجام شود.

۲-۵-۳-۲- نحوه ارزیابی ترموگرافی

ترموگرافی بایستی برای تشخیص عیوب در تانک ترانسفورماتور، برق‌گیر، بوشینگ و سیستم خنک‌سازی مدنظر باشد. به همین دلیل لازم است که تصاویر متعددی از ترانسفورماتور تهیه شود. در مورد تانک ترانسفورماتور ، یکی از روش‌های ارزیابی توجه به الگوی حرارتی است. الگوی حرارت تانک معمولاً به این صورت است که دما در قسمت پایین کم‌تر است و به تدریج افزایش می‌یابد تا به نقطه حداکثر در ناحیه فوقانی تانک برسد. در صورتی که تفاوت‌هایی با این الگو مشاهده شود می‌تواند نشانه عیب حرارتی در ترانسفورماتور باشد.

یکی دیگر از روش‌های ارزیابی مقایسه با تصویر حرارتی تهیه شده از همان تجهیز در زمان قبل یا مقایسه با ترانسفورماتور مشابه است. در تمامی موارد بایستی توجه شود که تلفات ترانسفورماتور با بارگیری آن متناسب است و لذا در صورتی که هدف مقایسه دمای مطلق تصاویر مختلف باشد، بایستی تصاویر مربوط به بارگیری یکسان از ترانسفورماتورها در دمای محیط یکسان باشد. یکی از بهترین حالت‌ها تصویربرداری از ترانسفورماتورهای موازی در یک مقطع زمانی است که معمولاً بارگیری آن‌ها یکسان بوده و دمای محیط نیز در این شرایط یکسان است.

ترموگرافی بایستی برای تشخیص مشکلات احتمالی در اتصالات نیز انجام شود. بهترین حالت آن است که اتصالات ترمینال سه فاز با یکدیگر مقایسه شود. نقطه داغ در یکی از اتصالات نسبت به بقیه نشانه عدم اتصال مناسب است که بایستی اصلاح گردد.

ترموگرافی در مورد برق‌گیر نیز بایستی انجام شود. وجود نقاط داغ در برخی نواحی برق‌گیر می‌تواند نشانه افزایش جریان نشتی برق‌گیر باشد. این موضوع در بدترین حالت می‌تواند منجر به افزایش حرارت برق‌گیر و انفجار آن شده که علاوه بر خطرات جانی به تجهیزات اطراف خود نیز آسیب خواهد زد. الگوی حرارتی برق‌گیر سه فاز بایستی با یکدیگر مقایسه شود و در صورتی که نقاط داغ غیرمعمول در برق‌گیر دیده شود باید ترانسفورماتور در اسرع وقت از مدار خارج شده و مشکل برق‌گیر مرتفع گردد.

در مورد رادیاتورها نیز ترموگرافی بایستی انجام گیرد و وضعیت و دمای رادیاتورهای مختلف باید مقایسه شود. در صورتی که رادیاتور یا بخشی از آن سرد باشند می‌تواند نشان‌دهنده بسته بودن شیر آن باشد. در صورتی که بازبینی ظاهری مشخص کند که شیر در حالت باز قرار دارد، ممکن است رادیاتور از داخل مسدود شده باشد که در این حالت بایستی مشکل آن مرتفع گردد. بهره‌برداری از ترانسفورماتور در صورت کاهش سیستم خنک‌کنندگی، عمر ترانسفورماتور را کاهش می‌دهد و ممکن است خطرناک باشد.

سایر سیستم‌های خنک‌کننده مثل فن‌ها و پمپ‌ها نیز بایستی در هنگام کار ترموگرافی شوند. دمای بالاتر فن می‌تواند نشانه مشکل در یاتاقان موتور باشد که بایستی مرتفع گردد. ترموگرافی از جعبه اتصالات و مارشال باکس ترانسفورماتور نیز مفید است و به کمک آن می‌توان سیم‌های با بار بالاتر از حد مجاز و یا اتصالات نامناسب را تعیین کرد.

ترموگرافی در مورد بوشینگ و خصوصاً بوشینگ‌های فشارضعیف به دلیل جریان بیشتر، باید انجام گیرد و روش ارزیابی مقایسه بوشینگ‌های سه فاز با یکدیگر است. همچنین، می‌توان تصاویر ترموگرافی قبلی بوشینگ را مبنای مقایسه قرار داد. نقاط داغ خصوصاً در قسمت پایین بوشینگ می‌تواند نشانه اتصال نامطلوب خروجی سیم‌پیچ به انتهای بوشینگ در داخل ترانسفورماتور باشد. از سوی دیگر سردتر بودن قابل توجه بوشینگ در قسمتی (خصوصاً قسمت بالا) می‌تواند نشانه کاهش سطح روغن در بوشینگ باشد. چنین حالتی خطرناک است و ترانسفورماتور باید از مدار خارج شده و مشکل بوشینگ مرتفع گردد. یک حالت خطرناک دیگر، افزایش بیش از اندازه سطح روغن در بوشینگ است که می‌تواند در اثر ورود آب به بوشینگ باشد. آب در صورت ورود معمولاً به قسمت پایین بوشینگ رفته و سطح روغن را افزایش می‌دهد. چنین حالتی نیز خطرناک است و باید در اسرع وقت ترانسفورماتور از مدار خارج شود. نبایستی فراموش کرد که آسیب و انفجار بوشینگ می‌تواند آسیب‌های پرهزینه‌ای به ترانسفورماتور و سیم‌پیچ وارد کند.

در کنار همه موارد فوق‌الذکر، استاندارد NETA ATS جدولی را ارائه کرده است که می‌تواند به عنوان یک راهنمای کلی در آزمون ترموگرافی مدنظر قرار گیرد. این معیار که در جدول (۲-۲۵) نشان داده شده در استاندارد IEEE C57.152 نیز ذکر شده است [۹, ٤۹].

جدول (۲-۲۵): راهنمای کلی برای ارزیابی ترموگرافی براساس NETA ATS

اقدام مناسب	تفاوت دما (ΔT) بر اساس مقایسه بین تجهیزات مشابه در بارگیری یکسان (^0C)	تفاوت دما (ΔT) براساس مقایسه بین تجهیزات و دمای محیط (^0C)
وضعیت عادی یا خطای احتمالی. نیاز به بازبینی	۱-۱۰	۱-۳
نشان‌دهنده عیب احتمالی. تعمیر زمانی که شرایط اجازه دهد	۱۱-۲۰	٤-۱۵
رصد وضعیت تا زمانی که اقدام اصلاحی قابل انجام باشد.	۲۱-٤۰	>۱۵
عیب قابل توجه، تعمیر در اسرع وقت*	>٤۰	>۱۵
* در برخی از ترانسفورماتورها ، ممکن است دمای روغن موجود در قسمت بالای سیم‌پیچ تا ^0C 65 بیشتر از محیط عادی باشد.		

فصل سوم
آزمون‌های دوره‌ای تجهیزات جانبی ترانسفورماتور

۳ – آزمون‌های دوره‌ای تجهیزات جانبی ترانسفورماتور

۳ –۱– مقدمه

این بخش در مورد آزمون‌های دوره‌ای مربوط به تجهیزات جانبی ترانسفورماتور است. از تجهیزات جانبی مهم ترانسفورماتور می‌توان بوشینگ، تپ‌چنجر، کنسرواتور و سیستم خنک‌سازی را نام برد. آزمون‌های مربوط به کنسرواتور و سیستم خنک‌سازی به طور عمده در فصل دوم و ذیل بازبینی‌های ظاهری مورد بحث قرار گرفته است. لذا این فصل به صورت اختصاصی به دو تجهیز بوشینگ و تپ‌چنجر می‌پردازد و اصلی‌ترین آزمون‌های دوره‌ای شامل بازبینی ظاهری، آزمون‌های الکتریکی و آزمون‌های روغن را مورد بحث قرار می‌دهد.

۳ –۲– آزمون‌های دوره‌ای بوشینگ

۳ –۲ –۱ – مقدمه

در این قسمت در مورد آزمون‌های دوره‌ای بوشینگ صحبت خواهد شد. برخی از این آزمون‌ها مانند ترموگرافی برای بوشینگ در فصل دوم ذکر شده است. همچنین، برای پرهیز از تکرار مکررات، هر جا که مطلب مورد نیازی در فصل دوم بیان شده باشد، به محل آن اشاره شده و مجدداً تکرار نخواهد شد.

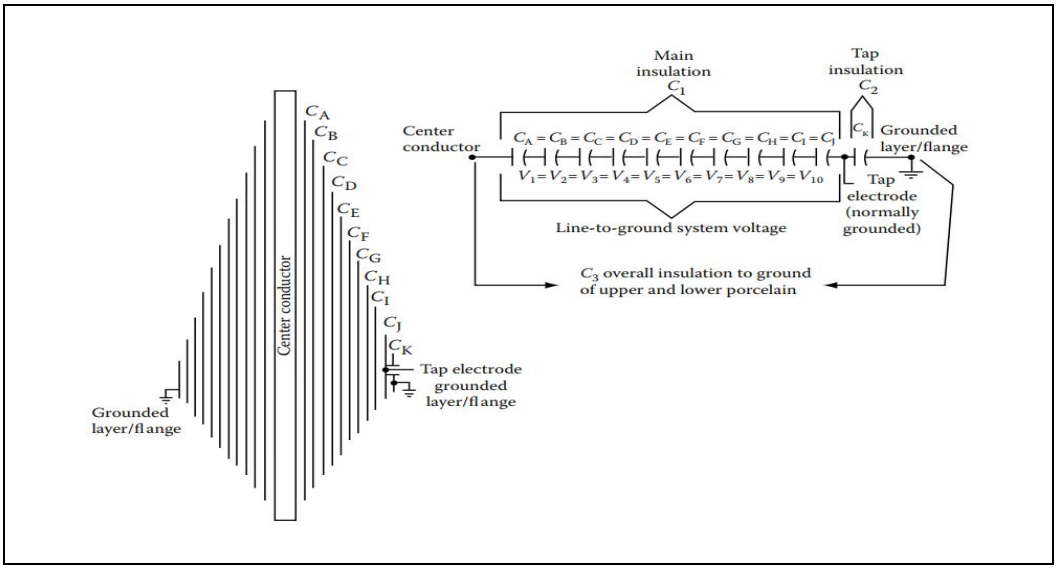
۳ –۲ –۲ – خازن و ضریب تلفات عایقی (tanδ)

۳ –۲ –۲ –۱ – کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

در بوشینگ‌های خازنی که در سطح انتقال و فوق توزیع استفاده می‌شوند، برای متعادل‌سازی میدان الکتریکی داخلی بوشینگ، از تعداد زیادی فویل فلزی با طول‌های مختلف مابین قسمت مغزی بوشینگ و فلنج آن استفاده می‌شود. چنین ساختاری در شکل (۳–۱) نشان داده شده است. این فویل‌ها با یکدیگر تشکیل خازن داده و یک شبکه خازنی بین قسمت مغزی و فلنج تشکیل شده که باعث می‌شود توزیع میدان به صورت خازنی بوده و متعادل شود. در این صورت است که سیستم عایقی قادر به تحمل میدان الکتریکی خصوصاً بر روی قسمت مغزی بوشینگ خواهد بود. لازم به ذکر است که فلنج بوشینگ، مادامی که بوشینگ بر روی ترانسفورماتور نصب شده است، به دلیل اتصال به تانک ترانسفورماتور زمین شده است.

در ساختمان بوشینگ، معمولاً فویلی که پیش از فلنج قرار می‌گیرد توسط یک اتصال به بیرون آورده می‌شود. این اتصال بوشینگ‌تپ، تست‌تپ یا تپ خازنی خوانده می‌شود. این تپ برای انجام آزمون‌های دوره‌ای مفید بوده و یکی از الکترودهایی است که برای انجام آزمون در دسترس است. به این ترتیب، سه

خازن در یک بوشینگ تعریف می‌شود. خازن C1 که معادل سری خازن‌هایی بوده که بین مغزی و تست‌تپ قرار گرفته است. خازن C2 که در حقیقت خازن مابین تست‌تپ و فلنج است و در نهایت خازن C3 که معادل سری دو خازن C1 و C2 است. تعریف این سه خازن در مدار خازنی شکل (۳-۱) ارئه شده است. لازم به ذکر است که برخی از بوشینگ‌های قدیمی که مطابق استاندارد DIN هستند روغن مشترک با ترانسفورماتور دارند. به بیان دیگر، قسمت عایقی بر روی قسمت مغزی بوشینگ پیچیده شده و سپس در حالی که بر روی ترانسفورماتور قرار دارد، محفظه عایق بر روی آن نصب شده و در نهایت مجموعه سیم‌پیچ و بوشینگ با هم روغن زده می‌شود. چنین بوشینگ‌هایی معمولاً اتصال تست تپ ندارند و لذا اندازه‌گیری خازن‌ها به تفکیک قابل انجام نیست.



شکل (۳-۱): ساختمان بوشینگ خازنی و تعریف خازن‌های C1، C2 و C3

در زمان کار معمول بوشینگ، تست‌تپ با بستن یک درپوش زمین شده است. بنابراین در حالت کار، ولتاژ و میدانی بر روی خازن C2 وجود ندارد و فقط خازن C1 تحت تنش میدانی است. نکته مهم آن است که باز ماندن درپوش تست‌تپ خطرناک است. علت آن است که در صورتی که C2 زمین نشده باشد، یک مقسم خازنی بین C1 و C2 تشکیل می‌شود و لذا زمانی که مغزی بوشینگ دارای ولتاژ است، تست‌تپ نیز به نسبت بین این دو خازن ولتاژدار می‌شود. ولتاژی که در تست‌تپ و در فویل لایه آخر ایجاد می‌شود معمولاً برای سیستم عایقی قابل تحمل نیست. در نتیجه در بهترین‌حالت در بیرون بوشینگ جرقه‌هایی بین

خروجی تست‌تپ و فلنج ایجاد می‌شود. اما ممکن است جرقه و قوس در سیستم عایق داخل بوشینگ بین فلنج و آخرین فویل ایجاد شود. چنین حالتی در مدت کوتاهی منجر به انفجار بوشینگ می‌شود و لذا اهمیت دارد که پس از انجام آزمون‌ها از بسته بودن درپوش تست‌تپ پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور اطمینان حاصل کرد.

اندازه‌گیری هر دو خازن C1 و C2 ضروری است اما اندازه‌گیری خازن C1 اهمیت دارد و یکی از اصلی‌ترین مواردی است که می‌تواند بروز عیب در بوشینگ را نشان دهد. در صورتی که اتصال کوتاهی بین دو عدد از فویل‌های ناحیه مغزی و تست‌تپ اتفاق بیفتد، از زنجیره خازن‌های سری شکل (۳-۱) یک خازن حذف شده و نتیجه آن است که خازن معادل بزرگ خواهد شد. بنابراین، می‌توان گفت که بزرگ‌شدن خازن C1 می‌تواند نشانه اتصال کوتاه بین فویل‌های داخل بوشینگ باشد و وضعیت خطرناکی را نشان می‌دهد. علت آن است که با حذف یک خازن، تنش الکتریکی بر روی سایر نواحی افزایش می‌یابد. نتیجه آن است که احتمال آسیب دیدن این نواحی بیشتر می‌شود. در صورتی که تنش از حدی بیشتر باشد، عایق قسمت دیگر دچار آسیب شده و تنش باز هم افزایش خواهد یافت و در نتیجه در مدت زمان کوتاهی، فویل‌ها به صورت زنجیره‌ای اتصال کوتاه شده و بوشینگ منفجر خواهد شد. بنابراین، افزایش خازن C1 بایستی به دقت مورد بررسی قرار گیرد.

خازن C1 بایستی در هر بار آزمون دوره‌ای اندازه‌گیری شده و با مقدار کارخانه‌ای و اندازه‌گیری قبلی مقایسه شود. مطابق IEEE C57.152 افزایش بیش از ۵٪ مقدار خازن نسبت به اندازه‌گیری قبلی بایستی توسط سایر آزمون‌ها مورد بررسی قرار گرفته و در مورد مناسب بودن بوشینگ برای ادامه کار تصمیم‌گیری شود [۹]. لازم به ذکر است که هر دو مقدار خازن C1 و C2 در کارخانه اندازه‌گیری می‌شود و در برخی سازندگان بر روی پلاک نیز قید می‌شود. با توجه به تفاوت شرایط در پست فشارقوی و عوامل خطای موجود، اندازه‌گیری با مقدار کارخانه‌ای متفاوت خواهد بود و لذا مقایسه با اندازه‌گیری قبل بایستی بیشتر مدنظر باشد [۹]. مهم‌ترین تفاوت بین شرایط کارخانه و پست آن است که در کارخانه و هنگام اندازه‌گیری خازن، بوشینگ بر روی ترانسفورماتور قرار نگرفته است و به تنهایی مورد آزمون قرار می‌گیرد. این در حالی است که در پست، بوشینگ بر روی ترانسفورماتور نصب بوده و خازن‌های دیگر ممکن است بر روی اندازه‌گیری تاثیر بگذارند. نکته دیگر مربوط به آلودگی بر روی بوشینگ است که به دلیل عبور جریان خزشی ممکن است منجر به ایجاد خطا در اندازه‌گیری شود. در [٥٤] معیار مربوط به جدول (۳-۱) برای ارزیابی مقدار خازن بوشینگ داده شده است. لازم به ذکر است که میزان خازن بوشینگ‌های انتقال در حدود چند

صد پیکوفاراد ذکر شده که این مقدار در بین سازندگان مختلف و با تکنولوژی‌های مختلف ساخت بوشینگ، ممکن است از محدوده ذکرشده فراتر رود و تنها معیار درست ارزیابی، مقایسه با اندازه‌گیری قبلی یا کارخانه است.

جدول (۳-۱): توصیه کلی در تحلیل مقدار تغییرات خازن بوشینگ [٥٤]

$\Delta C = C_{\text{اندازه‌گیری}} - C_{\text{مرجع}}$	**ارزیابی**
$\Delta C < 5\%$	قابل قبول
$5\% < \Delta C < 10\%$	نیاز به بررسی دارد
$\Delta C > 10\%$	خطرناک
منظور از $C_{\text{مرجع}}$ مقدار درج شده روی پلاک یا اندازه‌گیری شده برای بوشینگ نو است.	

در کنار خازن، اندازه‌گیری tanδ نیز حائز اهمیت است و وجود آلودگی یا رطوبت در داخل بوشینگ را نشان می‌دهد. مقدار tanδ دو خازن بوشینگ ممکن است کاملاً با یکدیگر متفاوت باشد و برای مثال ده برابر بزرگ‌تر بودن مقدار tanδ خازن C2 از C1 غیرمعمول نیست [۹]. بایستی توجه داشت که اندازه‌گیری tanδ خازن C2 با دقت بالا معمولاً کار دشواری است و به حضور شیلد در بالای فلنج احتیاج دارد.

در صورتی که بوشینگی در اندازه‌گیری‌های دوره‌ای افزایش مداوم tanδ داشته باشد، بایستی از سرویس خارج شده و بررسی‌های بیشتری در مورد آن صورت گیرد. همچنین، در صورتی که افزایش tanδ در بوشینگ مشاهده شود، بایستی بازه زمانی اندازه‌گیری tanδ کاهش یابد تا مقدار tanδ در فواصل زمانی کم‌تر پایش شود. در صورتی که مقدار tanδ به اندازه ۱/۵ تا ۲ برابر مقدار اولیه افزایش یابد، فواصل زمانی اندازه‌گیری tanδ بایستی کاهش یابد و یا بوشینگ از سرویس خارج شود. همچنین، در صورتی که مقدار tanδ به بیش از ۳ برابر مقدار اولیه افزایش یابد، بوشینگ بایستی تعویض شود. این معیارها در جدول (۳-۲) ارائه شده‌اند.

علاوه بر مقایسه‌های مذکور، مقایسه مقدار خازن و tanδ بوشینگ‌های سه‌فاز در صورتی که از یک سازنده باشند و در یک زمان نصب شده باشند می‌تواند مفید باشد. علت آن است که سه بوشینگ در یک شرایط محیطی و حرارتی پیر شده‌اند و لذا مشخصات آن‌ها بایستی به طور تقریباً مشابه تغییر کند. در چنین

حالتی، تغییر عمده در بوشینگ یکی از فازها در حالتی که دو فاز دیگر چنین تغییری را نشان نمی‌دهند می‌تواند نشانه وضعیت غیرعادی بوشینگ آن فاز باشد.

جدول (۳-۲): توصیه کلی در تحلیل مقدار تغییرات tanδ بوشینگ [٥٤]

وضعیت tanδ	ارزیابی
اندازه‌گیری Tanδ < 2 × Tanδ مرجع	قابل قبول
اندازه‌گیری Tanδ < 3 × Tanδ مرجع	نیاز به بررسی دارد
اندازه‌گیری Tanδ > 3 × Tanδ مرجع	خطرناک
منظور از Tanδ مرجع مقدار پلاک یا اندازه‌گیری شده برای بوشینگ نو است.	

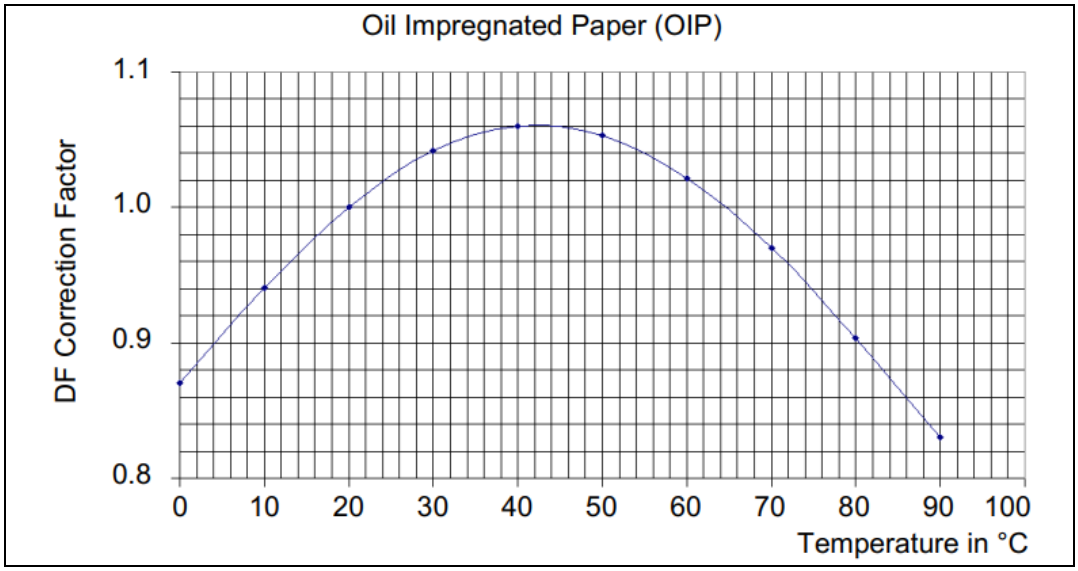
زمانی که بوشینگ فاقد تست‌تپ باشد، می‌توان از آزمون Hot Collar استفاده کرد. در این آزمون، یک حلقه رسانا یا نیمه‌رسانا بر روی بدنه بوشینگ قرار می‌گیرد. این حلقه بایستی در تماس با سطح پرسلان باشد و به همین دلیل لاستیک از جنس نیمه‌هادی یک گزینه مناسب است چرا که به دلیل حالت کشسانی کاملاً بر روی بدنه بوشینگ قرار می‌گیرد. در این آزمون به طور معمول قسمت مغزی زمین می‌شود و خروجی ولتاژ به حلقه هادی اعمال می‌شود. در این آزمون جریانی از حلقه به سمت مغزی جاری می‌شود که بخشی از آن از عایق داخلی بوشینگ عبور می‌کند و لذا به کمک این آزمون می‌توان قسمت کوچکی از بوشینگ را که زیر حلقه قرار گرفته است ارزیابی کرد. سپس با تغییر حلقه می‌توان سایر قسمت‌های بوشینگ را نیز مورد آزمون قرار داد.

این آزمون به طور ویژه برای تشخیص مواردی از قبیل: جایابی ترک‌ها در پرسلان، تخریب عایق در قسمت بالایی بوشینگ، کاهش سطح ماده عایقی یا روغن درون بوشینگ و یا حفره‌های درون سیستم عایقی مناسب است. معمولاً در این آزمون به جای tanδ، تلفات بر حسب وات مورد ارزیابی قرار می‌گیرد [۹].

۳-۲-۲-۲- اصلاح دمایی

در مقایسه با مقدار کارخانه یا اندازه‌گیری قبلی، اصلاح دمایی tanδ بایستی انجام شود. در مورد بوشینگ، چون حجم روغن کم است، بایستی از منحنی متفاوتی نسبت به ترانسفورماتور استفاده شود. این منحنی برای بوشینگ‌های کاغذ و روغن در شکل (۳-۲) ارائه شده است. ضرایبی که در این نمودار داده شده برای

اصلاح به دمای مرجع ^0C 20 است. همچنین، برای اصلاح بایستی مقدار اندازه‌گیری شده در ضریبی کـه از نمودار شکل (۳-۲) به دست می‌آید ضرب شود. منحنی‌های اصلاحی که توسط سازندگان داده می‌شـود بـر این منحنی ارجحیت دارد.



شکل (۳-۲): ضرایب اصلاح دمایی tanδ برای بوشینگ کاغذ و روغن به دمای ^0C 20 [٥٤]

در مورد اصلاح دما توجه به نکات زیر الزامی است:

أ) هر چه دمای اندازه‌گیری به ۲۰ درجه نزدیک‌تر باشد خطای اصلاح دما کم‌تر اسـت [۵۵]. علـت آن است که منحنی داده‌شده مربوط به بوشینگ نو است و با پیرشدن سیستم عایقی، منحنی اصلاح تغییر می‌کند. از این‌رو اصلاح دمایی دارای خطا است و هرچه دمای اندازه‌گیری به مقدار مرجع نزدیک‌تر باشد خطا کم‌تر است.

ب) در مورد بوشینگ‌های نصب شده، متوسط دمای محیط و دمای top oil ترانسـفورماتور می‌توانـد بـه عنوان دمای بوشینگ در نظر گرفته شود.

ت) اگر tanδ بوشینگ در دمای بالا مشکوک باشد بایستی صـبر کـرد و در دمـای پـایین‌تر (نزدیـک ۲۰ درجه) مجدداً اندازه‌گیری را انجام داد.

ث) اندازه‌گیری tanδ در دمای پایین‌تر از انجماد آب دقت مناسبی ندارد [۵۵].

ج) نمودار داده‌شده مربوط به بوشینگ‌های OIP (با ساختار کاغذ، فویل آلومینیوم و روغن) است. در مورد بوشینگ‌های رزینی از نوع RIP[۲۷]، RBP[۲۸] یا RIS[۲۹] نمودارهای متفاوتی وجود دارد که در [٥٤] ارائه شده است.

۳-۲-۲-۳- نحوه انجام آزمون

نحوه انجام آزمون خازن و tanδ به تفصیل در فصل دوم بیان شده است و در این قسمت تنها اتصالات بیان می‌شوند. چنان‌که در فصل دوم بیان شد، دستگاه اندازه‌گیری خازن و tanδ دارای خروجی‌های ولتاژ، زمین، گارد و UST است که خروجی UST تنها در حالتی فعال می‌شود که دستگاه در مود UST اندازه‌گیری کار می‌کند. نحوه اتصال این خروجی‌ها به قسمت‌های مختلف بوشینگ برای اندازه‌گیری خازن‌های مختلف در جدول (۳-۳) ارائه شده است.

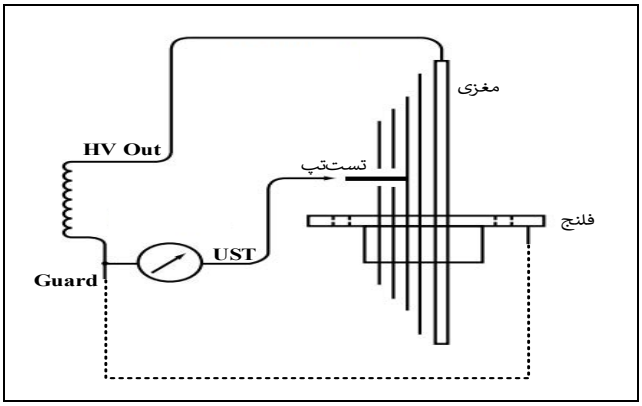
جدول (۳-۳): اتصالات آزمون tanδ و خازن برای بوشینگ

شماره آزمون	خروجی‌های دستگاه اندازه‌گیری خازن و tanδ					خازن و tanδ متناظر آن که اندازه‌گیری می‌شود
	ولتاژ	زمین	گارد	UST	Mode	
*۱	قسمت مغزی بوشینگ	-	فلنج	تست‌تپ	UST	C_1
۲	تست‌تپ	فلنج	قسمت مغزی بوشینگ	-	GST-g	C2
**۳	قسمت مغزی بوشینگ	فلنج	-	-	GST	C3

* در برخی دستگاه‌ها در حالت UST زمین و گارد یک نقطه است.
** این آزمون فقط در حالتی قابل انجام است که بوشینگ بر روی ترانسفورماتور نصب نباشد، مانند بوشینگ رزرو یا پیش از نصب بوشینگ. در حالتی که بوشینگ بر روی ترانسفورماتور نصب شده است، در حالت آزمون ۳، خازن سیم‌پیچ موازی با خازن بوشینگ قرار می‌گیرد.
آزمون شماره یک در مود UST، آزمون شماره ۲ در مود GSTg و آزمون شماره ۳ در مود GST انجام می‌شود.

[۲۷] Resin Impregnated Paper
[۲۸] Resin-Bonded Paper
[۲۹] Resin Impregnated Synthetic

برای درک بهتر، اتصالات اندازه‌گیری خازن C1 که مهم‌ترین آزمون بوشینگ است در شکل (۳-۳) نشان داده شده است. چنان‌که دیده می‌شود، فلنج گارد شده است تا جریان آن در اندازه‌گیری دخالت نکند. خروجی ولتاژ به قسمت مغزی بوشینگ داده شده و خروجی اندازه‌گیری (UST) به تست‌تپ متصل شده است. به این ترتیب، فقط جریانی که از مغزی به تست‌تپ یعنی از طریق خازن C1 جاری می‌شود اندازه‌گیری می‌شود و لذا این خازن و tanδ مربوط به آن در این اتصالات ارزیابی خواهد شد.

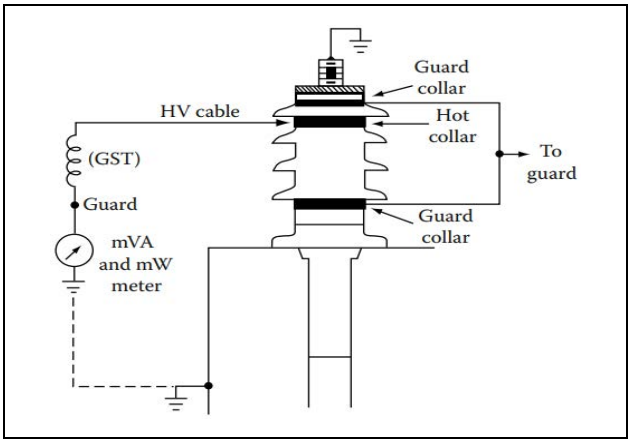


شکل (۳-۳): اتصالات اندازه‌گیری خازن C1

در حالتی که بوشینگ به شدت آلوده یا دارای رطوبت زیاد باشد، جریان خزشی از سطح بوشینگ در اندازه‌گیری خطا ایجاد می‌کند. در این حالت می‌توان از حلقه‌های رسانا در قسمت بالا و پایین بوشینگ بر روی پرسلان استفاده کرده و آن را به گارد متصل کرد. به این ترتیب، جریان خزشی از مسیر اندازه‌گیری عبور نمی‌کند و دقت اندازه‌گیری بالاتر خواهد بود.

این روش در آزمون Hot collar نیز قابل استفاده است. برای درک بهتر نمونه‌ای از استفاده از حلقه‌های رسانا به عنوان گارد در شکل (۳-٤) ارائه شده است. در این آزمون، Hot collar دارای ولتاژ بوده و قسمت درونی بوشینگ زمین شده است و لذا جریانی از Hot collar از طریق عایق به قسمت مغزی بوشینگ می‌رسد که اندازه‌گیری می‌شود. در کنار این جریان، ممکن است به صورت خزشی نیز جریان به قسمت مغزی بوشینگ برسد. به بیان دیگر ممکن است به دلیل رطوبت و آلودگی سطح، جریان به صورت خزشی از Hot collar حرکت کند و به سمت قسمت مغزی بوشینگ برسد. برای جلوگیری از این موضوع و افزایش دقت آزمایش، یک Guard collar بر روی سطح بوشینگ قرار داده شده که به گارد متصل شده است. این حلقه رسانا در حقیقت جریان خزشی را جمع‌آوری کرده و از مسیری به جز مسیر اندازه‌گیری عبور می‌دهد

و لذا جریان خزشی از اندازه‌گیری حذف می‌شود. مشابه همین حالت در آزمون‌های معمول با تست‌تپ نیز قابل پیاده‌سازی است.



شکل (۳-٤): استفاده از حلقه‌های رسانا به عنوان گارد بر روی سطح بوشینگ

۳-۲-۲-۴- نکات مهم در آزمون خازن و tanδ بوشینگ

در انجام آزمون خازن و tanδ بوشینگ بایستی به نکات زیر نیز توجه کرد:

أ) پیش از انجام آزمون، بایستی بوشینگ تمیز شده و خشک شود تا آلودگی و رطوبت سطوح بیرونی حذف شود.

ب) ولتاژ معمول در اندازه‌گیری خازن C1 و tanδ آن برابر 10 kV است مگر آن‌که ولتاژ نامی بوشینگ از این مقدار کم‌تر باشد.

ت) دقت شود که ولتاژ آزمون هنگام اندازه‌گیری خازن C2 و tanδ آن، از مقدار ولتاژ قابل تحمل تست‌تپ کم‌تر باشد.

ث) این آزمون به جز در موارد دوره‌ای، بایستی پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور و همچنین، در سال اول بهره‌برداری از بوشینگ انجام شود [۵۵]. بعد از این زمان است که بازه زمانی دو سال در میان (در حالت عادی) در مورد این آزمون رعایت می‌شود.

ج) مقادیر توصیه‌شده در بالا برای ارزیابی مربوط به بوشینگ‌های OIP (با ساختار کاغذ، فویل آلومینیوم و روغن) است و برای بوشینگ‌هایی که از عایق‌های دیگری مثل RIP یا RBP استفاده می‌کنند بایستی به توصیه سازنده مراجعه کرد.

ح) پس از انجام آزمون، درپوش تست‌تپ باید مجدداً به درستی در جای خود نصب شود.

۳ -۲ -۳ - بازبینی ظاهری

یک ماه پس از نصب بوشینگ و به صورت سالیانه موارد زیر را کنترل کنید:

أ) سطح پرسلان را برای یافتن ترک و یا آلودگی کنترل کنید. در کنترل ماهیانه، کنترل توسط دوربین دوچشمی(شکاری) می‌تواند انجام شود و نیازی به بازبینی از نزدیک وجود ندارد. در صورت وجود آلودگی شدید، بوشینگ بایستی در اولین فرصت تمیز شود. برای تمیز کردن و شستشوی سطح بوشینگ با استفاده از حلال‌های مجاز به دستورالعمل سازنده مراجعه کنید. همچنین، چترک‌های (بشقاب) بوشینگ را برای یافتن لب‌پریدگی کنترل کنید.

ب) در مناطق بسیار آلوده، بوشینگ بایستی سالیانه تمیز شود. در مناطق با آلودگی معمول، تمیز کردن در بازه سه تا پنج ساله کافی است [۲۰].

ت) در صورتی که آلودگی شدید باشد، ممکن است باعث تخلیه‌های خزنده بر روی بوشینگ شده و رد کربن از خود به جا بگذارد. سالیانه سطح بوشینگ را برای یافتن اثر کربن و تخلیه کنترل کنید.

ث) بوشینگ را برای یافتن نشتی روغن کنترل کنید. در صورت یافتن نشتی، اتصالات و خصوصاً واشرها را برای سفت بودن و آب‌بندی کنترل کنید. در صورتی که مشکل از اتصالات یا واشرها نباشد، احتمال نشتی از خود بوشینگ وجود دارد که معمولاً در محل قابل تعمیر نیست. در چنین مواردی با سازنده مشورت کنید. همچنین، سطح روغن در بوشینگ را کنترل کنید تا مقدار روغن به کم‌تر از مقدار مجاز کاهش پیدا نکرده باشد. بایستی توجه کرد که از محل نشتی، رطوبت و آلودگی می‌تواند وارد بوشینگ شود و لذا این موضوع بایستی به کمک آزمون $\tan\delta$ بررسی شود. در مورد روغن زدن به بوشینگ بایستی احتیاط‌های لازم صورت گرفته و با سازنده مشورت شود. به طور معمول در صورتی که روغن به پایین‌تر از ناحیه دارای کاغذ نرسیده باشد، می‌توان روغن را سرریز کرد اما در صورتی که روغن به پایین‌تر از محل دارای کاغذ رسیده باشد، تزریق بایستی تحت خلاء انجام شود. برای اطلاع از جزئیات و سایر احتیاط‌های لازم بایستی با سازنده یا متخصصان خبره مشورت کرد. تاکید می‌گردد که سرریز روغن بایستی طبق دستورالعمل سازنده و توسط افراد متخصص و با دقت عمل کافی انجام شود. همچنین، نوع روغن مورد استفاده برای سرریز بایستی با سازنده هماهنگ شود.

ج) سطح روغن در بوشینگ را که توسط یک نشان‌گر مشخص می‌شود کنترل کنید تا میزان روغن در بوشینگ به اندازه کافی باشد. اگر سطح روغن کم‌تر از حد مجاز باشد، بوشینگ اجازه برق‌دار شدن

ندارد چرا که احتمال بروز قوس داخلی و انفجار وجود دارد. در صورتی که سطح روغن در بوشینگ کم شده باشد و نشتی روغن در بیرون رویت نشود، ممکن است روغن بوشینگ از داخل به تانک ترانسفورماتور نشت کرده باشد. در چنین حالتی، بررسی‌های بیشتر با مشورت سازنده باید انجام شود تا مشکل بوشینگ مرتفع گردد.

ح) بوشینگ را در حال کار توسط دوربین مادون قرمز ترموگرافی کنید. جزئیات ارزیابی ترموگرافی در فصل دوم ارائه شده است. بهتر است این فرآیند به صورت سالیانه تکرار شود [۷].

خ) از زمین شدن مناسب اتصال تست‌تپ اطمینان حاصل کنید.

د) هر سه سال سطح بوشینگ را با دقت و از نزدیک برای یافتن ترک‌ها کنترل کنید. ترک‌های مویی و موارد دیگر بایستی با مشورت سازنده ترمیم و آب‌بندی شود تا از ورود رطوبت و آلودگی به داخل بوشینگ جلوگیری شود. همچنین، از نزدیک محل اتصالاتی که در آن از چسب سیمان استفاده شده است برای یافتن هرگونه تخریب کنترل کنید.

ذ) در هنگام شب و زمانی که هوا بارانی یا مرطوب است به بالاترین قسمت عایق بوشینگ برای رویت کرونا دقت کنید. وجود کرونا در نوک بوشینگ عادی است اما در صورتی که ملاحظه شود که کرونا به سمت پایین و در محل عایق نیز وجود دارد می‌تواند نشانه آلودگی بوشینگ باشد که بایستی تمیز گردد.

ر) هر سه سال اتصالات فلزی نوک بوشینگ و فلنج را برای یافتن اثراتی از زنگ‌زدگی کنترل کنید. در صورت وجود، زنگ بایستی با مشورت سازنده مرتفع شود.

ز) اتصالات نوک بوشینگ و هادی‌ها را برای یافتن شل‌شدگی کنترل کنید. در صورت مشاهده، اتصالات بایستی آچارکشی شوند.

س) کلیه بوشینگ‌ها در سطوح ولتاژی مختلف بایستی فاقد شاخک و مجهز به برق‌گیر باشد. در مورد سیم‌پیچ سوم، مطابق دستورالعمل کمیته سیم‌پیچ سوم، یک فاز سیم‌پیچ بایستی توسط برق‌گیر زمین شود و از زمین کردن مستقیم فاز خودداری شود.

۳ – ۲ – ۴ – تحلیل گازهای محلول در روغن بوشینگ

گرفتن نمونه روغن و اندازه‌گیری و تحلیل گازهای محلول در روغن آن یک آزمون دوره‌ای معمول نیست و به عنوان آزمون دوره‌ای نیز توصیه نمی‌شود و فقط در زمانی انجام می‌شود که بوشینگ مشکوک باشد و سایر آزمایش‌ها وجود مشکل در بوشینگ را نشان بدهند [۵۵]. علت آن است که گرفتن نمونه روغن

یک فرآیند حساس است که بوشینگ را در معرض هوا و رطوبت قرار می‌دهد و در صورتی که به درستی انجام نشود باعث افزایش آسیب به بوشینگ می‌شود. زمانی که بوشینگ مشکوک باشد، برای مثال میزان خازن آن تغییر کرده باشد و یا tanδ آن تغییرات قابل ملاحظه‌ای داشته است، نمونه روغن می‌تواند از بوشینگ گرفته شود و گازهای محلول در روغن مورد تحلیل قرار گیرند. علاوه بر تحلیل گازهای محلول در روغن ممکن است آزمون رطوبت و tanδ نیز بر روی نمونه روغن انجام شود [٥٦].

۳-۲-۴-۱- نمونه‌گیری از روغن بوشینگ

برای نمونه‌گیری از روغن بوشینگ بایستی توصیه سازنده رعایت شود. همچنین، انجام این کار بایستی توسط پرسنل آموزش‌دیده که تجربه این کار را دارند انجام شود. نکات کلی زیر نیز بایستی رعایت شود:

أ) معمولا نمونه‌گیری از شیر بالایی بوشینگ انجام می‌شود. همچنین، نمونه‌برداری معمولاً به کمک سرنگ و با اتصال لوله لاستیکی انجام می‌شود.

ب) بایستی توجه داشت که به دلیل حجم کم روغن بوشینگ، حداقل نمونه‌گیری انجام شود (به عنوان مثال 50 cc).

ت) هیچ‌گاه نباید شیر (پیچ) بوشینگ را در حالتی که بوشینگ داغ است باز کرد [۲۰]. علت آن است که در برخی بوشینگ‌ها، افزایش حجم روغن در اثر افزایش دما توسط یک بالشتک گاز در بالای بوشینگ جبران می‌شود و در حالتی که بوشینگ داغ است گاز در حالت فشرده قرار دارد. در این صورت با باز کردن شیر، امکان پاشیدن روغن داغ به بیرون و آسیب به افراد وجود دارد. دمایی که شیر نمونه‌گیری بوشینگ مجاز به باز شدن است بایستی از دستورالعمل سازنده استخراج شود. دمای عادی بین $15\ ^0C$ تا $35\ ^0C$ است [۲۰]. در چنین حالتی، تضمین می‌شود که فشار داخلی بوشینگ تغییر قابل توجه نداشته باشد و این از الزامات نمونه‌گیری است که فشار داخلی قبل و بعد از نمونه‌گیری، تغییرات قابل توجه نداشته باشد.

ث) باز کردن شیر پایین به هیچ وجه مجاز نیست. علت آن است که بوشینگ معمولاً به صورت هرمتیک آب‌بندی بوده و ممکن است در هنگام نمونه‌برداری فشار درون بوشینگ منفی باشد. در این حالت با باز کردن شیر پایین بوشینگ، هوا به درون بوشینگ کشیده می‌شود. اگر این هوا در قسمت دارای تنش الکتریکی حبس شود منجر به وقوع تخلیه جزئی می‌شود که در ادامه می‌تواند گسترش یافته و تبدیل به اتصال کوتاه کامل شود.

ج) نمونه‌برداری از بوشینگ بهتر است در هوای خشک انجام شود و از نمونه‌برداری در هوای بارانی یا با رطوبت بالا خودداری شود. در هر حالت بایستی اطراف شیر نمونه‌گیری با پارچه تمیز خشک و تمیز شود.

ح) مدت زمانی که آب‌بندی بوشینگ برای نمونه‌گیری برداشته می‌شود بایستی تا حد امکان کوتاه باشد.

خ) مطابق توصیه برخی سازندگان، روغن خارج‌شده از بوشینگ بایستی با روغن ترانسفورماتور با حجم معادل جایگزین شود [۵۷]. این روغن بایستی قبلا تصفیه شده و مشخصات لازم را مطابق استاندارد IEC 60296 داشته باشد [۱۳].

د) لازم است که واشر بوشینگ بعد از نمونه‌برداری با واشر نو جایگزین شود [۵۷]. همچنین، شیر بالا بایستی با گشتاوری برابر با آن‌چه که سازنده مشخص کرده است مجدداً سفت شود.

۳-۲-۴-۲- انواع خطا در بوشینگ

تقسیم‌بندی خطاها در بوشینگ از دیدگاه تحلیل DGA مشابه خطاهای ترانسفورماتور است که شامل خطاهای حرارتی سه‌گانه، تخلیه جزئی و تخلیه‌های با شدت کم یا زیاد می‌باشند. این خطاها در بخش DGA تشریح شده است. از بین موارد فوق، چند خطای معمول‌تر و نمونه‌های آن به شکل جدول (۳-٤) در IEC 60599 تشریح شده است.

۳-۲-۴-۳- تحلیل گازها و تعیین نوع خطا

برای تحلیل گازها، IEC TR 61464 و IEC 60599 جدولی برای مقدار معمول گازها ارائه داده‌اند [۲٦]. این مقادیر معمول، که بر اساس فراوانی ۹۵٪ مشخص شده‌اند، در جدول (۳-۵) ارائه شده است. در صورتی که مقدار گازهای اندازه‌گیری شده از مقادیر جدول بزرگ‌تر باشد، بوشینگ دارای مشکل تشخیص داده می‌شود.

جدول (۳-٤): خطاهای معمول در بوشینگ [۲٦]

نوع خطا	شرح خطا	مثال
PD	تخلیه جزئی	تخلیه در حفره‌های گاز که در نتیجه وجود رطوبت در کاغذ ایجاد می‌شود، اشباع‌شدن نامناسب عایق کاغذی، اشباع روغن از رطوبت یا آلودگی آن، تشکیل لجن در روغن. همچنین، در مورد کاغذ عایقی شل شده که در حمل و نقل جابه‌جا شده است و چروک‌خوردگی یا تاخوردگی در کاغذ ایجاد شده است.
D1	تخلیه با انرژی کم	جرقه در اطراف اتصالات شل بوشینگ‌تپ، جرقه در اتصالات شیلدهای استاتیک، تخلیه خزشی (tracking) در کاغذ.
D2	تخلیه با انرژی زیاد	اتصال کوتاه محلی بین فویل‌های فلزی خازنی با جریان قابل توجه که امکان ذوب کردن فویل‌ها را نیز دارد ولی منجر به انفجار بوشینگ نمی‌شود.
T2	خطای حرارتی بین 300 ^{0}C تا 700 ^{0}C	جریان گردشی در عایق کاغذی به دلیل تلفات عایقی بالا که ممکن است نتیجه آلودگی عایق یا عدم انتخاب درست مواد عایقی باشد و منجر به افزایش حرارت بوشینگ می‌شود. جریان‌های گردشی در اتصالات نامناسب شیلد یا اتصال نامناسب خروجی فشارقوی که حرارت تولید شده به صورت هدایتی و از طریق قسمت درونی به بوشینگ منتقل می‌شود.

جدول (۳-۵): مقادیر معمول گازهای محلول در روغن بوشینگ برحسب ppm [۲٦]

نوع گاز	C2H2	H2	CH4	C2H4	C2H6	CO	CO2
مقدار معمول	۲	۱٤۰	٤۰	۳۰	۷۰	۱۰۰۰	۳٤۰۰

برای تشخیص نوع خطا روش ساده شده جدول (۳-٦) در IEC 60599 ارائه شده که برای تحلیل دقیق‌تر، روش نسبت‌های پایه IEC که در فصل ٤ ارائه گردیده، بایستی استفاده شود.

جدول (۳-٦): تحلیل ساده‌شده گازهای محلول در بوشینگ مطابق IEC 60599 [۲٦]

نوع خطا	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	CO_2/CO
تخلیه جزئی (PD)		<۰/۰۷		
تخلیه (D)	>۱			
حرارتی (T)			>۱	
حرارتی با دخالت کاغذ (TP)				<۱ و >۲۰

۳ – ۲ – ۵ – تخلیه جزئی

ادامه طولانی مدت تخلیه جزئی در بوشینگ می‌تواند منجر به کاهش تدریجی قدرت تحمل عایقی سیستم داخلی بوشینگ شود. هنگامی که آزمون تخلیه جزئی حین اضافه‌ولتاژ القایی در حال انجام است، تخلیه‌های بوشینگ نیز اندازه‌گیری می‌شود اما تفکیک تخلیه جزئی ترانسفورماتور از بوشینگ غیرممکن است [۷]. به همین دلیل در صورتی که فقط اندازه‌گیری تخلیه جزئی بوشینگ مدنظر باشد، بایستی بوشینگ از ترانسفورماتور جدا شود. در این حالت برای انجام آزمون نیاز به شرایط ویژه از جمله محفظه مخصوص روغن بوده که امکان آن به طور عملی در پست امکان‌پذیر نیست. تنها بایستی مدنظر داشت که در هنگام انجام آزمون تخلیه جزئی ترانسفورماتور، تخلیه جزئی بوشینگ نیز اندازه‌گیری می‌شود.

۳ – ۲ – ۶ – زمان‌بندی انجام آزمون‌ها

جمع‌بندی بازه زمانی انجام آزمون‌های مربوط به بوشینگ در جدول (۳–۷) به شرح ذیل ارائه شده است:

جدول (۳–۷): زمان‌بندی انجام آزمون‌های بوشینگ

نام آزمون	بازه زمانی انجام آزمون
خازن و تانژانت دلتا	بعد از انجام در سال اول بهره‌بردای به صورت سه ساله و در موارد مشکوک
بازبینی ظاهری	بعد از انجام یک ماه پس از نصب، به صورت سالیانه
تحلیل گازهای محلول در روغن	فقط در موارد مشکوک
* در موارد مشکوک، آزمون‌ها بایستی با نظر متخصصان مربوطه انجام گیرد.	

۳ – ۳ – آزمون‌های دوره‌ای تپ‌چنجر

۳ – ۳ – ۱ – مقدمه

تپ‌چنجرها را می‌توان از جنبه‌های مختلفی تقسیم‌بندی کرد. یکی از تقسیم‌بندی‌ها بر اساس نوع امپدانس گذرا در هنگام تغییر تپ است. تپ‌چنجر به دو دسته مقاومتی و راکتوری (سلفی) تقسیم می‌شود. همچنین، تپ‌چنجر ممکن است محفظه جدا یا داخلی داشته باشد. در حالت جدا، کل تپ‌چنجر در یک تانک مجزا خارج تانک اصلی قرار گرفته است. در نوع داخلی معمول است که بخش دایورترسوئیچ[۳۰] در محفظه عایق

[۳۰] Diverter switch

مجزا باشد که بر روی درب تانک نصب است، در حالی که قسمت تپ‌سلکتور[۳۱] درون روغن ترانسفورماتور قرار دارد. علت آن است که در قسمت دایورترسوئیچ قوس وجود دارد و لذا روغن آلوده به کربن شده و گازهای زیادی تولید می‌شود و در نتیجه روغن آن بایستی مجزا باشد. به همین دلیل محفظه دایورترسوئیچ آب‌بندی است تا تداخل روغن صورت نگیرد. به دلیل وجود روغن مجزا، کنسرواتورِ تپ‌چنجر نیز باید مجزا باشد که معمولاً بخش کوچکتری از کنسرواتور ترانسفورماتور به صورت مجزا برای تپ‌چنجر استفاده می‌شود. در پایین دایورترسوئیچ، تپ‌سلکتور قرار دارد که وظیفه تغییر تپ را بدون قطع و وصل جریان به عهده دارد و لذا قوسی در این قسمت ایجاد نمی‌شود و وجود آن در روغن ترانسفورماتور بدون مسئله است.

آن‌چه که ذکر شد مربوط به تپ‌چنجرهایی است که زیر بار قادر به تغییر تپ ترانسفورماتور هستند. به این دسته، تپ‌چنجر آنلاین یا تپ‌چنجر تحت بار یا OLTC[۳۲] گفته می‌شود. نوع دیگری از تپ‌چنجر وجود دارد که فقط در حالت بی‌برقی ترانسفورماتور قادر به تغییر تپ است که به آن تپ‌چنجر آفلاین یا DETC[۳۳] گفته می‌شود. DETC معمولاً در دفعات کم‌تری عملکرد دارد و برای مثال تنها به صورت فصلی تغییر می‌کند. در نتیجه آزمون‌های دوره‌ای آن نیز کم‌تر است. این در حالی است که OLTC به دلیل عملکردهای بیشتر و همچنین، فرآیند پیچیده تغییر تپ و کموتاسیون جریان، تجهیز حساسی است که احتیاج به بازبینی منظم دارد چرا که تعداد عیوب رخ‌داده در ترانسفورماتور که وابسته به تپ‌چنجر بوده قابل توجه است.

لازم به ذکر است که عیوب قابل توجهی از تپ‌چنجرها توسط آزمون‌های الکتریکی که در تمام تپ‌ها انجام می‌شود شناسایی می‌گردد. از جمله این آزمون‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

أ. آزمون نسبت‌تبدیل در تمامی تپ‌ها،

ب. مقاومت DC سیم‌پیچ در تمامی تپ‌ها،

ت. جریان بی‌باری در تمامی تپ‌ها،

ث. آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ و همچنین tanδ آن.

با توجه به اینکه این آزمون‌ها در فصل دوم صحبت شده است در این بخش به آن پرداخته نخواهد شد و فقط آزمون‌های اضافی مختص تپ‌چنجر بیان خواهد شد. در ابتدا آزمون‌های مربوط به OLTC و سپس

---

[۳۱] Tap selector

[۳۲] On-Load Tap-Changer

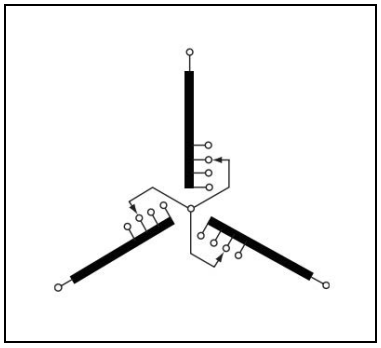
[۳۳] De-Energized Tap-Changer

موارد مربوط به DETC بیان می‌شود. این آزمون‌ها یا بازبینی‌ها را می‌توان از جنبه‌های مختلف دسته‌بندی کرد اما در این بخش، دسته‌بندی بر اساس بازه زمانی انجام این آزمون‌ها صورت گرفته است.

۳ – ۳ – ۲ – کلیاتی در مورد تپ‌چنجر

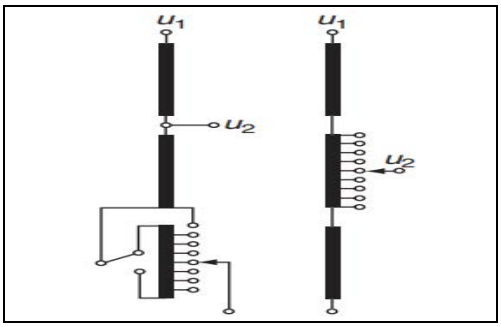
وظیفه تپ‌چنجر تغییر دورهای سیم‌پیچ برای تغییر نسبت‌تبدیل ترانسفورماتور و کنترل ولتاژ است. تغییر دور ممکن است در حالتی که ترانسفورماتور بی‌برق است انجام شود که این کار بر عهده DETC است. اما ممکن است در حین تامین بار نیز ترانسفورماتور نیاز به تغییر نسبت دور داشته باشد که این کار بر عهده OLTC است. برای تغییر تعداد دور، بایستی نقاطی از سیم‌پیچ مربوط به دورهای مد نظر به تپ‌های مختلف تپ‌چنجر متصل شده باشد. در این صورت با تغییر تپ، اتصال به نقطه‌ای از سیم‌پیچ متصل می‌شود که تعداد دور متفاوتی دارد و در نتیجه نسبت تبدیل ترانسفورماتور تغییر خواهد کرد.

به طور معمول تپ‌چنجر در سمت فشارقوی ترانسفورماتور قرار می‌گیرد زیرا مقدار جریان در این سمت کم‌تر است و عملیات کموتاسیون یا انتقال جریان از یک تپ به تپ دیگر راحت‌تر انجام می‌شود. فرآیند معمول آن است که سیم‌پیچ مجزا برای خروج اتصالات تپ در نظر گرفته می‌شود که به آن سیم‌پیچ تپ[۳۴] گفته می‌شود. در اتصال ستاره، سیم‌پیچ تپ در سمت مرکز ستاره قرار دارد. به این ترتیب، ولتاژ دورها کم بوده و تغییر تپ راحت‌تر قابل انجام است. نحوه قرارگیری سیم‌پیچ تپ در یک سیم‌پیچ با اتصال ستاره در شکل (۳–۵) نشان داده شده است. در مورد اتوترانسفورماتور که هر دو سیم‌پیچ اتصال ستاره دارند، سیم‌پیچ تپ ممکن است در نقطه ستاره و یا در محل اتصال سیم‌پیچ سری به سیم‌پیچ مشترک قرار گیرد. این حالت‌ها در شکل (۳–۶) نمایش داده شده است.



شکل (۳–۵): محل قرار گرفتن سیم‌پیچ تپ در اتصال ستاره

[۳۴] Tap winding

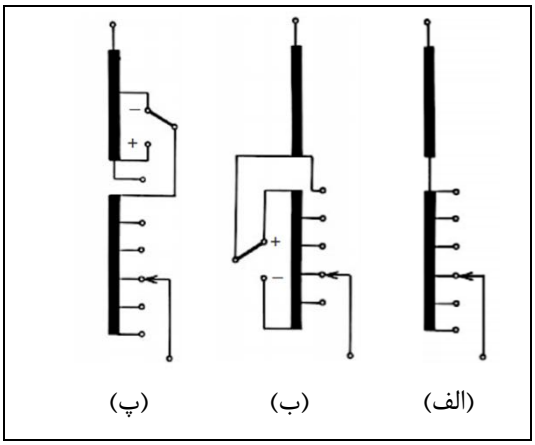


شکل (۳-٦): محل قرار گرفتن سیم‌پیچ تپ در اتوترانسفورماتور با اتصال ستاره:
مابین سیم‌پیچ مشترک و سری (راست) یا در مرکز ستاره (چپ)

خود سیم‌پیچ تپ می‌تواند از یک یا دو قسمت تشکیل شده باشد. حالت‌های مختلف سیم‌پیچ تپ در شکل (۳-۷) نشان داده شده است. شکل (۳-۷)-الف یک سیم‌پیچ تپ یک قسمتی را نشان می‌دهد. با تغییر تپ، سیم‌پیچ به‌تدریج از مدار خارج شده یا به مدار وارد می‌شود. حالت بعد در شکل (۳-۷)-ب نشان داده شده است که سیم‌پیچ تپ یک قسمتی است اما یک کلید چنج‌اور[۳۵] نیز در کنار آن موجود است. وظیفه کلید چنج‌اور آن است که سیم‌پیچ تپ را به صورت مستقیم یا معکوس وارد مدار می‌کند. به بیان دیگر، ورود سیم‌پیچ به مدار می‌تواند با ولتاژی هم‌علامت با ولتاژ سیم‌پیچ یا با علامت مخالف باشد. به این ترتیب با تنظیم کلید چنج‌اور، ورود دورهای بیشتر می‌تواند باعث کاهش یا افزایش ولتاژ شود.

سومین حالت در شکل (۳-۷)-پ نشان داده شده که در آن سیم‌پیچ تپ دارای دو قسمت Coarse و Fine است. قسمت Coarse سیم‌پیچ که به اندازه نصف تعداد دورهای کل است می‌تواند از مدار خارج یا وارد شود و خروجی دیگری ندارد. این در حالی است که قسمت Fine دارای خروجی‌هایی برای تغییر یک پله‌ای تپ می‌باشد. به این ترتیب، ابتدا پله‌های سیم‌پیچ Fine وارد مدار شده و زمانی که کل سیم‌پیچ Fine در مدار قرار گرفت نصف سیم‌پیچ تپ در مدار است. برای تپ‌های بعدی، سیم‌پیچ Coarse وارد مدار شده و سیم‌پیچ Fine مجدداً از کم‌ترین تپ شروع به افزایش خواهد کرد. به این ترتیب نصف سیم‌پیچ (معادل Coarse) به علاوه تپ‌های Fine در مدار خواهند بود و لذا می‌توان تا آخرین مرحله که ورود کل سیم‌پیچ است پیش رفت. به طور معمول در ترانسفورماتورهای انتقال از ساختار Coarse و Fine استفاده می‌شود.

[۳۵] Change over

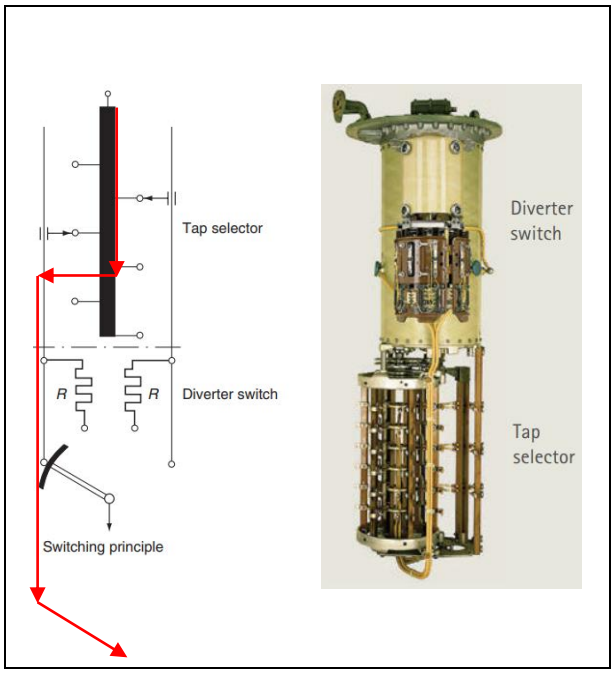


شکل (۳-۷): الف) سیم‌پیچ تپ یک قسمتی، ب) سیم‌پیچ تپ یک قسمتی با کلید چنج‌اور، پ) سیم‌پیچ تپ دو قسمتی (Coarse و Fine)

نکته دیگر در مورد OLTC این است که تپ‌چنجر دارای دو قسمت به نام‌های دایورترسوئیچ و تپ‌سلکتور است. این دو قسمت و دیاگرام آن در یک تپ‌چنجر مقاومتی در شکل (۳-۸) ارائه شده است. وظیفه تپ‌سلکتور تغییر تپ بدون قطع و وصل جریان است. به عبارت دیگر، زمانی که کنتاکتی از تپ‌سلکتور جابه‌جا می‌شود که فاقد جریان باشد. برای مثال در دیاگرام شکل (۳-۸)، جریان از مسیر سمت چپ در حال عبور است و بنابراین، کنتاکت سمت راست تپ‌سلکتور فاقد جریان است و می‌تواند بدون مشکل جابه‌جا شود. با توجه به اینکه این کنتاکت جریان ندارد، جابه‌جایی آن قوسی به همراه ندارد. به همین دلیل روغن تپ‌سلکتور با روغن تانک ترانسفورماتور مشترک است و قسمت پایین تپ‌چنجر در روغن خود ترانسفورماتور قرار دارد.

بعد از تغییر کنتاکت تپ‌سلکتور، نوبت به عملکرد دایورترسوئیچ می‌رسد که جریان را از سمت چپ به مسیر سمت راست تغییر دهد. در این فرآیند قوس به وجود می‌آید و این قوس باعث تبخیر روغن و تولید کربن می‌شود. به همین دلیل است که روغن دایورترسوئیچ بایستی از روغن ترانسفورماتور مجزا باشد. می‌توان گفت که وظیفه دایورترسوئیچ تغییر کنتاکت در حالت دارای جریان است. در طی انجام این کار، بخشی از دورهای سیم‌پیچ تپ اتصال کوتاه می‌شود و لذا برای محدود کردن جریان بایستی امپدانسی در مسیر قرار گیرد. در دایورترسوئیچ شکل (۳-۸) امپدانس از جنس مقاومت است. دو مقاومتی که با R نمایش داده شده است، هنگام تغییر تپ در مدار قرار گرفته و جریان را محدود می‌کنند و در پایان عملکرد، مجدداً از مدار خارج می‌شوند. لازم به ذکر است که امپدانس گذرا در تپ‌چنجر می‌تواند از نوع مقاومتی یا سلفی

باشد و لذا تپ‌چنجر را می‌توان به دو نوع مقاومتی و سلفی تقسیم‌بندی کرد. همچنین، در برخی تپ‌چنجرها عملکرد تپ‌سلکتور و دایورترسوئیچ توسط یک بخش انجام می‌شود و این دو با یکدیگر ترکیب شده‌اند. به این حالت ترکیب شده به طور معمول سلکتورسوئیچ[۳۶] گفته می‌شود.



شکل (۳-۸): نمایش قسمت‌های تپ‌سلکتور و دایورترسوئیچ یک تپ‌چنجر و دیاگرام آن
مسیر جریان با پیکان در دیاگرام مشخص شده است.

.به عنوان آخرین نکته بایستی ذکر کرد که نسل جدید تپ‌چنجرها از کلیدهای قطع قوس در روغن استفاده نمی‌کنند و به جای آن از محفظه‌های خلاء برای قطع و وصل جریان در دایورترسوئیچ استفاده می‌شود. نتیجه آن است که قوس در یک محیط بسته ایجاد شده و روغن را آلوده نخواهد کرد. همچنین، عمر محفظه‌های خلاء بیشتر است. در چنین تپ‌چنجرهایی هیچ گونه آلودگی در روغن ایجاد نمی‌شود و در نتیجه مشاهده آلودگی می‌تواند نشانه نشتی و یا آسیب محفظه‌های خلاء باشد.

[۳۶] Selector switch

۳ – ۳ – ۳ –بازبینی‌های OLTC در فواصل ماهیانه

در فواصل ماهیانه، همراه با سایر بازبینی‌های ماهیانه ترانسفورماتور، بایستی موارد زیر کنترل و ثبت شود [۷]:

أ. ثبت مقدار شمارنده OLTC،
ب. ثبت نشان‌گر موقعیت تپ‌چنجر و مقایسه با مقدار نشان‌گر در اتاق پست،
ت. بررسی سطح روغن در همه قسمت‌های دارای روغن،
ث. کنترل سیلیکاژل روغن تپ‌چنجر (در صورت وجود)،
ج. کنترل نشتی روغن از اتصالات و واشرها (در صورت امکان)،
ح. رویت مدار مکانیزم موتور و مدار کنترل برای یافتن نشانه‌ای از وضعیت نامناسب،
خ. تایید صحت موقعیت سوئیچ‌های کنترلی،
د. عملکرد صحیح گرم‌کننده یا هیتر.

۳ – ۳ – ۴ –بازبینی‌های OLTC در فواصل زمانی یک تا سه سال

در فاصله زمانی یک تا سه سال، بایستی آزمون‌های زیر بر روی OLTC انجام شود.

أ) تپ‌چنجر بایستی به صورت ظاهری مورد بازبینی قرار گیرد تا مشکلات احتمالی آن مشخص شود. چنین مشکلاتی می‌تواند شامل از بین رفتن رنگ، برآمدگی صفحه دیافراگم تپ‌چنجر، نشتی از اتصالات، مشکل آب‌بندی محفظه روغن، مرطوب شدن سیلیکاژل، عملکرد رله فشارشکن و یا سطح نامناسب روغن در تپ‌چنجر باشد [۹]. در صورت مشاهده مشکلات پیش‌گفته بایستی اقدامات اصلاحی جهت برطرف کردن مشکل با مشورت متخصصان خبره صورت گیرد.

ب) یک نمونه روغن بایستی از تپ‌چنجر گرفته شود و حداقل ولتاژ شکست و اسیدیته آن اندازه‌گیری شود [۷]. این در حالی است که IEC60422 اسیدیته را به عنوان آزمون معمول روغن تپ‌چنجر ذکر نکرده و اصلاً حدود آن را تعیین نکرده است. در مورد ولتاژ شکست، مطابق IEC60422 در صورتی که ولتاژ شکست روغن تپ‌چنجری که در مرکز ستاره استفاده می‌شود از 30 kV (مطابق روش IEC) کم‌تر شود و یا ولتاژ شکست روغن تپ‌چنجری که در ساختار مثلث استفاده می‌شود کم‌تر از 40 kV شود بایستی مطابق نظر متخصصین ذیربط اقدام مناسب صورت گیرد [۵۸]. در مورد اسیدیته IEC حدودی تعیین نکرده است اما در IEEEC57.106 مقدار 0.2 mg KOH/g oil به عنوان حد قابل قبول اسیدیته روغن تپ‌چنجر ذکر شده است [۵۲].

