دوره آموزشی

ترانسفورماتور

مجری: شرکت پیشگامان پارس

مدرس: مهندس محمّد حیدری

بهمن ماه ۱۳۸۸

نام دوره : شناخت و نت ترانسفورماتور فشارقوی ، شناخت روغن های عایق و آزمایش های ترانسفورماتور

مدت دوره : ۲۴ ساعت

سرفصل دوره :

مقدمه

۱- شناسایی اجزا و متعلقات ترانسفورماتور های قدرت و توزیع

۲- شناسایی و بررسی اتصال سیم پیچ های ترانسفورماتور

۳- شناسایی و بررسی سیستم های حفاظتی ترانسفورماتور های فشارقوی

۴- شناسایی و بررسی سیستم های Tap changer on Load ترانسفورماتور های فشارقوی

۵- بررسی سیستم های تهویه ترانسفورماتور های فشارقوی

۶- لیست عیوب ترانسفورماتور های فشارقوی

۷- بررسی عوامل خطا در ترانسفورماتور و روشهای رفع آن

۸- بررسی خطا در تپ چنجر ترانسفورماتور و روشهای رفع آن

۹- دستورالعمل سرویس ونگهداری و تعمیر ترانسفورماتور های فشارقوی

۱۰- روش های تست روتین ترانسفورماتور های فشارقوی

۱۱- بحث در مورد چند نمونه ترانسفورماتور سوخته و دلایل سوختن آنها

۱۲- انواع روغن عایق الکتریکی و نقش آن در ترانسفورماتور های فشارقوی

۱۳- شناخت مشخصات الکتریکی ، فیزیکی و شیمیایی جهت سفارش و خرید

۱۴- بررسی مشخصات چند نمونه روغن عایق الکتریکی

۱۵- روش نمونه برداری و تست های روغن ترانسفورماتور های فشارقوی مانند آزمایش های دی الکتریک، عدد اسیدی ،کشش سطحی ، ضریب کیفیت و تفسیر آنها

۱۶- آزمایش کروماتوگرافی گاز های محلول در روغن ترانسفورماتور و تعیین نوع خطا ی ترانسفورماتور فشارقوی معیوب با استناد به نتایج آزمایش کروماتوگرافی

۱۷- نحوه ی تخلیه ، شارژ و سرریز کردن روغن ترانسفورماتور های فشارقوی

۱۸- نکاتی در ارتباط تصفیه ی فیزیکی ، شیمیایی و تعویض روغن ترانسفورماتور های فشارقوی

۱۹- نکات و تدابیر لازم در ارتباط با حمل و نقل و نگهداری (انبارداری) روغنهای عایق الکتریکی و ترانسفورماتور های فشارقوی

مقدمه

بدون شک تولید ، تبدیل ، انتقال ، توزیع ، مصرف ، اندازه گیری و حفاظت انرژی الکتریکی در گرو استفاده و کاربرد انواع ترانسفورماتور می باشد.

بنابراین انتخاب مناسب ، نصب و راه اندازی صحیح ، بهره برداری بهینه ، انجام آزمایش های نوعی و روتین ، سرویس و نگهداری به موقع در عملکرد و افزایش عمر مفید ترانسفورماتور نقش مؤثر و ارزنده به پی خواهد داشت.

از آنجا که یک ترانسفورماتور ، مخصوصاً ترانسفورماتور قدرت قیمت بسیار بالائی دارد،تعمیر ونگهداری وپیدا کردن عیوب احتمالی ودر حال تکوین آن نیز اهمیت زیادی دارد.بنابر این با آزمایش ترانسفورماتور می توان قبل از وارد آمدن آسیب کلی به دستگاه ، ازنوع خسارت ومیزان آن آگاهی پیدا کرد تا بتوان در مورد تعمیرات لازم تصمیم گیری نمود.

علاوه بر این زمانی که یک ترانسفورماتور در اثر اشکالی به صورت خودکار قطع می شود ، با انجام تست ، میتوان ضمن تائید وقوع اشکال در ترانسفورماتور(کاذب نبودن عملکرد رله ها)، نوع ومیزان آسیب را مشخص نمود.

هر تست می تواند وقوع اشکال یا اشکالات معینی را در ترانسفورماتور مشخص نماید،بنابر این اصولا نتیجه گیری در مورد اشکال ترانسفورماتور مشروط به انجام همه تستها می باشد.حتی اگر نتایج اولین تست نیز مؤید وقوع اشکال در ترانسفورماتور بود بهتر است که بقیه تستها نیز انجام گیرد تا بتوان تفسیر کاملی از همه تستها را داشته باشیم.

۱- انواع ترانسفورماتور

بطور کلی ترانسفورماتورها از نظر ساختمان ،کاربرد به انواع زیر تقسیم می شوند:

الف- ترانسفورماتورهای قدرت

ب- ترانسفورماتورهای اندازه گیری و حفاظتی

ج- ترانسفورماتورهای رکتیفایر

د- ترانسفورماتورهای کوره های القایی ، قوس الکتریک و پاتیلی

ه- ترانسفورماتورهای جوشکاری و نقطه جوش ، ایزوله ، تغذیه ، شیفت دهنده ی فاز ، زمین و ... را نام برد. بلحاظ کاربرد ترانسفورماتورها در صنایع مختلف ، ترانسفورماتورهایی که در این دوره از اهمیت بیش تری برخوردار بوده و مورد بحث و بررسی قرار می گیرند ، ترانسفورماتورهای قدرت ، اندازه گیری ، حفاظتی و زمین خواهد بود.

۱-۱ انواع ترانسفورماتورهای قدرت و اجزای آنها

ترانسفورماتورهای قدرت از نظر ساختمان ، تعداد سیم پیچ ها، تعداد فاز ، کاربرد و نوع خنک کنندگی به انواع مختلف تقسیم می شوند.

۱-۱- ۱ انواع ترانسفورماتورهای قدرت از نظر کارشناس تعمیر و نگهداری

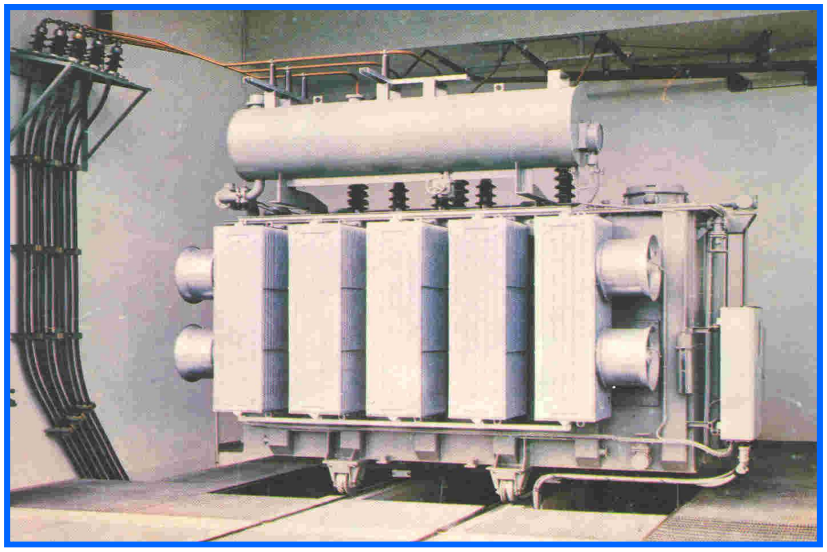
از دیدگاه کارشناس نگهداری و تعمیرات ، تقسیمات ترانسفورماتور های قدرت از نظر خنک کنندگی مطابق جدول ۱-۱ اهمیت بیشتری دارد.

ردیف	شرح	انواع ترانسفورماتور
۱	ترانسفورماتورهایی که با هوا و به صورت طبیعی خنک می شوند.	AN
۲	ترانسفورماتورهایی که با هوا و به وسیله فن خنک می شوند.	AF
۳	ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ ، هسته و بدنه هر دو با هوا و به طور طبیعی خنک می شوند.	ANAN
۴	ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ و هسته به طور طبیعی و بدنه با فن خنک می شود.	ANAF
۵	ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ وهسته با گردش طبیعی روغن و بدنه با هوا به طور طبیعی خنک می شوند.	ONAN
۶	ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ وهسته با گردش طبیعی روغن وبدنه با فن خنک می شوند.	ONAF
۷	ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ وهسته با گردش طبیعی روغن و بدنه با گردش آب خنک می شوند.	ONWF
۸	ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ وهسته با گردش اجباری روغن به وسیله پمپ و بدنه با هوا و به طور طبیعی خنک می شوند.	OFAN
۹	ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ وهسته با گردش اجباری روغن به وسیله پمپ و بدنه با فن خنک می شوند.	OFAF
۱۰	ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ وهسته با گردش اجباری روغن به وسیله پمپ و بدنه به وسیله گردش آب خنک می شوند.	OFWF

جدول ۱-۱

۲-۱- انواع ترانسفورماتور های قدرت از نظر ساختمان ظاهری آنها

شکل ۱-۱ یک دستگاه ترانسفورماتور قدرت فشارقوی **MVA** ۲۵ با ولتاژ **KV** ۲۰ / ۶۳ و فرکانس ۵۰ هرتس را نشان می دهد.

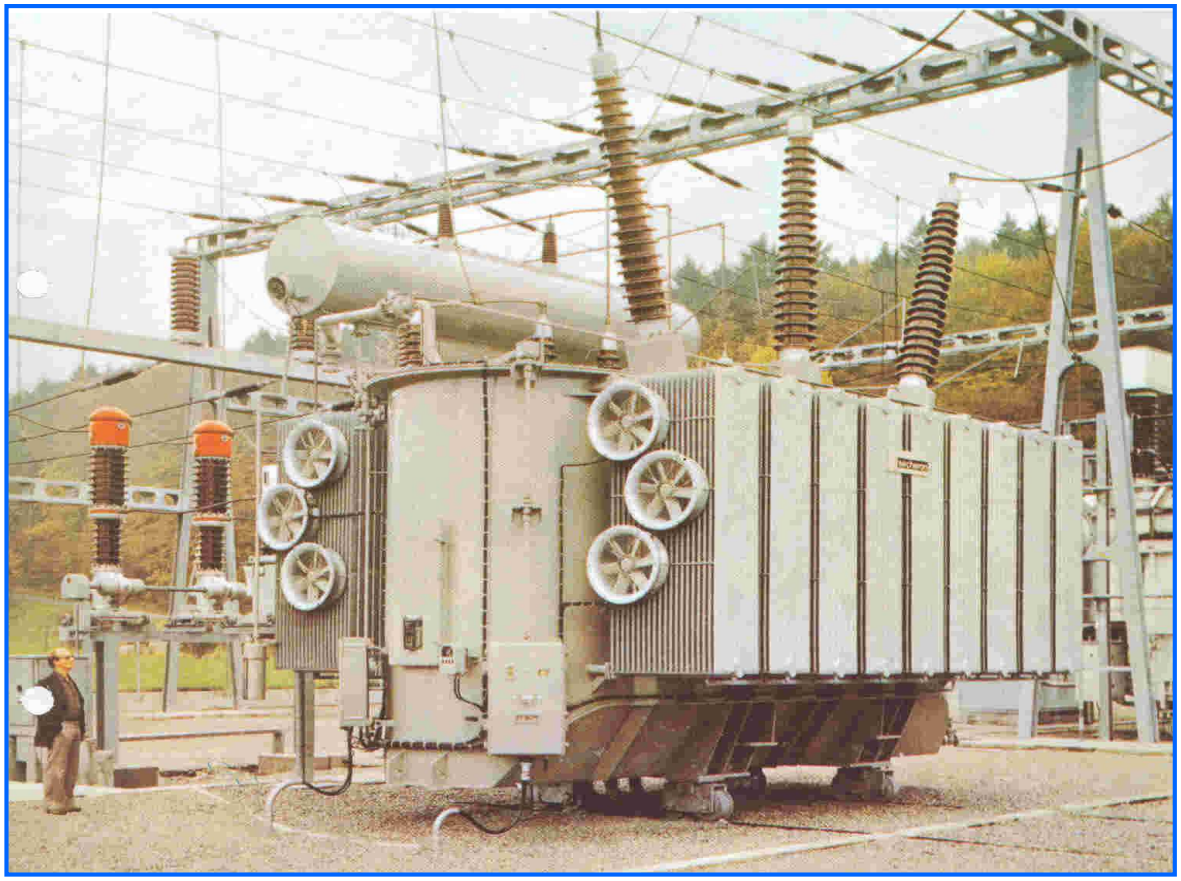


شکل ۱-۱

شکل ۲-۱ یک دستگاه ترانسفورماتور قدرت فشارقوی را نشان می دهد. در شکل ۳-۱ یک دستگاه ترانسفورماتور قدرت فشارقوی مشاهده می شود ، این ترانسفورماتور بدون رادیاتور بوده و برای تهویه و خنک شدن روغن مجهز به کولر و الکتروپمپ های سیرکولاسیون روغن است. در اثر تلفات سیم پیچ ها و هسته ی ترانسفورماتور ، روغن داخل مخزن ترانسفورماتور گرم می شود. روغن گرم شده بوسیله ی الکتروپمپ ها به داخل کولر ها که آب سرد در آنها جریان دارد ، هدایت شده و پس از خنک شدن مجدداً از قسمت پایین تراتسفورماتور به داخل مخزن دستگاه هدایت می شود.

شکل ۲-۱

شکل ۳-۱

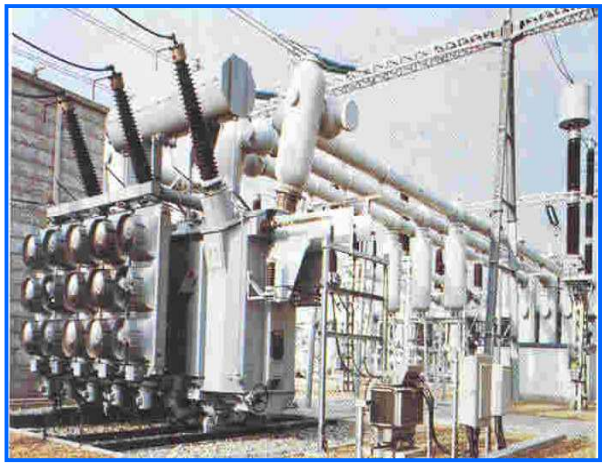


شکل ۴-۱ ترانسفورماتور قدرت فشارقوی با توان MVA ۱۰۰ و ولتاژ KV ۲۳۰/۶۳

شکل ۵-۱ ترانسفورماتور قدرت فشارقوی با توان MVA ۸۰ و ولتاژ KV ۶۳/۱۱

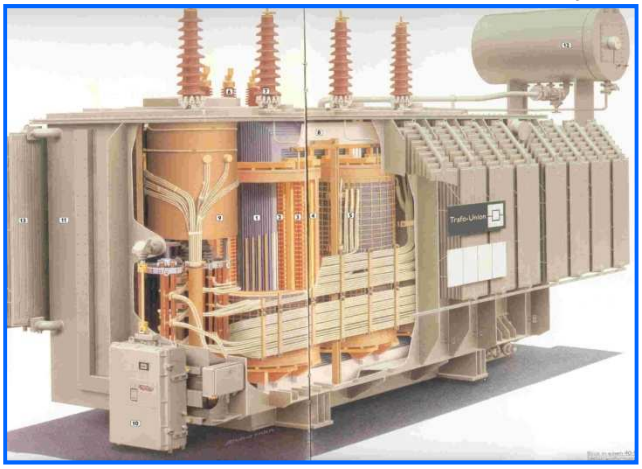
شکل ۶-۱ ترانسفورماتور قدرت فشارقوی با توان ۵۰۰ MVA و ولتاژ ۵۲۵ / ۱۱۵ KV

شکل ۷-۱ اتوترانسفورماتور قدرت فشارقوی با توان ۳۰۰ MVA و ولتاژ ۴۰۰ / ۲۳۰ KV



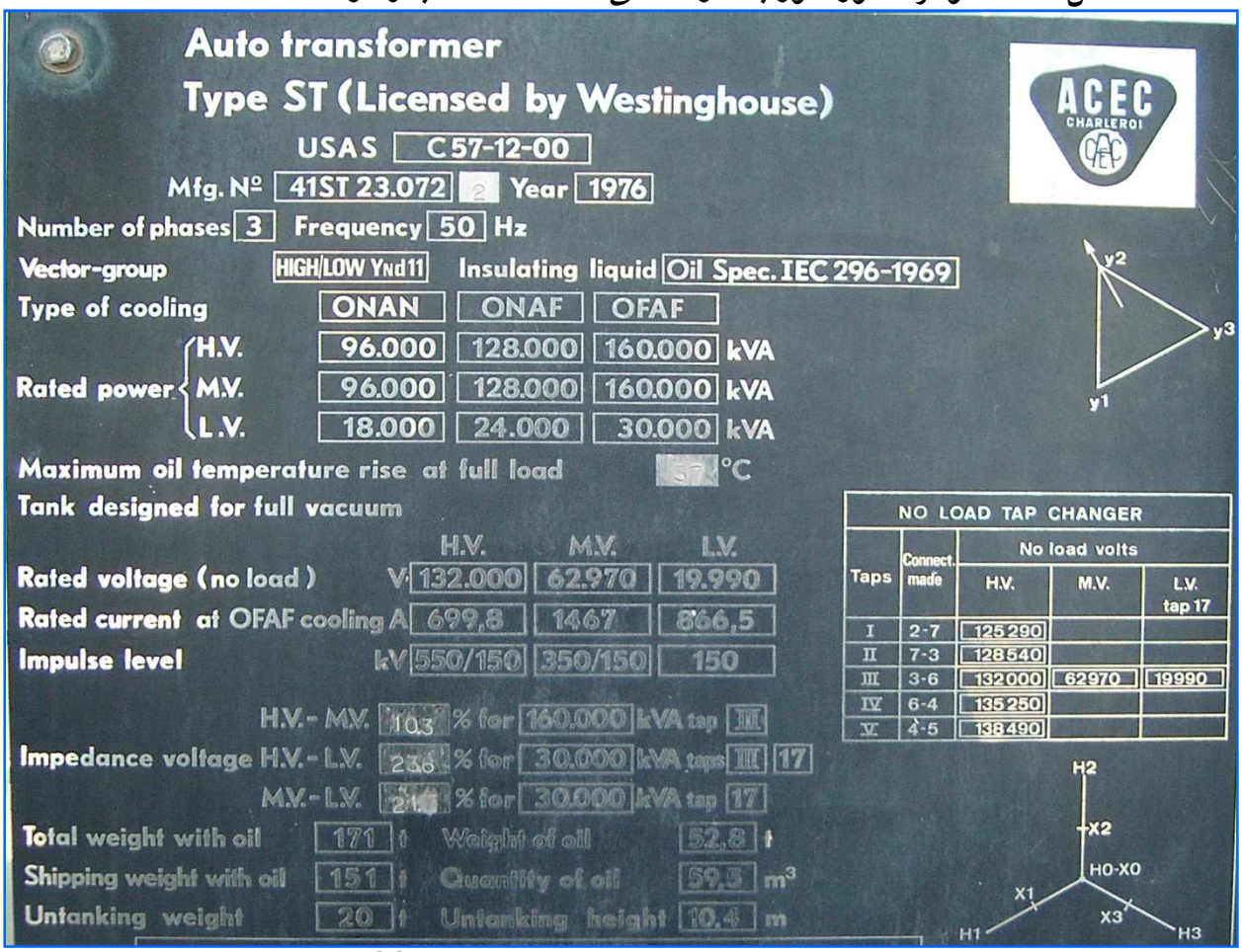
شکل ۸-۱ اتوترانسفورماتور قدرت فشارقوی با توان ۶۰۰ MVA و ولتاژ ۴۰۰ / ۲۳۰ KV

شکل ۹-۱ ترانسفورماتور قدرت فشارقوی با توان ۳۰ MVA و ولتاژ ۶۳ / ۱۱ KV



شکل ۱۰-۱ دو دستگاه ترانسفورماتور قدرت فشارقوی برش خورده با تپ چنجر On - Load

شکل ۱۱-۱ اتو ترانسفورماتور با قدرت نامی 160 MVA با ولتاژ ۲۰/ ۶۳/ ۱۳۲ KV



شکل ۱۲-۱ پلاک مشخصاتی اتو ترانسفورماتور با قدرت نامی 160 MVA با ولتاژ ۲۰/ ۶۳/ ۱۳۲ KV

شکل ۱۳-۱ اتوترانسفورماتور با قدرت نامی ۲۴۰ MVA و ولتاژ ۲۰/ ۱۳۲/ ۲۳۰ KV

شکل ۱۴-۱ ترانسفورماتور با قدرت نامی ۱۲۵ MVA و ولتاژ ۲۰/ ۲۳۰ KV

۳- ۱- ترانسفورماتورهای قدرت و لوازم جانبی آن ها

۱- مقره ها (بوشینگ ها)

۲- برقگیرها

۳- تپ چنجر (Tap Changer)

۴- سیستم های خنک کننده مانند فن ، پمپ ، کولر روغن و رادیاتور

۵- تابلو ی مارشالینگ باکس

۶- مخزن ذخیره روغن

۷- نشان دهنده سطح روغن

۸- نشان دهنده جریان روغن (برای ترانسفورماتوهای نوع OF)

۹- رله بوخ هلتس

۱۰- رله جانسون

شکل ۱۵-۱

۱۱- رله جریان روغن (برای ترانسفورماتوهای نوع OF)

۱۲- ترمومتر ها (برای روغن و سیم پیچ)

۱۳- کیسه هوایی داخل مخزن ذخیره روغن (شکل ۱۵-۱)

۱۴- ترمینال ارت

۱۵- پلاک مشخصات

۱۶- فیلتر روغن (برای تپ چنجرهای On Load)

۱۷- سیستم تخلیه روغن مخزن ، هنگام اتصال کوتاه شدید در داخل مخزن ترانسفورماتور

۱۸- سوپاپ یا دریچه اطمینان

۱۹- سیستم اعلام و اطفای حریق (در ترانسفورماتوهایی پر قدرت که حجم روغن داخل مخزن آنها بسیار زیاد است.)

۲۰- رطوبت گیر

۲۱- شیر های تخلیه ی روغن از مخزن های ترانسفورماتور

۲۲- شیر نمونه گیری روغن از مخزن های روغن (مخزن اصلی ترانسفورماتور ، مخزن تپ چنجر و مخزن ذخیره ی روغن).

۲۳- مقاومت NGR برای کاهش جریان اتصال کوتاه برای ترانسفوماتورهای توزیع که قدرت ظاهری آنها از KVA ۲۰۰۰ بیشتر است.

۲۴- ترانسفورماتور جریان یا CT آشکار کننده جریان اتصال بدنه ی ترانسفورماتور به زمین

۱-۳-۱- رطوبت گیر

هنگامی که ترانسفورماتور به علت تغییرات حرارتی و انبساط و انقباض روغن عمل تنفس را انجام می دهد ، رطوبت موجود در هوا از طریق رطوبت گیر یا سلیکاژل جذب شده و از ورود آن به داخل روغن ترانسفور ماتور جلوگیری می شود.

رنگ سلیکاژل معمولاً آبی است ولی در اثر رطوبت رنگ آن بنفش و سپس صورتی می شود. نوع دیگر رطوبت گیر دارای رنگ سفید بوده و در اثر جذب رطوبت رنگ آن قهوه ای می شود. رنگ صورتی یا قهوه ای نشان دهنده ی اشباع کامل سلیکاژل است. در این حالت وجود سلیکاژل کاملاً بی تأثیر است. در چنین حالتی بایستی نسبت به تعویض آن اقدام گردد. در صورتی که ارتفاع قشر سفید یا آبی رنگ رطوبت گیر به ۲۵٪ مقدار اولیه ی آن رسید ، مواد رطوبت گیر را تعویض کنید.

در انتهای ظرف رطوبت گیر یک مجرا وجود دارد که در بالای آن یک پیاله به صورت معکوس قرار دارد. در ته ی ظرف مقداری روغن ترانسفورماتور ریخته می شود . به این مجموعه تله ی هوا (Air Trap) گفته می شود. هنگامی که روغن داخل منبع انبساط منقبض می شود ، فشار داخل منبع کاهش می یابد . در نتیجه هوای بیرون بر سطح روغن داخل تله ی هوا فشار وارد کرده و سطح روغن را تا آنجا پایین می برد که هوای بیرون بتواند از آن عبور کند و پس از گذشتن از سلیکاژل و از دست دادن رطوبت خود به منبع انبساط یا ذخیره ی روغن برسد. به این ترتیب روغن داخل تله ی هوا ، ذرات معلق در هوا را جذب می کند.

هنگامی که بار ترانسفورماتور زیاد باشد و روغن گرم شود ، بر اثر انبساط روغن ، مقداری از هوای گرم داخل منبع ذخیره ی روغن از طریق سلیکاژل و تله ی هوا خارج می شود.

سلیکاژل از پایین ظرف شروع به تغییر رنگ می کند . اگر در مواردی مشاهده شود که این تغییر رنگ از بالای ظرف شروع شده است ، به این معنی است که در ترانسفورماتور نشتی هوا وجود دارد و باید آنرا برطرف نمود. هنگام تعویض سلیکاژل اگر روغن داخل تله ی هوا کثیف باشد آنرا تعویض کنید.

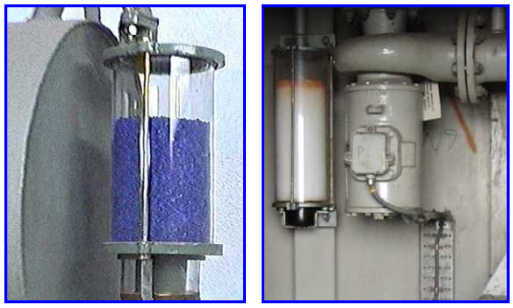
در شکل ۱۶-۱ دو نمونه رطوبت گیر و محل نصب آن را نشان می دهد.

الف)

ب)

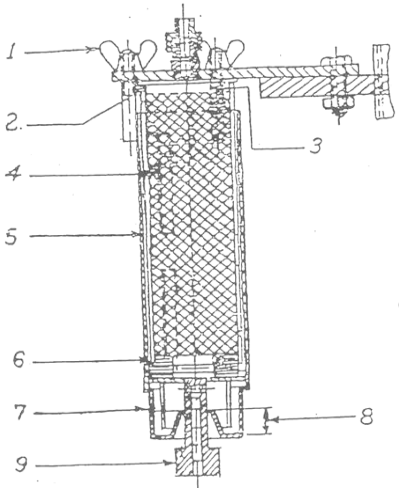
شکل ۱۶-۱

شکل ۱۷-۱ دو دستگاه رطوبت گیر نصب شده در روی ترانسفورماتور و شکل ۱۸-۱ اجزای مختلف یک دستگاه رطوبت گیر را نشان می دهد.