ت) به رنگ روغن نیز بایستی توجه شود. روغن تیره و سیاه بایستی تعویض گردد. ممکن است در ادامه بررسی، آزمون رطوبت و کشش بین سطحی نیز لازم شود که تصمیم به انجام آن بایستی با نظر متخصصان خبره صورت گیرد. حدود این موارد در استاندارد IEC60422 ذیل گروه F و در استاندارد IEEEC57.106 ارائه شده است.

ث) در صورتی که رله‌هایی در سیستم تپ‌چنجر وجود دارد، صحت عملکرد رله‌ها به همراه سیستم کنترلی و ارسال فرمان به اتاق کنترل و رله‌ها بررسی شود.

ج) OLTC (در صورتی که دارای تانک مجزا باشد) باید با دوربین مادون قرمز ترموگرافی شود. دمای بالاتر از تانک اصلی می‌تواند نشانه وجود مشکل باشد.

آزمون پیوستگی تپ‌چنجر باید انجام شود. آزمون پیوستگی می‌تواند در حین آزمون جریان بی‌باری (از سیم‌پیچی که دارای تپ‌چنجر است) انجام شود. فرآیند آزمون به این شکل است که در حین تغییرات تپ بایستی به قرائت آمپرمتر دقت داشت. در صورتی که در تغییر از یک تپ به تپ دیگر مقدار جریان ناگهان صفر شود به معنای قطع مسیر جریان و عدم پیوستگی در تپ‌چنجر است [۲۰]. این حالت خطرناک بوده و بایستی پیش از برق‌دار کردن مجدد ترانسفورماتور مرتفع گردد. در صورت وجود چنین مشکلی انجام سایر آزمون‌ها نیز بایستی متوقف شود. همچنین، بایستی از آمپرمتر عقربه‌ای آنالوگ برای اندازه‌گیری جریان استفاده شود تا نویز محیط بر آن اثر خاصی نداشته باشد. بالا و پایین بردن کامل تپ‌چنجر که در این آزمون نیز انجام می‌گیرد از آن جهت حائز اهمیت است که باعث پاک‌سازی رسوبات روی کنتاکت‌ها شده و عملکرد تپ‌چنجر و نتایج آزمون‌های بعدی را بهبود می‌دهد. بنابراین، صرف عملکرد تپ‌چنجر در همه تپ‌ها برای کارکرد بهتر آن مفید است. لازم به ذکر است که در زمان انجام آزمون‌های دوره‌ای، این آزمون بایستی پیش از سایر آزمون‌های الکتریکی تپ‌چنجر انجام شود. توصیه می‌شود که در صورت امکان و وجود تجهیزات اندازه‌گیری مناسب، از پارامترهای Ripple & Slope به دست آمده در آزمون مقاومت DC نیز جهت پیوستگی تپ‌چنجر استفاده شود.

بایستی توجه شود که تغییر تپ بایستی به صورت دستی انجام شود. به عبارت دیگر، پیش از انجام آزمون‌های مربوط به عملکرد موتوری و همچنین، در اولین آزمونی که با تغییر تپ همراه است (آزمون پیوستگی)، بایستی تپ‌چنجر به صورت دستی در همه تپ‌ها جابه‌جا گردد. علت آن است که در هنگام تغییر دستی، وجود گیرهای مکانیکی مشخص خواهد شد درحالی‌که هنگام عملکرد موتوری، این عیوب خود را نشان نمی‌دهند. در هنگام تغییر دستی هر جا که تغییر تپ به نیروی بیشتری نسبت به سایر تپ‌ها احتیاج

داشته باشد، می‌تواند به دلیل وجود گیر مکانیکی باشد. لازم به ذکر است که در حرکت به تپ خنثی یا از آن به طور معمول نیروی مکانیکی بیشتری مورد نیاز است.

علاوه بر انجام آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ در همه تپ‌ها که در فصل دوم مورد بحث قرار گرفت، سایر آزمون‌های الکتریکی که عیب تپ‌چنجر در آن دیده می‌شود بایستی مورد توجه قرار گیرد. از آن جمله می‌توان به آزمون نسبت‌تبدیل در همه تپ‌ها و آزمون مقاومت عایقی و $\tan\delta$ سیم‌پیچ اشاره کرد. عدد نشان‌گر موقعیت تپ‌چنجر که از بالا قرائت می‌شود بایستی با نشان‌گر موقعیت پایین یکسان باشد.

پس از حرکت دستی، یک بار تپ‌چنجر بایستی به صورت موتوری در همه تپ‌ها جابه‌جا شود تا صحت عملکرد مکانیزم نیز مشخص شود. در این مرحله بایستی به جهت بالارو و پایین‌رو مکانیزم توجه شود که برای مثال در هنگام دریافت دستور کاهش تپ واقعاً تپ کاهش داده شود و در جهت مخالف حرکت نکند.

در هنگام کنترل مکانیزم بایستی کلیدهای توقف اولین و آخرین تپ نیز مورد آزمون قرار گیرد. برای این کار، تپ‌چنجر در بالاترین تپ قرار گرفته و به آن فرمان داده می‌شود که یک تپ دیگر بالا رود. در حالتی که سوئیچ توقف به درستی عمل می‌کند، مکانیزم نباید هیچ حرکتی بکند. با توجه به اینکه در صورت مشکل داشتن این سوئیچ و حرکت تپ‌چنجر امکان شکستن میله مکانیزم و آسیب قابل توجه به تپ‌چنجر وجود دارد، هنگام این آزمون، بایستی یک دست بر روی کلید توقف اضطراری قرار داشته باشد تا در صورت رویت حرکت تپ‌چنجر از ادامه حرکت آن با فشردن کلید اضطراری جلوگیری شود. مشابه همین فرآیند بایستی در پایین‌ترین تپ نیز تکرار شود تا صحت عملکرد سوئیچ توقف پایین نیز مورد آزمون قرار گیرد.

لازم به ذکر است که در هنگام برق‌دار کردن ترانسفورماتور بهتر است تپ روی موقعیت یکی مانده به حالتی تنظیم شود که کل سیم‌پیچ در مدار است. وجود بیشترین دورها در مدار باعث کاهش جریان هجومی و تنش‌های برق‌دار کردن می‌شود. علت آن است که با حضور دورهای بیشتر، مقدار شار در هسته کم شده و لذا اشباع هسته در هنگام برق‌دار کردن کاهش کم‌تر می‌شود. این موضوع باعث می‌شود که پیک جریان هجومی کم‌تر شود و در نتیجه تنش مکانیکی و همچنین، عملکرد اشتباه رله‌ها کاهش یابد. از سوی دیگر بهتر است تپ روی آخرین موقعیت نباشد تا در صورت عملکرد اشتباه جهت موتور، در هنگامی که فرمان برای کاهش تپ داده می‌شود مشکلی برای تپ‌چنجر ایجاد نشود و با حرکت اول این موضوع مشخص گردد که تپ به جای کاهش، افزایش یافته است. نکته‌ای که بایستی ذکر شود آن است که اکثریت روش‌های تحلیل گازهای OLTC بر اساس مدل‌های مختلف تپ‌چنجر بوده و به عملکرد تپ‌چنجر نیز بستگی دارند.

در صورت وجود شک نبایستی فقط به نتیجه تحلیل گاز اکتفا کرد و بایستی با سازنده یا افراد خبره مشورت کرد [۷].

تعداد عملکرد تپ‌چنجر از آخرین سرویس کامل بایستی بررسی شود. اگر این عدد به مقدار عملکرد توصیه‌شده توسط سازنده رسیده باشد، بایستی برای اورهال اساسی تپ‌چنجر برنامه‌ریزی شود.

۳-۳-۵- بازبینی داخلی OLTC

۳-۳-۵-۱- بازبینی‌های عمومی OLTC

تجهیز دایورترسوئیچ بایستی به صورت منظم مورد بازبینی قرار گیرد که بازه بازبینی بر اساس مدت عمر و همچنین، تعداد عملکرد تعیین می‌شود. آن‌چه که در اینجا بیان می‌شود بازه معمول بازبینی است اما بازه‌ای که توسط سازنده تعیین می‌شود بر این موارد ارجحیت دارد. بازبینی اولیه بایستی در پایان اولین سال عملکرد انجام شود. بازبینی‌های ثانویه بر اساس نتایجی است که از اولین بازبینی به دست می‌آید. جدای از اندازه‌گیری خوردگی کنتاکت[۳۷]، بازه‌های بازبینی تپ‌چنجر نبایستی از ۷ سال بیشتر شود [۹].

قسمتی از تپ‌چنجر مثل تپ‌سلکتور که در تانک ترانسفورماتور و روغن اصلی ترانسفورماتور قرار دارد تنها در حالتی قابل بازبینی است که روغن ترانسفورماتور تخلیه شده باشد. اما قسمت دایورتر سوئیچ می‌تواند برای بازبینی از محفظه استوانه‌ای بدون تخلیه روغن تانک ترانسفورماتور بیرون آورده شود.

پیش از باز کردن محفظه OLTC بایستی محفظه را برای وجود مشکلات خارجی بررسی کرد. چنین مشکلاتی می‌تواند شامل از بین رفتن رنگ، برآمدگی صفحه دیافراگم تپ‌چنجر، نشتی از اتصالات، مشکل آب‌بندی روغن، مرطوب‌شدن سیلکاژل، عملکرد رله فشارشکن و یا سطح نامناسب روغن در تپ‌چنجر باشد و لذا این موارد بایستی پیش از باز کردن تپ‌چنجر بررسی شوند [۹].

بعد از بی‌برق‌کردن، روغن OLTC با محفظه مجزا برای بازبینی تخلیه می‌شود. در هنگام باز کردن درب تپ‌چنجر بایستی واشر آن را برای وجود هر گونه عیب یا زدگی و خرابی کنترل کرد. هنگام بازبینی بایستی کف محفظه تپ‌چنجر برای یافتن رسوب و ته‌مانده یا ذرات فلزی که نشانه خوردگی کنتاکت است بررسی شود. همچنین، کنتاکت‌های متحرک و ثابت را بایستی برای یافتن خوردگی به دقت بازبینی کرد [۹].

[۳۷] Contact wear

۳-۳-۵-۲- بازبینی‌های داخلی خاص تپ‌چنجر

در بازبینی‌های منظم قطعات OLTC (زمانی که تپ‌چنجر باز می‌شود) موارد زیر بایستی مورد دقت قرار گیرد:

۱) شل‌بودن اتصالات،
۲) سلامت مکانیزم درایو موتور،
۳) عملکرد گرم‌کننده یا هیتر،
٤) قرائت درست شمارنده،
٥) خشک کردن سیلیکاژل،
٦) نشان‌گر تجهیز فشارشکن.

همچنین، موارد زیر بایستی کنترل شوند:

أ) در مورد OLTCهای از نوع مقاومتی یا راکتوری (نوع غیرخلاء) که دارای محفظه جدا هستند:
۱) نشتی روغن،
۲) یکپارچگی و سلامت آب‌بندی،
۳) رنگ سیلیکاژل،
٤) سطح روغن تپ‌چنجر،
٥) عملکرد سیستم فیلتر روغن (در صورتی که OLTC به آن مجهز باشد)،
٦) عملکرد رله فشارشکن،
۷) عملکرد سوئیچ‌های کنترلی،
۸) توقف OLTC در بالاترین و پایین‌ترین تپ،
۹) محکم بودن بست‌ها و اتصالات،
۱۰) نشانه‌های رطوبت مثل زنگ‌زدگی، اکسیداسیون یا آب آزاد،
۱۱) تمیزکاری قطعات تپ‌چنجر و عایق‌های آن،
۱۲) کنترل فواصل مکانیکی مطابق کاتالوگ سازنده،
۱۳) عملکرد و وضعیت تپ‌سلکتور، کلید چنج‌اور و سوئیچ‌های انتقال قوس،
۱٤) وضعیت عملکرد مکانیزم درایو و روغن‌کاری،
۱٥) کنترل چرخ‌دنده‌ها برای عدم وجود شکستگی دنده،

۱۶) عملکرد درست شمارنده،
۱۷) عملکرد نشان‌گر موقعیت و تطابق آن با مکانیزم و موقعیت تپ‌سلکتور،
۱۸) عملکرد کلید محدودکننده حرکت،
۱۹) قسمت مکانیکی به صورت یک‌پارچه و فاقد شکستگی بوده و تغییراتی نسبت به شکل اولیه خود نداشته باشد ،
۲۰) صحت عملکرد هندل دستی و سوئیچ اینترلاک آن،
۲۱) وضعیت فیزیکی تپ‌سلکتور،
۲۲) حرکت آزادانه و روغن‌کاری شفت بیرونی مکانیزم،
۲۳) میزان اثر قوس بر روی خوردگی کنتاکت‌های متحرک و ثابت،
۲٤) بررسی محفظه عایق برای نشانه‌های شکست خزشی (tracking) یا ترک‌خوردگی،
۲۵) وجود نشانه‌هایی از قوس (تخلیه خزشی) یا کربن بر روی کنتاکت‌های تپ‌سلکتور و کلید چنج‌اور،
۲٦) ترازبندی موقعیت کنتاکت‌های متحرک (که در وسط باشند) در همه تپ‌ها،
۲۷) اندازه‌گیری مقاومت گذرا.

در نهایت قسمت‌های کربنیزه شده بایستی تمیز شوند و قطعات تپ‌چجر با روغن تمیز ترانسفورماتور شسته شود. پس از نصب مجدد و پر کردن از روغن، بایستی یک بار عملکرد و جابه‌جایی تپ از بالا تا پایین به صورت دستی انجام شود.

ب) در زمانی که تپ‌چنجر از نوع راکتوری است و در محفظه مجزا قرار دارد و از کلیدهای خلاء استفاده می‌کند، یا تپ‌چنجر مقاومتی با کلیدهای خلاء که درون تانک ترانسفورماتور نصب شده است، بایستی لیست فوق‌الذکر هرجا که قابل اعمال است انجام گیرد. علاوه بر موارد قبل، چند مورد زیر نیز بایستی کنترل شود:

۱. پوشش کنتاکت کلید خلاء، خوردگی کنتاکت و همچنین، خلاء بودن کلید (اگر در مورد خلاء شک وجود داشته باشد بایستی آزمون ولتاژ بالای ac انجام شود [۷])
۲. عملکرد سیستم رصد وضعیت خلاء (در صورتی که موجود باشد)
۳. هماهنگی کلیدهای خلاء با مکانیزم سلکتور سوئیچ (کنترل ترتیب کلیدزنی)
٤. کوپلینگ مناسب تپ‌سلکتور و چک کردن موقعیت خنثی.

در این نوع OLTCها بایستی مقدار کربن بسیار اندک باشد. قدرت تحمل عایقی (ولتاژ شکست) و مقدار رطوبت روغن بایستی مورد آزمون قرار گیرد. در صورتی که OLTC به درستی کار می‌کند بایستی رنگ روغن کاملاً شفاف باشد. برای پر کردن روغن بایستی به توصیه سازنده مراجعه کرد چرا که بعضی از OLTCهای نوع خلاء بایستی تحت خلاء روغن زده شوند.

ت) در مورد بازبینی و نگهداری تپ‌چنجرهای مقاومتی (از نوع غیرخلاء) که درون ترانسفورماتور نصب شده‌اند، بایستی لیست اول (موارد ذیل مورد (الف)) هرجا که قابل اعمال است انجام گیرد. علاوه بر آن، دو مورد زیر نیز بایستی کنترل شود:

۱. بازبینی و تمیزکردن فیلتر روغن در لوله کنسرواتور (در صورت وجود)،
۲. کنترل کوپلینگ تپ‌سلکتور و کنترل موقعیت خنثی.

به طور کلی در صورتی که کنتاکت‌های تپ‌سلکتور یا کلید چنج‌اور هرگونه نشانه‌ای از قوس داشته باشند، علت قوس بایستی تشخیص داده شده و مرتفع شود. وجود قوس بر روی کنتاکت‌هایی که برای قوس طراحی نشده‌اند می‌تواند منجر به عیب بزرگ در ترانسفورماتور شود. در این مورد بهتر است سازنده OLTC آگاه شده و طرف مشورت قرار گیرد [۷].

۳-۳-۵-۳- آزمون‌ها پس از نصب مجدد تپ‌چنجر

پس از بررسی و نصب مجدد تپ‌چنجر، آزمون‌های زیر، که قسمتی از آن‌ها در بخش مربوط به ترانسفورماتور تشریح شده‌اند، انجام گرفته و لذا درستی عملکرد تپ‌چنجر نیز بررسی خواهد شد [۹]:

أ. آزمون پیوستگی تپ‌چنجر (برای OLTC در سیم‌پیچ با اتصال ستاره)،
ب. آزمون نسبت‌تبدیل در همه تپ‌ها،
ت. جریان بی‌باری در همه تپ‌ها،
ث. اندازه‌گیری tanδ سیم‌پیچ،
ج. مجموع مقاومت سیم‌پیچ و کنتاکت در همه تپ‌ها.

۳-۳-۶- آزمون‌های پیشرفته تپ‌چنجر

امروزه آزمون‌های پیشرفته‌تری نیز برای تپ‌چنجر پیشنهاد شده است که در صورت وجود دستگاه مربوط به آن می‌توان عیب‌یابی تپ‌چنجر را بهتر انجام داد. ممکن است تنها در حالتی که تپ‌چنجر دچار مشکل

است برای یافتن دقیق عیب از این روش‌های پیشرفته استفاده شود. دو مورد از این روش‌ها در اینجا به صورت مختصر توضیح داده می‌شود.

اولین مورد، اندازه‌گیری جریان موتور تپ‌چنجر در حوزه زمان است. فرآیند به این شکل است که در هنگام عملکرد موتور مکانیزم برای تغییر تپ، دامنه جریان در طول زمان ثبت می‌شود و سپس منحنی‌های مربوط به تپ‌های مختلف با یکدیگر مقایسه می‌شود. در صورتی که منحنی‌های مختلف با یکدیگر هم‌خوانی نداشته باشد می‌تواند نشانه وجود مشکل مکانیکی در مکانیزم باشد چراکه هر گونه گیر مکانیکی باعث می‌شود تا بار مکانیکی خروجی موتور بیشتر شده و جریان بیشتری بکشد [۲۰].

تحلیل پیشرفته بعدی که در مورد تپ‌چنجر انجام می‌شود، مربوط به اندازه‌گیری مقاومت دینامیکی تپ‌چنجر است [۵۹]. برای این کار یک روش معمول آن است که یک منبع ولتاژ دائم به ابتدا و انتهای سیم‌پیچ متصل شده و جریان از سیم‌پیچ عبور داده شود. مشابه با اندازه‌گیری مقاومت DC، فرآیند تغییر تپ انجام شده و دستگاه تغییرات جریان را در طول زمان ثبت خواهد کرد. در تغییرات جریان می‌توان ورود امپدانس گذرا و همچنین، تغییر تپ را به طور کامل ملاحظه کرد. با در اختیار داشتن منحنی‌های مربوط به تپ‌های مختلف و نیز منحنی‌های مربوط به همان تپ‌ها در گذشته تحلیل‌های ارزشمندی قابل انجام است. این تحلیل‌ها هم بر اساس دامنه جریان ثبت شده و هم بر اساس زمان تغییرات[۳۸] انجام می‌شود [۲۰]. عدم هماهنگی در زمان بروز تغییرات، برای مثال زمان ورود امپدانس گذرا به مدار، می‌تواند نشان‌گر مشکل مکانیکی باشد. سایر مشکلات مثل خوردگی کنتاکت، قوس زدن و لرزش (پرش) کنتاکت، مشکل امپدانس گذرا و کنتاکت‌های آن با بررسی دامنه جریان و تغییرات آن مشخص خواهد شد [۵۹].

۳ – ۳ – ۷ – کنترل‌های دوره‌ای تپ‌چنجر آفلاین DETC

آزمایش‌های محدودی برای تشخیص عملکرد درست DETC وجود دارد. به طور عمده در صورتی که مشکلی در DETC وجود داشته باشد خود را در گازهای محلول در روغن نشان می‌دهد به گونه‌ای که عیب نشان‌دهنده فلز داغ در روغن و بدون دخالت کاغذ خواهد بود. DETC معمولاً درون تانک ترانسفورماتور قرار دارد و لذا برای بازبینی آن بایستی روغن تانک ترانسفورماتور تخلیه شود.

مواردی که در مورد DETC بایستی کنترل شوند، به صورت زیر است [۲۰, ۹, ۷]:

أ. حرکت مکانیزم درایو،

[۳۸] Timing test

ب. آزادی حرکت شفت درایو،

ت. تراز بودن درست کنتاکت‌ها،

ث. فشار کنتاکت‌ها،

ج. کنترل سوئیچ‌ها و کنتاکت‌های نشان‌گر وضعیت DETC،

ح. بازبینی ظاهری و عدم یافتن مشکل ظاهری.

نحوه انجام برخی از این موارد که اهمیت بیشتری دارند در زیر توضیح داده می‌شود.

۳-۳-۷-۱- تراز بودن کنتاکت‌ها

موقعیت درست کنتاکت‌ها بایستی با آزمون نسبت‌تبدیل مشخص شود. این آزمون برای زمانی است که قرار است موقعیت درست تپ‌چنجر آفلاین بدون وارد شدن به تانک و بازبینی مشخص شود. این آزمون معمولاً اولین آزمونی است که بر روی تپ‌چنجر آفلاین انجام می‌شود. نباید فراموش کرد که تراز نبودن و درست قرار نگرفتن کنتاکت موجب افزایش درجه حرارت موضعی در محل کنتاکت و در حالت شدید موجب بروز عیب بزرگ در ترانسفورماتور می‌شود.

نحوه انجام آزمون به این صورت است که مدار نسبت‌تبدیل در سمت دارای DETC بسته شده و به ولت‌متر موجود در سمت دیگر (که DETC ندارد) توجه می‌شود. در صورتی که از پل استفاده می‌شود، می‌توان پل را صفر کرد. سپس، تپ‌چنجر توسط دسته به آرامی به یک سمت چرخانده می‌شود تا زمانی که کنتاکت جدا شده و ولتاژ بر روی ولت‌متر تغییر کند یا تعادل پل به هم بخورد. در همین موقعیت مکانیکی، علامتی بر روی صفحه سلکتور گذاشته می‌شود. سپس دسته تپ‌چنجر به موقعیت قبلی برگردانده شده و همین فرآیند در جهت مقابل تکرار می‌شود تا موقعیتی که ولتاژ از دست می‌رود بر روی صفحه سلکتور علامت‌گذاری شود. در مرحله آخر، دسته تپ‌چنجر به موقعیت اصلی خود برگردانده می‌شود. محل دسته بایستی تقریباً از دو علامت مشخص‌شده به یک فاصله باشد. هر گونه انحراف قابل توجه از موقعیت وسط می‌تواند نشانه عدم تراز بودن کنتاکت‌ها باشد که در این صورت ترانسفورماتور نیاز به تعمیر پیش از برق‌دار شدن دارد. فرآیند فوق بایستی برای همه تپ‌ها تکرار شود [۹].

۳-۳-۷-۲- فشار کنتاکت‌ها

برای اطمینان از صحت فشار کنتاکت‌ها از آزمون مقاومت DC در همه تپ‌ها استفاده می‌شود. فرآیند آزمون در فصل دوم بیان شده است. در صورتی که ترانسفورماتور دارای OLTC باشد، OLTC بایستی در

موقعیت خنثی قرار داده شود و مقدار مقاومت اندازه‌گیری‌شده در تپ‌های مختلف DETC با مقدار کارخانه‌ای مقایسه شود. هرگونه افزایش قابل‌توجه نسبت به مقدار کارخانه می‌تواند نشانه فشار نامناسب کنتاکت باشد [۹].

در مورد ترانسفورماتورهای تک‌فاز یا اتصال ستاره، هر فازی که افزایش مقاومت نسبت به مقدار کارخانه نشان می‌دهد، همان فاز مشکوک به کنتاکت نامناسب است. در اتصال مثلث، وجود کنتاکت نامناسب در یک فاز، اندازه‌گیری‌های سایر فازها را نیز تحت تاثیر قرار می‌دهد اما بیشترین تاثیر در فازی مشاهده می‌شود که سیم‌پیچ آن مستقیماً بین دو ترمینال مورد اندازه‌گیری قرار دارد. بنابراین، در حالت مثلث و از بین سه اندازه‌گیری، فازی که بیشترین تغییر مقاومت را نشان می‌دهد مشکوک به کنتاکت نامناسب است [۹].

پس از تشخیص وجود کنتاکت نامناسب، روغن ترانسفورماتور بایستی تخلیه شده و DETC از بقیه ترانسفورماتور به صورت الکتریکی ایزوله شود. سپس بایستی اندازه‌گیری مقاومت DC بر روی DETC ایزوله‌شده در همه تپ‌ها انجام شود تا وجود کنتاکت نامناسب تایید شود. پس از آن است که فرآیند تعمیر آغاز می‌گردد.

۳-۳-۷-۳- بازبینی داخلی

مشکل تراز بودن کنتاکت‌ها و وجود کنتاکت نامناسب بایستی با بازبینی ظاهری همراه باشد. این بازبینی بایستی به عنوان آخرین مرحله در فرآیند عیب‌یابی انجام شود چرا که احتیاج به خالی کردن روغن ترانسفورماتور دارد. همچنین، در حالتی که تپ‌چنجر را نتوان به راحتی از مدار خارج و مورد بازبینی قرار داد بایستی از وسایل دیگر مثل دوربین فیبر نوری استفاده کرد. بر روی تپ‌چنجر بایستی به دنبال نشانه‌های سوختگی یا تخلیه خزشی بود. چنین مشکلاتی، در صورت وجود، بایستی پیش از برق‌دار کردن مجدد ترانسفورماتور مرتفع شود.

پس از تعمیر تپ‌چنجر و یا تکمیل فرآیند بازبینی، بایستی حداقل آزمون‌های زیر بر روی ترانسفورماتور پیش از برق‌دار شدن انجام شود:

أ. آزمون نسبت تبدیل در همه تپ‌ها،

ب. جریان بی‌باری از سمت دارای DETC،

ت. $\tan\delta$ سیم‌پیچ.

فصل چهارم
تحلیل گازهای محلول در روغن (DGA)

۴ –تحلیل گازهای محلول در روغن (DGA)

۴ –۱– مقدمه

در این بخش در مورد آزمون تحلیل گازهای محلول در روغن DGA (Dissolved Gas Analysis) مطالبی ارائه شده است. خطاهای مختلف در ترانسفورماتور باعث تجزیه روغن یا کاغذ و تولید گاز می‌شوند که این گازها در روغن حل می‌شوند. بنابراین با نمونه‌برداری از روغن و اندازه‌گیری میزان گازهای محلول در آن می‌توان به وجود عیب در ترانسفورماتور و نوع آن تا حدود زیادی پی برد.

پیش از شروع لازم به ذکر است که عیب‌یابی ترانسفورماتور خصوصاً به کمک DGA یک تخصص محسوب می‌شود. بنابراین، علاوه بر روش‌های معمولی که در این نظام‌نامه به آن اشاره می‌شود، تجربه در عیب‌یابی نیز بسیار اهمیت دارد. لازم به ذکر است که روش‌های موجود برای تفسیر نتایج DGA همیشه به درستی پاسخ نمی‌دهد و مکرر اتفاق می‌افتد که نتایج تفسیر روش‌های مختلف با یکدیگر متفاوت باشد. در عمل نیز نمی‌توان تنها به یک روش تکیه کرد یا یک روش را بر سایر روش‌ها دارای اولویت دانست. این تجربه است که می‌تواند به تشخیص عیب واقعی از نتایج چندین روش مختلف منجر شود. از این رو اهمیت دارد در مورد نتایجی که از روش‌های تفسیر به دست می‌آید، پیش از اخذ تصمیم نهایی و اقدام، با متخصصین مجرب مشورت شود. بنابراین لازم است تاکید گردد که تجربه جزء لاینفک فرآیند عیب‌یابی است. این موضوع بایستی در حین عیب‌یابی ترانسفورماتور مدنظر باشد.

گازهای مختلف به میزان متفاوتی در روغن حل می‌شوند و حداکثر میزان حل‌شدن یک گاز در روغن را حد اشباع آن گویند. تبادل گاز بین روغن و هوا پیش از رسیدن به اشباع نیز انجام می‌شود اما مکانیسم آن کند است. به همین دلیل پیش از آن‌که گاز در رله بوخهلتس جمع شود، درون روغن قابل ردیابی است و انتظار برای عملکرد رله بوخهلتس و یا تحلیل گازهای موجود در رله بوخهلتس برای تشخیص خطاهای داخلی کند بوده و ممکن است به اندازه‌ای دیر شده باشد که ترانسفورماتور در معرض خطر جدی قرار بگیرد. این در حالی است که با تحلیل گازهای محلول در روغن یا DGA می‌توان به صورت زودهنگام به وجود عیب در ترانسفورماتور پی برد. از همین رو DGA بهترین روش تشخیص زودهنگام خطاهای داخل ترانسفورماتور به شمار می‌آید [۲۷]. همچنین، بایستی توجه کرد که برای گرفتن نمونه روغن و انجام DGA احتیاجی به خروج ترانسفورماتور از مدار نیست و این موضوع نیز یک مزیت روش DGA محسوب می‌شود.

در این فصل ابتدا گازهای مهم در فرآیند DGA معرفی شده و علل مختلف تولید گاز تشریح می‌شود. سپس به نحوه نمونه‌برداری روغن از ترانسفورماتور پرداخته و در نهایت در مورد روش‌های مختلف تحلیل نتایج بحث خواهد شد. نکته مهم آن است که عیب‌یابی بر اساس DGA به عوامل مختلفی از جمله سابقه ترانسفورماتور در بارگیری و عمر آن بستگی دارد و لذا در هنگام تحلیل بایستی به این موارد توجه شود. بنابراین بایستی توجه داشت که تفسیر نتایج DGA بیشتر یک هنر و تخصص محسوب می‌شود تا یک روش علمی صرف [۲۷]. در این فصل تلاش بر آن است که همه اطلاعات لازم جهت انجام یک عیب‌یابی مناسب ارائه گردد.

۴ –۲– مکانیسم تولید گاز در ترانسفورماتور

۴ –۲ –۱ – معرفی گازهای مهم در DGA

به دلیل فعل و انفعالات شیمیایی درون ترانسفورماتور که بین مواد مختلف موجود رخ می‌دهد، مثل روغن با کاغذ و همچنین، روغن با فلزات، ترکیبات شیمیایی متفاوتی ممکن است تولید شود. در این بین مهم‌ترین گازهایی که در آزمون DGA اهمیت دارند در جدول (٤–١) ارائه شده است.

جدول (٤–١): نام و فرمول شیمیایی گازهای مهم در DGA [٢٦]

نام	فرمول شیمیایی	نام	فرمول شیمیایی
نیتروژن	N_2	متان	CH_4
اکسیژن	O_2	اتان	C_2H_6
هیدروژن	H_2	اتیلن (اتن)	C_2H_4
مونواکسید کربن	CO	استیلن (اتین)	C_2H_2
دی‌اکسید کربن	CO_2		

از بین گازهای فوق، گازهای هیدروژن، مونواکسید کربن، متان، اتان، اتیلن و استیلن به عنوان گازهای قابل اشتعال (Combustible Gas) شناخته می‌شود و تولید این گازها در روغن خطرناک هستند به نحوی که غفلت از پیش‌گیری عوامل ایجادکننده آن‌ها می‌تواند پیامدهایی از جمله خرابی ترانسفورماتور و یا ایجاد پیری زودرس ترانسفورماتور را در بر داشته باشد. جمع مقدار گازهای قابل اشتعال یکی از پارامترهایی است که در تفسیر DGA بایستی به آن توجه شود. همچنین، در بین گازهای فوق اکسیژن و نیتروژن گازهای مربوط به خطا نیستند و به صورت عمده از جو وارد روغن می‌شوند که اطلاع از میزان آن‌ها می‌تواند موجب

تصمیم و اقدامات پیش‌گیرانه برای حفظ سلامت ترانسفورماتور گردد. به طور خاص، در ترانسفورماتورهای هرمتیک که تحت گاز نیتروژن با فشار بالاتر هستند، مقدار قابل توجهی نیتروژن وجود خواهد داشت.

لازم به ذکر است که قابلیت انحلال گازهای فوق در روغن متفاوت است و به عواملی مثل فشار و دما نیز بستگی دارد. به طور عمده روغن سرد بیشتر از روغن گرم در خود گاز حل می‌کند [۲۷]. به طور دقیق‌تر میزان انحلال گازهای دی‌اکسید کربن، استیلن، اتیلن و اتان با افزایش دما به صورت معکوس عمل می‌کند؛ با افزایش دما میزان انحلال این گازها کاهش می‌یابد. میزان انحلال متان تقریباً در یک بازه دمایی، ثابت باقی می‌ماند. این در حالی است که انحلال هیدروژن، نیتروژن، مونواکسید کربن و اکسیژن ابتدا با دما افزایش یافته و سپس کاهش می‌یابد [۲۰]. بنابراین تحلیل تغییر میزان انحلال گاز در روغن با تغییرات دما موضوع پیچیده‌ای است. میزان انحلال گازهای فوق در روغن در فشار 1 bar و دمای $25\ ^{0}C$ در جدول (٤-٢) ارائه شده است. زمانی که مقدار گاز به این میزان برسد گفته می‌شود که گاز به حد اشباع رسیده است.

جدول (٤-٢): حد انحلال گازهای مختلف در روغن در فشار 1 bar و دمای $25\ ^{0}C$ [۱۹]

گاز	میزان انحلال (درصد حجمی)	میزان انحلال (ppm)
H_2	%7	70000
N_2	%8/6	86000
CO	%9	90000
O_2	%16	160000
CH_4	%30	300000
CO_2	%120	1200000
C_2H_6	%280	2800000
C_2H_4	%280	2800000
C_2H_2	%400	4000000

۴-۲-۲- تولید گاز در اثر تجزیه روغن

روغن دارای زنجیره هیدروکربنی با پیوندهای C-C و C-H است که در اثر خطاهای حرارتی و الکتریکی و به طور عمده در اثر گرمای ناشی از این خطاها شکسته شده و ترکیبات رادیکال شیمیایی ایجاد می‌شوند. سپس با واکنش این ترکیبات شیمیایی گازهایی نظیر هیدروژن (H-H)، متان (CH_3-H)، اتان (CH_3-CH_3)، اتیلن (CH_2=CH_2) و یا استیلن (CH ≡ CH) تولید می‌شود.

نکته حائز اهمیت آن است که از لحاظ شیمیایی تشکیل پیوند سه‌گانه، انرژی بیشتری از پیوند دوگانه و تشکیل پیوند دوگانه انرژی بیشتری از پیوند یگانه احتیاج دارد و از این رو گازهای مختلف را می‌توان بر اساس میزان انرژی خطای داخل ترانسفورماتور تقسیم‌بندی کرد. در صورتی که انرژی آزادشده در اثر خطا کم باشد (به عنوان مثال نقطه داغ با دمای پایین) گاز اتان تشکیل می‌شود و در صورتی که انرژی بیشتری در اثر خطا آزاد شود گاز اتیلن تولید می‌شود و در حضور انرژی بالاتر که معمولاً مختص وجود آرک و تخلیه در روغن است گاز استیلن تولید می‌شود. از لحاظ دمایی، در دمای بالاتر از ^0C 500 مقدار اتیلن از اتان و متان بیشتر می‌شود و در دماهای حداقل ^0C 800 تا ^0C 1200 مقدار استیلن افزایش می‌یابد [۲۶]. اتیلن در دماهای پایین‌تر از ^0C 500 به مقدار کم‌تری به وجود می‌آید اما مقدار استیلن در دماهای پایین‌تر از ^0C 800 به شدت کاهش می‌یابد. از این رو است که با توجه به حضور گازهای مختلف و همچنین، نسبت آن‌ها می‌توان در مورد نوع عیب اظهار نظر کرد.

اکسیداسیون روغن می‌تواند مقدار کمی CO و CO_2 نیز تولید کند که در طول زمان می‌توانند در روغن ترانسفورماتور تجمیع شوند.

۴ – ۲ – ۳ – تجزیه عایق سلولزی

عایق‌های سلولزی نیز زنجیره‌های طولانی با پیوند مولکولی ضعیف C-O دارند. معمولاً در بالاتر از دمای ^0C 105 نرخ شکست زنجیره سلولز به نحو قابل توجهی افزایش می‌یابد که نتیجه آن تولید گازهای CO و CO_2 است. بایستی توجه داشت که نرخ تولید CO و CO_2 به خاطر تجزیه کاغذ با افزایش دما، افزایش میزان اکسیژن موجود در روغن و همچنین، افزایش رطوبت موجود در کاغذ افزایش می‌یابد. هم‌زمان با دو گاز فوق، تجزیه عایق سلولزی نیز مقداری گاز اکسیژن یا O_2 تولید می‌کند.

۴ – ۲ – ۴ – تمایل روغن به تولید گاز

تولید گازهای پراکنده (Stray Gassing) زمانی تعریف می‌شود که روغن در دمای کم‌تر از ^0C 200 تمایل به تولید گاز دارد. عمده‌ترین گازهایی که تولید می‌شوند عبارتند از H_2، CH_4 و C_2H_6. این گازها نشان‌گر خطا نیستند اما ممکن است نتایج تفسیر DGA را مخدوش کنند. جهت تعیین میزان تولید گازهای پراکنده روش آزمون استاندارد وجود دارد اما یکی از روش‌های مناسب، کنترل تولید گاز ترانسفورماتور در زمان‌های کوتاه بعد از روغن‌زدن و شروع به کار است. به این ترتیب در صورت افزایش قابل توجه هیدروژن و متان می‌توان این روغن را از نوع تولید کننده گاز پراکنده دانست که بایستی در تفسیرهای بعدی

به آن توجه کرد. لازم به ذکر است که پس از گذشت مدت زمانی مقدار گازهای پراکنده به یک مقدار تعادل در روغن خواهند رسید و مناسب است که این مقادیر نیز در تفسیرهای بعدی DGA مدنظر باشند [۱۹].

۴ –۲ –۵ – سایر منابع تولید گاز

در اثر پیری طبیعی روغن گازهای CO_2 و CO (خیلی کم) و همچنین، مقدار اندکی (trace) هیدروژن، اتان و متان تولید می‌شود.

منبع دیگر گاز، واکنش‌های شیمیایی دیگر درون ترانسفورماتور است. برای مثال از واکنش آب با فولاد و فولاد گالوانیزه H_2 تولید می‌شود. همچنین، در واکنش آب موجود در ترانسفورماتور با پوشش‌هایی که بر روی فلز بدنه داده شده است، مقداری H_2 ایجاد می‌شود. ضمناً ممکن است در نتیجه زنگ‌زدگی مقداری گاز تولید شود. رنگ داخل ترانسفورماتور نیز دارای اسیدهای چرب است و می‌تواند مقداری گاز ایجاد کند.

در اثر قرار گرفتن روغن در مقابل نور خورشید نیز اکسیژن مصرف شده و مقداری گاز تولید می‌شود. به همین دلیل است که نمونه روغن جهت آزمون DGA نبایستی در معرض نور خورشید قرار بگیرد.

نمونه‌هایی که در بالا ذکر شد نادر بوده اما اطلاع از آن‌ها مفید است. رشد H_2 بدون حضور هر یک از گازهای هیدروکربنی در آزمون DGA، می‌تواند نشان‌گر یکی از مشکلات فوق‌الذکر در ترانسفورماتور باشد.

به عنوان آخرین نکته، آسیب‌دیدگی بالشتک هوای کنسرواتور و یا دیافراگم بین روغن و هوا می‌تواند روغن را در معرض هوا قرار داده و باعث ورود گاز به روغن شود.

۴ –۳– تقسیم‌بندی خطاها

استرس‌های متفاوت الکتریکی و حرارتی می‌توانند منجر به تولید گاز شود و لذا می‌توان استرس‌های مذکور را که اهمیت ویژه دارند تقسیم‌بندی کرد که مطابق استاندارد موجود IEC 60599 به شرح ذیل می‌باشند:

أ- **تخلیه جزئی** (PD): از نوع پلاسمای سرد یا کرونا است که می‌تواند باعث تولید موم (X-wax) و انباشت آن بر روی عایق کاغذی شود.

ب- **تخلیه با انرژی کم** (D1): درون روغن یا کاغذ یا هر دو رخ می‌دهد و انواع مختلفی دارد، برای مثال سوراخ کردن کاغذ از طریق کربنیزه کردن (Puncture)، کربنیزه کردن سطح کاغذ (Tracking) یا حضور ذرات کربن در روغن.

ت- **تخلیه با انرژی زیاد** (D2): تخلیه‌ای که در کاغذ یا روغن یا هردو رخ می‌دهد و انرژی زیادی در محل تخلیه آزاد می‌شود به نحوی که تخریب قابل توجه کاغذ را در پی دارد، روغن را به شدت کربنیزه کرده و در برخی موارد ممکن است با عبور جریان قابل توجه منجر به خروج واحد از مدار شود.

ث- **خطای حرارتی با دمای پایین** (T1): خطای حرارتی با دمای کم‌تر از $300\ ^0C$ که باعث قهوه‌ای شدن کاغذ می‌شود.

ج- **خطای حرارتی با دمای متوسط** (T2): خطای حرارتی با دمای بالاتر از $300\ ^0C$ و کم‌تر از $700\ ^0C$ که باعث کربنیزه شدن کاغذ می‌شود.

ح- **خطای حرارتی با دمای بالا** (T3): خطای حرارتی با دمای بالاتر از $700\ ^0C$ که معمولاً با کربنیزه کردن شدید روغن همراه است. همچنین، در بالاتر از $800\ ^0C$ باعث تغییر رنگ فلز می‌شود و در دماهای بیشتر از $1000\ ^0C$ با جوش خوردن فلزات همراه است.

هدف از تفسیر DGA تصمیم در مورد وجود یا عدم وجود خطا و یافتن نوع آن بر اساس تقسیم‌بندی فوق‌الذکر می‌باشد. لازم به ذکر است که برخی مراجع تقسیم‌بندی خطاهای متفاوتی دارند اما مورد اشاره شده در بالا معمول‌ترین حالت است.

۴-۴-تفسیر نتایج آزمون DGA

۴-۴-۱- روش نسبت گازهای پایه (Basic Gas Ratio) مطابق IEC 60599

هر یک از ٦ نوع خطای معرفی‌شده ترکیبات متفاوتی از گازهای هیدروکربنی تولید می‌کنند. بنابراین بر اساس میزان گازهای مختلف می‌توان دسته‌بندی را انجام داد. روش معرفی‌شده در IEC 60599[۳۹] بر اساس نسبت‌های اصلی زیر است. لازم به ذکر است که این نسبت‌ها در روش Rogers نیز استفاده شده است. جدول (٤-۳) نحوه تصمیم‌گیری در مورد نوع خطا را بر اساس سه نسبت فوق تعیین می‌کند.

$$\frac{C_2H_4}{C_2H_6} \qquad \frac{CH_4}{H_2} \qquad \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

[۳۹] هم‌اکنون استانداردهای انگلستان (BS) و آلمان (VDE) از استاندارد IEC استفاده می‌کنند و لذا روش ذکر شده، روش استاندارد BS و VDE نیز هست.

جدول (٤-٣): جدول تفسیر نتایج DGA بر اساس نسبت گازهای پایه براساس IEC 60599 [٢٦]

نوع خطا	توضیح خطا	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	تخلیه جزئی (الف)	ناچیز (NS)	<۰/۱	<۰/۲
D1	تخلیه با انرژی کم	>۱	۰/۱- ۰/۵	> ۱
D2	تخلیه با انرژی زیاد	۰/٦- ۲/۵	۰/۱- ۱	>۲
T1	خطای حرارتی $t < 300\ ^0C$	ناچیز (NS)	>۱ (د)	<۱
T2	خطای حرارتی $300\ ^0C < t < 700\ ^0C$	< ۰/۱	>۱	۱- ٤
T3	خطای حرارتی $t > 700\ ^0C$	< ۰/۲ (ب)	>۱	>٤

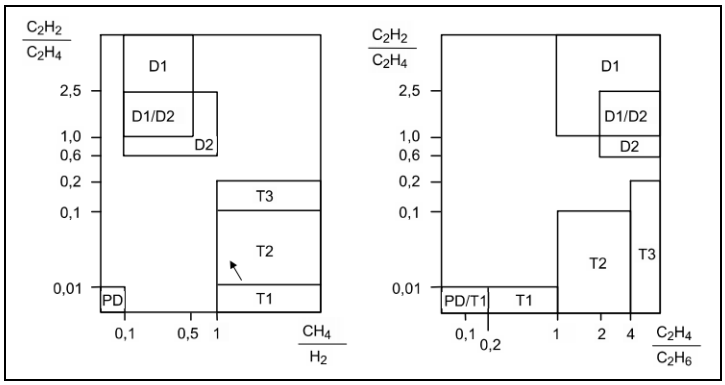
(الف) الگوهای گاز مشابه تخلیه جزئی در اثر تولید گازهای پراکنده نیز مشاهده شده است.

(ب) افزایش مقدار C_2H_2 و متعاقب آن افزایش نسبت C_2H_2/C_2H_4 به بیش از ۰/۲ در حالی که دو نسبت دیگر همچنان شرایط T3 را داشته باشند، می‌تواند نشانه نقطه داغ با دمای بیشتر از $1000\ ^0C$ باشد.

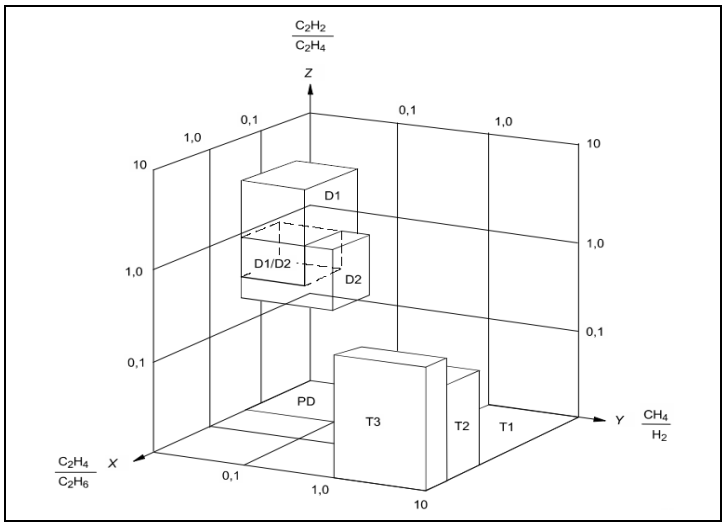
(ج) میزان ناچیز (NS) مطابق شکل گرافیکی ارائه‌شده در استاندارد به معنای آن است که مقدار نسبت بسیار کم یا غیرقابل توجه باشد. در ارائه گرافیکی مقادیر کم‌تر از ۰/۰۱ برای NS در نظر گرفته شده است.

(د) با توجه به برداشتی که از شکل‌های گرافیکی انجام شده ، عبارت (NS) که در استاندارد در این قسمت ذکر شده است حذف گردید.

نمایش گرافیکی نسبت‌های فوق به صورت دوبعدی و سه بعدی در شکل‌های (٤-١) و (٤-٢) ارائه شده است. ترسیم بر روی این نمودارها نیز می‌تواند با توجه به مکان قرارگیری نقطه مورد نظر در نمودارهای مذکور، در تفسیر نتایج موثر باشد. لازم به ذکر است که گرچه برای نمایش بهتر، مقادیر تا ۱۰ بر روی نمودار نشان داده شده است اما نمودار تا مقدارهای بزرگ‌تر نیز ادامه می‌یابد.



شکل (٤-١): نمایش گرافیکی دوبعدی نسبت گازهای پایه. پیکان نشان‌دهنده افزایش دما است [٢٦]



شکل (٤-٢): نمایش گرافیکی سه‌بعدی نسبت گازهای پایه [٢٦]

نکات زیر در ارتباط با تفسیر DGA بر اساس نسبت گازهای پایه بایستی مد نظر باشد:

أ- اگر نسبت گازها خارج از جدول (٤-٣) باشد و یا کاملاً در هیچ یک از دسته‌بندی‌ها نباشد می‌تواند به عنوان مجموعه‌ای از خطاها و یا خطای جدید با مقدار گاز زمینه زیاد در نظر گرفته شود. در چنین حالتی استفاده از نمایش گرافیکی داده شده در بالا کمک می‌کند تا بتوان تصمیم گرفت که وضعیت به کدام یک از خطاهای فوق نزدیک‌تر است. همچنین، به عنوان یک توصیه می‌توان در این حالت از نسبت مقدار رشد گازها برای تشخیص خطا استفاده کرد. به بیان دیگر، تفاضل مقدار گاز نسبت به اندازه‌گیری قبلی محاسبه شده و نسبت‌های IEC برای مقادیر تفاضل به کار گرفته شود.

ب-به عنوان یک تخمین تقریبی و سریع می‌توان از مشخصات جدول (٤-٤) استفاده کرد. این جدول یک تخمین اولیه از نوع خطا با تقسیم بندی بین تخلیه جزئی (PD)، تخلیه (D) و خطای حرارتی (T) است.

جدول (٤-٤): جدول تفسیر نتایج DGA بر اساس نسبت گازهای پایه [٢٦]

نوع خطا	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD		< ۰/۲	
D	> ۰/۲		
T	< ۰/۲		

ت- بین دو خطای D1 و D2 هم‌پوشانی نیز وجود دارد.

ث- مقادیر ppm 0 در گزارش DGA یا کوچک‌تر از مقداری که قابل اندازه‌گیری باشد (S) بایستی با عبارت "کم‌تر از مقدار قابل اندازه‌گیری (S)" جایگزین شود و از محاسبه نسبت تبدیلی که این گاز در آن دخیل است خودداری شود. (در غیر این صورت منجر به مقادیر نسبتاً بزرگی می‌شود که تفسیر DGA بر اساس آن قابل اعتماد نیست.) در مورد کوچک‌ترین مقدار قابل اندازه‌گیری دستگاه در آیتم (٤-٤-١١) توضیحات کامل ارائه شده است.

ج- در صورتی که دو اندازه‌گیری DGA پشت سر هم در مدت زمان کوتاهی انجام شده باشد (چند روز تا چند هفته)، مقادیر متناقض بایستی حذف شوند (برای مثال کاهش قابل توجه یک گاز) چرا که می‌تواند نشانه مشکل نمونه‌برداری یا اندازه‌گیری باشد.

ح- مقادیر نسبت گازهای پایه تنها در صورتی بایستی محاسبه و تفسیر شود که حداقل یکی از گازها در وضعیتی باشد که مقدار مطلق آن و مقدار افزایش آن بزرگ‌تر از مقادیر معمول باشد. بنابراین اگر همه گازها کم‌تر از مقدار معمول بودند محاسبه نسبت‌ها و تفسیر DGA ضروری نیست. توصیه می‌شود که حتی اگر میزان گازها کم‌تر از مقدار معمول باشد اما یک گاز افزایش قابل ملاحظه نشان می‌دهد نسبت‌ها محاسبه و ارزیابی شود. اگر مقدار گازها به حدی کم باشد که اندازه‌گیری از دقت کافی برخوردار نباشد محاسبه نسبت‌ها و تفسیر نتایج، پاسخ با ارزشی به دست نمی‌دهد.

خ- اگر در حالت وجود خطا، مقدار نسبت‌ها با اندازه‌گیری قبلی متفاوت باشند ممکن است خطای جدیدی به ترانسفورماتور اضافه شده باشد. در این حالت توصیه می‌شود مقدار گازهای جدید را از اندازه‌گیری قبلی کم کرده و سپس مجدداً نسبت‌ها محاسبه شود. این موضوع خصوصاً در مورد گازهای CO_2 و CO که ارزیابی آن در ادامه گزارش بیان خواهد شد صادق است.

د- برای مقایسه نتایج DGA روغن، بایستی نمونه روغن‌هایی که از یک محل گرفته شده‌اند با یکدیگر مقایسه شوند. همچنین، بایستی دقت شود که نمونه روغن، از روغن روان یا به اصطلاح روغن زنده گرفته شود. در مورد نمونه‌گیری روغن در قسمت مربوطه به تفصیل بیان شده است.

ذ- در هنگام تفسیر DGA بایستی مواردی که باعث تغییر مقدار گاز می‌شود مد نظر باشد. برای مثال تصفیه فیزیکی روغن و گرفتن گاز آن (Degassing) باعث می‌شود که مقادیر گاز در روغن بسیار کم شود.

ر- بایستی توجه داشت که در ترانسفورماتورهای دارای کنسرواتور، خروج گاز به خاطر سیکل‌های افزایش و کاهش دما و انبساط و انقباض روغن با نرخ اندکی صورت می‌گیرد. بنابراین ممکن است میزان گاز اندازه‌گیری‌شده از اندازه‌گیری پیشین که در فاصله طولانی انجام شده ، کم‌تر باشد.

۴ -۴ -۲ - مقادیر معمول گازها و نرخ افزایش آن‌ها مطابق IEC60599

در تحقیقی که توسط CIGRE انجام گردیده و توسط IEC نیز پذیرفته شده است تعداد ۲۰۰۰۰ ترانسفورماتور از ۲۵ کشور مورد بررسی قرار گرفتند و میزان گازهای آن‌ها ثبت شد. سپس یک سطح ۹۰٪ انتخاب شد که به عنوان مقادیر معمول شناخته می‌شود. سطح ۹۰٪ به این معنا است که ۹۰٪ ترانسفورماتورهای مطالعه شده سطح گازی کم‌تر از مقدار بیان شده دارند و فقط ۱۰٪ ترانسفورماتورها مقدار گاز بالاتر دارند. با توجه به اینکه اکثریت ترانسفورماتورها در حالت معمول کاری خود هستند، مقدار گازهای مربوط به ۹۰٪ به عنوان مقدار معمول در نظر گرفته شده‌اند. در صورتی که مقدار گازهای یک ترانسفورماتور کم‌تر از مقدار معمول باشد، احتیاجی به محاسبه نسبت‌ها نبوده و ترانسفورماتور فاقد خطا است. لازم به ذکر است که این به معنای آن نبوده که حتماً هیچ خطایی در ترانسفورماتور وجود ندارد چرا که DGA قادر به تشخیص خطا در همه حالت‌ها نیست. علت آن است که بعضی خطاها منجر به تولید گاز نمی‌شوند و لذا با DGA قابل تشخیص نیستند. همچنین، خطایی ممکن است محلی و کوچک باشد و مقدار گاز تولید شده با حل شدن در حجم قابل توجه روغن، مقدار اندکی باشد. در این حالت، مقدار گاز کم‌تر از حد ۹۰٪ است اما خطا در ترانسفورماتور وجود دارد.

مقادیر معمول ارائه شده در IEC60599 در جدول (٤-٥) ارائه شده‌اند [٢٦]. باید توجه داشت که این مقادیر مربوط به ترانسفورماتورهایی است که مخزن روغن تپ‌چنجر آن از روغن تانک ترانسفورماتور مجزا است. همچنین، لازم به ذکر است که این مقادیر متناسب با حجم روغن هستند و لذا برای ترانسفورماتورهای توزیع متفاوت خواهند بود. به دلیل بستگی مقادیر مطلق به نوع روغن و حجم آن، نرخ رشد گاز اهمیت بیشتری نسبت به مقادیر مطلق گاز دارد. در مشورت با صاحب‌نظران بین‌المللی نیز این نکته تصریح شد که نرخ رشد گاز اهمیت بیشتری نسبت به مقادیر مطلق گاز دارد.

مقادیر معمول رشد سالیانه گازها نیز بر اساس ۹۰٪ انجام شده و در جدول (٤-٦) ارائه شده است. در مورد نرخ رشد گازها بایستی توجه داشت که این اعداد مربوط به ترانسفورماتورهای قدرت با حجم روغن بیش از ۵۰۰۰ لیتر بوده و برای ترانسفورماتورهای کوچک‌تر، این مقادیر کم‌تر هستند. همچنین، مقدار رشد گاز در سال‌های اولیه و سال‌های نهایی سرویس ترانسفورماتور بالاتر از مقادیر متوسط داده شده در

جدول (٤-٦) است. مقادیر داده شده در این جدول برای ترانسفورماتورهایی می‌باشند که مخزن روغن OLTC آن‌ها از تانک ترانسفورماتور مجزا است.

جدول(٤-٥): بازه ۹۰٪ مقدار معمول گازها در ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب µl/l یا ppm مطابق IEC60599 [٢٦]

نوع گاز	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
مقدار معمول	٢-٢٠	٥٠ -١٥٠	٣٠-١٣٠	٦٠-٢٨٠	٢٠-٩٠	٤٠٠-٦٠٠	٣٨٠٠-١٤٠٠٠

جدول (٤-٦): بازه ۹۰٪ مقدار معمول رشد سالیانه گازها در ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب µl/l/year یا ppm در سال مطابق IEC60599 [٢٦]

نوع گاز	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
مقدار معمول رشد	٠-٤	٣٥-١٣٢	١٠-١٢٠	٣٢-١٤٦	٥-٩٠	٢٦٠-١٠٦٠	١٧٠٠-١٠٠٠٠

بایستی هنگام تحلیل نتایج به این نکته توجه شود که مقادیر فوق از تعداد زیادی ترانسفورماتور استخراج شده اما این ترانسفورماتورها با ترانسفورماتورهای موجود در کشور تا حدودی متفاوت هستند. بنابراین حدود معمول داده شده به طور کامل در مورد ترانسفورماتورهای شبکه ایران صادق نیستند و بایستی با احتیاط استفاده شوند.

۴-۴-۳- نسبت‌های کمکی در IEC 60599

۴-۴-۳-۱- نسبت CO_2/CO

میزان تولید CO و CO_2 از عایق کاغذی با بالا رفتن دما افزایش سریعی دارد. مقدار بالای CO (به عنوان مثال بیشتر از 1000 ppm) و نسبت CO_2/CO کم‌تر از ۳ می‌تواند نشانه درگیر شدن کاغذ در خطا باشد که با احتمال کربنیزه شدن در حضور سایر گازهای خطا همراه است.

در ترانسفورماتورهایی که با هوا ارتباط ندارند یا تنفس آن‌ها بسیار کم است، CO می‌تواند در روغن انباشته شود و مقدار CO_2/CO از ۳ کم‌تر شود بدون اینکه خطای خاصی وجود داشته باشد. حالت فوق به شرط آن است که سایر گازهای خطا مثل هیدروژن و هیدروکربن‌ها تولید نشده باشند. همچنین، بایستی

توجه داشت که تولید مقادیر بالایی از CO می‌تواند در حالتی که فقط خطای تخلیه با انرژی بالا (D2) در روغن وجود دارد، ایجاد شود.

مقادیر بالای CO_2 (>10000 ppm) و مقدار بالای نسبت CO_2/CO (>10) می‌تواند نشانه افزایش حرارت نه چندان شدید کاغذ (<160 ^0C) یا اکسیداسیون روغن باشد [۲۶]. بایستی توجه داشت که میزان تجمیع CO_2 در روغن نسبت به CO به دلیل قابلیت انحلال بالاتر آن بیشتر است و در نتیجه در ترانسفورماتورهایی که سال‌های طولانی در سرویس بوده‌اند مقدار CO_2/CO به دلیل پیری پیوسته کاغذ می‌تواند به مقادیر بالایی برسد.

لازم به ذکر است که خطاهای نقطه‌ای بر روی کاغذ توسط CO_2 و CO قابل شناسایی نیست. همچنین، دخالت یا عدم دخالت کاغذ در خطا نبایستی فقط بر پایه CO_2 و CO تصمیم گرفته شود بلکه بایستی با تولید سایر گازها و یا سایر آزمون‌های روغن مورد صحت‌سنجی قرار گیرد.

برای رسیدن به نسبت دقیق‌تر CO_2/CO ابتدا بایستی اصلاحات لازم بر روی مقدار گاز انجام شود. لذا ضروری است که در مرحله اول مقدار گازهای پس‌زمینه (که پیش‌تر موجود بوده‌اند) از مقدار اندازه‌گیری فعلی حذف شوند. به این ترتیب بعد از به دست آمدن مقدار افزوده شده CO_2 و CO محاسبه نسبت گازها دقت بالاتری دارد. دوم، در صورتی که روغن ترانسفورماتور با هوا در تماس باشد، بایستی با توجه به میزان حضور گازهای جوی در روغن مقدار CO_2 وارد شده از جو از آن کسر شود.

همیشه توصیه می‌شود که در صورتی که حضور کاغذ در خطا مشکوک باشد، بهتر است سایر تحلیل‌ها مثل ترکیبات فوران و یا درجه پلیمریزاسیون کاغذ (در صورت امکان) انجام شود.

۴-۴-۳-۲- نسبت O_2/N_2

گازهای O_2 و N_2 در اثر تماس روغن با هوا در قسمت کنسرواتور و یا به دلیل وجود نشتی به روغن وارد می‌شوند. در حالت تعادل با هوای جو مقدار O_2 و N_2 در روغن برابر 32000 ppm و 64000 ppm موجود است و بنابراین مقدار نسبت O_2/N_2 حدود ۰/۵ است. در صورتی که مقدار این نسبت از ۰/۳ کمتر باشد می‌تواند نشانه مصرف بالاتر اکسیژن در روغن باشد که این اکسیژن در واکنش‌هایی مثل اکسیداسیون روغن یا پیری کاغذ مصرف شده است. بایستی توجه کرد که اعداد فوق مربوط به ترانسفورماتورهای معمولی است. در ترانسفورماتورهای هرمتیک که از گاز N_2 با فشار بالا استفاده می‌شود، ممکن است مقادیر N_2 خیلی زیاد باشد.

۴-۴-۳-۳- نسبت C_2H_2/H_2

با توجه به اینکه عملکرد تپ‌چنجر (به غیر از نوع خلاء) با تخلیه الکتریکی در روغن همراه است، عملکرد عادی تپ‌چنجر باعث وجود گازهایی می‌شود که نشان دهنده خطای تخلیه با انرژی کم (D1) در ترانسفورماتور هستند. در صورتی که مقدار نسبت C_2H_2/H_2 در تانک اصلی بالاتر از ۲ یا ۳ باشد می‌تواند نشان‌دهنده آلودگی ناشی از تپ‌چنجر باشد. برای مثال زمانی که روغن تپ‌چنجر به نحوی به روغن تانک اصلی راه یافته است. با انجام DGA در تانک اصلی، کنسرواتور و در OLTC می‌توان به صحت موضوع فوق پی برد. در این حالت، تفسیر نتایج DGA قابل اعتماد نیست.

۴-۴-۴- نحوه اعمال نسبت‌ها به گازهای موجود در رله بوخهلتس

زمانی که خطا در ترانسفورماتور ایجاد می‌شود، دو حالت را می‌توان در نظر گرفت. در مورد اول، گازها به آرامی تولید شده و بنابراین غالب گازها در روغن حل می‌شوند. مورد دوم زمانی است که تولید گاز به اندازه‌ای سریع است که منجر به تولید حباب گاز می‌شود. در این حالت گاز کاملاً در روغن حل نمی‌شود و مازاد آن در رله بوخهلتس جمع می‌شود. در مورد اول که گاز به آرامی تولید می‌شود تحلیل گازهای محلول در روغن اهمیت دارد و تحلیل گازهای رله بوخهلتس اطلاعات چندانی در اختیار نمی‌گذارد. تحلیل گازهای محلول در روغن برای تشخیص پیشرفت خطا بسیار اهمیت دارد. در حالت تولید سریع گاز نیز دو مورد قابل تصور است. اولین مورد وقتی است که مدت زمان قابل توجهی از تولید و تجمع گاز در رله بوخهلتس نگذشته است. در این حالت، مقدار گازهای موجود در رله با مقدار گاز موجود در روغن از حالت تعادل فاصله دارد. دومین مورد وقتی است که مدت زمانی از تجمع گاز در رله گذشته باشد. در این حالت گازها به آرامی شروع به حل شدن در روغن کرده و به یک حالت تعادل می‌رسند. در حالت تعادل می‌توان گازهای موجود در رله را نمونه‌برداری و سپس با روش DGA تحلیل کرد پیش از آن لازم است مقدار گازهای آزاد به گازهای موجود در روغن تبدیل شوند. در این صورت می‌توان از نسبت گازهای معرفی شده استفاده کرد.

وضعیت فوق یک نتیجه مهم دارد. در صورتی که رله بوخهلتس ترانسفورماتور به دلیل خطایی آلارم یا تریپ دهد، ممکن است در مدت زمان کمی پس از خطا هنوز توزیع گاز در روغن یکنواخت نشده باشد. در این حالت با گرفتن نمونه از روغن و تحلیل DGA ممکن است نشانه قابل توجهی از گازهای خطا یافت نشود. به همین دلیل بایستی مدت زمانی صبر کرد تا توزیع گاز در روغن یکنواخت شده و سپس نمونه روغن گرفته شود. این زمان برای ترانسفورماتورهای دارای پمپ روغن در حالتی که پمپ روشن باشد حدود ۲ ساعت و برای ترانسفورماتورهای بدون پمپ روغن با گردش طبیعی حدود ۲٤ ساعت است.

بنابراین، در ترانسفورماتور بدون پمپ، اولین نمونه روغن بایستی ۲٤ ساعت پس از تریپ گرفته شود. این در صورتی است که الگوریتم توضیح داده شده در ادامه این قسمت مورد نظر نباشد. پس از برقراری تعادل توضیح داده شده در پاراگراف دوم این بخش، می‌توان برای تبدیل میزان گازهای آزاد رله بوخهلتس به گازهای حل‌شده در روغنی که در رله بوخهلتس و در مجاورت همان گاز قرار دارد و از ضریب k استفاده کرد که توسط استوالد[٤٠] پیشنهاد شده است:

$$k = \frac{\text{غلظت گازها در فاز مایع}}{\text{غلظت گازها در فاز گاز}} \qquad (۱-٤)$$

در عبارت فوق‌الذکر غلظت بر اساس ul/l یا ppm بیان می‌شود. مقدار k برای گازهای مختلف در دمای $25\ ^0C$ در جدول (٤-۷) ارائه شده است. بایستی توجه کرد که میزان انحلال گازها در روغن نیز به دما بستگی دارد و با کاهش و افزایش دما ممکن است گازها از روغن خارج یا به آن وارد شوند.

جدول (٤-۷): ضرایب انحلال استوالد برای گازهای مختلف
در روغن معدنی مطابق IEC60599 [۲٦, ۲۹]

نوع گاز	k در دمای $25\ ^0C$
N_2	۰/۰۹۱
O_2	۰/۱۷۲
H_2	۰/۰۵٦
CO	۰/۱۳۲
CO_2	۱/۰۹
CH_4	۰/٤۲۹
C_2H_6	۲/۸۲
C_2H_4	۱/۸٤
C_2H_2	۱/۲٤

[٤٠] Ostwald

در صورتی که گازها به سرعت تولید شده و هنوز به حالت تعادل نرسیده باشند، مقدار گاز واقعی محلول در روغن با مقدار تبدیل شده از روی گازهای آزاد با ضرایب استوالد متفاوت خواهد بود. از این موضوع می‌توان برای تشخیص کند یا سریع بودن تولید گاز در خطا به روش زیر استفاده کرد:

أ- پس از تجمیع گاز در رله بوخهلتس و آلارم آن، در حداقل زمان ممکن بایستی گازهای آزاد درون رله را نمونه‌برداری کنید.

ب-گازهای نمونه‌برداری شده را بایستی در حداقل زمان ممکن تحلیل کنید (نوع و میزان گازها را مشخص کنید).

ت-مقدار گازهای آزاد را با استفاده از ضرایب استوالد به مقادیر حل شده در روغن تبدیل کنید.

ث-مقدار گازهای تبدیل شده را با مقدار گازهای حل‌شده در روغن تانک اصلی (DGA روغن تانک) مقایسه کنید.

ج- در صورتی که مقادیر تبدیل شده از گاز آزاد در حدود مقادیر DGA واقعی روغن باشند، نشان‌گر آن است که تعادل حاصل شده، بنابراین گاز به کندی تولید شده است.

ح- در صورتی که مقادیر تبدیل شده از گاز آزاد با مقادیر گاز در DGA واقعی روغن تفاوت قابل توجه داشته باشند، نشانه آن است که گاز به سرعت تولید شده و فرصت تعادل نبوده است. این حالت می‌تواند خطرناک بوده و بایستی در اسرع وقت در مورد ترانسفورماتور اقدام شده و در صورت خروج آن از مدار، پیش از وصل مجدد آزمون‌های اطمینان‌بخش انجام و با مراجع ذی‌صلاح مشورت شود.

۴-۴-۵- روش مثلث دوال[۴۱]

۴-۴-۵-۱- نحوه پیاده‌سازی مثلث دوال

در استفاده از روش نسبت گازهای پایه این امکان وجود دارد که داده‌های DGA در هیچ یک از گروه‌های معرفی شده موجود نباشد. به همین دلیل روش دیگری به صورت موازی توسط IEC60599 ارائه شده که به مثلث دوال معروف است. این روش که در آن، هر داده DGA حتماً به یک نوع خطا منجر می‌شود توسط سایر دستورالعمل‌های معتبر نیز توصیه شده است [۲۸].

[۴۱] Duval triangle

روش استفاده از مثلث دوال به صورت زیر است:

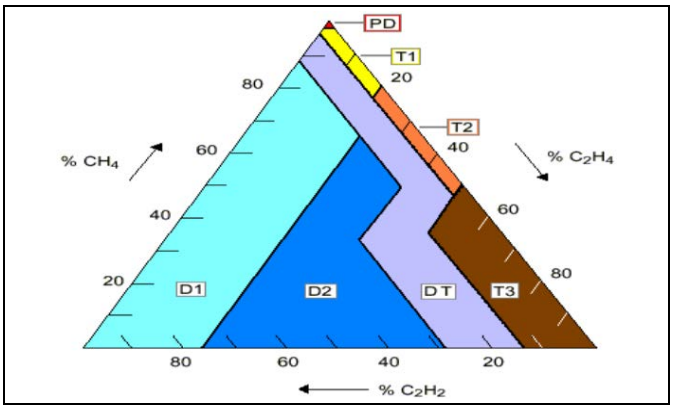
أ- ابتدا کنترل کنید که گازها و یا نرخ رشد آن‌ها بیشتر از مقدارهای معمول داده شده است. در صورتی که همه مقادیر کم‌تر باشند، ترانسفورماتور فاقد عیب بوده و نیازی به تشکیل مثلث دوال نیست. مقادیر معمول گازها و نرخ رشد آن‌ها جهت مقایسه در جداول (٤-٥) و (٤-٦) ارائه شده‌اند.

ب-در صورتی که مقدار گازها یا نرخ رشد آن‌ها بزرگ‌تر از مقدار معمول باشد، ابتدا بایستی درصد استیلن ($\%C_2H_2$)، درصد اتیلن ($\%C_2H_4$) و درصد متان ($\%CH_4$) از روی مقادیر این سه گاز محاسبه شود. محاسبه درصدها به صورت فرمول‌های زیر است:

$$\%C_2H_2 = \frac{100 \times x}{x+y+z}$$
$$\%C_2H_4 = \frac{100 \times y}{x+y+z} \qquad (٤-٢)$$
$$\%CH_4 = \frac{100 \times z}{x+y+z}$$

که در آن x مقدار C_2H_2 ، y مقدار C_2H_4 و z مقدار CH_4 به ppm هستند.

ت-مقادیر درصدهای محاسبه شده بایستی بر روی نمودار مثلثی شکل (٤-٣) ترسیم شود تا نقطه تقاطع سه بعد مشخص شود. این نقطه در هر ناحیه‌ای که قرار داشته باشد همان خطا در ترانسفورماتور وجود دارد. نوع خطا درون ناحیه‌های شکل (٤-٣) نوشته شده است. ضمناً حالت DT نیز اضافه شده که به معنای ترکیب خطای الکتریکی و حرارتی است. حدود مثلث دوال برای دقت بالاتر در جدول (٤-٨) ارائه شده است [٢٦].



شکل (٤-٣): نمایش گرافیکی مثلث دوال [٢٦]

جدول (٤-٨): حدود نواحی مختلف در مثلث دوال [٢٦]

			98% CH_4	PD
		13% C_2H_2	23% C_2H_4	D1
29% C_2H_2	40% C_2H_4	13% C_2H_2	23% C_2H_4	D2
		20% C_2H_4	4% C_2H_2	T1
	50% C_2H_4	20% C_2H_4	4% C_2H_2	T2
		50% C_2H_4	15% C_2H_2	T3

۴-۴-۵-۲- ارزیابی بر اساس مثلث دوال

مثالی از نحوه ترسیم و یافتن نقطه در مثلث دوال و همچنین، ارزیابی آن در زیر ارائه شده است. اندازه‌گیری DGA بر روی یک ترانسفورماتور خاص در دو مرحله انجام شده و نتایج اندازه‌گیری‌های در جدول (٤-٩) نشان داده شده است. ارائه CO و CO_2 برای ارزیابی دخیل یا عدم دخیل بودن کاغذ در خطا انجام شده است.

جدول (٤-٩): اندازه‌گیری DGA برای یک ترانسفورماتور [٢٨]

	DGA # 1	DGA # 2	مقدار افزایش	DGA # 1	DGA # 2	مقدار افزایش
CH_4	١٤٢	١٩٢	٥٠	CO = 176	١٩٩	٢٣
C_2H_4	٨٤	١٧٠	٨٦	CO_2 = 1009	٢٣٢٦	١٣١٧
C_2H_2	٤	٧	٣			
مجموع	٢٣٠	٣٦٩	١٣٩			

مراحل مورد نیاز جهت یافتن مقدار مطلق DGA در مثلث دوال (DGA #2):

أ- ابتدا مجموع گازها در نقطه دوم را محاسبه کنید: (٣٦٩)

ب- هر گاز را به مجموع تقسیم کرده تا درصد هر گاز مشخص شود:

$$\%CH_4 = \frac{192}{369} = 52\%,\ \%C_2H_4 = \frac{170}{369} = 46\%,\ \%C_2H_2 = \frac{7}{369} = 2\%$$

ت- سه خط بر روی مثلث دوال در محل درصدهای به دست آمده ترسیم کنید. خطوط در هر جهت بایستی به موازات هاشوری که در حاشیه مثلث وجود دارد ترسیم شود. محل تقاطع سه خط، نقطه ارزیابی را نشان می‌دهد.

ث- نقطه تقاطع بر روی شکل (٤-٤) با نام point1 نشان داده شده است. همان‌طور که دیده می‌شود نقطه در محدوده T2 می‌افتد که معنی آن خطای حرارتی بین 300 ^{0}C تا 700 ^{0}C است.

مراحل لازم جهت یافتن افزایش مقدار DGA در مثلث دوال:

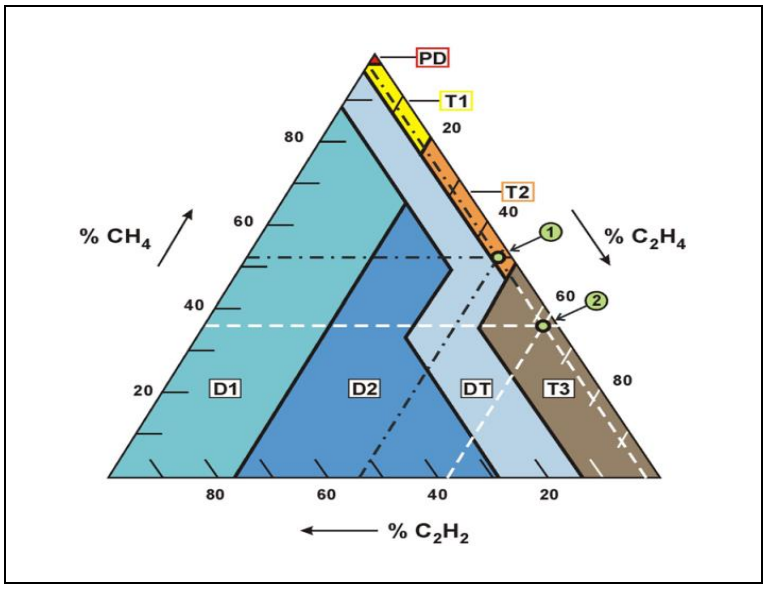
أ- ابتدا مجموع افزایش گاز از مرحله ۱ به ۲ را حساب کنید: (۱۳۹)

ب-مقدار افزایش هر گاز را بر مجموع افزایش گازها تقسیم کرده تا درصد افزایش هر گاز مشخص شود.

$$\%CH_4(increase)=\frac{50}{139}=36\%,\ \%C_2H_4(increase)=\frac{86}{139}=62\%,\qquad (٣-٤)$$
$$\%C_2H_2(increase)=\frac{3}{139}=2\%$$

ت-سه خط بر روی مثلث دوال در محل درصدهای به دست آمده ترسیم کنید. خطوط در هر جهت بایستی به موازات هاشوری که در حاشیه مثلث وجود دارد ترسیم شود. محل تقاطع سه خط، نقطه ارزیابی را نشان می‌دهد. دقت کنید که مشابه حالت قبل مقدار درصد C_2H_2 همان ۲٪ است و دو خط ترسیم شده در شکل (٤-٤) یکی هستند.

ث-نقطه تقاطع (point 2) در ناحیه T3 افتاده که مفهوم آن خطای حرارتی بالای 700 ^{0}C است.



شکل (٤-٤): یک مثال از تحلیل با استفاده از مثلث دوال [۲۸]

در ارزیابی انجام شده نکات زیر حائز اهمیت هستند:

أ- نقطه دوم (point 2) که از میزان رشد گاز به دست آمده است وضعیت حادتری را نشان می‌دهد. بهتر است همیشه ارزیابی هم براساس مقدار مطلق گاز و هم بر اساس رشد آن انجام شود. در بسیاری مواقع این دو ارزیابی یک خطا را نشان می‌دهند.

ب- CO و CO_2 برای ارزیابی حضور کاغذ در خطا ارائه شده‌اند. نسبت مقدار مطلق آن‌ها برابر $CO_2/CO = 2326/166 = 11.7$ و نسبت مقدار رشد این دو گاز برابر $CO_2/CO = 1317/23 = 57$ است. هیچ یک از این دو نسبت به حدی پایین نیست که نشان دهنده درگیر شدن کاغذ در خطا باشد. ضمن اینکه مقدار بالای CO_2 می‌تواند نشان‌دهنده نشتی از هوا باشد.

بر اساس ارزیابی انجام شده، نوع خطا و عدم دخالت کاغذ در خطا، مشکل مذکور می‌تواند ناشی از اتصال نامطلوب زیر بوشینگ، یک نقطه تماس نامطلوب در تپ‌چنجر یا زمین‌شدن هسته باشد.

۴-۴-۶- روش نسبت‌های راجرز[۴۲]

روش نسبت‌های راجرز در استاندارد IEEEC57.104 مطرح شده است. نسخه ابتدایی این روش که توسط آقای راجرز پیشنهاد شده است از چهار نسبت $\frac{C2H2}{C2H4}$ ، $\frac{CH4}{H2}$ ، $\frac{C2H6}{CH4}$ و $\frac{C2H4}{C2H6}$ استفاده می‌کند [۱۹] اما در نسخه جدید IEEEC57.104 نسبت $\frac{C2H6}{CH4}$ حذف شده و سه نسبت باقی‌مانده همان نسبت‌هایی هستند که توسط IEC به عنوان نسبت گازهای پایه معرفی شده است. بنابراین، عملاً استاندارد IEC نیز از روش راجرز برای تشخیص خطا استفاده می‌کند.

جداول داده شده در استاندارد IEEE با آنچه در استاندارد IEC توضیح داده شده اندکی متفاوت است. جهت اطلاع، معیارهای تشخیص خطای روش راجرز در جدول (٤-١٠) ارائه شده‌اند.

جدول (٤-١٠): نسبت‌های راجرز در تشخیص خطا [۳۱]

Case	R2 C_2H_2/C_2H_4	R1 CH_4/H_2	R5 C_2H_4/C_2H_6	Suggested fault diagnosis
0	<0.1	>0.1 to <1.0	<1.0	Unit normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Low-energy density arcing—PD[a]
2	0.1 to 3.0	0.1 to 1.0	>3.0	Arcing—High-energy discharge
3	<0.1	>0.1 to <1.0	1.0 to 3.0	Low temperature thermal
4	<0.1	>1.0	1.0 to 3.0	Thermal <700 °C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Thermal >700 °C

[۴۲] Rogers ratio method

لازم به ذکر است که در روش راجرز ممکن است نتیجه به هیچ یک از حالت‌های تقسیم‌بندی شده منجر نشود. همچنین، باید دانست که مطابق تحقیقات راجرز، نسبت‌های مشخص شده هم قابل اعمال به گازهای نمونه‌برداری شده از رله بوخهلتس و هم قابل اعمال به گازهای حل‌شده در روغن است.

۴ –۴ –۷ –روش گازهای کلیدی (Key Gas)

چنان‌که در ابتدای گزارش ذکر شد، نحوه تجزیه روغن و ترکیبات ایجاد شده بستگی به انرژی آزاد شده در محل خطا دارد. بنابراین با توجه به نوع گازهای تولید شده می‌توان تا حدودی به نوع خطا پی برد. این روش به عنوان روش گازهای کلیدی در IEEE C57.104 توصیه و تشریح شده است [۲۰, ۳۱].

نحوه تولید گازهای قابل اشتعال بر اساس دما در شکل (٤–٥) نشان داده شده است. مطابق این شکل می‌توان خطای مربوط به دماهای مختلف را از یکدیگر تفکیک کرد. چنان‌که در این شکل دیده می‌شود خطاهای بالای $800\ ^0C$ با تولید مقدار زیادی استیلن و هیدروژن همراه است. در حقیقت نسبت‌هایی که برای تشخیص نوع خطا به کار می‌رود در این شکل اشاره شده است. بایستی دقت داشت که این نتایج مربوط به یک آزمایش کنترل‌شده بوده و در ترانسفورماتور واقعی با حضور سایر مواد، دینامیک‌های تولید گاز پیچیده‌تر از نتایج شکل (٤–٥) است. اما در هر صورت، نتایج ارائه‌شده در شکل (٤–٥) به نحو موثری به شناسایی گازهای انواع خطا کمک می‌کند. بر اساس این شکل می‌توان گازهای کلیدی هر خطا را استخراج کرد. گازهای کلیدی تشریح شده در IEEE C57.104 و نسبت سایر گازها به صورت زیر است:

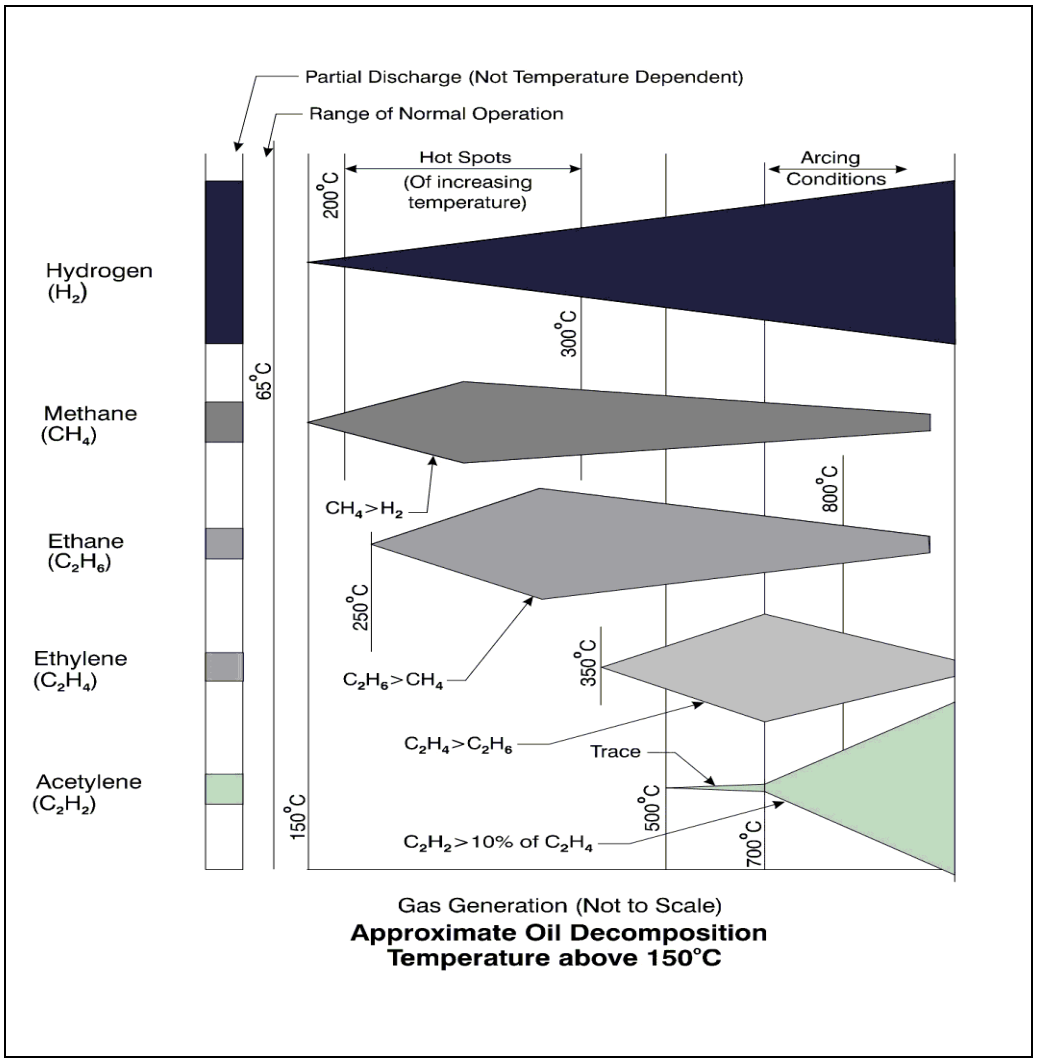
أ- **خطای حرارتی در روغن:** تجزیه روغن ترکیباتی تولید می‌کند که شامل اتیلن و متان همراه با مقدار کمتری هیدروژن و اتان است. در صورتی که خطا شدید باشد یا کنتاکت الکتریکی نیز درگیر باشد، آثاری از ایجاد گاز استیلن نیز ممکن است مشاهده شود. نمونه توزیع گازها در این خطا در شکل (٤–٦)–الف نمایش داده شده است. **(گاز کلیدی: اتیلن)**

ب- **خطای حرارتی در سلولز:** مقادیر بالایی از گاز دی‌اکسید کربن و مونواکسید کربن از کاغذ داغ شده تولید می‌شود. در صورتی که خطا در یک ساختار اشباع شده از روغن باشد، گازهای هیدروکربنی مثل متان و اتیلن نیز تولید می‌شود. نمونه توزیع گازها در این خطا در شکل (٤–٦)–ب نمایش داده شده است. **(گاز کلیدی: مونواکسید کربن)**

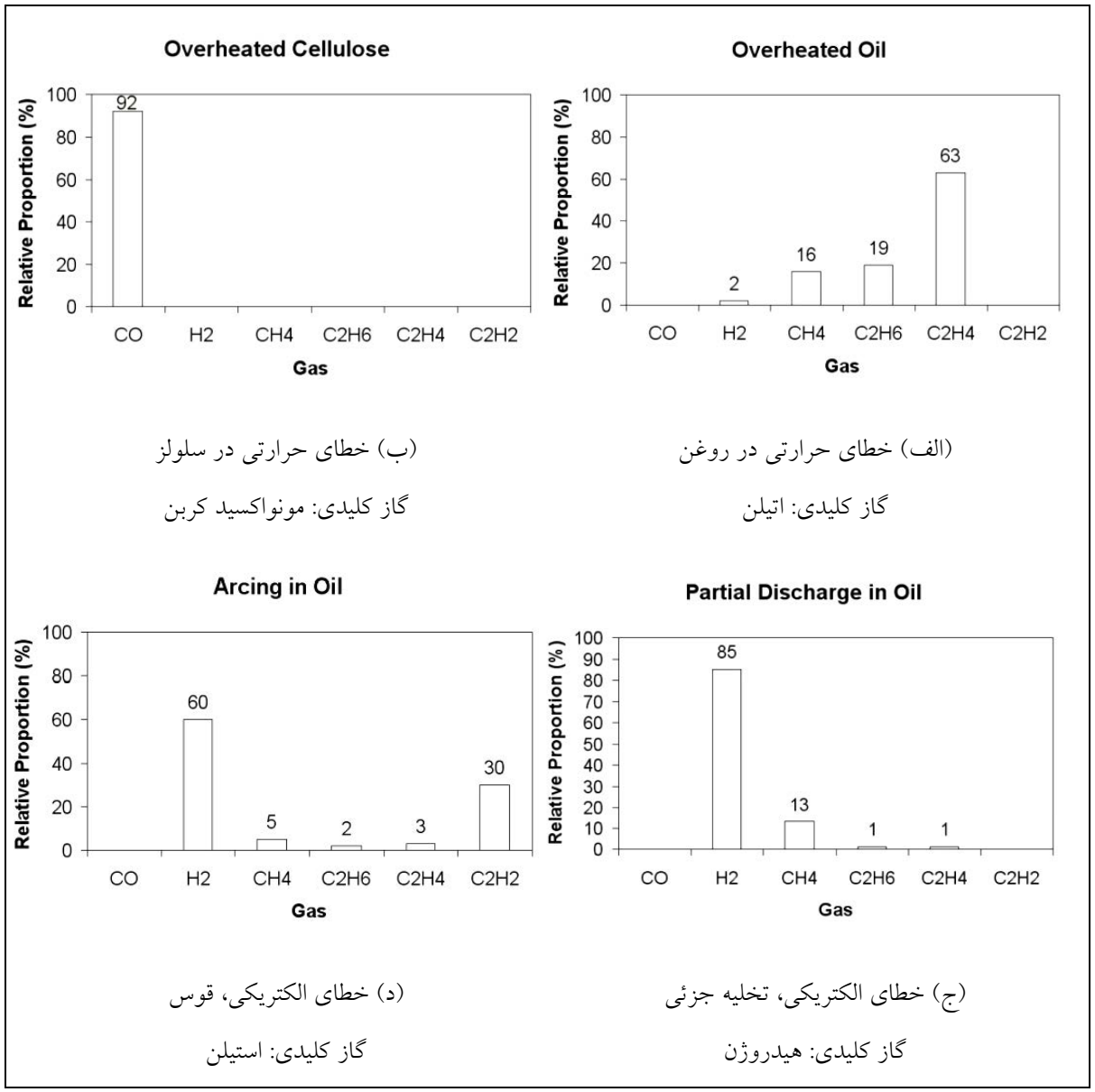
ت- **خطای الکتریکی، تخلیه جزئی:** تخلیه‌های الکتریکی با انرژی کم هیدروژن و متان، همراه با مقادیر کمی از اتان و اتیلن تولید می‌کنند. مقدار قابل ملاحظه‌ای از دی‌اکسید کربن و مونواکسید کربن نیز

ممکن است در صورتی که تخلیه در کاغذ باشد تولید شود. نمونه توزیع گازها در این خطا در شکل (٤-٦)-ج نمایش داده شده است. **(گاز کلیدی: هیدروژن)**

ث- **خطای الکتریکی، قوس:** در این خطا مقدار زیادی هیدروژن و استیلن همراه با مقادیر کمی از متان و اتیلن تولید می‌شود. دی‌اکسید کربن و مونواکسید کربن نیز می‌تواند در صورتی که کاغذ در خطا حضور داشته باشد تولید شود. همچنین، امکان کربنیزه شدن روغن وجود دارد. نمونه توزیع گازها در این خطا در شکل (٤-٦)-د نمایش داده شده است. **(گاز کلیدی: استیلن)**



شکل (٤-٥): تولید گازهای قابل اشتعال بر حسب دما [۲۰]



(الف) خطای حرارتی در روغن

گاز کلیدی: اتیلن

(ب) خطای حرارتی در سلولز

گاز کلیدی: مونواکسید کربن

(ج) خطای الکتریکی، تخلیه جزئی

گاز کلیدی: هیدروژن

(د) خطای الکتریکی، قوس

گاز کلیدی: استیلن

شکل (٤-٦): توزیع گازهای مختلف در خطاهای متفاوت [۳۱]

در برخی مراجع، توضیحات مفصل‌تری برای روش گازهای کلیدی ذکر شده که نمونه آن در جـدول (٤-١١) ارائه شده است [۱۹].

جدول (٤-١١): روش تحلیل گازهای کلیدی [۱۹]

گاز کلیدی	نوع خطا
CH_4 و C_2H_6	اضافه دمای تدریجی
CO_2 یا CO یا هر دو	اضافه‌بار ترانسفورماتور
C_2H_4	نقاط داغ در اتصالات، پیچ‌های هسته و ...
CO	اضافه دمایی که سلولز در آن دخالت دارد
H_2	تخلیه کرونا، تجزیه آب یا زنگ زدن
H_2، CO_2 یا CO	تخلیه کرونا که سلولز در آن دخیل است یا اضافه‌بار بسیار شدید
H_2 و CH_4	کرونا یا تخلیه جزئی در روغن
H_2 و CH_4 به همراه مقدار کمی از C_2H_6 و C_2H_4	جرقه یا خطاهای جزئی دیگر که منجر به تجزیه روغن شود
H_2 و CH_4 به همراه CO_2، CO و مقادیر کمی از سایر هیدروکربن‌ها به جز C_2H_2	جرقه یا خطاهای جزئی دیگر در حضور سلولز
H_2 و C_2H_2	قوس در روغن
مقادیر قابل توجه H_2 با سایر هیدروکربن‌ها و شامل C_2H_2	قوس با انرژی بالا که منجر به تجزیه روغن می‌شود
مقادیر بالای H_2، CH_4، C_2H_4 و مقداری C_2H_2	قوس با دمای بالای روغن اما در یک ناحیه محدود
مقادیر بالای H_2، CH_4، C_2H_4 و مقداری C_2H_2 همراه با CO_2 و CO	قوس با دمای بالای روغن در ترکیب با سلولز

۴-۴-۸- روش نسبت‌های دورنبرگ[۴۳]

روش نسبت‌های دورنبرگ پیش از روش راجرز پیشنهاد شده که در استاندارد IEEEC57.104 نیز ذکر گردیده است. روش راجرز در حقیقت تکمیل‌شده روش دورنبرگ است [۱۹] از این جهت که اولاً بر روی تعداد بیشتری از ترانسفورماتورها مورد آزمایش قرار گرفته و نسبت‌های آن از مجموعه آماری بزرگ‌تری استخراج شده است. دوم آنکه، در نسبت‌های دورنبرگ میزان گازها حتماً بایستی از مقداری بزرگ‌تر باشد

[۴۳] Doernenburg ratio method

در غیر این صورت، این روش به درستی پاسخ نمی‌دهد اما راجرز چنین محدودیتی نـدارد هرچنـد بایسـتی مقدار گازهای اندازه‌گیری‌شده از مقدار قابل اندازه‌گیری بزرگ‌تر باشند.

روش دورنبرگ خطاها را در سه دسته خطای حرارتی، تخلیه الکتریکی بـا انـرژی کـم یـا PD و تخلیـه الکتریکی با انرژی زیاد یا آرک دسته‌بندی می‌کند. این روش بر اساس چهار نسبت زیر استوار است:

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2} \qquad R_3 = \frac{C_2H_2}{CH_4}$$

$$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \qquad R_4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} \qquad (٤-٤)$$

مراحل انجام روش دورنبرگ به صورت زیر است:

أ- مقدار گازهای مختلف بایستی به کمک روش‌هایی نظیر گاز کروماتوگرافی مشخص شده باشد.

ب-در صورتی که یکـی از گازهـای H_2، CH_4، C_2H_2 و C_2H_4 از دو برابـر مقـدار حـد L1 در جـدول (٤-١٢) بزرگ‌تر باشند و یکی از دو گاز دیگر نیز از مقدار L1 بزرگ‌تر باشند، ترانسـفورماتور دارای مشکل تشخیص داده می‌شود. در این صورت مرحله بعدی (ت) را دنبال کنید.

ت-درستی روش نسبت‌ها را کنترل کنید. در صورتی که حداقل یکی از گازها در هر یک از نسـبت‌های R_1، R_2، R_3 و R_4 از مقدار L1 بزرگ‌تر باشد، روش نسبت‌ها قابل قبول است. در غیر ایـن صـورت روش نسبت‌ها مناسب نیست (برای مثال زمانی که حتی یک نسبت وجـود دارد کـه هـر دو گـاز آن کمتر از مقدار L1 هستند) از ترانسفورماتور بایستی مجـدداً نمونـه‌برداری شـود و یـا توسـط روش دیگری مورد ارزیابی قرار گیرد.

ث-در صورتی که روش نسبت‌ها قابل قبول باشد، بایستی مقدار نسبت‌ها با حدود داده‌شـده در جـدول (٤-١٣) مقایسه شود.

ج- در صورتی که همه نسبت‌ها در محدوده‌های داده شده در جدول (٤-١٣) صدق کنند، آن‌گاه خطـای تشخیص داده‌شده معتبر و قابل قبول است (برای مثال اگر R_1 تـا R_3 در شـرط ردیـف اول جـدول (٤-١٣) صدق کنند ولی R_4 صادق نباشد، ارزیابی قابل قبول نیست).

برای استفاده از روش دورنبرگ می‌توان از فلوچارت شکل (٤-٧) نیز استفاده کرد.

جدول (٤-١٢): حدود غلظت گازها در روش دورننبرگ(الف)

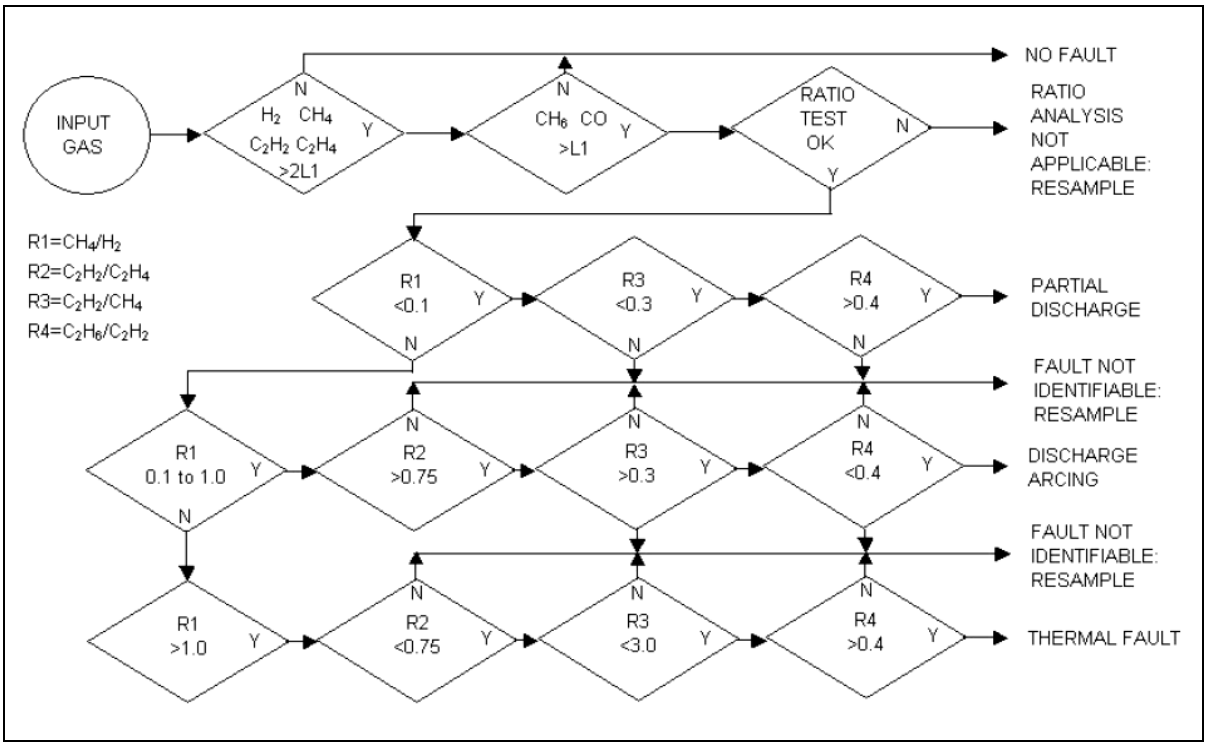
مطابق استاندارد IEEEC57.104 2008 [۳۱]

Key Gas	Concentration L1 (µL/L(ppm))
Hydrogen (H_2)	100
Methane (CH_4)	120
Carbon Monoxide (CO)	350
Acetylene (C_2H_2)	1
Ethylene (C_2H_4)	50
Ethane (C_2H_6)	65

(الف) مقادیر این جدول با مقدارهای داده‌شده توسط دورننبرگ متفاوت هستند و توسط استاندارد IEEE C57.104 به نحوی تنظیم شده‌اند که با وضعیت ۱ استاندارد مذکور هم‌خوانی داشته باشد.

جدول (٤-١٣): حدود نسبت‌های دورننبرگ در تشخیص خطا مطابق IEEEC57.104 2008 [۳۱]

Suggested fault diagnosis	**Ratio 1 (R1) CH_4/H_2**		**Ratio 2 (R2) C_2H_2/C_2H_4**		**Ratio 3 (R3) C_2H_2/CH_4**		**Ratio 4 (R4) C_2H_6/C_2H_2**	
	Oil	**Gas space**	**Oil**	**Gas space**	**Oil**	**Gas space**	**Oil**	**Gas space**
1. Thermal decomposition	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
2. Partial discharge (low-intensity PD)	<0.1	<0.01	Not significant		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
3. Arcing (high-intensity PD)	>0.1 to <1.0	>0.01 to <0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2



شکل (٤-٧): فلوچارت روش دورنبرگ [۳۱]

۴-۴-۹- روش MSS برای تشخیص نوع خطا

روش MSS[٤٤] روش تشخیص نوع خطا است که توسط سه نفر از متخصصین ذیربط و با توجه به اطلاعات ترانسفورماتورها تدوین شده است [۳۳]. این روش در استاندارد IEC و IEEE مطرح نشده اما با توجه به اینکه در برخی کشورهای پیشرفته از آن استفاده می‌شود در این نظام‌نامه ارائه شده است. جدول (٤-١٤) نحوه استفاده از این روش و حدود نسبت‌های آن را بیان می‌کند. ابتدا بایستی نسبت‌های ذکرشده در ستون‌ها محاسبه شده و سپس بر اساس این‌که هر نسبت در چه بازه‌ای قرار دارد، یک عدد صحیح به آن نسبت اختصاص یابد. برای مثال در صورتی که نسبت $\frac{CO2}{CO}$ بزرگ‌تر از ۱۰ باشد عدد ۲ به آن اختصاص می‌یابد. سپس، با کنار هم قرار دادن این اعداد و مطابقت با قسمت پایین جدول (٤-١٥) نوع خطا مشخص خواهد شد.

در مورد این روش ذکر یک نکته الزامی است. این روش از گاز پروپیلن یا C_3H_6 نیز استفاده می‌کند که ممکن است به صورت معمول در فرآیند گازکروماتوگرافی اندازه‌گیری نشود. بنابراین ممکن است برای

[٤٤] Mueller, Schliesing, Soldner

داده‌های عادی گازکروماتوگرافی با دقت قابل استفاده نباشد. به عبارت دیگر چون نسبت پـروپیلن مشـخص نیست، فقط سایر نسبت‌ها نوع خطا را مشخص می‌کنند که ممکن است دقت کافی نداشته باشد.

جدول (٤-١٤): حدود نسبت‌ها در روش خطایابی MSS [۳۳]

حدود نسبت‌ها	عدد نسبت‌ها				
	$\frac{CO_2}{CO}$	$\frac{C_2H_4}{C_3H_6}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$
< ۰/۳	۱	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰
از ۰/۳ تا کوچک‌تر از ۱	۱	۱	۰/۰	۰/۰	۱
از ۱ تا کوچک‌تر از ۳	۱	۲	۱	۱	۱
از ۳ تا کوچک‌تر از ۱۰	۰/۰	۳	۱	۲	۲
≥ ۱۰	۲	۳	۱	۳	۲
نوع خطا	ترتیب اعداد				
پیری طبیعی سیستم عایقی	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰
تخلیه با انرژی زیاد	۱	۲ یا ۳	۱	۱	۲
تخلیه با انرژی کم	۱	۲ یا ۳	۱	۲	۲
تخلیه جزئی با انرژی زیاد	۰/۰	بدون نشانه	۰/۰	۳	۱
تخلیه جزئی با انرژی کم	۰/۰	بدون نشانه	۰/۰	۳	۱
اضافه‌دمای موضعی تا $300\ ^0C$	۲	۱	۰/۰	۰/۰	۰/۰
اضافه‌دمای موضعی از $300\ ^0C$ تا $1000\ ^0C$	۲	۲	۱	۰/۰	۰/۰
اضافه‌دمای موضعی بالاتر از $1000\ ^0C$	۲	۲ یا ۳	۱	۰/۰	۱
اضافه‌دمای موضعی و تخلیه	۲	۲	۱	۱	۱
اضافه‌دمای موضعی و تخلیه جزئی	۲	۲	۱	۳	۰/۰

۴ –۴ –۱۰ – ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور بر اساس مقدار گازهای قابل اشتعال و مجموع آن‌ها

۴ –۴ –۱۰ –۱ –ارزیابی در حالت عدم وجود اندازه‌گیری‌های قبلی یا نامعتبر بودن مقادیر آن‌ها

لازم به ذکر است که ارزیابی وضعیت یک ترانسفورماتور بدون وجود DGA قبلی کاری دشوار است. در عین حال استاندارد IEEE C57.104 در یک جدول حدود گازها را مشخص کرده که به کمک آن می‌توان بدون وجود DGA قبلی، وضعیت فعلی ترانسفورماتور را در ٤ گروه دسته‌بندی کرد. معیار ارزیابی نیز مقدار گازهای قابل اشتعال یا جمع آن‌ها بوده که با نماد TDCG (Total Dissolved Combustible Gas) مشخص می‌شود. تعریف این چهار وضعیت به صورت زیر است:

أ- **وضعیت ۱:** مقدار TDCG پایین‌تر از این حد نشان‌گر عملکرد مناسب ترانسفورماتور است. در صورتی که هر یک از گازهای قابل اشتعال از مقدار مشخص شده بیشتر باشند، بایستی مورد بررسی بیشتری قرار گیرد.

ب-**وضعیت ۲:** مقدار TDCG در این بازه نشان‌گر میزان گازهای قابل اشتعال بزرگ‌تر از حد عادی است. در صورتی که هر یک از گازهای قابل اشتعال از حد تعیین شده بزرگ‌تر باشد بایستی بررسی بیشتری صورت گیرد. همچنین، بایستی نرخ رشد گاز تعیین شود. در این حالت ممکن است ترانسفورماتور دارای خطا باشد.

ت-**وضعیت ۳:** مقدار TDCG در این بازه نشان‌دهنده تجزیه زیاد روغن است. هر کدام از گازهای قابل اشتعال که از حد تعیین شده بالاتر باشند بایستی مورد بررسی بیشتر قرار گیرند. اقدام آنی برای تعیین نرخ رشد گاز لازم است. خطا احتمالاً در ترانسفورماتور وجود دارد.

ث-**وضعیت ٤:** مقدار TDCG در این بازه نشان‌گر تجزیه بیش از حد روغن است. ادامه کار ترانسفورماتور منجر به بروز عیب خواهد شد. اقدام آنی و محتاطانه لازم است.

جدول (٤-۱۵) حدود گازها برای تعیین وضعیت یک ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که این حدود برای قضاوت اولیه ترانسفورماتور نو، ترانسفورماتور تعمیرشده یا در موردی است که DGA قبلی وجود نداشته یا در زمانی بسیار قبل گرفته شده است.

جدول (٤-١٥): مقادیر گازهای قابل اشتعال جهت تعیین وضعیت ترانسفورماتور زمانی‌که DGA قبلی وجود نداشته یا اعتبار ندارد مطابق IEEE C57.104 2008 [۳۱]

وضعیت	حدود مقدار گازهای مهم بر حسب µl/l یا ppm (الف)							
	هیدروژن (H_2)	متان (CH_4)	استیلن (C_2H_2)	اتیلن (C_2H_4)	اتان (C_2H_6)	مونواکسید کربن (CO)	دی‌اکسید کربن (CO_2)	TDCG(ب)
وضعیت ۱	۱۰۰	۱۲۰	۱	۵۰	٦٥	۳۵۰	۲۵۰۰	٦٨٦ (پ)
وضعیت ۲	۷۰۰-۱۰۱	٤۰۰-۱۲۱	۹-۲	۱۰۰-۵۱	۱۰۰-٦٦	۵۷۰-۳۵۱	٤۰۰۰-۲۵۰۰	۱۹۲۰-۷۲۱
وضعیت ۳	۱۸۰۰-۷۰۱	۱۰۰۰-٤۰۱	۳۵-۱۰	۲۰۰-۱۰۱	۱۵۰-۱۰۱	۱٤۰۰-۵۷۱	۱۰۰۰۰-٤۰۰۱	٤٦۳۰-۱۹۲۱
وضعیت ٤	>۱۸۰۰	>۱۰۰۰	>۳۵	>۲۰۰	>۱۵۰	>۱٤۰۰	> ۱۰۰۰۰	>٤٦۳۰

الف) مقدارهای مشخص شده در این جدول برای ترانسفورماتورهای بزرگ با حجم روغن قابل توجه است. در ترانسفورماتورهای توزیع همین مقدار تولید گاز متناسب با عددهای بزرگ‌تری است (به دلیل حجم روغن کمتر). در اعمال به ترانسفورماتورهای کوچک بایستی این موضوع لحاظ شود.

ب) مقدار TDCG مجموع همه گازهای جدول به جز CO_2 است زیرا CO_2 قابل اشتعال نیست.

پ) مقدار TDCG در استاندارد برابر عدد 720 ppm ذکر شده است که با جمع گازهای قابل اشتعال در این وضعیت هم‌خوانی ندارد. مطابق استعلامی که از مسئول کارگروه این استاندارد گرفته شد، عدد استیلن از 35 ppm به 1 ppm تغییر یافته است اما تغییر عدد TDCG فراموش شده است. بنابراین، عدد 686 ppm صحیح می‌باشد.

در مورد جدول فوق‌الذکر نکات زیر قابل توجه است:

أ- فرض بر این است که آزمون قبلی DGA وجود ندارد یا اخیراً اندازه‌گیری انجام نشده است. اگر اندازه‌گیری قبلی موجود است بایستی مشخص کرد که آیا وضعیت پایدار است و یا ناپایدار.

ب- در همه استانداردها عدم هماهنگی بین آزمایشگاه‌های مختلف (تا حدودی) گزارش شده است. بنابراین در مقایسه بین داده‌های مربوط به آزمایشگاه‌های مختلف بایستی تا حدودی احتیاط کرد. تا

زمانی که تناقضی در نتایج آزمایشگاه مشاهده نشده بهتر است نمونه روغن برای یک آزمایشگاه فرستاده شود و از تغییر آزمایشگاه خودداری شود. در صورت وجود شک در مورد نتایج، نمونه روغن خصوصاً برای مقایسه بایستی به آزمایشگاه دیگری ارسال شود.

ت- وضعیت ترانسفورماتور بر این اساس مشخص می‌شود که کدام یک از مقادیر TDCG یا هر یک از گازها بدترین حالت را دارند. برای مثال اگر مقدار TDCG بین 1921 تا 2630 ppm باشد وضعیت ۳ را مشخص می‌کند. اما اگر در همین حال مقدار H_2 بزرگ‌تر از 1800 ppm باشد ترانسفورماتور در وضعیت ٤ قرار دارد [۲۰].

ث- میزان عمر ترانسفورماتور و نوع خطای احتمالی در ارزیابی اهمیت دارد. ترانسفورماتورهای نو (با عمر کم‌تر از یک سال) معمولاً حدود گازهایی کم‌تر از وضعیت ۱ داشته و میزان گاز استیلن قابل اندازه‌گیری ندارند. بنابراین اگر استیلن در چنین ترانسفورماتوری دیده شود حساسیت بالایی را نیاز دارد. بدیهی است که اعمال این حدود برای یک ترانسفورماتور یک ساله یا بیست ساله کاملاً یکسان نیست.

ج- نوع خطا نیز در تصمیمی که بایستی اتخاذ شود و سرعت آن تاثیرگذار است. در این بین استیلن وضعیت خاصی دارد. استیلن در سه نوع خطا ممکن است تولید شود: افزایش دمای خیلی زیاد روغن، تخلیه جزئی (یا تخلیه با انرژی کم) و یا قوس. در حالت افزایش دمای شدید، معمولاً استیلن درصد کمی از گازهای هیدروکربنی را تشکیل می‌دهد. در مورد تخلیه جزئی مقدار بسیار زیادی هیدروژن در مقایسه با استیلن ایجاد می‌شود. این حالت ایجاد نگرانی می‌کند هرچند مقدار TDCG بیش از حد بالا نباشد. بدترین وضعیت در قوس اتفاق می‌افتد که تولید هیدروژن و استیلن حدوداً به یک میزان هستند در حالی که سایر گازهای هیدروکربنی نیز این گونه‌اند. در چنین حالتی که قوس فعال وجود دارد ترانسفورماتور نیازمند رسیدگی آنی است.

ح- مواردی[۴۵] مثل تعمیر ترانسفورماتور، تصفیه روغن و گرفتن گازهای آن باعث می‌شود تا اندازه‌گیری قبلی نتواند برای مقایسه استفاده شود چرا که در تصفیه روغن میزان گازهای آن کاملاً گرفته خواهد شد. ضمناً اندازه‌گیری‌های قبلی و تحلیل‌های انجام شده برای تصمیم‌گیری در مورد وضعیت ترانسفورماتور همچنان حائز اهمیت هستند، اما نمی‌توانند به صورت مستقیم برای تعیین نرخ رشد گاز به کار گرفته شوند. در چنین حالتی می‌توان از جدول (٤-۱۵) استفاده کرد.

[۴۵] Not in standard

خ- عدد 1 ppm برای استیلن ممکن است بسیار کم تصور شود. یکی از صاحب‌نظران بین‌المللی در حوزه ترانسفورماتور عدد 10 ppm یعنی وضعیت ۳ را به عنوان حد خطر اعلام کرده است.

۴-۴-۱۰-۲- ارزیابی وضعیت بر اساس میزان گازهای قابل اشتعال در روغن و نرخ رشد آن‌ها

زمانی‌که افزایش ناگهانی در مقدار گازهای قابل اشتعال در روغن (TDCG) یا نرخ تولید آن‌ها رخ می‌دهد و ترانسفورماتور مشکوک به خطای داخلی است می‌توان از این ارزیابی استفاده کرد. جدول (٤-١٦) بازه‌های زمانی نمونه‌برداری و اقدام‌های لازم را برای مقادیر مختلف (TDCG) برحسب درصد ارائه می‌دهد. افزایش نرخ رشد گاز نشان‌گر مشکلی است که شدت آن در حال افزایش است. پس از تعیین منبع تولید گاز بر اساس تحلیل، بازدید، مشورت، ... و زمانی‌که ریسک وضعیت مشخص شد قضاوت نهایی بایستی برای تعیین اقدام مناسب و بازه نمونه‌برداری انجام شود.

جدول (٤-١٦): ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور، بازه‌های نمونه‌برداری و اقدامات لازم بر اساس TDCG مطابق IEEE C57.104 2008 [۳۱]

وضعیت	حدود TDCG (ppm)	نرخ افزایش TDCG (ppm در روز)	بازه‌های نمونه‌برداری و اقدامات بر اساس نرخ تولید گاز	
			بازه‌های نمونه‌برداری	اقدام لازم
وضعیت ٤	≥ ٤٦٣٠	> ۳۰	روزانه	خروج ترانسفورماتور از مدار بایستی مدنظر باشد.
		۱۰-۳۰	روزانه	ضروری است با سازنده مشورت شود.
		<۱۰	هفتگی	احتیاط کامل بایستی اتخاذ شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. خروج ترانسفورماتور از مدار بایستی برنامه‌ریزی شود. ضروری است با سازنده مشورت شود.
وضعیت ۳	۱۹۲۱-٤٦۳۰	> ۳۰	هفتگی	احتیاط کامل بایستی اتخاذ شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. خروج ترانسفورماتور بایستی برنامه‌ریزی شود. با سازنده بایستی مشورت شود.
		۱۰-۳۰	هفتگی	
		<۱۰	ماهیانه	
وضعیت ۲	۷۲۱-۱۹۲۰	> ۳۰	ماهیانه	بایستی احتیاط شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. میزان وابستگی به بار بایستی تعیین شود.
		۱۰-۳۰	ماهیانه	
		<۱۰	سه‌ماه یک‌بار	
وضعیت ۱	≤۷۲۰	> ۳۰	ماهیانه	بایستی احتیاط شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. میزان وابستگی به بار بایستی تعیین شود.
		۱۰-۳۰	سه‌ماه یک‌بار	ادامه کار عادی ترانسفورماتور.
		<۱۰	سالیانه	

در وضعیت ٤، آزمون‌های تکمیلی جهت تعیین عیب بایستی در اسرع وقت انجام شود. همچنین، در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به تخلیه الکتریکی باشد بایستی آزمون ولتاژ القایی (Induced Voltage) بر روی ترانسفورماتور انجام شود. انجام آزمون بایستی با نظر متخصصین ذیربط و مطابق دستورالعمل همین نظام‌نامه و حداکثر تا ۱۲۵٪ ولتاژ نامی باشد. در وضعیت ۳، آزمون‌های تکمیلی بایستی در هنگام خروج ترانسفورماتور از مدار انجام شود.

۴-۴-۱۰-۳- ارزیابی وضعیت بر اساس گازهای قابل اشتعال در رله بوخهلتس و نرخ رشد آن‌ها

زمانی‌که افزایش ناگهانی در مقدار گازهای قابل اشتعال یا نرخ تولید آن‌ها در رله بوخهلتس رخ می‌دهد و ترانسفورماتور مشکوک به خطای داخلی است می‌توان از این ارزیابی استفاده کرد. مقدار گازهای قابل اشتعال در رله گاز با TCG (Total Combustible Gas) نشان داده می‌شود. جدول (٤-١٧) بازه‌های زمانی نمونه‌برداری و اقدام‌های لازم برای مقادیر مختلف TCG را برحسب درصد ارائه می‌دهد. پس از تعیین منبع تولید گاز بر اساس تحلیل، بازدید، مشورت، ... و زمانی‌که ریسک وضعیت مشخص شد قضاوت نهایی بایستی برای تعیین اقدام مناسب و بازه نمونه‌برداری انجام شود.

چنان‌که ملاحظه می‌شود، زمانی که ترانسفورماتور در وضعیت عادی باشد، نرخ نمونه‌گیری برای آزمون DGA به صورت سالیانه است. بنابراین، بازه زمانی معمول نمونه‌برداری برای آزمون DGA در مورد ترانسفورماتورهای انتقال سالیانه است. در مورد ترانسفورماتورهای نیروگاهی با توجه به اینکه این ترانسفورماتورها به صورت دائم در حداکثر بار کار می‌کنند و تحت تنش بیشتری هستند، بازه زمانی شش ماه برای انجام آزمون DGA توصیه می‌شود.

جدول (٤-١٧): ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور، بازه‌های نمونه‌برداری و اقدامات لازم بر اساس TCG مطابق IEEE C57.104 2008 [۳۱]

وضعیت	حدود TCG (درصد)	نرخ افزایش TCG (درصد در روز)	بازه‌های نمونه‌برداری و اقدامات لازم بر اساس نرخ تولید گاز: بازه‌های نمونه‌برداری	بازه‌های نمونه‌برداری و اقدامات لازم بر اساس نرخ تولید گاز: اقدام لازم
وضعیت ٤	≥ ٥	> ۰/۰۳	روزانه	خروج ترانسفورماتور از مدار بایستی مدنظر باشد.
		۰/۰۳ – ۰/۰۱	روزانه	بایستی با سازنده مشورت شود.
		< ۰/۰۱	هفتگی	احتیاط کامل بایستی اتخاذ شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. خروج ترانسفورماتور از مدار بایستی مدنظر باشد. با سازنده بایستی مشورت شود.
وضعیت ۳	≥ ۲ و < ٥	> ۰/۰۳	هفتگی	احتیاط کامل بایستی اتخاذ شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. خروج ترانسفورماتور بایستی برنامه‌ریزی شود. با سازنده بایستی مشورت شود.
		۰/۰۳ – ۰/۰۱	هفتگی	
		< ۰/۰۱	ماهیانه	
وضعیت ۲	≥۰/٥ و <۲	> ۰/۰۳	ماهیانه	بایستی احتیاط شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. میزان وابستگی به بار بایستی تعیین شود.
		۰/۰۳ – ۰/۰۱	ماهیانه	
		< ۰/۰۱	سه ماه یکبار	
وضعیت ۱	< ۰/٥	> ۰/۰۳	ماهیانه	بایستی احتیاط شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. میزان وابستگی به بار بایستی تعیین شود.
		۰/۰۳ – ۰/۰۱	سه ماه یکبار	ادامه کار عادی ترانسفورماتور.
		< ۰/۰۱	سالیانه	
در وضعیت ٤، آزمون‌های تکمیلی جهت تعیین عیب بایستی در اسرع وقت انجام شود. همچنین، در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به تخلیه الکتریکی باشد بایستی آزمون ولتاژ القایی (Induced Voltage) بر روی ترانسفورماتور انجام شود. در وضعیت ۳، آزمون‌های تکمیلی بایستی در هنگام خروج ترانسفورماتور از مدار انجام شود.				

۴ –۴ –۱۱ – نکات قابل توجه در تحلیل DGA از سایر مراجع

أ- تحلیل DGA در صورتی که ترانسفورماتور بی‌برق بوده و بیش از دو تا سه روز از بی‌برقی آن گذشته باشد غیرقابل اطمینان است.

ب-در مورد ترانسفورماتورهای رزرو که خارج از مدار هستند خود روغن ممکن است موجب تولید گاز شود که به آن گازهای پراکنده (Stray Gas) گفته می‌شود. بنابراین ممکن است در آزمون DGA روغن، گازهای مربوط به پدیده گازهای پراکنده مشاهده شود. در حالت عادی و به جز این موضوع ترانسفورماتور نبایستی گاز خاصی تولید کند و لذا انجام آزمون DGA برای ترانسفورماتورهای رزروی که کاملاً خارج از مدار هستند موضوعیت ندارد.

ت-نگهداری سوابق دقیق هر ترانسفورماتور می‌تواند در مورد DGA مهم باشد. کلیه حوادث مهم از قبیل جریان اتصال کوتاه بزرگ، مشکل سیستم خنک‌کننده، اضافه‌بار و یا وقوع صاعقه می‌تواند برای تفسیر درست DGA مهم باشد. برای مثال ممکن است مقدار اندکی استیلن در ترانسفورماتور دیده شود که رشد آن صفر باشد. چنین حالتی می‌تواند در اثر بروز یک اضافه‌ولتاژ و تخلیه آنی رخ داده باشد که پس از رفع اضافه‌ولتاژ مرتفع شده است. در مورد گاز استیلن به دلیل حساسیت بایستی نمونه‌برداری به صورت هفتگی انجام شود تا از عدم رشد آن اطمینان حاصل شود.

ث-در صورتی که مقدار گازهای مربوط به یک خطا در ترانسفورماتور ثابت بمانند و رشد نداشته باشند این به معنای آن است که خطا مرتفع شده است [۲۰, ۲۸].

ج- در مورد وضعیت ترانسفورماتور بایستی محتاط بوده و بدترین حالت را فرض کرد تا زمانی که ثابت شود خطری وجود ندارد. مقایسه نرخ رشد گازها و همچنین، توجه به سوابق ترانسفورماتور می‌تواند به وجود یا عدم وجود عیب کمک کند.

ح- هیچ‌گاه نبایستی قضاوت بر مبنای یک بار تحلیل DGA انجام شود. نمونه‌های روغن می‌توانند به راحتی در صورتی که در معرض هوا قرار گیرند، آلوده شوند. در صورتی که مشکلی در DGA ترانسفورماتور ملاحظه شد، اولین اقدام گرفتن نمونه دوباره از ترانسفورماتور جهت مقایسه است [۲۰].

در گذشته حضور مقدار اندکی (در حد چند ppm) از استیلن به معنای دمای بالاتر از $700\ ^0C$ تفسیر می‌شد اما تحقیقات بعدی نشان دادند که خطای حرارتی (نقطه داغ) در حدود $500\ ^0C$ نیز می‌تواند مقادیر قابل ردیابی از استیلن در حد چند ppm تولید کند.

خ- در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به نشتی باشد، یک راه مناسب مطالعه DGAهای قبلی و بررسی افزایش مقدار گازهای جوی مثل O_2 و N_2 است در این صورت خصوصاً در زمانی که ترانسفورماتور بی‌برق شده و دمای هوا افت می‌کند، ممکن است مقداری هوا به داخل مکیده شود. لازم به ذکر است که تولید O_2 می‌تواند در اثر تجزیه کاغذ نیز باشد.

د- در نرم‌افزار Transformer Oil Analyst، در جدول (٤-١٨) حدود هشدار مقادیر گازهای مختلف و افزایش آن‌ها مشخص شده است. همین جدول در دستورالعمل FIST نیز توصیه شده است.

۱. در صورتی که میزان رشد یکی از گازها (یا بیشتر) بزرگ‌تر از حد G1 باشد (۱۰٪ مقدار L1) بایستی ترانسفورماتور تحت نظر و مورد بررسی بیشتر قرار گیرد.

۲. در صورتی که میزان رشد یکی از گازها از حد G2 (۵۰٪ مقدار L1) بزرگ‌تر باشد ترانسفورماتور در شرایط بحرانی قرار دارد و بایستی اقدام سریع در مورد آن صورت گیرد.

۳. در صورتی که استیلن در حال تولید است و ترانسفورماتور در وضعیت ٤ جدول (٤-١٧) قرار دارد و نرخ رشد نیز از حد G2 بالاتر است ترانسفورماتور بایستی از مدار خارج شود.

لازم به ذکر است که میانگین L1 حدود ۹۰٪ بوده که IEC برای گازها داده است. در مورد استیلن به جای میانگین از حداقل مقدار داده شده در IEC یعنی 3 ppm استفاده شده است.

ذ- مقدار گاز حل شده در روغن در ناحیه اطراف خطا معمولاً بیشتر از سایر قسمت‌های روغن است خصوصاً در حالتی که خطا سریع اتفاق می‌افتد. یک حداقل زمان نیاز است تا در اثر گردش روغن توزیع گاز در روغن یکنواخت‌تر شود. این زمان برای ترانسفورماتورهای دارای پمپ روغن و در حالت روشن بودن پمپ ۲ ساعت و برای ترانسفورماتورهای فاقد پمپ روغن ٢٤ ساعت است.

ر- در صورتی که روغن ترانسفورماتور تصفیه شود و گاز آن گرفته شود، مقادیر گاز در روغن به عدد بسیار کمی کاهش می‌یابد. این موضوع بایستی در تحلیل نتایج و مقایسه با DGAهای قبلی مدنظر باشد. بایستی توجه کرد که حذف کامل گازها تنها زمانی اتفاق می‌افتد که روغن ترانسفورماتور به درستی و به طور کامل تصفیه شده باشد. لازم به ذکر است که بعد از تصفیه، روغن شروع به جذب گازهای جوی مثل اکسیژن، نیتروژن و CO_2 می‌کند. لذا ممکن است بعد از تصفیه و در بازه کوتاهی بعد از اندازه‌گیری، این گازها در روغن دیده شوند.

جدول (٤-١٨): حد هشدار مقدار مطلق (L) و میزان افزایش گازها (G)
بر اساس دستورالعمل FIST [۲۰]

GAS	L1 Limits	G1 Limits (ppm per month)	G2 Limits (ppm per month)
H_2	۱۰۰	۱۰	۵۰
CH_4	۷۵	۸	۳۸
C_2H_2	۳	۳	۳
C_2H_4	۷۵	۸	۳۸
C_2H_6	۷۵	۸	۳۸
CO	۷۰۰	۷۰	۳۵۰
CO_2	۷۰۰۰	۷۰۰	۳۵۰۰

ز- یکی از اقدامات مناسب در هنگام بروز عیب که در جدول IEEE نیز پیشنهاد شده است تعیین میزان وابستگی گازها به بار است. روش صحیح آن است که با یک بارگیری خاص (به عنوان مثال بار کامل) میزان نرخ رشد گازها در بازه مشخصی برای مثال میزان افزایش بر حسب ppm بر روز تعیین شود. سپس میزان بارگیری کم شده (به عنوان مثال نصف بار کامل) و مجدداً میزان افزایش بر حسب ppm بر روز تعیین شده و با مقدار قبل مقایسه شود. در صورتی که این دو مقدار یکسان بودند نشان‌گر عدم وابستگی خطا به بارگیری و جریان است. در نقطه مقابل با کم شدن نرخ رشد گاز می‌توان نتیجه گرفت که خطا مستقیماً به بارگیری وابسته بوده و بنابراین خطا از نوع حرارتی است.

س- در هنگام محاسبه میزان نرخ رشد TDCG بر حسب ppm در روز، تعداد روزهایی که ترانسفورماتور از مدار خارج بوده است نبایستی لحاظ شود.

نکات زیر به طور خاص در مورد ارزیابی بر اساس نسبت‌ها است:

ش- در صورتی که مقدار هر یک از دو گاز دخیل در یک نسبت کم‌تر از (10×S) باشند (ده برابر حداقل مقداری که توسط دستگاه تحلیل گاز قابل اندازه‌گیری است) ، نبایستی تصمیمی بر اساس آن نسبت اتخاذ شود. برای مثال اگر حداقل مقدار قابل اندازه‌گیری دستگاهی برای C_2H_4 برابر 1ppm باشد و مقدار اندازه‌گیری شده آن برابر 8ppm باشد تصمیم‌گیری بر اساس نسبت C_2H_4/C_2H_6 و C_2H_2/C_2H_4 درست نیست. علت آن است که در مقادیر کم‌تر از (10×S) خطای اندازه‌گیری و

متعاقباً خطای تحلیل قابل توجه است (بزرگ‌تر از ۳۰٪). این بدان معنا نیست کـه از روش نسـبت‌ها نمی‌توان استفاده کرد اما باید توجه داشت که دقت روش نسبت‌ها در این حالت پایین است.

ص- مقادیر حداقل گاز قابل اندازه‌گیری دستگاه‌ها بر اساس گزارش FIST در جدول (٤-١٩) ارائه شده است.

جدول (٤-١٩): مقدار حداقل قابل اندازه‌گیری دستگاه‌های استخراج گاز به تفکیک گازها بر اساس FIST [۲۰]

نوع گاز	(S) حداقل مقدار قابل اندازه‌گیری (ppm)	(10×S) ده برابر حداقل مقدار قابل اندازه‌گیری (ppm)
H_2	۵	۵۰
CH_4	۱	۱۰
C_2H_2	۱-۲	۱۰-۲۰
C_2H_4	۱	۱۰
C_2H_6	۱	۱۰
CO	۲۵	۲۵۰
CO_2	۲۵	۲۵۰
O_2	۵۰	۵۰۰
N_2	۵۰	۵۰۰

مقدار حداقل گاز قابل اندازه‌گیری که بایستی دستگاه‌ها برای انجام مناسـب آزمـون DGA داشـته باشـند توسط IEC 60567 تعیین شده است. دستگاه‌های مورد استفاده بایستی قادر به اندازه‌گیری مقـادیر گازهـای درج شده در جدول (٤-٢٠) باشند [۲۹]. منظور از آزمون سرویس، انجام DGA برای ترانسفورماتورهای در حال کار است. با توجه به اینکه مقدار گازها در کارخانه بسیار کم است، حد تشخیص دستگاه‌ها نیز بایسـتی پایین‌تر باشد.

با توجه به این‌که مقدار S برای دستگاه‌های مختلف ممکن است متفاوت باشـد، توصـیه می‌شـود کـه در گزارش DGA درخواست شود تا مقدار S برای آن دستگاه خاص ارائه شود.

جدول (٤-٢٠): مقدار حداقل قابل اندازه‌گیری که دستگاه‌های استخراج گاز بایستی قادر به تشخیص آن باشند، بر اساس IEC 60567 [۲۹]

نوع گاز	(S) حداقل مقدار قابل اندازه‌گیری (ppm)	
	آزمون سرویس	آزمون کارخانه‌ای
هیدروژن	۵	۲
هیدروکربن‌ها	۱	۰/۱
مونواکسید کربن	۲۵	۵
دی‌اکسید کربن	۲۵	۱۰
اکسیژن	۵۰۰	۵۰۰
نیتروژن	۲۰۰۰	۲۰۰۰

ض- در روش نسبت‌ها کم کردن گازهایی که پیش از وقوع خطا در روغن وجود داشته‌اند می‌تواند به بهبود تفسیر DGA کمک کند [۲۰]. از این جهت توصیه می‌شود که مقدار نسبت‌ها هم برای مقدار مطلق گازها و هم مقدار افزایش (A-B) گازها اعمال شود و تصمیم‌گیری بر اساس هر دو مورد انجام شود.

ط- روش نسبت‌ها برای تشخیص نوع خطا است. وجود یا عدم وجود خطا بایستی با مقایسه با مقادیر عادی گازها یا جدول چند وضعیتی IEEE مشخص شود. به عنوان یک نمونه خاص، مثلث دوال هیچ ناحیه‌ای به عنوان بدون خطا ندارد. بنابراین هر نسبتی از گازها که به آن داده شود یک نوع خطا را نشان خواهد داد. روش درست آن است که ابتدا تعیین شود که آیا ترانسفورماتور دارای مشکل هست یا خیر و سپس از روش‌های مختلف برای تعیین نوع خطا استفاده شود.

ظ- IEC قید می‌کند در حالی که مقدار یک گاز کم‌تر از (S) می‌باشد، محاسبه نسبت‌ها بر این مبنا انجام نشود. این در حالی است که FIST توصیه می‌کند که مقادیر کم‌تر از (S) یا غیرقابل تشخیص با حداقل مقدار قابل تشخیص دستگاه جایگزین‌شده و نسبت‌ها محاسبه شوند [۲۰]. این در صورتی است که قبلاً مشکل‌دار بودن ترانسفورماتور تشخیص داده شده باشد.

ع- بایستی دقت کرد که اعداد تعیین شده برای نسبت‌ها تقریبی هستند. بنابراین ترانسفورماتوری با یک نسبت خاص از گازها ممکن است دارای خطای حرارتی باشد در حالی که نسبت‌ها در حدود خطای حرارتی روش راجرز (برای نمونه) نباشند.

غ- در تحلیل نسبت بین CO_2 و CO بایستی دقت کرد که CO_2 می‌تواند از جو نیز وارد ترانسفورماتور شود. یک راه مناسب برای کسب اطمینان بیشتر آن است که به نرخ رشد CO در دو حالت DGA متوالی توجه شود. نرخ رشد CO نشان‌گر وجود مشکلی است که کاغذ در آن درگیر است.

ف-در مورد ترانسفورماتورهائی که روغن آن‌ها مستقیماً با هوا در تماس می‌باشند، حدود 300 ppm CO_2 می‌تواند از جو وارد آن‌ها شده باشد [۱۸]. این مقدار می‌تواند برای اصلاح مقدار CO_2 در چنبن ترانسفورماتورهائی مناسب باشد.

ق- مطابق دستورالعمل FIST [۲۸] زمانی وجود خطا در ترانسفورماتور تایید می‌شود که ترانسفورماتور در وضعیت ۳ مطابق جدول (٤-۱۷) IEEE باشد و مقدار نرخ افزایش گاز از حد G2 بالاتر باشد (جدول (٤-۱۸)). روش دیگر آن است که حداقل یک گاز از مقدار L1 و نرخ رشد یک گاز از G2 در جدول مذکور بیشتر باشد. همچنین، دستورالعمل FIST تذکر داده که دقت جدول (٤-۱۸) از روش IEEE بیشتر است اما بایستی هر دو مورد به صورت موازی استفاده شده و سپس نتیجه نهایی گرفته شود.

ک- همواره توجه به تغییر گازها در طول زمان یا به عبارت دیگر مشاهده روند رشد گازها، اطلاعات مفیدی در اختیار می‌گذارد.

۴-۴-۱۲- خطاهای مختلفی که می‌توانند منجر به تولید گاز شوند

در اینجا برخی خطاهایی که به صورت ویژه می‌توانند منجر به تولید گازهای خاصی شوند ذکر می‌گردد. آشنایی با این نوع خطاها می‌تواند دید بهتری در زمان تفسیر نتایج DGA در اختیار قرار دهد. خطاهای ذکرشده در دستورالعمل FIST به صورت زیر هستند:

أ. پیش از هر چیز بایستی دقت کرد که پیری عادی روغن در حین کار ترانسفورماتور بیشتر گازهای H_2، CH_4 و CO تولید می‌کنند.

ب. سیستم عایقی ضعیف به دلیل پیری و همچنین، استرس‌های الکتریکی منجر به تخلیه جزئی شده و به طور عمده گاز H_2 همراه با مقادیر قابل ملاحظه‌ای گازهای CH_4 و C_2H_6 تولید می‌کند.

ت. سوراخ‌شدن کاغذ در اثر تخلیه با انرژی کم، گازهای H_2، CH_4 و C_2H_6 تولید می‌کند. گاز CO نیز تولید می‌شود که به دلیل درگیر بودن کاغذ است. در صورت بروز تخلیه جزئی، ذرات کربن ممکن است در روغن یافت شود. بازشدن صفحات شیلد و یا زمین نامناسب قسمت‌های فلزی می‌تواند چنین خطایی را ایجاد کند.