(ب) (الف)

شکل ۱۷-۱



۱- پیچ خروسکی
۲- واشر بالایی
۳- سطح سلیکاژل
۴- دریچه ی شیشه ای
۵- محفظه ی اصلی
۶- واشر آب بندی پایین
۷- درپوش محفظه ی روغن
۸- سطح روغن
۹- مهره

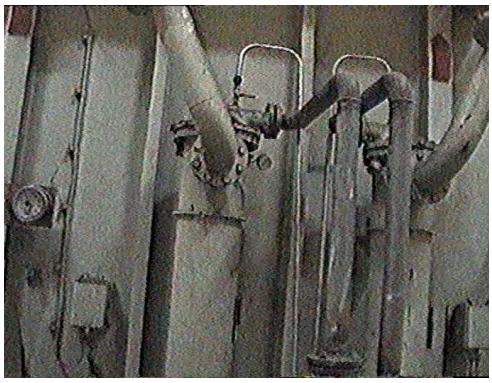
شکل ۱۸-۱

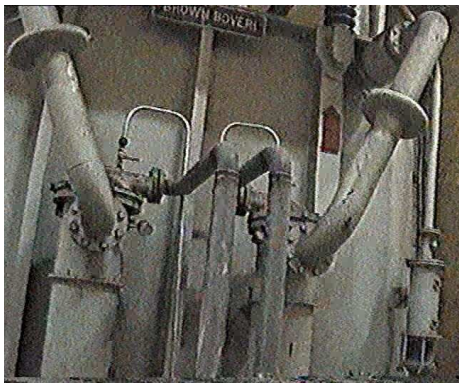
۲-۳-۱- نشان دهنده ی جریان روغن

در ترانسفورماتورهای قدرت فشارقوی که مجهز به پمپ روغن می باشند ، یک نشان دهنده ی جریان روغن در مسیر **By Pass** به موازات مسیر پمپ های روغن نصب می شود که در شرایط روشن بودن پمپ ها و جاری بودن روغن ، صفحه ی معلق آن به صورت مایل قرار می گیرد. اما با خاموش شدن پمپ و یا قطع جریان روغن ، صفحه بر اثر نیروی وزن خود پایین آمده و به صورت قائم قرار می گیرد (شکل ۱۹-۱).

هنگام قرار گرفتن صفحه به طور قائم ، کنتاکتی بسته خواهد شد که موقعیت این صفحه را در اطاق فرمان گزارش نماید.

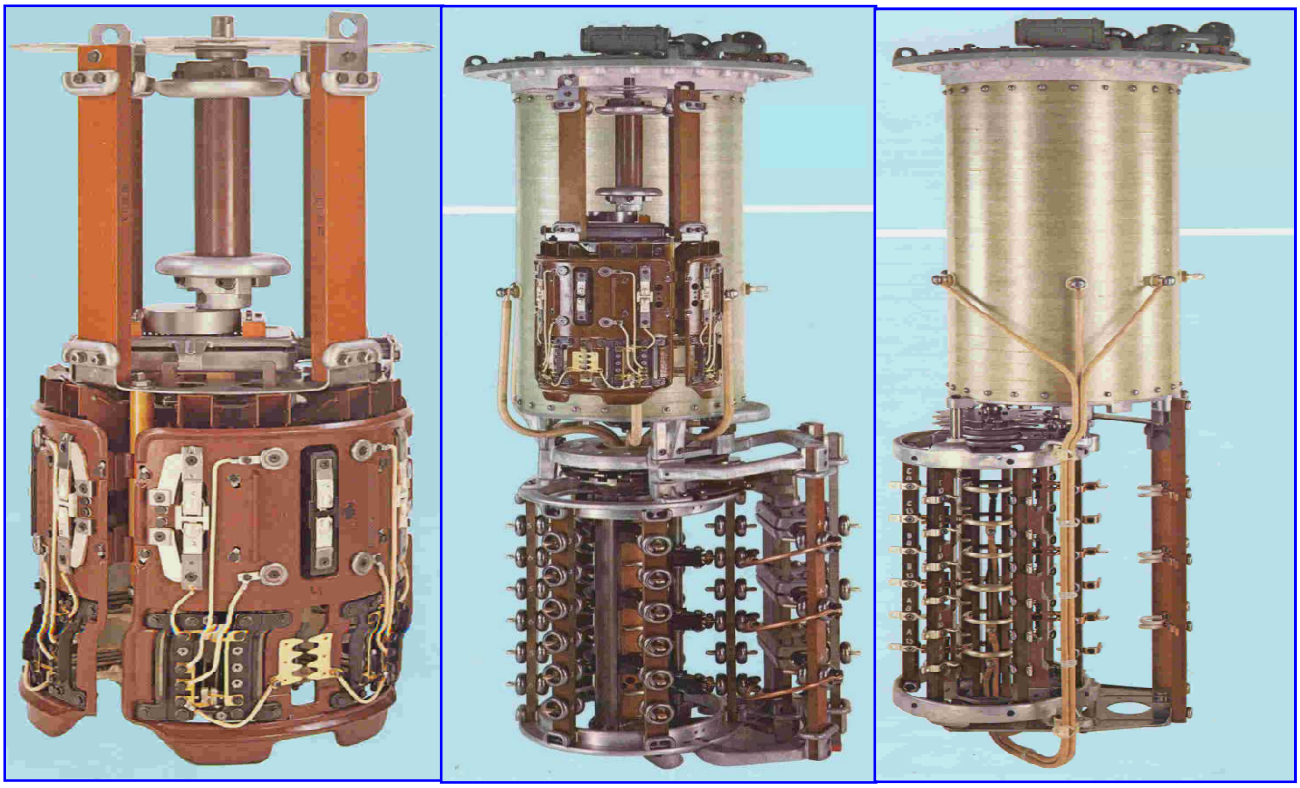
همچنین از طریق دریچه ی شیشه ای ، موقعیت آن قابل رویت است.



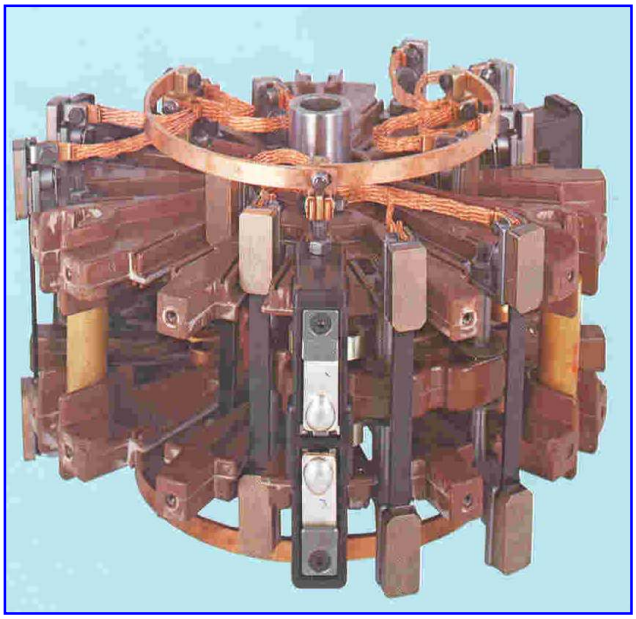


(ب) شکل ۱۹-۱ (الف)

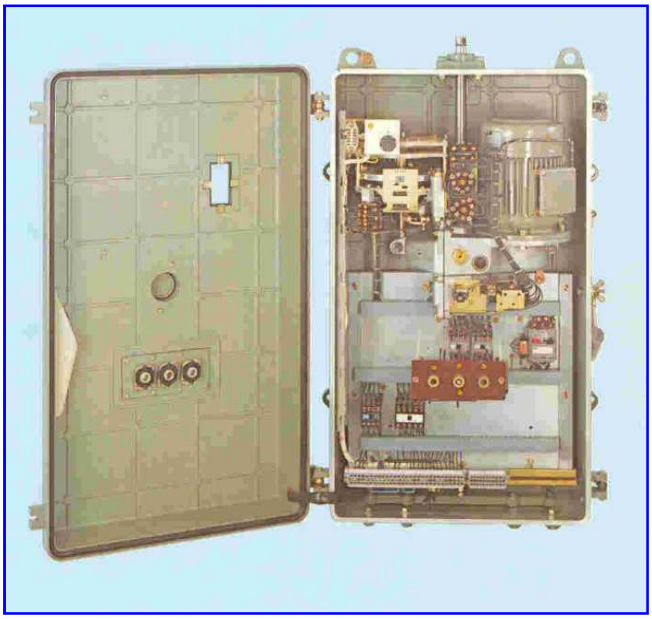
۳-۳-۱ متعلقات داخلی یک تپ چنجر ترانسفورماتور قدرت فشارقوی On load



شکل ۲۰-۱: ترمینال و Diverter Switch یک تپ چنجر On Load ترانسفورماتور قدرت فشارقوی



شکل ۲۱-۱ : Diverter Switch تپ چنجر On Load ترانسفورماتور قدرت فشارقوی

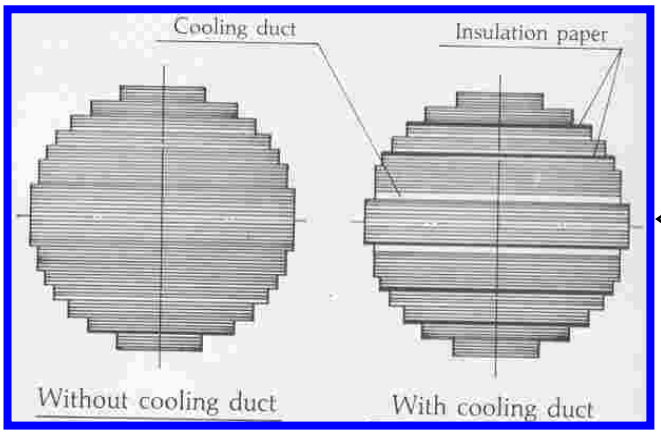


شکل ۲۲-۱: تابلوی کنترل تپ چنجر On Load ترانسفورماتور قدرت فشارقوی

۴-۱- هسته ی ترانسفورماتور قدرت فشارقوی

هسته ی ترانسفورماتور قدرت فشارقوی مانند شکل ۲۳-۱ دارای مقطع دایره ای بوده و برای تهویه مسیرهای عبور روغن در آنها تعبیه شده است.

شکل ۲۳-۱

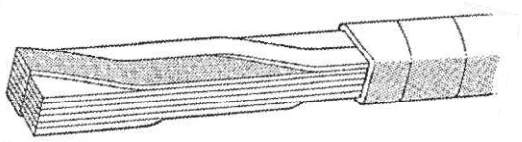


شکل ۲۴-۱:مقطع دو هسته ی ترانسفورماتور قدرت فشارقوی با مجرای عبور روغن و بدون مجرای عبور روغن خنک کننده

شکل ۲۴-۱

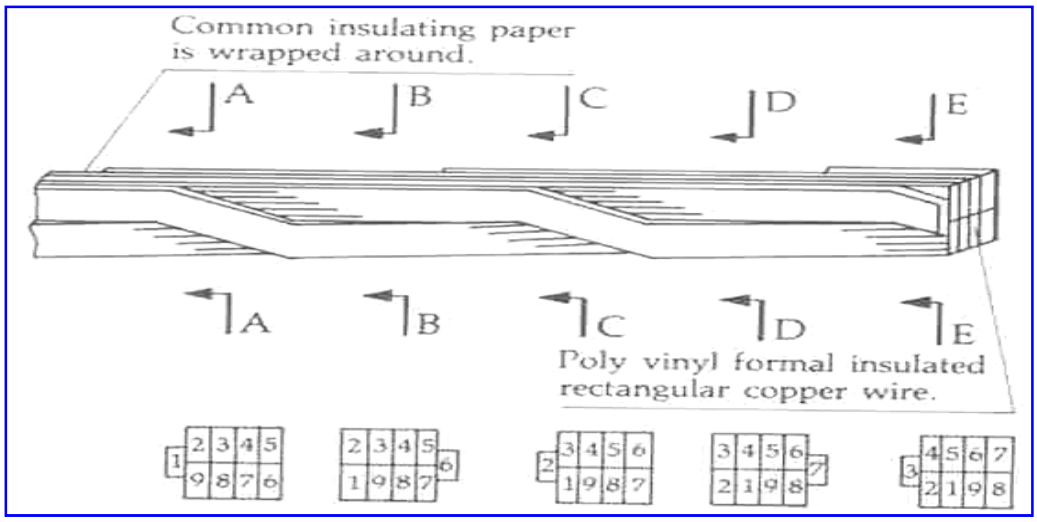
۵-۱- سیم پیچی ترانسفورماتور

لایه های سیم پیچی ترانسفورماتورهای قدرت فشارقوی بلحاظ بالا بودن قدرت آنها ، دارای چندین هادی ترانسپوز یا جابجا شده است تا هنگام عبور جریان الکتریکی و ایجاد اثر پوستی ، از همه ی هادی ها هر فاز ، جریان الکتریکی عبور کند (شکل ۲۵-۱).



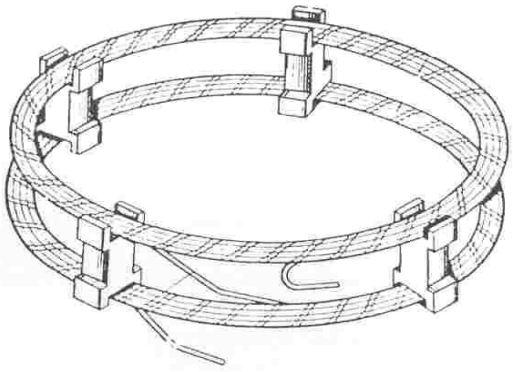
شکل ۲۵-۱

بمنظور رعایت اثر پوستی **Skin effect**عبور جریان از تمام رشته های سیم پیچی ترانسفورماتور فشارقوی با توان زیاد ، رشته های بوبین های اولیه و ثانویه را مانند شکل ۲۶-۱ ترانسپوزه یا جابجا می کنند. همچنین نحوه ی سیم پیچی و فرم کلافها و نحوه ی سربندی آنها در شکل ۲۷-۱ ارائه شده است.

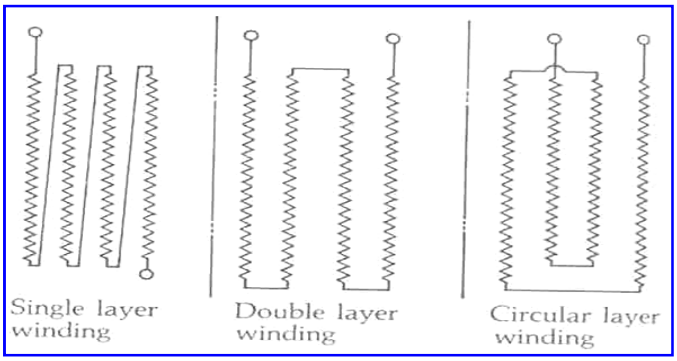


شکل ۲۶-۱

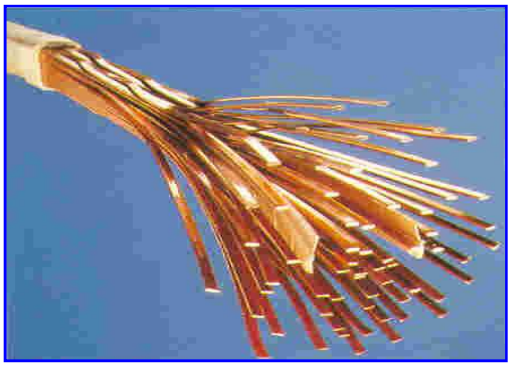
(الف)



(ب)



(ج)



د- هادی های موازی برای هر فاز

۱-۲۷

۷-۱- نحوه ی سربندی و اتصال های تپ چنجرهای Off-Load

مشخصات یک نوع ترانسفورماتورقدرت و نحوه ی اتصال تپ چنجر Off- Load آن مطابق جدول ۳-۱ و شکل ۲۸-۱ است.

۱- قدرت نامی : ۶۳۰ کیلو ولت آمپر (KVA)

۲- ولتاژ نامی اولیه : ۲۰ کیلو ولت (KV)

۳- ولتاژ نامی ثانویه : ۳/۶ کیلو ولت (KV)

۴- جریان نامی اولیه : ۲/ ۱۸ آمپر (A)

۵- جریان نامی ثانویه : ۸/ ۵۷ آمپر (A)

۶- وزن کل ترانسفورماتور : ۲۳۰۵ کیلو گرم

۷- وزن روغن ترانسفورماتور : ۶۱۸ کیلو گرم

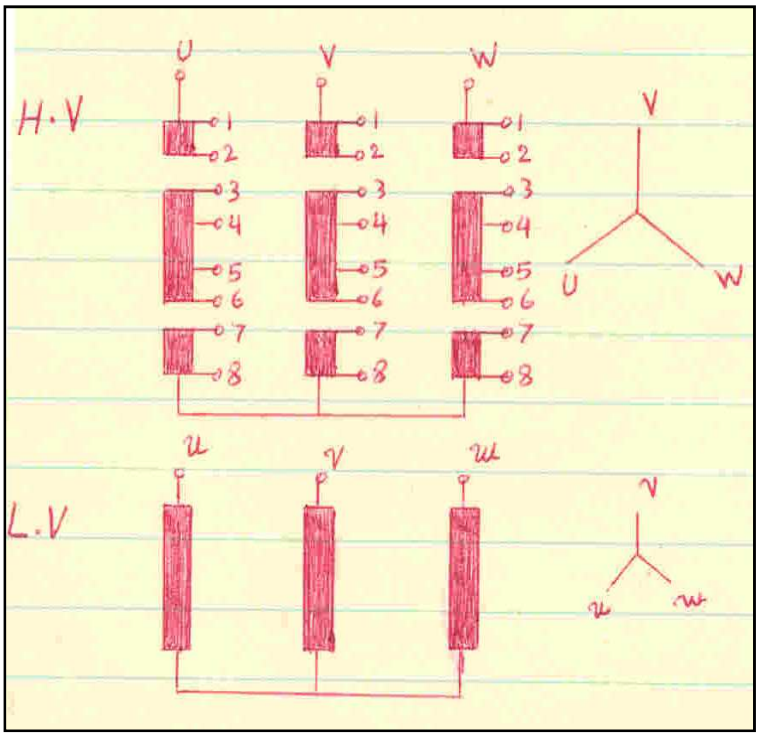
۸- درصد ولتاژ اتصال کوتاه : ۵۰/ ۵ ٪

۹- فرکانس : ۵۰ هرتس (HZ)

۱۰- نوع اتصال : Yy0

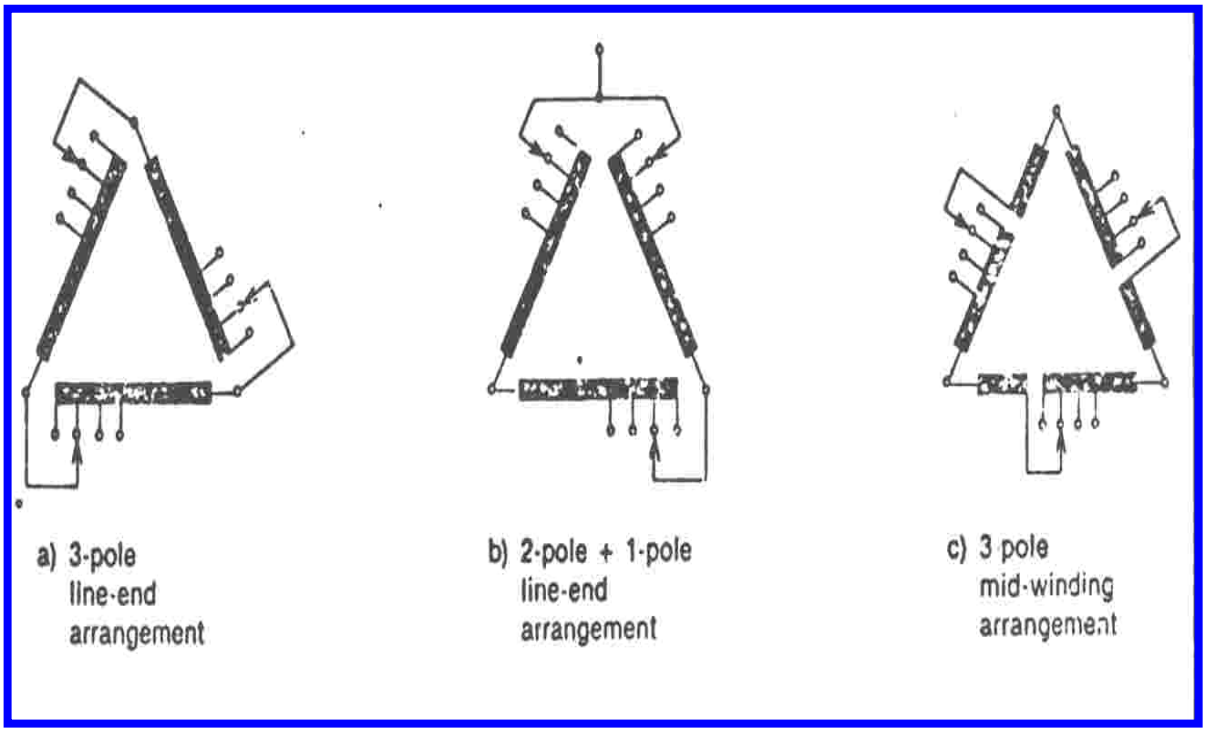
تپ ها	اتصال ها	
یک	۲ به ۳	۶ به ۷
دو	۶ به ۸	۱ به ۳
سه	۵ به ۸	۱ به ۴

جدول ۳-۱

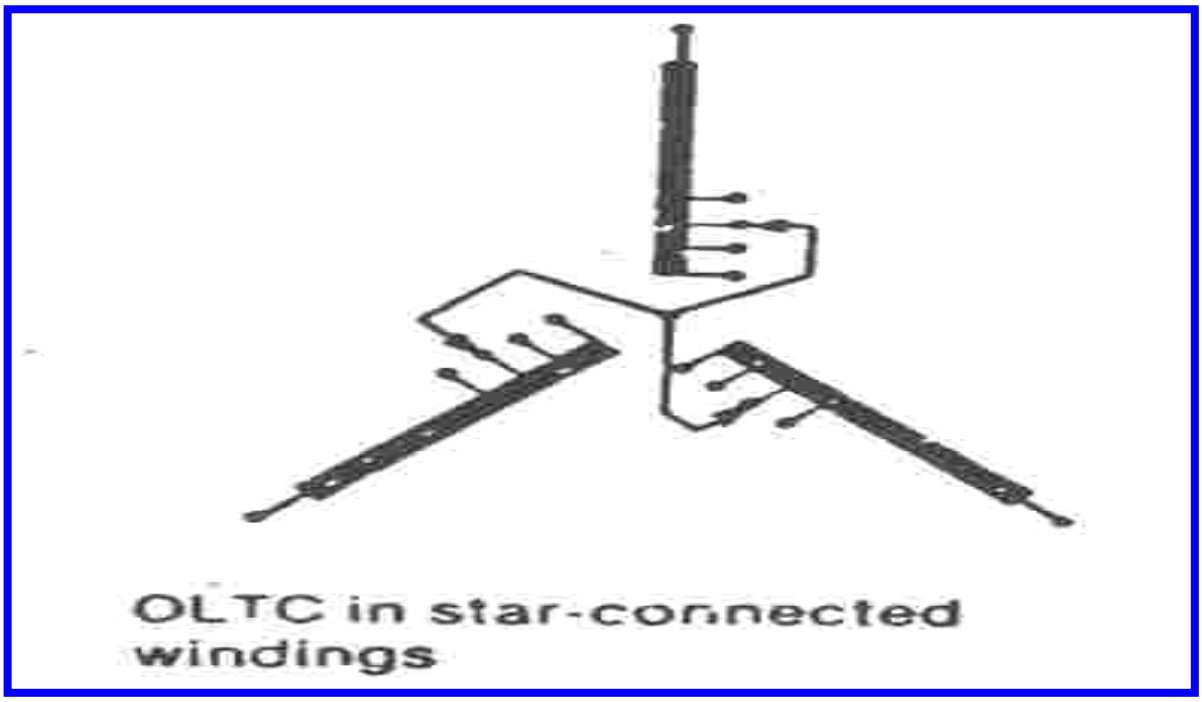


شکل ۲۸-۱

شکل های ۲۹-۱ و ۳۰-۱ نحوه ی اتصال چند نوع تپ چنجر ترانسفورماتورهای قدرت فشارقوی از نوع **Off- Load** را نشان می دهد.