ث. خطای تخلیه با انرژی زیاد که گازهای H_2، CH_4، C_2H_6، C_2H_4 و C_2H_2 (گاز کلیدی) و در صورت درگیر بودن کاغذ، گاز CO نیز تولید می‌کند می‌تواند در نتیجه مواردی از قبیل جوش‌خوردن فلز به دلیل کنتاکت نامناسب در تپ‌چنجر یا محل اتصال به بوشینگ و یا سیستم عایقی تضعیف شده در اثر پیری و استرس الکتریکی باشد.

ج. خطای حرارتی ضعیف (کم‌تر از $300\ ^0C$) که معمولاً با تولید CO و H_2 همراه است در اثر اضافه‌بار یا مشکل در سیستم خنک‌کننده ممکن است ایجاد شود. همچنین، اتصال نامطلوب در تپ‌چنجر یا محل اتصال به بوشینگ می‌تواند منجر به تولید حرارت تا چنین دمایی شود. میدان مغناطیسی پراکنده یا مسیر جریان‌های پراکنده نیز می‌تواند منجر به چنین حالتی شود.

ح. یک نقطه مسدود شده در مسیر داکت روغن می‌تواند باعث افزایش دمای نقطه‌ای و بروز خطای حرارتی شود.

خ. در صورتی که یک داکت روغن جابه‌جا شده باشد، ممکن است مسیر روغن تا حدی عوض شده و نقطه داغ ایجاد شود.

د. مشکلات پمپ‌های روغن می‌توانند در سیستم خنک‌کنندگی اشکال ایجاد کرده و خطای حرارتی در پی داشته باشند.

ذ. وجود لجن در ترانسفورماتور و همچنین، سیستم خنک‌کننده می‌تواند موجب خطای حرارتی شود.

ر. وجود جریان‌های گردابی در هسته، نگهدارنده‌ها یا بدنه می‌تواند موجب افزایش دما شود.

ز. زمین‌شدن غیرعمدی نقطه دوم در هسته می‌تواند مسیری برای جریان‌های گردشی ایجاد کند و حرارت تولید کند.

س. تخلیه در اثر تجمیع بارهای الکترواستاتیک و تخلیه مکرر در نقاطی از شیلد یا هسته که به خوبی زمین نشده‌اند ایجاد می‌شود که باعث ایجاد گاز می‌گردد.

ش. عبور جریان‌های خیلی بزرگ از ترانسفورماتور می‌تواند استحکام مکانیکی آن را مختل سازد. در این صورت ممکن است تخلیه یا قوس به دلایلی از قبیل تخریب یک قسمت از عایق در هنگام خطا ایجاد شود و یا در آینده به دلیل تضعیف سیستم عایقی، مجدداً قوس شروع به فعالیت کند.

ص. سیستم عایقی می‌تواند در اثر اضافه ولتاژهای صاعقه و کلیدزنی نیز آسیب ببیند. ممکن است مجدداً تخلیه آغاز شود و با تخریب بیشتر عایق ادامه یابد و یا آنکه خاموش شود و در استرس‌های بعدی دوباره ایجاد شود.

ض. سطح نویز خیلی بالا که نشان‌گر شل بودن سیم‌پیچ‌ها و هسته است می‌تواند نشانه‌ای از این باشد که سیم‌پیچ در حال لرزش زیادی است و این موضوع در اثر اصطکاک می‌تواند حرارت ایجاد کند. لازم به ذکر است که سطح بالای نویز می‌تواند در اثر شل بودن قطعات بیرونی ترانسفورماتور نیز باشد که در این صورت برهم‌کنشی با تولید گاز ندارد.

ط. وجود نشتی در ترانسفورماتورهای دارای کنسرواتور باعث افزایش میزان گازهای O_2، N_2 و CO_2 در روغن می‌شود. این در حالی است که مقدار نیتروژن و اکسیژن بایستی در ترانسفورماتورهای از نوع کنسرواتوردار، دارای کیسه هوا یا ایربگ تقریباً کم باشد.

ظ. در صورتی که ترانسفورماتور با نیتروژن تحت فشار حمل شده و به درستی گاز آن گرفته نشده باشد یا مقداری گاز در عایق به دام افتاده باشد، ممکن است مقدار بالایی از نیتروژن در DGA دیده شود اما نکته مهم آن است که در این حالت مقدار نیتروژن بایستی بعد از گذشت مدت زمانی ثابت مانده و افزایش نیابد. در چنین حالتی مقدار اکسیژن نبایستی زیاد باشد.

موارد فوق تنها پاره‌ای از خطاهای محتملی هستند که می‌توانند منجر به بروز تخلیه یا نقطه داغ و همچنین، تولید گاز در ترانسفورماتور شوند.

۴ –۵–اطلاعات خاصی که بایستی در گزارش DGA قید شود

موارد زیر در صورت وجود بایستی در گزارش آزمون DGA قید شود:

أ. گزارش تفسیر DGA و روش انجام DGA،

ب. مقادیری که با دقت قابل اندازه‌گیری هستند (S) یا به بیان دیگر حداقل دقت آشکارسازی برای هر گاز (مشخصه دستگاه مورد استفاده)،

ت. نام و مدل دستگاه تحلیل گازها،

ث. مشخصات خاص تجهیز شامل:

۱. تاریخ برق‌دار شدن، ولتاژ نامی، توان نامی و نوع ترانسفورماتور،

۲. تاریخ ساخت،

۳. حجم روغن،

٤. دمای روغن هنگام نمونه‌برداری،

۵. تاریخ نمونه‌برداری،

٦. محل نمونه‌برداری،

۷. نوع سیستم خنک‌کننده (ONAN، ONAF و ...)،
۸. نوع OLTC و ارتباط یا عدم ارتباط روغن آن با تانک اصلی (در صورت ارتباط تعداد عملکرد OLTC نیز ذکر شود)،
۹. مقدار حداکثر بار سالانه ترانسفورماتور و متوسط بار در ماه آخر،
۱۰. سابقه بارگیری از ترانسفورماتور از زمان آخرین آزمون DGA در صورت امکان.

ج. وقایع خاص پیش از انجام نمونه‌برداری مثل تریپ ترانسفورماتور، آلارم گاز، تصفیه و گرفتن گاز روغن، تعمیر یا خروج از مدار،
ح. نتایج آزمون‌های DGA قبلی بر روی تجهیز،
خ. گزارش مقدار معمول گازها برای ترانسفورماتور در صورت امکان،
د. مشخص کردن وضعیت سالم یا دارای خطا در مورد ترانسفورماتور،
ذ. در صورتی که ترانسفورماتور «دارای خطا» می‌باشد، نوع خطا بایستی با ذکر نسبت‌های محاسبه‌شده مشخص شده باشد،
ر. ذکر این موضوع که آیا کاغذ در فرآیند خطا دخیل است یا خیر،
ز. اقدام پیشنهادی،
س. مقدار پیری روغن با ارائه ضریب کیفیت روغن در صورت امکان.

۴-۶-فرآیند انجام آزمون DGA

مراحل زیر برای انجام آزمون DGA توصیه می‌شود [۲۶]:

أ. مقادیر متناقض DGA بایستی اصلاح شده و یا کنار گذاشته شود. از جمله اصلاحات، محاسبه میزان افزایش گاز نسبت به اندازه‌گیری قبلی و همچنین، توجه به دقت DGA است.
ب. در صورتی که میزان تمام گازها از مقدار معمول جدول (٤-٥) کم‌تر باشد و رشد تمامی گازها نیز از مقادیر معمول جدول (٤-٦) کم‌تر باشد، ترانسفورماتور وضعیت عادی داشته و می‌توان با درج عبارت «*DGA* عادی» نتیجه را گزارش کرد.
ت. در صورتی که مقدار یکی از گازها یا افزایش آن بالاتر از مقدار معمول باشد، بایستی نسبت گازهای پایه محاسبه شده و مطابق روش IEC 60599 یا مثلث دوال ارزیابی شود. در این حالت بایستی به خطاهایی نظیر تولید گازهای پراکنده توجه کرد.

ث. در صورتی که لازم باشد بایستی خصوصاً برای CO_2 و CO مقدار گازهای اندازه‌گیری قبل از مقدار فعلی کسر شده و سپس تحلیل انجام شود.

ج. در صورت وجود خطا مشخص شود که آیا کاغذ در خطا دخیل است یا خیر. همچنین، با مقایسه با اندازه‌گیری‌های قبلی مشخص گردد که آیا خطایی که پیش‌تر در ترانسفورماتور وجود داشته، در حال گسترش است یا خیر.

ح. مطابق شرح ذیل اقدام مناسب را بر اساس ارزیابی مهندسی انجام دهید:

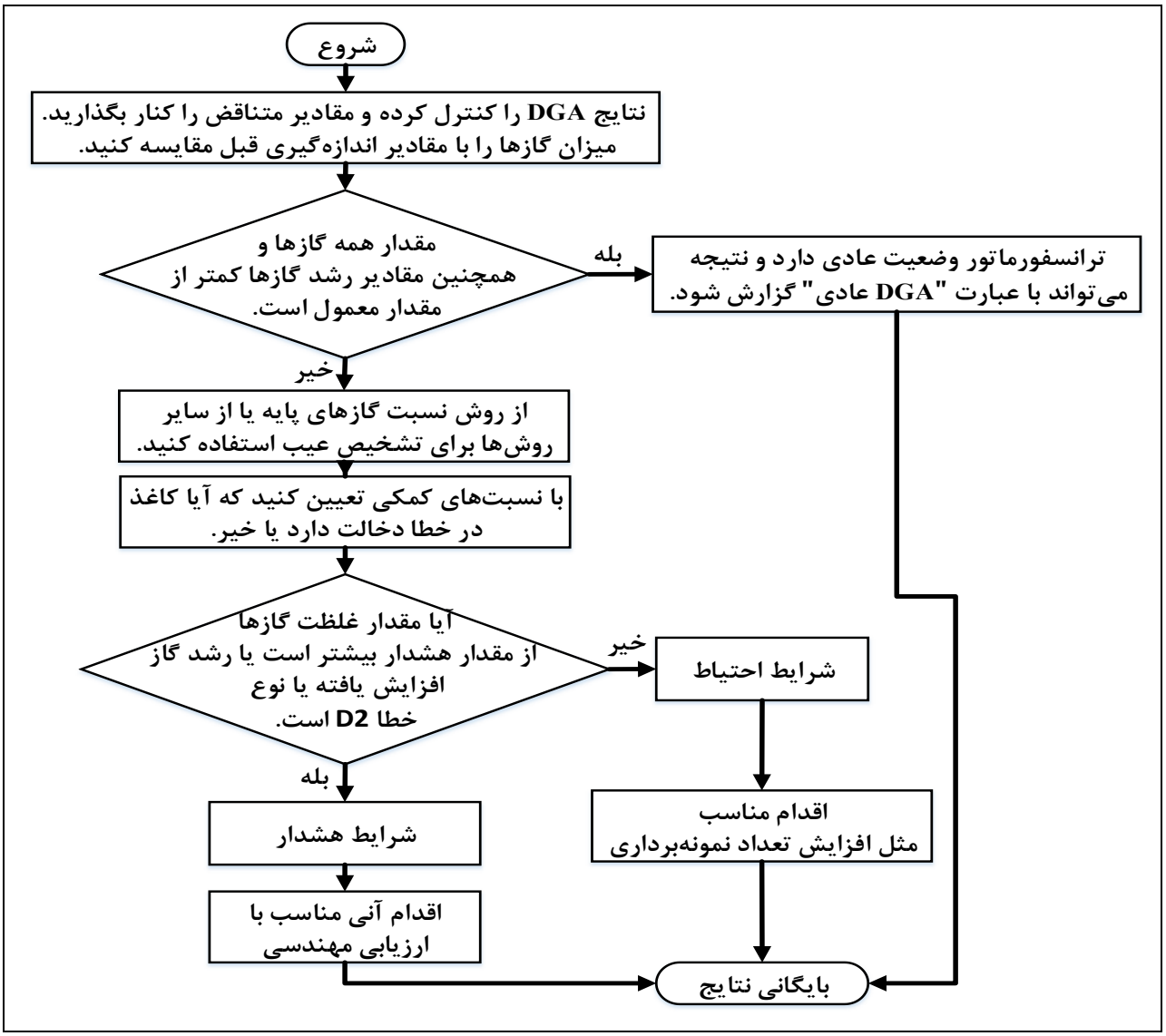
۱. تعداد دفعات نمونه‌برداری را افزایش دهید (سه ماهه، ماهیانه یا ...).

۲. آزمون‌های تکمیلی نظیر آزمون‌های الکتریکی را انجام دهید.

۳. با کاهش موقتی بار و کنترل تغییر نرخ رشد گاز مشخص کنید که مشکل بیشتر الکتریکی است یا حرارتی. در صورتی که مشکل حرارتی باشد با کاهش میزان بار ترانسفورماتور و جریان آن، نرخ رشد گاز کم‌تر خواهد شد.

٤. با توجه به میزان افزایش از مقادیر معمول در مورد خروج برنامه‌ریزی شده ترانسفورماتور از مدار جهت بازبینی و تعمیر و یا تصمیم‌گیری سریع در مورد آن اقدام شود. توجه شود که حضور خطاهایی از نوع D2 در ترانسفورماتور وضعیت خطرناکی را مشخص می‌کند که نیازمند اقدام سریع است.

خ. فلوچارت شکل (٤-٨) مراحل عیب‌یابی ترانسفورماتور را نشان می‌دهد.



شکل (٤-٨): فلوچارت انجام آزمون DGA

۴ -۷-نمونه‌برداری از روغن

در این قسمت، روش‌های متفاوت نمونه‌برداری از روغن ذکر می‌شود. بایستی توجه شود که نمونه‌برداری روغن برای انواع مختلف آزمون‌ها انجام می‌شود و در برخی از آزمون‌ها استفاده از بعضی از روش‌های نمونه‌برداری مجاز نیست. در ادامه به صورت دقیق به این موارد اشاره خواهد شد. لازم به ذکر است که مبحث نمونه‌برداری روغن به طور عمده از دو استاندارد IEC 60475-2011 و ASTM D923-15 استخراج شده است [۲۵, ۲٤].

۴ –۷ –۱ – ایمنی و کیفیت نمونه‌برداری

أ- جهت گرفتن نمونه روغن بایستی توصیه‌های سازنده به دقت رعایت شود. همچنین، بایستی به مسائل ایمنی دقت ویژه داشت.

ب-بایستی اطمینان حاصل کرد که روغن در تجهیزی که قرار است از آن نمونه‌برداری شود تحت فشار منفی نباشد. در صورت وجود فشار منفی داخل تجهیز، با باز کردن شیر نمونه‌برداری ممکن است حباب‌های هوا به درون روغن کشیده شوند که این موضوع حتی ممکن است باعث اتصال کوتاه در تجهیز (تجهیزات کوچک مثل بوشینگ) شده و فرد نمونه‌گیرنده را تحت خطر جدی قرار دهد. در مورد بوشینگ، ابتدا بایستی پیچ بالا باز شود تا در صورتی که فشار روغن منفی بوده، هوا از قسمت بالا کشیده شود و وارد اکتیوپارت بوشینگ نشود.

ت-در هنگام نمونه‌گیری بایستی تمهیداتی برای خروجی ناگهانی روغن و پاشیدن آن پیش‌بینی شده باشد. بایستی توجه داشت که روغن، محیط زیست را به شدت آلوده می‌کند و بایستی از ورود آن به محیط زیست جلوگیری شود.

ث-در همه حال، نمونه گیری بایستی توسط افراد آموزش دیده انجام شود. این موضوع خصوصاً در مورد تجهیزاتی که مثل بوشینگ مقدار روغن کمی دارند اهمیت ویژه دارد.

ج- بایستی دقت کرد تنها در صورتی که یک نمونه روغن بدون آلودگی به درستی گرفته شود می‌تواند در آزمون‌های بعدی راه‌گشا باشد. حتی پیچیده‌ترین روش‌ها نیز نمی‌توانند نتایج درستی را از نمونه‌های مشکل‌دار به دست دهند.

ح- در مورد تجهیزات کوچک که روغن کمی دارند بایستی تعیین کرد که آیا نمونه‌برداری از روغن، کار عادی تجهیز را در معرض خطر قرار می‌دهد یا خیر. در مورد تجهیزات کوچک مثل بوشینگ، نمونه‌برداری فقط در صورتی که تجهیز بی‌برق باشد مجاز است.

خ- به طور معمول هدف آن است که نمونه روغن گرفته شده معرف و نماینده‌ای از روغن کل تجهیز باشد. در مورد ترانسفورماتورها معمولاً شیر نمونه‌برداری جداگانه‌ای در بالا و پایین تعبیه شده است. با توجه به اینکه گازهای محلول در روغن ترانسفورماتور بیشتر در بالای تانک اصلی وجود دارند، لذا جهت نمونه‌گیری برای آزمایش گازکروماتوگرافی از قسمت بالای ترانسفورماتور نمونه گرفته می‌شود. از سوی دیگر، به علت اینکه آب و ذرات معلق در قسمت پایین ترانسفورماتور جمع

می‌شوند جهت آزمایش‌های ولتاژ شکست، رطوبت، ویسکوزیته، اسیدیته، کشش سطحی، tanδ و ... بهتر است نمونه روغن از پایین ترانسفورماتور گرفته شود [۲۵].

د- به طور معمول نمونه روغن از تانک ترانسفورماتور گرفته می‌شود اما در موارد خاص به ویژه هنگام تشخیص محل عیب ممکن است از روغن کنسرواتور یا تپ‌چنجر نیز نمونه‌برداری شود.

ذ- زمانی که قرار است نمونه‌برداری انجام شود توصیه اکید می‌شود که دمای روغن از دمای محیط مجاور بیشتر باشد تا احتمال میعان رطوبت در آن به حداقل برسد.

۴ -۷ -۲ - تمیز کردن محل نمونه‌برداری

پیش از گرفتن نمونه بایستی محل نمونه‌برداری (شیر نمونه‌برداری) و همچنین، ظرف نمونه‌برداری تمیز شوند تا از ورود آلودگی به روغن جلوگیری شود. مراحل تمیز کردن محل نمونه‌برداری به صورت زیر است:

أ- ابتدا درپوش شیر نمونه‌برداری را برداشته و خروجی را با یک تکه پارچه بدون پرز و کرک و یا یک اسفنج صنعتی مقاوم در برابر روغن تمیز کنید تا همه آلودگی و گرد و خاک قابل رویت پاک شود.

ب-بایستی اجازه داد که مقدار کافی از روغن (حدود ۲ تا ۵ لیتر به طور معمول) با جریان سریع (جریان گردابی تحت فشار) از شیر نمونه‌برداری خارج شده و هر گونه آلودگی مثل آب یا ذرات را که ممکن است در شیر نمونه‌برداری جمع شده باشد بشوید. مقدار خروجی در استاندارد ASTM، حدود ۲ لیتر و ترجیحاً ٤ لیتر بیان شده است [۲۵].

ت-در هنگام نمونه‌برداری از دستکش‌های محافظ که ترجیحاً از لاستیک نیتریل (Nitrile Rubber) ساخته شده‌اند استفاده شود.

ث-محل نمونه‌برداری بایستی در هر بار که نمونه روغن گرفته می‌شود تمیز شود. برای مثال، اگر روز قبل نمونه روغن گرفته شده و قرار است امروز نیز نمونه‌گیری انجام شود، بایستی محل نمونه‌برداری مجدداً تمیز گردد. واضح است که برای فواصل زمانی طولانی‌تر بین نمونه‌برداری نیز بایستی تمیز کردن محل نمونه‌برداری انجام شود.

ج- اگر نمونه‌برداری برای اندازه‌گیری محتوای رطوبت روغن انجام می‌شود بهتر است در روزهایی که رطوبت هوا کم‌تر است این کار صورت گیرد.

دمای روغن نمونه‌برداری شده نیز بایستی با قرار دادن ترمومتر در مسیر فلوی روغن تعیین شده و بر روی نمونه روغن ذکر شود. همچنین، در مورد اندازه‌گیری میزان رطوبت، روشن و یا خاموش بودن پمپ‌ها

و فن‌ها نیز بایستی قید شود. روش اندازه‌گیری دما نیز بایستی در اطلاعات آزمون ذکر شود. استاندارد ASTM ذکر می‌کند که دمای روغن خروجی ممکن است کم‌تر از روغن داخل تانک ترانسفورماتور قرائت شود. از این رو توصیه کرده است که دمای بالای روغن نیز قرائت شده و در مشخصات نمونه ذکر شود.

۴ –۷ –۳ –اتصال بین محل نمونه‌برداری و ظرف نمونه‌گیری

أ- برای اتصال محل نمونه‌برداری و ظرف نمونه‌گیری از یک لوله (تیوب) از جنس لاستیک یا پلاستیک سازگار با روغن استفاده کنید.

ب-طول لوله بایستی تا حد امکان کوتاه باشد.

ت-برای اینکه لوله رابط نمونه روغن را آلوده نکند از یک لوله جدید استفاده کرده و یا لوله‌ای را که قبلاً استفاده شده با روغنی که قرار است نمونه‌برداری شود شسته شود. لازم به ذکر است که داخل و بیرون لوله رابط بایستی با روغن شسته شود. استاندارد ASTM ذکر می‌کند که پس از نصب لوله، بایستی یک لیتر روغن دیگر از طریق مسیر لوله عبور داده شده و در ظرف دورریز ریخته شود. این کار جهت خروج رطوبتی که ممکن است درون لوله باشد اهمیت دارد.

ث-لوله مناسب بایستی برای مثال از جنس مواد پرفلوئورین شده (Perfluorinated)، تفلن و یا فلز باشد. استفاده از لوله‌های PVC به هیچ وجه مجاز نیست.

۴ –۷ –۴ –انتخاب ظرف نمونه‌گیری

جدول (٤-٢١) انواع مختلف ظرف‌های نمونه‌گیری که می‌تواند برای انواع آزمون‌ها استفاده شود را بیان کرده است. علامت (√) نشان‌گر آزمون‌هایی است که ظرف نمونه‌گیری می‌تواند برای آن استفاده شود.

زمانی که تمهیدات کافی هنگام انتقال ظرف شیشه‌ای فراهم نباشد، استفاده از ظرف‌های فلزی و پلاستیکی ترجیح دارد.

در نمونه‌برداری برای آزمون DGA بایستی مراحل تشریح شده در ادامه به دقت دنبال شوند تا از خروج گاز و جذب هوا خصوصاً در حالتی که میزان گاز کم است جلوگیری شود.

هنگامی که بطری برای آزمون DGA، رطوبت و ولتاژ شکست استفاده می‌شود، تماس روغن با هوا هنگام نمونه‌برداری و تحلیل نمونه باید حداقل باشد.

استفاده از بطری پلاستیکی برای آزمون‌های DGA، میزان رطوبت و ولتاژ شکست مجاز نیست. علت آن است که با فرآیند دیفیوژن از طریق دیواره پلاستیکی ممکن است بعضی گازها خارج شده و یا هوا به داخل

بطری نفوذ کند. برای سایر آزمون‌ها، پلاستیک بایستی از مواد مناسب و سازگار (مثل پلی‌اتیلن با چگالی بالا (HDPE)، پلی‌پروپیلن و پلی‌کربنات) که روغن را با مواد افزودنی پلاستیک آلوده نمی‌کنند استفاده شود. هرگونه نمونه جدید پلاستیک بایستی جهت سازگاری با روغن، مورد آزمون قرار گیرد.

در این رابطه جدول (٤-٢١) در استاندارد IEC 60475 توصیه شده است. این در حالی است که در ASTM تنها ظرف‌های نمونه‌برداری مجاز برای گرفتن نمونه روغن ترانسفورماتور جهت آزمون DGA و میزان رطوبت، سرنگ شیشه‌ای و سیلندر دوطرف فلزی از جنس فولاد ضدزنگ بیان شده است [۲۵]. همچنین، از بین دو مورد فوق، سرنگ شیشه‌ای در اولویت است.

جدول (٤-٢١): ظرف نمونه‌برداری جهت آزمون‌های مختلف روغن [٢٤]

ظرف نمونه‌برداری	سرنگ	بطری قابل انعطاف	بطری	بطری قابل انعطاف	سیلندر دوطرفه	سیلندر دوطرفه	حجم روغن
جنس ظرف	شیشه	فلز	شیشه	پلاستیک	شیشه	فلز	ml
آزمون روغن							
DGA	√	√	√		√	√	۲۵-۱۰۰
رطوبت	√	√	√				۲۰
tanδ	√	√	√	√			۲۰۰
ذرات معلق	√	√	√	√			۱۰۰
ولتاژ شکست		√	√				۵۰۰-۱۰۰۰
سایر آزمون‌های فیزیکی و شمیایی		√	√	√			۲۵۰
همه آزمون‌ها							۱۰۰۰-۲۰۰۰
حجم (ml)	۲۵-۲۵۰	۱۲۵-۲۵۰۰			۱۲۵	۲۵-۲۵۰	

سیلندر دوطرفه که در استاندارد ASTM از آن صحبت شده در IEC با نام آمپول (Ampoule) معرفی شده است. شکل(٤-٩) نمونه‌ای از سیلندر دو طرف فلزی و شیشه‌ای را نشان می‌دهد.

(الف) (ب)

شکل (٤-٩): سیلندر دوطرفه یا آمپول: (الف) فلزی، (ب) شیشه‌ای

۴-۷-۴-۱- تمیزکردن ظرف نمونه‌برداری

۴-۷-۴-۲- استفاده از ظروف نمونه‌برداری یک‌بار مصرف

می‌توان به جای تمیزکردن ظروف نمونه‌برداری، از ظروف فلزی، پلاستیکی و شیشه‌ای یک‌بار مصرف که درجه مشخصی از تمیزی (در مقابل گرد و غبار و رطوبت) دارند استفاده کرد. لازم به ذکر است به دلیل وجود محدودیت‌های HSE و حفاظت محیط زیست، استفاده از ظروف غیرپلاستیکی چندبار مصرف ترجیح دارد.

۴-۷-۴-۳- فرآیند تمیزکردن

أ. ظروف نمونه‌برداری می‌توانند در ماشین ظرف‌شویی با استفاده از شوینده مناسب تمیز شده و با آب شیر بدون شوینده شست و شو داده شوند. همچنین، در آخرین مرحله می‌توان از آب دیونیزه شده برای شست و شو استفاده کرد.

ب. ظروف می‌توانند با هپتان (heptane) معمولی نیز شسته شوند.

ت. پس از شست و شو، ظروف بایستی در آون و در دمای معمول $100\ ^0C$ به طور کامل خشک شوند. در مرحله بعد، ظروف بایستی در خود آون (Oven) یا یک محفظه خشک، سرد شده و با محیط هم‌دما شوند.

ث. پس از خشک‌شدن، درب ظروف بایستی به سرعت بسته شده تا در برابر آلودگی محافظت شوند. درب ظروف نبایستی تا زمان نمونه‌برداری باز شوند.

ج. تمیز کردن درست ظروف برای آزمون $\tan\delta$ و کشش سطحی که به آلودگی حساسیت زیادی دارند اهمیت ویژه دارند. ظروف نبایستی با استفاده از حلال‌ها شسته شوند.

ASTM ذکر می‌کند که در مورد سرنگ بهتر است اندکی هوا درون آن باقی گذاشته شود و سپس درپوش آن بسته شود چرا که این موضوع اجازه انبساط و انقباض سرنگ و پیستون آن را در اثر تغییر دما می‌دهد.

در مورد سیلندر دوطرفه توصیه شده است که مقداری فشار مثبت با استفاده از گاز نجیب یا نیتروژن درون سیلندر ایجاد شود تا از ورود آلودگی به آن جلوگیری شود.

۴ –۷ –۵ – نمونه‌برداری با سرنگ

۴ –۷ –۵ –۱ – تجهیز نمونه‌برداری

سرنگ نمونه‌برداری بایستی مشخصات زیر را داشته باشد:

أ- سرنگ بایستی در مقابل خروج گاز آب‌بندی بوده و حجمی معادل 250 ml ت 20 داشته باشد. جهت انجام آزمون DGA سرنگ با حجم 250 ml ترجیح دارد. بهتر است که سرنگ دارای یک شیر سه‌طرفه پلاسیتکی از جنس بدنه نایلون و محفظه داخلی پروپیلن و یا شیر سه‌طرفه از جنس فولاد ضدزنگ باشد.

ب-استفاده از سرنگی که پیستون و محفظه آن تطبیق داشته باشند برای آزمون DGA ترجیح داده می‌شود. علت آن است که پیستون می‌تواند آزادانه با تغییرات حجم روغن حرکت کند و از ایجاد فشار اضافه یا خلاء نسبی در سرنگ جلوگیری کند.

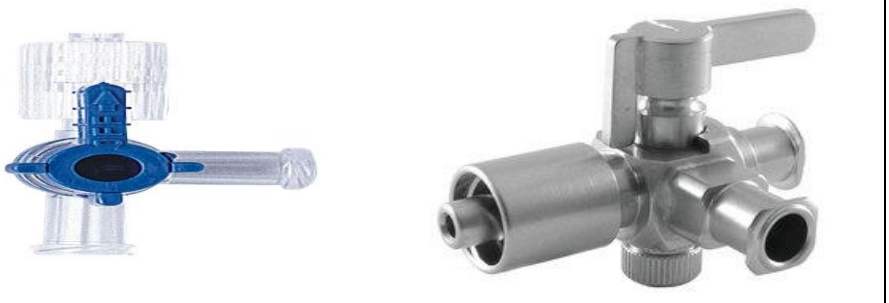
ت-استفاده از سرنگ پلاستیکی مجاز نیست.

ث-در مورد شیر سه‌طرفه پلاستیکی، برای هر بار نمونه‌برداری بایستی یک شیر جدید استفاده شود چرا که ممکن است شیر با نمونه قبلی آلوده شده باشد. همچنین، در چند بار استفاده ممکن است آب‌بندی در مقابل نشت گاز ضعیف شود.

ج- جهت حفاظت بیشتر، یک درپوش قفلی (Luer-lock) از جنس فولاد ضدزنگ می‌تواند بر روی شیر سه‌طرفه قرار داده شود. این درپوش می‌تواند بعد از استفاده مجدداً تمیز شده و به کار گرفته شود. نمونه یک درپوش در شکل (٤-١٠) نمایش داده شده است (در این شکل درپوش مستقیماً بر روی خروجی سرنگ قرار گرفته است). نمونه‌ای از شیر سه‌طرفه نیز در شکل (٤-١١) نشان داده شده است. در صورتی که دسته شیر سه طرفه فقط یک زائده بزرگ داشته باشد (مانند آنچه که در شکل

دیده می‌شود) این زائده معمولاً جهتی را که مسیر آن بسته شده است نشان می‌دهد. به بیان دیگر، هر جهتی که بخواهیم مایع در آن جریان نداشته باشد، زائده بایستی به سمت آن مسیر قرار گیرد.

شکل (٤-١٠): درپوش قفلی فلزی بر روی خروجی سرنگ



(ب) (الف)

شکل (٤-١١): شیر سه‌طرفه، (الف) فلزی، (ب) پلاستیکی

در IEC 60475 قید شده است که آغشته کردن پیستون سرنگ به روغن تمیز و بدون گاز برای جلوگیری از تشکیل حباب گاز هنگام نمونه‌گیری می‌تواند مفید باشد. این موضوع در مورد روان‌کننده‌های بر پایه آب با گران‌روی پایین نیز صادق است.

جهت انتقال سرنگ نمونه روغن، بایستی یک محفظه نگه‌دارنده مهیا باشد و طراحی آن به نحوی باشد که سرنگ را محکم در جای خود نگه دارد در حالی که پیستون سرنگ اجازه حرکت آزادانه داشته باشد. همچنین، نوک سرنگ بایستی از بدنه فاصله داشته باشد. در هنگامی که نمونه مربوط به DGA باشد، سرنگ ترجیحاً به صورت عمودی حمل شود در حالی که پیستون آن به سمت بالا باشد. این کار از تشکیل حباب در روغن جلوگیری می‌کند. نمونه‌ای از محفظه نگه‌دارنده سرنگ در شکل (٤-١٢) نمایش داده شده است.

شکل (٤-١٢): ظرف نگهدارنده سرنگ نمونه روغن

۴-۷-۵-۲- فرآیند نمونه‌برداری

فرآیند نمونه‌برداری روغن توسط سرنگ به صورت مرحله به مرحله در شکل (٤-١٣) ارائه شده است. این مراحل عبارتند از:

أ- ابتدا درپوش فلنج شیر نمونه‌گیری را برداشته و اتصال را مطابق شکل (a) انجام دهید. در صورت لزوم از تبدیل‌های مناسب استفاده کنید.

ب-با قرار دادن شیر سه‌طرفه در وضعیت مناسب اجازه دهید تا مقدار ۱ تا ۲ لیتر روغن به درون ظرف دورریز ریخته شود، شکل (a)

ت-شیر سه‌طرفه را در وضعیتی قرار دهید که روغن به آرامی وارد سرنگ شود. دقت کنید که پیستون سرنگ نبایستی کشیده شود و سرنگ بایستی خود به خود و در اثر فشار روغن پر شود، شکل (b)

ث-شیر سه طرفه را در وضعیتی قرار دهید که روغن از سرنگ به درون ظرف دورریز وارد شود. سپس پیستون سرنگ را فشار دهید تا روغن سرنگ خالی شده و به ظرف دورریز وارد شود، شکل (c).

برای اطمینان از اینکه کل هوا از سرنگ خارج شود، سرنگ بایستی تقریباً عمودی باشد به نحوی که

نوک آن به سمت بالا باشد. کنترل کنید که سطح داخلی سرنگ و پیستون آن کاملاً آغشته بـه روغـن شده باشد. ASTM تاکید می‌کند که حداقل یک یا دو بار این کار انجام شود. همچنین، ASTM قید می‌کند که حدود 1 ml تا 2 ml روغن درون سرنگ بماند تا احتمال ورود هوا کم‌تر شود.

ج- مراحل ۳ و ٤ را تکرار کنید تا زمانی که هیچ حبابی وجود نداشته باشد. سـپس شـیر سـه‌طرفه را بـه وضعیتی که روغن به سرنگ وارد شود تغییر دهید و اجازه دهید تا روغن خود بـه خـود بـه سـرنگ وارد شود و نمونه‌گیری انجام شود، شکل (d). ASTM ذکـر می‌کنـد کـه سـرنگ را تـا مقـدار ۸۰٪ ظرفیت آن پر کنید.

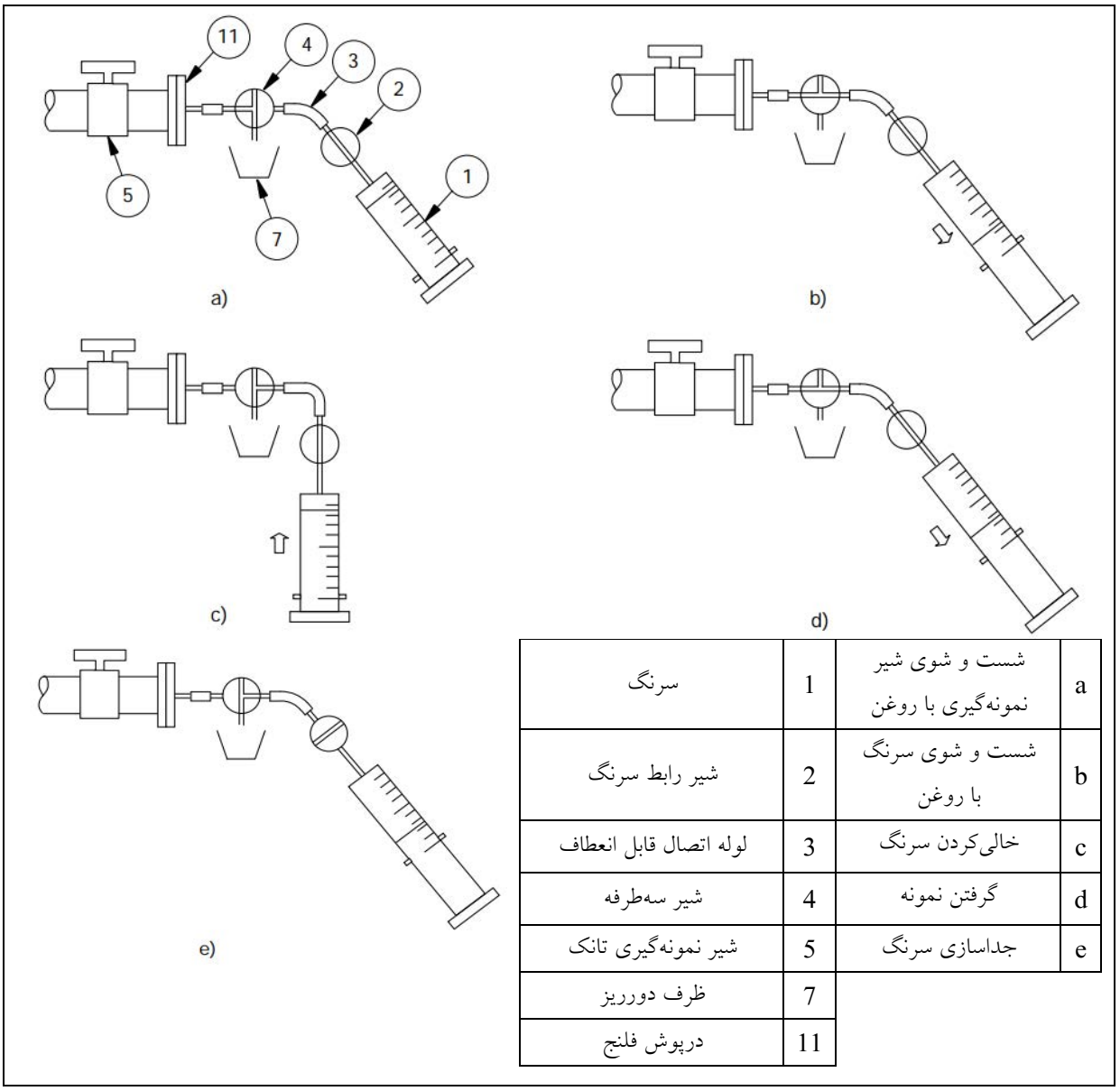
ح- شیر رابط سرنگ، شیر سه طرفه و سپس شیر خروجی نمونه‌برداری روغن تانـک را ببینیـد. سـپس شیر سه‌طرفه را در وضعیت نشان‌داده‌شده در شکل (e) قرار داده و سرنگ را جدا کنید.

خ- در صورتی که نمونه‌برداری به منظور آزمون DGA باشد و روغن نمونه‌گیری‌شده، داغ باشد، سرنگ را درون جعبه محافظ آن به صورت عمودی به نحوی قرار دهید که بر روی پیستون آن قـرار گرفتـه باشد و نوک سرنگ به سمت بالا باشد. این وضعیت تا زمانی که روغن پـر می‌شـود بایسـتی حفـظ شود. در نهایت سرنگ را درون قسمت نگه‌دارنده به نحوی که در بخش قبل توضیح داده شـد قـرار دهید و برای حمل آماده کنید. فرآیند مذکور از شکل‌گیری حباب در روغن جلوگیری می‌کند.

د- نمونه را به نحو مناسب برچسب بزنید.

ذ- در مورد ترانسفورماتور هرمتیک در صورتی که بلافاصله بعد از نمونه‌گیری حباب در سـرنگ ایجـاد شود، توصیه می‌شود که نمونه‌گیری را مجدداً انجام دهید.

ر- ASTM تذکر می‌دهد در صورتی که بعد از گذشت مدتی، حباب گاز در سرنگ ایجاد شود، نبایستی این حباب را خارج کرد چرا که حاوی گازهای روغن بوده که از آن بیرون آمـده اسـت و بخشـی از نمونه محسوب می‌شود. روغنی که درون ظرف نمونه‌گیری ریخته می‌شود، در هنگـام حمـل و نقـل شرایط متفاوتی از جمله دماهای متفاوتی را تجربه می‌کنـد. در نتیجـه ممکـن اسـت بخشـی از گـاز محلول در روغن به صورت غیرمحلول درآمده و به شکل حباب در روغن قابل تشخیص باشد. ایـن حباب گاز بخشی از گازهای محلول در نمونه روغن هستند و نبایستی از ظرف نمونه‌برداری خـارج شوند. در فاز استخراج گاز نمونه، این حبـاب نیـز بـه عنـوان گـاز خارج‌شـده بایسـتی بـه دسـتگاه گاز کروماتوگراف وارد شود.



a	شست و شوی شیر نمونه‌گیری با روغن	1	سرنگ
b	شست و شوی سرنگ با روغن	2	شیر رابط سرنگ
c	خالی‌کردن سرنگ	3	لوله اتصال قابل انعطاف
d	گرفتن نمونه	4	شیر سه‌طرفه
e	جداسازی سرنگ	5	شیر نمونه‌گیری تانک
		7	ظرف دورریز
		11	درپوش فلنج

شکل (٤-١٣): مراحل نمونه‌برداری روغن با سرنگ

۴ –۷ –۶ – نمونه برداری با سیلندر دوطرفه

۴ –۷ –۶ –۱ – تجهیز نمونه‌برداری

سیلندر دو طرفه‌ای که برای نمونه‌برداری روغن استفاده می‌شود، بایستی مشخصات زیر را داشته باشد:

أ- سیلندر می‌تواند از جنس شیشه یا فلز باشد و بایستی حجمی معادل 125 ml تا 1 l داشته باشد. برای آزمون DGA حجم 250 ml مناسب است. نوع شیشه معمولاً از جنس شیشه پیرکس است و نوع فلزی بایستی از جنس فولاد ضدزنگ باشد.

ب- لوله پلاستیکی رابط سیلندر بایستی فقط یک بار استفاده گردیده و بازیابی نشود. علت آن است که لوله ممکن است توسط نمونه‌های قبل آلوده شده باشد و نمونه روغن جدید، آزمون DGA را آلوده کند. انواع پلاستیک‌های سازگار در آیتم (٤-٧-٥-١) بیان شد.

ت- سیلندر و لوله رابط آن در صورتی مورد قبول است که میزان خروج هیدروژن آن کم‌تر از ۲/۵٪ در هر هفته باشد.

ث- یک جعبه نگهدارنده بایستی وجود داشته باشد که در حین حمل، ظرف نمونه‌برداری را محکم در جای خود نگه دارد. می‌توان از اسفنج فشرده و یونولیت به منظور محکم کردن ظرف نمونه‌برداری در جعبه استفاده کرد.

ج- ASTM طول لوله خروجی را حدود 60 cm ذکر می‌کند.

۴-۷-۶-۲- فرآیند نمونه‌برداری

مراحل نمونه‌برداری به شرح ذیل و مطابق شکل (٤-١٣) است:

أ- مجموعه را مطابق شکل (٤-١٤) متصل کنید. ASTM الزام می‌کند که سیلندر به صورت عمودی گرفته شود.

ب- هر دو شیر ٤ و ٥ را باز کنید تا روغن از درون سیلندر جریان پیدا کرده و به سطل دورریز ریخته شود. هنگام نمونه‌برداری برای آزمون DGA، جریان روغن بایستی آرام (غیرگردابی) باشد تا زمانی که هیچ گونه حباب هوا در روغن دیده نشود. این کار برای جلوگیری از ایجاد حباب و همچنین، خروج گازها لازم است. در صورت دیدن حباب هوا، ASTM توصیه می‌کند که سیلندر را کمی تکان دهید تا هوای محبوس خارج شود و سپس به دورریز روغن ادامه دهید تا زمانی که حباب هوا در آن دیده نشود. بایستی توجه داشت که روغن مرده وارد نمونه نشود. عبور مقدار کافی روغن باعث می‌شود که روغن مرده در نمونه نباشد.

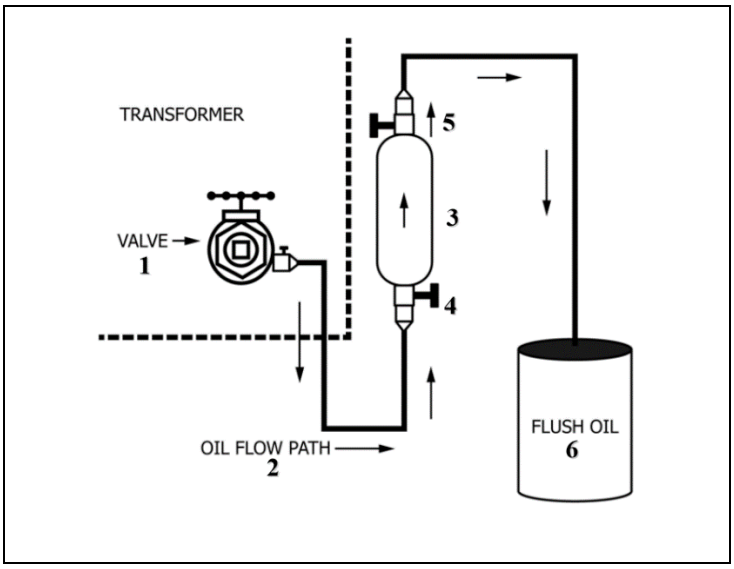
ت- پس از پر شدن کامل سیلندر، اجازه دهید یک تا ۲ لیتر روغن به درون ظرف دورریز ریخته شود. ASTM این مقدار را ۲ لیتر ذکر می‌کند.

ث- جریان روغن را به ترتیب با بستن شیر ۵، سپس شیر ٤ و در نهایت شیر نمونه‌برداری تانک ترانسفورماتور متوقف کنید.

ج- در آخرین مرحله، ظرف نمونه‌برداری و لوله‌ها را جدا کرده و نمونه را با دقت برچسب بزنید.

ح- به عنوان آخرین کنترل، ASTM توصیه می‌کند که سیلندر را به آرامی تکان دهید. در صورتی که صدای حرکت روغن شنیده شود نشانه وجود گاز در آن است و فرآیند نمونه‌برداری بایستی مجدداً انجام شود.

در صورتی که از سیلندر شیشه‌ای با شیرهای شیشه‌ای استفاده می‌شود، بهتر است 1 ml یا 2 ml از روغن آن تخلیه شود تا در صورت افزایش حجم روغن در اثر افزایش دما هنگام حمل و نقل شیشه نشکند. بر روی برچسب بایستی انجام این موضوع قید شود.



شکل (٤-١٤): مراحل نمونه‌برداری روغن با سیلندر دوطرفه. ۱) شیر نمونه‌برداری تانک، ۲) لوله رابط مسیر روغن، ۳) سیلندر دو طرفه، ٤ و ۵) شیرهای سیلندر، ٦) ظرف دورریز روغن

۴ – ۷ – ۷ – نمونه‌برداری با بطری فلزی قابل انعطاف

۴ – ۷ – ۷ – ۱ – تجهیز نمونه‌برداری

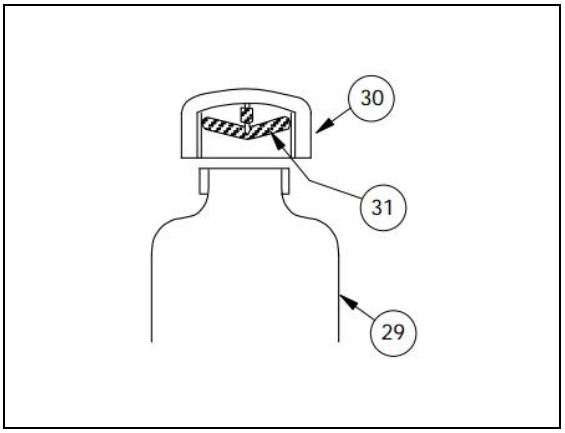
تجهیز نمونه‌برداری بایستی مشخصات زیر را داشته باشد:

أ- بطری فلزی قابل انعطاف با حجم معمول 250 ml تا 2.5 l که در مقابل خروج گاز آب‌بندی باشد،

ب-بطری‌های فلزی نبایستی دارای لحیم یا جوش باشند زیرا موادی که برای این موضوع به کار گرفته می‌شود ممکن است روغن را آلوده کند. سطح آلومینیومی می‌تواند محتوای رطوبت روغن را جذب کند. بطری‌های فلزی از جنس آلومینیوم (drawn aluminium) و قلع (welded tin) احتیاجی به محفظه افزایش حجم روغن ندارند. این دو نوع ظرف بایستی با وارد کردن فشار به دیواره‌های ظرف به طور کامل از روغن پر شوند.

ت-بطری‌های فلزی بایستی با درپوش‌های پیچی، که مجهز به یک واشر غیرمتخلخل، بدون نشتی و سازگار با روغن باشند، بسته شود. واشرها بایستی تنها یک بار استفاده شوند و مجدداً برای نمونه‌برداری به کار گرفته نشوند مگر آن‌که از فویل آلومینیومی بر روی آن در قسمت تماس با روغن استفاده شده باشد.

ث-برای آزمون DGA و محتوای رطوبت بایستی میزان آب‌بندی بطری قبلا کنترل شده باشد. یک راه آن است که ٦ نمونه روغن ترانسفورماتور با میزان هیدروژن بیشتر از 100 ppm همزمان در بطری‌های مشابه ریخته شود. سپس بایستی میزان گاز هیدروژن در یک بازه یک ماهه اندازه‌گیری شود. در صورتی که میزان خروج هیدروژن کم‌تر از ۲/۵٪ در هفته باشد، آب‌بندی بطری مورد قبول است. بطری‌های مناسب از درپوش‌های پیچی که قسمت آب‌بندی مخروطی شکل از جنس پلی‌اتیلن دارند و یا مجهز به واشرهای قابل انعطاف هستند مناسب می‌باشند. نمونه این درپوش در شکل (٤-١٥) نشان داده شده است. برای سایر آزمون‌های روغن نیازی به آب‌بندی فوق نیست.



شکل (٤-١٥): نمونه بطری آب‌بندی در مقابل خروج گاز

ج- معمولاً برای روغن معدنی نوع واشرها بایستی از جنس پلی‌اتیلن، تفلن (PTFE) یا لاستیک NBR (nitrile-butadiene rubber) با مقدار نیتریل بیش از ۳۰٪ باشند. برای روغن‌های غیرمعدنی، واشرها بایستی فقط از جنس تفلن باشند.

ح- بایستی محفظه نگهداری مناسب جهت حمل و نقل موجود باشد.

۴-۷-۷-۲- فرآیند نمونه‌برداری

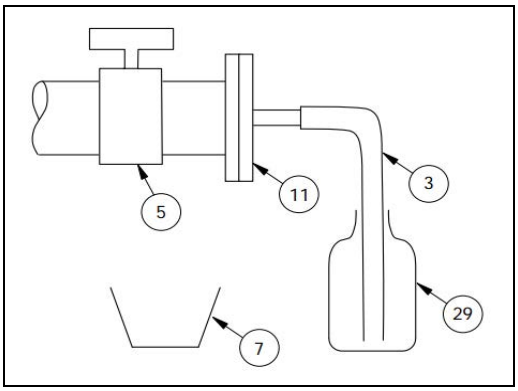
مراحل نمونه‌برداری مطابق شکل (٤-١٦) به صورت زیر است:

أ- ابتدا به آرامی شیر نمونه‌برداری را باز کرده و اجازه دهید تا حدود ۱ تا ۲ لیتر روغن به درون ظرف دورریز ریخته شود. جریان روغن بایستی آرام (غیرگردابی) باشد. اطمینان حاصل کنید که پیش از گرفتن نمونه روغن همه حباب‌های هوا از بین رفته‌اند و جریان روغن باعث خروج گاز از روغن نمی‌شود.

ب-لوله رابط را در حالی که روغن همچنان در جریان است در کف بطری فلزی قرار دهید و اجازه دهید تا بطری از روغن پر شود. استاندارد ASTM ذکر کرده که لوله می‌تواند به بدنه بطری نیز تماس داده شود به نحوی که روغن به آرامی از روی بدنه داخلی به درون بطری وارد شود و از پاشیدن آن هنگام برخورد با کف بطری جلوگیری شود [۲۵]. بطری را با یک سوم روغن پر کرده، سپس با به گردش درآوردن روغن، آن را شست و شو داده و در ظرف دورریز بریزید. گردش روغن در ظرف آن را با روغن هم‌دما کرده و از میعان رطوبت جلوگیری می‌کند. هنگام نمونه‌برداری برای DGA اطمینان از آرام بودن جریان روغن و عدم وجود حباب هوا زمانی که بطری از روغن پر می‌شود بسیار حائز اهمیت است و در غیر این صورت گازهای موجود ممکن است از دست بروند. پر کردن بطری بایستی به حدی آهسته باشد که جریان روغن کاملاً آرام بوده و همچنین، تا حد امکان سریع باشد تا در معرض هوا قرار گرفتن روغن حداقل شود. در صورتی که مدت زمان گرفتن نمونه از چند دقیقه بیشتر شود بایستی یک نمونه جدید گرفته شود.

ت-پس از پر شدن بطری از روغن اجازه دهید تا حدود دو برابر حجم بطری از آن سرریز کرده و در ظرف دورریز ریخته شود. سپس در حالی که همچنان روغن جاری است به آرامی لوله را بیرون بکشید. به آرامی دو طرف ظرف را فشار دهید تا کاملاً از روغن پر شود. در نهایت درپوش ظرف را محکم ببندید.

ث-شیر نمونه‌برداری را بسته و لوله را جدا کنید. نمونه را برچسب بزنید و پس از سرد شدن روغن تا دمای محیط مجدداً درپوش آن را محکم کنید.



شکل (٤-١٦): مراحل نمونه‌برداری روغن با بطری فلزی قابل انعطاف. ۳) لوله رابط قابل انعطاف ٦) شیر نمونه‌برداری تانک، ۷) ظرف دورریز روغن، ۱۱) درپوش فلنج، ۲۹) بطری

۴-۷-۸- نمونه‌برداری با بطری شیشه‌ای یا فلزی غیرقابل انعطاف

۴-۷-۸-۱- تجهیز نمونه‌برداری

مشخصات مجموعه نمونه‌برداری بایستی به صورت زیر باشد:

أ. بطری‌های شیشه‌ای یا فلزی غیر قابل انعطاف که در مقابل گاز آب‌بندی بوده و دارای حجم مناسب 125 ml تا 2.5 l می‌باشند. ظرف شیشه‌ای بایستی در مقابل تابش نور خورشید محافظت شود. به همین دلیل استفاده از ظرف تیره قویاً توصیه می‌شود. محافظت بیشتر در مقابل تابش نور خورشید هنگام حمل و نقل در مورد نمونه DGA لازم است. واشرهای توصیف شده برای بطری‌های فلزی قابل انعطاف برای ظرف‌های شیشه‌ای و فلزی غیرقابل انعطاف نیز مناسب هستند.

ب. جعبه مناسب جهت حمل و نقل که بطری را محافظت کند بایستی مهیا باشد.

۴-۷-۸-۲- فرآیند نمونه‌برداری

فرآیند نمونه‌برداری مطابق شکل (٤-١٦) مشابه بطری‌های فلزی قابل انعطاف است جز این مورد که نبایستی بطری به طور کامل از روغن پر شود.

در عوض بایستی اجازه داد که سطح روغن چند سانتی‌متر از لبه بطری پایین‌تر باشد به نحوی که حجم کوچکی از هوا (حدود 3.5 ml تا 7 ml یا 1.5 cm تا 3 cm) جهت انقباض و انبساط روغن وجود داشته

باشد. ضمناً میزان پر کردن نبایستی کم‌تر از ۹۰٪ حجم بطری باشد به طوری که هنگام کاهش دما مشکلی برای بطری ایجاد نشود. میزان تقریبی فضای هوا در بالای بطری بایستی در برچسب نمونه قید شود. در این روش بایستی اصلاحاتی مطابق روش head space برای تخمین میزان تبادل گاز، انجام شود.

در صورتی که بطری کاملاً از روغن پر شود و با درپوش آب‌بندی‌شده بسته شده باشد، پیش از تحلیل و اندازه‌گیری گازهای محلول، بطری بایستی تا دمای نمونه‌برداری گرم شود تا گازها در روغن حل شوند.

۴ –۷ –۹ – نمونه‌برداری روغن با بطری پلاستیکی

۴ –۷ –۹ –۱ – تجهیز نمونه‌برداری

أ. بطری پلاستیکی بایستی از مواد مناسب و سازگار که روغن را با مواد افزودنی پلاستیک آلوده نمی‌کنند استفاده شود. هرگونه نمونه جدید پلاستیک بایستی جهت سازگاری با روغن مورد آزمون قرار گیرد.

ب.استفاده از بطری پلاستیکی برای آزمون DGA، میزان رطوبت و ولتاژ شکست مجاز نیست.

ت.واشرهای توصیف‌شده برای بطری‌های فلزی قابل انعطاف در آیتم (٤–٧–٧–١) برای این ظرف نیز مناسب هستند.

۴ –۷ –۹ –۲ – فرآیند نمونه‌برداری

نمونه‌برداری مشابه فرآیند توصیف شده برای بطری‌های فلزی قابل انعطاف مطابق آیتم (٤ –٧ –٨ –٢) می‌باشد.

۴ –۷ –۱۰ – نگهداری و انتقال نمونه

مقداری از اکسیژن محلول در روغن ممکن است در اثر اکسیداسیون مصرف شده و اکسیدهای کربن و هیدروکربن‌ها تولید شوند. این فرآیند با تابش نور خورشید تسریع می‌شود و لذا نمونه‌های موجود در ظروف شفاف بایستی در مقابل تابش نور محافظت شوند.

همیشه، تحلیل و اندازه‌گیری بایستی در حداقل زمان ممکن انجام شود تا از فرآیندهای اکسیداسیون و جذب یا خروج گاز جلوگیری شود. توصیه می‌شود که حداکثر تا مدت زمان ۵ روز از هنگام نمونه‌برداری تحلیل انجام شود.

نمونه‌های روغن و از جمله سرنگ می‌توانند در محفظه‌های آب‌بندی‌شده قرار گیرند تا امکان هر گونه تولید حباب گاز مرتفع شود لذا مناسب است که نمونه‌های مهم DGA از طریق ناوگان هوائی ارسال شوند.

این موضوع به دلیل کاهش فشار و اشباع گاز در روغن، مهم است. همیشه بایستی پیستون سرنگ به گونه‌ای باشد تا بتواند آزادانه حرکت کند تا از ورود گاز در صورت تغییر حجم روغن جلوگیری شود. بایستی توجه کرد که هرچه تغییرات دما کم‌تر باشد بهتر است. همچنین، بهتر است نمونه روغن پس از رسیدن نمونه به آزمایشگاه، به دمای زمان نمونه‌برداری رسانده شود و سپس فرآیند استخراج گاز آغاز گردد.

۴-۷-۱۱- برچسب‌زدن نمونه‌ها

نمونه‌های روغن بایستی پیش از ارسال به آزمایشگاه به نحو مناسبی برچسب زده شوند. اطلاعات نشان داده‌شده در جدول (٤-٢٢) در صورت وجود بایستی در برچسب روغن درج شود.

جدول (٤-٢٢): اطلاعات لازم در برچسب نمونه روغن [٢٤]

ترانسفورماتور (یا تجهیز دیگر)	نمونه‌برداری
نام مشتری (نام شرکت برق منطقه‌ای)	تاریخ نمونه‌برداری
محل – نام پست	نقطه نمونه‌برداری
شماره سریال و کد دیسپاچینگ	مشخصات فرد نمونه‌بردار
سازنده	علت تحلیل (آزمون روتین یا ...)
سال ساخت	برق‌دار بودن یا نبودن ترانسفورماتور، بار داشتن یا نداشتن ترانسفورماتور
نوع تجهیز (ترانسفورماتور، راکتور، بوشینگ، ...)	دمای روغن در هنگام نمونه‌برداری
میزان توان نامی	میزان دمای محیط
نسبت ولتاژ	میزان رطوبت محیط: خشک، مرطوب، مه آلود، داخلی
محل و نوع OLTC	
زمان برق‌دار شدن (تاریخ بهره‌برداری)	
میانگین بار سالانه	
میانگین و حداکثر بار ماه گذشته	
روغن	
نوع روغن (معدنی یا غیرمعدنی)	وزن یا حجم روغن
نام روغن (سازنده و تیپ روغن)	تاریخ آخرین تصفیه روغن

همچنین، وجود اطلاعات اضافی زیر ضروری است:

أ. دمای هوا، دمای ترمومترهای سیم‌پیچ‌ها، درصد بار ترانسفورماتور یا مقدار جریان آن، عملکرد پمپ‌ها، نحوه ارتباط روغن تپ‌چنجر با تانک ترانسفورماتور، سیستم روغن از لحاظ هرمتیک یا کنسرواتوری بودن، هرگونه تغییرات در شرایط کاری یا تعمیر و نگهداری از نمونه‌برداری قبلی،

ب. در حالتی که میزان رطوبت قرار است اندازه‌گیری شود، دمای روغن، روشی که برای اندازه‌گیری دما استفاده شده است و آیا فن‌ها و پمپ‌ها در حال کار بوده‌اند یا خیر، جهت محاسبه رطوبت نسبی روغن لازم است،

ت. تاریخ دقیق نمونه‌برداری زمانی که بیش از یک نمونه گرفته شده است.

۴ –۸– نمونه‌برداری گاز رله بوخهلتس

نمونه‌برداری از گازهای جمع شده در رله بوخهلتس بایستی در حداقل زمان ممکن پس از دریافت آلارم یا تریپ رله بوخهلتس انجام شود. در صورتی که رله بوخهلتس آلارم یا تریپ داده باشد اکیداً توصیه می‌گردد که از گاز رله بوخهلتس نمونه‌برداری شود. هر چه زمان طولانی‌تر شود درصد بیشتری از گاز در روغن حل شده و ترکیب آن متفاوت خواهد شد. نمونه‌های گاز بایستی به نحو مناسبی برچسب زده شوند و در حداقل زمان ممکن نیز مورد تحلیل قرار گیرند تا خروج هیدروژن از آن‌ها حداقل باشد.

اتصال بین رله و ظرف نمونه‌گیری بایستی نسبت به ورود هوا کاملاً آب‌بندی شده باشد و در مورد لوله‌های پلاستیکی بایستی اطمینان حاصل شود که در مقابل نفوذ گاز مقاوم هستند. در صورتی که همراه با گاز مقداری روغن نیز گرفته شده باشد، اکسیژن با روغن واکنش خواهد داد. جهت کند کردن این فرآیند بایستی نمونه را از تابش نور خورشید حفظ کرد.

سه روش مختلف در استاندارد IEC 60567 برای نمونه‌گیری گاز داده شده است [۲۹]: استفاده از سرنگ، استفاده از تیوب و استفاده از خلاء. در این بین استاندارد استفاده از سرنگ را اکیداً توصیه می‌کند چرا که در روش دوم روغن همراه با گاز وجود دارد و اندازه‌گیری درست احتیاج به اصلاحات دارد. در مورد خلاء نیز تخصص کافی نیاز است تا از مکش هوا به داخل نمونه جلوگیری شود. با توجه به امکانات موجود و توصیه اکید استاندارد، در اینجا تنها نمونه‌گیری با استفاده از سرنگ توضیح داده می‌شود اما قید می‌شود که این روش تنها روش موجود نیست.

۴ –۸ –۱ – تجهیز نمونه‌گیری از گاز

أ- لوله اتصال بایستی از نوع پلاستیک یا لاستیک و به نحوی باشد که غیرقابل نفوذ بوده و در مقابل روغن نیز پایدار باشند. اتصال مناسب برای وصل کردن لوله به شیر نمونه‌برداری لازم است.

ب-سرنگ‌های آب‌بندی در مقابل گاز با حجم مناسب (250 ml ت 25 ml) بایستی استفاده شود. یک گزینه می‌تواند سرنگ‌های شیشه‌ای پزشکی یا دام‌پزشکی با پیستون داخلی باشد. سر سرنگ بایستی دارای مکانیزمی درپوش مانند باشد تا سرنگ را در مقابل خروج گاز آب‌بندی کند. گزینه جایگزین که همیشه می‌توان از آن بهره برد، استفاده از سرنگ‌های نمونه‌گیری روغن برای گرفتن نمونه گاز است. آب‌بندی سرنگ می‌تواند با آزمودن آن در مقابل خروج هیدروژن و داشتن مقدار خروجی کم‌تر از ۲/۵٪ در هفته مشخص شود.

ت-محفظه انتقال مناسب بایستی فراهم باشد که سرنگ را محکم در جای خود نگه دارد اما اجازه حرکت آزادانه پیستون آن را بدهد. همچنین، محفظه انتقال بایستی از تماس نوک سرنگ با بدنه جلوگیری کند.

۴ –۸ –۲ – فرآیند نمونه‌گیری

جهت نمونه‌گیری گاز، اتصالات بایستی به صورت شکل (٤-١٧) بسته شود. لوله‌های اتصال بایستی تا حد امکان کوتاه باشد. همچنین، بایستی لوله‌های اتصال قبلاً از روغن ترانسفورماتور پر شده باشد. سرنگ نیز بایستی با روغن چرب شده باشد تا آب‌بندی بهتری در مقابل خروج گاز داشته باشد. این کار می‌تواند با یک بار پر و خالی کردن سرنگ از روغن انجام شود. مراحل زیر را جهت نمونه‌گیری دنبال کنید.

أ- شیر نمونه‌برداری رله بوخهلتس (شماره ۵) را باز کنید.

ب-به آرامی شیر سه‌طرفه (٤) را به موقعیت A تغییر دهید تا روغن موجود در لوله‌ها به ظرف دورریز وارد شود.

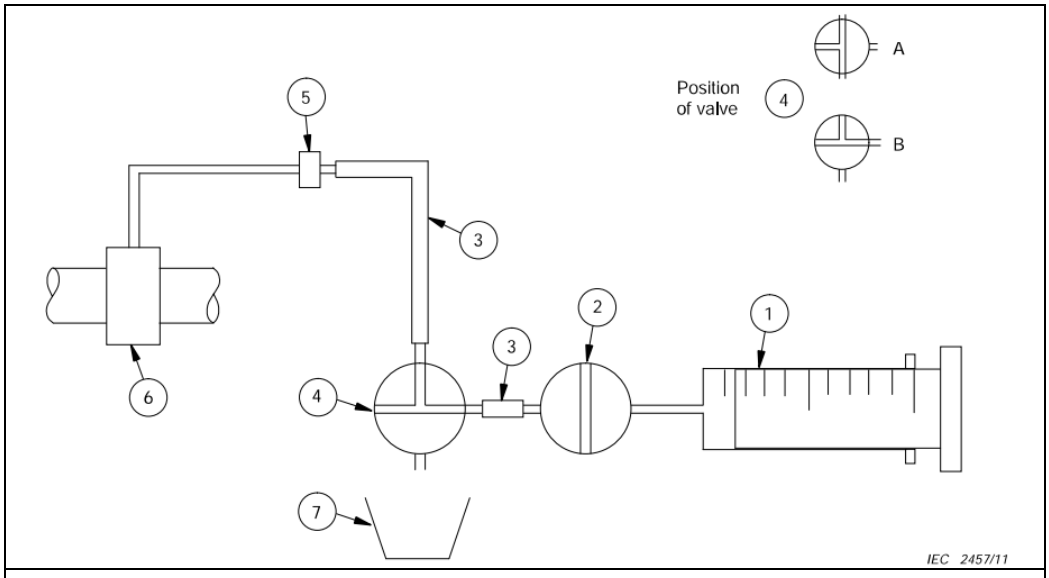
ت-زمانی‌که گاز به شیر سه‌طرفه رسید آن را به موقعیت B تغییر دهید.

ث-شیر سر سرنگ (۲) را باز کنید. به این ترتیب در ترانسفورماتورهایی که کنسرواتور دارند، گاز تحت فشار روغن خود به خود وارد سرنگ خواهد شد. مراقب باشید که پیستون سرنگ از محفظه آن خارج نشود.

ج- زمانی که مقدار کافی نمونه گرفته شد، شیر سر سرنگ (۲) و شیر نمونه‌برداری (۵) را ببندید.

ح- با عمودی کردن سرنگ و آرام فشردن پیستون، روغن باقی‌مانده در سرنگ را خارج کنید.

خ- در نهایت نمونه را به دقت برچسب بزنید.



۱	سرنگ	۵	شیر نمونه‌گیری رله بوخهلتس
۲	شیر (چفت) سر سرنگ	٦	رله بوخهلتس
۳	لوله اتصال لاستیکی	۷	ظرف دورریز
٤	شیر سه‌طرفه		

شکل (٤-۱۷): نمونه‌برداری گاز با سرنگ [۲۹]

۴ -۹- کلیاتی در مورد اندازه‌گیری گازهای محلول

در این قسمت به صورت مختصر روش‌های اصلی برای خروج و اندازه‌گیری گازهای محلول اشاره خواهد شد. توضیحات بیشتر در استاندارد IEC 60567 ارائه شده است [۲۹].