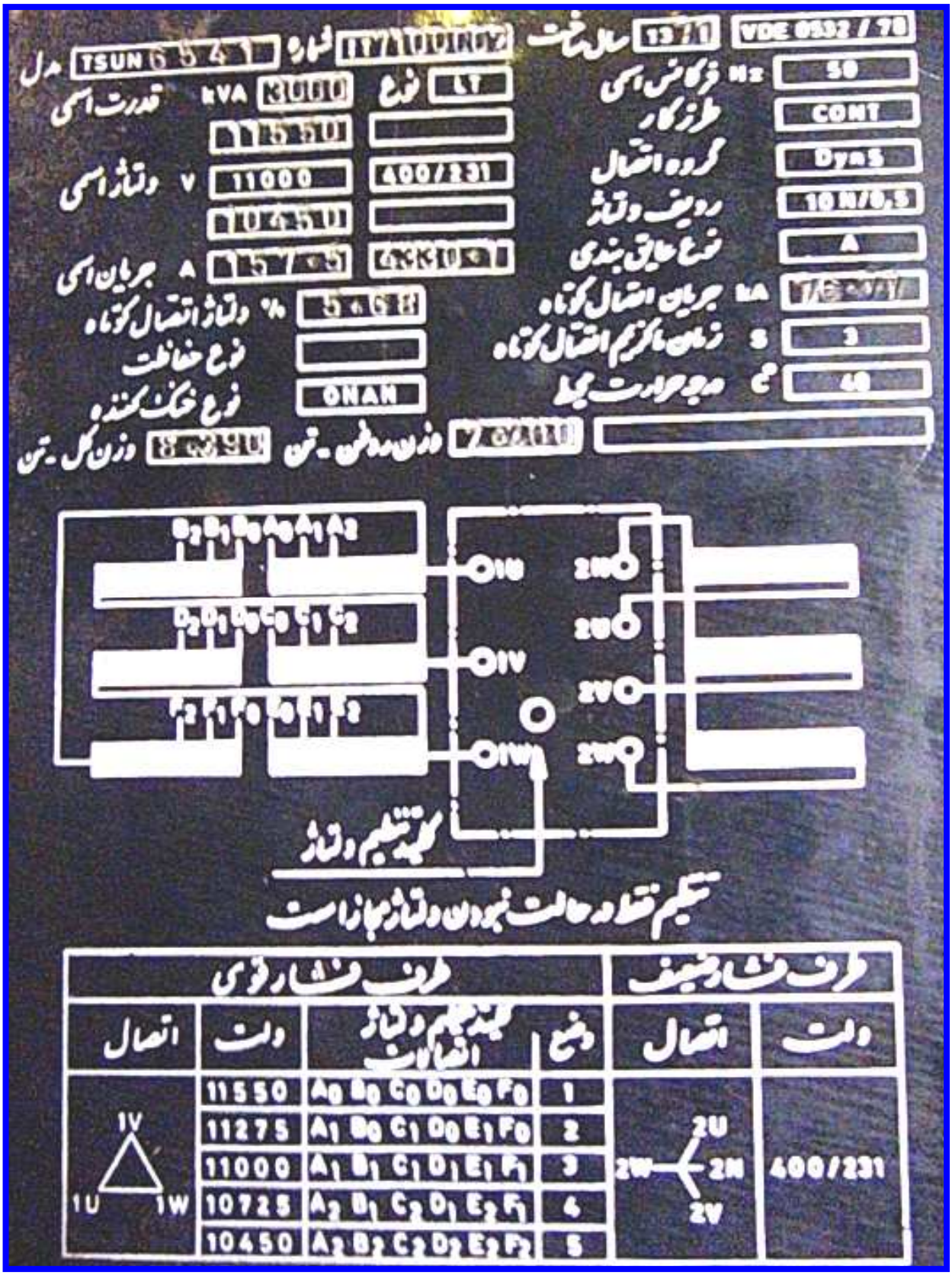


شکل ۲۹-۱



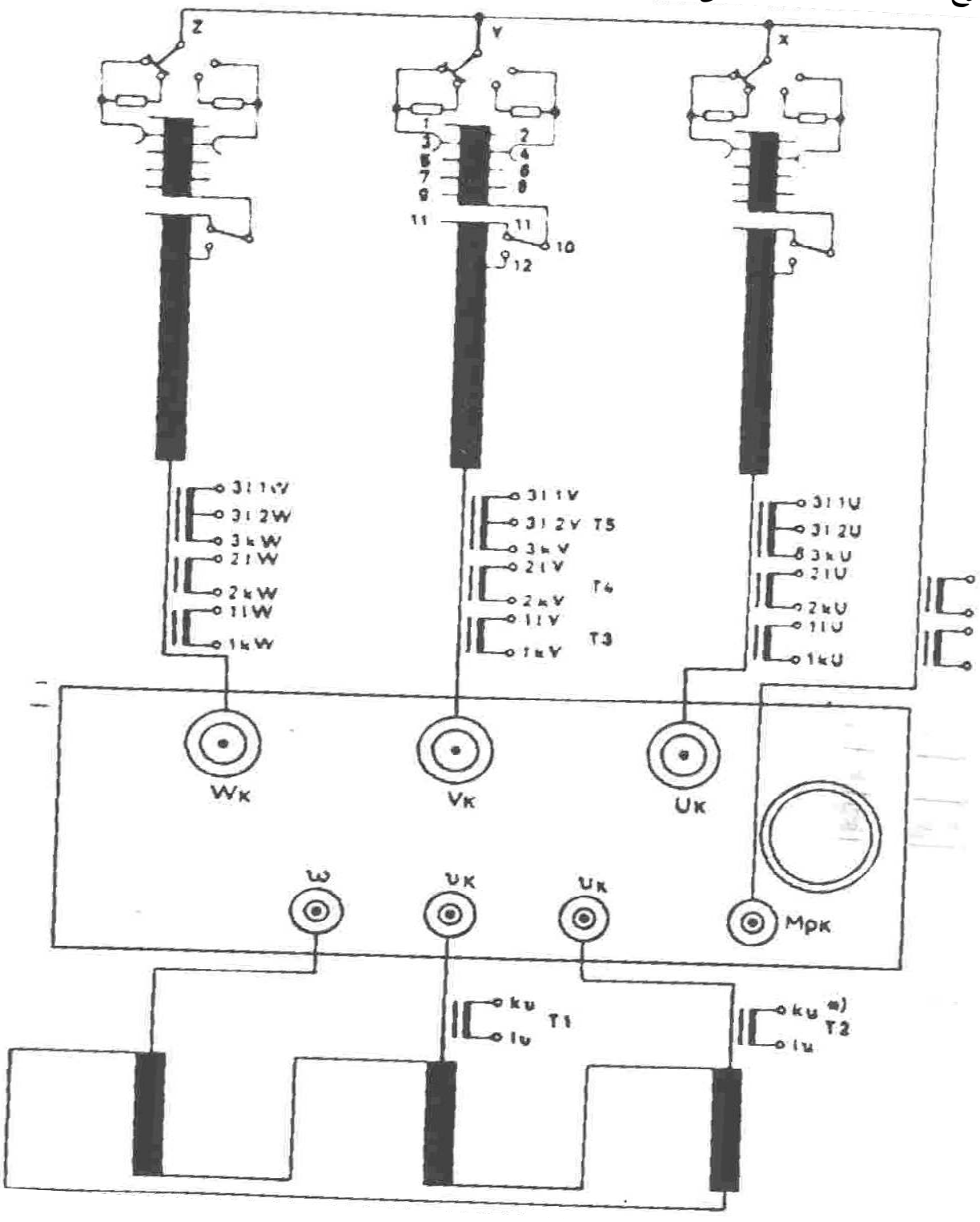
شکل ۳۰-۱

شکل ۳۱-۱ صفحه ی مشخصات و نحوه ی اتصال تپ چنجرهای **Off- Load** را در یک ترانسفورماتور فشارقوی نشان می دهد.

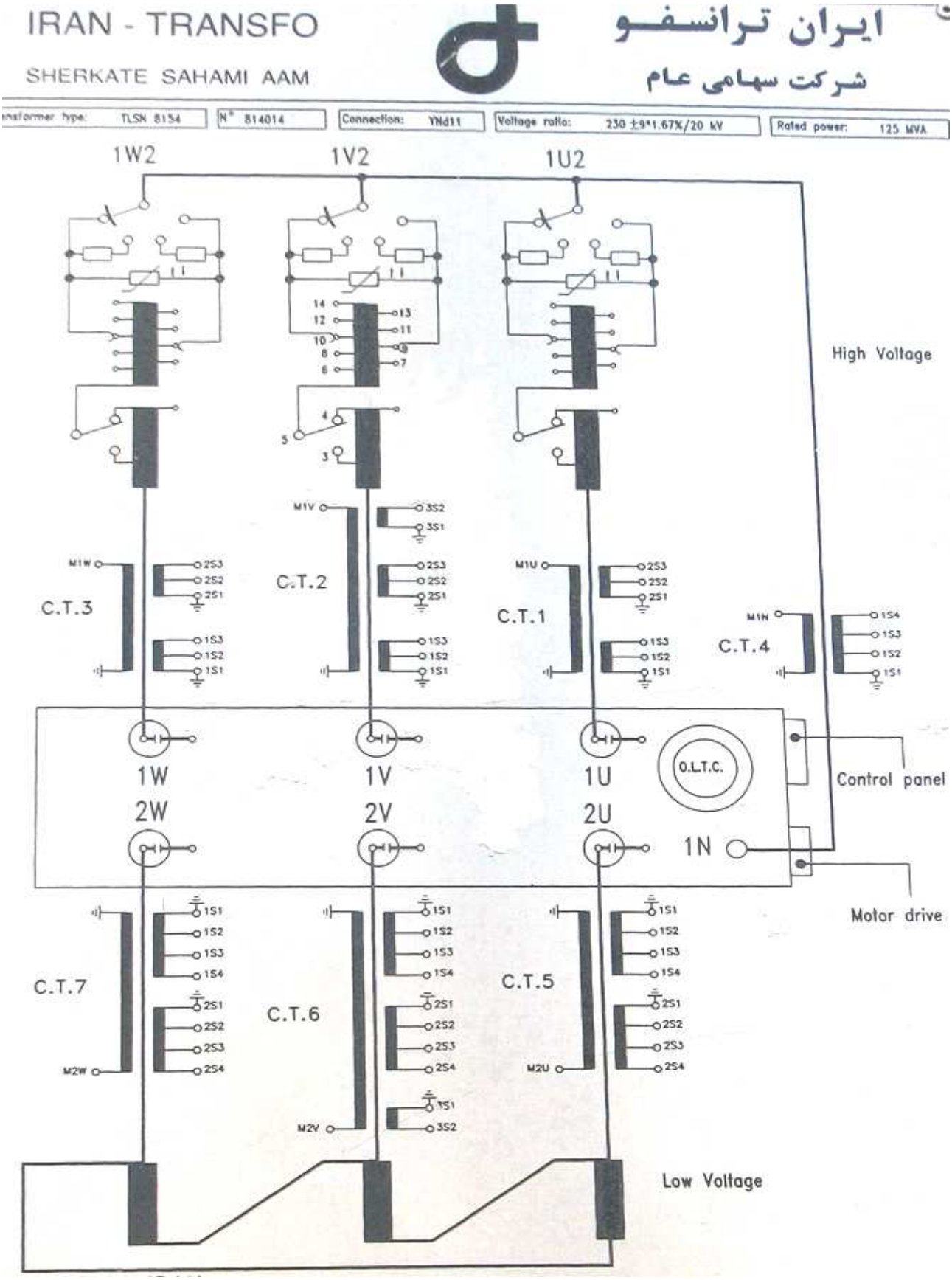


شکل ۳۱-۱ ۱۶

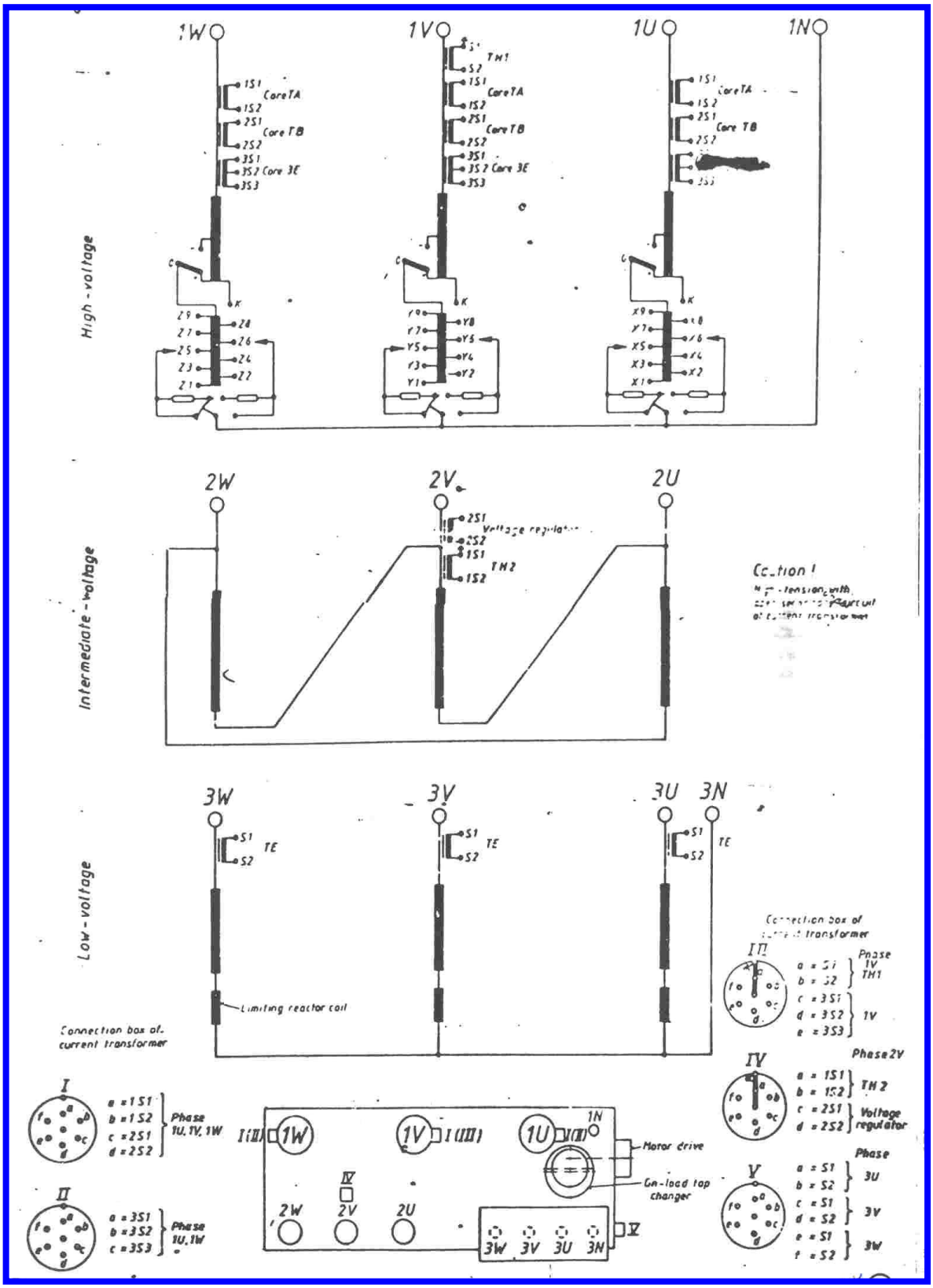
شکل های ۳۲-۱ ، ۳۳-۱ و ۳۴-۱ نحوه ی اتصال چند نوع تپ چنجر ترانسفورماتورهای قدرت فشارقوی از نوع On- Load را نشان می دهد.



شکل ۳۲-۱

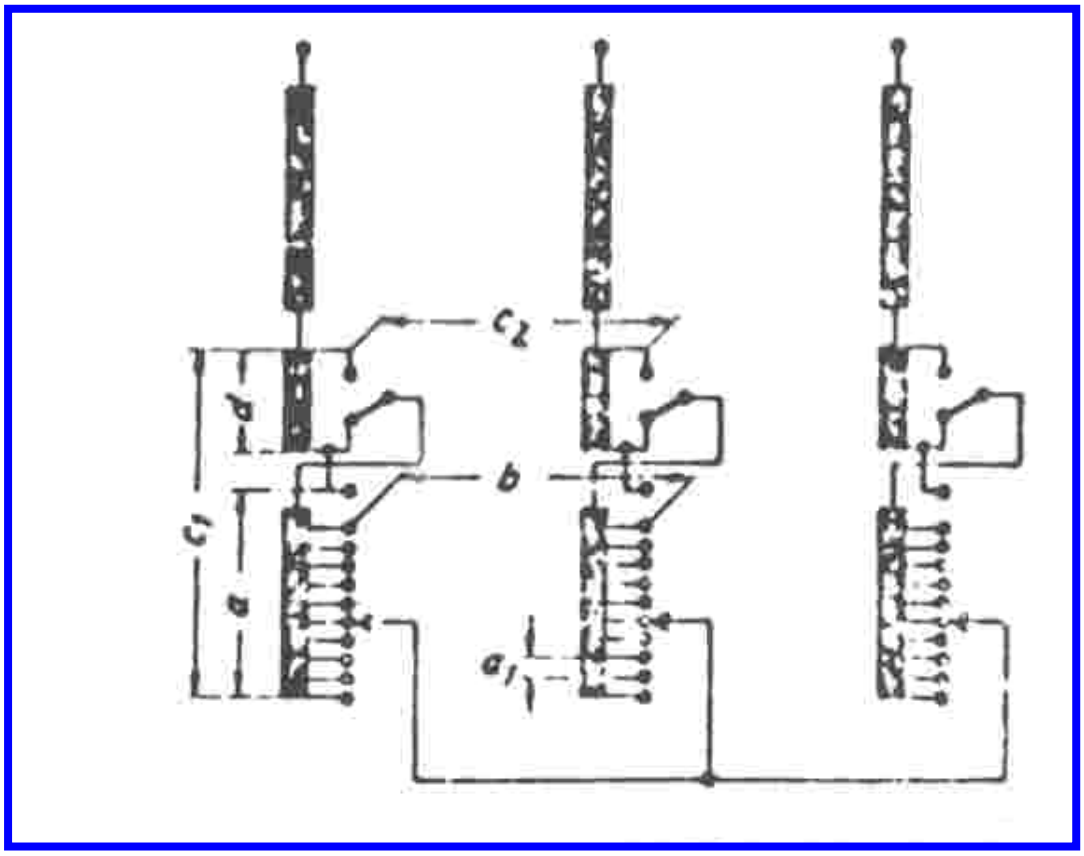

IRAN - TRANSFO
SHERKATE SAHAMI AAM
ایران ترانسفو
شرکت سهامی عام
Transformer type: TLSN 8154
N° 814014
Connection: YNd11
Voltage ratio: 230 ±9*1.67%/20 kV
Rated power: 125 MVA
1W2
1V2
1U2
High Voltage
C.T.3
C.T.2
C.T.1
C.T.4
1W
2W
1V
2V
1U
2U
1N
O.L.T.C.
Control panel
Motor drive
C.T.7
C.T.6
C.T.5
Low Voltage

شکل ۳۳-۱


1W
1V
1U
1N
High - voltage
Core TA
Core TB
Core 3E
TH1
2W
2V
2U
Intermediate - voltage
Voltage regulator
TH2
Section I
3W
3V
3U
3N
Low - voltage
TE
Limiting reactor coil
Connection box of current transformer
Phase 1U, 1V, 1W
Phase 1U, 1W
Motor drive
On-load tap changer
Phase 1V TH1
Phase 2V
TH 2
Voltage regulator
Phase 3U
Phase 3V
Phase 3W

شکل ۳۴-۱

شکل ۳۵-۱ یک نوع تپ چنجر **On- Load** و جدول ۴-۱ ولتاژ سطح عایقی بین تپ های آن را نشان می دهد.



شکل ۳۵-۱

Insulating distance	Withstand voltage	
	Lightning impulse 1.2/50 μs, kV	Power frequency r.m.s., kV
a1	130	30
a	700	235
b	700	245
d	700	235
c1	850	280
c2	850	280

جدول ۴-۱

۲- روغن عایق و تست های آن در ترانسفورماتورهای فشارقوی

شناخت وضعیت داخلی تجهیزات الکتریکی در حال بهره برداری ، نقش تعیین کننده ای را در تأمین برق مطمئن امکان پذیر می سازد.

از آن جایی که ترانسفورماتورها نقش اساسی در تبدیل و انتقال انرژی الکتریکی دارند ، همچنین به علت تکنیک پیچیده تر ، بیشتر در معرض حوادث قرار می گیرند. در نتیجه در تحقیقات و بررسی های پژوهشی (آزمایشگاهی و آمار بهره برداری) بیشتر مورد مداقه واقع می گردند.

با توجه به اینکه در اثر وجود خطاهای الکتریکی و حرارتی در داخل ترانسفورماتور ، روغن آن تجزیه شیمیایی شده و تولید گاز می کند.

یکی از پیشرفت های علمی فنی دهه اخیر ، بررسی وضعیت داخلی تجهیزات الکتریکی مانند ترانسفورماتورهای قدرت توسط آزمایش گازهای محلول در روغن عایق داخل آن ها می باشد (D.G.A= Dissolved Gas Analysis) .

چنان چه در مواقع ضروری با توجه به مقدار و نوع گازها ، نسبت به رفع عیب اقدام فوری به عمل نیاید ، این عیوب باعث خسارت جبران ناپذیر و از کار افتادن ترانسفورماتور و نهایتاً سبب خاموشیهای طولانی می گردد.

جهت جلوگیری از ایجاد خسارت مذکور ، لازم است که گازهای تولید شده در روغن ترانسفورماتور در زمان های معینی مورد آزمایش قرارگرفته و با تشخیص نوع گاز و میزان آن ، نوع عیب ترانسفورماتور مشخص گردد.

مزیت روش فوق به حدی است که هم اکنون در کشورهای صنعتی استفاده از D.G.A تا آن جا پیش رفته که نوع جدید آن به صورت دستگاه مجتمع (Packed) و مجهز به سیستم میکروپروسسور (مانند سیستم HYDRAN) با اتصال دایم به ترانسفورماتورهای قدرت مهم (تولید ، انتقال و فوق توزیع) می توان وضعیت ترانسفورماتورها را در شرایط نرمال یا بحرانی (Over Load) کنترل نمود.

۲-۱- انواع روغن ترانسفورماتور

روغن های عایق ترانسفورماتور معمولاً به دو صورت تهیه می شود:

الف- روغن معدنی حاصل از نفت خام با پایه ی نفتی هیدروکربنی (نفتنیک ، پارافینیک)

ب- روغن مصنوعی حاصل از ساخت در آزمایشگاه یا مصنوع دست بشر مانند روغن های آسکارل ، سیلیکونی و ...

امروزه از روغن های معدنی به دلیل تهیه ی آسان و قیمت ارزان آنها بیشتر استفاده می شود ، بعضی از روغنهای مصنوعی به دلیل تأثیر بد بر ارگانیسم بدن انسان و محیط زیست و آلاینده بودن آنها دیگر مورد استفاده قرار نمی گیرند.

روغنهای ترانسفورماتورهای نصب شده در کشور ، مطابق استاندارد **IEC60296** برحسب درجه حرارت محیطی که در آن استفاده می شوند به دو دسته تقسیم می شوند، دسته اول یا نوع کلاس **I** مخصوص مناطق گرمسیر و دسته ی دوم یا نوع کلاس **II** مخصوص مناطق معتدل یا سردسیر بوده و مشخصات آنها مطابق جدول ۱-۲ است.

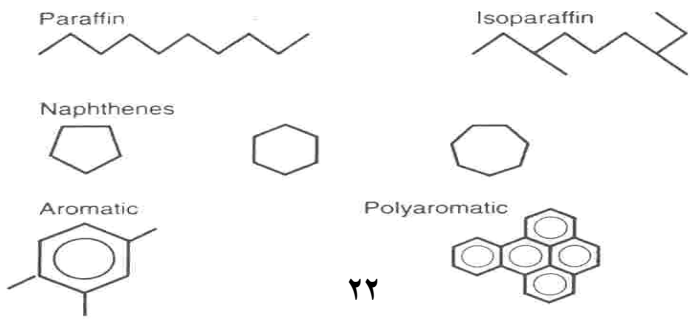
نوع روغن عایقی	ویسکوزیته در $40\ ^{o}c$	نقطه ریزش	نقطه اشتعال
کلاس **I**	حداکثر معادل ۱۶ سانتی استوک	$\leq -30\ ^{o}c$	$> +140\ ^{o}c$
کلاس **II**	حداکثر معادل ۱۱ سانتی استوک	$\leq -40\ ^{o}c$	$\geq +140\ ^{o}c$

جدول ۱-۲

روغنهای کلاس **II** برای تمام مناطق کشور مورد استفاده قرار می گیرد و قیمت آنها کمی گرانتر از روغنهای کلاس **I** است و دارای پایه ی نفتنیک و بدون مواد افزودنی آنتی اکسیدان بوده و تمایل به ایجاد گاز کمتری دارد.

با توجه به بررسی های انجام شده ، استفاده از روغنهای ترانسفورماتور با پایه ی نفتنیک نسبت به روغنهای ترانسفورماتور با پایه ی پارافینیک مطلوبتر است.

الف- روغنهای نفتنیک (زنجیره های هیدروکربورها به صورت حلقوی) قادر هستند خواص (مشخصات فنی) خود را تحت تنش های الکتریکی به مدت طولانی تری نسبت به هیدروکربورهای پارافینیک (زنجیره های هیدروکربورها به صورت خطی) حفظ نمایند. فرمول روغنهای عایق مطابق شکل ۱-۲ است.



شکل ۱-۲

ب- مکانیزم تجزیه شدن روغنهای پارافینیک ، سریع تر از روغنهای نفتنیک انجام می شود.
ج- روغنهای پایه ی پارافینیک گرایش بیشتری به ایجاد گاز دارند ، در صورتی که روغنهای با پایه ی نفتنیک تمایل بیشتری به جذب گاز دارند.
د- روغنهای پایه ی پارافینیک به دلیل بالا بودن بودن ضریب انبساط حرارتی بیشتر نسبت به پایه ی نفتنیک ، در اثر انقباض و انبساط های حرارتی باعث آزاد شدن گازهای محلول در آن می گردد.
ه- روغنهای با پایه ی نفتنیک به طور طبیعی دارای نقطه ی ریزش و ویسکوزیته ی کمتر و یا سیالیت بیشتر بوده ، در نتیجه از نظر گرمازدایی در داخل ترانسفورماتور از شرایط مطلوب تری برخوردارند.
و- رسوبات ایجاد شده ناشی از فساد روغن با پایه ی نفتنیک نسبت به روغن پایه ی پارافینیک از لحاظ اسیدی ضعیف تر بوده و به جهت حلالیت بهتر ، به راحتی رسوب زدایی می شوند. اما روغنهای با پایه پارافینیک به طور طبیعی دارای موم (Wax) بیشتری است و رسوبات ناشی از فساد و تجزیه ی آن به صورت غیرقابل حل بر روی سیم پیچ ها و هسته ی ترانسفورماتور ظاهر شده و عدم تبادل حرارتی سیم پیچ ها و هسته ی ترانسفورماتور را بدنبال دارد.
همچنین اسیدهای موجود در رسوبات سبب خوردگی کاغذ عایق سیم پیچ ها می شود.
ز- روغنهای پایه ی پارافینیک به دلیل دارا بودن موم و ویسکوزیته ی بیشتر و نقطه ی ریزش کمتر نیاز به مواد افزودنی بیشتری دارند.

۲-۲- خواص روغنهای عایق ترانسفورماتور

روغنهای عایق ترانسفورماتور دارای خواصی به شرح ذیل می باشند:

۱- عایق الکتریکی
۲- کنترل درجه حرارت داخل ترانسفورماتور
۳- جلوگیری از خوردگی مواد عایق و قسمت های فلزی ترانسفورماتور
۴- افزایش عمرمفید وتضمین پایداری شیمیایی ترانسفورماتور
۵- خاموش کردن قوس الکتریکی
۶- آب بندی ، جمع آوری وحمل مواد ناخالص ناشی ازکارکرد ترانسفورماتور
۷- حلالیت گازهای مختلف
۸- تشخیص عیب
۹- خنک کنندگی

۳-۲- مشخصات یک روغن خوب ترانسفورماتور

۱- استقامت دی الکتریک یاولتاژشکست عایقی بالا

۲- قابلیت انتقال حرارت خوب

۳- ویسکوزیته کم یا سیالیت بیشتر

۴- نقطه ریزش یا سیالیت کمتر

۵- نقطه اشتعال بالا

۶- تمایل به اکسیداسیون و تشکیل رسوبات کم

۷- ضریب تلفات عایقی (tanσ)کم

۸- آغشتگی

۱-۳-۲ مشخصات یک نوع روغن معدنی

- چگالی در°c ۲۰	۰/۸۹
- گرمای ویژه cal/g	۰/٤
- ضریب انبساط برای هر درجه بین c ۲۰ تا c ۱۰۰	۰/۰۰۰۷
- نقطه اشتعال با ظرف سرباز برحسب سانتیگراد	۱۷۵
- چسبندگی در °c ۲۰ بر حسب cst	۳٦
- چسبندگی در °c ۸۰ برحسب cst	٤،۹
- ضریب هدایت حرارتی cal/cm2 /0c/cm	۰/۰۰۰۳
- ثابت دی الکتریک	۲/۲
- سختی دی الکتریک (جرقه زن U.T.E) بر حسب ولت	٦۰/۰۰۰
- تلفات دی الکتریک	ناچیزو ضعیف
- نقطه انجماد °c	- ٤۰

سختی دی الکتریک روغن به طور تجارتی بوسیله ولتاژ جرقه زن یک جرقه‌زنندهٔ دائم دریک محفظه از عایق‌ارزیابی می‌گردد.

در فرانسه جرقه زن مجهز به دو کره با قطر های ۱۲/۵ میلیمتری که بفاصله ۵ از هم هستند بکار برده شده (جرقه زن U.T.E)

۲-۳-۲- روغن آسکارل

آسکارلها کربورهای هیدروژنکلر هستند که در تجارت با نام پیرالن ها معروفند. این دی الکتریک مایع مشخصاتی قابل قیاس با دی الکتریک های روغن معدنی از خود نشان می‌دهند و باضافه‌مزیت غیر اشتعال بودن را نیز دارا هستند.

در حالتی‌که قوس دردی الکتریک برقرار می‌شود مولکول هائی که آزاد می‌شوند بلا فاصله با کلرترکیب می‌گردند. مشخصات متداول پیرالن برای ترانسفورماتورها بقرار زیرند.

- چگالی‌در°c ۲۰ ۱،۵۶ gr/cm³
- گرمای ویژه بر حسب Cal/g/c ۰،۲۶
- ضریب انبساط در هر درجه بین °c ۲۰ تا °c ۱۰۰ ۰،۰۰۰۷۳
- نقطه اشتعال ندارد
- نقطه انجماد بر حسب°c -۳۲
- چسبندگی در °c ۸۰ برحسب cst ۲،۵
- ضرئب هدایت حرارتی بر حسب kcal/mh تا °c ٤۰ ۰،۰۸۳
- ثابت دی الکتریک در °c ۲۰ ٤،۳
- سختی دی الکتریک (جرقه زن U.T.E) بر حسبv ٦۰،۰۰۰
- تلفات دی الکتریک tagδ تا°c ۱۰۰ و در 50HZ ۰،۰۱

پیرالن در برابر حرارت بسیار پایدار میباشد و اکسیده نمی شود قابلیت مورد تهاجم قرار گرفتن اجسام دیگر را دارد بدینجهت باید با عایقهائی که خاصیت گرایش با آن‌را دارند طوری استفاده شوند که مورد تهاجم قرار نگیرد مثلا پنبه - کاغذ ها مقواهای الکترو تکنیکی و بعضی از لعابها و ورنی ها مناسبند.

پیرالن دارای چگالی بسیار بزرگترنسبت به آب دارد. لذا باید از وجود آب اجتناب و احتیاط نمود زیرا آب بعلت کوچکی چگالی در سطح بالا و در مجاورت اتصالات که غرق درآن هستند جمع شده و موجبات اتصال کوتاه را فراهم می‌سازد.

۲-۴- مشخصات روغن ترانسفورماتور براساس استاندارد IEC-296 (بدون مواد افزودنی ضد اکسیدکنندگی)

property	کلاس II	کلاس I	واحد	مشخصات
Kinematic Viscosity at 40°C	۱۱	۱۶/۵	mm^2/s	حداکثر ویسکوزیته (چسبندگی جنبشی) در ۴۰ درجه سانتی‌گراد
20°C max.	۲۵	۴۰	mm^2/s	– در ۲۰ درجه سانتی‌گراد
-15°C	–	۸۰۰	mm^2/s	– در ۱۵– درجه سانتی‌گراد
-30°C	۱۸۰۰	–	mm^2/s	– در ۳۰– درجه سانتی‌گراد
Flash point (closed cup), min.	۱۳۰	۱۴۰	°C	حداقل درجه حرارت اشتعال
pour point, max.	-۴۵	-۳۰	°C	حداکثر درجه حرارت خمیری‌شدن (نقطه ریزش)
Appearance	رنگ‌روشن – بدون‌موادمعلق		–	شکل ظاهری
Specific density, max	۰/۸۹۵		kg/dm^3	حداکثر چگالی (دانسیته) در دمای ۲۰°C
Interfacial tension min	۴۰×۱۰$^{-3}$		N/M	حداقل کشش بین‌لحی در دمای ۲۵°C
Neutralization Value max	۰/۰۳		mg koH/g	حداکثر عدد اسیدی (درجه خنثی‌بودن)
Corrosive Sulphur	غیرخورنده		–	خورندگی گوگردی
Water Content max	۴۰		mg/kg	حداکثر مقدار آب محلول
Anti-Oxidant additives	غیرقابل تشخیص		–	مواد افزودنی ضد اکسیدکننده*
Oxidaton Stability:				پایداری در مقابل اکسیداسیون:
neutralizaion Value	۰/۴		mgkoH/g	حداکثر مقدار اسیدیته بعد از اکسیداسیون (درجه خنثی‌بودن)
Slutge %by mass	۰/۱		صدجرمی	حداکثر مقدار لجن روغن
Breakdown Valtage:				حداقل ولتاژ شکست هایقی (استقامت دی‌الکتریک)
New Vuntreated oil	۳۰		K\	– روغن تازه
after treatment	۵۰		KV	– روغن بعد از تصفیه
Dissipation factor at 90°C, and 40~60Hz	۰/۰۰۵		–	حداکثر ضریب تلفات هایقی (tanδ) در دمای ۹۰°C و فرکانس ۴۰ تا ۶۰ هرتز

* گونهٔ دیگر روغنهایی هستند که دارای مواد ضد اکسیدکنندگی می‌باشند که نوع و مقدار آن توسط سازنده و مصرف کننده مشخص می‌شود.

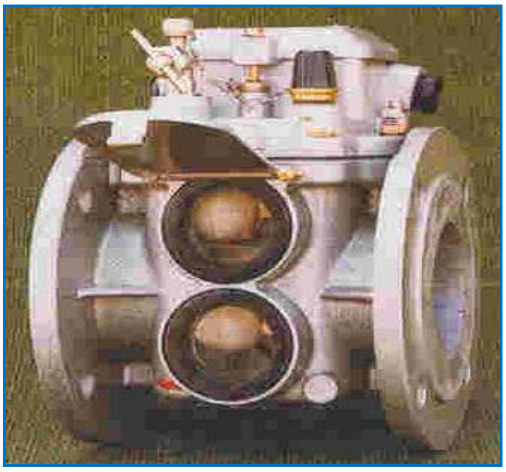
مشخصات روغن ترانسفورماتور بر اساس استاندارد BS

Characteristic	مقدار محدوده	واحد	مشخصات
Sluge Value (max.)	۰/۱۰	درصد	حداکثر مقدار لجن
Acidity after oxidaion (max.)	۰/۴۰	mg koH/g	حداکثراسیدیته پس از اکسیداسیون
Flash point (closed) (max.)	۱۴۰	°C	حداقل نقطه اشتعال
Viscosity (max.)		*CST	حداکثر ویسکوزیته :
at - 15 °C	۸۰۰	"	ـ در دمای ۱۵°C–
at 20°C	۴۰	"	ـ در دمای ۲۰°C
pour point (max.)	–۳۰	°C	حداکثر نقطه ریزش
Electric Strength (breakdown)		KV	حداقل استقامت الکتریکی (ولتاژ شکست) :
oil delivered in bulk	۳۰	"	– روغن تحویل داده شده از تانک
oil received in the UK in drum	۲۷	"	ـ روغن گرفته شده از منبع ذخیره
Acidity (neutralisation value) (max.)	۰/۰۳	mg koH/g	حداکثر اسیدیته کل (عدد خنثی‌شدن)
Corrosive Content (max.)	غیرخورنده		خورندگی گوگردی
Water Content (max.)		ppm	حداکثر مقدار آب :
oil delivered in bulk	۳۵	"	ـ روغن تحویل داده شده از تانک
oil received in the UK in drum	۵۰	"	ـ روغن گرفته شده از منبع ذخیره
Density at 20°C (max.)	۰/۸۹۵	g/Cm^3	حداکثر دانسیته در ۲۰°C
Dielectric Dissipation Factor	۰/۰۰۵	–	حداکثر ضریب تلفات هایقی در ۹۰°C

*$1^{cst} = 10^{-6}$ mm2/s

۳- وسایل کنترل و حفاظت الکتریکی ترانسفورماتورهای قدرت

موارد حفاظت ترانسفورماتور عبارتست از:



الف - حفاظت داخلی ترانسفورماتور

۱- اتصال بدنه

۲- اتصال حلقه

۳- نشت روغن

ب - حفاظت خارجی ترانسفورماتور

۱- بار زیاد

۲- جریان زیاد

۳- ولتاژ زیاد

۴- نوسان ولتاژ یا فلیکر **(Voltage Fluctuation)**

شکل ۱-۳

وسایل کنترل و حفاظت ترانسفورماتورها به این شرح است:

۱-۳- رله ی بوخهلتس

رله ی بوخهلتس مانند شکل ۱-۳ مجهز به دو المان آلارم و قطع است. المان بالایی ، سیستم آلارم را فعال می کند و المان پایینی هنگام وقوع اتفاق در روغن داخل مخزن اصلی ترانسفورماتور باعث تحریک **Tripping Coil** دیژنکتور ترانسفورماتور شده و ترانسفورماتور را از مدار خارج می کند.

هریک از المان ها دارای محفظه ی آلومینیومی سبک و توخالی به صورت فلوتر (شناور) است که حول یک محور می تواند چرخش نماید.

یک کلید جیوه ای روی بازوی هر فلوتر نصب شده و در اثر عواملی مانند کاهش سطح روغن ، سرعت بیش از حد مجاز حرکت روغن و ورود گاز به محفظه ی رله فعال می شود.

چنانچه میزان گاز کم باشد المان بالایی فعال شده و سیگنال آلارم را ارسال می کند و اگر شدت خطا بیشتر باشد ، میزان گاز ایجاد شده بیشتر شده و باعث تحریک المان پایینی و خارج شدن ترانسفورماتور از شبکه می شود.

در حالتی که نشت روغن در ترانسفورماتور وجود داشته باشد ، محفظه ی رله از روغن تخلیه شده و باعث قطع ترانسفورماتور می شود.

در قسمت بالای رله ی بوخهلتس یک شیر سماوری برای نمونه گیری از گاز جمع شده در داخل رله و تخلیه آن پس از حصول اطمینان از رفع اشکال و یک دکمه ی فشاری مکانیکی جهت شبیه سازی خطا و تست سوئیچ های آلارم و قطع نصب شده است.

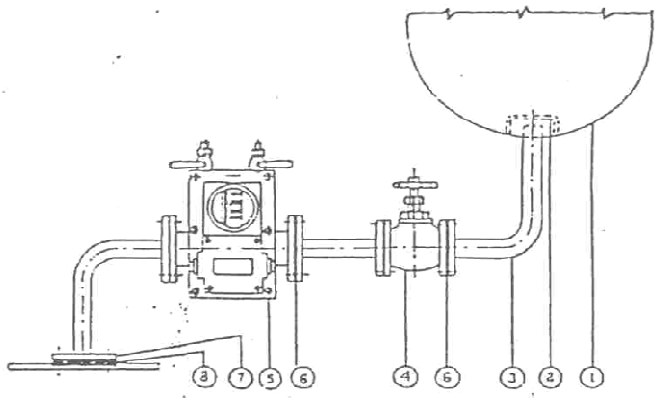
رله های بوخهلتس می توانند باعث تشخیص اشکالات قبل از صدمه رساندن به ترانسفورماتور گردند. البته این امر مستلزم دقّت نظر و سرعت در عملکرد ، پس از رخ دادن اتفاق است.

اشکالاتی که رله ی بوخهلتس می تواندآشکار نمایند به شرح زیر است:

- **تش حرارتی در ورق های هسته ی ترانسفورماتور**
- **افزایش حرارت شدید در سیم پیچی ها**
- **ایجاد جرقه بر اثر شُل بودن ترمینال های داخلی**
- **اتصال بدنه یا اتصال زمین در داخل ترانسفورماتور**
- **اتصال کوتاه بین حلقه های سیم پیچی**
- **ایجاد شکست الکتریکی در مقره ها و عایق سیم پیچ ها**
- **کاهش سطح روغن**
- **حرکت سریع روغن با سرعتی بیش از حد مجاز رله**

شکل ۲-۳ محل نصب رله ی بوخهلتس را در روی ترانسفورماتور نشان می دهد.

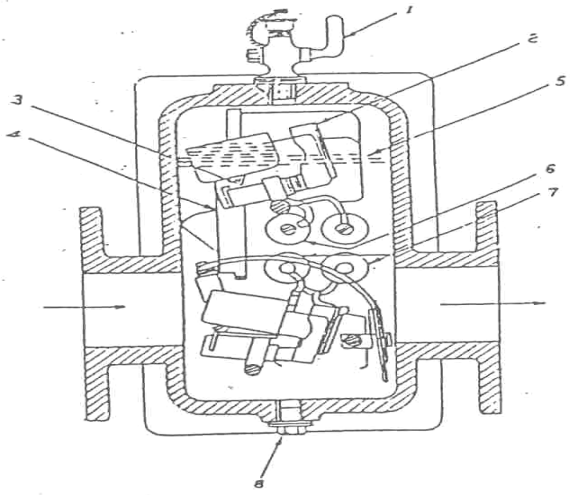
۱- مخزن انبساط روغن
۲- توری محافظ یا صافی
۳- لوله ی خروجی روغن
۴- شیر روغن
۵- رله ی بوخهلتس
۶- واشر
۷- فلنج اتصال به ترانسفورماتور
۸- واشر



شکل ۲-۳

شکل ۳-۳ اجزای رله ی بوحهلتس را نشان می دهد. این اجزا عبارتند از:

۱- شیر سماوری
۲- وزنه ی بالانس
۳- کلید جیوه ای
۴- اهرم تست
۵- سطح روغن
۶- المان آلارم
۷- المان قطع یا تریپ
۸- پیچ تخلیه ی روغن



شکل ۳-۳

۲-۳- رله ی جانسون

این رله به نام رله محافظ تپ چنجر نیز معروف است و ترانسفورماتور را از آسیب بیشتر ناشی از خطای بوجود آمده در محفظه ی کلید بار (تپ چنجر) محافظت می کند(شکل ۴-۳).

این رله در مسیر لوله ی ارتباطی محفظه ی تپ چنجر به منبع انبساط نصب می شود.

این رله دارای یک کنتاکت باز ، قطع کننده می باشد و هنگام بروز خطا در محفظه ی تپ چنجر ، شناور آن در مقابل ازدیاد فشار گاز ناشی از تجزیه روغن عمل کرده و ترانسفورماتور را به سرعت از مدار خارج می کند.

شکل ۴-۳

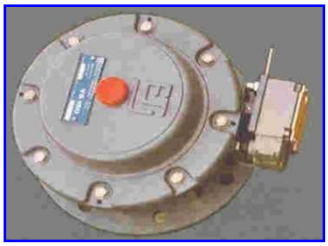
۳-۳- رله ی محافظ مخزن یا سوپاپ اطمینان

هنگام بروز اتصال کوتاه در داخل ترانسفورماتور ، گرمای زیاد ناشی از اتصال کوتاه سبب تجزیه ی سریع روغن و ایجاد گاز در حجم زیاد می شود.

تولید این گازها باعث فشارهای غیر مجاز شده و عدم تخلیه ی سریع آن ، ممکن است سبب تغییر فرم یا ترکیدگی مخزن اصلی ترانسفورماتور شود.

جهت حفاظت مخزن در مقابل این نیروهای لحظه ای از رله ی محافظ انفجار مخزن که در فشار ۰/۷ Bar عمل می کند ، استفاده می شود.

این رله دارای یک کنتاکت باز برای خارج کردن ترانسفورماتور از مدار است. شکل ۵-۳ این رله را نشان می دهد.



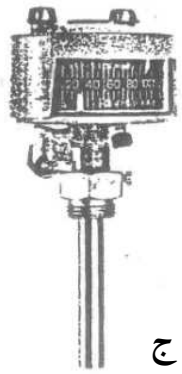
شکل ۵-۳

۴-۳- رله ی حرارتی

رله ی حرارتی یا ترمومتر برای کنترل دمای روغن و سیم پیچ های ترانسفورماتور ، راه اندازی فن ، الکتروپمپ سیرکولاسیون روغن ، ارسال سیگنال های آلارم و قطع برای حفاظت ترانسفورماتور ها است (شکل ۶-۳).

الف

ب

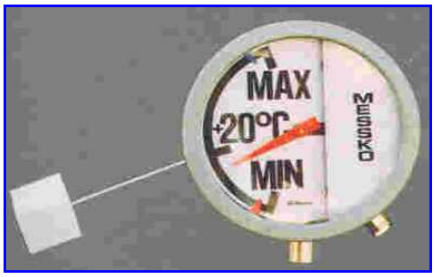


ج

شکل ۶-۳

۵-۳- نشان دهنده ی سطح روغن منبع انبساط

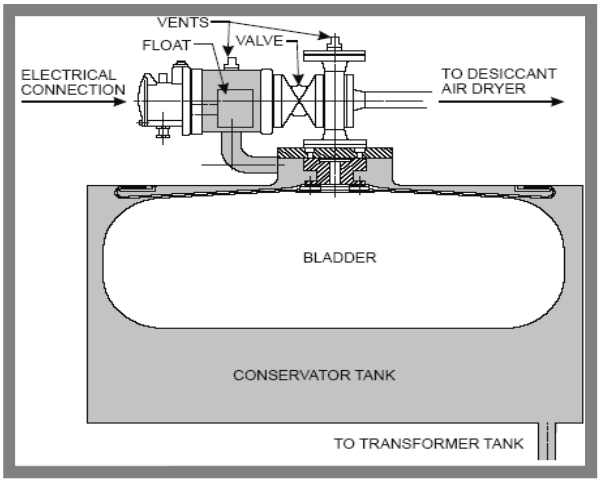
برای نشان دادن ارتفاع یا سطح روغن در منبع انبساط ترانسفورماتور نشان دهنده ی شکل ۷-۳ استفاده می شود. این نشان دهنده ها از نوع مغناطیسی بوده و تغییر سطح روغن در داخل مخزن انبساط سبب حرکت شناور آن شده و حرکت عقربه ی نشان دهنده را در اثر اعمال نیروی مغناطیسی به پی دارد. روغن نمای مغناطیسی معمولاً دارای دو کنتاکت برای ارسال سیگنال های آلارم و تریپ ترانسفورماتور است.



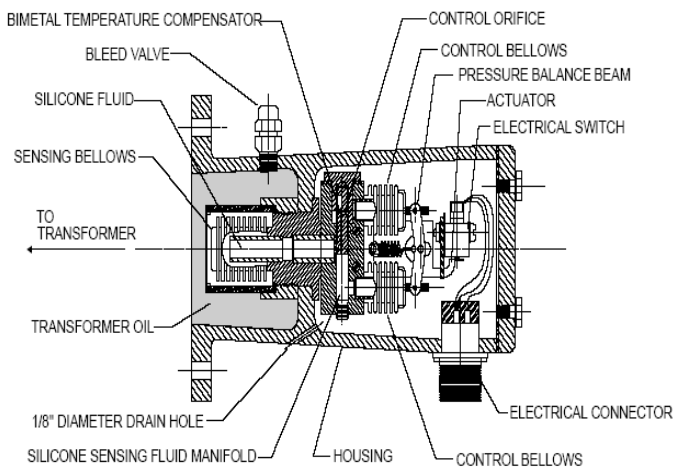
الف شکل ۷-۳ ب

۶-۳- رله تشخیص معیوب شدن کیسه هوایی داخل کنسرواتور

برای تشخیص معیوب شدن کیسه هوایی داخل کنسرواتور ترانسفورماتور قدرت از رله بوخهلتس که مانند شکل ۸-۳ در قسمت بالای کنسرواتور نصب می شود و یا از رله فشاری مانند شکل ۹-۳ که در بدنه کنسرواتور نصب می شود ، استفاده می گردد.



شکل ۸-۳



شکل ۹-۳

۷-۳- برقگیر

برای حفاظت ترانسفورماتورها در مقابل اضافه ولتاژهای موجی و موقت از برقگیرها استفاده می شود تا اینگونه اضافه ولتاژها را از سیستم به زمین هدایت کنند.

✱اضافه ولتاژهای موجی و منابع تولید آنها

این گونه اضافه ولتاژها به صورت موج ظاهر می شوند و با سرعتی نزدیک به سرعت نور در هادی ها منتشر می گردند و در برخورد با هر گره تغییر شکل و تغییر دامنه می دهند. این تغییر دامنه بصورت افزایشی و با سرعت ثابت صورت می گیرد.

سرعت افزایش دامنه کیلو ولت بر میکروثانیه [KV / µ S] است.

منابع تولید اضافه ولتاژهای موجی عبارتند از صاعقه و سوئیچینگ (کلید زنی)

- اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه را اضافه ولتاژ های خارجی (external) گویند.
- اضافه ولتاژهای ناشی از کلید زنی را اضافه ولتاژهای داخلی (internal) گویند

✱اضافه ولتاژهای موقت و منابع تولید آنها

به اضافه ولتاژهایی که شکل موجی ندارند و بیش از ولتاژ نرمال شبکه باشند ، اضافه ولتاژهای موقت گفته می شود. مشخصه ی این اضافه ولتاژها کوتاه مدت بودن آنها است.

منابع تولید اضافه ولتاژهای موقت عبارتند از :

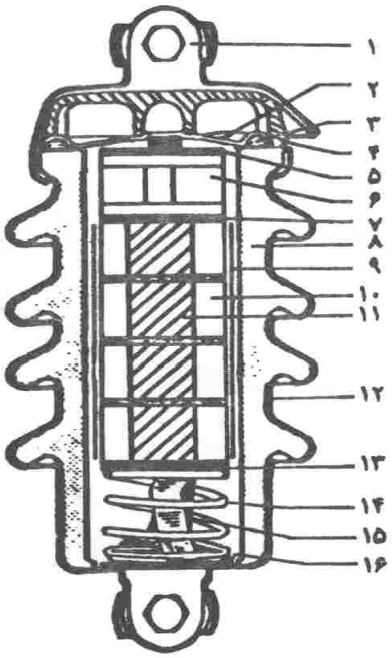
- خطای شبکه
- بی باری خطوط
- قطع و وصل خطوط
- قطع بارهای اکتیو و رأکتیو بزرگ
- ورود و خروج ترانسفورماتور ها
- مانورهای غلط در شبکه
- تنظیم نادرست دستگاههای کنترل ولتاژ ترانسفورتور ها و ژنراتورها
- بروز پدیده ی رزونانس و فروزونانس
- قطع فیوزهای فشارقوی

شکل ۱۰-۳ یک نوع برقگیر را نشان می دهد که برای حفاظت ترانسفورماتور ها کاربرد دارد و داخل آنها قرص های Zno مانند شکل ۱۱-۳ قرار می گیرد. بنابراین به آنها برقگیر Zno گفته می شود.

شکل ۱۰-۳

شکل ۱۱-۳

شکل ۱۲-۳ قسمت های داخلی یک برقگیر Zno را نشان می دهد.



۱- کنتاکت بالای برقگیر
۲- سوپاپ اطمینان (دریچه ی فشار)
۳- لاستیک دور لبه برای آب بندی بهتر
۴- منفذ خروج گاز
۵- کنتاکت ارتباط بالای برقگیر
۶- لوله افزایش ارتفاع برقگیر
۷- صفحات هادی برای اتصال بهتر
۸- پرسلین (چینی)
۹- عایق میکای لوله ای برای ایجاد عایقی بیشتر برای جلوگیری از تخلیه ی الکتریکی روی سطح وریستورها
۱۰- وریستور
۱۱- عایق روی وریستور
۱۲- لعاب روی وریستور
۱۳- کنتاکت ارتباط به پایین برقگیر
۱۴- فنر برای محکم نگهداشتن اجزای اصلی
۱۵- هادی ارتباطی برای ایجاد اتصال با حداقل مقاومت
۱۶- کنتاکت پایین برقگیر

شکل ۱۲-۳

شکل ۱۳-۳ برقگیرهای محافظ یک دستگاه ترانسفورماتور کوره ی قوس الکتریکی به قدرت ۲۵ MVA را نشان می دهد.

شکل ۱۳-۳

برقگیر شاخی یا آرماتور برای حفاظت ترانسفورماتور های قدرت در مقابل اضافه ولتاژهای موقت مانند شکل های ۱۴-۳ کاربرد دارد.

(الف)

(ب)

شکل ۱۴-۳

برای حفاظت ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ در مقابل اضافه ولتاژهای داخلی و خارجی از برقگیر های با فنتیل استفاده می شود. شکل های ۱۵-۳ دو نمونه از برقگیر های با فنتیل ۲۰KV و ۶۳ KV و شکل ۱۶- ۳ یک نمونه برقگیر با فنتیل ۱۳۲ KV را نشان می دهد.

شکل ۱۵-۳

شکل ۱۶-۳

ترانسفورماتوهای قدرت که از طریق شبکه های کابلی برقدار می شوند ، امپدانس موجی کابل های تغذیه ی ترانسفورماتور نقش مؤثری در کاهش اضافه ولتاژ داخلی به عهده دارند. برقگیر این نوع ترانسفورماتورها در داخل باکس و در ابتدای ترمینال ورودی قرار دارد (شکل ۱۷-۳).

شکل ۱۷-۳

در شکل ۱۸-۳ یک دستگاه اتوترانسفورماتور ۲۳۰ به ۱۳۲ کیلو ولت را نشان می دهد که در اثر اضافه ولتاژ ایزولاتور برقگیر آن آسیب دیده است. شکل های ۱۹-۳ و ۲۰- ۳ محل آسیب دیده ایزولاتور را نشان می دهد.