۴ –۹ –۱ – استخراج گاز از روغن

پیش از اندازه‌گیری گازهای محلول، ابتدا بایستی گازها را از روغن خارج کرد. این مرحله با عنوان استخراج گاز یا Gas Extraction شناخته می‌شود. چهار روش متفاوت در IEC 60567 برای استخراج گاز ارائه شده است:

أ. استخراج با خلاء چند مرحله‌ای (پمپ تاپلر[۴۶])،

ب. استخراج گاز با خلاء یک مرحله‌ای (استخراج جزئی گاز)،

ت. روش خالی‌کردن گاز یا Stripping،

ث. روش فضای فوقانی یا Head space،

در روش پمپ تاپلر، سعی می‌شود با چند مرحله ایجاد خلاء تا حداکثر مقدار ممکن گاز از روغن استخراج شود. این مقدار برای گازهای با حلالیت بالا در روغن به ۹۷٪ می‌رسد. این مقدار برای گازهای دیگر بیشتر است اما همین مقدار اندک نیز می‌تواند به کمک کالیبراسیون با نمونه استاندارد گاز در روغن جبران شود. شرط آن است که نمونه فاقد آرگون باشد چرا که آرگون موجود در نمونه بر اندازه‌گیری تاثیر می‌گذارد. چنان‌که دیده می‌شود خروج گاز به کمک روش خلاء چند مرحله‌ای حساسیت زیادی را در اندازه‌گیری گازها ایجاد می‌کند [۱۸].

در این روش بیشترین مقدار گاز از روغن آزاد می‌شود و تقریباً روغن از گاز عاری می‌گردد. با توجه به اینکه در این روش حداکثر گاز محلول خارج می‌گردد، حساسیت بیشتری خصوصاً برای اندازه‌گیری گازهای کم دارد. به بیان دیگر می‌توان گفت که این روش، بهترین روش استخراج گاز است.

پمپ تاپلر، یک پمپ خلاء است که با جیوه کار می‌کند و در سال ۱۸۵۰ توسط آگوست تاپلر اختراع شد. در این پمپ از دو ستون جیوه برای ایجاد خلاء در یک قسمت و هدایت گاز خارج‌شده به قسمت دیگر استفاده می‌شود. این پمپ بایستی ویژگی‌های زیر را داشته باشد:

۱. بتواند تا مقدار 0.1 mbar (10 Pa) خلاء ایجاد کند.

۲. در مقابل خلاء کاملاً آب‌بندی باشد.

۳. اندازه‌گیری گازهای استخراج‌شده را تا حدود 0.05 ml و بهتر میسر سازد.

[۴۶] Toepler pump

در مورد پمپ تاپلر و هنگام آزمون نمونه استاندارد بایستی مشخص شود که فرآیند خلاء چند بار باید انجام شود و هر بار فرآیند آن تا چه مدت بایستی ادامه یابد تا بیشتر گاز موجود در روغن (حدود ۹۵٪) خارج شود. مقدار زمان لازم برای روغن معدنی به طور معمول در هر بار خلاء ۱ تا ۳ دقیقه است. توصیه می‌شود که کالیبراسیون مجموعه استخراج گاز و دستگاه گاز کروماتوگراف هر شش ماه یک بار چک شود. به طور معمول با افزایش حجم نمونه روغن، مقدار گاز خارج شده افزایش یافته و میزان دقت فرآیند اندازه‌گیری گاز افزایش خواهد یافت.

در روش استخراج جزئی گاز، تنها تفاوت آن است که روغن تنها یک بار در معرض خلاء قرار داده می‌شود. در این صورت بایستی اصلاحاتی به صورت محاسباتی با استفاده از ضرایب استوالد انجام شود چرا که تمام گاز از روغن خارج نشده و بخشی از آن در روغن باقی مانده است.

در روش Stripping، یک گاز حامل به روغن تزریق می‌شود و این گاز با ایجاد حباب به روغن وارد می‌شود (Bubbling) و سپس از آن خارج می‌شود. این فرآیند باعث می‌شود که گازهای محلول نیز از روغن جدا شده و با گاز حامل از روغن خارج شوند. در حقیقت با وارد کردن گاز حامل در روغن، گازهای دیگر نیز با آن خارج می‌شوند. در این روش معمولاً از مقادیر اندک روغن در حد 0.25 ml تا 5 ml استفاده می‌شود. در حین این فرآیند روغن را نیز گرم می‌کنند تا با کاهش گران‌روی آن خروج گازها راحت‌تر انجام شود.

در آخرین روش (Head space) مقداری روغن (فاز مایع) با مقداری گاز در بالای آن (فاز گازی) درون یک محفظه کوچک در تماس قرار داده می‌شود. در این وضعیت مقداری از گازهای محلول در روغن از روغن جدا شده و وارد فاز گازی می‌شوند. سپس، گاز جمع شده در فضای فوقانی وارد دستگاه گاز کروماتوگراف شده و میزان گازها اندازه‌گیری می‌شود. در نهایت با استفاده از روابط هانری[۴۷] و تعیین آزمایشگاهی ضرایب جزئی روغن و یا با کالیبراسیون مستقیم به کمک نمونه‌های استاندارد گاز در روغن می‌توان به میزان گاز حل شده در روغن دست یافت.

توجه: این روش تنها در صورتی نتایج قابل تکرار ایجاد می‌کند که همه پارامترهای عملکردی و کالیبراسیون به دقت انجام شود در غیر این صورت، خطای قابل توجهی در آن ایجاد خواهد شد. پارامترهائی از قبیل: حجم کلی محفظه، حجم روغن، آب‌بندی بودن مجموعه، دما، رقیق‌سازی به کمک آرگون و فشار درون محفظه پس از هر مرحله از فرآیند دارای اهمیت بسیار زیاد هستند. پارامترهای یکسان بایستی برای هر اندازه‌گیری انجام شود تا نتایج تکرارپذیر به دست آید. همچنین، برای دقت مناسب بایستی از گاز آرگون با درجه کروماتوگرافی (خلوص بالاتر از ۹۹/۹۹۹٪ استفاده کرد [۲۹].)

[۴۷] Henry's Law

در روش (Head space) میزان گاز خارج شده حدود ۱۰۰ برابر کم‌تر از روش‌های دیگر است و در نتیجه بایستی از دستگاه‌های بسیار حساس با دقت اندازه‌گیری در بازه nl/l استفاده شود.

لازم به ذکر است که در پیوست استاندارد دو روش لرزش (shake) و همچنین، روش‌های بدون جیوه نیز به عنوان روش‌های استخراج گاز توضیح داده شده است [۲۹].

به عنوان جمع‌بندی با توجه به اینکه در روش (Head space) پارامترهای زیادی بایستی رعایت شود تا اندازه‌گیری به درستی انجام شود و دقت اندازه‌گیری می‌تواند در اثر عوامل مختلف مخدوش گردد، به نظر می‌رسد که روش پمپ خلاء روش بهتری برای استخراج گاز است.

۴ –۹ –۲ – اندازه‌گیری گازها به کمک گاز کروماتوگراف

اصلی‌ترین روش برای اندازه‌گیری گازها، روش گاز کروماتوگرافی است. در این روش، گازها به یک گاز حامل اضافه می‌شوند. این گاز معمولاً از جنس آرگون و یا هلیم است. مجموعه گاز حامل و گازهایی که قرار است اندازه‌گیری شوند از یک ستون جداسازی عبور می‌کنند. بسته به نوع گاز، برهم‌کنش با سطح ستون جداسازی باعث می‌شود تا زمان عبور متفاوتی برای گاز به دست آید. در نتیجه در انتهای مسیر گازهای مختلف در زمان‌های متفاوتی دریافت می‌شود. سپس به کمک سنسورهای مختلف، از جمله سنسورهای اندازه‌گیری هدایت حرارتی (TCD[۴۸]) و همچنین، میزان تغییرات در هدایت الکتریکی در اثر یونیزاسیون گاز (FID[۴۹])، مقدار گازها را اندازه‌گیری می‌کنند [۱۸]. سپس مقدار گازها معمولاً به صورت یک نمودار داده می‌شود که انتگرال زیر سطح نمودار مقدار گاز دریافت شده است.

گاز حامل به عنوان فاز متحرک و ستون جداکننده که یک لایه بسیار نازک پلیمر یا سرامیک است به عنوان فاز ثابت شناخته می‌شود. در هنگام عبور یک گاز در مجاورت ستون جداکننده، مولکول‌های گاز توسط ستون جذب می‌شوند و سپس با ادامه عبور گاز حامل به حرکت خود در امتداد ستون جداکننده ادامه می‌دهند. با توجه به اینکه میزان جذب گازهای مختلف توسط ستون جداکننده متفاوت است، سرعت پیش‌روی گازهای مختلف نیز در امتداد ستون متفاوت خواهد بود و در نتیجه گازهای مختلف در زمان متفاوتی به انتهای مسیر خواهند رسید. دمای ستون جداکننده در یک مقدار مشخص ثابت نگه‌داشته می‌شود.

[۴۸] Themral Conductivity Detector

[۴۹] Flame Ionization Detector

بایستی توجه داشت که سرعت عبور گازها از مجاورت ستون به این دما بستگی قابل توجهی دارد و لـذا درجه حرارت حائز اهمیت است. همچنین، در طول زمان، ستون جداکننده مستهلک شده و خاصیت جـذب آن کاهش می‌یابد. لذا بایستی عملکرد ستون‌ها در فواصل زمـانی مشـخص کنتـرل شـود و در صـورتی کـه عملکرد مناسب نباشد بایستی برای تعویض ستون‌ها اقدام کرد.

دو سنسور عمده که برای تشخیص نوع گاز در انتهای مسیر استفاده می‌شوند سنسـورهای FID و TCD می‌باشند. سنسور FID بر اساس اندازه‌گیری مقدار یون‌های تولیدشده ناشی از سوختن یک گاز خـاص کـار می‌کند. به عبارت دیگر، گاز سوزانده می‌شود و مقدار یون‌های تولید شده اندازه‌گیری می‌شود. بـا توجـه بـه اینکه میزان یون‌ها متناسب با غلظت گاز است، می‌توان مقدار گاز را تخمـین زد. سنسـور TCD بـر اسـاس اندازه‌گیری هدایت حرارتی گازها کار می‌کند. یک فیلمان با عبور جریان داغ می‌شود و گازی که قرار اسـت غلظت آن اندازه‌گیری شود بر روی آن دمیده می‌شود. با توجه به مقدار تغییر درجه حـرارت فیلمـان، میـزان خنک‌کنندگی گاز و بر اساس آن مقدار غلظت گاز تخمین زده می‌شود.

روش‌های دیگری نیز برای اندازه‌گیری گازها وجود دارد که از جمله آن می‌توان بـه طیف‌سـنجی مـادون قرمز اشاره کرد. این روش‌ها بیشتر در پایش برخط موضوعیت دارند و معمولاً گاز کروماتوگرافی بـه عنـوان اصلی‌ترین روش در اندازه‌گیری گازها مطرح می‌شود.

۴ –۹ –۳ – کالیبراسیون دستگاه‌های اندازه‌گیری

یکی از مهم‌ترین نکاتی که در اندازه‌گیری گازهای محلول بایستی مدنظر باشد، کالیبراسـیون دسـتگاه‌های اندازه‌گیری است. برای مثال، دستگاه گاز کروماتوگرافی را می‌بایست با استفاده از سیلندرهای گاز اسـتاندارد کالیبره کرد. یکی از علل تفاوت بین آزمایشگاه‌های مختلف، تفاوت بین گازی است کـه بـرای کالیبراسـیون دستگاه‌ها استفاده می‌شود. در صورتی که از یک مرجع گاز بـرای کالیبراسـیون کلیـه آزمایشـگاه‌های کشـور استفاده شود، می‌توان نتایج تقریباً مشابهی را از این آزمایشگاه‌ها انتظار داشت. در غیر این صورت، نتایج بـه دست آمده از دستگاه‌ها تا حد زیادی متفاوت خواهد بود و امکان مقایسه بین نتایج آزمایشـگاه‌های مختلـف وجود نخواهد داشت. از این رو توصیه می‌گردد که در زمینه کالیبراسیون، یکنواخت‌سـازی در سـطح کشـور صورت گیرد.

روشی برای ساخت نمونه‌های استاندارد گاز در روغن توسط استانداردهای موجود ارائه شده که به کمک آن می‌توان نمونه‌هایی از روغن با درصد مشخصی گاز ایجاد کرد. سپس با اندازه‌گیری این نمونه‌ها که درصد

گاز آن مشخص است، می‌توان دستگاه را کالیبره کرد. استفاده از چنین فرآیندهایی برای اطمینان از اندازه‌گیری درست به آزمایشگاه‌های روغن توصیه می‌شود.

در مقایسه این دو نوع کالیبراسیون بایستی ذکر کرد که در روش اول، یعنی نمونه استاندارد گاز، فقط قسمت اندازه‌گیری غلظت گاز یعنی گازکروماتوگراف کالیبره می‌شود. این در حالی است که در روش دوم، به کمک نمونه استاندارد گاز در روغن، هم قسمت استخراج گاز و هم قسمت گازکروماتوگراف کالیبره خواهند شد. به همین دلیل، استفاده از روش دوم که کل فرآیند را کالیبره می‌کند ارجحیت دارد. این موضوع توسط صاحب‌نظران بین‌المللی نیز تایید شده است.

در روش استخراج به کمک پمپ تاپلر استفاده از یک نمونه روغن اشباع شده از هوا و یک نمونه گاز با ترکیب مشخص، در استاندارد توصیه شده است. استاندارد توصیه کرده است که از دو نمونه گاز استاندارد جهت کالیبراسیون استفاده شود که در یکی میزان گازها اندک و در نمونه دیگر مقدار گازها بالاتر است تا خطی‌بودن دستگاه اندازه‌گیری کنترل شود. همچنین، استاندارد کالیبراسیون را حداقل هر شش ماه یک بار توصیه کرده است.

۴ –۹ –۴ – حداقل حدود تشخیص گاز

مطابق استاندارد، دستگاه‌هایی که برای اندازه‌گیری گاز استفاده می‌شوند به همراه فرآیند استخراج گاز بایستی قادر باشند حدود مشخص شده در جدول (٤–۲۰) را اندازه‌گیری کنند.

لازم به ذکر است که در بازه بالاتر از ده برابر حدود حداقل قابل اندازه‌گیری دستگاه (10×S) خطای مقدار گازها حدود ۱۵٪ ± است که این موضوع قطعیت روش نسبت گازها را نیز تحت تاثیر قرار می‌دهد. پایین‌تر از مقدار (10×S) خطا به سرعت افزایش می‌یابد به نحوی که مقدار آن در (5×S) به حدود (۳۰٪±) می‌رسد. بنابراین هنگامی که حدود گازها کم‌تر از (10×S) تحلیل می‌شوند بایستی حتماً خطاهای احتمالی موجود را (۳۰٪±) لحاظ نموده و جانب احتیاط را در تفسیر رعایت کرد.

۴ –۹ –۵ – تکرارپذیری، بازتولید و دقت

یکی از مواردی که بایستی به آن توجه شود تکرارپذیری نتایج آزمایش و زمانی است که نمونه‌های یکسان توسط یک آزمایشگاه اندازه‌گیری می‌شوند. مفهوم تکرارپذیری یا Repeatability در ISO 5725 آمده است. مقدار تکرارپذیری توسط پارامتر k در رابطه زیر مشخص می‌شود:

$$A - B \le k \times (A + B) / 2 \qquad (۵-٤)$$

که در آن A و B مقدار اندازه‌گیری در مرتبه اول و دوم هستند. در استاندارد IEC 60567 مقدار k به صورت تقریبی بر حسب آزمایش‌های داخلی انجام شده برابر ۰/۰۷ برای مقادیر غلظت بین 10 ppm تا 1000 ppm و k برابر ۰/۱۰ برای غلظت‌های گاز بزرگ‌تر از 1000 ppm ارائه شده است. توصیه می‌شود که هر آزمایشگاه به صورت داخلی میزان تکرارپذیری خود را تعیین کند.

مفهوم دیگر قابلیت بازتولید نتایج یا Reproducibility بوده و مربوط به زمانی است که نمونه‌های مشابه به آزمایشگاه‌های متفاوت فرستاده می‌شوند. این قابلیت که در ISO 5725 تعریف شده، لازم است که میزان آن در داخل کشور و بین آزمایشگاه‌های مختلف مشخص شود. CIGRE در تحقیق خود این مقدار را ۲۰٪ برای غلظت متوسط گاز مشخص کرده است.

آخرین موضوع دقت یا Accuracy است که مفهوم آن میزان اختلاف مقدار اندازه‌گیری‌شده با مقدار واقعی گازهای موجود در روغن است. مقدار دقت بایستی با اندازه‌گیری چند نمونه استاندارد گاز در روغن مشخص شود. ضروری است که هر آزمایشگاه مقدار دقت را نیز با در اختیار گذاشتن نحوه آماده‌سازی نمونه استاندارد گاز در روغن مشخص کند.

۴ –۱۰– موارد ایجاد کننده اشکال در تحلیل DGA

۴ –۱۰ –۱ –تولید گازهای پراکنده

یکی از مواردی که در تحلیل گازهای محلول در روغن مطرح می‌شود، بحث تولید گازهای پراکنده یا Stray Gassing است. این اصطلاح به حالتی اطلاق می‌شود که روغن در دمای کم یعنی در دمای پایین‌تر از $200\ ^0C$ گاز تولید می‌کند. گازهای تولید شده به طور عمده H_2 و CH_4 و تا حدی C_2H_6 هستند. موضوع گازهای پراکنده در بروشور CIGRE شماره ۲۹٦ که توسط کارگروه‌های D1.01 و A2.11 بررسی شده که مهم‌ترین نتایج حاصل در اینجا بیان خواهد شد [۲۳].

۴ –۱۰ –۱ –۱ – فرآیند آزمایشگاهی تعیین تولید گازهای پراکنده

در بروشور CIGRE شماره ۲۹٦ دو فرآیند آزمایشگاهی مجزا برای تعیین تولید گازهای پراکنده در دمای $120\ ^0C$ و $200\ ^0C$ تعیین شده است که فرآیند آزمایشی $120\ ^0C$ در اینجا توضیح داده می‌شود.

ابتدا گاز نمونه‌ای از روغن تحت خلاء گرفته می‌شود. سپس نمونه روغن با عبور حباب از آن با هوا یا نیتروژن اشباع می‌شود. سپس، سه نمونه 30 ml در سه سرنگ شیشه‌ای قرار داده می‌شود و این سرنگ‌ها با

یکدیگر درون آون با دمای $120\ ^0C$ قرار داده می‌شود. پس از گذشت ١٦ ساعت اولین نمونه توسط DGA تحلیل می‌شود تا تولید گازهای پراکنده اولیه روغن تعیین شود. بعد از گذشت ١٦٤ ساعت، دومین نمونه با DGA تحلیل می‌شود تا مشخص شود آیا تولید گازهای پراکنده به یک حد نهایی رسیده است یا خیر. پس از گذشت ١٦٤ ساعت، نمونه سوم از آون خارج و گاز آن تحت خلاء خارج می‌شود و دوباره با هوا یا نیتروژن اشباع شده و برای ١٦ ساعت دیگر در آون قرار داده می‌شود. هدف آن است که مشخص شود آیا تولید گازهای پراکنده تکرار می‌شود یا خیر.

نتایج آزمایش‌هایی که توسط کارگروه CIGRE انجام شده نتایج کلی زیر را به همراه داشته است:

أ- به طور کلی، تولید گازهای پراکنده در ١٦ ساعت اول آزمایش بیشتر است.

ب-مقدار حداکثری که در تولید گازهای پراکنده رخ می‌دهد بیشتر به نوع روغن وابسته است تا حضور یا عدم حضور اکسیژن. بنابراین، گازهای پراکنده در حقیقت گازهای ذاتی روغن هستند.

ت-تولید گاز در ١٦ ساعت پایانی آزمایش تکرارپذیر است اما نرخ تولید گاز H_2 کاهش یافته و گاز CH_4 افزایش می‌یابد.

ث-نرخ تولید گازهای پراکنده برای محموله‌های متفاوت از یک نوع روغن ممکن است به نسبت ١ تا ٥ متفاوت باشد.

در بروشور CIGRE اشاره شده است که میزان نرخ گازهای تولید شده در آزمایش فوق با مقداری که در عمل ایجاد می‌شود هم‌خوانی عددی ندارد. به بیان دیگر از مقادیر ایجاد شده در آزمایش نمی‌توان به مقادیر اصلی که در عمل تولید می‌شود دست یافت. همچنین، بایستی توجه کرد که آزمایش فوق برای دماهای گوناگون از روغن می‌تواند انجام شود.

در کارگروه CIGRE برای چند نوع روغن تجاری میزان تولید گاز H_2 در یک سال با فرض دماهای مختلف نقطه داغ محاسبه شده است. مقادیر محاسبه‌شده همراه با اعدادی که در عمل مشاهده شده در جدول (٤-٢٣) ارائه گردیده است. بایستی توجه داشت که مقادیر این جدول فقط مقادیر تخمینی می‌باشند.

جدول (٤-٢٣): میزان تولید گاز پراکنده H_2 در روغن‌های مختلف
پس از یک سال کار ترانسفورماتور [٢٣]

Hottest-spot temperature, °C	140	120	110	98	85	Observed in service *
New Voltesso 35	3100	1700	1010	520	120	
Nytro 10GBN	620	290	190	110	55	30 [7]
Old Voltesso 35	400	200	130	80	40	**40**[a]
Technol 4000	380	180	120	70	35	8-40[c]
Diala D	340	170	110	60	30	**79**[b]
Univolt 52	170	95	60	35	20	**48**[d]
Technol 3000	60	30	20	15	10	7[e]
Nytro 10X	50	20	15	10	8	

۴-۱۰-۱-۲- تفکیک گازهای پراکنده از گازهای موجود

اولین و مهم‌ترین نکته‌ای که بایستی مورد توجه قرار گیرد آن است که مطابق جمع‌بندی CIGRE ، گازهای پراکنده تنها زمانی نتایج DGA را مخدوش می‌کنند که یا روغن مورد استفاده به شدت گازهای پراکنده تولید کند و یا ترانسفورماتور تحت شرایط اضافه‌بار سنگین کار کند. در غیر این صورت، گازهای پراکنده مشکلی برای تحلیل نتایج DGA ایجاد نمی‌کنند.

گازهای پراکنده می‌توانند با تحلیل نسبت CH_4/H_2 از تخلیه جزئی PD متمایز شوند. مطابق جدول (٤-٢٤) در صورتی که نسبت CH_4/H_2 بزرگ‌تر از ۰/۱۵ باشد، نشان‌گر وجود گازهای پراکنده و نه تخلیه جزئی است.

جدول (٤-٢٤): گازهای پراکنده در مقابل تخلیه جزئی PD و واکنش‌های کاتالیستی [٢٣].

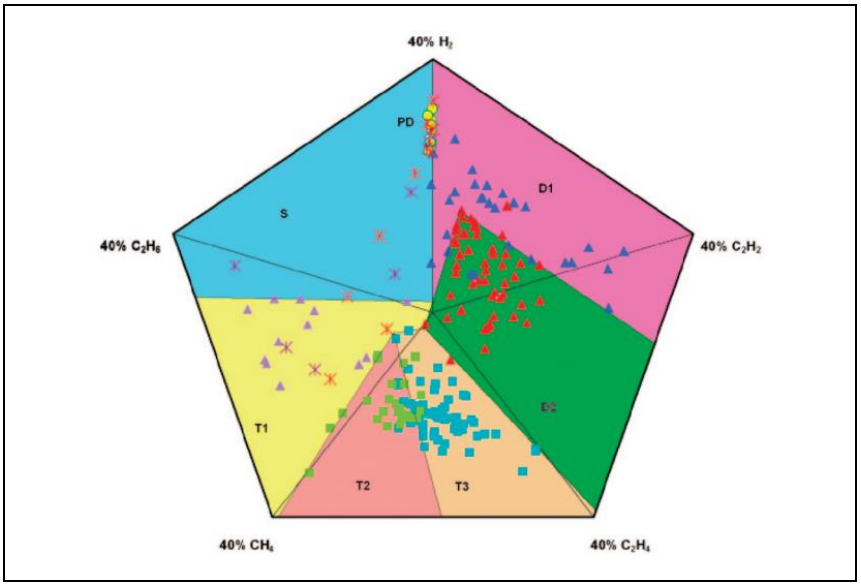
نوع فرآیند	گازهای تولیدشده	CH_4/H_2
واکنش‌های کاتالیستی	H_2	۰/۰۲ >
تخلیه‌های جزئی PD	H_2 , CH_4	۰/۰۲-۰/۱٤
گازهای پراکنده روغن		
گازهای پراکنده در 120 ^0C	C_2H_6, H_2 , CH_4	۰/۱۵-۱
گازهای پراکنده در 200 ^0C	C_2H_6, H_2 , CH_4	۰/٤ <

به کمک نسبت فوق می‌توان بین تخلیه جزئی و گازهای پراکنده تمایز ایجاد کرد اما تفاوت قائل شدن بین خطای حرارتی T1 و T2 با گازهای پراکنده بسیار سخت است. برای این کار بایستی ابتدا حداکثر دمایی که در ترانسفورماتور رخ می‌دهد محاسبه شود. سپس بایستی به کمک آزمایش، بالاترین میزانی که روغن در

دمای داغ تعیین شده گاز تولید می‌کند تعیین شود. پس از تعیین این مقدار و استفاده از ضرایب رقیق‌سازی مناسب، بایستی میزان گازهای تولیدشده با این مقدار حداکثر مقایسه شود. در صورتی که مقدار گازها کم‌تر باشد مجدداً امکان تمایز وجود ندارد ولی در صورتی که مقدار گازها بیشتر باشد، عملاً وجود گازهای پراکنده منتفی شده و خطای T1 یا T2 تشخیص داده می‌شود.

۴-۱۰-۱-۳-استفاده از پنج‌ضلعی دوال

برای تشخیص گازهای پراکنده می‌توان از پنج‌ضلعی دوال استفاده کرد. این پنج ضلعی بر اساس پنج گاز H_2، C_2H_6، CH_4، C_2H_4 و C_2H_2 تحلیل خطا را انجام می‌دهد و علاوه بر خطاهای تعیین‌شده در IEC، یک ناحیه (S) اضافه شده که مربوط به تولید گازهای پراکنده است. تصویر این پنج‌ضلعی و نواحی خطا در شکل (٤-١٨) نشان داده شده است.



شکل (٤-١٨): پنج‌ضلعی دوال [۳۰]

نحوه استفاده از پنج‌ضلعی دوال به صورت زیر است:

أ- ابتدا بایستی سهم هر گاز از مجموع پنج گاز به درصد مشخص شود.

ب-سپس بایستی میزان درصد هر گاز بر روی خطی که از مرکز پنج ضلعی به آن گاز متصل شده است به صورت یک نقطه مشخص شود. مرکز پنج ضلعی معادل صفر درصد از آن گاز و گوشه پنج ضلعی معادل ۱۰۰٪ برای آن گاز است.

ت-از وصل کردن پنج نقطه مربوط به گازها به یکدیگر یک پنج ضلعی جدید تعیین می‌شود. بایستی مرکز این پنج ضلعی مطابق روابط داده شده در [۳۰] تعیین شود.

ث-مرکز تعیین شده در هر ناحیه‌ای که قرار گیرد، خطای مربوط به همان ناحیه برای تحلیل DGA تشخیص داده می‌شود.

۴ -۱۰ -۲ - گازهای به دام افتاده در سیستم کاغذ و روغن

یکی از موارد دیگری که ممکن است در تحلیل DGA اخلال ایجاد کند، گازهای به دام افتاده در سیستم عایقی است. این موضوع خصوصاً در مورد ترانسفورماتورهایی که دارای خطا بوده‌اند و سپس تعمیر شده‌اند ممکن است اتفاق افتد. چند نکته بایستی در مورد این گازها مد نظر باشد:

أ- منظور از گازهای به دام افتاده در سیستم عایقی، گازهایی است که در روغن اشباع‌کننده کاغذ حل شده‌اند و بنابراین می‌توان از آن به گازهای موجود در کاغذ تعبیر کرد.

ب-بایستی توجه داشت که خروج گازهای به دام افتاده در کاغذ اشباع‌شده در روغن بسیار کند است به گونه‌ای که برای هیدروکربن‌ها ممکن است بیش از ده سال به طول انجامد.

ت-در صورتی که ترانسفورماتور به دلیل خطا تعمیر شده باشد، این امکان وجود دارد که گازهای منجر به خطا در سیستم عایقی به دام افتاده باشند و پس از تعمیر و تصفیه روغن شروع به آزاد شدن در روغن کنند. در این صورت معمولاً الگوی گازهای خطا با غلظت کم‌تر گازها مجدداً در روغن دیده می‌شود. راه پیشنهادی آن است که در بازه‌های یک یا دو ماهه تا ٦ یا ۱۲ ماه، گازهای محلول در روغن اندازه‌گیری شود. در این صورت می‌تواند الگوی پیش از خطا تشخیص داده شود و انحراف از الگوی تعیین شده به عنوان خطای جدید تلقی گردد [۲۳].

ث-تخلیه کامل گازهای به دام افتاده نیازمند آن است که در حین فرآیند تصفیه روغن، دما برای مدت یک تا شش ماه به حدود $60\ ^0C$ برای هیدروکربن‌ها و افزایش دما به حدود $90\ ^0C$ ت $70\ ^0C$ رسانده شود. سپس بایستی مجدداً گاز روغن گرفته شده و ترانسفورماتور به مدار برگردانده شود. راه جایگزین، استفاده از خشک‌کردن فاز بخار (vapor phase) است. با توجه به اینکه هر دوی این موارد هزینه و زمان زیادی لازم دارند، لذا ترجیح بهره‌برداران تخلیه گاز روغن و برگرداندن آن به سرویس است [۲۳].

۴ –۱۱–روش‌های پایش آنلاین ترانسفورماتور

۴ –۱۱ –۱ –مقدمه

در این بخش روش‌هایی در مورد پایش آنلاین ترانسفورماتور و معمولی‌ترین نمونه‌هایی که برای پایش وضعیت ترانسفورماتور کاربرد دارند ارائه خواهد شد.

پیش از آغاز، مناسب است که مروری در خصوص اصلی‌ترین پارامترهایی که در یک ترانسفورماتور می‌توانند پایش شوند انجام شود. ترانسفورماتور را می‌توان به چند قسمت به شرح زیر تقسیم‌بندی کرد:

أ- اکتیوپارت: شامل سیم‌پیچ و هسته،

ب-سیستم خنک‌سازی: شامل رادیاتورها، پمپ‌های روغن و فن‌ها،

ت-بوشینگ،

ث-کنسرواتور و سیستم نگهداری روغن،

ج- تپ‌چنجر تحت بار یا OLTC.

برای هر یک از قسمت‌های فوق می‌توان پارامترهایی را ذکر کرد که پایش آن‌ها مفید است. بروشور CIGRE شماره ٦٣٠ پارامترهای مورد پایش در یک ترانسفورماتور را در جدول (٤-٢٥) ارائه کرده است [٦٠]. همان‌طور که دیده می‌شود پارامترهای بسیار متفاوتی در این جدول ذکر شده است که ماهیت متفاوت و روش‌های متفاوتی برای اندازه‌گیری دارند. همچنین، برخی از این پارامترها به صورت معمول در ترانسفورماتورها اندازه‌گیری می‌شود. از این رو در قسمت‌های بعد از این پارامترها صرف نظر شده و در مورد سایر آن‌ها صحبت خواهد شد.

جدول (٤-٢٥): پارامترهایی که می‌توانند به صورت آنلاین در ترانسفورماتور مورد پایش قرار گیرند [٦٠]

تجهیزات ترانسفورماتور	پارامترهایی که به صورت آنلاین پایش می‌شوند
اکتیوپارت	نرخ تغییرات و مجموع گازهای محلول در روغن (H_2 مقدم است) ۸ گاز محلول در روغن جریان بار ترانسفورماتور (سه فاز) جریان زمین هسته ترانسفورماتور جریان‌های اتصال کوتاه ترانسفورماتور (اغتشاشات) حداکثر اضافه‌ولتاژهای گذرا ولتاژهای اولیه، ثانویه و ثالثیه دمای سیم‌پیچ (thermal imaging) دمای بالای روغن رطوبت روغن تانک اندازه‌گیری تخلیه جزئی (الکتریکی، UHF و آکوستیک)
کنسرواتور و سیستم نگهداری روغن	سطح روغن در تانک تشخیص سوراخ‌شدگی حائل هوا یا گاز دما و رطوبت روغن رطوبت محیط فشار گاز N_2 در ترانسفورماتور
سیستم خنک‌کننده	جریان موتورهای پمپ روغن جریان فن‌های خنک‌کننده ولتاژ تغذیه AC سیستم خنک‌سازی میزان فلوی روغن پمپ روغن وضعیت پمپ‌های روغن (روشن/خاموش) دمای محیط وضعیت فن‌های خنک‌کننده (روشن/خاموش)
بوشینگ	خازن و $\tan\delta$ جریان نشتی ولتاژ بوشینگ از تپ خازنی

تجهیزات ترانسفورماتور	پارامترهایی که به صورت آنلاین پایش می‌شوند
OLTC	وضعیت پایان عملکرد تپ‌چنجر جریان موتور مکانیسم فرمان جریان تجمعی هر یک از تپ‌ها منحنی گشتاور میله مکانیسم فرمان نشان‌گر وضعیت تپ ولتاژ تغذیه AC تعداد تجمعی کلیدزنی بر روی هر تپ مجموع تعداد عملکرد تپ‌چنجر وضعیت جدید تپ بعد از کلیدزنی سطح روغن OLTC دمای روغن OLTC گازهای محلول در روغن OLTC محتوای رطوبت روغن OLTC فشار فیلتر روغن

۴ –۱۱ –۲ – پایش گازهای محلول در روغن

برای پایش آنلاین گازهای محلول در روغن روش‌های نسبتاً متفاوتی وجود دارد که تعداد قابل توجهی از آن‌ها نیز در مقیاس صنعتی مورد استفاده قرار می‌گیرد و پاره‌ای از آن‌ها هنوز در فاز تحقیقاتی هستند. در اینجا به این روش‌ها به صورت مختصر اشاره خواهد شد.

همه دستگاه‌های پایش آنلاین مشابه روش آزمایشگاهی یک فاز استخراج گاز نیز دارند. در بسیاری از این تجهیزات، این کار به روش Head space انجام می‌شود اما ممکن است تغییرات زیر لحاظ شوند [۶۱]:

أ. محفظه گاز بالای روغن با روغن تماس مستقیم داشته باشد و یا توسط یک غشاء دو فاز از یکدیگر جدا شده باشند (غشاء معمولاً از جنس مواد نیمه نفوذپذیر مثل PTFE ساخته می‌شود)؛

ب. جداسازی ممکن است در فشار جو یا تحت خلاء جزئی انجام شود؛

ت. جداسازی ممکن است در دمای روغن ترانسفورماتور، دمای محیط و یا یک دمای مشخص انجام شود؛

ث. تعادل فاز گاز و مایع ممکن است بدون تلاطم انجام شود و یا توسط روش عبور حباب‌های هوا از داخل روغن در یک مسیر بسته صورت گیرد که یک روش تلاطمی است؛

ج. روغن ممکن است به صورت مداوم و یا به صورت مقطعی به درون دستگاه پایش گاز پمپ شود.

گازهای خارج شده معمولاً در محفظه‌ای که سنسورهای گاز قرار دارند تجمیع شده و در آن‌جا سنسورها در فاز گازی، مقدار گازهای خارج شده را اندازه‌گیری می‌کنند.

هر یک از مجموعه‌های صنعتی یک سیستم جمع‌آوری داده و اعلام هشدار نیز دارد که با اخذ نتایج مربوط به DGA آنلاین و محاسبه نسبت گاز، در صورتی که مقدار گازها یا نسبت آن‌ها از حد هشدار فراتر رود، یک هشدار به اتاق فرمان ارسال می‌شود. توجه شود که با توجه به امکان خطای سنسور، همیشه مناسب است نمونه‌گیری روغن ترانسفورماتور انجام شده و DGA به روش معمول صورت پذیرد تا صحت هشدار دریافت شده مشخص شود.

نکته دیگر در مورد دستگاه‌های پایش آنلاین گاز آن است که عمر سنسورهای این دستگاه‌ها محدود بوده و لذا نبایستی انتظار داشت این دستگاه‌ها به اندازه خود ترانسفورماتور عمر کنند. در مشورت با متخصصان، عمر این سنسورها حدود ۵ سال بیان شده است. همچنین، بایستی توجه کرد که استفاده از دستگاه‌هایی که برای مثال ۸ گاز مختلف را اندازه‌گیری می‌کنند تنها برای ترانسفورماتوری توجیه اقتصادی دارد که دارای مشکل است. به عبارت دیگر، در صورتی که مشخص شود ترانسفورماتوری دارای مشکل تولید گاز است و پایش آنلاین تغییرات مقادیر گازها مدنظر باشد، استفاده از دستگاه‌های با قابلیت اندازه‌گیری چندگاز توجیه دارد. در حالت عادی و برای ترانسفورماتورهای بدون مشکل که اهمیت بسیار بالایی دارند دستگاه‌هایی که فقط گاز H_2 را اندازه‌گیری می‌کنند توصیه می‌شود. علت آن است که در اکثر خطاهایی که در ترانسفورماتور رخ می‌دهد، گاز H_2 نیز تولید می‌شود و لذا به عنوان هشداردهنده می‌توان از آن استفاده کرد.

در نهایت لازم به ذکر است که از میان سنسورهای مختلفی که در ادامه تشریح می‌شوند، نوع الکتروشیمیایی و کاتالیزوری در استاندارد IEEE C57.104 ذکر شده است [۳۱]. همچنین، علاوه بر موارد زیر، روش‌های آزمایشگاهی نظیر گازکروماتوگرافی و اندازه‌گیری هدایت حرارتی پس از سوختن گاز نیز در برخی دستگاه‌های پایش آنلاین استفاده می‌شود [٦١] اما به دلیل آن‌که در مورد آن‌ها در قسمت‌های قبل توضیح داده شده است، در اینجا به آن‌ها پرداخته نمی‌شود.

۴ –۱۱ –۳ – جمع‌بندی مطالعات CIGRE در مورد دستگاه‌های پایش آنلاین گاز

CIGRE گزارشی در سال ۲۰۱۰ منتشر کرده که در آن به بررسی دستگاه‌های پایش آنلاین گاز پرداخته شده است [۶۱]. توصیه اکید می‌گردد که پیش از اقدام برای تهیه این دستگاه‌ها این گزارش به صورت کامل مطالعه گردد. جمع‌بندی مهم‌ترین نکات این گزارش در زیر به اختصار ارائه شده است:

أ- استفاده از دستگاه‌های مانیتورینگ برای واحدهای مهم نظیر ترانسفورماتورهای بزرگ نیروگاهی توجیه دارد. در غیر این صورت، نصب دستگاه تنها در مواردی توصیه می‌شود که پیش‌تر مشخص شده که ترانسفورماتور دارای عیب است و اکنون به کمک دستگاه پایش آنلاین قرار است نرخ رشد گاز اندازه‌گیری شده، نوع خطا تعیین شود و یا در صورت بروز خطر واحد از مدار خارج شود. برای ترانسفورماتورهایی که تازه تعمیر شده‌اند و لازم است که مدتی تحت پایش باشند یا سایر موارد مثل ترانسفورماتورهای خاص و مهم شبکه، نصب دستگاه مانیتورینگ آنلاین گاز بنا به تشخیص و نظر کارشناسان خبره است.

ب-در هنگام خرید این دستگاه‌ها باید توجه داشت که علاوه بر هزینه خود دستگاه، هزینه‌های جانبی نیز وجود دارد که شامل مواردی از قبیل: بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری در محل یا در کارخانه، تحلیل حجم قابل توجهی از داده‌ها که توسط این دستگاه‌ها تولید می‌شود و سیستم جمع‌آوری داده به منظور دسته‌بندی نتایج دستگاه می‌شود. در هنگام مقایسه اقتصادی هزینه مربوط به این موارد نیز بایستی لحاظ گردد.

ت-با توجه به دلایل زیر انجام آزمون دقت با نمونه استاندارد گاز در روغن و با مقایسه با نتایج آزمایشگاه توصیه می‌شود: اول، روغنی که برای کالیبراسیون دستگاه‌ها در کارخانه سازنده استفاده می‌شود با روغن ترانسفورماتور مورد اندازه‌گیری ممکن است متفاوت باشد. دوم، کالیبراسیون غشای این دستگاه‌ها با زمان تغییر می‌کند. سوم، دستگاه‌های خود کارخانه که برای کالیبراسیون اولیه استفاده شده‌اند ممکن است خطای ثابتی (Bias) داشته باشند چنان‌که برخی آزمایشگاه‌ها نیز این مشکل را دارند.

ث-چنان‌که در [۶۱] فرآیند آن توضیح داده شده است، در صورت بروز شک در مورد دستگاه‌های پایش گاز، بایستی با نمونه‌های استاندارد گاز در روغن و با مقایسه با آزمایشگاه‌های مرجع، دقت این دستگاه‌ها مورد ارزیابی قرار گیرد. در این فرآیند بایستی دقت آزمایشگاه‌ها و نرخ تکرارپذیری آن‌ها نیز لحاظ گردد. همچنین، ارزیابی دقت بایستی برای غلظت معمول گاز و غلظت کم گاز جداگانه

انجام شود. علاوه بر آن به دلیل تاثیر گذاری نوع روغن بر روی نتایج (به دلیل تفاوت ضرایب استوالد)، بهتر است دستگاهی که بر روی یک ترانسفورماتور نصب است به کمک نمونه استاندارد گاز در روغنی که توسط روغن همان ترانسفورماتور تهیه شده مورد آزمون دقت قرار گرفته و کالیبره شود.

ج- در بین ۸ سازنده مختلفی که در این گزارش بررسی شده‌اند، دقت‌هایی در حد ۳٤٪ و ۲۵٪ نیز دیده می‌شود. بنابراین، بایستی در انتخاب سازنده دستگاه و دقت اندازه‌گیری حساسیت به خرج داد. در این گزارش تصریح شده که برای دستگاه‌های کنترل‌شده در گزارش دقت غلظت‌های کم و زیاد گاز تقریباً به یک میزان بوده است. اما، نتایج این گزارش نشان داده‌اند که خطای واقعی که آزمایش‌ها نشان داده‌اند از خطایی که توسط کارخانه اعلام شده بیشتر بوده است.

ح- برخی از دستگاه‌های پایش گاز، تشخیص نوع خطا را نیز انجام می‌دهند. CIGRE بیان می‌کند که برای دستگاه‌های با خطای بیش از ۳۰٪ نبایستی تشخیص نوع خطا انجام شود.

خ- در بین گازهای مختلفی که توسط سازنده‌های مختلف اندازه‌گیری می‌شود، هیدروژن بیشترین خطا را داشته است. بنابراین، برای زمانی که قرار است از نتایج این دستگاه‌ها نوع خطا نیز مشخص گردد توصیه شده است از روش‌هایی مانند مثلث دوال استفاده شود که گاز هیدروژن در آن نقشی ندارد.

د- نرخ رشد گازی که توسط دستگاه‌های پایش آنلاین اندازه‌گیری می‌شود از نرخ رشدی که توسط آزمایشگاه‌ها اندازه‌گیری می‌گردد دقت بیشتری دارد و در نتیجه اعتماد بیشتری به آن وجود دارد. علت آن است که تعداد نمونه‌های بیشتری در فواصل کوتاه‌تر توسط دستگاه‌ها اندازه‌گیری می‌شود و در این فواصل کم تکرارپذیری نتایج نیز بالاتر است. لذا به طور کلی، دستگاه‌های پایش گاز در مقایسه با آزمایشگاه، در زمان کم‌تر نرخ رشد گاز با اطمینان بیشتری به دست می‌دهند.

ذ- در زمانی که نتایج مربوط به دستگاه‌های پایش ذکر می‌گردد بایستی دقت دستگاه نیز همراه با نتایج ارائه شود (به عنوان مثال $100\ ppm\ H_2 \pm 15\%$).

ر- برخی از دستگاه‌های پایش گاز از شرایط محیطی تاثیر می‌پذیرند. اظهار نظر در مورد پایداری دستگاه‌هایی که در زمان تهیه گزارش تنها به مدت چند سال از کار آن‌ها می‌گذشته است امکان نداشته اما در مورد سایر دستگاه‌ها مشکلی در پایداری دیده نشده است.

ز- عمر نامی که برای این دستگاه‌ها توسط خود سازندگان داده شده، برای بعضی از دستگاه‌ها ۱۰ سال و برای برخی فقط ۵ سال بوده است. بنابراین بایستی توجه کرد که عمر این دستگاه‌ها محدود می‌باشد.

س- در هنگام خرید بایستی به نکات زیر توجه کرد:

۱) آیا دستگاه توانایی تحمل خلاء را دارد یا خیر. برخی از این دستگاه‌ها با ایجاد خلاء درون تانک آسیب می‌بینند.

۲) تعداد سال‌هایی که دستگاه‌های یک برند در حال کار بوده چند سال است و از خرید برندهایی که عملکرد طولانی‌مدت آن مشخص نیست پرهیز شود.

۳) عمر نامی دستگاه در نظر گرفته شود.

٤) به این موضوع توجه شود که آیا دستگاه دارای سیستم کالیبراسیون داخلی هست یا خیر. برخی از این دستگاه‌ها به صورت دوره‌ای و بدون دخالت کاربر، سنسورهای خود را کالیبره می‌کنند. استفاده از چنین مواردی ترجیح دارد. البته بایستی توجه داشت که روش‌های کالیبراسیون نیز متفاوت است.

۵) دمای کاری دستگاه بایستی مدنظر باشد. برخی از دستگاه‌ها روغن را در دمای گرفته‌شده از ترانسفورماتور تحلیل می‌کنند و برخی دیگر روغن را به یک دمای خاص برده و سپس تحلیل را آغاز می‌کنند. استفاده از نوع دوم ترجیح دارد.

٦) در مورد دستگاه‌هایی که از روش (Head space) برای استخراج گاز استفاده می‌کنند دقت شود چرا که در این روش بایستی ضریب استوالد مربوط به همان روغن خاصی که قرار است مورد آزمون قرار گیرد مشخص باشد. در صورتی که ضرایب برای روغن خاص مورد استفاده موجود نباشد، نتایج دستگاه دارای خطای بیشتری خواهند بود.

۷) به تعداد گازهای مورد اندازه‌گیری نیز توجه شود. در بسیاری موارد اندازه‌گیری گاز کلیدی هیدروژن ممکن است کافی باشد و صرف هزینه برای دستگاه چندگازه ممکن است توجیه نداشته باشد.

ش- یکی از برتری‌های دستگاه‌های پایش آنلاین نسبت به آزمایشگاه‌ها آن است که می‌توانند افزایش گازهای غیرمعمول بین دو اندازه‌گیری آزمایشگاهی را که معمولاً زمان قابل توجهی است نشان دهند.

ص-دستگاه‌های پایش آنلاین معمولاً در قسمت بالایی ترانسفورماتور نصب می‌شوند تا تولید گازهای ناشی از قسمت اکتیوپارت را سریعاً تشخیص دهند. بایستی توجه داشت که در حالتی که گاز با نرخ بالا تولید می‌شود بین گازهای موجود در قسمت بالا و قسمت پایین که معمولاً برای نمونه‌برداری و ارسال به آزمایشگاه مورد استفاده قرار می‌گیرد تفاوت وجود دارد و این تفاوت بایستی در مقایسه نتایج مدنظر قرار گیرد.

ض-زمانی که افزایش غیرمعمول گاز توسط دستگاه‌های پایش نشان داده می‌شود، توصیه می‌شود که نتیجه با انجام آزمون آزمایشگاهی صحت‌سنجی شود و در مورد وضعیت ترانسفورماتور با متخصصان DGA مشورت گردد.

فصل پنجم
بارگذاری ترانسفورماتور قدرت

۵ – بارگذاری ترانسفورماتور قدرت

۵ –۱– مقدمه

نکاتی که در بارگذاری ترانسفورماتور دارای اهمیت می‌باشند در این فصل ارائه خواهد شد. نکته مهم آن است که بارگذاری ترانسفورماتور بستگی به دمای محیط، مقدار بارگذاری قبلی و همچنین، ابعاد ترانسفورماتور و مشخصات آن دارد لیکن این موضوع برای همه ترانسفورماتورها موضوعیت ندارد. مقدار دقیق اضافه‌بار مجاز هر ترانسفورماتور بایستی با در نظر گرفتن مشخصات دقیق همان ترانسفورماتور و با محاسباتی تعیین شود که نمونه‌ای از این محاسبات در پیوست ۱ این گزارش ارائه شده است. لازم به ذکر است که در مورد بارگذاری ترانسفورماتور در راه‌اندازی اولیه و بعد از تعمیرات، توصیه شده است که بار به صورت مرحله‌ای بر روی ترانسفورماتور گذاشته شود اما با توجه به اینکه در هیچ استانداردی عددی ذکر نشده است در این نظام‌نامه نیز معیار عددی برای بارگذاری اولیه داده نشده است.

خریداران ترانسفورماتور بایستی منحنی‌های اضافه‌بارگیری (Overload in curve) هر ترانسفورماتوری را در کنار سایر مدارک فنی از سازنده درخواست نمایند. این منحنی‌ها با توجه به طرح و پارامترهای همان ترانسفورماتور به دست می‌آیند و بسیار دقیق هستند. حتی توصیه می‌گردد که برای ترانسفورماتورهای قدرت در حال کار و جدیدتر که دسترسی به سازنده وجود دارد با ارائه شماره سریال به سازنده، منحنی‌های بارگیری ترانسفورماتور اخذ شود چرا که این منحنی‌ها بهترین ودقیق‌ترین راهنما برای بارگیری ترانسفورماتورها هستند

۵ –۲– اهمیت بارگذاری و تلفات ترانسفورماتور

بارگذاری ترانسفورماتور (Loading) یکی از مسائل مهم بهره‌برداری ترانسفورماتور است. به طور کلی، بارگذاری ترانسفورماتور بایستی به گونه‌ای باشد که عمر مورد انتظار ترانسفورماتور تامین شود. با افزایش دمای عایق‌ها و خصوصاً کاغذ، نرخ پیری آن افزایش یافته و عمر ترانسفورماتور کاهش می‌یابد. بنابراین بارگذاری بایستی به نحوی باشد که افزایش دمای ترانسفورماتور بیش از حد مجاز نباشد.

تلفاتی که باعث ایجاد حرارت و گرم‌شدن ترانسفورماتور می‌شود را می‌توان به دو دسته عمده تقسیم کرد: دسته اول این تلفات که به طور عمده تلفات هسته را شامل می‌شود به ولتاژ ترانسفورماتور مرتبط است. دسته دوم، تلفاتی است که به جریان سیم‌پیچ‌ها و در نتیجه بارگذاری ترانسفورماتور وابسته است. بنابراین، تغییر در بارگذاری بخشی از تلفات را تغییر می‌دهد که قسمت عمده تلفات را شامل می‌شود. نکته دیگر آن است که تغییرات ولتاژ هنگام بارگیری از ترانسفورماتور زیاد نبوده و در نتیجه اهمیت تلفات اهمی که از

جریان بار ناشی می‌شود بیشتر است. لازم به ذکر است در حالتی که ولتاژ از مقدار نامی افزایش می‌یابد، هسته به حالت اشباع رفته و تلفات آن افزایش می‌یابد و لذا میزان بارگذاری مجاز ترانسفورماتور در ولتاژهای مختلف متفاوت است. ذکر این نکته لازم است که غالباً زمانی که بار شبکه زیاد است، به دلیل افت ولتاژ ناشی از امپدانس خطوط ولتاژ شبکه نیز کم‌تر از حالت نامی است و لذا در حالت پرباری ترانسفورماتور نگرانی چندانی در مورد افزایش ولتاژ آن و اشباع هسته وجود ندارد.

در رابطه با بارگذاری، داغ‌ترین نقطه ترانسفورماتور اهمیت ویژه دارد. بارگذاری ترانسفورماتور باید به نحوی باشد که دمای داغ‌ترین نقطه ترانسفورماتور از حد مجاز افزایش نیابد. داغ‌ترین نقطه ترانسفورماتور معمولاً در قسمت بالایی سیم‌پیچ‌ها و غالباً در فاز وسط رخ می‌دهد. علت را می‌توان در دو موضوع دانست: اول آنکه در سیستم خنک‌سازی، روغن سردتر از پایین سیم‌پیچ وارد شده و در حین بالا رفتن، با گرفتن گرما از سیم‌پیچ دمای آن افزایش می‌یابد. به همین دلیل قسمت بالایی سیم‌پیچ‌ها طبیعتاً دمای بیشتری دارد. دلیل دیگر آن است که شار مغناطیسی در قسمت بالای سیم‌پیچ و زیر یوغ حالت خمیده دارد و لذا تلفات گردابی در هادی‌ها در این نواحی بیشتر است.

در هنگام بارگذاری ترانسفورماتور بایستی به تجهیزات جانبی ترانسفورماتور و همچنین، عناصری که جریان بیشتری از آن‌ها عبور می‌کند توجه کرد. برای مثال، تپ‌چنجر، بوشینگ و CT بوشینگ بایستی توانایی تحمل اضافه‌بار را داشته باشند. جریان نامی تجهیزات جانبی معمولاً بین ۲۰٪ تا ۵۰٪ بالاتر از جریان نامی ترانسفورماتور در نظر گرفته می‌شود تا در هنگام اضافه‌بار ترانسفورماتور مشکلی برای آن‌ها ایجاد نشود اما در هر صورت هنگام اضافه‌بار بایستی به قابلیت تجهیزات جانبی در عبور جریان توجه شود. همچنین، در مورد کنسرواتور توانایی کنترل افزایش حجم روغن آن بایستی بررسی گردد. ممکن است با افزایش دما، حجم روغن به حدی افزایش یابد که از کنسرواتور سرریز شود. در نتیجه در اضافه‌بار بایستی به قابلیت کنسرواتور دقت شود. بهتر است که در هنگام اضافه‌بار تعویض تپ در ترانسفورماتور انجام نشود. ضمناً بایستی تنظیمات حفاظتی رله‌ها نیز برای حالت اضافه‌بار اصلاح شود.

ترانسفورماتورها دارای انواع مختلف سیستم خنک‌کننده بوده که در جدول (۵-۱) ذکر شده است. در مواردی که برای خنک‌سازی از پمپ و فن استفاده می‌شود، معمولاً ترانسفورماتور دارای سه سطح خنک‌سازی است. کم‌ترین میزان خنک‌سازی با گردش طبیعی هوا رخ می‌دهد اما با افزایش دما، دو گروه از فن‌ها (و پمپ‌ها) به ترتیب وارد مدار شده و با گردش اجباری هوا در بیرون رادیاتورها (و گردش اجباری

روغن در تانک) به خنک‌سازی ترانسفورماتور کمک می‌کنند. معمولاً گروه اول فن و پمپ در بازه بار ۶۰٪ تا ۸۰٪ وارد مدار می‌شوند و گروه دوم در بار بالاتر از ۸۰٪ به سیستم خنک‌سازی اضافه می‌شوند.

جدول (۵-۱): انواع سیستم‌های معمول خنک‌سازی در ترانسفورماتورها

نماد	نوع خنک‌سازی
ONAN	خنک‌سازی با گردش طبیعی روغن و گردش طبیعی هوا
ONAF	خنک‌سازی با گردش طبیعی روغن و گردش اجباری هوا
OFAF	خنک‌سازی با گردش اجباری روغن و گردش اجباری هوا
ODAF	خنک‌سازی با گردش روغن هدایت‌شده و گردش اجباری هوا

یکی از موارد قابل ذکر در تعیین بارگذاری ترانسفورماتور بر اساس اندازه‌گیری دمای سیم‌پیچ، بحث تاخیر زمانی بین دمای واقعی سیم‌پیچ و دمای شبیه‌ساز سیم‌پیچ ترانسفورماتور است که به صورت غیر مستقیم و از طریق شبیه‌سازی اندازه‌گیری شده و حائز اهمیت می‌باشد در مورد نحوه اندازه‌گیری دمای نقطه بالای سیم‌پیچ در فصل آزمون‌های دوره‌ای توضیح داده شده است. اما نکته حائز اهمیت آن است که این اندازه‌گیری در زمانی بیشترین دقت را دارد که بار ثابتی به ترانسفورماتور اعمال شده است. اگر تغییرات بار ترانسفورماتور شدید باشد، چند دقیقه بیشتر طول نمی‌کشد تا دمای سیم‌پیچ به دلیل تلفات اهمی افزایش یابد. این در حالی است که ممکن است ساعت‌ها زمان ببرد تا حجم عمده روغن به دمای نهایی خود برسد و با توجه به اینکه شبیه‌ساز دمای سیم‌پیچ بر اساس دمای بالای روغن کار می‌کند، به طور طبیعی یک تاخیر زمانی بین دمای واقعی سیم‌پیچ و دمایی که ترمومتر سیم‌پیچ نشان می‌دهد وجود دارد. این موضوع در بارگذاری اضطراری ترانسفورماتور بایستی مدنظر قرار گیرد. این تاخیر باعث می‌شود که دمای شبیه‌ساز سیم‌پیچ در افزایش بار کم‌تر از دمای واقعی سیم‌پیچ و در کاهش بار بیشتر از دمای واقعی سیم‌پیچ باشد [۶۲].

۵-۳-عوامل تاثیرگذار بر تحمل اضافه‌بار ترانسفورماتور

عوامل تعیین‌کننده در بارگذاری ترانسفورماتور شامل مواردی از قبیل دمای محیط، ارتفاع از سطح دریا، خاصیت دوره‌ای بار و ابعاد ترانسفورماتور می‌باشند.

۵ –۳ –۱ – تاثیر دمای محیط و ارتفاع بر تحمل اضافه‌بار

در صورتی که دمای محیط کم‌تر از دمایی باشد که ترانسفورماتور برای آن طراحی شده است، می‌توان ترانسفورماتور را بیشتر از مقدار بار نامی بارگذاری کرد. به طور عکس در صورتی که دمای محیط به بیشتر از دمای طراحی افزایش یافته باشد، توان ترانسفورماتور بایستی کاهش داده شود. برای این موضوع می‌توان از روابطی که در این فصل و در نظام‌نامه رله و حفاظت ذکر شده است برای اصلاح مقدار جریان نامی استفاده کرد. از طرف دیگر، افزایش ارتفاع باعث کاهش خنک‌سازی ترانسفورماتور به دلیل کاهش غلظت و فشار هوا شده و لذا بایستی مقدار جریان نامی اصلاح و کاهش داده شود. برای اصلاح جریان نامی، ابتدا بایستی مقدار $\Delta\theta$ برای ترانسفورماتور مطابق روابط زیر حساب شود:

$$\Delta\theta = (\theta_{site} - \theta_{design}) + \frac{H_{site} - H_{design}}{A} \qquad (۱-۵)$$

منظور از θ_{site} دمای فعلی محل نصب ترانسفورماتور و منظور از θ_{design} دمایی است که ترانسفورماتور برای کار در آن طراحی شده است. مقدار H_{site} و H_{design} نیز به ترتیب ارتفاع محل نصب ترانسفورماتور و ارتفاعی که ترانسفورماتور برای کار در آن طراحی شده است را نشان می‌دهد. مقدار A برای ترانسفورماتورهایی که با گردش طبیعی هوا خنک می‌شوند برابر ۴۰۰ و برای ترانسفورماتورهایی که دارای فن هستند برابر ۲۵۰ در نظر گرفته می‌شود. پس از محاسبه می‌توان از رابطه زیر برای اصلاح جریان نامی ترانسفورماتور استفاده کرد:

$$I_{rated-compensated} = I_{rated} \times (1 - 0.015 \times \Delta\theta) \qquad (۲-۵)$$

در رابطه فوق I_{rated} مقدار جریان نامی ترانسفورماتور قید شده بر روی پلاک و $I_{rated-compensated}$ جریان نامی اصلاح‌شده مطابق شرایط نصب است.

مطابق رابطه فوق به طور تقریبی به ازای هر $1\ ^oC$ افزایش دمای محیط نسبت به مقدار نامی بایستی بار ترانسفورماتور را ۱/۵٪ کاهش داد. برای مثال در حالتی که ترانسفورماتور برای کار در دمای $40\ ^0C$ طراحی و ساخته شده و دمای محیط برابر 37^0C است می‌توان حدود ۴/۵٪ اضافه‌بار به ترانسفورماتور اعمال کرد بدون اینکه خطری متوجه ترانسفورماتور شود یا عمر آن کاهش یابد. علت آن است که در مورد عمر عایق، دمای مطلق اهمیت دارد حال آن‌که بارگذاری ترانسفورماتور به طور عمده میزان جهش حرارتی را مشخص

می‌کند. بنابراین، زمانی که دمای محیط کم‌تر باشد، مقدار حداکثر دمای مطلق عایق نیز کم‌تر بوده و ترانسفورماتور می‌تواند اضافه‌بار داشته باشد.

لازم به ذکر است در صورتی که مقدار جریان اصلاح‌شده از جریان نامی ترانسفورماتور بیشتر باشد، سازنده بایستی حتماً کار ترانسفورماتور در چنین شرایطی را تایید کند. اما نکته مهم‌تر آن است معیاری که برای تعیین اضافه‌بار در ادامه این گزارش بیان خواهد شد بر اساس جریان نامی اصلاح‌شده ترانسفورماتور است و در تعیین اضافه‌بار، جریان $I_{rated\text{-}compensated}$ بایستی معیار قرار گیرد.

۵ – ۳ – ۲ – تاثیر دوره‌ای بودن بار بر تحمل اضافه‌بار

نکته مهم دیگر خاصیت دوره‌ای بار است. دوره‌ای بودن بار به این معنی است که بار در دوره‌هایی (به عنوان مثال در یک بازه ۲٤ ساعته) افزایش و کاهش می‌یابد و در پاره‌ای از زمان‌ها بار ترانسفورماتور کم‌تر و در پاره‌ای از زمان‌ها بیشتر است. زمانی که بار افزایش می‌یابد، افزایش دمای ترانسفورماتور حالت نمایی دارد و دارای ثابت زمانی است. به بیان دیگر، دما ناگهان به مقدار نهایی خود نمی‌رسد و مقداری زمان لازم است تا این اتفاق بیفتد. هر چه ترانسفورماتور بزرگ‌تر باشد و حجم بیشتری روغن و آهن داشته باشد، ثابت زمانی آن بزرگ‌تر است و افزایش دما کندتر اتفاق می‌افتد. از سوی دیگر زمانی که بار کاهش می‌یابد دما به کندی و با ثابت زمانی کاهش پیدا می‌کند. خاصیت دوره‌ای بار سبب می‌شود که سیکل‌های حرارتی در ترانسفورماتور ایجاد شود به این معنی که ترانسفورماتور گاهی در حداکثر دمای کاری و در زمان‌های دیگری در دماهای کم‌تر کار می‌کند. این سیکل حرارتی اجازه می‌دهد که بار ترانسفورماتور را برای کوتاه‌مدت به مقداری بیشتر از مقدار بار نامی افزایش داد بدون اینکه به ترانسفورماتور آسیب برسد یا حتی عمر آن کاهش یابد.

چنان‌که پیش‌تر گفته شد، افزایش دما باعث کاهش عمر عایق می‌شود. اما نکته مهمی که بایستی به آن توجه کرد آن است در صورتی که دمای ترانسفورماتور از مقدار طراحی‌شده افزایش نیابد و ترانسفورماتور در وضعیت نسبتاً خنک باشد، عمری که برای ترانسفورماتور تخمین زده می‌شود متجاوز از صد سال است [٦٢]. این در حالی است که بسیاری عوامل دیگر سبب می‌شود تا عمر ترانسفورماتور به مقداری بسیار کم‌تر از صد سال محدود شود. به همین دلیل، افزایش دمای ترانسفورماتور به بیش از مقدار طراحی در فواصل زمانی کوتاه و کاهش عمر مقطعی آن در این پریود زمانی مشکلی برای ترانسفورماتور ایجاد نمی‌کند به همین دلیل ترانسفورماتورها تا میزان محدودی اجازه اضافه‌بار دارند.

۵ –۳ –۳ –تاثیر ابعاد ترانسفورماتور بر اضافه‌بار

حساسیت ترانسفورماتورها به اضافه‌بار به ابعاد آن‌ها بستگی دارد. زمانی که ابعاد بزرگ می‌شود، موارد زیر اتفاق می‌افتد:

أ. میزان شار پراکندگی افزایش می‌یابد،

ب. نیروهای اتصال کوتاه افزایش می‌یابد،

ت. حجمی از عایق که در معرض تنش الکتریکی بالا قرار دارد بیشتر است،

ث. تعیین دمای نقطه داغ سخت‌تر است.

به دلایلی که ذکر شد، ترانسفورماتورهای با ابعاد بزرگ نسبت به ترانسفورماتورهای کوچک‌تر ممکن است نسبت به اضافه‌بار آسیب‌پذیرتر باشند. از سوی دیگر عواقب آسیب دیدن چنین ترانسفورماتورهایی و یا خروج آن‌ها از مدار نسبت به ترانسفورماتورهای کوچک شدیدتر است. استاندارد IEC 60076-7 ترانسفورماتورها را برای تعیین حد اضافه‌بار به سه دسته تقسیم کرده است:

أ. ترانسفورماتورهای توزیع که برای آن‌ها تنها لازم است دمای نقطه داغ در سیم‌پیچ و پیری حرارتی لحاظ شود.

ب. ترانسفورماتورهای متوسط که تغییر در گروه‌های خنک‌کننده نیز بایستی در نظر گرفته شود.

ت. ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ که در آن‌ها اثر شارهای پراکندگی نیز قابل توجه بوده و عواقب خروج آن‌ها از مدار زیاد است.

نکته مهم آن است که استاندارد بین ترانسفورماتورهایی که از کاغذ با تحمل حرارتی بالا استفاده می‌کنند با ترانسفورماتورهایی که از کاغذ معمول استفاده می‌کنند تمایز قائل شده است. اما در این گزارش صرفاً موارد مربوط به ترانسفورماتورهایی گزارش می‌شود که از کاغذهای معمولی به عنوان عایق استفاده می‌کنند.

۵ –۴–عواقب و خطرات اضافه‌بار در ترانسفورماتور

۵ –۴ –۱ – عواقب عمومی اضافه‌بار ترانسفورماتور

اضافه‌بار ترانسفورماتور عواقب عمومی در پی دارد که این عواقب را می‌توان به شرح زیر بیان کرد [۶۳]:

أ. دمای سیم‌پیچ، اتصالات، عایق کاغذی و روغن افزایش می‌یابد و ممکن است به بیش از مقدار مجاز برسد.

ب. شدت شار مغناطیسی نشتی در بیرون هسته افزایش می‌یابد که نتیجه آن افزایش تلفات فوکو در هادی‌هایی است که در معرض این شار قرار دارند.

ت. با تغییرات دما، میزان رطوبت و میزان گاز در سیستم عایقی و روغن تغییر می‌کند.

ث. بوشینگ‌ها، تپ‌چنجر، اتصالات بیرونی و همچنین، ترانسفورماتورهای جریان نیز در معرض تنش بیشتری قرار می‌گیرند که ممکن است فراتر از حدود عملکرد آن‌ها باشد.

به دلیل عوامل فوق خطر بروز عیب زودهنگام در اثر جریان و دمای بالا در ترانسفورماتور وجود دارد. این خطر ممکن است ماهیت کوتاه‌مدت و ناگهانی داشته باشد و یا طولانی‌مدت و به شکل پیری حرارتی ترانسفورماتور و کاهش عمر آن ظهور کند. عوامل دیگری نیز ممکن است برای ترانسفورماتور ایجاد مخاطره کنند اما اهمیت آن‌ها تنها در ترانسفورماتورهای بزرگ‌تر مطرح می‌شود. برای مثال، افزایش دما باعث کاهش استحکام مکانیکی کاغذ و قدرت تحمل اتصال کوتاه ترانسفورماتور می‌شود. اما این مورد تنها در ترانسفورماتورهای بزرگ لازم است در نظر گرفته شود.

۵ – ۴ – ۲ – پدیده‌های خطرناک در هنگام اضافه‌بار ترانسفورماتور با ماهیت ناگهانی

هنگام اضافه‌بار ترانسفورماتور در دماهای بالا، پدیده‌هایی ممکن است رخ دهد که به صورت ناگهانی موجب بروز اتصال کوتاه داخلی و آسیب به ترانسفورماتور شود. در این پدیده‌ها که در اینجا مورد بحث قرار می‌گیرد، عاملی غیر از کاهش عمر حرارتی عایق باعث عیب ترانسفورماتور می‌شود.