شکل ۱۸-۳

شکل ۱۹-۳

الف ب ج

شکل ۲۰-۳

۸-۳- ضربه گیر (Surge Arrester)

برای جذب هارمونیک های تولیدی ترانسفورماتورهای کوره های قوس الکتریکی از مجموعه ی RC شکل ۲۱-۳ استفاده می شود. این مجموعه برای اصلاح ضریب قدرت مدار الکتریکی کوره ی پاتیلی نیز کاربرد دارند.

شکل ۲۱-۳

۹- ۳- رله ی بار زیاد یا ۴۹

این رله توسط CT تغذیه شده و مطابق با Curve و هماهنگ با رله های بار زیاد تجهیزات الکتریکی پایین دست ترانسفورماتور تنظیم و تست می شود.

۱۰- ۳- رله ی جریان زیاد زمانی یا ۵۱

این رله توسط CT تغذیه شده و مطابق با Curve و هماهنگ با رله های جریان زیاد تجهیزات الکتریکی پایین دست ترانسفورماتور تنظیم و تست می شود.

۱۱- ۳- رله ی جریان زیاد لحظه ای یا ۵۰

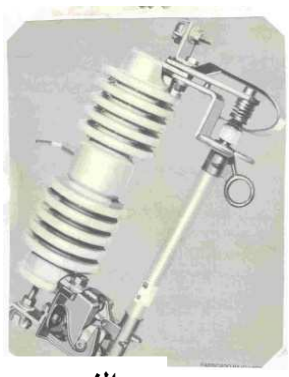
این رله توسط CT تغذیه شده مطابق با Curve و هماهنگ با رله های جریان زیاد لحظه ای تجهیزات الکتریکی پایین دست ترانسفورماتور تنظیم و تست می شود.

۱۲-۳- رله های اتصال زمین N ۵۰ و N ۵۱

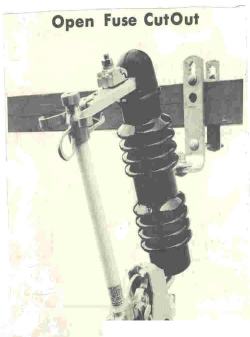
این رله ها توسط CT تغذیه شده و متناسب با نوع اتصال و امپدانس صفر ترانسفورماتور تنظیم و تست می شود.

۱۳-۳- فیوز

برای حفاظت ترانسفورماتورهای هوایی که قدرت آنها معمولاً از KVA ۲۵تا KVA ۳۱۵ است ، فیوزهای Cut-out شکل ۲۲-۳ وفیوزهای HRC شکل ۲۳-۳ کاربرد دارد.

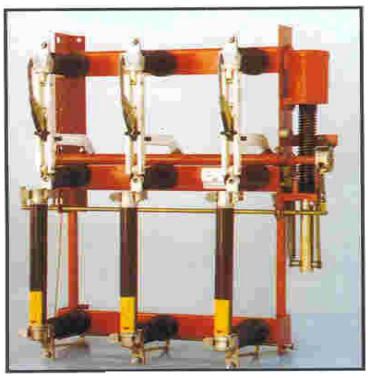


الف



ب

شکل ۲۲-۳



شکل۲۳-۳

۳-۱۴ رله ی دیفرانسیل یا ۸۷

این رله توسط CT تغذیه شده و معمولاً برای ۲۰٪ تا ۳۰ ٪ جریان نامی ترانسفورماتور تنظیم و تست می شود.

جدول ۱-۳ مشخصات فیوز و رله مربوط به ترانسفورماتورهای قدرت را ارائه می دهد.

جدول A						جدول B	
قدرت ترانسفورماتور KVA	قدرت ترانسفورماتور KW	شدت جریان فشار قوی	شدت جریان فشار ضعیف	فیوز مجاز فشار قوی A		قدرت ترانسفورماتور KVA	آمپر رله کلید فشار ضعیف
50	40	**1.45**	72	**6**		50	**75**
75	60	**2.16**	108	**10**		75	**110**
100	80	**2.9**	144	**10**		100	**145**
125	100	**3.6**	180	**15**		125	**180**
160	128	**4.6**	231	**15**		160	**235**
200	160	**5.8**	289	**25**		200	**290**
250	200	**7.2**	361	**25**		250	**365**
315	252	**9.2**	455	**25**		315	**460**
400	320	**11.5**	578	**40**		400	**580**
500	400	**14.5**	722	**40**		500	**725**
630	504	**18.2**	910	**40**		630	**920**
800	640	**23.1**	1156	**40**		800	**1160**
1000	800	**29**	1445	**2*40**		1000	**1450**
1250	1000	**36.1**	1806	**2*40**		1250	**1810**
1600	1280	**46.2**	2312	**2*40**		1600	**2315**
2000	1600	**58**	2890	--		2000	**2890**
2500	2000	**72.2**	3612	--		2500	**3615**

توضیح : آمپر قطع رله کلید فشار ضعیف را مطابق جدول (B) میزان نمائید .

جدول ۱-۳

جدول انتخاب فیوز فشار قوی برای ترانسفورماتور

قدرت اسمی ترانسفورماتور سه فاز KVA	جریان اسمی فیوز (A)			
	در ۳ کیلو ولت	در ۶ کیلو ولت	در ۱۱ کیلو ولت	در ۲۰ کیلو ولت
۵۰	۴۰	۲۵		
۷۵	۶۳	۴۰	۲۵	۱۶
۱۰۰	۶۳	۴۰	۲۵	۱۶
۱۲۵	۶۳	۶۳	۴۰	۲۵
۱۶۰	۱۰۰	۶۳	۴۰	۲۵
۲۰۰	۱۰۰	۶۳	۴۰	۲۵
۲۵۰	۱۰۰	۶۳	۴۰	۲۵
۳۱۵	۱۰۰	۶۳	۴۰	۲۵
۴۰۰	--	۶۳	۶۳	۲۵
۵۰۰	--	۱۰۰	۶۳	۴۰
۶۳۰	--	۱۰۰	۶۳	۴۰

جدول ۲-۳

Sepam 2000 transformer without RTDs

functions	ANSI code	Sepam types [2] T01	T02	T03	T04	T05	T06	T07	T09	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19
protection																			
thermal overload	49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
phase overcurrent	50/51	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
earth fault (sensitive E/F)	50N/ 51N(G)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
neutral voltage displacement	59N		1			1	1			1	1	1	1	1	1			1	1
directional overcurrent	67		1			1	1			1			1						
directional earth fault	67N		1			1	1			1			1			1	1		1
tank earth leakage [3][4]	50/51			1			1	1				1	1		1			1	
neutral [3]	50N/ 51N			2			2	2				2	2		2			2	
undervoltage	27								1	1								1	1
undervoltage remanent	27R								1	1								1	1
overvoltage	59								2	2								2	2
restricted earth fault [4]	64REF			1			1	1				1	1		1			1	
metering																			
phase currents (I1, I2, I3)		■	■	■/■*	■	■	■/■*	■/■*	■	■	■	■/■*	■/■*	■	■/■*	■	■	■/■*	■
peak demand phase currents (I1, I2, I3)		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
voltage (U21, U32, U13, V1, V2, V3)			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
real/ reactive power (P, Q)			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
peak demand real/ reactive power			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
power factor			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
frequency			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
thermal capacity used		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
accumulated real/ reactive energy (±Wh, ±VArh)			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
tripping currents (I1, I2, I3, Io)		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
true rms current		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
disturbance recording		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
residual current		■	■	■/■*	■	■	■/■*	■/■*	■	■	■	■/■*	■/■*	■	■/■*	■	■	■/■*	■
residual voltage			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
cumulative breaking current and number of breaks		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
control and monitoring																			
open / close		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
lockout relay	86	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
inhibit closing	69	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
annunciation	30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Buchholz thermal relay detection of gas, pressure and temperature level (DGPT/ PTC)		■	■	■			■		■	■				■	■		■	■	■
inter-tripping [1]		■	■	■			■		■	■				■	■		■	■	■
logic discrimination	68	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
trip circuit supervision	74	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
detection of plugged connectors (DPC)	74	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
operation counter		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
phase fault trip counter		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
disturbance recording triggering		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Sepam models																			
standard S36		YR	XR	KR	YR	XR	LR	LR	XR	XR	XR	LR	LR	XR	LR	XR	XR	LR	XR
compact S26		LX	LT		LX	LT			LT	LT	LT			LT		LT	LT		LT
number of standard ESTOR boards		2	2	2	1	1	2	1	2	2	1	1	1	2	2	1	2	2	2

Sepam 2000 transformer with RTDs

functions	ANSI code	Sepam types [2] T21	T22	T23	T24	T25	T26	T27	T29	T30	T31	T32	T33	T34	T35	T36	T37	T38	T39
protection																			
thermal overload	49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
phase overcurrent	50/51	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
earth fault (sensitive E/F)	50N/ 51N(G)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
neutral voltage displacement	59N		1			1	1			1	1	1	1	1	1			1	1
directional overcurrent	67		1			1	1			1			1						
directional earth fault	67N		1			1	1			1			1			1	1		1
tank earth leakage [3][4]	50/51			1			1	1				1	1		1			1	
neutral [3]	50N/ 51N			2			2	2				2	2		2			2	
undervoltage	27								1	1								1	1
undervoltage remanent	27R								1	1								1	1
overvoltage	59								2	2								2	2
temperature set point (6 RTDs)	38/49T	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
restricted earth fault [4]	64REF			1			1	1				1	1		1			1	
metering																			
phase currents (I1, I2, I3)		■	■	■/■*	■	■	■/■*	■/■*	■	■	■	■/■*	■/■*	■	■/■*	■	■	■/■*	■
peak demand phase currents (I1, I2, I3)		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
voltage (U21, U32, U13, V1, V2, V3)			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
real/ reactive power (P, Q)			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
peak demand real/ reactive power			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
power factor			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
frequency			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
thermal capacity used		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
accumulated real/ reactive energy (±Wh, ±VArh)			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
tripping currents (I1, I2, I3, Io)		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
true rms current		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
disturbance recording		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
temperature (6 RTDs)		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
residual current		■	■	■/■*	■	■	■/■*	■/■*	■	■	■	■/■*	■/■*	■	■/■*	■	■	■/■*	■
residual voltage			■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
cumulative breaking current and number of breaks		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
control and monitoring																			
open / close		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
lockout relay	86	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
inhibit closing	69	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
annunciation	30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Buchholz thermal relay detection of gas, pressure and temperature level (DGPT/ PTC)		■	■	■			■		■	■				■	■		■	■	■
inter-tripping [1]		■	■	■			■		■	■				■	■		■	■	■
logic discrimination	68	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
trip circuit supervision	74	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
detection of plugged connectors (DPC)	74	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
operation counter		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
phase fault trip counter		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
disturbance recording triggering		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Sepam models																			
standard S36		ZR	SR	KZ	ZR	SR	LS	LS	SR	SR	SR	LS	LS	SR	LS	SR	SR	LS	SR
compact S26		LS			LS														
number of standard ESTOR boards		2	2	2	1	1	2	1	2	2	1	1	1	2	2	1	2	2	2

Setting ranges

functions	Fxxx [1]	settings		time delays
thermal overload	**F431**			
		negative sequence/unbalance coefficient: 0 ; 2.25 ; 4.5 ; 9		
		time constants:	heating	T1: 5 to 120 mn
			cooling	T2: 5 to 600 mn
		alarm: 50% to 200% of nominal thermal capacity used		
		tripping: 50% to 200% of nominal thermal capacity used		
phase overcurrent	**F011-F012-F013-F014**			
definite time DT		0.3 to 24 In		t: 0.05 to 655 s
IDMT [2]		0.3 to 2.4 In		t: 0.1 to 12.5 s at 10 Is
earth fault	**F081-F082-F083-F084**		type of sensor	
definite time DT		0.05 to 10 In 0.1 to 20 A 1.5 to 300 A 0.05 to 10 Ino 0.05 to 10 Ino	sum of 3 phase currents CSH core bal. CT, 2 A CSH core bal. CT, 30 A 1 A or 5 A CT [3] core balance CT [4]	t: 0.05 to 655 s
IDMT [2]		0.05 to 1 In 0.1 to 2 A 1.5 to 30 A 0.05 to 1 Ino 0.05 to 1 Ino	sum of 3 phase currents CSH core bal. CT, 2 A CSH core bal. CT, 30 A 1 A or 5 A CT [3] core balance CT [4]	t: 0.1 to 12.5 s at 10 Iso
harmonic 2 restraint taken into account		yes no		
neutral voltage displacement	**F391**			
		2% to 80% of Un if VT: $Un/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 5% to 80% of Un if VT: $Un/\sqrt{3}/100/3$		t : 0,05 to 655 s
directional overcurrent	**F521**	characteristic angle 30°,45°, 60°		
definite time DT		0.3 to 24 In		t: 0.05 to 655 s
IDMT [2]		0.3 to 2.4 In		t: 0.1 to 12.5 s at 10 Is
directional earth fault	**F501**	characteristic angle 0°, 15°, 30°, 45°, 60°, 90° and - 45°		
definite time DT		0.05 to 10 In 0.1 to 20 A 1.5 to 300 A 0.05 to 10 Ino 0.05 to 10 Ino	sum of 3 phase currents CSH core bal. CT, 2 A CSH core bal. CT, 30 A 1 A or 5 A CT [3] core balance CT [4]	t: 0.05 to 655 s
tank earth leakage	**F021**			
definite time DT		0.3 to 24 In		t: 0.05 to 655 s
IDMT [2]		0.3 to 2.4 In		t: 0.1 to 12.5 s at 10 Is

Reminder: rated current **In**, basis current **Ib**, rated voltage **Un** and current **Ino** are general parameters that are set at the time of Sepam 2000 commissioning.
In is the current sensor rated current (CT rating).
Ib is the current which corresponds with the rated power of the transformer.
Un is the phase-to-phase voltage of the voltage sensor primary windings.
Ino is the residual current sensor rating.
Rated thermal a capacity use corresponds to a steady current egal to Ib.
[1] function identification for protection setting.
[2] IDMT curves:
- inverse: SIT,
- very inverse: VIT,
- extremely inverse: EIT,
- ultra inverse: UIT,
- long time inverse: LTI.

[3] with CSH 30 interposing ring CT.
[4] core balance CT with ratio 1/n ($50 \leqslant n \leqslant 1500$) with ACE 990 interface.

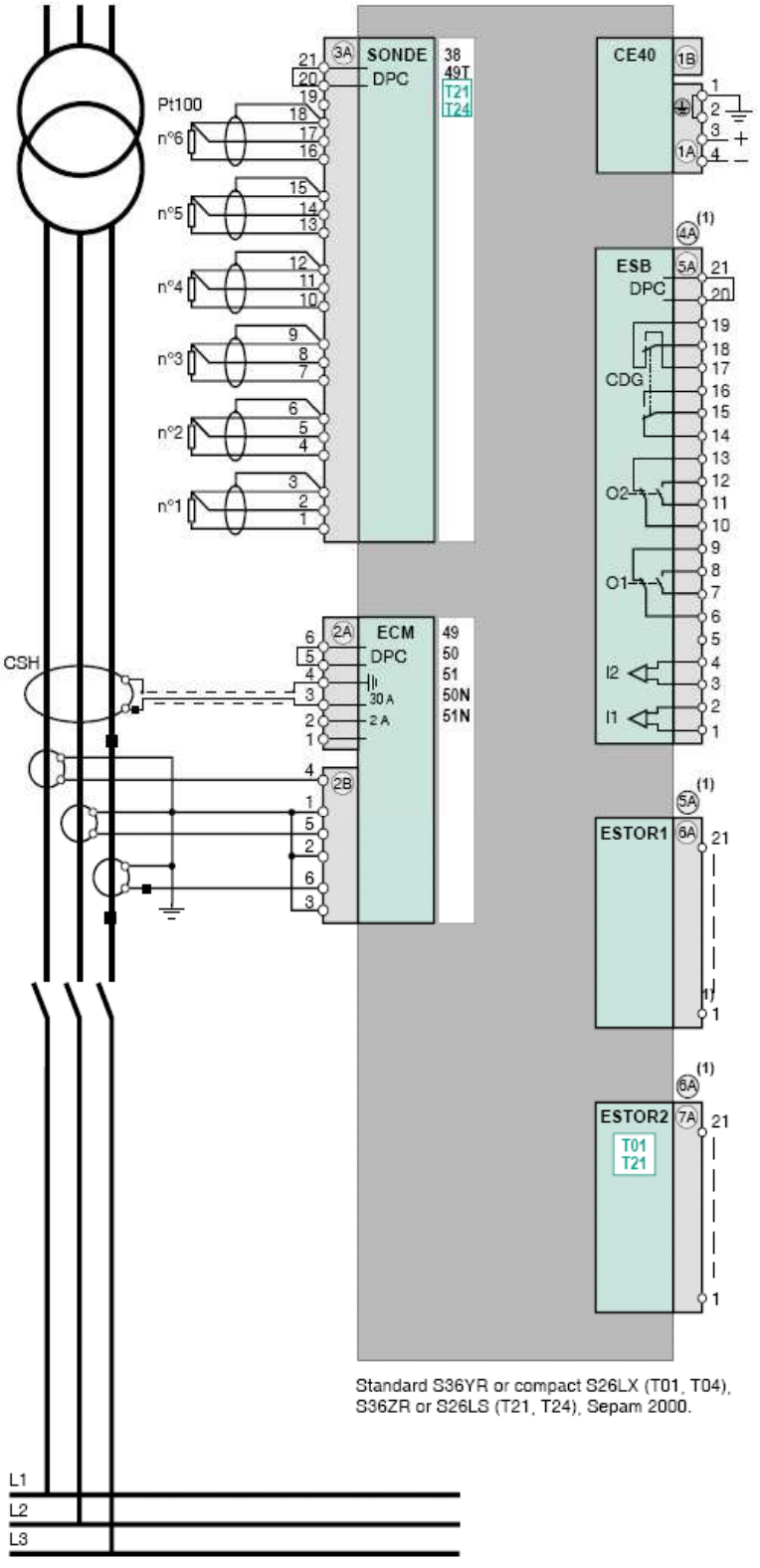
Setting ranges (cont'd)

functions	Fxxx [1]	settings		time delays
neutral	**F091-F092**		**type of sensors**	
definite time DT		0.05 to 10 In	sum of 3 phase currents	t: 0.05 to 655 s
		0.1 to 20 A	CSH core bal. CT, 2 A	
		1.5 to 300 A	CSH core bal. CT, 30 A	
		0.05 to 10 Ino	1 A or 5 A CT [3]	
		0.05 to 10 Ino	core balance CT [4]	
IDMT [2]		0.05 to 1 In	sum of 3 phase currents	t: 0.1 to 12.5 s at 10 Iso
		0.1 to 2 A	CSH core bal. CT, 2 A	
		1.5 to 30 A	CSH core bal. CT, 30 A	
		0.05 to 1 Ino	1 A or 5 A CT [3]	
		0.05 to 1 Ino	core balance CT [4]	
harmonic 2 restraint taken into account		yes no		
undervoltage	**F321-F341-F361**			
		5% to 100% of Un		t: 0.05 to 655 s
remanent undervoltage	**F351**			
		5% to 100% of Un		t: 0.05 to 655 s
overvoltage	**F301-F302**			
		50% to 150% of Un		t: 0.05 to 655 s
temperature set point (RTDs)	**F461 à F466**			
		0 °C to 180 °C		
restricted earth fault	**F651**			
		0.05 In to 0.8 In if In ≥ 20 A 0.1 In to 0.8 In if In < 20 A		

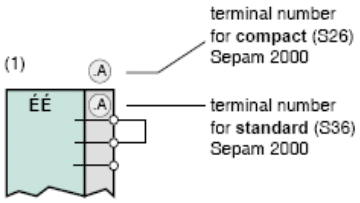
Reminder: rated current **In**, basis current **Ib**, rated voltage **Un** and current **Ino** are general parameters that are set at the time of Sepam 2000 commissioning.
In is the current sensor rated current (CT rating).
Ib is the current which corresponds with the rated power of the transformer.
Un is the phase-to-phase voltage of the voltage sensor primary windings.
Ino is the residual current sensor rating.
[1] function identification for protection setting.
[2] IDMT curves:
- inverse: SIT,
- very inverse: VIT,
- extremely inverse: EIT,
- ultra inverse: UIT,
- long time inverse: LTI.

[3] with CSH 30 interposing ring CT.
[4] core balance CT with ratio 1/n (50 ≤ n ≤ 1500) with ACE 990 interface.

T01, T04, T21, T24 types incomer



Standard S36YR or compact S26LX (T01, T04), S36ZR or S26LS (T21, T24), Sepam 2000.

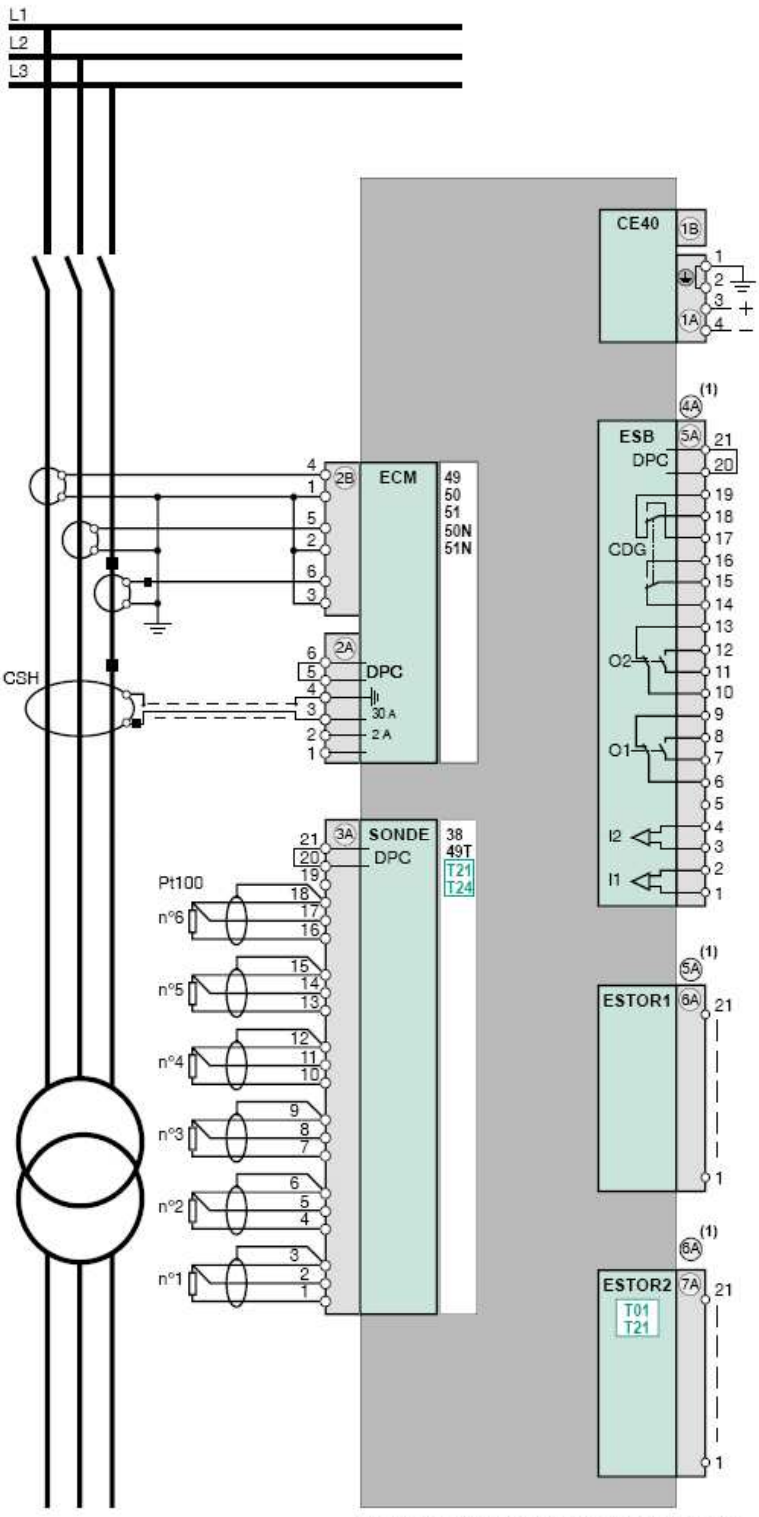


N.B.
Refer to the "other connection schemes" section regarding other arrangements.
DPC: detection of plugged connectors.
CDG: watchdog.

Correspondence between primary and secondary connection (i.e.: P1, S1).

شکل ۲۴-۳

T01, T04, T21, T24 types feeder



Standard S36YR or compact S26LX (T01, T04), S36ZR or S26LS (T21, T24), Sepam 2000.

(1) terminal number for **compact** (S26) Sepam 2000

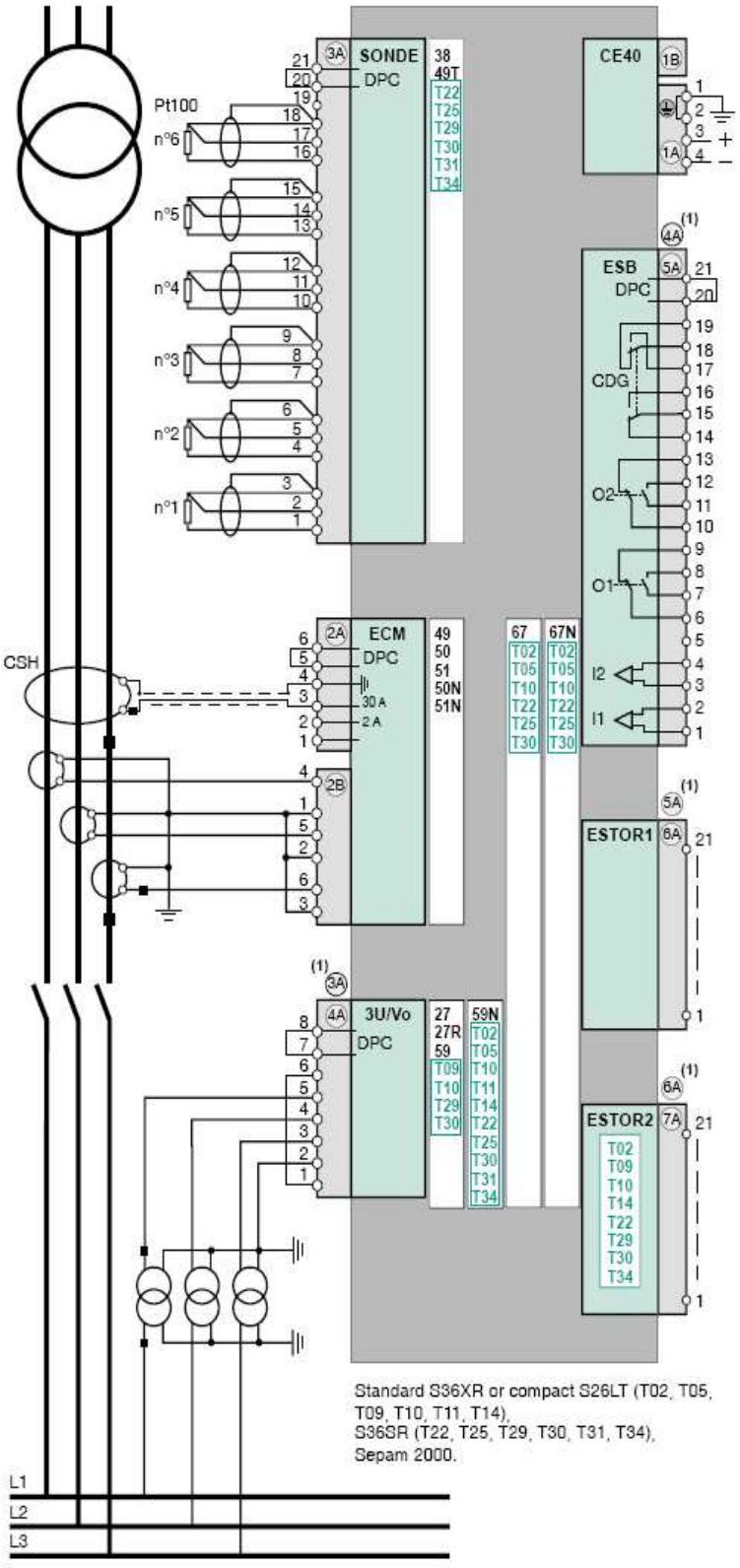
terminal number for **standard** (S36) Sepam 2000

N.B.
Refer to the "other connection schemes" section regarding other arrangements.
DPC: detection of plugged connectors.
CDG: watchdog.

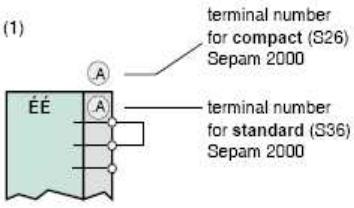
Correspondence between primary and secondary connection (i.e.: P1, S1).

شکل ۲۵-۳

T02, T05, T09, T10,T11, T14, T22, T25, T29, T30, T31, T34 types incomer



Standard S36XR or compact S26LT (T02, T05, T09, T10, T11, T14),
S36SR (T22, T25, T29, T30, T31, T34),
Sepam 2000.

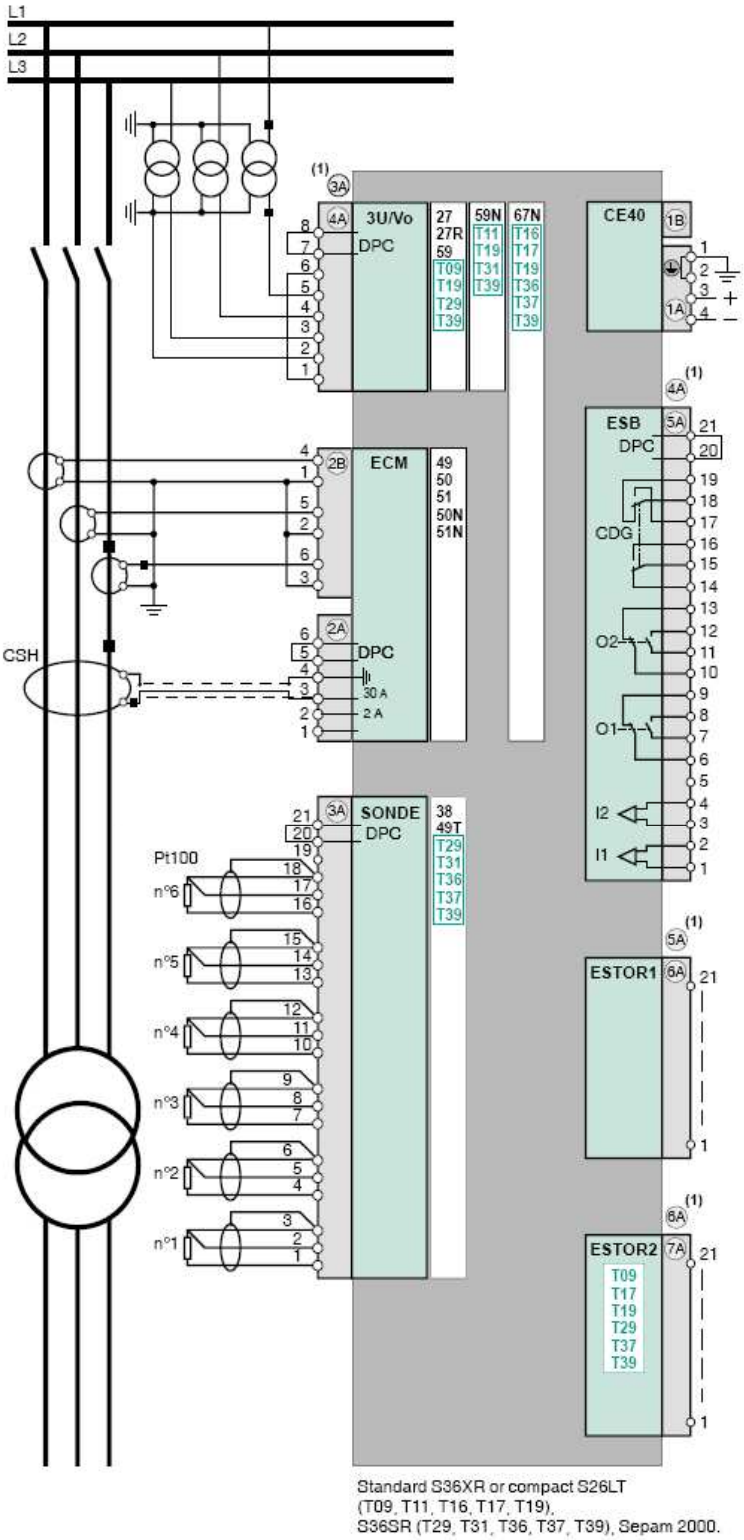


N.B.
Refer to the "other connection schemes" section regarding other arrangements.
DPC: detection of plugged connectors.
CDG: watchdog.

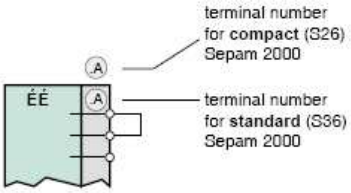
Correspondence between primary and secondary connection (i.e.: P1, S1).

شکل ۲۶-۳

T09, T11, T16, T17, T19, T29, T31, T36, T37, T39 types feeder



Standard S36XR or compact S26LT (T09, T11, T16, T17, T19), S36SR (T29, T31, T36, T37, T39), Sepam 2000.

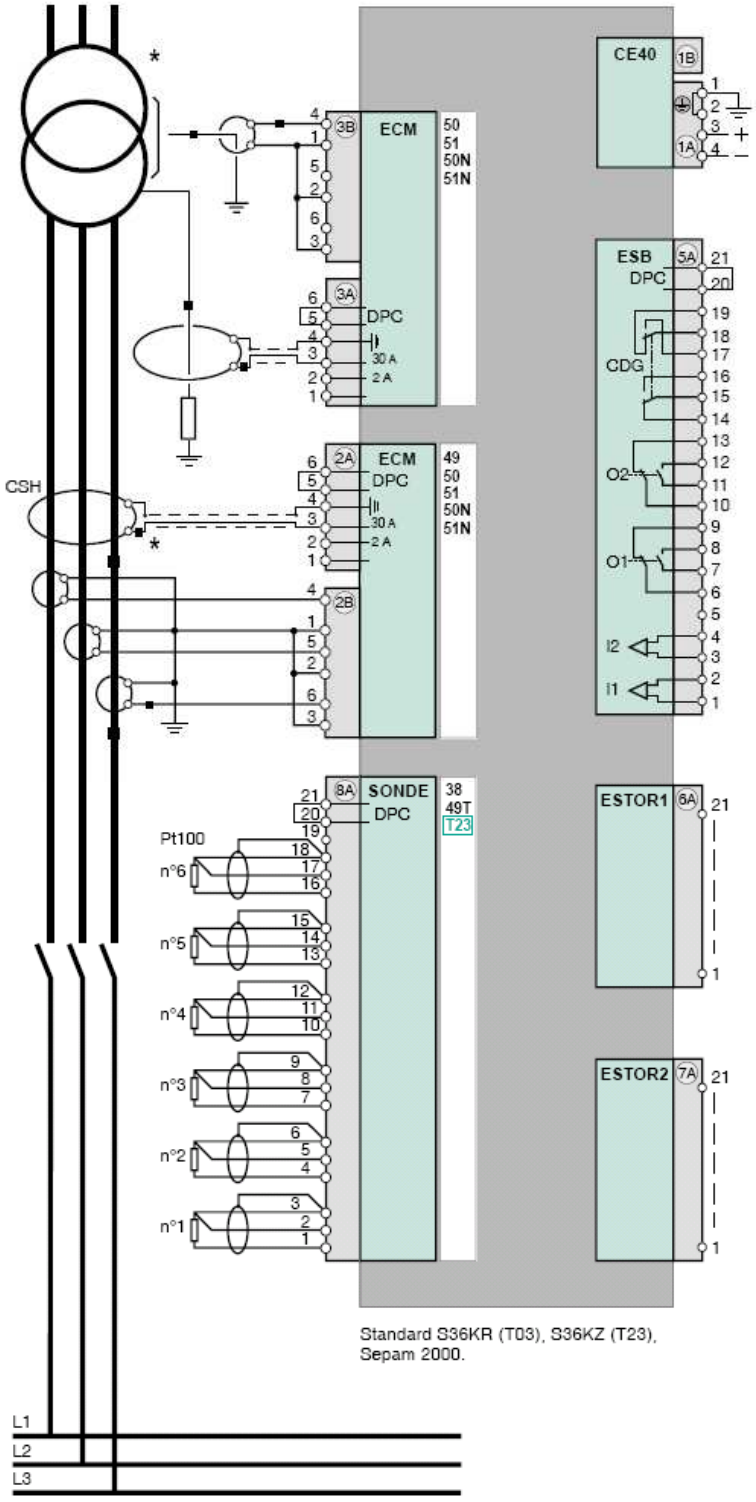


N.B.
Refer to the "other connection schemes" section regarding other arrangements.
DPC: detection of plugged connectors.
CDG: watchdog.

Correspondence between primary and secondary connection (i.e.: P1, S1).

شکل ۲۷-۳

T03, T23 types incomer



Standard S36KR (T03), S36KZ (T23), Sepam 2000.

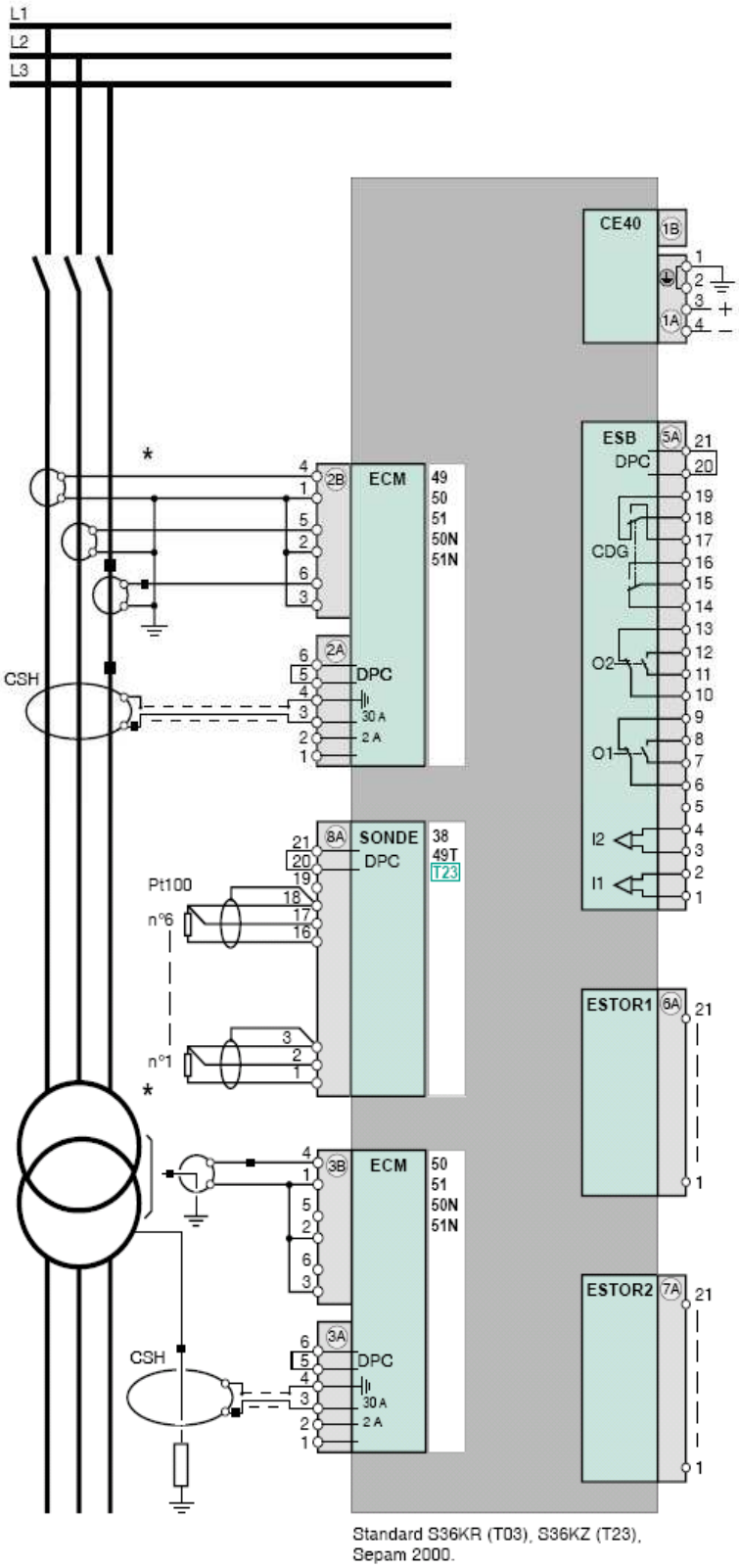
* **Use of special-purpose CSP sensors:**
Only standard sensors (T) connected to connector 2B may be replaced by CSP sensors, which are connected to connectors 2L1, 2L2 and 2L3 (see other connection schemes).
The sensors connected to 3B must be of the standard type (T).

N.B.
Refer to the "other connection schemes" section regarding other arrangements.
DPC: detection of plugged connectors.
CDG: watchdog.

Correspondence between primary and secondary connection (i.e.: P1, S1).

شکل ۲۸-۳

T03, T23 types
feeder



Standard S36KR (T03), S36KZ (T23), Sepam 2000.

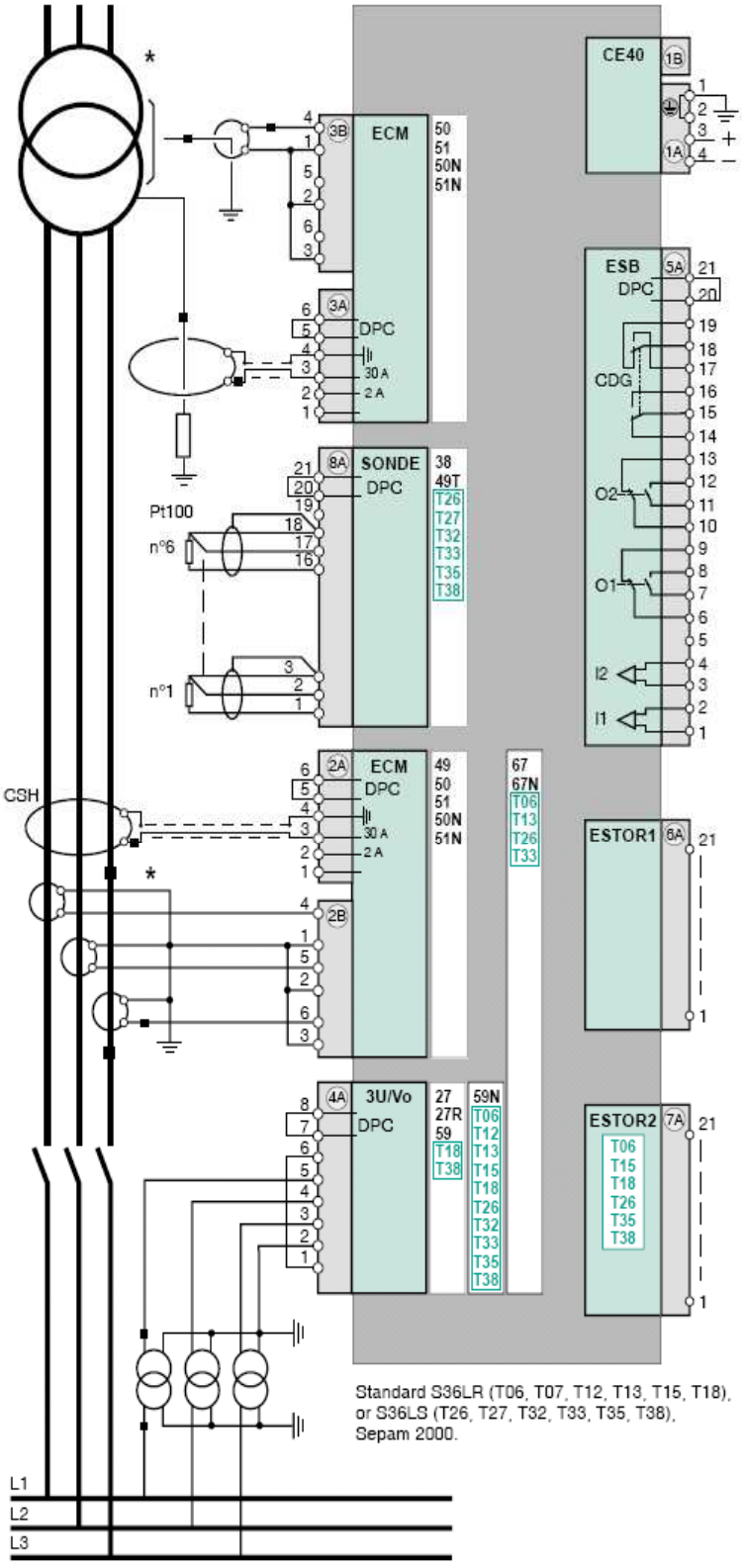
*** Use of special-purpose CSP sensors:**
Only standard sensors (T) connected to connector 2B may be replaced by CSP sensors, which are connected to connectors 2L1, 2L2 and 2L3 (see other connection schemes).
The sensors connected to 3B must be of the standard type (T).

N.B.
Refer to the "other connection schemes" section regarding other arrangements.
DPC: detection of plugged connectors.
CDG: watchdog.

Correspondence between primary and secondary connection (i.e.: P1, S1).

شکل ۲۹-۳

T06, T07, T12, T13, T15, T18, T26, T27, T32, T33, T35, T38 types incomer



Standard S36LR (T06, T07, T12, T13, T15, T18), or S36LS (T26, T27, T32, T33, T35, T38), Sepam 2000.

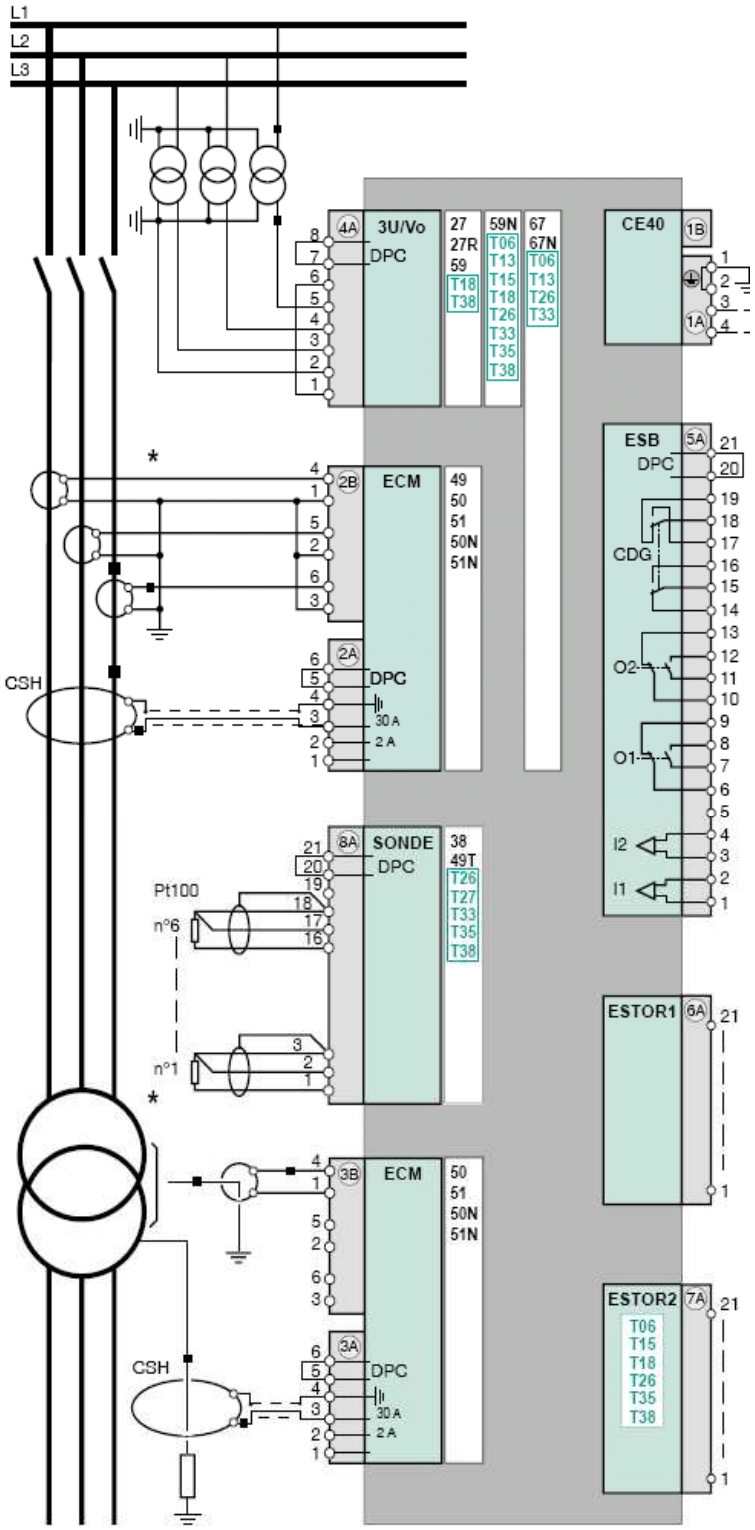
* **Use of special-purpose CSP sensors:**
Only standard sensors (T) connected to connector 2B may be replaced by CSP sensors, which are connected to connectors 2L1, 2L2 and 2L3 (see other connection schemes).
The sensors connected to 3B must be of the standard type (T).

N.B.
Refer to the "other connection schemes" section regarding other arrangements.
DPC: detection of plugged connectors.
CDG: watchdog.

Correspondence between primary and secondary connection (i.e.: P1, S1).

شکل ۳۰-۳

T06, T07, T13, T15, T18, T26, T27, T33, T35, T38 types feeder



Standard S36LR (T06, T07, T13, T15, T18),
S36LS (T26, T27, T33, T35, T38),
Sepam 2000.

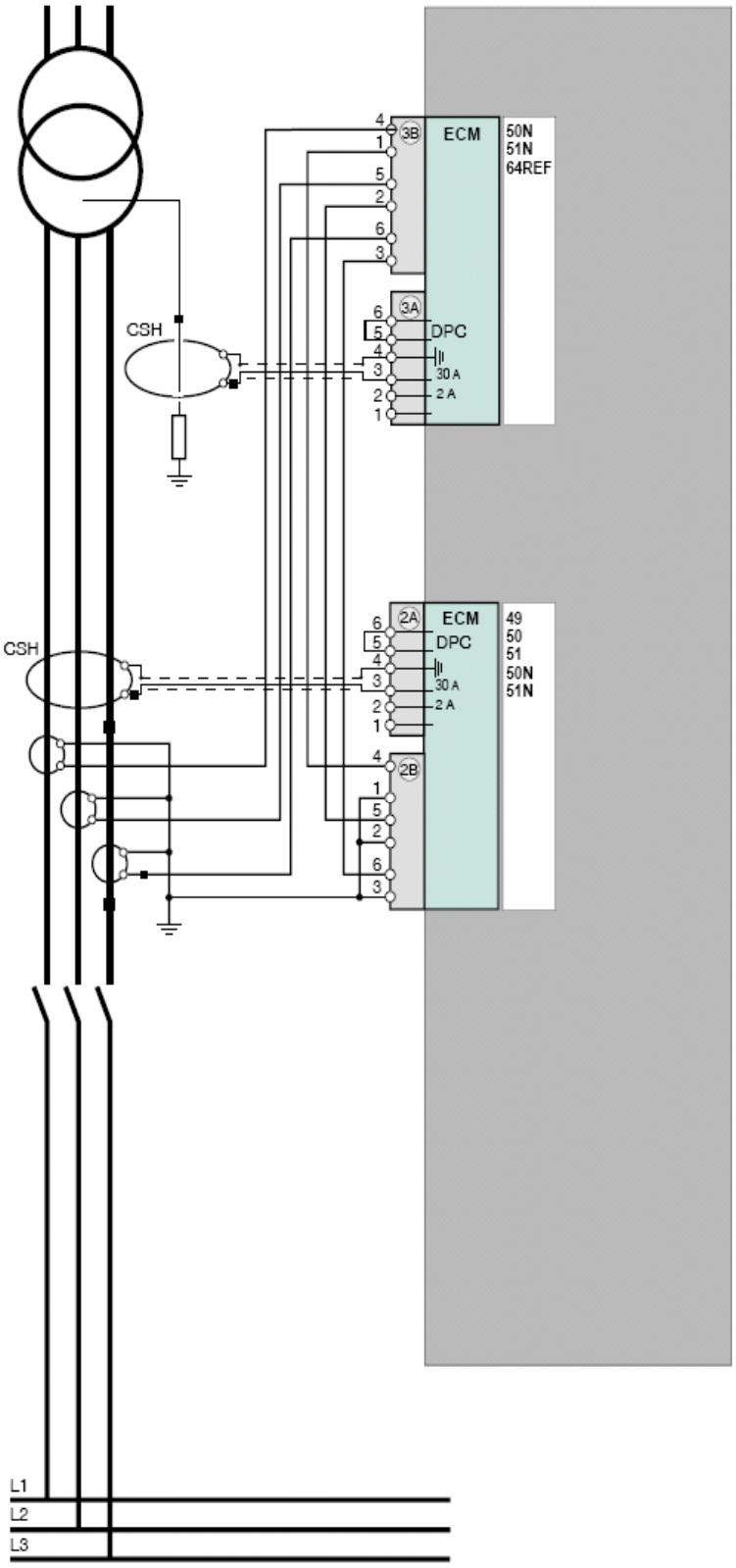
*** Use of special-purpose CSP sensors:**
Only standard sensors (T) connected to connector 2B may be replaced by CSP sensors, which are connected to connectors 2L1, 2L2 and 2L3 (see other connection schemes).
The sensors connected to 3B must be of the standard type (T).