یکی از مواردی که افزایش بار ترانسفورماتور به مقداری بیش از مقدار نامی را به مخاطره می‌اندازد، وجود رطوبت در ترانسفورماتور است. چنان‌که پیش‌تر گفته شد، رطوبت در ترانسفورماتور به نحوی توزیع می‌شود که بیش از ۹۷٪ رطوبت در عایق سلولزی یعنی کاغذ وجود دارد. از سوی دیگر، در خود عایق کاغذی رطوبت در نواحی با دمای کم‌تر تمرکز بیشتری دارد. علت آن است که کاغذ در حالت سرد رطوبت بیشتری جذب می‌کند در حالی که با گرم شدن خشک شده و رطوبت از آن خارج می‌شود. همچنین، به دلیل رطوبت در نواحی با تنش بالای میدان الکتریکی تمرکز بیشتری دارد.

در صورتی که ترانسفورماتور دارای رطوبت بوده و به دلیل بار زیاد گرم باشد، رطوبت از کاغذ خارج شده و وارد روغن می‌شود و این در حالی است که توانایی انحلال آب در روغن با افزایش دما بیشتر می‌شود. با کاهش بار، ترانسفورماتور سرد شده و رطوبت می‌خواهد از روغن به کاغذ مهاجرت کند اما سرعت انتقال رطوبت به کاغذ (در حین سردشدن) بسیار کندتر از انتقال رطوبت از کاغذ به روغن (در هنگام گرم‌شدن) است [۲۷]. نتیجه آن است که قسمت عمده رطوبت در روغن باقی می‌ماند. از سوی دیگر، با کاهش دما توانایی انحلال آب در روغن کاهش می‌یابد و نتیجه آن است که با کاهش دما، رطوبت در روغن به حالت اشباع نزدیک می‌شود. از سوی دیگر، وجود رطوبت در روغن باعث کاهش استقامت عایقی آن

می‌شود و زمانی که رطوبت در روغن به اشباع نزدیک می‌شود کاهش استقامت عایقی روغن قابل توجه است و لذا حالت خطرناکی در ترانسفورماتور ایجاد می‌شود. در بدترین حالت، اشباع رطوبت در روغن باعث ایجاد قطرات آزاد شده و استقامت عایقی روغن را به شدت کم می‌کند که یک اتصال کوتاه داخلی می‌تواند نتیجه آن باشد.

تا زمانی که تغییرات دما به آرامی انجام شود و مقدار دما به حدود خطرناک نرسد، سیستم عایقی می‌تواند وجود مقدار قابل توجه رطوبت را تحمل کند. اما بارگذاری ترانسفورماتور به مقادیری بیشتر از مقدار نامی باعث ایجاد دماهای بالاتر و تغییرات بیشتر در طی سیکل گرمایی می‌شود. به همین ترتیب بارگذاری اضطراری باعث تغییرات دمایی به مراتب بیشتر می‌شود. نکته حائز اهمیت آن است که نقطه دمایی که در آن پدیده فوق اتفاق می‌افتد و باعث بروز خطر در ترانسفورماتور می‌شود تا حدودی شناخته شده باشد. در این صورت است که می‌توان ترانسفورماتور را بیش از مقدار نامی بارگذاری کرده و پیش از رسیدن به محدوده خطرناک بار آن را کاهش داد.

نکته دیگری که در مورد بارگذاری بیش از مقدار نامی حائز اهمیت است، بحث ایجاد حباب بخار آب در ترانسفورماتور است. تولید بخار آب نتیجه تغییرات ناگهانی دما در داغ‌ترین هادی است. در یک سیستم عایق سلولزی، یک حالت تعادلی بین فشار جزئی گازهای موجود در کاغذ وجود دارد. افزایش دما سبب می‌شود که فشار بخار به صورت نمایی افزایش یابد. زمانی که تعادل به هم می‌خورد، فشار بخار آب سبب می‌شود که کاغذ آب را به صورت حباب‌های بخار آب آزاد کند [٦٤]. این حالت خطرناک است و موجب شروع تخلیه جزئی و گسترش آن به حالت قوس کامل می‌شود.

طبق تحقیقات انجام‌شده وقوع این پدیده به دمای هادی، میزان رطوبت موجود در کاغذ و میزان گازهای روغن بستگی دارد [٦٤]. در بین این موارد، رطوبت مهم‌ترین عامل تعیین‌کننده است چرا که با افزایش رطوبت، دمایی که در آن بخار آب تشکیل می‌شود به صورت نمایی کاهش می‌یابد. داده‌های جمع‌آوری‌شده نشان می‌دهند که در یک ترانسفورماتور داری عمر زیاد و با رطوبت در حد ۲٪ وزنی کاغذ، بخار آب ممکن است در دمای $140\ ^0C$ یا کم‌تر ایجاد شود [٦٣, ٦٤] در حالی که در یک ترانسفورماتور خشک، این دما به حدود $200\ ^0C$ افزایش می‌یابد. بروز چنین پدیده‌هایی می‌تواند باعث بروز اتصال کوتاه ناگهانی در ترانسفورماتور شود و لذا بارگذاری اضافی ترانسفورماتور بایستی کاملاً از روی ضوابط صورت گیرد.

در هنگام اضافه‌بار، سایر تجهیزات جانبی مثل بوشینگ، تپ‌چنجر و اتصالات نیز در معرض تنش حرارتی بالاتری هستند. برای مثال، افزایش جریان از مقدار نامی بوشینگ می‌تواند باعث افزایش فشار روغن

در داخل بوشینگ و نشت آن شود [۶۳]. در مورد تپ‌چنجر نیز تغییرات تپ در جریان‌های بالا یعنی قطع جریانی بیشتر از مقدار نامی می‌تواند خطرناک بوده و باعث ایجاد خطا در دایورترسوئیچ تپ‌چنجر شود. در نتیجه، هنگام اضافه‌بار بایستی اطمینان حاصل کرد که برای تجهیزات جانبی نیز مشکلی از بابت تحمل اضافه جریان وجود ندارد.

۵ –۵– نرخ پیری نسبی و عمر عایقی ترانسفورماتور

هیچ رابطه ساده و دقیقی برای تعیین عمر باقیمانده ترانسفورماتور وجود ندارد. نرخ پیری و عمر باقیمانده ترانسفورماتور به عوامل مختلفی از جمله دما، رطوبت، میزان اکسیژن و میزان اسید بستگی دارد [۶۳]. مواردی که در اینجا مطرح می‌شود تنها اثر دما را مدنظر دارد و به اثر بقیه موارد نمی‌پردازد.

چنان‌که پیش‌تر گفته شد، افزایش دما باعث افزایش نرخ پیری و کاهش عمر عایق می‌شود. توزیع دمایی در ترانسفورماتور یکسان نیست و بعضی نقاط سردتر و بعضی نقاط دیگر گرم‌تر است. در نقطه‌ای که بیشترین دما وجود دارد و به آن نقطه داغ گفته می‌شود میزان پیری عایق از سایر نقاط دیگر بیشتر است. به همین دلیل معمولاً دمای همین نقطه معیار تعیین نرخ پیری نسبی و عمر ترانسفورماتور قرار می‌گیرد. مطابق استاندارد IEC 60076-7 نرخ پیری نسبی بر اساس دمای نقطه داغ بر اساس رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \qquad (۳-۵)$$

که در آن V نرخ پیری نسبی و θ_h دمای نقطه داغ برحسب ^0C است. مطابق این رابطه، اولاً مقدار نرخ پیری نسبی برابر یک به ازای دمای ^0C 98 در نقطه داغ به دست می‌آید. به عبارت دیگر، عمر نامی ترانسفورماتور زمانی است که نقطه داغ در دمای ^0C 98 کار کند. ثانیاً، به ازای هر ۶ درجه افزایش دمای نقطه داغ، عمر ترانسفورماتور نصف می‌شود. رابطه فوق مربوط به کاغذهای Non-Thermally Upgraded Paper یا کاغذ معمولی می‌باشد. برای کاغذهایی که از لحاظ حرارتی بهبودیافته هستند روابط دیگری مطرح است که در استاندارد IEC 60076-7 به آن اشاره شده است. در روابط دیگر نیز مشاهده می‌شود که با افزایش دما به میزانی بالاتر از مقدار نامی، عمر عایق کاغذی به صورت نمایی کاهش می‌یابد.

با محاسبه نرخ پیری نسبی در طول زمان می‌توان نرخ پیری کلی ترانسفورماتور را محاسبه کرد. همان‌طور که پیش‌تر گفته شد، در زمان‌هایی ترانسفورماتور با بار کم‌تر از مقدار نامی کار می‌کند دمای نقطه داغ از مقدار ^0C 98 کم‌تر است. در نقطه مقابل می‌توان ترانسفورماتور را به نحوی اضافه‌بار کرد که پیری ناشی از افزایش دما به مقدار بالاتر از ^0C 98 با بازه‌هایی که دما از این مقدار کم‌تر است جبران شده و مجموع نرخ

پیری نسبی ترانسفورماتور برابر یک باقی بماند. به این ترتیب، ماهیت دوره‌ای بارها و تغییرات دما اجازه بارگیری بیشتر از ترانسفورماتور را می‌دهد به نحوی که کاهش عمر آن نیز قابل توجه نباشد.

۵ –۶– محدودیت‌های اضافه‌بار ترانسفورماتور

۵ –۶ –۱ – محدودیت‌های دما و جریان

استاندارد IEC 60076-7 محدودیت‌های دمایی و جریانی ارائه شده در جدول (۵–۲) را توصیه کرده است. محدودیت‌های جریان و دما بایستی رعایت شوند. به این ترتیب در برخی موارد حداکثر دما عامل محدود کننده و در برخی موارد دیگر حداکثر جریان عامل محدود کننده است. در هر حال، بارگذاری بایستی به نحوی باشد که حداکثر دما و جریان از مقادیر توصیه‌شده در جدول مذکور فراتر نرود.

در مورد جدول (۵–۲) لازم است که تفاوت بارگذاری اضطراری بلندمدت و کوتاه‌مدت بیان شود. منظور از بارگذاری اضطراری کوتاه‌مدت زمانی است که اضافه‌بار ترانسفورماتور کمتر از ۳۰ دقیقه به طول می‌انجامد. در نقطه مقابل، منظور از بارگذاری اضطراری بلندمدت زمانی است که اضافه‌بار ترانسفورماتور به اندازه‌ای ادامه می‌یابد که ترانسفورماتور به حالت تعادل حرارتی جدید خود می‌رسد [۶۳]. بنابراین در حالت کوتاه‌مدت پیش از رسیدن به نقطه تعادلی جدید اضافه‌بار ترانسفورماتور مرتفع خواهد شد.

۵ –۶ –۲ – سایر محدودیت‌های ترانسفورماتورهای متوسط و بزرگ

به جز سیم‌پیچ، سایر قسمت‌های ترانسفورماتور مثل بوشینگ‌ها، اتصالات و تپ‌چنجرها ممکن است محدودیت‌هایی برای بهره‌برداری در جریان بیش از ۱/۵ برابر مقدار نامی ایجاد کنند. انبساط روغن در کنسرواتور و همچنین، فشار روغن بوشینگ نیز ممکن است عامل محدودکننده باشد. در صورتی که محدودیتی در مورد افزایش شار وجود نداشته باشد، ولتاژ اعمال‌شده به ترانسفورماتور بایستی حداکثر ۱/۰۵ برابر مقدار نامی در تپ نامی (یا ۱/۰۵ برابر مقدار هر تپ) باشد.

در ترانسفورماتورهای بزرگ محدودیت‌های دیگری که عمدتاً مربوط به شار پراکندگی می‌شود بایستی مدنظر قرار گیرد. توصیه می‌شود که در کاربردهای خاص و در زمان ساخت و سفارش، میزان اضافه‌بار مورد نیاز در آن کاربرد خاص نیز مشخص شود. در همه موارد فوق‌الذکر، افزایش دمای نقطه داغ سیم‌پیچ به بیش از 140 °C با خطر تولید حباب بخار آب و کاهش قابل توجه استقامت عایقی همراه است.

جدول (۵-۲): محدودیت‌های دما و جریان در مورد اضافه‌بار ترانسفورماتورها طبق IEC 60076 -7

نحوه بارگذاری	ترانسفورماتورهای توزیع	ترانسفورماتورهای متوسط	ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ
بارگذاری دوره‌ای معمول			
جریان (p.u.)	۱/۵	۱/۵	۱/۳
دمای نقطه داغ سیم‌پیچ و نقاط فلزی که با عایق سلولزی در تماس هستند (^{0}C)	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰
دمای نقطه داغ سایر قسمت‌های فلزی (در تماس با روغن، کاغذ آرامید و مواد بر پایه فایبرگلاس) (^{0}C)	۱۴۰	۱۴۰	۱۴۰
دمای بالای روغن (^{0}C)	۱۰۵	۱۰۵	۱۰۵
بارگذاری اضطراری بلندمدت			
جریان (p.u.)	۱/۸	۱/۵	۱/۳
دمای نقطه داغ سیم‌پیچ و نقاط فلزی که با عایق سلولزی در تماس هستند (^{0}C)	۱۴۰	۱۴۰	۱۴۰
دمای نقطه داغ سایر قسمت‌های فلزی (در تماس با روغن، کاغذ آرامید و مواد بر پایه فایبرگلاس) (^{0}C)	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰
دمای بالای روغن (^{0}C)	۱۱۵	۱۱۵	۱۱۵
بارگذاری اضطراری کوتاه‌مدت			
جریان (p.u.)	۲	۱/۸	۱/۵
دمای نقطه داغ سیم‌پیچ و نقاط فلزی که با عایق سلولزی در تماس هستند (^{0}C)	*	۱۶۹	۱۶۰
دمای نقطه داغ سایر قسمت‌های فلزی (در تماس با روغن، کاغذ آرامید و مواد بر پایه فایبرگلاس(^{0}C)	*	۱۸۰	۱۸۰
دمای بالای روغن (^{0}C)	*	۱۱۵	۱۱۵

* برای حداکثر دمای ترانسفورماتور توزیع در بارگذاری اضطراری عددی پیشنهاد نشده است چون معمولاً امکان کنترل بار یا محدود کردن بارگذاری اضطراری در مورد ترانسفورماتورهای توزیع وجود ندارد. اما بایستی توجه داشت که در دمای بالاتر از ^{0}C 140 احتمال ایجاد حباب بخار آب وجود دارد که استقامت عایقی ترانسفورماتور را به مخاطره می‌اندازد.

۵ –۷–تعیین دمای نقطه داغ

۵ –۷ –۱ – تعیین نقطه داغ در شرایط پایدار

برای تعیین نقطه داغ در شرایط پایدار موارد زیر فرض می‌شود:

أ. تغییر دمای روغن از پایین تا بالای تانک ترانسفورماتور به صورت خطی افزایش می‌یابد.

ب. تغییر دمای سیم‌پیچ از پایین سیم‌پیچ تا بالای آن به صورت خطی تغییر می‌کند (با شیب افزایش دما در روغن) و دمای هر نقطه از سیم‌پیچ به مقدار ثابت g_r از دمای روغن در همان ارتفاع بیشتر است. در حقیقت g_r تفاوت بین متوسط دمای سیم‌پیچ و روغن است.

ت. دمای نقطه داغ معمولاً به اندازه $(H \times g_r)$ از دمای Top Oil بیشتر است. پارامتر H به ضریب نقطه داغ (hot-spot factor) موسوم است.

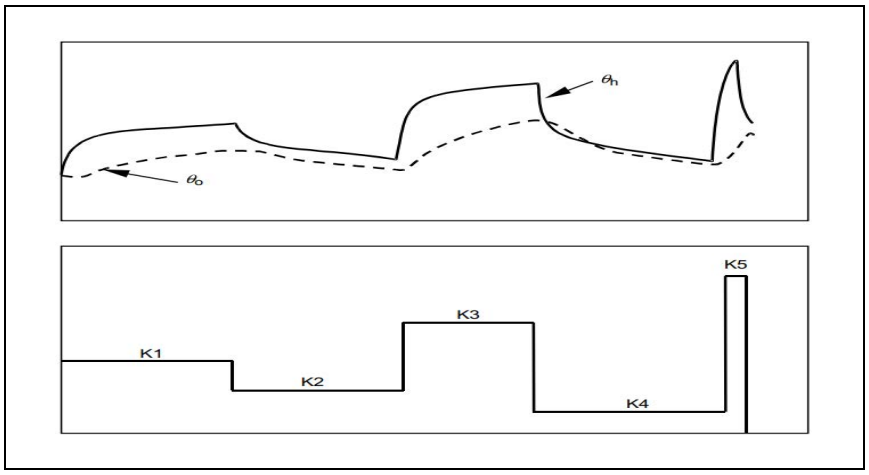
مقادیر H و g_r در طی آزمون جهش حرارتی ترانسفورماتور در کارخانه مشخص می‌شود اما با روابط تحلیلی و بر اساس مشخصات ترانسفورماتور نیز می‌تواند محاسبه شود. با داشتن مقادیر H و g_r می‌توان مشخص کرد که دمای نقطه داغ در حالت پایدار به چه مقداری خواهد رسید. برای این محاسبه، دمای نهایی Top Oil مورد نیاز است. به عنوان نمونه مقدار H برای ترانسفورماتورهای توزیع برابر ۱/۱ و برای ترانسفورماتورهای بزرگ حدوداً بین ۱/۲ تا ۱/٤ می‌تواند در نظر گرفته شود.

۵ –۷ –۲ – تعیین نقطه داغ با تغییرات دمای محیط و مقدار بار

در حالتی که دمای محیط و میزان بار متغیر است، سه روش عمده برای تعیین نقطه داغ در استاندارد IEC پیشنهاد شده است: روش اول بر مبنای تغییرات نمایی دما عمل می‌کند، روش دوم بر محاسبات معادلات دیفرانسیلی استوار بوده و روش سوم مربوط به بارهای دوره‌ای است که در طول ۲٤ ساعت تکرار می‌شوند. در روش سوم، میانگین وزن‌دار دمای سالیانه محیط، معیار محاسبات قرار می‌گیرد در حالی که در روش اول و دوم دمای محیط فعلی در محاسبات به عنوان مبنا در نظر گرفته شده است. روش سوم به تفصیل در نظام‌نامه رله و حفاظت و روابط آن ارائه گردیده است و لذا از تکرار آن خودداری می‌گردد. در اینجا تنها در مورد روش نمایی توضیحاتی داده می‌شود.

مدل حرارتی یک ترانسفورماتور را می‌توان به صورت یک شبکه خازنی و مقاومتی در نظر گرفت. مقاومت‌ها نماینده مقاومت حرارتی بین نقاط مختلف و خازن‌ها مدل‌کننده ظرفیت حرارتی ترانسفورماتور هستند. همان‌گونه که در یک مدار الکتریکی دارای مقاومت و خازن تغییرات ولتاژ نقاط مختلف به صورت نمایی است، تغییرات دمای نقاط مختلف ترانسفورماتور نیز به صورت نمایی خواهد بود. اگر مقاومت

حرارتی بین نقاط مختلف و ظرفیت حرارتی ترانسفورماتور با استفاده از روابط تحلیلی و یا بر اساس اندازه‌گیری محاسبه شود، می‌توان پاسخ مدل حرارتی را در مقابل تغییرات پله‌ای بار پیش‌بینی کرد. شکل (۵-۱) به طور نمونه پاسخ دمایی ترانسفورماتور را به بارهای مختلف که به صورت پله‌ای تغییر می‌کنند نشان داده است. در این شکل، θ_h دمای نقطه داغ سیم‌پیچ و θ_o دمای Top Oil است.



شکل (۵-۱): پاسخ دمایی ترانسفورماتور به تغییرات پله‌ای بار

روش تغییرات نمایی محدودیت‌هایی دارد. این روش در دو حالت پاسخ درست می‌دهد: ۱) هر پله افزایش بار با یک پله کاهش بار دنبال شود و بالعکس، ۲) در حالتی که چندین پله پشت سر هم به صورت کاهشی یا افزایشی باشد، مدت زمان ثابت بودن بار به حدی باشد که افزایش دمای نقطه داغ نسبت به دمای بالای روغن به حالت پایدار خود رسیده باشد. استاندارد روابطی برای مدل‌سازی تغییرات نمایی پیشنهاد داده است. این روابط به همراه یک مثال در پیوست ۱ ذکر شده است.

روش دوم نیز که در استاندارد توصیه شده استفاده از معادلات دیفرانسیلی حاکم بر انتقال حرارت است. با حل این معادلات به صورت پیوسته می‌توان رفتار دمایی ترانسفورماتور را برای هر نوع تغییرات بار و دمای محیط پیش‌بینی کرد. در استاندارد، معادلات دیفرانسیل به تفصیل ذکر شده و مقادیر مختلف برای ضرایب نیز توصیه شده و مثال‌هایی در این مورد نیز حل شده است. لازم به ذکر است که در این محاسبات تاثیر تپ ترانسفورماتور بایستی لحاظ شود.

۵ – ۷ – ۳ – استفاده از سیستم مانیتورینگ برای اضافه‌بار ترانسفورماتور

امروزه سیستم‌های مانیتورینگ دمایی وجود دارد که می‌تواند با ثبت دمای محیط و میزان بار ترانسفورماتور، رفتار دمایی ترانسفورماتور را پیش‌بینی کند. چنین سیستمی می‌تواند اجازه اضافه‌بار کنترل‌شده ترانسفورماتور را بدهد. برای مثال، در صورتی که دمای فعلی ترانسفورماتور پایین‌تر از مقدار نامی باشد، سیستم مانیتورینگ می‌تواند محاسبه کند که با هر مقدار اضافه‌بار چه زمانی طول خواهد کشید تا دمای نقطه داغ به مقدار بحرانی برسد. در این صورت، می‌توان بیشتر از مقدار نامی و دقیقاً به اندازه همان زمان محاسبه شده در سیستم مانیتورینگ بار گرفت و زمانی که سیستم مانیتورینگ هشدار رسیدن دما به مقدار نامی یا فراتر از آن را می‌دهد، مقدار بار را محدود کرد.

همچنین، یک سیستم مانیتورینگ با لحاظ کردن شرایط خطرناک توصیف شده در قسمت‌های قبل و نیز حدود تعیین شده برای دما و جریان می‌تواند به نحوی ترانسفورماتور را اضافه‌بار کند که نرخ نسبی پیری حرارتی ترانسفورماتور از عدد یک تجاوز نکند و عمر ترانسفورماتور در اثر پیری حرارتی کاهش نیابد.

ضمایم

پیوست ۱

محاسبه نقطه داغ به روش نمایی بر اساس استاندارد IEC 60076-7

۱– تعریف پارامترها

برای محاسبات مربوط به نقطه داغ به روش نمایی، معادلاتی ارائه شده که تعاریف پارامترهای آن در جدول (پ۱–۱) تعریف شده است.

جدول (پ۱–۱): تعریف پارامترها برای محاسبه نقطه داغ به روش نمایی

نماد	تعریف	واحد
θ_a	دمای محیط	^{0}C
θ_h	دمای نقطه داغ	^{0}C
$(\Delta\theta_o)$	مقدار جهش حرارتی دمای Top Oil (در تانک) در بار مورد نظر	K
$(\Delta\theta_{oi})$	مقدار جهش حرارتی دمای Top Oil در زمان شروع (در تانک)	K
$(\Delta\theta_{or})$	جهش حرارتی دمای Top Oil (در تانک) در شرایط پایدار و در تلفات نامی (بی‌باری به‌علاوه بارداری)	K
$(\Delta\theta_{om})$	متوسط جهش حرارتی دمای Top Oil (در تانک) در بار مورد نظر	K
$(\Delta\theta_h)$	تفاوت دمای بین نقطه داغ با دمای Top Oil (در تانک) در بار مورد نظر	K
$(\Delta\theta_{hi})$	تفاوت دمای بین نقطه داغ با دمای Top Oil (در تانک) در شروع	K
k	ضریب بار (نسبت جریان بار به جریان نامی)	
x	ضریب نمایی دمای Top Oil (توان تابع نمایی بین مجموع تلفات با جهش حرارتی دمای Top Oil در تانک)	
y	ضریب نمایی سیم‌پیچ (توان تابع نمایی بین جریان با جهش حرارتی سیم‌پیچ)	
k_{11}	ثابت مدل حرارتی	
k_{21}	ثابت مدل حرارتی	
k_{22}	ثابت مدل حرارتی	
τ_w	ثابت زمانی سیم‌پیچ	min
τ_0	متوسط ثابت زمانی روغن	min
H	ضریب نقطه داغ	

نماد	تعریف	واحد
g_r	تفاوت متوسط دمای نقطه داغ نسبت به متوسط دمای قسمت بالای روغن (در تانک) در جریان نامی	K
t	متغیر زمان	min
m_w	جرم سیم‌پیچ	kg
m_A	جرم هسته و سیم‌پیچ (Coil Assembly)	kg
m_T	جرم تانک ترانسفورماتور و نگهدارنده‌ها	kg
m_o	جرم روغن	kg
C	ظرفیت حرارتی	W_s/K
c	حرارت ویژه (Specific heat) (۳۹۰ برای مس و ۸۹۰ برای آلومینیوم)	$W_s/(k_g.K)$
P_w	تلفات سیم‌پیچ	W
P	تلفات حین آزمون	W
R	نسبت تلفات بار در جریان نامی به تلفات بی‌باری	
g	تفاوت دمای سیم‌پیچ نسبت به روغن در بار مورد نظر	K

۲– روابط اصلی برای محاسبه نقطه داغ به روش نمایی

مقدار دمای نقطه داغ (θ_h) برابر مجموع موارد زیر است:

أ. دمای محیط (θ_a)

چنان‌که پیش‌تر ذکر شد، منظور از دمای محیط در روش نمایی دمای فعلی محیط است. در روش بارگذاری دوره‌ای، دمای محیط، میانگین وزن‌دار سالیانه است.

ب.میزان جهش حرارتی بالای روغن در تانک ($\Delta\theta_0$)

ت.تفاوت دمای بین نقطه داغ و دمای بالای روغن در تانک ترانسفورماتور ($\Delta\theta_h$)

در صورتی که بار ترانسفورماتور افزایش یابد و از مقدار مشخصی به ضریب بار K برسد، مقدار دمای نقطه داغ به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{\Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x - \Delta\theta_{oi}\right\} \times f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \left\{Hg_r K^y - \Delta\theta_{hi}\right\} \times f_2(t) \qquad (پ ۱)$$

در صورتی که بار ترانسفورماتور کاهش یابد و از مقدار مشخصی به ضریب بار K برسد، مقدار دمای نقطه داغ به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\theta_h(t)=\theta_a+\Delta\theta_{or}\times\left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x+\left\{\Delta\theta_{oi}-\Delta\theta_{or}\times\left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x\right\}\times f_3(t)+Hg_r K^y \qquad (پ۲)$$

ضریب نمایی دمای Top Oil (x) و ضریب نمایی دمای سیم‌پیچ (y) در بخش (پ-۳) ارائه شده است.تابع $f_1(t)$ افزایش نسبی جهش حرارتی بالای روغن را مطابق با وضعیت حالت پایدار بیان می‌کند:

$$f_1(t)=\left(1-e^{(-t)/(k_{11}\times\tau_0)}\right) \qquad (پ۳)$$

تابع $f_2(t)$ افزایش نسبی تفاوت دمایی نقطه داغ نسبت به دمای بالای روغن را مطابق با وضعیت حالت پایدار بیان می‌کند:

$$f_2(t)=k_{21}\times\left(1-e^{(-t)/(k_{22}\times\tau_w)}\right)-(k_{21}-1)\times\left(1-e^{(-t)/(\tau_0/k_{22})}\right) \qquad (پ٤)$$

ثابت‌های k_{11}، k_{21} و k_{22} و همچنین، ثابت‌زمانی‌های τ_w و τ_0 جزو مشخصات ترانسفورماتور هستند. این ضرایب می‌توانند در آزمایش جهش حرارتی طولانی‌مدت طی شرایط تلفات بی‌باری و بارداری تعیین شوند به شرطی که تلفات و همچنین، وضعیت خنک‌کنندگی از قبیل AN یا AF در طول آزمون ثابت نگه داشته شوند به طوری که شرایط تعادل دمایی ایجاد شود. ضمناً آزمون جهش حرارتی بایستی زمانی انجام شود که ترانسفورماتور تقریباً در دمای محیط قرار داشته باشد. بایستی قید شود که k_{21}، k_{22} و τ_w تنها در صورتی قابل اندازه‌گیری هستند که اندازه‌گیری مستقیم نقطه داغ توسط سنسورهای فیبرنوری انجام شود. در صورتی که پارامترهای τ_w و τ_0 در آزمون جهش حرارتی طولانی‌مدت مشخص نشده باشند، می‌توانند بر اساس محاسبه تعیین شوند. در صورتی که هیچ یک از این ضرایب مشخص نباشند می‌توان از مقادیر پیشنهادی استاندارد IEC 60076-7 که در جدول (پ۱-۲) ارائه شده است استفاده کرد.

تابع $f_3(t)$ کاهش نسبی تفاوت دمای Top Oil نسبت به دمای محیط را مطابق با وضعیت در حال کاهش بار ترانسفورماتور بیان می‌کند:

$$f_3(t)=e^{(-t)/(k_{11}\times\tau_0)} \qquad (پ۵)$$

۳– مقادیر پیشنهادی ثابت‌های ترانسفورماتور

مقادیر پیشنهاد شده توسط استاندارد IEC 60076-7 برای ضرایب استفاده شده در بخش قبلی، در جدول (پ۱–۲) ارائه شده است.

جدول (پ۱–۲): مشخصات حرارتی پیشنهاد شده برای روش نمایی محاسبه نقطه داغ

	ترانسفورماتور توزیع	ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ و متوسط						
	ONAN	ONAN محدودشده	ONAN	ONAF محدودشده	ONAF	OF محدودشده	OF	OD
ضریب روغن (x)	۰/۸	۰/۸	۰/۸	۰/۸	۰/۸	۱	۱	۱
ضریب سیم‌پیچ y	۱/٦	۱/۳	۱/۳	۱/۳	۱/۳	۱/۳	۱/۳	۲
ثابت k_{11}	۱	۰/۵	۰/۵	۰/۵	۰/۵	۱	۱	۱
ثابت k_{21}	۱	۳	۲	۳	۲	۱/٤۵	۱/۳	۱
ثابت k_{22}	۲	۲	۲	۲	۲	۱	۱	۱
ثابت زمانی τ_o	۱۸۰	۲۱۰	۲۱۰	۱٦۰	۱۵۰	۹۰	۹۰	۹۰
ثابت زمانی τ_w	٤	۱۰	۱۰	۷	۷	۷	۷	۷

منظور از محدود شده زمانی آن است که ترانسفورماتور با سیستم خنک‌سازی ON یا OF با ساختار زیگزاگ خنک‌سازی شود و ضخامت نگهدارنده شعاعی کمتر از 3 mm باشد. در این صورت ممکن است جابه‌جایی روغن محدود شود. منظور از ساختار زیگزاگ در خنک‌سازی آن است که با قرار دادن نگهدارنده یک بار در داخلی‌ترین شعاع و بار دیگر در بیرونی‌ترین شعاع مسیر روغن مسدود گردد تا روغن مجبور به عبور از بین دیسک‌ها شود.

۴– محاسبه ثابت‌زمانی سیم‌پیچ و روغن

ثابت‌زمانی سیم‌پیچ به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\tau_W = \frac{m_w \times c \times g}{60 \times P_w} \quad (پ۶)$$

ثابت‌زمانی روغن به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\tau_o = \frac{C \times \Delta\theta_{om} \times 60}{P} \quad (پ۷)$$

مقدار ظرفیت حرارتی (C) برای حالت‌های خنک‌سازی ONAN و ONAF به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$C = 0{,}132 \times m_A + 0{,}0882 \times m_T + 0{,}400 \times m_O \quad (پ۸)$$

برای حالت خنک‌سازی OF یا OD ظرفیت حرارتی به صورت زیر به دست می‌آید:

$$C = 0{,}132 \times (m_A + m_T) + 0{,}580 \times m_O \quad (پ۹)$$

تعریف پارامترهای روابط فوق در جدول (پ۱-۱) توضیح داده شده است.

۵- روش نمایی محاسبه نقطه داغ

در اینجا یک مثال عملی برای نشان دادن نحوه استفاده از روابط فوق ارائه می‌شود. مورد مطالعه شده یک ترانسفورماتور 250 MVA با نوع خنک‌سازی ONAF است که بار آن مطابق جدول (پ۱-۳) تغییر کرده است. در حین هر بازه مقدار جریان بار ثابت می‌باشد. در هر مرحله تغییر جریان، مقدار تلفات ترانسفورماتور و در نتیجه دمای آن تغییر کرده است. در اینجا نحوه محاسبه تغییرات دما در هر مرحله تغییر ارائه می‌شود.

جدول (پ۱-۳): مشخصات دوره‌های بار ترانسفورماتور 250 MVA

دوره زمانی (دقیقه)	ضریب بار (k)
۱۹۰-۰	۱
۳۶۵-۱۹۰	۰/۶
۵۰۰-۳۶۵	۱/۵
۷۱۰-۵۰۰	۰/۳
۷۳۵-۷۱۰	۲/۱
۷۵۰-۷۳۵	۰/۰

مشخصات ترانسفورماتور و محیط که برای محاسبات مورد نیاز می‌باشد در روابط زیر ارائه شده است:

$\theta_a = 25.6\ ^0C$

$\Delta\theta_{or} = 38.3\ ^{0}C$
$R = 1000$
$H = 1.4$
$\tau_w = 7$ min
$\tau_o = 150$ min

مقدار R برابر ۱۰۰۰ فرض شده چون آزمون در حالت اتصال کوتاه و به صورت آزمایشگاهی انجام شده است. همچنین، مقدار ثابت زمانی روغن و سیم‌پیچ مطابق جدول (پ۱-۲) انتخاب شده است. ترانسفورماتور دارای سیستم خنک‌سازی از نوع زیگزاگ و با ضخامت نگهدارنده بیشتر از 3 mm است.

الف) بازه زمانی ۰ تا ۱۹۰ دقیقه:

در این بازه $\Delta\theta_{oi} = 12.7\ ^{0}C$ و مقدار ضریب‌بار (k) برابر ۱ است. همچنین، چون زمان شروع آزمون می‌باشد، $\Delta\theta_{oh} = 0.0\ ^{0}C$ در نظر گرفته می‌شود. روابط (پ۱) ، (پ۳) و (پ٤) تغییرات دمای نقطه داغ در طول زمان را به صورت زیر مشخص می‌کنند:

$$\theta_h(t) = 25{,}6 + 12{,}7 + \left\{38{,}3 \times \left[\frac{1 + 1\ 000 \times 1{,}0^2}{1 + 1\ 000}\right]^{0{,}8} - 12{,}7\right\} \times f_1(t) + 0{,}0 + \left\{1{,}4 \times 14{,}5 \times 1{,}0^{1{,}3} - 0{,}0\right\} \times f_2(t)$$

$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/(0{,}5 \times 150)}\right)$$

از رابطه (پ۳) داریم:

$$f_2(t) = 2{,}0 \times \left(1 - e^{(-t)/(2{,}0 \times 7)}\right) - (2{,}0 - 1{,}0) \times \left(1 - e^{(-t)/(150/2{,}0)}\right)$$

و از رابطه (پ٤):

ب) بازه زمانی ۱۹۰ تا ۳٦۵ دقیقه

محاسبات انجام‌شده در بازه (الف) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می‌شود:

$\Delta\theta_{oi} = 36.2\ ^{0}C$
$\Delta\theta_{hi} = 22\ ^{0}C$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 0.6$ است.

روابط (پ)۲ و (پ۵) تغییرات دمای نقطه داغ در طول زمان را به شکل زیر توصیف می‌کنند:

$$\theta_h(t) = 25{,}6 + 38{,}3 \times \left[\frac{1 + 1\ 000 \times 0{,}6^2}{1 + 1\ 000}\right]^{0{,}8} + \left\{36{,}2 - 38{,}3 \times \left[\frac{1 + 1\ 000 \times 0{,}6^2}{1 + 1\ 000}\right]^{0{,}8}\right\} \times f_3(t) + 1{,}4 \times 14{,}5 \times 0{,}6^{1{,}3}$$

$$f_3(t) = e^{(-t)/(0{,}5 \times 150)}$$

از رابطه (پ۵) داریم:

ج) بازه زمانی ۳٦۵ تا ۵۰۰ دقیقه

محاسبات انجام‌شده در بازه (ب) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می‌شود:

$\Delta\theta_{oi} = 18.84\ ^0C$
$\Delta\theta_{hi} = 10.45\ ^0C$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 1.5$ است.

محاسبات مشابه بازه (الف) بوده و تغییرات زیر شامل جایگزینی عدد ۱۲/۷ با ۱۸/۸٤، عـدد ۱ بـا ۱/۵ و عدد ۰/۰ با ۱۰/٤۵ بایستی صورت گیرد.

د) بازه زمانی ۵۰۰ تا ۷۱۰ دقیقه

محاسبات انجام شده در بازه (ج) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می‌شود:

$\Delta\theta_{oi} = 64.1\ ^0C$
$\Delta\theta_{hi} = 37.82\ ^0C$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 0.3$ است.

محاسبات مشابه بازه (ب) بوده و تغییرات زیر شامل جایگزینی عدد ۳٦/۲ بـا ٦٤/۱، عـدد ۰/٦ بـا ۰/۳ و عدد ۲۲/۰ با ۳۷/۸۲ بایستی صورت گیرد.

ه) بازه زمانی ۷۱۰ تا ۷۳۵ دقیقه

محاسبات انجام‌شده در بازه (د) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می‌شود:

$\Delta\theta_{oi} = 9.65\ ^0C$
$\Delta\theta_{hi} = 4.24\ ^0C$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 2.1$ است.

محاسبات مشابه بازه (ج) بوده و تغییرات زیر شامل جایگزینی عدد ۱۸/۸٤ با ۹/٦۵، عـدد ۱/۵ بـا ۲/۱ و عدد ۱۰/٤۵ با ٤/۲٤ بایستی صورت گیرد.

و) بازه زمانی ۷۳۵ تا ۷۵۰ دقیقه

محاسبات انجام شده در بازه (ه) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می‌شود:

$\Delta\theta_{oi} = 41.36\ ^0C$
$\Delta\theta_{hi} = 71.2\ ^0C$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 0.0$ است. محاسبات نیز مشابه قسمت‌های قبل انجام می‌شود.

ز) نتیجه‌گیری

نتیجه تغییرات دمای نقطه داغ با تغییرات بار همان است که در شکل (۵-۱) فصل ۵ ارائه شده است.

پیوست ۲

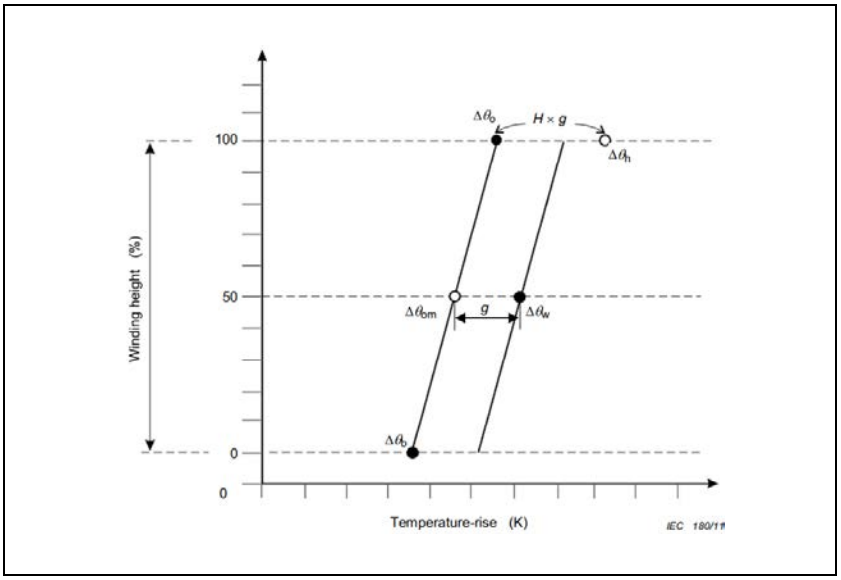
اندازه‌گیری ضریب (g) و انتخاب ضریب (H) طبق IEC 60076-2

پیش از پرداختن به نحوه اندازه‌گیری پارامترهای g و H لازم است ابتدا مدل توزیع جهش حرارتی در ترانسفورماتورهای با سیستم ON معرفی شود. این مدل در استاندارد IEC 60076-2 که مربوط به آزمون جهش حرارتی ترانسفورماتور است معرفی شده و به عنوان معیار در نظر گرفته شده است.

مدل جهش حرارتی در شکل (پ۲-۱) نشان داده شده است. در این مدل فرض می‌شود که توزیع دما از پایین تا بالای ترانسفورماتور در سیم‌پیچ و مجاورت آن به صورت خطی تغییر می‌کند. فرض آن است که تفاوت دمای بین متوسط دمای سیم‌پیچ و متوسط دمای روغن در مجاورت آن برابر g است. بنابراین می‌توان نوشت:

$$g = \Delta\theta_w - \Delta\theta_{om} \qquad (پ۱۰)$$

در رابطه فوق، $\Delta\theta_w$ جهش حرارتی متوسط سیم‌پیچ و $\Delta\theta_{om}$ جهش حرارتی متوسط روغن است.



شکل (پ۲-۱): مدل توزیع جهش حرارتی برای ترانسفورماتورهای با سیستم خنک‌سازی ON

مقدار g در بار نامی ترانسفورماتور به صورت g_r نمایش داده می‌شود. در این مدل فرض شده کـه نقطـه داغ ترانسفورماتور به اندازه حاصل‌ضرب ضریب نقطه داغ (H) در g_r از دمای نقطه بالای روغن بیشتر است. در این صورت، مقدار جهش حرارتی نقطه داغ به صورت زیر خواهد بود:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + Hg \qquad (پ۱۱)$$

در رابطه بالا، $\Delta\theta_h$ میزان جهش حرارتی نقطه داغ و $\Delta\theta_o$ میزان جهش حرارتی دمای بالای روغن است.

حاصل‌ضرب (H×g) برای تنظیم ترمومتر سیم‌پیچ به کار می‌رود. عملاً ترمومتر سیم‌پیچ به گونه‌ای تنظـیم می‌گردد که دمای آن به اندازه (H×g) از ترمومتر Top Oil بیشتر باشد. در اینجا نحوه اندازه‌گیری مقدار g از آزمون جهش حرارتی مطابق IEC 60076-2 بـه اختصـار بیـان خواهـد شـد. بـرای اطـلاع از نحـوه دقیـق اندازه‌گیری g بایستی به این استاندارد مراجعه کرد.

پارامتر g را به صورت زیر می‌توان تعریف کرد:

$$g = \theta_2 - \theta_{om} \qquad (پ۱۲)$$

در این رابطه، θ_{om} متوسط دمای روغن و θ_2 متوسط دمای سیم‌پیچ است. این رابطه بیان می‌کند که g تفاوت بین دمای متوسط روغن و متوسط سیم‌پیچ است. در آزمون جهـش حرارتـی θ_{om} و θ_2 انـدازه‌گیری شـده و سپس به کمک رابطه (پ۱۲) مقدار g محاسبه می‌شود.

برای محاسبه θ_{om}، دمای بالای روغن (θ_o) و دمای پایین روغن (θ_b)در آزمون جهـش حرارتـی پـس از رسیدن به حالت پایدار دمایی اندازه‌گیری می‌شود. دمـای Top Oil توسـط ترمومترهـای قسـمت Top Oil اندازه‌گیری می‌شود اما برای دمای قسمت پایین روغن یک سنسور در مسیر برگشت روغن از رادیاتور قـرار داده می‌شود. در عمل، دمای روغنی کـه از رادیـاتور بـه تانـک برمی‌گـردد بـه عنـوان دمـای پـایین روغـن اندازه‌گیری می‌شود. مقدار θ_{om} بر اساس این دو دما به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$\theta_{om} = (\theta_o + \theta_b)/2 \qquad (پ۱۳)$$

برای اندازه‌گیری متوسط دمای سیم‌پیچ از روش مقاومتی استفاده می‌شود به این ترتیب که پیش از شروع آزمون و زمانی که ترانسفورماتور در دمای محیط قرار دارد، مقـدار مقاومـت سـیم‌پیچ انـدازه‌گیری می‌شـود. بلافاصله پس از پایان آزمون جهش حرارتی این مقاومت نیز اندازه‌گیری می‌شـود و از روی میـزان افـزایش

مقدار آن، میزان افزایش دمای متوسط سیم‌پیچ نسبت به دمای محیط محاسبه می‌شود. در این رابطه در صورتی که سیم‌پیچ از جنس مس باشد از رابطه زیر استفاده می‌شود:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1}(235+\theta_1) - 235 \qquad (پ۱۴)$$

و در صورت آلومینیومی بودن سیم‌پیچ بایستی از رابطه زیر استفاده شود:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1}(225+\theta_1) - 225 \qquad (پ۱۵)$$

در روابط فوق، R_1 میزان مقاومت اندازه‌گیری شده پیش از شروع آزمون است. θ_1 دمایی بوده که ترانسفورماتور پیش از آزمون در آن قرار داشته است. R_2 میزان مقاومت سیم‌پیچ بلافاصله پس از پایان آزمون جهش حرارتی است. لازم به ذکر است در مدتی که اندازه‌گیری انجام می‌شود سیم‌پیچ مقداری سرد می‌شود. به همین منظور برای تعیین دقیق R_2 در زمان پایان آزمون، تعدادی اندازه‌گیری با گذشت زمان انجام و سپس به کمک برون‌یابی تخمین زده می‌شود که در لحظه پایان آزمون R_2 چه عددی بوده است. جزئیات این موضوع در استاندارد IEC 60076-2 ارائه شده است.

پارامتر H تنها در صورتی قابل اندازه‌گیری است که دمای نقطه داغ مستقیماً به کمک سنسورهای فیبر نوری اندازه‌گیری شده باشد. در غیر این صورت، مقدار پارامتر H تخمین زده شده یا انتخاب می‌شود. به طور معمول برای ترانسفورماتورهای توزیع عدد ۱/۱ و برای ترانسفورماتورهای فوق توزیع و قدرت عدد ۱/۳ برای H در نظر گرفته می‌شود. در ضمیمه B استاندارد IEC 60076-2 منحنی‌هایی وجود دارد که با دانستن نحوه خنک‌سازی ترانسفورماتور می‌توان مقدار ضریب H را از نمودار استخراج کرد. نمودارهای داده شده در این ضمیمه فقط برای ترانسفورماتورهای تا توان 150 MVA است. برای ترانسفورماتورهای بزرگ‌تر مناسب است شبیه‌سازی‌هایی انجام شود و عدد H متناسب با ترانسفورماتور محاسبه شود.

نکته مهم آن است که ضریب H تنها به صورت تخمینی انتخاب می‌شود و لذا ترمومتر سیم‌پیچ تنها تخمینی از نقطه داغ به دست می‌دهد. همچنین، ترمومترهای سیم‌پیچ ممکن است از حالت کالیبره خارج شده باشند. به این دلایل سیستم کنترل اضافه‌بار ترانسفورماتور نبایستی متکی به ترمومتر سیم‌پیچ باشد.

پیوست ۳
ارزیابی رطوبت در روغن و سیستم عایقی

۱– کلیات

روشی که توضیح داده می‌شود تنها در صورتی قابل استفاده است که شرایط زیر محقق گردد:

أ. تعادل بین کاغذ و روغن ایجاد شده باشد،

ب. ورودی غیرمعمول آب مثل نشتی وجود نداشته باشد،

ت. آب آزاد موجود نباشد.

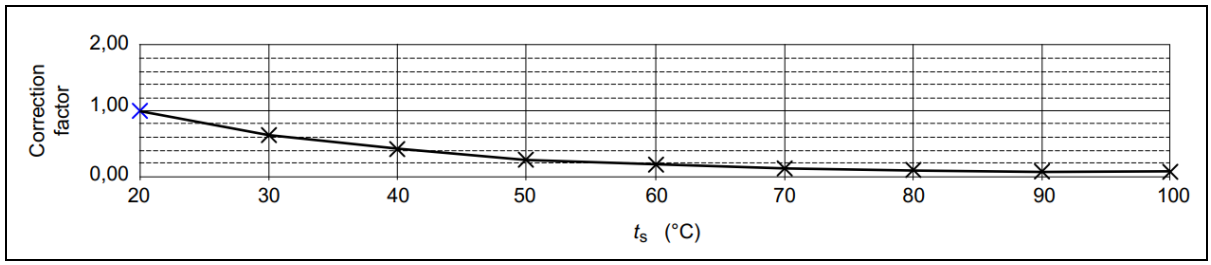
۲– نمونه‌برداری در دمای $20\ ^0C$ یا بالاتر

برای تفسیر درست مقدار رطوبت و تشخیص الگوی تغییرات، مقادیر تحلیلی مقدار رطوبت روغن بایستی به دمای $20\ ^0C$ اصلاح گردد.

رابطه اصلاح دما مطابق زیر است:

$$f = 2.24 \times e^{(-0.04 \times t_s)} \qquad \text{(پ۱۶)}$$

که در آن f ضریب اصلاح و t_s دمای نمونه‌برداری روغن است. این ضریب در شکل (پ۳–۱) نیز نمایش داده شده است.



شکل (پ۳–۱): ضرایب اصلاح معمول مقدار رطوبت [۱۹]

نکته ۱: دمای نمونه‌برداری روغن t_s بایستی به صورت مستقیم با اندازه‌گیری دمای فلوی روغن نمونه اندازه‌گیری شود. در صورتی که مقدار دمای بالای روغن قرائت گردد و یا سایر اصلاحات برای سیستم ONAN و ONAF اعمال شود بایستیاین موضوع صراحتاً ذکر گردد.

نکته ۲: این رابطه در پایین‌تر از دمای $20\ ^0C$ قابل استفاده نیست.

نکته ۳: مقادیر اصلاح‌شده فقط برای مقایسه نتایج گرفته شده در دماهای مختلف معتبر است. مقدار واقعی مقدار رطوبت در روغن همان مقداری است که اندازه‌گیری شده است و نه مقدار اصلاح‌شده.

برای مثال در صورتی که مقدار 10 mg/kg مقدار رطوبت اندازه‌گیری شده در دمای نمونه‌برداری $40\ ^0C$ باشد، مقدار ضریب اصلاح برابر ۰/٤٥ شده و مقدار اصلاح‌شده رطوبت 4.5 mg/kg خواهد بود.

استفاده از رطوبت نسبی نیز برای تشخیص وضعیت مناسب است. رطوبت نسبی برابر مقدار مطلق رطوبت در یک دما تقسیم بر مقدار اشباع رطوبت برای روغن در همان دما است که به صورت درصد بیان می‌شود. در صورتی که مقدار رطوبت روغن به صورت رطوبت نسبی و بر حسب درصد بیان شده باشد جدول (پ۳-۱) مطابق IEEE C57.106: 2006 می‌تواند برای ارزیابی مورد استفاده قرار گیرد.

جدول (پ۳-۱): تفسیر نتایج رطوبت نسبی مطابق IEEE C57.106: 2006 [۵۱].[1]

مقدار رطوبت نسبی روغن (درصد)	وضعیت عایق سلولزی
<۵	عایق خشک
۵-۲۰	نسبتاً مرطوب مقادیر نزدیک به حد پایین نشان‌دهنده سیستم نسبتاً خشک تا مرطوب است. مقادیر نزدیک به حد بالا نشان‌دهنده سیستم با رطوبت متوسط است.
۲۰- ۳۰	عایق مرطوب
>۳۰	عایق به شدت مرطوب

در استاندارد IEEE C57.106:2015 رابطه زیر برای تبدیل رطوبت مطلق به رطوبت نسبی در روغن برای روغن نو به شرح ذیل ارائه شده است [۵۲]:

$$\%RS = \text{ppm } H_2O \text{ in Oil} \div 10^{A-\left(\frac{B}{273.16+\deg.C}\right)} \quad (پ۱۷)$$

که در آن برای روغن معدنی نو A = 7.42 و B = 1670 از آزمایش تعیین شده است. لازم به ذکر است که این رابطه توسط آقای Oommen به دست آمده و توسط استاندارد پذیرفته شده است [۵۳].

[1] این جدول در نسخه ۲۰۱۵ این استاندارد وجود ندارد.

پیوست ۴
روش‌های تصفیه روغن

۱– تصفیه روغن

این راهنما برای تصفیه روغن معدنی ترانسفورماتور تهیه شده است و روش‌های تصفیه و ارزیابی آن را شامل می‌شود. با توجه به آن که این پیوست تنها خلاصه‌ای از مطالب گسترده پیرامون تصفیه روغن است، تنها نکات مهم در زیر ذکر خواهد شد. هدف اصلی از انجام تصفیه فیزیکی روغن، چنانکه در قسمت خشک کردن ترانسفورماتور نیز ذکر شده است، خارج کردن رطوبت بالا نیست. اگر بعد از ٢٤ ساعت از گذشت تصفیه فیزیکی، مشخصات روغن خارج از محدوده ملزومات جدول (۲–۳) فصل دوم باشد، لازم است با مشورت کارشناسان متخصص ذیربط نسبت به اقدام لازم (ادامه تصفیه فیزیکی یا خشک کردن ترانسفورماتور) تصمیم‌گیری شود. همچنین، پس از انجام تصفیه شیمیایی روغن بایستی شرایط حداقلی ذکرشده در جدول (پ٤–۲) را جهت استفاده داشته باشد.

أ) حدود قابل قبول پارامترهای روغن در هر تجهیز وابسته به خود آن است. همچنین، حدود پارامترهای مربوط به نتایج یک آزمون به تنهایی نمی‌تواند ملاک تعیین وضعیت روغن‌های در حال استفاده باشد. اگر چه ممکن است نتایج تعدادی آزمون مطابق روش فعلی صنعت به عنوان ملاک ارزیابی قرار گیرد.

ب) در هر مورد باید به صورت مستقل و با توصیه سازنده نتایج آزمون‌ها تفسیر و برای تصفیه شیمیایی روغن تصمیم مقتضی اتخاذ شود.

ت) روغن‌هایی که مناسب برای ادامه کار در سطح ولتاژ خودشان نیستند، در صورت داشتن حدود لازم سطح ولتاژ پائین‌تر می‌توانند برای تجهیزات مشابه در سطح ولتاژ پایین‌تر استفاده شوند.

ث) برای تصمیم‌گیری در مورد زمان انجام تصفیه شیمیایی، استانداردها و دستورالعمل‌های متفاوتی وجود دارد. در چهار استاندارد و دستورالعمل شامل IEEE C57.637 ، IEEE C57.106، IEC 60422 و بروشور CIGRE شماره ٤١٣ در مورد تصفیه شیمیایی روغن مطالبی ارائه شده است.

ج) در استاندارد IEEE C57.637 روغن به سه دسته تقسیم شده است: دسته اول روغن‌هایی هستند که مناسب ادامه کار عادی می‌باشند و احتیاج به هیچ نوعی از تصفیه ندارند، دسته دوم با نام روغن‌های گروه ۱ و دسته سوم با نام روغن‌های گروه ۲ مشخص شده است. روغن گروه ۱ روغن‌هایی هستند که با انجام تصفیه فیزیکی، می‌توانند به شرایط مناسب بازگردند. گروه ۲ نیز روغن‌هایی هستند که با

انجام تصفیه شیمیایی قابل احیا هستند و می‌توانند به شرایط مناسب بازگردند. دسته‌بندی گروه ۱ و گروه ۲ در جدول (پ٤-۱) ارائه شده است. مطابق این جدول، تا زمانی که روغن دارای اسیدیته کمتر از میزان 0.2 mgKOH/g-oil باشد و کشش بین سطحی بالاتر از 24 mN/m باشد، روغن با انجام تصفیه فیزیکی به شرایط مناسب برمی‌گردد (در صورتی که نیاز به تصفیه فیزیکی باشد) اما اگر اسیدیته بیشتر از ۰/۲ و کشش بین سطحی کم‌تر از 24 mN/m باشد انجام تصفیه فیزیکی تاثیر کافی نداشته و روغن نیاز به تصفیه شیمیایی دارد. مادامی که اسیدیته روغن کمتر از 0.5 mgKOH/g-oil و کشش بین سطحی آن بالاتر از 16 mN/m باشد، انجام تصفیه شیمیایی مفید است اما در صورتی که پارامترهای روغن در بازه فوق قرار نداشته باشد، انجام تصفیه شیمیایی فایده‌ای ندارد و بایستی نسبت به تعویض اقدام کرد. CIGRE بر این باور است در صورتی که عدد اسیدیته از ۰/۵ بیشتر باشد، فرآیندهای بلادرنگ (Online) برای تصفیه شیمیایی مناسب نیستند. جدول (پ٤-۱) تلویحاً بیان می‌کند که روغن با عدد اسیدی بیشتر از 0.2 mgKOH/g oil و یا کشش بین سطحی کمتر از 24 mN/m کاندید تصفیه شیمیایی است.

جدول (پ٤-۱): حدود پیشنهادی برای دسته‌بندی روغن مطابق IEEE C57.637

ویژگی روغن	گروه ۱	گروه ۲	روش آزمون ASTM
حداکثر عدد اسیدی (mg KOH/g-oil)،	۰/۲	۰/۵	D974
حداقل کشش بین سطحی (mN/m)،	۲٤	۱٦	D971
منظور از گروه ۱ روغن‌هایی می‌باشند که در صورت لزوم تصفیه فیزیکی برای آن‌ها مفید است.			
منظور از گروه ۲ روغن‌هایی می‌باشند که تصفیه شیمیایی برای آن‌ها مفید است.			

در مورد تصفیه فیزیکی IEC 60422 اشاره می‌کند زمانی که محتوای رطوبت روغن یا ذرات معلق به بیشتر از حد مجاز برسد، نتیجه آن کاهش ولتاژ شکست روغن است و تصفیه فیزیکی روغن توصیه می‌شود. تصفیه فیزیکی، محتوای رطوبت و ذرات روغن را کاهش می‌دهد و ولتاژ شکست روغن مجدداً افزایش می‌یابد.

در مورد زمان انجام تصفیه شیمیایی بین دستورالعمل‌های متفاوت اختلاف وجود دارد. در IEC 60422 قید شده زمانی که روغن دارای لجن است، یا مقدار تانژانت دلتای آن بیشتر از ۲۰٪ (در 90^0C) است یا اسیدیته بیشتر از 0.15 mgKOH/g oil باشد، روغن کاندید تصفیه شیمیایی است. مقادیری که CIGRE

برای در نظر گرفتن تصفیه شیمیایی پیشنهاد می‌کند عبارتند از: عدد اسیدیته بالاتر از 0.1 mgKOH/g oil، کشش بین سطحی کم‌تر از 32 mN/m، تانژانت دلتای بیشتر از ۰٫۵ و هنگامی که شاخص کیفیت روغن (نسبت کشش بین سطحی بر عدد اسیدیته) کمتر از ۳۰۰ شود.

در استاندارد IEEE C57.106 حد اسیدیته بیشتر از 0.1 mgKOH/g oil و میزان کشش بین سطحی کمتر از 32 mN/m و تانژانت دلتای روغن بیشتر از ۰٫۵ را به عنوان مقادیری مشخص کرده است که روغن کاندیدای تصفیه شیمیایی قرار می‌گیرد. لازم به ذکر است که مقادیر ذکر شده برای سطوح ولتاژی 230 kV و 400 kV بوده و در سطوح ولتاژی پایین‌تر حدود آن متفاوت است.

در این نظام‌نامه و با توجه به شرایط ایران، اسیدیته بین 0.2 mgKOH/g oil تا 0.5 mgKOH/g oil یا کشش بین سطحی از 16 mN/m تا 24 mN/m به عنوان شرایط مفروض تصفیه شیمیایی روغن در نظر گرفته شده است که روغن کاندیدای تصفیه شیمیایی خواهد بود.

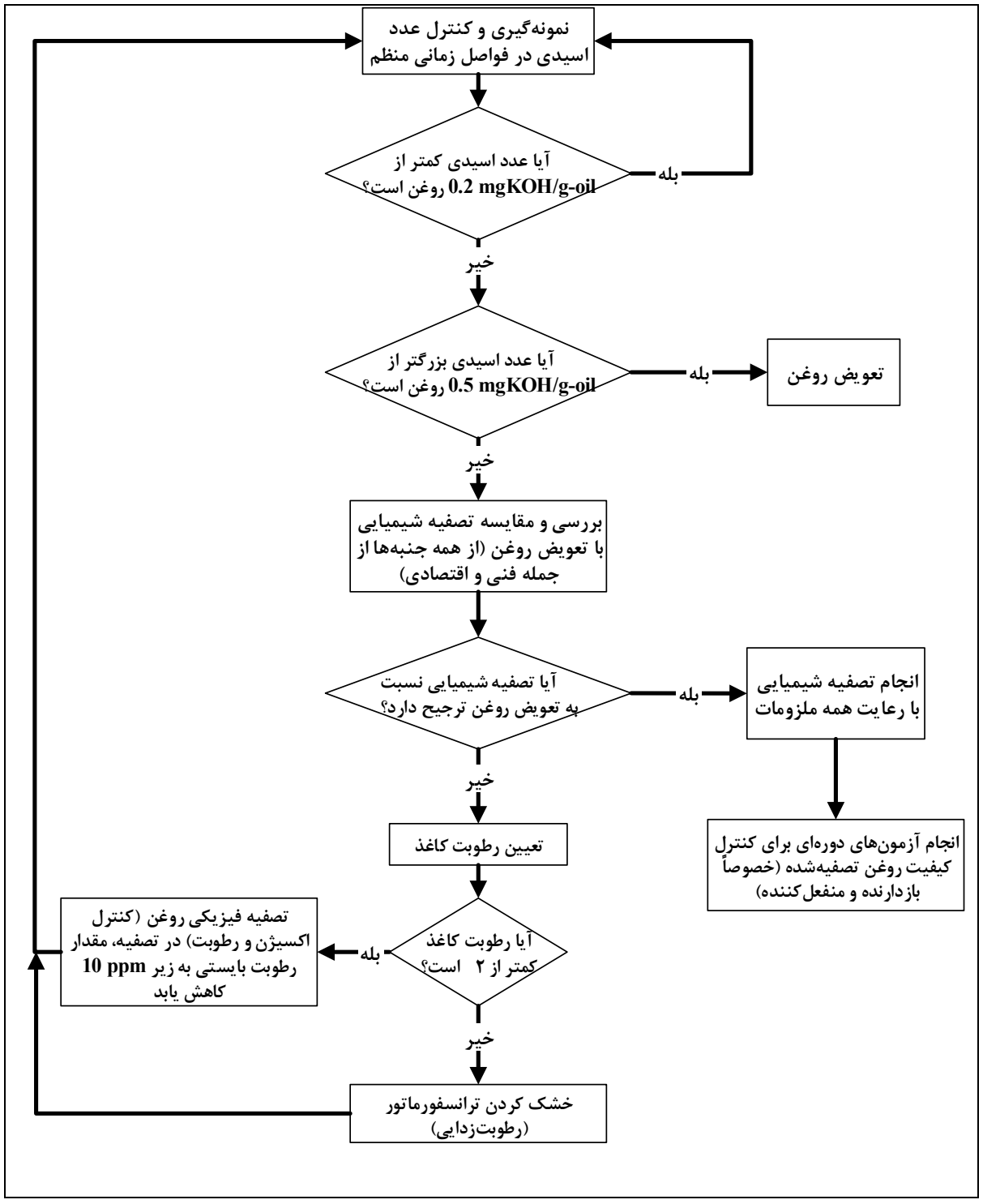
نکته قابل توجه این است که انجام تصفیه شیمیایی ملزوماتی دارد که بایستی به دقت مورد بررسی قرار گیرد. برای مثال، بعد از تصفیه شیمیایی روغن بایستی حداقل مشخصاتی را که ذیل ۵ در جدول (پ٤-۲) ارائه شده است برآورده کند، در غیر این صورت انجام تصفیه شیمیایی مورد قبول نیست. به عبارت دیگر، بایستی اطمینان حاصل کرد که روش تصفیه شیمیایی منجر به احیای روغن به نحو مطلوب خواهد شد. نکته دیگر آن است که روغن تصفیه شده پایداری کم‌تری در مقابل اکسیداسیون خواهد داشت و لذا بایستی بعد از تصفیه، روغن را در فواصل زمانی کوتاه‌تر کنترل کرد. در صورتی که روغن موجود دارای بازدارنده و منفعل کننده بوده است و این ترکیبات حین تصفیه شیمیایی حذف شده باشد، بایستی این ترکیبات مجدداً به روغن اضافه شود. میزان بازدارنده‌ها و منفعل کننده‌ها که لازم است به روغن اضافه شود بایستی با مشورت خبرگان مشخص شود. همچنین، لازم است تا مقدار بازدارنده و منفعل کننده در طول زمان کنترل شود. این کنترل بایستی دقیق‌تر و در فواصل زمانی کوتاه‌تر نسبت به روغنی باشد که تصفیه نشده است. بنابراین، روغن بعد از تصفیه شیمیایی احتیاج به نگهداری بیشتری دارد. ضمناً ماده افزودنی بازدارنده اکسیداسیون بایستی از مواد شیمیائی شناخته شده بوده و فرمول شیمیائی آن توسط پیمانکار به کارفرما ارائه گردد.

مجموعه موارد فوق ممکن است به این نتیجه منجر شود که تعویض روغن اقتصادی‌تر از تصفیه شیمیایی است. در این صورت می‌توان با پایین نگه‌داشتن میزان رطوبت و اکسیژن، روغن را تا مدت زمانی که اسیدیته آن به عدد 0.5 mgKOH/g oil می‌رسد بهره‌برداری و سپس آن را تعویض کرد. برای پایین نگه داشتن سطح رطوبت، در صورتی که کاغذ ترانسفورماتور مرطوب باشد، باید ترانسفورماتور را خشک کرد و

در غیر این صورت، انجام تصفیه فیزیکی در فواصل منظم می‌تواند سطح رطوبت و اکسیژن روغن را در سطح پایین نگه دارد. لازم به ذکر است که اگر آلودگی‌هایی در ترانسفورماتور باقی مانده باشد، ممکن است بعد از تعویض، روغن مجدداً با این مواد آلوده گردد. لذا بایستی دقت شود که قبل از تعویض روغن، ترانسفورماتور از وجود هر گونه آلودگی پاک شود.

مطابق IEEE C57. 637 قبل از انجام تصفیه شیمیایی لازم است آزمون سولفورخورنده بر روی روغن انجام شود. در صورتی‌که روغن سولفورخورنده داشته باشد، می‌تواند آسیب‌هایی در عایق کاغذ و روغن ایجاد شده باشد. در چنین مواردی بایستی با متخصصین ذیربط جهت تعیین اقدامات لازم مشورت نمود. همچنین، لازم است قبل از انجام آزمون PCB تصفیه شیمیایی روی روغن انجام شود. علت آن است که فرآیند تصفیه شیمیایی باعث ایجاد PCB در روغن نمی‌شود و لذا انجام آزمون PCB و تایید عدم وجود آن این مزیت را دارد در صورتی‌که بعد از تصفیه شیمیایی، PCB در روغن ایجاد شده باشد، مسئولیت آن متوجه شرکت پیمانکار متولی تصفیه روغن است. در صورت عدم انجام آزمون قبل از تصفیه، نمی‌توان مشخص کرد که PCB از قبل در روغن وجود داشته است یا به دلیل آلوده بودن دستگاه تصفیه به روغن اضافه شده است.

مجموعه فرآیندی که در اینجا ارائه گردید در شکل (پ٤-١) در قالب یک فلوچارت نشان داده شده است. در این فلوچارت بیان شده که هنگامی که روغن کاندید تصفیه شیمیایی است بایستی ارزیابی جامعی بین تعویض روغن و انجام تصفیه شیمیائی آن انجام داد. در صورتی که تصفیه شیمیایی گزینه بهتری نباشد، با پایین نگه‌داشتن اکسیژن و رطوبت، روغن استفاده گردد تا زمانی که هنگام تعویض آن فرا برسد.



شکل (پ٤-١): فلوچارت فرآیند تصمیم‌گیری در مورد تصفیه روغن

أ) روغن پس از تصفیه شیمیایی بایستی دارای حداقل مشخصاتی باشد که در استاندارد IEEE 57.637 مطابق جدول (پ٤-٢) ارائه شده است. لازم به ذکر است که ملزومات استاندارد IEC60296 مربوط به روغن‌های استفاده نشده و بازیافت شده می‌باشد و برای شرایط بعد از تصفیه مورد تایید نیست.