N.B.
Refer to the "other connection schemes" section regarding other arrangements.
DPC: detection of plugged connectors.
CDG: watchdog.

Correspondence between primary and secondary connection (i.e.: P1, S1).

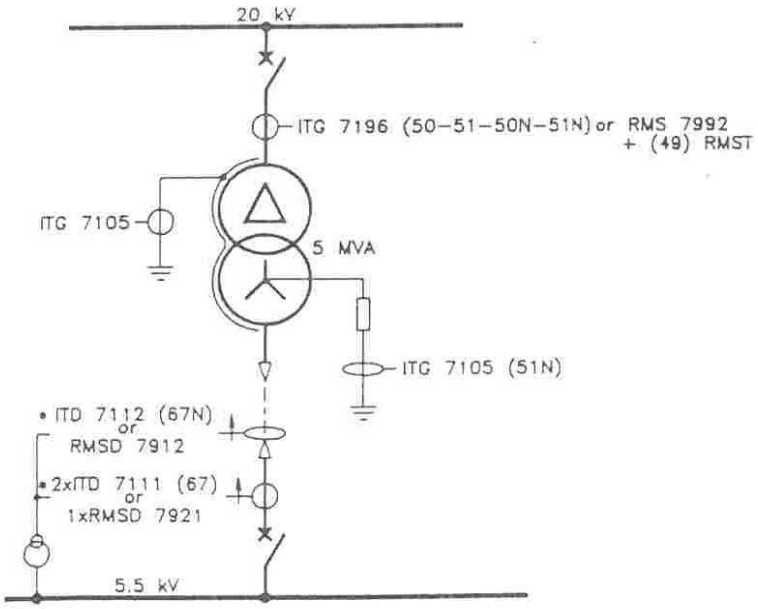
شکل ۳۱-۳

Connection for restricted earth fault
T03, T06, T07, T12, T13, T15, T18, T23, T26, T27, T32, T33, T35, T38 types
incomer



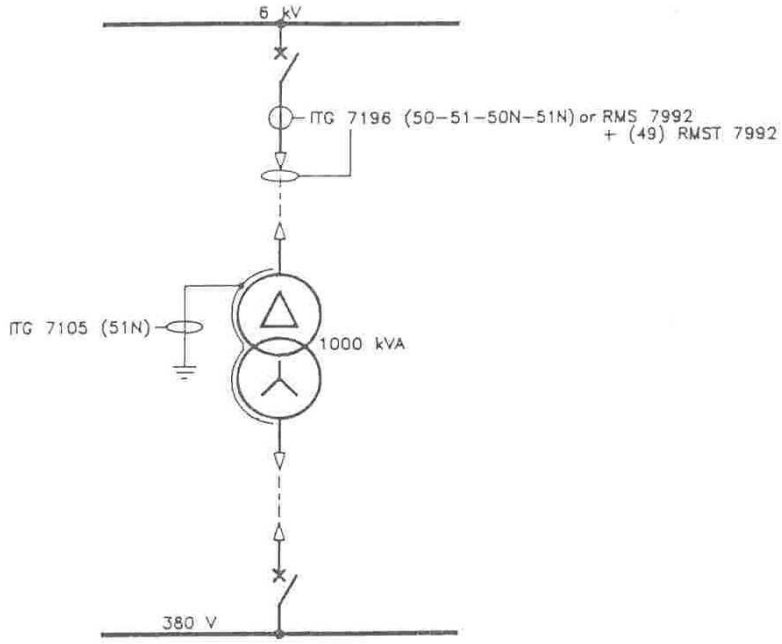
شکل ۳۲-۳

PROTECTION EXAMPLE : MV/MV TRANSFORMER



شکل ۳۳-۳

PROTECTION EXAMPLE : MV/LV TRANSFORMER



شکل ۳۴-۳

۴- آزمون های ترانسفورماتور قدرت

آزمون ها باید در دمای محیط بین 10^{0C} و 40^{0C} انجام گیرد اگر در ترانسفورماتور از آب برای خنک کنندگی استفاده می شود ، دمای آب نباید از 25^{0C} تجاوز کند .

در صورتی که سیم پیچی دارای تپ چنجر باشد باید در وضعیت نامی قرار گیرد مگر اینکه در بند آزمون مربوطه غیر از این مقرر و یا خریدار و سازنده غیر از این توافق کنند .

در مورد بعضی از آزمون ها مثل اندازه گیری تلفات اتصال کوتاه نتایج آزمون باید برای یک دمای مرجع تغییر داده شوند . این دمای مرجع برای ترانسفورماتورهای روغنی 75^{0C} می باشد .

۴-۱ طبقه بندی آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت

آزمون های ترانسفورماتورهای انتقال به سه دسته تقسیم می شوند که عبارتند از :

۴-۱-۱ آزمون جاری

آزمون جاری ، آزمونی است که در مورد همهٔ ترانسفورماتور ها باید انجام شود . هدف از انجام این آزمون ها آن است که اثبات شود ، ترانسفورماتور مورد نظر از لحاظ پارامتر های اصلی با مشخصات خواسته شدهٔ خریدار مطابقت می کند .

آزمون های جاری عبارتند از :

الف : اندازه گیری مقاومت اهمی سیم پیچ

ب : اندازه گیری نسبت تبدیل و کنترل گروه اتصال

ج: اندازه گیری امپدانس اتصال کوتاه و تلفات بار

د : اندازه گیری تلفات بی باری و جریان بی بار

ه : آزمون های دی الکتریک (عایقی) جاری

و : آزمون کلید تنظیم ولتاژ تحت بار

۲-۱-۴ آزمون های نوعی

آزمون نوعی آزمونی است که بر روی ترانسفورماتوریکه نمونه ترانسفورماتورهای دیگر است و برای اولین بار طراحی شده انجام می شود تا مطابقت ترانسفورماتورها را با مقررات تعیین شده که شامل مقررات آزمون جاری نمی شود، نشان دهد .

یاد آوری : ترانسفورماتوری نمونهٔ ترانسفورماتورهای دیگر محسوب می شود که از لحاظ مشخصات اسمی و ساختمانی با سایر ترانسفورماتورها کاملاً یکسان باشد . در صورتی که آزمون بر روی ترانسفورماتوری انجام شود که مشخصات آن با مشخصات اسمی و سایر مشخصات ترانسفورماتورها اختلاف جزئی داشته باشد آزمون نوعی نیز می تواند معتبر محسوب شود . اختلاف ذکر شده باید مورد توافق خریدار و تولید کننده قرار گیرد .

آزمون های نوعی عبارتند از :

الف : آزمون جهش حرارتی (افزایش دما)

ب : آزمون های دی الکتریک (عایقی) نوعی

۳-۱-۴ آزمون ویژه :

آزمون ویژه نه آزمون جاری است و نه آزمون نوعی است ، بلکه آزمونی است که بر اساس توافق سازنده و خریدار فقط برای یک یا چند ترانسفورماتور که با قرارداد مخصوص تولید شده ، قابل اجرا ست .

آزمون های ویژه عبارتند از :

الف : آزمون های دی الکتریک (عایقی) ویژه

ب : اندازه گیری امپدانس صفر ترانسفورماتورهای سه فاز

ج : آزمون ایستادگی در برابر اتصال کوتاه

د: اندازه گیری میزان صدا

ه : اندازه گیری هارمونی های جریان بی باری

و : اندازه گیری توان مصرفی و نتیلا تور و موتورهای پمپ روغن

ز : اندازه گیری مقاومت اهمی عایق سیم پیچی به زمین و اندازه گیری $\delta \, \mathrm{tg}$ عایق

ح: اندازه گیری مقدار خازن بین سیم پیچها و خازن بین سیم پیچی و زمین

۴-۲ آزمونهای بهره برداری و عیب یابی

- آنالیز گازهای محلول در روغن
- تست های عایقی روغن ترانسفورماتور
- تستهای ضریب بار
- مقاومت سیم پیچها
- ترموگرافی
- تست بی باری

۴-۳ آزمایشات کیفی روغن

تست ولتاژ شکست
تست عدد اسیدی
تست ضریب تلفات عایقی
تست مقاومت مخصوص
تست عدد دی الکتریک
تست کشش سطحی
تست رطوبت
تست عدد رنگ
تست ویسکوزیته
نقطه اشتعال
وزن مخصوص
تعداد وابعاد ذرات معلق در روغن

شکل ۱-۴

۴-۴ تستهای الکتریکی ترانسفورماتور قدرت

نسبت تبدیل
جریان بی باری
مقاومت سیم پیچی
مقاومت عایقی
ضریب تلفات عایقی
گروه برداری

امپدانس اتصال کوتاه
تست پاسخ فرکانسی(FRA)
تست پاسخ دی الکتریک(PDC)

۴-۵ آنالیز گازهای محلول در روغن

- DGA (IEC 60599 VDE 0370-7)

نیتروژن

اکسیژن

هیدروژن

مونو اکسید کربن

دی اکسید کربن

متان(CH4)

اتان (C2H6)

اتیلن (C2H4)

استیلن (C2H2)

شکل ۲-۴

۵- استقامت الکتریکی روغن عایق

مقصود از استقامت الکتریکی یک عایق، حداکثر شدت میدان الکتریکی است که آن عایق در شرایط خاص تحمل می‌نماید. در صورتی که شدت میدان الکتریکی از این حد تجاوز نماید، در عایق شکست واقع می‌گردد. یعنی عایق تبدیل به هادی می‌گردد. استقامت الکتریکی عایق بستگی به عوامل مختلف دارد. از جمله درجه حرارت عایق، شکل ، علامت ولتاژ، مدت زمان اعمال آن، ضخامت عایق و رطوبت در میزان استقامت الکتریکی عایق مؤثر هستند.

از آن جا که استقامت الکتریکی به ضخامت عایق نیز بستگی دارد، مناسب است که ولتاژ شکست در هر مورد تعیین گردد.

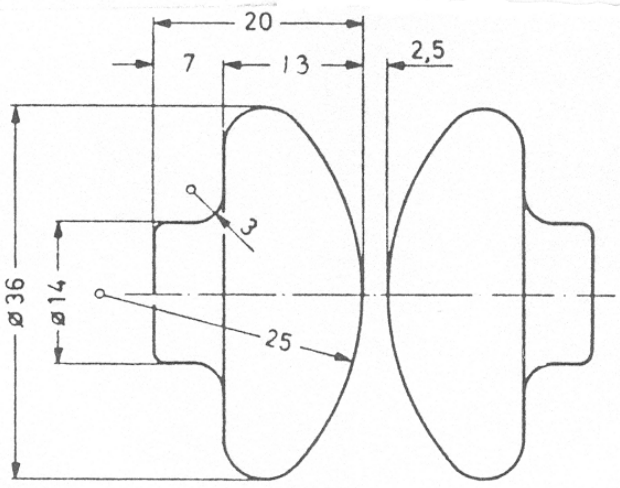
یعنی الکترودهای معین را در فاصله معینی از یکدیگر قرار می‌دهند و به آن‌ها نوع مشخص ولتاژ را اعمال می‌نمایند. ولتاژ را رفته رفته بالا می‌برند تا شکست واقع گردد. به این ترتیب ولتاژ شکست یک عایق معین در شرایط خاص به دست می‌آید. محاسبه و در نظرگرفتن شدت میدان الکتریکی در این حالت، یک کمیت کمکی است. لذا تعیین استقامت الکتریکی عایق در حقیقت از تعین ولتاژ شکست شروع می‌شود و می‌بایست مطابق شرایطی کاملاً مشخص و معلوم انجام گیرد تا بتوان در زمان و مکان دیگر نیز همین جواب را بدست آورد.

۱ -۵- ولتاژ شکست عایق مایع:

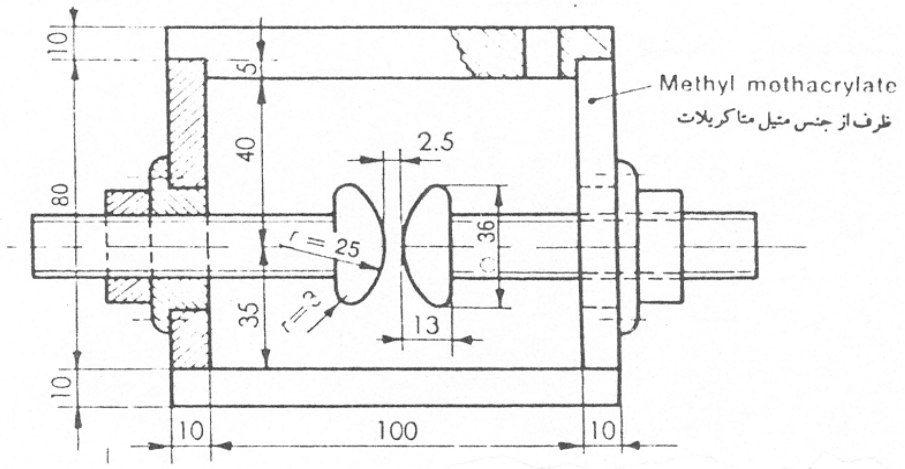
در مورد عایق‌های مایع، استانداردهای مختلف روش اندازه‌گیری ولتاژ شکست را تعیین نموده است. از جمله استانداردهای مربوط به تعیین ولتاژ شکست عایق مایع میتوان از استانداردهای IEC 156 , VDE 0370, ASTM D 877 , ASTM D 1816 نام برد.

دیده می‌شود که استاندارد ASTM دو روش مختلف را برای تعیین استقامت الکتریکی عایق مایع تدوین کرده است. لذا باید ذکر هرگونه نتیجه‌ای، همراه با ذکر شماره استاندارد باشد.

مطابق استاندارد VDE 0370 الکترودها بصورت عرق چین کروی هستند که در فاصله ۲/۵ میلیمتر از یکدیگر قرار دارند در تنظیم فاصله باید خطا کمتر از ۵٪ میلیمتر باشد. این الکترودها در IEC 156 , ASTMD 1816 نیز مورد استفاده قرار می‌گیرند و لذا بنام الکترودهای VDE خوانده می‌شوند. درجه حرارت روغن درجه حرارت اطاق است یعنی در حدود ۲۰°c و ولتاژ متناوب سینوسی شکل ۵۰ هرتس با سرعت 2 KV/S افزایش داده می‌شود تا شکست واقع گردد و مقدار مؤثر ولتاژ شکست تعیین می‌گردد. بر روی هر نمونه عایق ۶ بار آزمایش با فواصل ۲ دقیقه انجام می‌گیرد. پس از هر بار آزمایش روغن در داخل ظرف به هم زده می‌شود تا روغن بین الکترودها عوض شود.



پس از تکرار آزمایش، متوسط ولتاژ شکست تعیین و ذکر میگردد. اختلاف در ولتاژ شکست به وجود ذرات معلق و حبابهای گاز بین الکترودها که اتفاقی است مربوط می شود.



شکل ۱-۵ الکترودهای عرق چین کروی و ظرف روغن برای تعیین ولتاژ شکست عایق مایع مطابق استاندارد IEC 156

البته آزمایش وقتی انجام می‌شود که حبابهای گاز از مایع خارج شده باشند ولی به هر حال تعدادی حباب گاز بسیار کوچک در داخل روغن وجود دارند. همچنین نکات ذکر شده در استاندارد VDE 0370 در مورد تعیین ولتاژ شکست عایق مایع ذکر می‌گردند:

در این استاندارد ابعاد ظرف و مشخصات منبع ولتاژ تعیین شده‌اند. قدرت ترانسفورماتور مولد فشار قوی باید حداقل ۲۵۰ کیلو ولت آمپر باشد. با کمک مقاومت مناسب و رله اضافه جریان باید جریان عبوری از محل قوس بین ۲۰ تا ۱۰۰ میلی آمپر محدود گردد و این جریان باید در مدت کمتر از ۲٪ ثانیه قطع گردد. منبع ولتاژ باید بوسیله یک موتور به طور یکنواخت ولتاژ را با سرعت ۲ کیلو ولت بر ثانیه افزایش دهد.

فاصله بین دو الکترود با دو میله که قطر یکی ۲/۵۵ میلیمتر و قطر دیگری ۲/۴۵ میلیمتر است

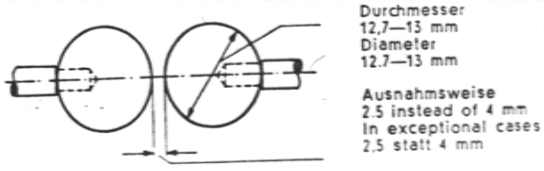
کنترل می‌شود. به این ترتیب که میله ضخیم‌تر باید از وسط دو الکترود عبور نکند و میله نازکتر باید از وسط دو الکترود عبور نماید. ظرف روغن از جنس شیشه یا چینی یا پلاستیک مناسب است و جنس الکترودها از مس باشد. فاصله الکترودها از دیواره ظرف باید حداقل ۱۵ میلیمتر و از سطح روغن حداقل ۱۰ میلیمتر باشد ، میله‌های رابط بین هر الکترود و دیواره ظرف باید حداقل ۱۰ میلیمتر فاصله داشته باشند. حجم روغن در ظرف نباید کمتر از ۲۵۰ سانتیمتر مکعب باشد. یک میله تمیز یا وسیله دیگر از شیشه یا چینی یا شیشه نشکن برای هم زدن روغن باید موجود باشد. بعد از هر بار شکست به کمک این میله روغن هم زده می‌شود. این کار می‌تواند با دست یا به صورت اتوماتیک به کمک یک موتور انجام شود.

ظرف روغن باید در حد امکان همیشه با روغن خشک پر باشد و یا در داخل یک کوره با درجه حرارت ۹۰°c نگهداری شود.قبل از آزمایش ظرف با روغن مورد آزمایش شستشو می‌شود و بهتر است از شستشوی مکانیکی خودداری گردد. رعایت کامل دقت و نظافت باید انجام گیرد و از نفوذ گرد و غبار و رطوبت و الیاف به روغن جلوگیری شود. محل نمونه برداری و وسایل کمکی همه باید قبل از نمونه برداری تمیز شوند و از پارچه‌هایی که پرز می‌دهند استفاده نگردد. برای حمل روغن لازم است از شیشه دهان گشاد مطابق استاندارد DIN 12039 با ظرفیت حداقل ۱ لیتر استفاده شود. اگر از خشک بودن شیشه اطمینان نداریم باید قبل از نمونه برداری درکوره با درجه حرارت ۱۵۰°c خشک و با روغن خشک شستشو داده شود. نمونه روغن باید در حد امکان از کف ظرف (ترانسفورماتور) برداشته شود.

قبل از نمونه برداری باید حدود ۱۰ لیتر روغن از شیر نمونه برداری تخلیه گردد تا روغن داخل لوله‌های رابط تخلیه گردد. در مورد کلیدهای روغنی با مقدارکم روغن، مناسب است روغن مستقیماً از محل بین دو اتصال کلید برداشته شود. نمونه روغن باید طوری در ظرف آزمایش ریخته شود که

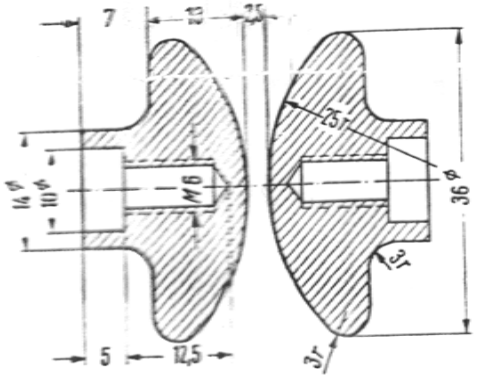
حباب هوا ایجاد ننماید. ظرف محل روغن یا ظروف آزمایش پر شده از روغن باید مدت کافی در اطاق آزمایش بماند تا درجه حرارت آن با درجه حرارت اطاق برابر گردد.

قبل از اعمال ولتاژ باید نمونه روغن در ظرف آزمایش ۱۰ دقیقه آرام باقی بماند. ولتاژ از مقدار صفر شروع شده با سرعت ۲ کیلو ولت بر ثانیه افزایش داده شود. ولتاژ در لحظه شکست قطع می‌گردد. شش آزمایش متوالی بر روی یک نمونه روغن (داخل ظرف آزمایش) انجام می‌گیرد. بعد از هر آزمایش روغن هم زده می‌شود تا روغن بین دو الکترود تعویض گردد. اولین عدد اندازه‌گیری شده کنار گذاشته می‌شود و مقدار متوسط پنج نتیجه دیگر ذکر می‌گردند. در استانداردهای IEC 156 فاصله بین دو آزمایش بر روی یک نمونه ۵ دقیقه است تا کلیه حبابهای گاز از بین دو الکترود و ظرف روغن خارج شده باشند در استاندارد ASTM D 877 بدلیل آنکه لبه‌های تیز الکترودها ذرات معلق را جذب می‌نمایند گفته می‌شود که این روش برای روغن در حال کار دستگاههای فشار قوی مناسب می‌باشد. به هر حال این استاندارد برای روغن ترانسفورماتور نو و تصفیه شده و برای دستگاههای با ولتاژ نامی بالاتر از ۲۳۰ کیلو ولت توصیه نشده است.



BS—Elektroden; alle Abmessungen in Millimetern
BS electrodes; all dimensions are in millimetres

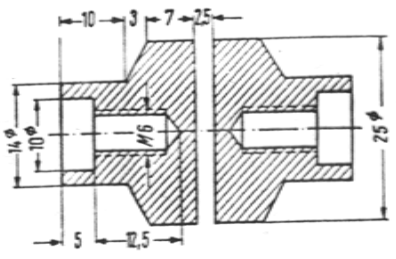
شکل ۲-۵



شکل ۳-۵

VDE—Elektroden zum Messen der Durchschlagspannung
Alle Angaben in Millimetern
(Ölprüfeinrichtung Fabrikat Siemens)

VDE electrodes for measuring the breakdown voltage
All dimensions are in millimetres
(Oil-testing unit made by Siemens Aktiengesellschaft)



ASTM-Elektroden; alle Abmessungen in Millimetern
ASTM electrodes; all dimensions are in millimetres

شکل ۴-۵

۶- موازی نمودن ترانسفورماتورهای قدرت

- ترانسفورماتورهاييكه زاويه فاز آنها شبيه هم باشد. يا به عبارتي داراي يک دياگرام برداري در جهت عقربه هاي ساعت مي باشند، به شرطيكه در اوليه و ثانويه ترتيب فازها رعايت شده و ترمينالهاي همنام به يكديگر وصل شوند.
- از نظر امكان كار موازي دو ترانسفورماتور وقتي داراي گروههاي مختلف هستند اتصالات را مي توان بصورت گروههاي زير طبقه بندي نمود.

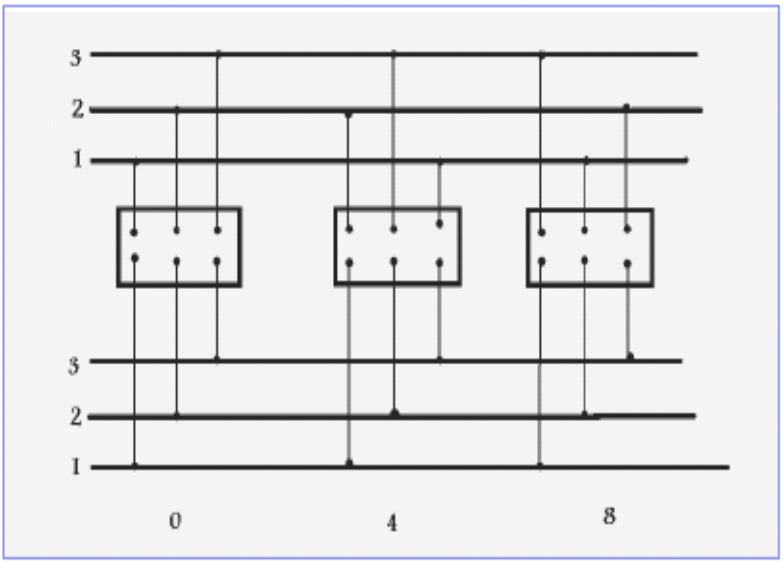
گروه 1 : دياگرامهاي برداري 0 و4 و8

گروه 2 : دياگرام برداري 6و 10و 2

گروه 3 : دياگرام برداري 1و5

گروه 4: دياگرام برداري 7 و11

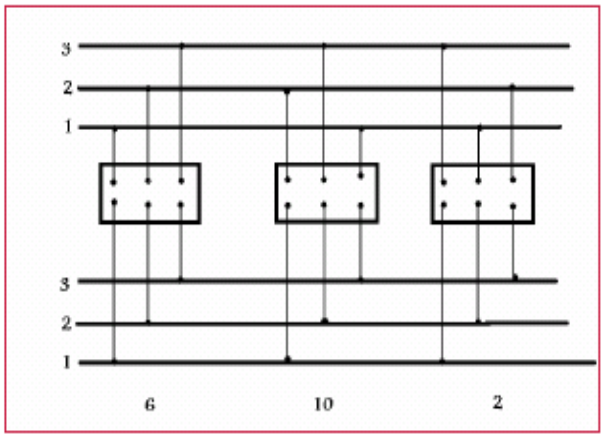
- **موازي نمودن دو ترانسفورماتور متعلق به يک گروه وقتي اساساً تحت بار متعادلي قرار گيرند هميشه امكان پذير است ؛ اگر ترانسفورماتورها داراي دو دياگرام برداري باشند انگاه اختلاف فاز بين دياگرامهاي برداري در همان گروه هميشه با توجه به ضريب 4 يا 8 يعني اختلاف در زاويه فاز 120 درجه مي باشد كه اين شبيه زاويه اختلاف فاز بين دو خط در سيستم سه فاز است.**



گروه 1

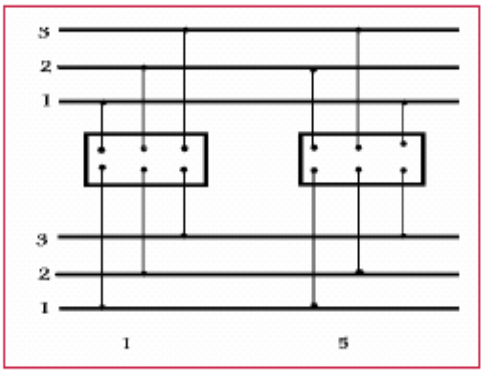
شكل ۱-۶

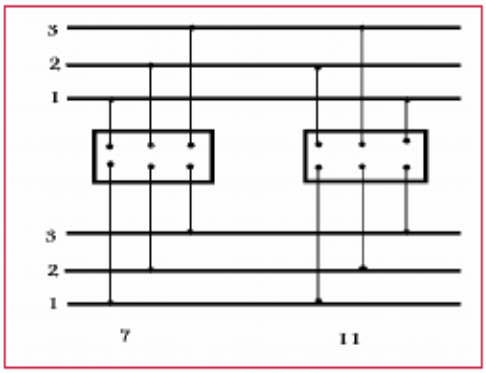
گروه 2



شکل ۲-۶

گروه 3 و4

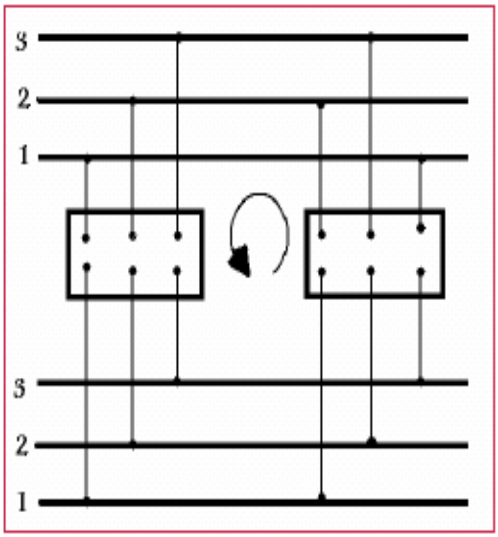




شکل ۳-۶

- داراي نسبتهاي تبديل يكسان باشند و حدود تغييرات ولتاژ در حدود تلرانسهاي مجاز باشد. شکل ۴-۶
- وقتيكه نسبت تبديل دو ترانسفورماتور با هم مساوي هستند بار كامل به نسبت مستقيم با قدرت و با نسبت عكس آمپدانسهاي ولتاژ آنها تقسيم مي گردد.