جدول(پ٤-٢): مقادیر پیشنهادی برای ویژگی‌های لازم روغن تصفیه شیمیایی شده برای ترانسفورماتورها

ویژگی روغن	حد	روش آزمون ASTM
فیزیکی		
نقطه اشتعال، حداقل (°C)	١٤٠	D92
نقطه ریزش، حداقل (°C)	-٤٠	D97
چگالی نسبی، حداکثر (C‌خ 15/15)	٠/٩١	D1298
ویسکوزیته، حداکثر (cSt در C‌خ 40) (mm^2/s)	١٢	D88 یا D445
رنگ، حداکثر	١/٥	D1500
بازدید چشمی	شفاف	D1524
کشش بین سطحی، حداقل (mN/m)	٣٥	D971
الکتریکی		
ولتاژ شکست عایقی، حداقل، 60 Hz (kV)	٣٠	D877
ضریب تلفات در 60 Hz و C‌خ 100 (درصد)	١	D924
شیمیایی		
عدد اسیدی، حداکثر (mg KOH/g-oil)	٠/٠٥	D974
بازدارنده در برابر اکسیداسیون حداکثر درصد وزنی	٠/٣	D2668
پایداری در مقابل اکسید شدن، حداقل (دقیقه)	١٥٠	D2112
پایداری در برابر اکسیداسیون 164h در صد لجن، حداکثر عدد اسیدی، حداکثر (mgKOH/g-oil)	 ٠/٢٥ ٠/٥	D2440
رطوبت، حداکثر (ppm)	٣٥	D1533
*روش‌های تست پارامترهای فوق می‌تواند متفاوت باشد اما معیار پذیرش روغن تصفیه شده مطابق سایر روش‌های دیگر، در استانداردها موجود نبوده و لذا بایستی به معادل‌سازی مقادیر خروجی سایر روش‌ها دقت شود.		

مطابق توصیه CIGRE، مشخصات روغن تصفیه شده به جز محتوای رطوبت و پایداری در برابر اکسیداسیون باید مطابق با روغن نو باشد. در مورد رطوبت باید توجه داشت که در فرآیند تصفیه، روغن خشک می‌شود ولی ممکن است به دلیل رطوبت بالای موجود در عایق‌های سلولزی نیاز به خشک‌کردن ترانسفورماتور وجود داشته باشد.

نکته دیگری که بایستی توجه داشت آن است که در جدول (پ٤-٢)، روش اندازه‌گیری ولتاژ شکست استاندارد D877 ذکر شده است. به جای این روش به طور معمول از روش IEC استفاده می‌شود که در فصل مربوط به آزمون‌های روغن به تفصیل در مورد آن صبحت شده است. مرجع [٦٥] مطالعاتی در مورد ارتباط این دو روش انجام داده است. مطابق نتایج این مرجع، برای روغن کارکرده مقدار ولتاژ شکست اندازه‌گیری شده در روش IEC حدود ۱/۳ برابر ولتاژ شکست اندازه‌گیری شده توسط روش D877 است. لذا مقدار 30 kV ارائه شده در جدول با روش D877 می‌تواند معادل ولتاژ شکست 39 kV مطابق روش IEC در نظر گرفته شود.

همچنین، بایستی توجه داشت که مشخصات ذکرشده در جدول (پ٤-٢) برای روغن بشکه است. به بیان دیگر، ولتاژ شکست 30 kV یا 40 kV مربوط به روغنی است که هنوز تصفیه فیزیکی برای تزریق نهایی به ترانسفورماتور بر روی آن انجام نشده است. بعد از تصفیه فیزیکی و پیش از تزریق نهایی روغن به ترانسفورماتور، مشخصات آن بایستی منطبق بر مواردی باشد که در فصل اول نظام‌نامه هنگام تزریق نهایی روغن به ترانسفورماتور قید شده است.

ب) برای ترانسفورماتورها و رآکتورها نباید از روغن کلیدها و یا تپ چنجرها که شامل کربن هستند استفاده شود. معمولاً روغن‌هایی که باید تصفیه شوند را جمع‌آوری و انبار می‌کنند تا مقدار آن مناسب فرآیند تصفیه شود. در این صورت به دلیل منابع مختلف آلودگی در روغن‌ها، روغن تصفیه شده از این روش تنها مجاز به استفاده در تجهیزات با نیازمندی‌های کمتر (با سطح ولتاژ کمتر) هستند.

ت) فرآیند تصفیه شیمیایی ممکن است تمام ناخالصی‌ها و آلودگی‌های روغن را حذف نکند و برعکس ممکن است بعضی اجزاء سودمند روغن را حذف کند، که این موضوعات با روش‌های استاندارد آزمایشگاهی قابل تشخیص نیستند. از این رو روغن‌های تصفیه شده نباید در تجهیزات نو مورد استفاده قرار گیرند. همچنین، در صورتی که از بازدارنده و منفعل‌کننده استفاده نشود، روغن تصفیه

شده می‌تواند به سرعت دوباره تخریب و یا باعث خوردگی در ترانسفورماتور شود. لذا بعد از تصفیه شیمیایی باید به روغن بازدارنده و منفعل‌کننده اضافه کرد.

ث) مناسب است برای روغن تصفیه شده (مطابق استاندارد IEEE C57.637, 2015) حداکثر ۰/۳ درصد وزنی از بازدارنده‌ها جهت بهبود طول عمر آن استفاده شود.

ج) روغن تصفیه شده‌ای که شرایط لازم در جدول (پ٤-٢) را داشته باشد ممکن است هنوز دارای رطوبت و گازهای محلول باشد که در نتیجه لازم است هنگام پرکردن تجهیز، رطوبت و گاز آن با تصفیه فیزیکی به حدود مناسب (مطابق مشخصات تجهیز) رسانده شود.

ح) در فرآیند تصفیه شیمیایی روغن ترانسفورماتور، ترکیبات گوگردی از طریق فیلتراسیون و یا تبدیل شدن به گاز H2S از روغن حذف میشوند. اما منابع دیگری مانند واشرها توانایی تولید گوگرد و تداوم تبدیل مس به سولفید مس را دارند. لذا در مورد حذف سولفور خورنده از ترانسفورماتور، لازم است تا با کارشناسان متخصص مشورت گردد و مطابق نظرات آنها اقدامات لازم انجام شود. همچنین دما، غلظت، میدان الکتریکی و اکسیژن از عوامل موثر بر خوردگی ناشی از سولفور خورنده هستند.

۲-ملاحظات اقتصادی

بعضی از ملاحظات اقتصادی که می‌تواند در تصمیم‌گیری برای اقدام به تصفیه شیمیایی در نظر گرفته شود به شرح زیر است:

أ) هزینه و در دسترس بودن مواد لازم برای انجام تصفیه شیمیایی،

ب) هزینه جمع‌آوری و ذخیره روغن،

ت) هزینه روغن نو در برابر تصفیه شیمیایی،

ث) هزینه تصفیه شیمیایی و کیفیت نهایی محصول،

ج) افزایش عمر سلولز به دلیل کاهش اسید روغن،

ح) محیط زیست و قوانین آن،

خ) نگهداری تجهیز و استهلاک آن،

د) هزینه‌های حمل و نقل و آزمون‌ها،

ذ) از دست دادن مقداری روغن در طول فرآیند،

ر) ارزش روغن تصفیه نشده برای کاربرد فعلی یا کاربردهای دیگر.

۳-انواع روش‌های تصفیه فیزیکی و شیمیایی

جدول (پ٤-۳) انواع روش‌های تصفیه فیزیکی، شیمیایی و نوع آلودگی که با این روش‌ها می‌توان حذف کرد را نشان می‌دهد.

برای تصفیه شیمیایی روغن، شرکت‌های بزرگ روغن‌های آلوده را ابتدا جمع‌آوری می‌کنند و سپس آن‌ها را با بهره‌گرفتن از سیستم‌های تصفیه ثابت، احیا می‌کنند. دستگاه‌های قابل حملی نیز برای تصفیه شیمیایی ساخته شده است که می‌توانند در سایت، روغن ترانسفورماتور را تصفیه کنند و همچنین، در محلی که روغن‌ها جمع‌آوری می‌شود. دستگاه‌های آنلاینی نیز ساخته شده‌اند که هنگام بهره‌برداری از ترانسفورماتور، روغن را تصفیه شیمیایی می‌کنند.

انتخاب روش به امکانات موجود، شرایط جغرافیایی محل پست و سایر مسائل برای اجرایی بودن روش و اقتصادی بودن آن بر می‌گردد. همچنین، دقت شود که روش تصفیه شیمیائی بایستی مطابق با استانداردهای مورد تائید محیط زیست باشد.

جدول (پ٤-۳): روش‌های تصفیه روغن

روش‌های تصفیه روغن	نوع آلودگی که حذف می‌شود				
	جامدات	آب آزاد	آب حل شده	هوا و گاز	اسیدهای فرار	سایر
خشک کننده خلاء Vacuum Dehydrator	خیر	بله	بله	بله	اغلب	خیر
فیلتر مکانیکی Mechanical Filter	بله	بخشی	بخشی	خیر	خیر	خیر
سانتریفوژ Centrifuge	بله	بله	خیر	خیر	خیر	خیر
فیلتر جمع‌کننده Coalescing Filter	بله	بله	خیر	خیر	خیر	خیر
ته نشینی Precipitation Settling	بله	بله	خیر	خیر	خیر	خیر
فرآیند تماس Contact Process	بله	بله	بله	خیر	بله	بله

روش‌های تصفیه روغن	نوع آلودگی که حذف می‌شود					
	جامدات	آب آزاد	آب حل شده	هوا و گاز	اسیدهای فرار	سایر
جداسازی با وزن Percolation by Gravity	بله	بله	بخشی	خیر	بله	بله
جداسازی با فشار Percolation by Pressure	بله	بله	بخشی	خیر	بله	بله
فرآیند سیلیکات سدیم کربن فعال Activated Carbon Sodium Silicate Process	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله
فرآیند فسفات سدیم Trisodium Phosphate Process	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله

۴–استفاده از خاک رنگ‌بر (Fuller's Earth)

خاک رنگ‌بر به عنوان یک ماده جاذب می‌تواند برای تصفیه شیمیایی روغن مورد استفاده قرار گیرد. ویژگی این خاک، خنثی کردن اسیدها، جذب مولکول‌های قطبی و رنگ‌زدایی از روغن است. دمای روغن برای عبور از خاک رنگ‌بر بین ٦٠ تا ٨٠ درجه سانتیگراد در نظر گرفته می‌شود. دمای روغن باید به میزانی باشد تا لجن را در خود حل کند. خاک رنگ‌بر را با حرارت فعال می‌کنند. اگر خاک رنگ‌بر در دمایی بین ٧٠ تا ١٤٠ درجه فعال شود، نقش رنگ‌بری خاک بیشتر و جذب آب آن کمتر می‌شود ولی تاثیری بر خنثی‌سازی اسیدها ندارد. در صورتیکه در دمای بیش از ٤٥٠ درجه فعال شود، اثر جذب آن زیاد می‌شود و تاثیر کم‌تری بر رنگ‌بری خاک دارد.

پیوست ۵
نمونه‌های عملی از تحلیل گازهای محلول در روغن

۱– مقدمه

در این گزارش، دو نمونه از تحلیل گازهای محلول در روغن مربوط به دو مورد واقعی گزارش می‌شود. در مورد اول، تحلیل گازهای محلول در روغن و شناسایی عیب را به درستی بیان کرده است اما در مورد دوم، تحلیل گازهای محلول در روغن عیب را به درستی نشان نمی‌دهد. این دو مورد از آن جهت انتخاب شده است که نشان دهد روش DGA همیشه به پاسخ درست منتهی نمی‌شود اما همچنان امکان تشخیص وضعیت غیرطبیعی ترانسفورماتور را دارد. لازم به ذکر است که این دو مورد از مرجع [٦٦] انتخاب شده‌اند.

۲– مورد اول: تشکیل هیدروکربن‌ها به جز استیلن در یک ترانسفورماتور نیروگاهی

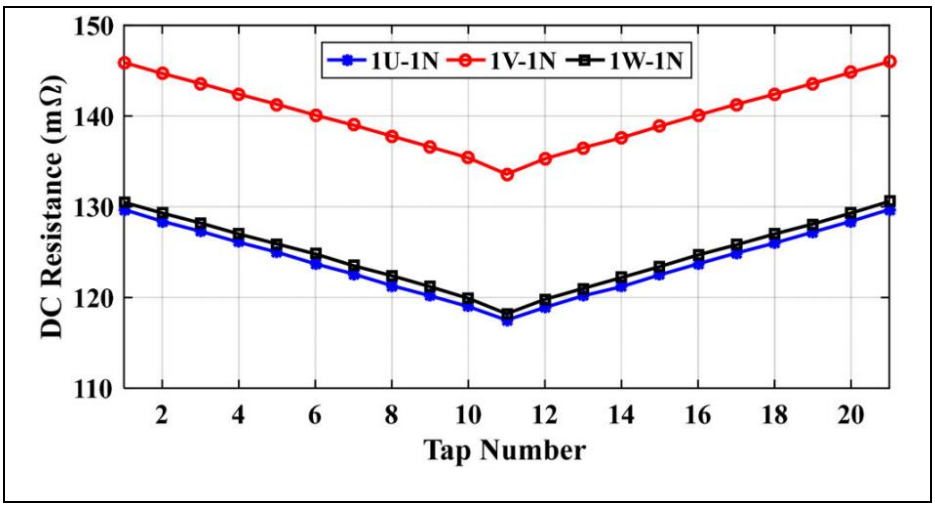
مورد اول مربوط به یک ترانسفورماتور نیروگاهی 200 MVA و با سطوح ولتاژی 145/15.75 kV بوده است. علت انجام تحلیل DGA بروز آلارم رله بوخهلتس در تاریخ ۲۰ خرداد ۱۳۹۷ بوده است. پس از بروز آلارم، در فاصله کوتاهی نمونه‌برداری از روغن انجام شده است. در مورد این ترانسفورماتور، نتایج تحلیل گاز در مقاطع زمانی قبلی نیز موجود بوده است. نتایج مربوط به DGA همراه با نتایج دو مرحله نمونه‌برداری قبلی در جدول (پ۵-۱) گزارش شده است.

جدول (پ۵-۱): نتایج DGA مربوط به ترانسفورماتور نیروگاهی بر حسب ppm

تاریخ	۱۳۹٦/۱/۲۰	۱۳۹٦/۸/۲۹	۱۳۹۷/۳/۲۰
C_2H_2	۱۰	٤	۸
C_2H_4	۳۹۰	۳٦۷	۲٦٦۷
C_2H_6	۱۷۳	۱۸۵	۹۹۳
CH_4	۳٦۰	۳۸۲	۲٤٤۵
CO_2	۲۲٦۲	۲۱۰۲	۲۵۵۹
CO	٤۳۰	۳۵٤	۳٤۵
H_2	۱٤۵	۱۱٦	۱۲۲۷
TDCG	۱۵۰۸	۱٤۰۸	۷٦۸۵

چنان‌که از نتایج مشخص است همه هیدروکربن‌ها به جز استیلن رشد قابل ملاحظه نشان می‌دهند. گازها با روش‌های معمول تحلیل، ارزیابی شده‌اند. روش IEC و Rogers نوع خطا را T2 نشان می‌دهند در حالی که مثلث و پنج‌ضلعی دوال نوع خطا را T3 مشخص کرده‌اند. روش دورنبرگ نیز نوع خطا از جنس خطای حرارتی تشخیص داده است. با توجه به اینکه کلیه روش‌ها به صورت جامع خطای حرارتی را نشان می‌دهند، به نظر می‌رسد که نوع خطای درون ترانسفورماتور بایستی از جنس خطای حرارتی باشد.

نظر به اینکه خطا از جنس حرارتی است، سایر آزمون‌های تکمیلی که می‌توانند نقطه داغ را نشان دهند بر روی ترانسفورماتور انجام شده است. از جمله این آزمون‌ها، مقاومت DC سیم‌پیچ است. نتایج مربوط به این آزمون، که در همه تپ‌های OLTC انجام شده ، در شکل (پ۵-۱) نشان داده شده است. با توجه به اینکه مقدار مقاومت اندازه‌گیری‌شده در همه تپ‌های فاز V از دو فاز دیگر بزرگ‌تر بوده است، احتمالاً یک نقطه اتصال نامناسب در مسیر اصلی این فاز وجود دارد که در همه تپ‌ها نیز اثر خود را نشان داده است. از جمله این نقاط می‌تواند محل اتصال هادی به بوشینگ باشد، چرا که در همه حالت‌های OLTC، این نقطه در مسیر اندازه‌گیری مقاومت قرار دارد.



شکل (پ۵-۱): نتایج اندازه‌گیری مقاومت DC سیم‌پیچ در همه تپ‌های OLTC

جهت یافتن عیب، بازبینی داخلی از ترانسفورماتور صورت گرفته و مشخص شد که پیچ اتصال هادی به بوشینگ در فاز V شل بوده است. تصویر محل اتصال هادی به بوشینگ در شکل (پ۵-۲) نشان داده شده است. اتصال نامطلوب و کربنیزه‌شدن محل اتصال نیز به خوبی در شکل مشخص است. بعد از تمیز کردن محل اتصال، تعویض پیچ و محکم‌کردن اتصال، مجدداً آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ انجام شده که نتیجه

نشان می‌دهد مقدار مقاومت در هر سه فاز هم‌خوانی دارند. پس از آن ترانسفورماتور بدون مشکل وارد مدار شد.

شکل (پ۵-۲): محل اتصال هادی به بوشینگ فاز V ترانسفورماتور

۳- مورد دوم: رشد اتان در یک ترانسفورماتور انتقال

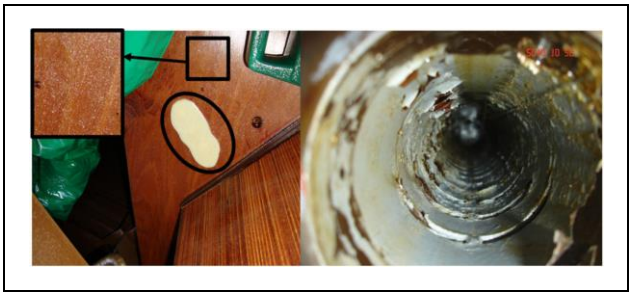
مورد دوم یک ترانسفورماتور قدرت 160 MVA با سطح ولتاژی 230/63 kV است. بعد از حدود یک سال از زمان بهره‌برداری، آزمون DGA بر روی ترانسفورماتور نشانگر رشد قابل توجه گاز C_2H_6 در روغن بوده است. نتایج DGA مربوط به زمان‌های مختلف در جدول (پ۵-۲) گزارش شده است. رشد گاز اتان نشان می‌دهد که یک خطای فعال در ترانسفورماتور وجود دارد. مقدار مطلق گاز C_2H_6 نیز بزرگ‌تر از 150 ppm است که متناظر با وضعیت ٤ در جدول IEEE است. مقدار مطلق H_2 نیز از 100 ppm بالاتر است که حد معمول این گاز در IEC است.

روش‌های مختلفی برای تحلیل گازها به کار گرفته شده است. روش Rogers نشان می‌دهد که ترانسفورماتور در حالت نرمال قرار دارد و روش دورننبرگ قادر به تشخیص وضعیت خاصی نیست. روش مثلث دوال و IEC خطای T1 را درون ترانسفورماتور نشان می‌دهند در حالی‌که پنج‌ضلعی دوال وضعیت ترانسفورماتور را به صورت تولید گازهای پراکنده روغن توصیف می‌کند. چنان‌که دیده می‌شود، یک نوع خطای واحد توسط همه روش‌ها تایید نشده است.

جدول (پ۵-۲): نتایج DGA مربوط به ترانسفورماتور انتقال به ppm

تاریخ	۸۸/۶/۱۰	۸۸/۷/۲۶	۸۸/۱۱/۱۷	۸۹/۲/٤	۸۹/۳/۳	۸۹/٤/۱٤	۸۹/٤/۱۹
C_2H_2	۰	۲	۰	۰	۰	۰	۰
C_2H_4	۸	۱۲	۵	۵	۷	۸	۸
C_2H_6	۱۵۹	۱۵۵	۱۸۹	۱۸٦	۱۸٦	۲۱۷	۲۳۹
CH_4	۵۷	٦٦	۵۰	٦٤	٦٤	۷۸	۹۵
CO_2	۹۹۰	۸۰۵	۷٤۷	۷۵۰	۷۱٦	۱۲۰۳	۱٤۵۱
CO	۳۱٦	۲۷۷	۳۷۱	۳۰۰	۲۸۵	۲۸٦	۳٤۱
H_2	۱۹۷	۱۵۸	۱۲۳	۱۰۰	۸۵	۵۱	۳۹
TDCG	۷۳۷	٦۷۰	۷۳۸	٦۵۵	٦۲۷	٦٤۰	۷۲۲

در ادامه، انواع آزمون‌ها مثل مقاومت عایقی و آزمون‌های روغن انجام شده است. جهت مقایسه بهتر، کلیه آزمون‌ها بر روی ترانسفورماتور مشابه با این ترانسفورماتور در همان پست نیز انجام شده است. در بین انواع آزمون‌ها تنها ضریب تلفات عایقی روغن ترانسفورماتور دارای خطا، افزایش قابل توجه نشان می‌دهد. در نهایت پس از انجام آزمون‌های مختلف و عدم تشخیص نوع خطا تصمیم به بازبینی داخلی گرفته شد. در بازبینی داخلی مشخص شد که رنگ داخل رادیاتور مشکل داشته است و ذرات رنگ از بدنه جدا شده و در روغن ترانسفورماتور غوطه‌ور شده‌اند. در نقاطی نیز اثر رنگ بر روی اکتیوپارت دیده شده است. شکل (پ۵-۳) تصاویر داخل ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. پوسته پوسته شدن ناحیه داخلی لوله رابط رادیاتور به خوبی در شکل مشهود است. نمونه فعلی موردی است که توسط تحلیل گازها به عنوان خطای حرارتی یا گازهای پراکنده تشخیص داده شده بود اما در واقع مشکل مربوط به رنگ درون ترانسفورماتور بوده است. بعد از تمیز کردن ترانسفورماتور، تصفیه روغن و تعویض رادیاتور ترانسفورماتور بدون مشکل به شبکه برگردانده شد.



شکل (پ۵-۳): تصاویر درون ترانسفورماتور و نقاطی که رنگ درون لوله رادیاتور جدا شده است.

پیوست ۶
جدول آنالیز خطاهای ترانسفورماتور قدرت

جدول (پ٦-١): نمونه‌ای از عیوب ترانسفورماتور که با آزمون DGA قابل شناسایی هستند[1]

خطا	نوع عیب	دلایل محتمل وقوع خطا
PD	تخلیه جزئی	۱. تخلیه الکتریکی در حباب‌های گاز داخل روغن ناشی از رطوبت بالای کاغذ و اشباع روغن از آب، ۲. به دام افتادن گاز در سیستم عایقی، ۳. فلوت‌شدن شیلد، ٤. کاهش استقامت عایقی روغن، ۵. بیشترشدن میدان الکتریکی در یک نقطه از حد تحمل عایق.
D1	خطای الکتریکی با انرژی کم	۱. تخلیه الکتریکی بین اتصالات ناقص با پتانسیل الکتریکی متفاوت یا شناور در شیلد، دیسک‌ها یا حلقه‌های مجاور در سیم‌پیچ یا حلقه‌های بسته در هسته، ۲. تخلیه بین بخش‌های تحت تنش الکتریکی، بوشینگ و تانک، اجزای دارای ولتاژ فشارقوی و زمین در سیم‌پیچی یا روی دیواره، ۳. تخلیه سطحی در سطوح عایقی و اسپیسرها، شکست عایقی روغن، شکست خزشی در تپ سلکتور.
D2	خطای الکتریکی با انرژی زیاد	۱. تخلیه الکتریکی سطحی یا تخلیه کامل با انرژی زیاد، ۲. اتصال کوتاه بین: فشارقوی و زمین، فشارضعیف و زمین، اتصالات، داخل سیم‌پیچ، بوشینگ و تانک، شینه‌های مسی و تانک، سیم‌پیچ و هسته و ...
T1	خطای حرارتی کمتر از 300 ^{0}C	۱. اضافه بارگیری از ترانسفورماتور در شرایط اضطراری، ۲. مسدود شدن مسیر عبور روغن در سیم‌پیچ، ۳. شار پراکندگی در یوغ هسته.
T2	خطای حرارتی بین 300 ^{0}C تا	۱. وجود کنتاکت‌های شل‌شده و دارای خوردگی در اتصالات پیچ و مهره‌ای، وجود کنتاکت‌های معیوب داخل سلکتور سوئیچ، اتصالات کابل و ...

[1] جزئیات بیشتر آزمون‌ها و پیامدهای آن و اینکه کدام یک با DGA نیز قابل تشخیص است در جدول (پ۶-۲) ارائه شده است.

خطا	نوع عیب	دلایل محتمل وقوع خطا
	700 ^{0}C	۲. جریان‌های گردشی بین نگهدارنده‌های یوغ و پیچ‌های هسته، بین نگهدارنده‌ها و لایه‌های هسته، در سیم‌های اتصال زمین، جوش‌های معیوب یا نگهدارنده‌های واقع در شیلد مغناطیسی.
T3	خطای حرارتی بیش از 700 ^{0}C	۱. جریان‌های گردشی بزرگ بین تانک و هسته، ۲. جریان‌های گردشی در دیواره تانک و درپوش بر اثر میدان مغناطیسی (فلوی پراکندگی)، ۳. اتصال الکتریکی بین لایه‌های هسته.

جدول (پ٦-٢): عیوب متداول ترانسفورماتور قدرت و آزمون‌های قادر به آشکار کردن عیوب مذکور[1]

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون‌هایی که عیوب را مشخص می‌کنند
سیم‌پیچ	* اتصال حلقه	-عبور جریان قابل توجه از حلقه‌های اتصال کوتاه شده -افزایش دمای موضعی و تولید گاز	۱. مقاومت DC سیم‌پیچ ۲. نسبت تبدیل ۳. تقسیم شار ٤. جریان بی‌باری ۵. تحلیل گازهای محلول در روغن (DGA)
	* اتصال نامطلوب سیم‌پیچ به نقطه زیر بوشینگ	-افزایش دمای موضعی و تولید گاز	۱. مقاومت DC سیم‌پیچ ۲. DGA
	از دست رفتن فشار روی سیم‌پیچ (کاهش فشار پرس‌رینگ) و شل شدن آن	-از دست رفتن قدرت تحمل اتصال کوتاه، -احتمال آسیب قابل توجه در اتصال کوتاه بعدی.	۱. تحلیل پاسخ فرکانسی (FRA) ۲. راکتانس نشتی (امپدانس درصد)
	* تغییر شکل مکانیکی سیم‌پیچ شامل: تغییر شکل شعاعی، جابه‌جایی محوری، شکستگی اسپیرهای شعاعی، خم‌شدن سیم‌پیچ بین اسپیسرها، تغییر فاصله بین دیسک‌ها، پیچش حلزونی، کج‌شدن هادی‌ها در اثر اعمال نیرو از حالت عمودی،	-از دست رفتن قدرت تحمل اتصال کوتاه -احتمال آسیب قابل توجه در اتصال کوتاه بعدی، -احتمال اتصال کوتاه الکتریکی به دلیل آسیب‌دیدن عایق.	۱. اندازه‌گیری خازن سیم‌پیچ ۲. راکتانس نشتی (امپدانس درصد) ۳. FRA

[1] مواردی که در جدول با ستاره مشخص شده‌اند، عیوب متداول‌تر را نشان می‌دهند.

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون‌هایی که عیوب را مشخص می‌کنند
	قطع بودن سیم‌پیچ (بریده شدن هادی)	-وقوع تخلیه و تولید گاز، -به هم ریختن تعادل سه فاز	۱. نسبت تبدیل ۲. جریان بی‌باری ۳. DGA
	قطع یکی از مسیرهای موازی سیم‌پیچ	-افزایش جریان سیم‌پیچ‌های دیگر، -افزایش دمای موضعی و تولید گاز، -وقوع تخلیه در محل قطع.	۱. مقاومت DC سیم‌پیچ ۲. جریان بی‌باری ۳. راکتانس نشتی (امپدانس درصد) ٤. DGA
	اتصال لایه‌های موازی سیم دریل (CTC) به یکدیگر	-افزایش دمای موضعی و تولید گاز	۱. DGA
	اتصال کوتاه سیم‌پیچ به زمین اتصال کوتاه بین فازها	- تخلیه با قدرت زیاد و احتمال انفجار -عملکرد رله‌ها بلافاصله پس از برق‌دار شدن ترانسفورماتور	۱. مقاومت عایقی
سیم‌پیچ	گروه‌برداری نادرست (در صورت موازی بودن با ترانس دوم)	-عبور جریان گردشی شدید از ترانسفورماتور -افزایش دما و تولید گاز	۱. آزمون گروه برداری
هسته	*زمین‌شدن هسته از دو نقطه	- عبور جریان گردشی قابل توجه از هسته و مسیر جریان زمین - افزایش دمای موضعی و تولید گاز - امکان ذوب شدن مسیر اصلی اتصال هسته به زمین	۱. مقاومت عایقی هسته ۲. DGA
	تخریب عایق بین هسته تا زمین	- احتمال زمین شدن هسته از نقطه دوم	۱. مقاومت عایقی هسته

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون‌هایی که عیوب را مشخص می‌کنند
	بازشدن زمین هسته یا زمین‌شدن آن به‌صورت نامطلوب	- برق‌دار شدن هسته و وقوع تخلیه جزئی	۱. تانژانت دلتای سیم‌پیچ ۲. تخلیه جزئی ۳. DGA
	اتصال بین ورق‌های هسته یا اتصال بین بسته‌های طرفین کانال‌های خنک‌کنندگی هسته	- افزایش تلفات فوکو - افزایش دمای موضعی و تولید گاز	۱. جریان بی‌باری (در صورت شدید بودن اتصال) ۲. DGA
سیستم عایقی	*ورود رطوبت به داخل ترانسفورماتور	- افزایش نرخ پیری کاغذ - کاهش ولتاژ شکست روغن - احتمال ایجاد حباب بخار آب در بارگذاری اضطراری	۱. مقاومت عایقی و اندیس پلاریزاسیون ۲. تانژانت دلتای سیم‌پیچ ۳. مقدار رطوبت در روغن ٤. آزمون FDS ۵. ولتاژ شکست[1]
	*تخلیه جزئی در کاغذ عایق	- آسیب‌دیدن کاغذ و احتمال گسترش به تخلیه با انرژی بالا - تولید گاز	۱. تخلیه جزئی ۲. DGA ۳. آنالیز مشتقات فوران ٤. میزان CO_2 و نسبت CO_2 به CO
	*پیری شدید سیستم عایقی کاغذ و روغن	- کاهش ولتاژ شکست - احتمال بروز اتصال کوتاه داخلی و بروز تخلیه	۱. مقاومت عایقی و اندیس پلاریزاسیون ۲. تانژانت دلتای سیم‌پیچ ۳. آنالیز مشتقات فوران ٤. عدد پلیمریزاسیون کاغذ ۵. اسیدیته روغن ٦. کشش بین سطحی روغن ۷. ولتاژ شکست ۸. نسبت بین کشش سطحی و عدد اسیدی

[1] به علت تاثیر رطوبت بر مقادیر ولتاژ شکست، مقاومت عایقی و اندیس پلاریزاسیون، در صورت انجام آزمون‌های فوق تغییراتی در نتایج آن‌ها به علت وجود رطوبت در ترانسفورماتور مشاهده می‌شود.

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون‌هایی که عیوب را مشخص می‌کنند
سیستم عایقی	کاهش استقامت عایقی روغن	- کاهش ولتاژ شکست - احتمال بروز اتصال کوتاه داخلی و بروز تخلیه الکتریکی	۱. ولتاژ شکست روغن[۱]
	ورود آلودگی به روغن (مثل رنگ، ذرات هادی یا ذرات کربنی)	- کاهش ولتاژ شکست - احتمال تولید گاز - احتمال تخریب عایق	۱. تانژانت دلتای روغن ۲. تانژانت دلتای سیم‌پیچ ۳. آزمون ذرات معلق در روغن
	تولید لجن در روغن	- ایجاد گاز - کاهش ولتاژ شکست و احتمال وقوع اتصال کوتاه داخلی - انسداد مسیر خنک‌کنندگی روغن، ایجاد نقطه داغ موضعی و تولید گاز	۱. آزمون لجن روغن ۲. DGA ۳. آزمون پایداری در برابر اکسیداسیون
	سولفور خورنده	- اکسیدکردن هادی‌های مسی و آسیب دیدن کاغذ	۱. آزمون سولفور خورنده ۲. آزمون فوران[۲]
تپ‌چنجر	*اتصال بد کنتاکت‌های تپ‌چنجر (خصوصاً تشکیل جرم شدید روی کنتاکت‌ها)	- افزایش دمای موضعی و تولید گاز - احتمال خوردگی کنتاکت در اثر حرارت	۱. مقاومت DC سیم‌پیچ
	نیاز به اعمال نیروی بیشتر در برخی تپ‌ها جهت تغییر تپ	- امکان عملکرد ناقص تپ‌چنجر - پیری و فرسودگی مکانیزم مکانیکی تپ‌چنجر	۱. عملکرد دستی تپ‌چنجر ۲. اندازه‌گیری جریان موتور مکانیزم
	اتصال نادرست سربندی تپ‌چنجر	- وقوع جریان گردشی - عدم تعادل سه‌فاز	۱. نسبت تبدیل

[۱] انجام آزمون‌های ذرات معلق و رطوبت می‌تواند به تشخیص علت کاهش استقامت عایقی روغن کمک کند.

[۲] درصورتی که آزمون فوران، پیری کاغذ را نشان دهد اما این پیری با تولید هیچ گازی همراه نباشد، یکی از احتمالات وجود سولفور خورنده در ترانسفورماتور است.

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون‌هایی که عیوب را مشخص می‌کنند
سایر	جدا شدن رنگ داخلی تانک یا رادیاتور	- امکان زنگ‌زدگی بدنه داخلی - تولید گاز - کاهش ولتاژ شکست روغن و افزایش تلفات آن به دلیل آلودگی	۱. تانژانت دلتای روغن ۲. DGA ۳. آزمون ذرات معلق
	فلوت‌شدن شیلد	- ولتاژ گرفتن شیلد و ایجاد تخلیه جزئی و تولید گاز	۱. تخلیه جزئی ۲. DGA
سیستم خنک سازی	بسته شدن مسیر روغن در سیم‌پیچ[1]	- افزایش دمای موضعی و تولید گاز - پیری تسریع‌شده کاغذ	۱. DGA ۲. آزمون لجن در روغن
	*عدم عملکرد فن یا پمپ	- افزایش دمای سیم‌پیچ و تولید گاز - پیری تسریع‌شده کاغذ	۱. ترموگرافی (دوربین ترموویژن) ۲. بازبینی ظاهری
	افزایش اصطکاک یاتاقان فن یا پمپ	- کشیدن جریان بیشتر از تغذیه - داغ کردن و آسیب دیدن سیم‌پیچ موتور فن	۱. اندازه‌گیری جریان موتور فن یا پمپ ۲. بازبینی ظاهری
	جهت اشتباه فلوی هوا در پره‌های رادیاتور	- کاهش خنک‌سازی ترانسفورماتور - افزایش دمای ترانسفورماتور - پیری تسریع‌یافته کاغذ	۱. ترموگرافی ۲. بازبینی ظاهری
	*آب‌بندی نبودن واشر پمپ	- مکش گازهای جوی به داخل ترانسفورماتور - عملکرد اشتباه رله بوخهلتس - افزایش نرخ پیری سیستم عایقی	۱. بازبینی ظاهری ۲. DGA

[1] در ترانسفورماتورهای قدیمی متداول است. در صورت وجود ممکن است احتیاج به شست و شوی اکتیوپارت باشد.

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون‌هایی که عیوب را مشخص می‌کنند
	*بسته بودن شیر رادیاتور	- کاهش خنک‌سازی ترانسفورماتور - افزایش دمای ترانسفورماتور - پیری تسریع‌یافته کاغذ	۱. ترموگرافی ۲. بازبینی ظاهری
کنسرواتور	سوارخ شدن کیسه هوا	- ورود رطوبت و گازهای جوی به روغن - افزایش پیری سیستم عایقی - عملکرد اشتباه نشان‌گر سطح روغن	۱. عملکرد رله ایربگ ۲. بازبینی ظاهری
	کاهش سطح روغن کنسرواتور	- احتمال بدون روغن ماندن اکتیوپارت و بروز اتصال کوتاه داخلی	۱. بازبینی ظاهری
بوشینگ	اتصال کوتاه بین فویل‌های خازنی بوشینگ	- تنش افزایش‌یافته در سایر قسمت‌های بوشینگ - امکان انفجار بوشینگ	۱. اندازه‌گیری خازن بوشینگ
	پیری و تضعیف سیستم عایقی بوشینگ	- کاهش ولتاژ شکست - احتمال بروز تخلیه داخلی و آسیب به بوشینگ	۱. تانژانت دلتای بوشینگ
بوشینگ	وجود ترک در عایق رزینی بوشینگ	- کاهش سطح روغن بوشینگ و خطر بروز تخلیه - احتمال ورود آلودگی، رطوبت و گاز از روغن ترانسفورماتور و تضعیف عایق داخلی بوشینگ	۱. بازبینی ظاهری
	وجود ترک در پوشش (لعاب) چینی بوشینگ	- نشتی روغن - کاهش سطح روغن در بوشینگ و خطر اتصال کوتاه در	۱. بازبینی ظاهری

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون‌هایی که عیوب را مشخص می‌کنند
		قسمت های بدون روغن	
	کاهش سطح روغن بوشینگ	- احتمال بدون روغن ماندن اکتیوپارت بوشینگ و بروز اتصال کوتاه داخلی	۱. بازبینی ظاهری ۲. ترموگرافی
	بازماندن درپوش تست‌تپ	- بروز جرقه در محل تست‌تپ - امکان بروز تخلیه داخلی و آسیب به بوشینگ	۱. بازبینی ظاهری
	* آلودگی شدید سطح بوشینگ	- تخلیه خزشی در سطح بوشینگ - احتمال اتصال کوتاه فاز به زمین	۱. بازبینی ظاهری
	فلوت‌شدن کرونارینگ (گلدانی) زیر بوشینگ	- ولتاژ گرفتن گلدانی و ایجاد تخلیه جزئی و تولید گاز	۱. تخلیه جزئی ۲. DGA
نشان‌گرها	عملکرد نادرست ترمومترهای سیم‌پیچ یا روغن	- احتمال بروز اضافه دما در ترانسفورماتور و آسیب دیدن سیستم عایقی	۱. بازبینی ظاهری ۲. آزمون ترمومترها
	بروز مشکل در نشان‌گر روغن کنسرواتور	- احتمال کاهش یا افزایش مقدار روغن و بروز مشکلات ثانوی	۱. بازبینی ظاهری

جدول (پ٦-٣): رابطه بین مشکلات اصلی ترانسفورماتور و پارامترهای روغن

	مشکلات ترانسفورماتور								
	اضافه حرارت			تخلیه جزئی			آسیب به آب‌بندی		
پارامترهای روغن	در هسته	اتصالات	سیم‌پیچ/ مشکلات خنک‌سازی	روغن	کاغذ	فصل مشترک بین کاغذ و روغن	مشکل در ممبران	نشتی روغن	نفوذ رطوبت
اسیدیته و IFT	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	L	L	L	L 2	L	H 2
رنگ	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	L	L	L	L 2	L	L
مقدار رطوبت	L	L	H 5, 6	L	H 5, 6	H 5, 6	L-M 6	M	H 8
ولتاژ شکست	L	M 3, 12	H 4, 6, 12	H 11	M	H 5, 6, 12	M 6	M 7	H 8
tanδ	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	L	L	L	L 2	L	H 9
محتوای گاز	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 4, 10	H 1, 4, 10	H 7	M 10	L 7

شرح جدول

تاثیر مشکل بر روی پارامتر روغن	مشکلات و پیامدها در ترانسفورماتور		
H = تاثیر زیاد	۱- تخریب روغن	۵- پیری کاغذ	۹- آب، رسوب
M = تاثیر متوسط	۲- پیری روغن	٦- تولید آب	۱۰- تولید گاز
L = تاثیر کم	۳- کربنیزه شدن روغن	۷- هوای حل‌شده	۱۱- حباب
	٤- تخریب کاغذ	۸- رطوبت آزاد	۱۲- ذرات

نحوه قرائت جدول با دو مثال به شرح ذیل توضیح داده می‌شود:

اولین ستون و اولین ردیف (محل تقاطع اسیدیته و IFT با اضافه حرارت در هسته) نشان می‌دهد که تاثیر اضافه‌حرارت در هسته بر دو پارامتر اسیدیته و کشش بین سطحی زیاد است (حرف H در این سلول به معنای تاثیر زیاد است). اعداد ۱ و ۲ در این سلول نشان می‌دهند که مشکل ناشی از این مورد می‌تواند تخریب یا پیری روغن باشد.

ستون آخر و ردیف سوم (محل تقاطع مقدار رطوبت با نفوذ رطوبت) نشان می‌دهد که آسیب به آب‌بندی در صورتی که با نفوذ رطوبت همراه باشد، تاثیر زیادی بر پارامتر مقدار رطوبت در روغن دارد (حرف H). همچنین عدد ۸ در این سلول نشان می‌دهد که پیامد ناشی از این مورد می‌تواند ایجاد رطوبت آزاد در ترانسفورماتور باشد.

پیوست ۷
چک‌لیست آزمون‌های ترانسفورماتور قدرت

۱– نکاتی در مورد آزمون‌های کارخانه‌ای:

أ. در همه آزمون‌ها بایستی از کالیبره بودن دستگاه‌های اندازه‌گیری اطمینان حاصل شود. حداقل بایستی از سازنده خواسته شود تا مدارک آخرین کالیبراسیون دستگاه‌ها را ارائه کند.

ب. در مورد تلفات بی‌باری و بارداری، آزمون بایستی با دقت بیشتری انجام شود چرا که این تلفات در طول عمر بهره‌برداری ترانسفورماتور در آن وجود داشته و عملاً باعث هدررفت انرژی خواهد شد. ضروری است که هنگام انعقاد قرارداد، برای موضوع تلفات جریمه تعیین شود به این معنی در صورتی که تلفات ترانسفورماتور ساخته شده بیشتر از آن‌چه در قرارداد مشخص شده است باشد جریمه‌ای از سازنده دریافت شود. بنابراین، بهتر است اندازه‌گیری تلفات با نظارت و دقت بیشتر انجام شود.

ت. هدف از آزمون ضربه کلیدزنی، بررسی تحمل عایق سیم‌پیچ در برابر اضافه‌ولتاژ صاعقه است. در حالت صاعقه، به دلیل پیشانی تیز، اکثر پتانسیل بر روی دورهای اول سیم‌پیچ افت می‌کند و لذا تنش میدانی زیادی بر روی دورهای اول سیم‌پیچ ایجاد می‌شود. هدف از آزمون ضربه آن است که اطمینان حاصل شود که سیم‌پیچ می‌تواند این تنش را تحمل می‌کند. برای آزمون ضربه معمولاً به کمک یک مقاومت شنت در نوترال ترانسفورماتور، جریان ضربه ثبت می‌شود و در صورتی که در آزمون‌های مختلف فرم جریان ضربه تغییر کند نشانه آسیب‌دیدن عایق دورها است. به عبارت دیگر یکی از شروط پذیرش، عدم تغییر فرم جریان صاعقه در آزمون‌های پشت سر هم است. آزمون ضربه کلیدزنی که فقط برای سطوح ولتاژ بالا الزامی است تحمل ترانسفورماتور در مقابل اضافه‌ولتاژهای کلیدزنی را اثبات می‌کند و اصول آن مشابه آزمون ضربه صاعقه است.

ث. دقت شود که آزمون‌های تحمل ولتاژ بایستی مطابق ترتیب جدول انجام شود. برای مثال، امکان آسیب‌دیدن یا تضعیف عایق سیم‌پیچ در ولتاژ ضربه زیاد است. در صورتی که این آزمون ابتدا انجام شود، در صورت وجود ضعف، در آزمون‌های ولتاژی بعدی نمود پیدا می‌کند. بنابراین، بایستی توجه شود که ترتیب اتخاذ شده توسط استاندارد به دلیل خاصی انجام شده است.

ج. انجام آزمون تحمل ضربه برای نوترال به سطح ولتاژ بوشینگ نوترال و همچنین، به این موضوع بستگی دارد که آیا نوترال مستقیم زمین شده است یا خیر. جزئیات آن در استاندارد IEC 60076-3 آمده است.

ح. در آزمون ولتاژ AC با منبع جداگانه، ولتاژ فشارقوی توسط یک منبع جداگانه تولید شده و به سیم‌پیچ اعمال می‌شود. در این حالت شار در هسته ایجاد نمی‌شود چون سیم‌پیچ‌ها فاقد جریان هستند. معمولاً ابتدا و انتهای سیم‌پیچ به هم متصل می‌شوند و کل سیم‌پیچ بر روی یک سطح ولتاژ قرار می‌گیرد. در این حالت بار منبع بیرونی به صورت خازنی است. در نقطه مقابل، در آزمون ولتاژ AC القایی، ولتاژ بزرگ بر روی سیم‌پیچ با القای الکترومغناطیسی و به دلیل شاری است که در هسته ایجاد می‌شود. در این آزمون سیم‌پیچ با کم ترین ولتاژ تغذیه شده و این سیم‌پیچ شاری را در هسته ایجاد می‌کند که در سیم‌پیچ سایر سطوح ولتاژ القا می‌کند. این آزمون معمولاً با فرکانس بالاتر از 50 Hz انجام می‌شود تا هسته اشباع نشود. هدف از هر دو آزمون، اثبات صحت عایق‌بندی سیم‌پیچ است.

خ. در آزمون‌های AC میزان تخلیه جزئی نیز اندازه‌گیری می‌شود. اندازه‌گیری تخلیه جزئی مطابق استاندارد بایستی به روش الکتریکی باشد و به یکی از انواع باند باریک یا باند پهن انجام شود. هدف از آزمون تخلیه جزئی آن است که اطمینان حاصل شود که ضعف عایقی و خصوصاً میدان‌های شدید در جایی وجود نداشته باشد. این میدان‌های شدید باعث بروز تخلیه جزئی می‌شود که در کوتاه‌مدت خود را نشان نمی‌دهد اما شروع به تخریب عایق کرده و عمر ترانسفورماتور را کاهش می‌دهد. تخلیه جزئی بر حسب pC اندازه‌گیری می‌شود. معیار پیشنهادی IEC برای انجام موفقیت‌آمیز آزمون تخلیه جزئی، مقدار تخلیه کمتر از 300 pC در حدود 130% Um، تخلیه کم‌تر از 500 pC در 150% Um و مقدار تخلیه کم‌تر از 100 pC برای فعالیت پیوسته در 1.1Um است. منظور از Um بالاترین ولتاژ موثر فاز به فاز است که سیم‌پیچ ترانسفورماتور برای آن طراحی شده است. دقت شود که در حین انجام آزمون و در یک ولتاژ ثابت، تخلیه نبایستی تمایلی به افزایش داشته باشد (یعنی نباید با گذشت زمان مقدار آن مرتباً بزرگ‌تر شود).

د. هدف از انجام آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ در همه تپ‌ها آن است که اطمینان حاصل شود که تپ‌های تپ‌چنجر دارای مشکل نیستند و همچنین، سیم‌پیچ‌ها مشکلاتی نظیر قطعی یا اتصال نامناسب ندارند. مقدار سه فاز بایستی با یکدیگر مقایسه شود. ضمناً الگوهای مورد انتظار از تغییرات مقاومت DC بر حسب تپ‌های تپ‌چنجر بایستی مشاهده شود. داده‌های آزمون مقاومت DC برای آزمون‌های

عیب‌یابی در محل پست که بعدها انجام خواهد شد حائز اهمیت است. روش انجام آزمون و نکات آن در فصل آزمون‌های دوره‌ای نیز ارائه شده است.

ذ. هدف از آزمون نسبت‌تبدیل و گروه برداری آن است که اطمینان حاصل شود که نسبت دورها به درستی رعایت شده و اتصالات به درستی بسته شده است. معیار این آزمون، مقداری است که در قرارداد ذکر شده است. نسبت تبدیل بایستی در همه تپ‌ها اندازه‌گیری شود و روند تغییر با تپ مدنظر قرار گیرد.

ر. در آزمون امپدانس اتصال کوتاه و تلفات بار، ثانویه ترانسفورماتور اتصال کوتاه شده و ولتاژ تا حدی بالا برده می‌شود که جریان نامی از سیم‌پیچ عبور کند. IEC ذکر می‌کند که جریان می‌تواند مقدار نامی نباشد و سپس نتیجه اندازه‌گیری به مقدار جریان نامی تبدیل شود اما مقدار جریان حداقل بایستی بزرگ‌تر از ۵۰٪ جریان نامی باشد. سپس در این شرایط، تلفات اندازه‌گیری شده و به عنوان تلفات بار قید می‌گردد. همچنین، با اندازه‌گیری ولتاژ و جریان و به کمک میزان تلفات مقدار امپدانس اتصال کوتاه سری ترانسفورماتور محاسبه می‌شود. این مقدار همان ولتاژ اتصال کوتاه یا $\%U_k$ است و بایستی با مقداری که در قرارداد ذکر شده است هم‌خوانی داشته باشد. این مقدار بایستی برای بالاترین تپ، تپ وسط و پایین‌ترین تپ (حداقل) اندازه‌گیری شود. در مورد تلفات نیز بسیار اهمیت دارد که تلفات بار از تلفات قیدشده در قرارداد کمتر باشد. دقت کنید که در هنگام اندازه‌گیری تلفات ممکن است دمای سیم‌پیچ به مقدار نامی نرسیده باشد در حالی که تلفات بار در قرارداد، مربوط به حالت بارداری کامل ترانسفورماتور است. لذا لازم است که اصلاح دمایی بر روی مقاومت سیم‌پیچ و تلفات انجام گرفته و سپس با مقدار قید شده در قرارداد مقایسه شود.

ز. هدف از آزمون تلفات و جریان بی‌باری تعیین مقدار تلفات هسته ترانسفورماتور و همچنین، اطمینان از صحت هسته ترانسفورماتور است. جریان بی‌باری سه فاز بایستی با یکدیگر مطابق آن‌چه که در نظام‌نامه و آزمون‌های دوره‌ای ذکر شده است مقایسه شود و مقادیر جریان بی‌باری برای اهداف عیب‌یابی بایستی در دسترس باشد. مقدار جریان بی‌باری معمولاً به صورت درصدی از جریان نامی بیان می‌شود و مقدار متوسط سه‌فاز در نتیجه آزمون ذکر می‌گردد. در آزمون جریان بی‌باری و تلفات بی‌باری ثانویه ترانسفورماتور مدار باز بوده و ولتاژ به مقدار نامی رسانده می‌شود. سپس میزان تلفات و همچنین، جریان قرائت می‌شود. بایستی دقت شود که میزان تلفات اندازه‌گیری‌شده کم‌تر از مقدار درخواست‌شده در قرارداد باشد. در صورتی که ولتاژ آزمون دارای هارمونیک باشد، اعوجاج آن

می‌تواند باعث افزایش تلفات شود و لذا لازم است از ضرایبی برای اصلاح استفاده شود. برای جزئیات آن به استانداردهای IEC60076-8 , IEC60076-1 رجوع شود.

س. آزمون جهش حرارتی بایستی حداقل بر روی یک ترانسفورماتور از یک سری انجام شود و به همین دلیل آزمون نوعی محسوب می‌شود. در این آزمون، ثانویه ترانسفورماتور اتصال کوتاه شده و تلفات معادل جمع تلفات بی‌باری و بارداری به ترانسفورماتور داده می‌شود و سپس به ترانسفورماتور زمان داده می‌شود تا به حالت تعادل حرارتی برسد. در این حالت دمای نقطه بالای روغن ترانسفورماتور و همچنین، متوسط دمای سیم‌پیچ اندازه‌گیری می‌شود. جهت اندازه‌گیری متوسط دمای سیم‌پیچ از روش اندازه‌گیری مقاومت بلافاصله بعد از پایان آزمون استفاده شده و در نهایت با برون‌یابی مقدار دما در آخرین لحظات آزمایش تعیین می‌شود. مقدار g_r که از این آزمون به دست می‌آید برای تنظیم ترمومترهای سیم‌پیچ حائز اهمیت است.

ش. آزمون اندازه‌گیری امپدانس مولفه صفر می‌تواند مطابق درخواست مشتری انجام شود. برای انجام آن سه فاز ترانسفورماتور به یکدیگر متصل شده و ترانسفورماتور توسط یک منبع تک فاز تغذیه می‌گردد و از مقدار ولتاژ و جریان اندازه‌گیری‌شده امپدانس مولفه صفر محاسبه می‌شود.

ص. آزمون تحمل اتصال‌کوتاه یک آزمون خاص است که شرایط انجام آن در ایران برای ترانسفورماتورهای قدرت و فوق توزیع مهیا نیست. در این آزمون، جریان اتصال کوتاه نامی (به عنوان مثال 20 kA) در مدت تعیین‌شده در طراحی ترانسفورماتور از آن عبور داده می‌شود و استقامت مکانیکی آن در برابر جریان و همچنین، افزایش دمای آن مورد بررسی قرار می‌گیرد. معمولاً، جریان چندین بار از ترانسفورماتور عبور داده می‌شود که جزئیات آن در استاندارد داده شده است. در صورتی که امکان انجام این آزمون مهیا نباشد، راه جایگزین مطابق استاندارد IEC 60076-5 آن است که توسط روابط الکترومغناطیسی و مکانیکی و روابط حرارتی، تحمل اتصال کوتاه ترانسفورماتور ثابت شود. مناسب است که این موضوع به عنوان حداقل در قرارداد در نظر گرفته شود. یعنی سازنده بایستی به کمک روابط مدنظر استاندارد و با توجه به مشخصات مواد استفاده شده به صورت نظری ثابت کند که ترانسفورماتور طراحی‌شده قادر به تحمل جریان اتصال کوتاه مطابق مشخصه قرارداد می‌باشد.

ض. هدف از آزمون اندازه‌گیری سطح صدا نیز تعیین میزان نویز ترانسفورماتور بر حسب دسی‌بل (dB) است. این آزمون از نوع ویژه است اما برای ترانسفورماتورهایی که در مناطق مسکونی نصب می‌شود

مناسب است که انجام شود. نحوه اندازه‌گیری که بایستی در زمان روشن و خاموش بودن تجهیزات خنک‌سازی انجام شود در استاندارد IEC 60076-10 تشریح شده است. همچنین، بایستی دقت داشت که صدا یا نویز شامل نویز بی‌باری و بارداری می‌شود. نویز بی‌باری ناشی از وجود شار متغیر در هسته و تغییر ابعاد هسته در اثر عبور شار است اما نویز بارداری ناشی از نیروهای الکترومغناطیسی و در اثر عبور جریان از سیم‌پیچ است. در کارخانه نیز بایستی سطح صدای بارداری و بی‌باری به صورت جداگانه اندازه‌گیری شده و مطابق دستورالعمل استاندارد با هم ترکیب شود. مقادیر پیشنهادی برای سطح نویز مجاز در استانداردهای مختلف از جمله استاندارد NEMA-ST20 ارائه شده است.

ط. در آزمون تپ‌چنجر و تجهیزات جانبی، عملکرد کلیه تجهیزات جانبی مورد آزمون قرار می‌گیرد و صحت عملکرد آن‌ها اثبات می‌شود.

ظ. در آزمون هارمونیک جریان بی‌باری نیز هدف تعیین میزان اعوجاج شکل جریان بی‌باری با تعیین هارمونیک‌های آن است. این آزمون نیز از نوع آزمون‌های ویژه است.

ع. آزمون‌های مقاومت عایقی، اندیس پلاریزاسیون، تانژانت دلتا و خازن سیم‌پیچ به طور کامل در بخش آزمون‌های دوره‌ای توضیح داده شده است. گرچه این آزمون‌ها از نوع آزمون‌های ویژه است اما انجام آن‌ها توصیه می‌گردد چرا که اعداد مربوط به این آزمون‌ها می‌تواند به عنوان مرجع برای آزمون‌های مشابه در طول بهره‌برداری ترانسفورماتور در نظر گرفته شود.

غ. در نهایت تاکید می‌شود که روش انجام آزمون‌ها و در اکثریت موارد، حدود پذیرش آن‌ها در سری استانداردهای IEC 60076 ارائه شده است و کلیه آزمون‌ها بایستی مطابق استاندارد و با توجه به آن‌چه که در قرارداد مشخص شده است انجام شود.

در جدول (پ۷-۱) برای هر آزمون، یکی از حروف R، T و یا S (درون پرانتز) قرار داده شده است. منظور از R آن است که آزمون مطابق استاندارد آزمون روتین محسوب می‌شود. منظور از T آن است که آزمون نوعی (یا تایپ) بوده و منظور از S آن است که آزمون از نوع آزمون‌های ویژه است. در هنگام تنظیم قرارداد می‌توان تعیین کرد که انجام کدام‌یک از آزمون‌های ویژه اجباری است.

جدول(پ۷-۱) – چک لیست آزمون‌های کارخانه‌ای

ردیف	موضوع	انجام موفق آزمون	توضیحات
۱	آزمون ضربه کلیدزنی (SI) برای ترمینال‌های خط (R برای Um>300kV) (مطابق IEC 60076-3)		
۲	آزمون ضربه صاعقه (LI) برای ترمینال‌های خط (R برای Um>72.5kV) (مطابق IEC 60076-3)		
۳	آزمون ضربه صاعقه (LI) برای نوترال (مطابق IEC 60076-3)[1]		
٤	آزمون تحمل ولتاژ AC اعمالی با منبع جداگانه (Applied Potential Test) (R) (مطابق IEC 60076-1 Clause 11)		
٥	آزمون تحمل ولتاژ AC القایی کوتاه‌مدت (ACSD) (R) (مطابق IEC 60076-1 Clause 7)		
٦	آزمون تحمل ولتاژ AC القایی بلندمدت (ACLD) (R) (مطابق IEC 60076-1 Clause 7)[2]		
۷	اندازه‌گیری تخلیه جزئی (R برای Um>72.5 kV) (مطابق IEC 60076-3 Annex A و IEC 60270)		
۸	آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ در همه تپ‌ها (R) (مطابق IEC 60076-1)		
۹	آزمون نسبت تبدیل و گروه برداری (R) (مطابق IEC 60076-1 Clause 6)		
۱۰	اندازه‌گیری امپدانس یا ولتاژ اتصال کوتاه و تلفات بار (R) (به ترتیب مطابق IEC 60076-1 Clause 10 و IEC 60076-8 Clause 10)		

[1] الزام انجام این آزمون در هنگام قرارداد تعیین می‌شود و بستگی به آن دارد که در حالت کار عادی نوترال مستقیم زمین شده است یا با امپدانس. به IEC 60076-3 بند 7.4 مراجعه کنید.

[2] مطابق IEC 60076-3 آزمون‌های ۱ تا ۶ بایستی با ترتیب بیان‌شده انجام شوند. لازم به ذکر است که ممکن است انجام بعضی از این آزمون‌ها اجباری نباشد. جهت تعیین به IEC 60076-3 مراجعه کنید.

ردیف	موضوع	انجام موفق آزمون	توضیحات
۱۱	اندازه‌گیری تلفات بی‌باری و جریان بی‌باری (R) (به ترتیب مطابق IEC 60076-1 Clause 10 و IEC 60076-8 Clause 10)		
۱۲	آزمون جهش حرارتی (T) (مطابق IEC 60076-2)		
۱۳	اندازه‌گیری امپدانس(های) توالی صفر در ترانسفورماتور قدرت (S) (مطابق IEC 60076-1)		
۱٤	آزمون تحمل اتصال کوتاه (S) (مطابق IEC 60076-1 و IEC 60076-5)		
۱۵	اندازه‌گیری سطح صدا (S) (مطابق IEC 60076-10)		
۱٦	آزمون تپ‌چنجر زیربار و سایر تجهیزات جانبی (R) (مطابق IEC 60076-1 و IEC 60076-3)		
۱۷	اندازه‌گیری هارمونیک‌های جریان بی‌باری (S) (مطابق IEC 60076-1)		
۱۸	اندازه‌گیری مقاومت عایقی سیم‌پیچ و هسته (S) (مطابق IEC 60076-1)		
۱۹	اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) و خازن‌های سیستم عایقی (S) (مطابق IEC 60076-1)		

۲–چک لیست‌های زمان تحویل، آزمون‌های پیش از تحویل اولیه و کنترل‌های دوره‌ای

جدول(پ۷–۲)– چک‌لیست در هنگام تحویل ترانسفورماتور قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	داده‌های شوک‌متر را برای شوک‌های غیرمعمول در حین حمل کنترل کنید.		
۲	یک بازبینی ظاهری کامل از قسمت بیرونی ترانسفورماتور انجام دهید تا از عدم وجود آسیب ظاهری اطمینان حاصل کنید. کنترل کنید که موقعیت ترانسفورماتور نسبت به دستگاه حمل آن جابه‌جا نشده باشد.		
۳	محکم بودن زنجیرها و کمربندها را کنترل کنید.		
٤	آسیب‌های وارده به محافظ‌های حمل، پوشش‌های محافظ مثل داکت‌ها و همچنین، تجمیع رطوبت در محفظه‌های حمل را بررسی کنید.		
٥	وضعیت رنگ بدنه را کنترل کنید و در صورت وجود نشانه‌هایی از تجمیع گرد و خاک، یخ و برف آن را ثبت کنید.		
٦	شیرها را کنترل کنید تا همانند شروع حرکت کماکان به تانک متصل بوده، در وضعیت بسته بوده و دارای سرپوش باشند.		
۷	وجود فشار مثبت در تانک ترانسفورماتور را کنترل کنید (در صورتی که ترانسفورماتور با گاز حمل شده باشد).		
۸	وجود نشتی در ترانسفورماتور را کنترل کنید (در صورتی که ترانسفورماتور دارای روغن باشد)		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۹	داخل تابلوهای کنترل را بررسی کنید. درب تابلو نبایستی پیش از بازبینی باز شده باشد؛ آسیب‌های ظاهری، قسمت‌های شل‌شده، ورود مواد خارجی مثل گرد و خاک و تجمیع رطوبت بایستی چک شود؛ دفترچه دستورالعمل بایستی درون تابلوی اصلی باشد؛ جامپرهای استفاده‌شده برای اتصال کوتاه ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی (CT بوشینگی) بایستی در محل خود باشند.		
۱۰	میزان همه نشان‌گرها مثل فشار، دما و سطح روغن را ثبت کنید.		
۱۱	مقاومت عایقی بین هسته و زمین را اندازه‌گیری و مطابق نظام‌نامه ترانسفورماتور با مقادیر کارخانه‌ای مطابقت دهید.		
۱۲	قطعات جانبی دریافت‌شده را با لیست ارسالی کنترل کنید.		
۱۳	رادیاتورها را از جهت آسیب ظاهری کنترل کنید. لوله‌های ورود و خروج بایستی آب‌بندی بوده و در صورت مشکوک بودن برای نشانه‌هایی از تجمیع آب کنترل شوند.		
۱٤	آسیب به فن‌ها خصوصاً در قسمت تیغه‌ها و قفس محافظ روی فن‌ها (توری پره‌ها) را کنترل کنید. حرکت آزادانه شفت بایستی کنترل شود ضمن اینکه محل وصل برق موتور بایستی همچنان آب‌بندی باشد.		
۱۵	وضعیت بوشینگ‌ها را برای یافتن هرگونه نشتی روغن یا صدمه به مقره بوشینگ، شیلد و ترمینال‌ها چک کنید.		
۱٦	تانک کنسرواتور بایستی فاقد هرگونه آسیب خارجی باشد. قسمت داخلی آن بایستی جهت تمیز بودن و عدم تجمیع آب و همین‌طور عدم زنگ‌زدگی چک شود. کنترل رنگ جهت چک کردن هر گونه خراش یا ساییدگی بایستی انجام شود. نشانگر سطح روغن نیز بایستی از جهت عدم آسیب و کارکرد صحیح کنترل شود.		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱۷	سلامت کیسه هوای کنسرواتور را از جهت عدم نشتی هوا کنترل کنید. همچنین، آب‌بندی دریچه کیسه هوا و دریچه خود کنسرواتور بایستی چک شود.		
۱۸	صحت عملکرد کلیه تجهیزات و دستگاه‌های اندازه‌گیری از جمله ترمومتر را کنترل کنید.		
۱۹	آزمون‌های الکتریکی زیر بایستی پس از برقراری شرایط لازم مطابق نظام‌نامه انجام گردد. موارد ذیل مربوط به آزمون‌های هنگام تحویل ترانسفورماتور است و جدا از آزمون‌های پیش از برق‌داری است: الف) آزمون تحلیل پاسخ فرکانسی (FRA)، ب) مقاومت عایقی سیم‌پیچ، پ) آزمون راکتانس نشتی، ت) آزمون نسبت تبدیل و پیوستگی تپ‌چنجر، ث) آزمون اندازه‌گیری تانژانت دلتا و خازن سیم‌پیچ‌ها، ج) آزمون تقسیم شار، چ) آزمون اندازه‌گیری خازن و تانژانت دلتای بوشینگ، ح) آزمون‌های پلاریته، نسبت تبدیل و اشباع CT بوشینگی.		

جدول(پ۷-۳) – چک‌لیست آزمون‌های پیش از برق‌دار نمودن اولیه ترانسفورماتور قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	آزمون مقاومت عایقی هسته		
۲	مقاومت عایقی سیم‌پیچ و اندیس پلاریزاسیون		
۳	آزمون نسبت تبدیل همراه با جریان بی‌باری در همه تپ‌ها		
٤	آزمون اندازه‌گیری تانژانت دلتا و خازن بین سیم‌پیچ‌ها و بین سیم‌پیچ تا زمین		
٥	آزمون گروه برداری		
٦	آزمون تقسیم شار		
۷	آزمون راکتانس نشتی		
۸	آزمون تحلیل پاسخ فرکانسی FRA و ثبت به عنوان مرجع برای آینده		
۹	آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ در همه تپ‌ها		
۱۰	آزمون خازن و تانژانت دلتای بوشینگ (اندازه‌گیری هر دو خازن C1 و C2)		
۱۱	آزمون صحت عملکرد ترمومتر سیم‌پیچ		
۱۲	آزمون صحت عملکرد ترمومتر روغن		
۱۳	کنترل مقدار نامی ولتاژ و جریان همه موتورهای پمپ و فن‌ها و مطابقت آن‌ها با ولتاژ تغذیه. همچنین کنترل کنید که MCB موتورها دارای تنظیمات حفاظت اضافه‌بار مناسب باشد.		
۱٤	جریان موتورها بایستی اندازه‌گیری شود و با مقدار نامی مقایسه شود. سطح مقطع سیم‌های تغذیه را از جهت مناسب بودن کنترل نمایید.		
۱٥	ترتیب فازهای فن‌ها را کنترل کنید. همچنین، بررسی کنید که جهت چرخش فن‌ها و دمش باد درست باشد.		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱۶	عملکرد MCB درون مارشال باکس بایستی با تزریق جریان کنترل شود و صحت ارسال آلارم آن بررسی شود.		
۱۷	انجام آزمون‌های تپ‌چنجر به شرح زیر: الف) کنترل مقدار نامی ولتاژ و جریان موتور تپ‌چنجر ب) عملکرد تپ‌چنجر به صورت دستی (حتماً پیش از عملکرد موتوری به صورت دستی انجام شود.) ب) کنترل فرمان کاهش و افزایش تپ و مطابقت (یکسان‌بودن) عدد نشان‌گر بالا و پایین پ) کنترل اینترلاک تپ اول و آخر ت) بررسی صحت ارسال سیگنال پایان تغییر تپ ث) کنترل تنظیمات AVR (در صورت وجود و استفاده) ج) آزمون پیوستگی تپ‌چنجر چ) کنترل کیفیت روغن تپ‌چنجر با آزمون ولتاژ شکست ح) بررسی رله‌های حفاظت مکانیکی تپ‌چنجر و همچنین، کنترل دریچه‌های ورودی و خروجی آن.		
۱۸	انجام آزمون‌های CT بوشینگی به شرح زیر: الف) پلاریته ب) مقاومت عایقی پ) مقاومت سیم‌پیچ ثانویه ت) کنترل مدار ثانویه از ترمینال تا ترمینال ث) آزمون بار خروجی CT (بردن Burden) ج) آزمون نسبت تبدیل شار پس‌ماند همه CTها را بعد از آزمون‌ها بگیرید. مطمئن شوید که ثانویه CTها مدار باز نباشد. چ) آزمون اشباع CT		
۱۹	کنترل صحت عملکرد موارد زیر: الف) آلارم سطح روغن		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	ب) ترمومتر سیم‌پیچ (آلارم و تریپ) پ) ترمومتر روغن (آلارم، تریپ و تست سیستم خنک‌کننده) ت) رله بوخهلتس (آلارم و تریپ) ث) رله فشارشکن (تریپ) ج) رله فشارشکن تپ‌چنجر (تریپ) چ) رله جانسون (تریپ) ح) رله Air Bag خ) شیر یک‌طرفه		
۲۰	انجام آزمون‌های روغن: پیش از برق‌داری بایستی آزمون‌های روغن به شرح زیر انجام شود. الف) گازهای محلول (DGA) ب) ولتاژ شکست پ) ضریب تلفات عایقی ت) کشش بین سطحی ث) عدد اسیدیته ج) میزان رطوبت در روغن		
۲۱	نمونه‌های روغن برای انجام آزمون DGA بعد از برق‌داری بایستی در فواصل زمانی تعیین‌شده در نظام‌نامه گرفته شود.		
۲۲	دمای شروع به کار فن‌های (پمپ) گروه‌های مختلف بایستی مشخص شده و ثبت گردد.		

جدول (پ۷-٤)- چک‌لیست بازبینی ظاهری و کنترل‌های مکانیکی پیش از برق‌دار نمودن اولیه ترانسفورماتور قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	کنترل کنید که همه اجزا نصب شده باشند.		
۲	کیفیت رنگ، محل جک‌زدن، حلقه‌های زنجیر و کیفیت نواحی دارای جوش را کنترل کنید. نواحی دارای زنگ‌زدگی را بیابید و نگهدارنده چرخ‌ها را کنترل کنید.		
۳	مشخصات پلاک را کنترل کنید که مطابق موارد تعیین‌شده در سفارش و قرارداد باشد. به طور ویژه، حداکثر دمای محیط و ارتفاع کاری بایستی در پلاک قید شده باشد و با شرایط محل نصب ترانسفورماتور تطبیق داده شود.		
٤	محکم بودن پیچ‌ها را (ترجیحاً با گشتاورسنج) کنترل کنید.		
٥	محکم و مناسب بودن اتصال زمین هسته و بدنه را در صورت وجود بوشینگ مخصوص کنترل کنید.		
٦	شیب لوله منتهی به رله بوخهلتس را کنترل کنید (شیب مناسب لوله حدود ۳ درجه است).		
۷	کنترل کنید که شیرهای رابط بین تانک و رادیاتور باز باشند.		
۸	بوشینگ‌های اولیه، ثانویه و ثالثیه را (در صورت وجود) برای احتمال وجود آسیب‌دیدگی کنترل کنید.		
۹	رنگ مناسب (آبی) و مقدار مناسب سیلیکاژل را کنترل کنید. سطح روغن مناسب روغن را نیز در رطوبت‌گیر کنترل کنید.		
۱۰	تنظیمات و صحت عملکرد هیترها در مارشال باکس را کنترل کنید.		
۱۱	کنترل کنید که برچسب فازها در باکس کابل درست باشد.		
۱۲	محافظ فن‌ها را کنترل کنید که از جنس پلاستیک یا لاستیک نباشد. وجود محافظ مکانیکی لوله‌ها و کابل‌ها در بالای تانک و بر روی بدنه ترانسفورماتور و عدم امکان قراردادن پا بر آن‌ها توسط گروه تعمیرات را به عنوان تکیه‌گاه کنترل کنید.		
۱۳	فاصله عایقی افقی و عمودی بین قسمت‌های برق‌دار تا نقاط زمین‌شده را کنترل کنید.		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
١٤	سلامت کیسه هوا یا دیافراگم کنسرواتور را کنترل کنید.		
١٥	کنترل‌های خاصی که در دستورالعمل ترانسفورماتور توسط سازنده قید شده است را انجام دهید.		
١٦	برچسب همه ادوات جانبی را کنترل کنید که مطابق نقشه‌ها باشد.		
١٧	صحت عملکرد ادوات جانبی زیر را مطابق نظام‌نامه کنترل کنید: الف) پمپ‌های روغن و فن‌ها (در همه تنظیمات)، ب) تپ‌چنجر، پ) نشان‌گرهای سطح روغن، ت) ترمومتر بالای روغن، ث) ترمومتر سیم‌پیچ، ج) رله بوخهلتس، چ) رله فشارشکن تپ‌چنجر، ح) صحت عملکرد میکروسوئیچ رله فشارشکن، خ) رله جانسون، د) شستی‌ها و نشان‌گرهای مارشال باکس و باکس فرمان تپ‌چنجر، ذ) شیر ارتباطی تانک به کنسرواتور، ر) وضعیت مناسب درپوش، اتصالات تپ‌چنجر و شیرهای روغن آن، ز) شیرهای بالا و پایین تانک، ژ) رله ایربگ (Air Bag) س) کنترل کلیه آلارم‌ها و تریپ‌ها با تحریک دستی.		
١٨	محل‌های نشتی روغن را کنترل کنید.		
١٩	سطح روغن در تانک، کنسرواتور، تپ‌چنجر و بوشینگ را کنترل کنید. سطح روغن در کنسرواتور را با دمای لحظه‌ای		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	محیط مطابقت دهید. آلارم سطح‌سنج روغن را کنترل کنید.		
۲۰	هواگیری درست محفظه زیر بوشینگ (محل قرارگیری بوشینگ CT) و رادیاتورها را کنترل کنید.		
۲۱	فلومتر روغن و جهت درست نصب آن را (در صورت جود) کنترل کنید.		
۲۲	سیم‌کشی‌های خارجی را از جهت سلامت، درستی، محکم بودن اتصالات و پوشش حفاظتی کنترل کنید.		
۲۳	تجهیزات مانیتورینگ آنلاین را (در صورت وجود) کنترل کنید.		
۲٤	کلیه شیرهای روغن روی تانک بایستی توسط پلاک مناسب مشخص شده باشند.		
۲۵	بررسی اتصال درست شیر یک‌طرفه بین رله بوخهلتس و کنسرواتور (شیر الین)		
۲٦	در رله‌های بوخهلتس، جانسون، فشارشکن، نشان‌گر سطح روغن و شیر یک‌طرفه (در صورت وجود) از آب‌بندی درب‌ها و همچنین، ورودی کابل‌ها جهت جلوگیری از ورود آب به داخل محفظه کنتاکت‌ها اطمینان حاصل کنید.		
۲۷	سیرکوله روغن به‌درستی و طبق استاندارد و دستورالعمل شرکت سازنده انجام شده است.		
۲۸	هواگیری به‌درستی و طبق استاندارد و دستورالعمل شرکت سازنده انجام شده است.		
۲۹	از روغن بشکه پلمپ شده و نو برای ترانسفورماتور نو استفاده شده است. (طبق سفارش سازنده) با توجه به دمای محیط، روغن در سطح مناسبی قرار دارد.		
۳۰	شیرهای مختلفی که طبق دستورالعمل شرکت سازنده باید در وضعیت باز باشند، باز هستند.		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	شیرهای مختلفی که طبق دستورالعمل شرکت سازنده باید در وضعیت بسته باشند، بسته هستند.		
۳۱	رله جانسون در جهت صحیح نصب شده است.		
۳۲	چرخ‌های ترانسفورماتور باز شده است. ترانسفورماتور به زمین محکم شده است.		
۳۳	جهت اتصال بوشینگ‌ها به کلمپ از بی‌متال استفاده شده است.		
۳٤	اتصال لینک داخل محفظه ترانسفورماتور جریان و محفظه اتصال هسته به فریم به‌درستی برقرار شده است. (در صورت وجود ترانسفورماتور جریان) اتصال لینک داخل محفظه ترانسفورماتور جریان و محفظه اتصال هسته به بدنه به‌درستی برقرار شده است. (در صورت وجود ترانسفورماتور جریان)		
۳۵	اجرای میله اتصال به شبکه زمین مطابق طرح تایید شده، مورد قبول است.		
۳٦	سیم ارتباطی بین نقطه نوترال ترانسفورماتور و شبکه زمین از نظر سطح مقطع و پوشش عایقی مطابق طرح تایید شده برقرار است.		
۳۷	تنظیمات ترمومتر روغن و سیم‌پیچ طبق دستورالعمل سازنده مناسب باشد و جمپرCT نیز باز بوده، (CT استفاده شده برای تزریق جریان به ترمومتر سیم‌پیچ) و صحت وایرینگ ترمومتر تایید شود. (این مورد جهت به مدار آوردن فن‌ها، پمپ‌های روغن، اعلام آلارم و تریپ و مطابق با شرایط بهره‌برداری می‌باشد.)		
۳۸	محفظه‌های سیلیکاژل تمیز شکستگی ندارند روغن داخل محفظه‌های سیلیکاژل تمیز و نشتی ندارد.		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۳۹	از زمان سیرکوله روغن ترانسفورماتور تا زمان برق‌داری حداکثر ۳ ماه گذشته است. در غیر این صورت با انجام آزمون مشخص شود که آیا نیاز مجدد به سیرکوله روغن مجدد وجود دارد یا نه؟		
٤٠	پوشش عایقی بر روی بوشینگ‌های سمت فشار ضعیف نصب شده است. (به منظور جلوگیری از حوادث برخورد پرنده و گربه)		
٤١	نقشه مدار داخلی کولینگ باکس در داخل محفظه آن قرار دارد. اهرم فرمان دستی تپ‌چنجر در محل پست موجود است.		
٤٢	اجرای وایرینگ ۳۸۰ ولت تابلو AC (سیرکوله روغن) به صورت صحیح انجام شده و از طلق عایقی و فیوز مناسب استفاده شده است. همچنین، آب‌بندی مجموعه مناسب باشد.		

جدول (پ۷-۵)- چک‌لیست بازبینی ظاهری و کنترل‌های دوره‌ای ترانسفورماتور قدرت

الف) تانک اصلی ترانسفورماتور

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	ترانسفورماتور را جهت مشاهده نشتی روغن بررسی کنید.		
۲	بدنه را برای یافتن خوردگی و زنگ‌زدگی بازبینی کنید.		
۳	وضعیت رنگ تانک و قسمت‌های دیگر را خصوصاً در قسمت اتصالات جوش داده شده بررسی کنید.		
٤	محکم بودن پیچ‌های در دسترس را کنترل کنید.		
۵	سیم اتصال زمین را بررسی کنید.		
٦	به رنگ اتصالات مختلف در قسمت بیرونی ترانسفورماتور توجه کنید. تغییر رنگ می‌تواند نشانه افزایش دمای موضعی باشد.		
۷	کانال سیم‌ها و کابل‌ها را جهت اطمینان از محکم بودن خود کانال و سیم و کابل‌ها کنترل کنید. همچنین، مسیرهای کابل که آب‌بندی هستند بایستی فاقد رطوبت باشند.		
۸	از سالم بودن واشرها اطمینان حاصل کنید. شش ماه بعد از تعویض واشر مجدداً آن را بررسی کنید تا از مناسب بودن تعویض واشر اتصالات اطمینان حاصل شود.		
۹	در مورد تانک ترانسفورماتور موارد زیر را نیز کنترل کنید: الف) کنترل چرخ‌های ترانسفورماتور و گریس‌کاری آن‌ها (در صورت نصب بودن)، و کنترل عامل نگهدارنده چرخ‌ها، ب) کنترل وضعیت ریل و فونداسیون از نظر ترک و شکستگی یا نشست فونداسیون، پ) کنترل پیچ و مهره‌ها یا کفشک‌های نگهدارنده و سایر تجهیزاتی که در جهت استحکام ترانسفورماتور در برابر زلزله نصب شده‌اند (کنترل بسته بودن ترمزهای ترانسفورماتور و اطمینان از کفایت ترمزهای منصوبه)، ت) کنترل تراز بودن ترانس،		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	ث) کنترل صدا و لرزش		

ب) جعبه ترمینال

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	جعبه ترمینال، جعبه‌های کنترل و جعبه رله‌ها را جهت مشاهده شبنم یا قطرات آب کنترل کنید. در صورت مشاهده به کمک یک دستمال پارچه‌ای تمیزِ خشک، درون محفظه را خشک و عملکرد درست و در مدار بودن هیترهای درون جعبه‌ها را بررسی کنید.		
۲	آب‌بندی همه جعبه ترمینال‌ها را در مقابل ورود آب بررسی کنید. محکم بودن اتصالات و کابل‌های رابط را نیز کنترل کنید.		
۳	داخل جعبه ترمینال را جهت یافتن خوردگی بررسی کنید.		
٤	در جعبه ترمینال‌ها همه کلیدها، قسمت‌های ارسال فرمان و چراغ‌ها را مطابق نقشه یک به یک فعال کرده و از عملکرد درست آن‌ها اطمینان حاصل کنید.		
٥	کابل‌ها و سیم‌ها را از نظر خوردگی و زدگی بررسی کنید.		
٦	داخل تابلو، ترمینال‌ها و اتصالات را از گرد و غبار و زنگ پاک کنید.		
۷	بررسی کنید تابلو تمیز بوده و تهویه آن مناسب است.		
۸	کنترل کنید که ترموستات سالم و تنظیم آن مناسب و گرمکن ضد شبنم در مدار است.		
۹	کنترل کنید که هیتر، ترموستات و روشنایی سالم و در مدار هستند.		
۱۰	چک کنید که کلیه گلند کابل‌های مربوطه آب‌بندی باشد و کلیه منافذ اضافی مسدود است.		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱۱	کنترل کنید که بررسی شرایط داکت‌ها و اطمینان از بسته بودن درپوش داکت‌های مذکور انجام شده است.		
۱۲	اطمینان حاصل کنید که ترمینال‌ها و سایر تجهیزات سالم و سیم‌ها مرتب و فاقد سوختگی هستند.		
۱۳	اتصال زمین مربوطه را از لحاظ شل شدگی، فرسودگی اتصالات و پارگی سیم‌ها کنترل کنید.		
۱٤	کنترل و بررسی پیوستگی سیستم زمین آن با شبکه زمین پست را انجام دهید.		
۱۵	بررسی کنید که کلیه نقشه‌های مدار الکتریکی مربوطه، در تابلو موجود باشد.		
۱٦	باکس کابل (Cable Box) مربوط به سیم‌پیچ سوم بایستی مجهز به سیلیکاژل باشد. اگر سیم‌پیچ سوم باکس نداشته باشد و مورد استفاده نیز نباشد، سر بوشینگ‌ها بایستی با نوار عایقی ریکم تا بشقاب دوم زیر سوزنی عایق شود تا فواصل عایقی رعایت شود.		

پ) بازبینی ترمومترها

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	بازبینی ترمومترها در حالت برق‌دار		
۱	همه نشان‌گرهای دما را در حالی که ترانسفورماتور در حال کار است چک کنید. در صورتی که ترانسفورماتور بی‌بار باشد، دمای قرائت‌شده بالای روغن بایستی با دمای سیم‌پیچ تقریباً یکسان باشد.		
۲	در حالتی که بار ترانسفورماتور نزدیک به مقدار نامی است، دمای سیم‌پیچ معمولاً بایستی حدود ۱۵ تا ۲۰ درجه مطابق با نتایج آزمون جهش حرارتی در ترانس از دمای قسمت بالای		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	روغن ترانسفورماتور بیشتر باشد. مطابقت دادن تفاوت دمای ترمومتر سیم‌پیچ و روغن با نتایج آزمون‌های کارخانه‌ای جهش حرارتی (Temp. rise) ارجحیت دارد. در صورت وجود مغایرت، یک یا هر دو ترمومتر عملکرد اشتباه دارند.		
۳	دمای نزدیک پاکت ترمومتر بالای روغن را با یک ترمومتر مادون قرمز اندازه‌گیری کنید. مقداری که ترمومتر ترانسفورماتور نشان می‌دهد بایستی در حدود قرائت ترمومتر مادون قرمز باشد.		
٤	پس از قرائت حداکثر دماهای ثبت شده، مجدداً نشان‌گر حداکثر دمای ثبت‌شده به حالت اولیه برگردانده شود یا Reset گردد در صورت ثبت دمای قابل توجه، بایستی ترانسفورماتور جهت یافتن مشکل تحت نظر قرار گیرد.		
بازبینی ترمومترها در حالت بی‌برق			
٥	زمانی که ترانسفورماتور برای مدت بیش از ٤ ساعت از مدار خارج است (تقریباً با محیط هم‌دما شده است)، مقدار ترمومترهای سیم‌پیچ و قسمت Top Oil ترانسفورماتور را قرائت کنید. در این حالت هر دو بایستی تقریباً یک عدد را نشان دهند و در غیر این صورت دچار مشکل هستند.		
٦	در حالت فوق، مقدار دمایی که نشان‌گر کنسرواتور نشان می‌دهد را نیز کنترل کنید که با دو عدد فوق تقریباً یک مقدار را نشان دهد.		
۷	داخل دماسنج را جهت اطمینان از عدم وجود زنگ‌زدگی کنترل کنید.		
۸	در صورتی که آثار بخار آب بر روی قسمت داخلی شیشه دماسنج دیده شود، بایستی شیشه خارج شده و واشر آب‌بندی آن تعویض گردد.		
۹	مقادیر تنظیمی آلارم، تریپ و عملکرد فن‌ها را بررسی کرده و		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	با مقادیری که توسط سازنده ارائه شده است مقایسه کنید. دقت کنید که این مقادیر نبایستی دستکاری شوند.		

ت) رطوبت‌گیر کنسرواتور

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	رنگ رطوبت‌گیر (سیلیکاژل) را کنترل کنید. در صورتی که دو سوم رنگ رطوبت‌گیر تغییر پیدا کرده باشد بایستی آن را تعویض یا احیا کرد.		
۲	سطح روغن در قسمت پایین رطوبت‌گیر را بررسی کنید.		
۳	واشر رطوبت‌گیر را بررسی کنید که کاملا آب‌بندی باشد و به درستی در محل خود قرار داشته باشد.		

ث) رله فشارشکن

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	در هنگام آزمون‌های دوره‌ای و در اولین فرصت پس از عبور جریان اتصال کوتاه از ترانسفورماتور (خطای داخلی یا خارجی) رله فشارشکن را بررسی کنید که آیا عملکرد داشته است یا خیر.		
۲	مدار تریپ را به صورت دستی کنترل کنید. بررسی کنید که با فعال‌سازی مدار، فرمان قطع به درستی ارسال می‌شود.		
۳	هر سه سال در هنگام انجام آزمون‌های دوره‌ای اطراف رله فشارشکن را جهت پیدا کردن نشتی روغن بررسی کنید.		
٤	در صورتی که رله فشارشکن رنگ شده باشد، بایستی در اولین خروج ترانسفورماتور از مدار عملکرد آن کنترل شود.		

ج) رله بوخهلتس

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	شیر ارتباط رله بوخهلتس را بررسی کنید که باز باشد.		
۲	با بلند کردن درپوش دریچه رله، مقدار گاز درون آن را بررسی کنید. در صورت تجمیع گاز مطابق نظام‌نامه عمل کنید. در چنین حالتی، از ریست کردن رله خودداری کنید.		
۳	فرمان آلارم و تریپ رله بوخهلتس را به صورت دستی (به کمک اهرم تعبیه شده) فعال کرده و اطمینان حاصل کنید که این فرمان‌ها در قسمت مناسب دریافت شده است. در صورت امکان اجازه دهید تا با صدور فرمان، کلید قدرت عمل کرده و صحت کامل فرآیند را کنترل کنید. در غیر این صورت، به کمک یک اهم‌متر می‌توان از عملکرد سوئیچ آلارم و تریپ اطمینان حاصل کرد.		
٤	هر سه سال به کمک یک پمپ دستی مقداری هوا به محفظه بالای رله تزریق کنید و در حین این کار تغییر سطح و عملکرد قسمت شناور را بررسی کنید. دقت کنید که در لحظه مناسب فرمان آلارم فعال شود. در نهایت با فشردن ضامن تخلیه، هوا را تخلیه و رله را Reset کنید.		
٥	بررسی اتصال درست شیر یک‌طرفه بین بوخهلتس و کنسرواتور (شیر الین)		

چ) سیستم خنک‌کننده

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
فن‌ها			
۱	فرمان عملکرد همه فن‌ها باید به صورت دستی فعال گردد. در این حالت بایستی عملکرد مناسب همه فن‌ها بررسی شود. فن بایستی به نرمی و با حداقل لرزش کار کند.		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۲	فن‌ها را جهت یافتن پره‌های آسیب‌دیده بررسی کنید.		
۳	جهت درست حرکت هوا را هنگام کار فن‌ها کنترل کنید.		
٤	به نویز فن‌ها گوش کنید. نویز غیرعادی یک فن و یا لرزش غیرعادی نشانه وجود مشکل در فن است که بایستی برطرف شود.		
٥	یاتاقان فن‌ها را بایستی به صورت سالیانه گریس‌کاری کنید.		
٦	تیغه‌ها و بدنه موتور را بایستی به صورت سالیانه تمیز کنید.		
پمپ‌ها			
۷	فرمان پمپ‌ها را فعال کنید به نحوی که همه پمپ‌ها شروع به کار کنند. جریان موتور پمپ‌ها را در هر سه فاز با یک آمپرمتر چنگکی دقیق اندازه‌گیری کنید و با مقدار قبلی مقایسه کنید. کمتر یا بیشتر بودن جریان یکی از موتورها نشانه وجود مشکل است.		
۸	بایستی از چرخش پمپ‌ها در جهت صحیح اطمینان حاصل کنید.		
۹	فلومترها را نیز برای صحت عملکرد مورد بازبینی قرار دهید. در صورتی که فلومتر فرمان آلارم دارد بایستی با فعال کردن دستی، صحت عملکرد آن را بررسی کنید.		
۱۰	واشرها خصوصاً در سمت مکنده پمپ‌ها را مورد بازبینی قرار دهید و در صورتی که آسیب ظاهری در آن‌ها دیده می‌شود، آن‌ها را تعویض کنید.		
۱۱	اتصالات پمپ‌ها را به دنبال نشانه‌های نشت روغن بررسی کنید.		

ح) رادیاتور

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	همه شیرهای اتصال رادیاتورها را کنترل کرده و اطمینان حاصل کنید که در حالت باز هستند.		
۲	در صورت امکان رادیاتورها را حین کار ترموگرافی کنید. در غیر این صورت با دست کنترل کنید که همه رادیاتورها در حال کار باشند.		
۳	رادیاتورها را سالیانه از بیرون کاملاً تمیز کنید.		
٤	قسمت‌های مختلف رادیاتور را به دنبال یافتن زنگ‌زدگی بررسی کنید.		
٥	انتهای بالایی رادیاتورها و همچنین، محل‌های جوش را برای اطمینان از عدم نشت روغن کنترل کنید.		
٦	قسمت بالای رادیاتورها بایستی هواگیری شود.		

خ) بازبینی‌های ماهیانه

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	کنترل همه نشان‌گرهای سطح روغن شامل تانک اصلی، کنسرواتور، بوشینگ و تپ‌چنجر.		
۲	ثبت دمای سیم‌پیچ و دمای Top Oil (مقدار لحظه‌ای و حداکثر ثبت‌شده (قرائت ماکسی‌متر Maximeter)) و باز گرداندن همه نشان‌گرهای حداکثر دما به حالت اولیه. وضعیت ظاهری ترمومترها نیز بررسی گردد.		
۳	کنترل رنگ سیلیکاژل و همچنین، کنترل ظرف روغن		
٤	بررسی رله فشارشکن برای کنترل این موضوع که آیا عملکرد داشته است.		
٥	بررسی بوشینگ‌ها برای یافتن بشقاب‌های شکسته یا لب‌پر شده و یا دارای آلودگی.		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
٦	وضعیت رله بوخهلتس		
۷	وضعیت رادیاتورها		
۸	کنترل برق‌گیرها برای یافتن بشقاب‌های شکسته یا لب‌پر شده و یا دارای آلودگی.		
۹	کنترل وضعیت کلی ترانسفورماتور شامل رنگ، اتصالات و نشتی روغن.		
۱۰	کنترل و ثبت بار ترانسفورماتور، ولتاژ سه فاز و جریان نوترال.		
۱۱	راه‌اندازی فن‌ها و کنترل صحت عملکرد آن‌ها.		
۱۲	راه‌اندازی پمپ‌های روغن و کنترل فلومترها.		
۱۳	وضعیت اتصالات سیم‌های فاز و ارت		
١٤	وضعیت ظاهری تابلوهای ترانس و آب‌بندی درب تابلوها		
۱۵	وضعیت ظاهری تابلو، مکانیزم تپ‌چنجر و ثبت تعداد عملکرد		
١٦	وضعیت ظاهری مدارهای روشنایی، ترموستات و هیتر تابلوها		
۱۷	وضعیت صدا و لرزش ترانسفورماتور		
۱۸	وضعیت دستگاه‌های مانیتورینگ نصب‌شده		
*برای زمان‌بندی انجام بقیه کنترل‌ها به فصل آزمون‌های دوره‌ای مراجعه گردد.			

د) بازبینی‌های هفتگی

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	وضعیت ظاهری، تمیزی و نشتی روغن		
۲	وضعیت ظاهری اتصالات سیم‌های فاز و ارت		
۳	وضعیت ظاهری بوشینگ‌ها		
٤	وضعیت ظاهری نشان‌دهنده‌ها و سطح روغن بوشینگ‌ها		
٥	وضعیت ظاهری نشان‌دهنده و سطح روغن تپ چنجر		
٦	وضعیت ظاهری شمارنده و ثبت تعداد عملکرد تپ چنجر		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۷	وضعیت ظاهری ترمومتردمای سیم‌پیچ‌ها و روغن		
۸	وضعیت عملکرد فن‌ها و کلیدهای مربوط		
۹	وضعیت ظاهری پمپ‌ها و کلیدهای مربوط		
۱۰	وضعیت ظاهری دستگاه‌های مانیتورینگ نصب‌شده		

ذ) بازبینی‌های روزانه

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	وضعیت ظاهری، تمیزی و نشتی روغن		
۲	وضعیت ظاهری بوشینگ‌ها		
۳	وضعیت ظاهری نشان‌دهنده‌ها و سطح روغن بوشینگ‌ها		
٤	وضعیت ظاهری اتصالات سیم‌های فاز و ارت		
٥	وضعیت ظاهری ترمومتر دمای سیم‌پیچ‌ها و روغن		
٦	وضعیت عملکرد فن‌ها و کلیدهای مربوط		
۷	وضعیت ظاهری پمپ‌ها و کلیدهای مربوط		
۸	وضعیت فیوزها و روشنایی تابلوها		
۹	وضعیت صدا و لرزش غیرعادی		

ذ)بوشینگ

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	کلیه بوشینگ‌ها در سطوح ولتاژی مختلف بایستی فاقد شاخک و مجهز به برق‌گیر باشند. ضمناً در مورد سیم‌پیچ سوم مطابق دستورالعمل سیم‌پیچ سوم عمل شود.[۱]		
۲	سطح بشقاب‌های بوشینگ را برای یافتن ترک و یا آلودگی کنترل کنید. در صورت وجود آلودگی شدید، بوشینگ بایستی در اولین فرصت تمیز شود. در مناطق بسیار آلوده بوشینگ بایستی سالیانه تمیز شود.		
۳	بشقاب‌های بوشینگ را برای یافتن لب‌پریدگی کنترل کنید.		
٤	سطح بوشینگ را برای یافتن اثر کربن و تخلیه کنترل کنید.		
٥	بوشینگ را برای یافتن نشتی روغن کنترل کنید. در صورت یافتن نشتی، اتصالات و خصوصاً واشرها را برای سفت بودن و آب‌بندی کنترل کنید.		
٦	سطح روغن در بوشینگ را که توسط یک نشان‌گر مشخص می‌شود کنترل کنید تا میزان روغن در بوشینگ به اندازه کافی باشد.		
۷	بوشینگ را در حال کار توسط دوربین مادون قرمز ترموگرافی کنید.		
۸	از زمین شدن مناسب اتصال تست‌تپ اطمینان حاصل کنید.		

[۱] مطابق دستورالعمل کمیته سیم‌پیچ سوم، یک فاز سیم‌پیچ بایستی توسط برق‌گیر زمین شود و از زمین کردن مستقیم فاز اکیداً خودداری شود.

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۹	هر سه سال سطح بوشینگ را با دقت و از نزدیک برای یافتن ترک‌ها کنترل کنید. همچنین، از نزدیک محل اتصالاتی که در آن از چسب سیمان استفاده شده است نیز برای یافتن هرگونه تخریب کنترل کنید.		
۱۰	هر سه سال اتصالات فلزی نوک بوشینگ و فلنج را برای یافتن اثراتی از زنگ‌زدگی کنترل کنید.		
۱۱	اتصالات نوک بوشینگ و هادی‌ها را برای یافتن شل‌شدگی کنترل کنید.		
۱۲	برجک زیر بوشینگ (محل قرارگیری CT بوشینگی) بایستی هواگیری شود.		

ر) تپ‌چنجر

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	تپ‌چنجر را به صورت ظاهری مورد بازبینی قرار دهید تا مشکلات احتمالی آن مشخص شود. موارد زیر را کنترل کنید: از بین رفتن رنگ، برآمدگی درب تپ‌چنجر، نشتی اتصالات، مشکل آب‌بندی محفظه روغن، مرطوب‌شدن رطوبت‌گیر (سیلیکاژل)، عملکرد رله فشارشکن و سطح نامناسب روغن در تپ‌چنجر.		
۲	در صورتی که رله‌هایی بر روی سیستم تپ‌چنجر وجود دارد بایستی صحت عملکرد آن و ارسال فرامین به اتاق کنترل و رله‌ها بررسی شود.		
۳	عدد نشان‌گر موقعیت تپ‌چنجر که از بالا قرائت می‌شود بایستی با عدد نشان‌گر موقعیت پایین یکسان باشد.		
٤	تپ‌چنجر را به صورت دستی در همه تپ‌ها جابه‌جا کنید. غیر از تپ خنثی نیروی بیشتر برای جابه‌جایی تپ می‌تواند نشانه		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	مشکل مکانیکی باشد.		
۵	پس از حرکت دستی، یک بار تپ‌چنجر را به صورت موتوری در همه تپ‌ها جابه‌جا کنید تا صحت عملکرد مکانیزم نیز مشخص شود. به جهت بالارو و پایین‌رو مکانیزم توجه کنید که در هنگام دریافت دستور کاهش تپ واقعاً تپ کاهش داده شود و در جهت مخالف حرکت نکند.		
٦	کنترل مکانیزم کلیدهای توقف اولین و آخرین تپ را مورد بررسی قرار دهید.		
۷	یک نمونه روغن جهت اندازه‌گیری ولتاژ شکست و اسیدیته از تپ‌چنجر بایستی گرفته شود.		
۸	تابلوی فرمان تپ‌چنجر را مشابه چک لیست جعبه ترمینال کنترل کنید.		
۹	بازدید از سطح روغن جعبه دنده و اطمینان از طبیعی بودن آن و اطمینان از عدم هرگونه نشتی را انجام دهید.		
۱۰	بازدید از چرخ دنده‌ها و اطمینان از سلامت آن‌ها و تمیز کردن گریس‌های خشک‌شده و گریس‌کاری جدید را انجام دهید.		
۱۱	تابلوی تپ‌چنجر را از جهت تمیزی و تهویه مناسب و عدم وجود زنگ‌زدگی کنترل کنید.		
۱۲	چک کنید که درب تابلو آب‌بندی بوده و قفل آن سالم باشد.		
۱۳	بررسی کنید هیتر، نمراتور و روشنایی تابلو سالم و در مدار باشد.		
١٤	اطمینان حاصل کنید که ترمینال‌ها و سیم‌ها مرتب و فاقد سوختگی باشند. اتصالات را از نظر محکم بودن و شل نبودن نیز کنترل کنید.		
۱۵	بررسی کنید که ترموستات سالم و تنظیم آن مناسب و گرمکن ضد شبنم در مدار است.		
١٦	بررسی کنید که کلیه گلند کابل‌های مربوطه آب‌بندی و کلیه		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	منافذ اضافی مسدود باشد.		
۱۷	بررسی کنید که کلیه نقشه‌های مدار الکتریکی مربوطه، در تابلو موجود باشد.		
۱۸	تعداد عملکرد تپ‌چنجر بعد از آخرین سرویس را با توصیه سازنده کنترل کرده و توصیه سازنده را در مورد اورهال تپ‌چنجر بر اساس تعداد عملکرد اجرا کنید.		

ز) بازبینی‌های ماهیانه تپ‌چنجر

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	ثبت مقدار شمارنده تپ‌چنجر		
۲	ثبت نشان‌گر موقعیت تپ‌چنجر و مقایسه با مقدار نشان‌گر در اتاق کنترل پست		
۳	بررسی سطح روغن در همه قسمت‌های دارای روغن		
٤	کنترل سیلیکاژل روغن تپ‌چنجر (در صورت وجود)		
٥	کنترل نشتی روغن از اتصالات و واشرها (در صورت امکان)		
٦	رویت مدار مکانیزم موتور و مدار کنترل برای یافتن نشانه‌ای از وضعیت نامناسب		
۷	تایید صحت موقعیت سوئیچ‌های کنترلی		
۸	عملکرد صحیح گرم‌کننده یا هیتر		

ژ) تپ‌چنجر آفلاین

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	حرکت مکانیزم درایو		
۲	آزادی حرکت شفت درایو		
۳	کنترل سوئیچ‌ها و کنتاکت‌های نشان‌گر وضعیت تپ‌چنجر		

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	آفلاین		
٤	بازبینی ظاهری و عدم یافتن مشکل ظاهری		
٥	وجود هندل در موقعیت پیش‌بینی شده و وجود قفل مکانیکی جهت جلوگیری از اقدام افراد غیرمسئول		

س) CT بوشینگ

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
١	اتصال کوتاه بودن ثانویه CT را در صورتی‌که CT استفاده نشده باشد کنترل کنید.		
٢	بررسی کنید که کلیه گلند کابل‌های مربوطه آب‌بندی باشد و کلیه منافذ اضافی مسدود باشد.		
٣	کنترل و اطمینان حاصل نمائید که اتصال زمین مربوطه از لحاظ شل‌شدگی، فرسودگی اتصالات و پارگی سیم‌ها به صورت مطلوب باشد		
٤	نظافت باکس و ترمینال‌های مربوط به هر CT را انجام دهید.		
٥	اطمینان حاصل کنید که محفظه CTها در زیر بوشینگ ترانس هواگیری شده باشد.		

پیوست ۸– Test Sheets

لیست آزمون‌ها

ردیف	شرح	انجام شد
۱	جزئیات پلاک ترانسفورماتور	
۲	آزمون مقاومت عایقی	
۳	آزمون جریان مغناطیس کننده (آزمون جریان بی‌باری)	
٤	نسبت تبدیل ترانسفورماتور و پیوستگی تپ‌چنجر	
٥	ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی سیم‌پیچ	
٦	آزمون تقسیم شار	
۷	آزمون تعیین گروه برداری	
۸	اندازه‌گیری امپدانس اتصال کوتاه (امپدانس درصد)	
۹	ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بوشینگ	
۱۰	اندازه‌گیری مقاومت DC سیم‌پیچ در تمام تپ‌ها	
۱۱	کالیبراسیون ترمومتر روغن و سیم‌پیچ	
۱۲	کالیبراسیون دمای سیم‌پیچ با تزریق جریان ثانویه	
۱۳	تحمل عایقی روغن (ولتاژ شکست)	
۱٤	آزمون فن‌ها	
۱٥	ارزیابی عملکرد تجهیزات نظارتی	
۱٦	ارزیابی عملکرد تجهیزات جانبی تابلو فن‌ها	

نام و نام خانوادگی مجری:	**نام و نام خانوادگی ناظر:**
تاریخ و امضاء	**تاریخ و امضاء**

۱– جزئیات پلاک مشخصات ترانسفورماتور

شماره سریال:

سازنده:

قدرت: MVA

ولتاژ نامی: V / /

گروه برداری:

امپدانس درصد در تپ نامی:

تپ نامی:

فرکانس: Hz

تعداد سیم‌پیچ:

جریان اولیه:

جریان ثانویه:

نوع خنک‌سازی:

تعداد تپ‌های فشارقوی:

ارتفاع از سطح دریا:

حداکثر دمای کاری ترانسفورماتور:

نوع بوشینگ فشارقوی:

نوع بوشینگ فشارضعیف:

نکته۱: پیش از انجام آزمون‌ها خصوصاً انجام آزمون‌های نسبت تبدیل، جریان بی‌باری و مقاومت DC، تپ‌چنجر بایستی در همه تپ‌ها جابه‌جا شود تا جرم تشکیل‌شده بر روی کنتاکت‌ها تمیز شود.

نکته ۲: در موارد نیاز به بررسی معیارهای پذیرش تایید تست، بایستی به بخش مربوطه در نظام‌نامه مراجعه شود.

نام و نام خانوادگی مجری:	**نام و نام خانوادگی ناظر:**
تاریخ و امضاء	**تاریخ و امضاء**

۲–آزمون مقاومت عایقی

ابزار تست: مگا اهم‌متر

متوسط دمای روغن: ..... درجه سانتی‌گراد

۲–۱– آزمون مقاومت عایقی هسته در ولتاژ ۵۰۰ ولت

مقاومت عایقی بین	مقاومت عایقی در ۵۰۰ ولت و یک دقیقه (گیگا اهم)
هسته و زمین	
چارچوب اصلی هسته (پرس سیم‌پیچ) و زمین	
چارچوب اصلی و هسته	

۲–۲– آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ و ضریب پلاریزاسیون (در ولتاژ ۵۰۰۰ ولت)

ردیف آزمون	مقاومت عایقی بین	یک دقیقه (گیگا اهم)	۱۰ دقیقه (گیگا اهم)	اندیس پلاریزاسیون
۱	فشار قوی‌ت زمین (HV-G)			
۲	فشار ضعیف‌ت زمین (LV-G)			
۳	ثالثیه‌ت زمین (TW-G)			
٤	فشار قوی‌ت فشار ضعیف (HV-LV)			
٥	فشار قوی‌ت ثالثیه (HV تTW)			
٦	فشار ضعیف‌ت ثالثیه (LV تTW)			

نکته: سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف در اتوترانسفورماتور، به صورت الکتریکی به یکدیگر متصل بوده و در نتیجه مقاومت عایقی بین فشارضعیف و فشارقوی تعریف نمی‌شود. در مورد اتوترانسفورماتور مقاومت عایقی بین فشارقوی (و ضعیف)ت زمین (ردیف ۱)، بین فشارقوی (و ضعیف)ت ثالثیه (ردیف ٥) و ثالثیه‌ت زمین (ردیف ۳) بایستی تکمیل شود.

ملاحظات:

شرکت مدیریت شبکه برق ایران		Power Transformer Test Sheets
عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		شماره سند:
نام پست:	شماره ترانسفورماتور:	شماره سریال ترانسفورماتور:
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال:	آخرین تاریخ کالیبراسیون:

۳– آزمون جریان مغناطیس‌کننده (آزمون جریان بی‌باری)

تجهیز تست:

شرایط:

(۱) ولتاژ به سمت فشار قوی اعمال می‌شود در حالی که سمت فشار ضعیف باز است.

(۲) اندازه‌گیری جریان در سمت فشارقوی انجام می‌شود.

V_{AB}		V_{BC}		V_{AC}	

شماره تپ	جریان در سمت فشارقوی (اندازه‌گیری شده)			جریان در سمت فشارقوی (مقادیر کارخانه‌ای)			%E_A	%E_B	%E_C
	I_A	I_B	I_C	I_A	I_B	I_C			
۱									
۲									
۳									
٤									
٥									
٦									
۷									
۸									
۹									
۱۰									
۱۱									
۱۲									
۱۳									
۱٤									

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

شرکت مدیریت شبکه برق ایران		Power Transformer Test Sheets
عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		شماره سند:
نام پست:	شماره ترانسفورماتور:	شماره سریال ترانسفورماتور:
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال:	آخرین تاریخ کالیبراسیون:

شماره تست	جریان در سمت فشارقوی (اندازه‌گیری شده)			جریان در سمت فشارقوی (مقادیر کارخانه‌ای)			%E_A	%E_B	%E_C
	I_A	I_B	I_C	I_A	I_B	I_C			
۱۵									
۱۶									
۱۷									
۱۸									
۱۹									

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

شرکت مدیریت شبکه برق ایران		Power Transformer Test Sheets
عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		شماره سند:
نام پست:	شماره ترانسفورماتور:	شماره سریال ترانسفورماتور:
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال:	آخرین تاریخ کالیبراسیون:

۴– نسبت تبدیل ترانسفورماتور

۴–۱– نسبت تبدیل بین فشارقوی و فشارضعیف

نتایج آزمایش کارخانه‌ای				سیم‌پیچ فاز A				سیم‌پیچ فاز B				سیم‌پیچ فاز C			
شماره تپ	HV	LV	نسبت تبدیل	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد
۱															
۲															
۳															
٤															
٥															
٦															
۷															
۸															
۹															
۱۰															
۱۱															
۱۲															
۱۳															
۱٤															
۱٥															
۱٦															
۱۷															
۱۸															
۱۹															

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

شرکت مدیریت شبکه برق ایران		Power Transformer Test Sheets
عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		شماره سند:
نام پست:	شماره ترانسفورماتور:	شماره سریال ترانسفورماتور:
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال:	آخرین تاریخ کالیبراسیون:

نکته: نسبت تبدیل از پلاک ترانسفورماتور نسبت ولتاژ خط به خط است اما آزمون به صورت تک‌فاز انجام می‌شود. لذا ابتدا بایستی نتایج تک‌فاز به حالت ولتاژ خط به خط تبدیل شده و سپس خطای نسبت تبدیل محاسبه شود.

ملاحظات:

۴-۲- نسبت تبدیل بین فشارقوی و ثالثیه

نتایج آزمایش کارخانه‌ای				سیم‌پیچ فاز A				سیم‌پیچ فاز B				سیم‌پیچ فاز C			
شماره تپ	HV	TV	نسبت تبدیل	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد
۱															
۲															
۳															
٤															
٥															
٦															
۷															
۸															
۹															
۱۰															
۱۱															
۱۲															
۱۳															

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

شرکت مدیریت شبکه برق ایران		Power Transformer Test Sheets
عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		شماره سند:
نام پست:	شماره ترانسفورماتور:	شماره سریال ترانسفورماتور:
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال:	آخرین تاریخ کالیبراسیون:

نتایج آزمایش کارخانه‌ای				سیم‌پیچ فاز A				سیم‌پیچ فاز B				سیم‌پیچ فاز C			
شماره تپ	HV	TV	نسبت تبدیل	نسبت تبدیل	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه گیری شده)	نسبت تبدیل	نسبت تبدیل	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه گیری شده)	نسبت تبدیل	نسبت تبدیل	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه گیری شده)	نسبت تبدیل
١٤															
١٥															
١٦															
١٧															
١٨															
١٩															

۴–۳– نسبت تبدیل بین فشارضعیف و ثالثیه

نتایج آزمایش			سیم‌پیچ فاز A				سیم‌پیچ فاز B				سیم‌پیچ فاز C			
LV	TV	نسبت تبدیل	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

۵– ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی سیم‌پیچ

دمای روغن: ..... درجه سانتی‌گراد

ضریب اصلاح: .....

شرایط: بوشینگ‌های مربوط به یک سطح ولتاژ بایستی به یکدیگر متصل شوند. در حالت اتوترانسفورماتور، کلیه بوشینگ‌های فشارقوی و فشارضعیف بایستی به یکدیگر متصل باشد.

ردیف آزمون	خازن اندازه‌گیری شده	مود آزمون	اتصالات آزمون				ولتاژ تست (kV)	جریان	ظرفیت (PF)	Tanδ درصد	Tanδ % در ۲۰ درجه
			ولتاژ	Gnd	گارد	UST					
۱	CH+CHL	GST-g	H	L	T		10				
۲	CH	GST-g	H		L,T		10				
۳	CHL	UST	H	T		L	10				
٤	CL+CLT	GST-g	L	T	H		10				
٥	CL	GST-g	L		T,H		10				
٦	CLT	UST	L	H		T	10				
۷	CT+CHT	GST-g	T	H	L		10				
۸	CT	GST-g	T		H,L		10				
۹	CHT	UST	T	L		H	10				

H: سیم‌پیچ فشارقوی L: سیم‌پیچ فشارضعیف T: سیم‌پیچ ثالثیه

نکته: در صورتی که تجهیز مورد آزمون اتوترانسفورماتور سه سیم‌پیچه باشد، سیم‌پیچ فشارقوی (H) و فشارضعیف (L) به یکدیگر متصل است و لذا خازن بین فشارقوی و فشارضعیف تعریف نمی‌شود. موارد اندازه‌گیری بایستی خازن فشارقوی و ضعیف تا ثالثیه (CHT)، خازن فشارقوی و ضعیف تا زمین (CH) و خازن ثالثیه تا زمین (CT) باشد. لذا تنها ردیف‌های ۲، ۷ و ۸ تکمیل خواهد شد.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

شرکت مدیریت شبکه برق ایران		Power Transformer Test Sheets
عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		شماره سند:
نام پست:	شماره ترانسفورماتور:	شماره سریال ترانسفورماتور:
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال:	آخرین تاریخ کالیبراسیون:

کنترل آزمون: جمع خازن‌های ردیف ۲ و ۳ بایستی با خازن ردیف ۱، جمع خازن‌های ردیف ۵ و ٦ با خازن ردیف ٤ و جمع خازن‌های ردیف ۸ و ۹ با خازن ردیف ۷ بایستی برابر باشد.

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

۶-آزمون تقسیم شار

۶-۱- بالاترین تپ (شماره تپ .....)

مرجع (سیم‌پیچ اعمال ولتاژ)	ولتاژ اندازه‌گیری‌شده (V)					
	HV			LV		
	AN □ AB □	BN □ BC □	CN □ CA □	an □ ab □	bn □ bc □	cn □ ca □
AN □ AB □						
BN □ BC □						
CN □ CA □						

۶-۲- تپ نامی (شماره تپ .....)

مرجع (سیم‌پیچ اعمال ولتاژ)	ولتاژ اندازه‌گیری‌شده (V)					
	HV			LV		
	AN □ AB □	BN □ BC □	CN □ CA □	an □ ab □	bn □ bc □	cn □ ca □
AN □ AB □						
BN □ BC □						
CN □ CA □						

۶-۳- پائین‌ترین تپ (شماره تپ .....)

مرجع (سیم‌پیچ اعمال ولتاژ)	ولتاژ اندازه‌گیری‌شده (V)					
	HV			LV		
	AN □ AB □	BN □ BC □	CN □ CA □	an □ ab □	bn □ bc □	cn □ ca □
AN □ AB □						
BN □ BC □						
CN □ CA □						

ملاحظات:

۷–آزمون تعیین گروه برداری

شرایط آزمون:

(۱) ولتاژ سه فاز به سمت فشار قوی اعمال می‌شود.

(۲) نقطه A (سمت فشارقوی) به a (سمت فشارضعیف) متصل می‌شود.

(۳) تپ چنجر در موقعیت تپ نامی قرار می‌گیرد.

اندازه‌گیری ولتاژهای جدول زیر:

	A	B	C	N	a	b	c
A	×	×	×	×	×	×	×
B		×	×	×	×	×	×
C			×	×	×	×	×
N				×	×	×	×
a					×	×	×
b						×	×
c							×
n							

ترسیم گرافیکی بردار:

نتیجه گروه برداری:

آیا گروه برداری با گروه برداری درج شده روی پلاک یکسان است؟

ملاحظات:

۸–اندازه‌گیری امپدانس اتصال کوتاه (امپدانس درصد)

شرایط: تمامی ترمینال‌های فشارضعیف باید اتصال کوتاه باشند.

امپدانس درصد HV-LV:

شماره تپ	VAB	VBC	VAC	IA	IB	IC	Z% (حاصله)	Z% (کارخانه‌ای)	E%
تپ ابتدا:									
تپ وسط:									
تپ انتها:									

در صورتی‌که ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه باشد، جداول زیر نیز بایستی تکمیل شود.

امپدانس درصد LV-TW:

شماره تپ	VAB	VBC	VAC	IA	IB	IC	Z% (حاصله)	Z% (کارخانه‌ای)	E%
تپ ابتدا:									
تپ وسط:									
تپ انتها:									

امپدانس درصد HV-TW:

شماره تپ	VAB	VBC	VAC	IA	IB	IC	Z% (حاصله)	Z% (کارخانه‌ای)	E%
تپ ابتدا:									
تپ وسط:									
تپ انتها:									

نکته: مقدار امپدانس درصد متوسط از رابطه $\%Z = \frac{1}{60}[Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{CA}]\left[\frac{S_{3\varphi}}{V_{LL}^2}\right]$ به دست می‌آید.

شرکت مدیریت شبکه برق ایران		Power Transformer Test Sheets
عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		شماره سند:
نام پست:	شماره ترانسفورماتور:	شماره سریال ترانسفورماتور:
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال:	آخرین تاریخ کالیبراسیون:

مقدار $S_{3\varphi}$ بر حسب kVA و V_{LL} بر حسب kV و Zها مقدار امپدانس درصد اندازه‌گیری‌شده در سه اندازه‌گیری است.

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

۹- ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بوشینگ

دمای سیم‌پیچ: ..... درجه سانتی‌گراد

دمای محیط: ..... درجه سانتی‌گراد

۹-۱- بوشینگ‌های فشارقوی:

بوشینگ فاز:	A	B	C	بوشینگ فاز:	A	B	C
سازنده بوشینگ:				تیپ بوشینگ:			
شماره سریال بوشینگ:				سال ساخت بوشینگ:			

ردیف آزمون	بوشینگ فاز	خازن مورد اندازه‌گیری	ولتاژ تست (kV)	جریان	ظرفیت (PF)	Tanδ%	Tanδ% در ۲۰ درجه
۱	A	C1	10				
۲		C2	0.5				
۳	B	C1	10				
٤		C2	0.5				
٥	C	C1	10				
٦		C2	0.5				

۹-۲- بوشینگ‌های فشارضعیف:

بوشینگ فاز:	A	B	C	بوشینگ فاز:	A	B	C
سازنده بوشینگ:				تیپ بوشینگ:			
شماره سریال بوشینگ:				سال ساخت بوشینگ:			

ردیف آزمون	بوشینگ فاز	خازن مورد اندازه‌گیری	ولتاژ تست (kV)	جریان	ظرفیت (PF)	Tanδ%	Tanδ% در ۲۰ درجه
۱	A	C1	10				
۲		C2	0.5				
۳	B	C1	10				
٤		C2	0.5				
٥	C	C1	10				
٦		C2	0.5				

ملاحظات

۱۰– اندازه‌گیری مقاومت DC سیم‌پیچ در تمام تپ‌ها

تجهیز تست:

دمای روغن: ..... درجه سانتی‌گراد

دمای محیط: ..... درجه سانتی‌گراد

اندازه جریان تزریقی: A .....

۱۰–۱– سیم‌پیچ فشارقوی

شماره تپ	مقاومت سیم پیچ (Ω) در دمای محیط			متوسط مقاومت بر فاز در دمای محیط(Ω)	مقاومت بر فاز در دمای ۷۵ درجه (Ω)	متوسط مقاومت کارخانه‌ای در ۷۵ درجه (Ω)
	C-N	B-N	A-N			
۱						
۲						
۳						
٤						
٥						
٦						
۷						
۸						
۹						
۱۰						
۱۱						
۱۲						
۱۳						
۱٤						
۱٥						
۱٦						
۱۷						
۱۸						
۱۹						

* تبصره: در صورتی‌که تپ‌چنجر بر روی سمت فشارضعیف نصب شده است، جدول سمت فشارقوی و فشارضعیف بایستی به جای یکدیگر استفاده شوند

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

$$R_{75} = R_\theta \left(\frac{75 + 234.5}{\theta + 234.5} \right)$$ θ: دمای متوسط سیم‌پیچ

۱۰-۲- سیم‌پیچ فشار ضعیف

مقاومت سیم پیچ (Ω) در دمای محیط			متوسط مقاومت بر فاز در دمای محیط (Ω)	مقاومت بر فاز در دمای ۷۵ درجه (Ω)	متوسط مقاومت کارخانه‌ای در ۷۵ درجه (Ω)
c-n	b-n	a-n			
*تبصره: در صورتی‌که تپ‌چنجر بر روی سمت فشارضعیف نصب شده است، جدول سمت فشارقوی و فشارضعیف بایستی به جای یکدیگر استفاده شوند					

$$R_{75} = R_\theta \left(\frac{75 + 234.5}{\theta + 234.5} \right)$$

θ: دمای متوسط سیم‌پیچ

۱۰-۳- سیم‌پیچ ثالثیه

مقاومت سیم پیچ (Ω) در دمای محیط			متوسط مقاومت بر فاز در دمای محیط (Ω)	مقاومت بر فاز در دمای ۷۵ درجه (Ω)	متوسط مقاومت کارخانه‌ای در ۷۵ درجه (Ω)
c-n	b-n	a-n			

$$R_{75} = R_\theta \left(\frac{75 + 234.5}{\theta + 234.5} \right)$$

θ: دمای متوسط سیم‌پیچ

شماره تپ آفلاینی که آزمون‌ها در آن انجام شده است (در صورت وجود): .....

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

۱۱–کالیبراسیون ترمومتر روغن و سیم‌پیچ

دمای مرجع	نشان‌گر ترمومتر روغن	نشان‌گر ترمومتر سیم‌پیچ فشارقوی	نشان‌گر ترمومتر سیم‌پیچ فشارضعیف
۱٤۰			
۱۲۰			
۱۰۰			
۸۰			
٦۰			
٤۰			
دمای نهایی			

نکته: کالیبراسیون ترمومتر بایستی در هنگام کاهش دما (هنگام سردشدن بعد از حرارت‌دادن اولیه) انجام شود.

۱۲–کالیبراسیون دمای سیم‌پیچ با تزریق جریان ثانویه

۱۲–۱– ترمومتر سیم‌پیچ فشار قوی

نسبت تبدیل ترانسفورماتور جریان:

جریان بار کامل:

جریان تزریق شده:

زمان (دقیقه)	مقدار دما
۰	
۵	
۱۰	
۱۵	
۲۰	
۲۵	
۳۰	
۳۵	
٤۰	

دمای روغن در ابتدا (A)	°C
دمای روغن در انتها (B)	°C
دمای سیم پیچ قبل از تزریق جریان (C)	°C
دمای سیم پیچ بعد از ٤۵ دقیقه (D)	°C
افزایش دمای شبیه سازی شده: [(D-C)-(B-A)]	°C

نکته: نتایج کالیبراسیون ترمومتر بایستی با نتایج آزمون جهش حرارتی (Temperature Rise) کارخانه مقایسه شود.

۱۲-۲- ترمومتر سیم‌پیچ فشار ضعیف

نسبت تبدیل ترانسفورماتور جریان:

جریان بار کامل:

جریان تزریق شده:

زمان (دقیقه)	مقدار دما
۰	
۵	
۱۰	
۱۵	
۲۰	
۲۵	
۳۰	
۳۵	
٤۰	

دمای روغن در ابتدا (A)	˚C
دمای روغن در انتها (B)	˚C
دمای سیم‌پیچ قبل از تزریق جریان (C)	˚C
دمای سیم‌پیچ بعد از ٤۵ دقیقه (D)	˚C
افزایش دمای شبیه‌سازی شده: [(D-C)-(B-A)]	˚C

ملاحظات:

۱۳–تحمل عایقی روغن (ولتاژ شکست)

شکل الکترودها (مطابق IEC60156):

فاصله: 2.5 mm

دمای زمان نمونه‌گیری روغن: ..... درجه سانتی‌گراد

محل نمونه‌گیری	شماره آزمون	ولتاژ شکست (kV)	متوسط ولتاژ شکست (kV)
*قسمت بالای تانک اصلی			
قسمت پائین تانک اصلی			
محفظه دایورترسوئیچ تپ‌چنجر تحت بار			
*منبع انبساط			

نکته: انجام آزمون شکست برای روغن بالای تانک اصلی و منبع انبساط اختیاری است.

ملاحظات:
*برای سایر آزمون‌های روغن که به صورت آزمایشگاهی انجام می‌شود، لازم است نتیجه آزمایش به تست شیت پیوست شود.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

۱۴– آزمون فن‌ها:

۱۴–۱– فن‌های گروه ۱:

شماره فن	مقاومت عایقی با ۱۰۰۰ ولت (گیگا اهم)	جریان راه‌اندازی (A)			جریان کار عادی (A)			جهت چرخش
		IC	IB	IA	IC	IB	IA	

جمع جریان مصرفی فن‌های خنک‌کننده گروه ۱:

	مجموع جریان راه اندازی (A)			مجموع جریان کاری (A)		
	IC	IB	IA	IC	IB	IA
گروه ۱						

دمای شروع به کار فن‌های گروه ۱: ^{o}C .....

دمای پایان کار فن های گروه ۱: ^{o}C .....

۱۴-۲- فن‌های گروه ۲:

شماره فن	مقاومت عایقی با ۱۰۰۰ ولت (گیگا اهم)	جریان راه‌اندازی (A)			جریان کار (A)			جهت چرخش
		IC	IB	IA	IC	IB	IA	

جمع جریان مصرفی فن‌های خنک‌کننده گروه ۲:

	مجموع جریان راه اندازی (A)			مجموع جریان کاری (A)		
	IC	IB	IA	IC	IB	IA
گروه ۲						

دمای شروع به کار فن‌های گروه ۲: ^{o}C .....

دمای پایان کار فن های گروه ۲: ^{o}C .....

نکته: در صورت وجود پمپ روغن، مشابه آزمون‌های فوق بایستی برای پمپ‌ها نیز انجام شود.

۱۵- ارزیابی عملکرد تجهیزات نظارتی

ردیف	تجهیز		پایانه در مارشال باکس
۱	رله بوخهلتس تانک اصلی	آلارم	
		تریپ	
۲	رله حفاظتی تپ‌چنجر تحت بار (رله جانسون)	تریپ	
۳	رله فشارشکن تانک اصلی	تریپ	
٤	رله فشارشکن تپ‌چنجر تحت بار	تریپ	
٥	نشان‌گر سطح روغن تانک اصلی (فقط آلارم)	حداقل Min	
		حداکثر Max	
٦	نشان‌گر سطح روغن تپ‌چنجر تحت بار	حداقل Min	
		حداکثر Max	
۷	ترمومتر روغن	آلارم	
		تریپ	
۸	ترمومتر سیم‌پیچ فشارقوی	آلارم	
		تریپ	
۹	ترمومتر سیم‌پیچ فشارضعیف	آلارم	
		تریپ	
۱۰	رله سوراخ‌شدن کیسه هوای کنسرواتور	آلارم	

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

۱۶– ارزیابی عملکرد تجهیزات جانبی تابلو فن‌ها

ردیف	عملکردها	پایانه‌ها
۱	تغذیه اصلی برق تابلو	
۲	تغذیه پشتیبان (Back up) برق تابلو	
۳	رله کمبود ولتاژ (Under voltage)، ارزیابی عملکرد در ولتاژ پائین	
٤	برق اصلی موتور تپ‌چنجر	
٥	پریز برق و فیوز مربوطه	
٦	کلید روشنایی و درب تابلو	
۷	رله‌های کنترل فاز (تک فاز، سه فاز)	
۸	رله زمانی تپ‌چنجر	
۹	کلیه حفاظت‌های موتوری	
۱۰	در مدار بودن هیتر، کلید روشن و خاموش شدن دستی یا خودکار	
۱۱	ترموستات	
۱۲	کلید دستی/خودکار فن‌های گروه ۱	
۱۳	کلید دستی/خودکار فن‌های گروه ۲	
١٤	کلید انتخاب فرمان فن‌های گروه ۱ و گروه ۲ از راه دور یا محل (local/remote switch)	
١٥	کلید خاموش یا روشن دستی فن های گروه ۱	
١٦	کلید خاموش یا روشن دستی فن های گروه ۲	
۱۷	کلید خاموش یا روشن خودکار فن های گروه ۱	
۱۸	کلید خاموش یا روشن خودکار فن های گروه ۲	
۱۹	چک اینترلاک فرمان دستی با خودکار	
۲۰	سیگنال‌های تریپ کلیدهای (MCB) فن‌های گروه ۱	
۲۱	سیگنال‌های تریپ کلیدهای (MCB) فن‌های گروه ۱	

ردیف	عملکردها		پایانه‌ها
۲۲	سیگنال فن‌های گروه ۱ و ۲	خودکار	
		دستی	
۲۳	سیگنال فن از	محل (Local)	
		اتاق کنترل (Remote)	
۲٤	فن گروه ۱	روشن	
		خاموش	
۲۵	فن گروه ۲	روشن	
		خاموش	
۲٦	جامپرهای سیگنال خطای (فالت) فن	گروه ۱	
		گروه ۲	

نکته: برای آزمون تریپ MCBها (ردیف ۱۷ و ۱۸) می‌توان به صورت دستی گیر مکانیکی ایجاد کرد تا مقدار جریان افزایش یابد.

نکته: سیگنال‌هایی که امکان ارسال از اتاق فرمان پست را دارند، بایستی از محل اتاق فرمان نیز مورد آزمون قرارگیرند.

۶ – مراجع

[1] IEEE, "IEEE C57.150, IEEE Guide for the Transportation of Transformers and Reactors Rated 10000 kVA or Higher," ed: IEEE, 2012.
[2] K. Budin, "Transport, installation and commissioning of power transformers," Transformers Magazine, vol. 2, no. 1, pp. 22-29, 2015.
[3] CIGRE, "CIGRE Technical Brochure 673, Working Group A2.43, Guide on transformer transportation," ed, 2016.
[4] "EN 12195 - 1 , Load restraint assemblies on road vehicles," ed, 2010.
[5] "VD I2700 , Securing of loads on road vehicles," ed, 2004.
[6] ABB, "ABB Userی Manual, Assembly and energizing for power transformers, rev 1," ed, 2007.
[7] IEEE, "IEEE C57.93, IEEE Guide for Installation and Maintenance of Liquid-Immersed Power Transformers," ed: IEEE, 2007.
[8] U. Army, "US Department of the Army, power transformer maintenance and acceptance testing, technical manual TM 5-686," ed, Nov. 1998.
[9] IEEE, "IEEE C57.152, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors," ed, 2013.
[۱۰] سید حسین حسینی، حسن صباوند منفرد، ترانسفورماتور از راه‌اندازی تا بهره‌برداری. انتشارات دانشگاه تبریز, ۱۳۹۶.
[۱۱] "نظرات متخصصین، تصمیم‌گیری در جلسات دوره‌ای"
[12] I. Dasgupta, Power transformers quality assurance. New Age International, 2009.
[13] IEC, "IEC 60296: Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear," ed, 2012.
[14] IEEE, "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," 2015.
[15] M. Naimi, S. Farhangi, and R. Ghaemi, "Thermal model and temperature control of a 30 MVA distribution transformer applied in low frequency drying process," in Electrical and Computer Engineering, 2003. IEEE CCECE 2003. Canadian Conference on, 2003, vol. 1, pp. 539-542: IEEE.
[16] HydroOne, "PR 0863 R3, Installation and Storage of Transmission and Distribution Class Power Transformers," ed, 2014.
[17] CIGRE Technical Brochure 445: Guide for Transformer Maintenance, 2011.
[18] A. Kیchler, High Voltage Engineering: Fundamentals-Technology-Applications. Springer, 2017.
[19] S. Chakravorti, D. Dey, and B. Chatterjee, "Recent trends in the condition monitoring of transformers," Power Systems Springer-Verlag: London, UK, 2013.
[20] "FACILITIES INSTRUCTIONS, STANDARDS, AND TECHNIQUES, VOLUME 3-30 (FIST 3-30): TRANSFORMER MAINTENANCE.2000 "

[21] CIGRE Technical Brochure 378: Copper Sulphide in Transformer Insulation, 2009.
[22] P. K. Pandey, H. Singh, M. Rao, and R. Jarial" ,Emerging Trends in Diagnosis and Condition Assessment of Power Transformers Based on Health Index," in 2nd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET'2014), London (UK), 2014.
[23] "CIGRE Technical Brochure 296: RECENT DEVELOPMENTS IN DGA INTREPRETATION, Joint Task Force D1.01/A2.11 ", ed, 2006.
[24] IEC, "IEC 60475:2011, Method of sampling insulating liquids," ed, 2011.
[25] "ASTM D923 - 15, Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids".
[26] "IEC 60599 Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis," ed, 2015.
[27] S. D. Myers, J. J. Kelly, and R. H. Parrish, A guide to transformer maintenance. Transformer Maintenance Institute.1981 ,
[28] "FACILITIES INSTRUCTIONS, STANDARDS, AND TECHNIQUES, VOLUME 3-31 (FIST 3-31): TRANSFORMER DIAGNOSTICS," 2003.
[29] "IEC 60567: Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases - Guidance," 2011.
[30] M. Duval and L. Lamarre, "The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 30, no. 6, pp. 9-12, 2014.
[31] "IEEE Std C57.104-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991), IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers," 2009.
[32] Y. Du, M. Zahn, B. Lesieutre, A. Mamishev, and S. Lindgren, "Moisture equilibrium in tranformer oil paper systems," IEE Electrical Insulation, vol. 15, no. 1.
[33] W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, "The state of the art for dissolved gas analysis based on interpretation techniques," in 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 2016, pp. 60-63: IEEE.
[34] IEC 60076-1: Power transformers - Part 1: General, 2011.
[35] Å. Carlson and A. Zیrich, Testing of power transformers: routine tests, type tests and special tests. Pro Print, 2003.
[36] MEGGER, "Megger guide to electrical insulation testing," ed: Megger, 2006.
[37] "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," IEEE Std C57.12.90-2006, pp. 1-94, 2006.
[38] IEC 60270, High-voltage test techniques - Partial discharge measurements, 2000 (2015AMD).
[39] "IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors," IEEE Std C57.113-2010 (Revision of IEEE Std C57.113-1991), pp. 1-47, 2010.
[40] "IEEE Guide for the Detection, Location and Interpretation of Sources of Acoustic Emissions from Electrical Discharges in Power Transformers and Power Reactors," IEEE Std C57.127-2018 (Revision of IEEE Std C57.127-2007), pp. 1-72, 2019.

[41] IEC 60076-18: Power transformers - Part 18: Measurement of frequency response, 2012.
[42] "IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers," IEEE Std C57.149-2012, pp. 1-72, 2013.
[43] CIGRE TECHNICAL BROCHURES 342: Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings using Frequency Response Analysis (FRA), 2008.
[44] "IEEE Guide for Dielectric Frequency Response Test," IEEE Std C57.161-2018, pp. 1-76, 2018.
[45] CIGRE TECHNICAL BROCHURES 494: Furanic Compounds for Diagnosis, 2012.
[46] e. a. M. L. Convener (2012) .Furanic Compounds for Diagnosis. ELECTRA. 73-79.
[47] IEC 61198: Mineral insulating oils - Methods for the determination of 2-furfural and related compounds, 1993.
[48] ASTM, "ASTM D5837 - 12: Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)".
[49] J. Fabre and A. Pichon, "Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers," CIGRÉ paper, vol. 137, p. 18, 1960.
[50] I. E. T. Association, "Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems," ANSI/NETA ATS, p. 38, 2009.
[51] IEEE C57.106:2006 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment, 2006.
[52] IEEE C57.106:2015 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment, 2015.
[53] T. Oommen, "Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems," in 1983 EIC 6th Electrical/Electronical Insulation Conference, 1983, pp. 162-166: IEEE.
[54] Omicron, "CP TD1 Reference Manual," ed, 2007.
[55] "IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings," IEEE Std C57.19.100-2012 (Revision of IEEE Std C57.19.100-1995), pp. 1-42, 2013.
[56] R. Actis, R. Maina, and V. Tumiatti, "Diagnostics of HV bushings through oil sampling and analysis: Experience with GSU transformers," Transformers Magazine, vol. 4, no. 5, pp. 142-147, 2017.
[57] "Bushing diagnostics and conditioning, ABB Product information," ed, 2013.
[58] "IEC 60422: Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance," 2013.
[59] C. Plath and M. Pیtter, "Dynamic analysis and testing of On-Load Tap Changer with dynamic resistance measurement," OMICRON, www.omicronenergy.com.
[60] C. Dupont et al ,.CIGRE Technical Brochure 630: Guide on Transformer Intelligent Condition Monitoring (TICM) Systems. CIGRE, 2015.
[61] CIGRE technical brochure 409: Report on Gas Monitors for Oil-Filled Electrical Equipment, 2010.

[62] J. H. Harlow, Electric power transformer engineering. CRC press, 2003.
[63] IEC 60076-7: Loading guide for oil-immersed power transformers, 2005.
[64] T. Oommen, E. Petrie, and S. Lindgren, "Bubble generation in transformer windings under overload conditions," in Doble Client Conference, Boston, 1995.
[65] Akca, H., Kocatepe, C., Kumru, C. F., & Ayaz, R. BREAKDOWN STRENGTH ANALYSIS OF THE TRANSFORMER INSULATION OIL DUE TO DIFFERENT STANDARDS.
[66] Mahmoudi, Nami, Mohammad Hamed Samimi, and Hossein Mohseni. "Experiences with transformer diagnosis by DGA: case studies." IET Generation, Transmission & Distribution 13.23 (2019): 5431-5439.

وزارت نیرو

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

IGMC

IRAN GRID MANAGEMENT CO.

خیابان ولیعصر (عج)، بالاتر از میرداماد، خیابان رشید یاسمی

شرکت مدیریت شبکه برق ایران-مدیریت روابط عمومی

تلفن: ۸۸۶۴۴۸۲۷ نمابر: ۸۸۶۴۴۸۲۸ صندوق پستی:۱۵۱۷۵/۶۴۸

www.igmc.ir