در صورت عدم تساوي ولتاژها



شکل ۵-۶

$$I_{cir} = \frac{\Delta U}{\left(U_{k1} + U_{k2} \times \frac{S_1}{S_2} \times \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 \right)} \times 100\%$$

۷- سرویس و نگهداری (PM) ترانسفورماتورهای قدرت

۱- کاهش بار و قطع دیژنکتورهای دو طرف ترانسفورماتور.

۲- ارت یا اتصال زمین فیدرهای خروجی و ترمینال های دو طرف ترانسفورماتور.

۳- گردگیری و نظافت ترانسفورماتور و محوطه اطراف آن.

۴- بازدید از سطح روغن مخزن اصلی ترانسفورماتور نوع (Sealed) و اطمینان از مناسب بودن سطح روغن نسبت به حرارت محیط. در صورتی که سطح روغن کمتر از حد مجاز باشد ، نسبت به افزایش سطح روغن با استفاده از دستگاه مخصوص اقدام شود و فشار نیتروژن بالای سطح روغن برابر فشار توصیه شده توسط کارخانه سازنده باشد.

۵- در ترانسفورماتورهای Non Sealed که دارای ظرف ذخیره روغن می باشند ، در صورت پایین بودن سطح روغن ، از دریچه بالای مخزن به مقدار لازم روغن شارژ کنید.

۶- بازدید از شیشه ، قاب و واشر نشان دهنده سطح روغن و اطمینان از سالم بودن آنها و عدم نشت روغن از محل عایق بندی شده .

۷- بررسی دیافراگم دریچه اضطراری تخلیه فشار مخزن اصلی ترانسفورماتور و اطمینان از سالم بودن آن . در صورت معیوب بودن دیافراگم ، آن را تعویض کنید.

۸ - بازدید و بررسی بوشینگ های فشار قوی و فشار ضعیف و اطمینان از عدم شکستگی ، ترک خوردگی و نشت روغن از آنها . در صورت مشاهده هرگونه اشکال ، نسبت به تعویض قطعات معیوب یا رفع آنها اقدام شود.

۹- بررسی کامل بدنه اصلی ترانسفورماتور از نظر نشت روغن ، پوسیدگی و زنگ زدگی بدنه و اقدام در جهت رفع عیب.

۱۰- بررسی رادیاتور های خنک کننده روغن و حصول اطمینان از عدم نشت روغن از آنها.

۱۱- بررسی درپوش مخزن اصلی ترانسفورماتور و حصول اطمینان از عدم نشت روغن از واشر درپوش و سایر اتصال های مرتبط.

۱۲- باز کردن کلیه اتصال های زمین ترانسفورماتور و تمیز کاری محل اتصال ها .

۱۳- اندازه گیری مقاومت ارت ترا نسفورماتور و بستن مجدد آنها پس از اطمینان از پایین تر بودن مقاومت زمین از حداکثر مقاومت مجاز به ترانسفورماتور و اطمینان از پیوسته بودن مدار اتصال زمین.

۱۴- بررسی گلند و جعبه اتصال کابل ها در دو قسمت فشار ضعیف و فشار قوی ترانسفورماتور.

۱۵-بازدید و کنترل کلیه اتصال کابل ها و شینه ها ی ورودی و خروجی ترانسفورماتور.

۱۶- اندازه گیری مقاومت عایق بندی سیم پیچ سه فاز در قسمت فشار ضعیف و فشار قوی و همچنین بین سیم پیچ ها و زمین و اطمینان از قابل قبول بودن میزان مقاومت های اندازه گیری شده.

۱۷- در صورتی که رنگ مواد رطوبت گیر به قهوه ای تغییر یافته باشد ، نسبت به تعویض آن اقدام شود.

۱۸- بررسی تپ چنجر ترانسفورماتور و روان سازی آن و اطمینان از سالم بودن اجزا و متعلقات آن و عدم نشت روغن از نشت بندهای تپ چنجر.

۱۹- بررسی و هواگیری رله بوخ هلتس و اطمینان از صحت کار آن با انجام آزمایش های عملی بر روی رله .

- بررسی نشان دهنده های حرارت روغن و سیم پیچ و اطمینان از صحت کار آنها.

۲۱- بررسی شیرهای رابط مخزن ذخیره روغن و مخزن اصلی ترانسفورماتور یا شیرهای رابط مخزن اصلی ترانسفورماتور و رادیاتور و حصول اطمینان از وضعیت صحیح آنها ، به منظور گردش درست روغن در رادیاتورها.

۲۲- بررسی اجزای سیستم تهویه ترانسفورماتور مانند فن و پمپ و تعویض قطعات فرسوده آنها.

۲۳- نمونه گیری از روغن مخزن اصلی و مخزن ذخیره روغن برای تست شکست الکتریکی یا ولتاژعایقی توسط Oil Tester .

۲۴- ارسال نمونه روغن مخزن اصلی و مخزن ذخیره روغن به آزمایشگاه شیمی برای انجام آزمایش های غلظت ، نقطه اشتعال ، عدد اسیدی ، میزان آب و میزان جرم های شناور در روغن ، کشش سطحی و ضریب کیفیت روغن.

۲۵- ارسال نمونه روغن مخزن اصلی و مخزن ذخیره روغن به آزمایشگاه برای انجام تست کروماتوگرافی.

۲۶ – بررسی و کنترل اجزای تابلوی مارشالینگ باکس ترانسفورماتور

۲۷- بررسی اجزا و سیستم های کنترلی ترانسفورماتور .

۲۸- بررسی Setting رله های حفاظت الکتریکی ترانسفورماتور و تست عملکرد آنها.

۲۹- بررسی وضعیت برقگیرها ی ترانسفورماتور .

۳۰- بررسی حفاظ اطراف ترانسفورماتور .

۳۱- بررسی محل نصب ترانسفورماتور .

۳۲- رنگ آمیزی ترانسفورماتور درصورت پوسیدگی رنگ قبلی و وجود آثار زنگ زدگی.

۳۳- ثبت اقدامات تعمیراتی در کارت سوابق دستگاه .

۱-۷- برنامه ی بازدید و نگهداری ترانسفورماتورهای قدرت فوق توزیع

ردیف	شرح	پریود زمانی
۱	جریان بار	هرساعت
۲	ولتاژ	هرساعت
۳	حرارت محیط	هر شیفت
٤	حرارت روغن	هر شیفت
٥	حرارت سیم پیچی	در صورت وجود ترمومتر ،هرساعت
٦	سطح روغن	روزانه
۷	وضعیت سیلیکا ژل	ماهانه(درفصول بارند گی دوباردرماه)
۸	وضعیت ارتینگ واندازه گیری مقاومت زمین	فصلی
۹	ستینگ رله ها	ششماهه
۱۰	تست وتنظیم رله ها	سالانه
۱۱	کلید قطع حرارت روغن	فصلی
۱۲	کلید قطع رله بوخ هولتز	فصلی
۱۳	کلیدهای قطع حرارت سیم پیچ ها	فصلی
۱٤	مقاومت عایقی	سالانه
۱٥	استقامت الکتریکی عایق	سالانه
۱٦	تست های شیمیایی روغن	سالانه
۱۷	وضعیت مقره ها	ماهانه
۱۸	وضعیت چاهک های ارت ترانس	ماهانه
۱۹	نظافت کلی ترانس	هفتگی
۲۰	بررسی وضعیت تپ چنجر	ششماهه
۲۱	تعمیرات ا سا سی شامل بررسی کامل سیم پیچ ها	هرسه سال یکباروبالاترا ز 10MW هفت سال یکبار
۲۲	آچارکشی وبازرسی ترمینالهای ورودی وخروجی	ششماهه

۲-۷- برنامه بازد ید ونگهداری ترانس های توزیع

ردیف	شرح	پریود زمانی
۱	جریان بار	ماهانه (در ساعات پیک مصرف)
۲	ولتاژ	ماهانه (در ساعات پیک و غیر پیک)
۳	حرارت محیط	ماهانه در گرمترین ساعات روز
٤	حرارت روغن	ساعات پیک و گرمترین ساعات
٥	سطح روغن	ماهانه
٦	وضعیت سیلیکا ژل	ماهانه (درفصول بارندگی دوبار درماه)
۷	وضعیت ارتینگ و مقاومت زمین	فصلی
۸	وضعیت فیوزها وستینگ رله ها	ششماهه
۹	تست و تنظیم رله ها	سالانه
۱۰	مقاومت عایقی	سالانه
۱۱	استقامت الکتریکی عایق	سالانه
۱۲	آچار کشی کلیه اتصالات	ششماهه
۱۳	وضعیت مقره ها ، تانک ، تیجنجر ونشت روغن	ششماهه

۸- عوامل خرابی و سوختن ترانسفورماتورهای قدرت

عواملی که سبب خرابی و سوختن ترانسفورماتورهای قدرت می شوند عبارتند از :

۱- عوامل داخلی

۲- عوامل خارجی

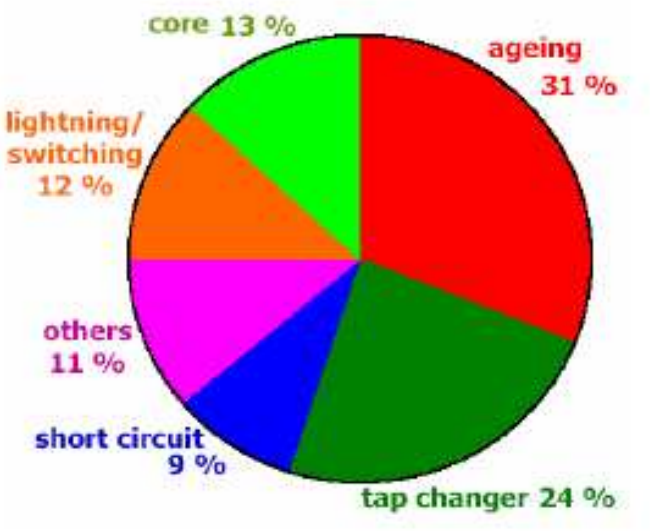
۳- عامل بهره برداری

۴- عامل طراحی و ساختاری

۵- عوامل محیطی محل نصب

۶- عوامل پیش بینی نشده

آمار خرابي در ترانسفورماتورها (انسيتو شرينگ آلمان)



۱- پيري عايق ۳۱%

۲- اتصال كوتاه ۹%

۳- تپ چنجر ۲۴%

۴- اضافه ولتاژهاي گذرا

۱۲%

۵- هسته ۱۳%

شكل ۱- ۸

عوامل داخلی که سبب خرابی و سوختن ترانسفورماتور قدرت می شوند عبارتند از:

۱- خطای سیم پیچی

۲- خطای روغن

۳- خطای اتصال بدنه

۴- خطای هسته

۵- خطای تپ چنجر

عوامل خارجی که سبب خرابی و سوختن ترانسفورماتور قدرت می شوند عبارتند از:

۱- اضافه بار

۲- جریان زیاد (جریان هجومی مغناطیس کننده ، جریان اتصال کوتاه)

۳- اضافه ولتاژ

عامل بهره برداری که سبب خرابی و سوختن ترانسفورماتور قدرت می شوند عبارتند از:

۱- حفاظت نامناسب

۲- عدم بازدید و آزمایشات به موقع

۳- طولانی بودن شعاع تغذیه و اتصالی در نقاط دور

۴- مسئله روغن

عوامل محیطی محل نصب که سبب خرابی و سوختن ترانسفورماتور قدرت می شوند عبارتند از:

۱- درجه حرارت محیط

۲- ارتفاع نصب

۳- رطوبت و شرجی بودن محیط

۴- آلودگی های صنعتی ، ساحلی و صحرایی

۵- میزان بارندگی باران ، برف و یخ

۶- صاعقه

۱- ۸ عوامل و اشکالاتی چندکه سبب خرابی و سوختن ترانسفورماتورهای قدرت شده اند:

اضافه بار و اتصال کوتاه خارج از ترانس .
معایب روی ترمینال ها .
معایب موجود در سیم پیچی ترانس .
اشکالات اولیه ترانس .
فالت های سه فاز روی خروجی درست قبل از رله های حفاظتی .
اشکالات روی مقره های فشار قوی .
اشکالات عایق ها .

اشکالات اولیه انهایی هستند که قبل از نصب وراه اندازی موجود بوده اند ا این اشکالات بطور طبیعی اشکالات جزیی هستند ولی میتوا نند با گذشت زما ن باعث ایجا د اشکالات بزرگتر و حتی سوختن ترانس ها بشوند این اشکالات ا ولیه معمولا ا ز ا نواع زیر هستند :

۱ - شل بودن اتصالات الکتریکی داخلی که میتوانند باعث ایجاد جرقع های کوچک ومحدود (بعلت وجود روغن) در داخل ترانس بشوند .
۲ - ا شکالات موجود در سیستم خنک کن که میتوانند باعث ایجاد نقاط گرم در سیم پیچی بشوند .
۳ - عدم تعادل بار در هنگام کار کرد موازی دو ترانس که بعلت ایجاد جریان گردشی باعث گرم کردن بیش از حد ترانس ها خواهد شد .

دسته بندی کلی اشکالات ترانس ها

درست مانند سایر ماشین های الکتریکی معایب ترانس هاهم به سه گروه زیر تقسیم می شوند :

ا لف) ا شکالات مکانیکی.

ترانس ها ممکن است بعلل مکانیکی زیر دچار اشکال بشوند :

۱ - ته نشین شدن غبار ولجن در داخل تانک اصلی و دیواره ورادیاتور ها.

۲ - سوراخ وتورفتگیدر بدنه تانک اصلی ترانس .
۳ - خرابی و شکستگی بوشینگ ها .
٤ - بسته شدن مسیر لوله بین تانک و مخزن ذخیره .
٥ - خراب شدن واشر های دور تانک و فلنج ها .
٦ - زنگ زدگی و پوسیدگی در بدنه ترانس .

ب) اشکالات برقی

معایب برقی ذیل نیز میتوانند باعث خرابی و از کار افتادن ترانس ها بشوند :

۱ - پایین بودن مقاومت عایقی .
۲ - ایجاد شکست در عایق بین حلقه های سیم پیچ ها .
۳ - ایجاد شکست در عایق بین سیم پیچ های اولیه وثانویه .
٤ - ایجاد شکست در عایق مقرهها یا عایق بین سیم پیچی و هسته ترانس .

ج) اشکالات میدان مغناطیسی

۱ - تاب برداشتن یا تورفتگی در ورقه های ترانس .
۲ - بازو ها ویا قاب هسته درست سفت نشده باشند .
۳ - لایه عایق روی ورقه ها از بین رفته ویا دچار صدمه شده باشد .

۲- ۸ تشخیص نوع گاز موجود در رله ی بوخهلتس

میزان گاز موجود در محفظه ی رله ، نشان دهنده ی شدت خطا در داخل ترنسفورماتور است. همچنین قابلیت اشتعال و نوع رنگ گاز می تواند در دستیابی به نوع عیب ما را یاری نماید.

ابتدا توسط سرنگ یا ظرف مخصوی که مجهز به شیر و شیلنگ قابل اتصال به رله ی بوخهلتس است با رعایت نکات ایمنی و تخصصی ترانسفورماتور از گاز جمع شده در داخل رله نمونه برداری و با شعله تست کنید.

قابلیت اشتعال گاز ، نشان دهنده ی تجزیه شدن عایق و یا وجود بخار روغن در آن می باشد.

از آنجائیکه گاز تولید شده در مدت زمان بسیار کوتاهی رنگ خود را از دست می دهد ، بایستی اقدامات لازم جهت شناسایی نوع گاز بدون از دست دادن وقت انجام گیرد.

جدول ۱-۸ نوع عیب را بر حسب رنگ گاز موجود در محفظه ی رله مشخص می کند.

رنگ گاز داخل محفظه ی رله ی بوخهلتس	نوع عیب / نوع گاز
بیرنگ	هوا
سفید	تجزیه کاغذ یا عایق پارچه ای
زرد	تجزیه ی چوب
خاکستری	افزایش شدید دمای روغن
سیاه	تجزیه ی روغن بر اثر جرقه ی الکتریکی

جدول ۱- ۸

برای تعیین وجود استیلن ، هیدروژن و منو اکسید کربن گاز نمونه گیری شده از محفظه ی رله بایستی مورد آزمایش و تجزیه ی شیمیایی قرار گیرد.

البته گاز استیلن به شدت در روغن حل می شود و ممکن است نتوانیم آنرا جزء گازهای جمع شده در داخل محفظه ی رله شناسایی کنیم ، امّا وجود هیدروژن و منواکسید کربن می تواند کمک خوبی برای تحلیل اشکالات و خطای ایجاد شده در داخل ترانسفورماتور باشد.

✱عدم وجود منواکسید کربن و هیدروژن نشانگر وجود هواست. در چنین حالتی پس از تعیین منشاء ورود هوا ، ابتدا هوای جمع شده در رله را تخلیه کنید و سپس ترانسفورماتور را در مدار قرار دهید.

✱وجود هیدروژن به تنهایی ، نشان دهنده ی وجود اشکال یا خطا در خود روغن است.

✱وجود هیدروژن بهمراه منواکسید کربن نشان دهنده ی شکست الکتریکی در عایق سیم پیچی و روغن است.

۳- ۸ موارد سرویس و نگهداری رله های بوخهلتس

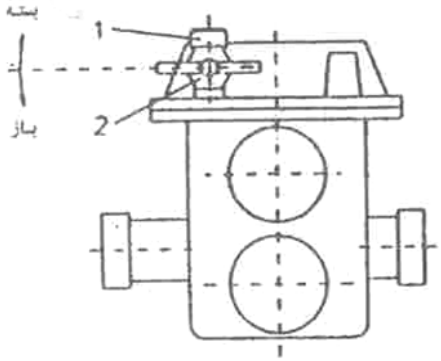
- رله های بوخهلتس حداقل سالی یکبار مورد تست و بررسی دقیق قرار گیرند.
- قسمت های مکانیکی رله بررسی شده و از صحت کار کرد آنها اطمینان حاصل شود.
- کلیدهای جیوه ای رله تست شود ، در صورت معیوب بودن آنها را تعویض کنید.
- سفتی تمام ترمینال ها و پیچ ها مورد بازدید و کنترل قرار گیرد.
- برای تست نهایی رله از گاز نیتروژن یا هوای خشک (هوایی که رطوبت آن کاملاً گرفته شده باشد) استفاده شود.
- پس از تزریق گاز ، نتایج بدست آمده حتماً ثبت و در قسمت برق نگهداری شود.

نکات نصب رله ی بوخهلتس

- جهت فلشی که روی درپوش یا بدنه ی رله در نظر گرفته شده ، می بایستی به سمت منبع انبساط قرار گیرد.
- شیب لوله کشی از مخزن اصلی به سمت منبع انبساط نباید زیر صفر یا بالاتر از ۵ درجه باشد.
- انحراف محور رله نسبت به چپ و راست لوله های طرفین رله نبایستی بیشتر از ۵ درجه باشد.

هواگیری رله ی بوخهلتس

- مهره ی (۱) در شکل ۲- ۸ را از روی شیر آزمایش رله باز کنید.
- شیر آزمایش (۲) را بازکنید تا هوای داخل رله خارج شود. این عمل تا خروج روغن از محل مربوطه ادامه یابد.
- پس از مشاهده ی روغن شیر آزمایش را ببندید.
- مجدداً مهره ی (۱) را روی شیر آزمایش ببندید و آنرا محکم کنید.



شکل ۲- ۸

۹- پارامترهای مهم و علل تخریب روغن ترانسفورماتور و نحوه ی تست آنها

روغن ترانس معمولا بعنوان عایق و واسطه خنک کننده سیم پیچ ترانس مورد استفاده قرار میگیرد . در کلید های فشار قوی هم روغن به همین عنوان استفاده میشود . ازآنجا نیکه کلید های فشار قوی و ترانس ها از مهمترین سیستم های مورد استفاده در صنایع هستند ، نحوه نگهداری از روغن عایق وآگاهی نسبت به وضعیت آن از اهمیت خاصی برخوردار است.

مطابق استاندارد روغن عایق بایستی از جنس هیدروکربن خالص معدنی باشد که معمولا از پالایش مناسب نفت خام بدست می آید . روغن ترانس بایستی تمیز ، شفاف و به اندازه کافی عاری از رطوبت وذرات معلق باشد.

یکی ازمزایای عمده روغن ترانس این است که پس از شکست الکتریکی در اثر ایجاد جریان خاصیت خود ترمیمی داشته و میتواند شرایط عایقی خود را حفظ نماید . البته این خاصیت محدود بوده وبستگی به میزان انرژی حاصل از Arc دارد و در صورت بالا بودن انرژی فوق باعث بالا رفتن حرارت روغن شده وگاها ایجاد شعله وحتی انفجار را بدنبال دارد .در کلید های فشار قوی در صورت عدم وجود برنامه نگهداری موثر این امر بسیار محتمل است.

۹-۱- پارامتر های مهم روغن ترانسفورماتورهای فشارقوی

مطابق استاندارد IS 335/(1972) مشخصات اصلی روغن ترانسفورمر بایستی بصورت زیر باشد:

1 - روغن بایستی تمیز، شفاف وعاری از ذرات معلق باشد.

2 - دانسیته روغن درحرارت 27 oc بایستی 0.89g / cm3 باشد.

3 - نقطه اشتعال(حداقل) روغن بایستی 140 oc باشد.

4 - نقطه انجماد (حداکثر) روغن بایستی 10 oc- باشد.

5 - اسیدیته روغن نبایستی از میزان 0.03 mg KOH /g تجاوز نماید.

6 - ولتاژ شکست الکتریکی : برای روغن تازه (قبل از تصفیه) 30 kv وبرای روغن تصفیه شده 60 kv میباشد.

7 - تانژانت د لتا(ضریب تلفات) درحرارت 90 oc (حداکثر) با یستی 0.005 باشد.

8 - مقاومت مخصوص درحرارت 90 oc با ید 13 x 10 *12 و درحرارت 27 oc باید برا بر 500 x 10*12 اهم بر سانتیمتر باشد.

9 - میزان رطوبت مجازحداکثر 50 ppm میباشد.

بزبان ساده بااستفاده از جدول فوق میتوان گفت روغن انتخابی مناسب بایستی دارای ویسکوزیته پا یین (رقیق) ، نقطه ا نجما د پا یین ، میزان رطوبت بسیا ر پا یین ، ا سید یته بسیا ر پا یین ، ضریب تلفات پا یین ، مقا ومت مخصوص بالا و نقطه ا شتعا ل بالا باشد . نقطه اشتعال ازا ین جهت بایستی بالا باشد که در نقطه ا شتعال پا یین روغن سریعتر تبخیر می شود و ممکن است با هوای موجود در بالای تانک مخلوط (ترکیب) قابل انفجا ر بوجود آورد. روغن ترانس ا ز نظر شیمیایی بایستی پایدا ر بوده و روی عایق های جامد مورد استفاده وهمچنین رنگ وبد نه ترانسفورمر تا ثیر گذار نباشد. ضمنا ا ز آنجا ئیکه وجود رطوبت در روغن ترانس باعث پایین آمدن ا ستقامت ا لکتریکی آ ن می گردد این ماده بایستی عا ری از هرگونه رطوبت چه بصورت محلول وچه بصورت قطرات معلق در روغن باشد .

باتوجه به نحوه طراحی ، ترانس های جدید در شرایط متعا رف میتوانند سالها بدون اشکال کارکنند ولی شرایط دشوار کاری مثل تنش های حرارتی ، فشارهای ا لکتریکی و تغییرات نا متعارف بار ترانس افت تدریجی کیفیت ترانس را اجتناب ناپذیر میسا زد . تدا وم تثبیت خواص روغن تضمینی باعنوان بررسی وتست های منظم را میطلبد . علاوه بربا زد ید های منظم و بازیابی روغن ترانس ، اندازه گیری دقیق پارا متر های مختلف فیزیکی ، شیمیا یی و ا لکتریکی هر دو نوع عایق (جامد وما یع) مورد استفاده در ترانس توسط انجام تست های لازم که با یستی در برنامه نگهداری ترانس ها گنجا ند ه شود لازم بنظر می رسد . ا ین تست ها میتواند مسئولین بخش نگهداری را جهت انجام کارهای ترمیمی قبل از خرابی های عمده وغیر قابل برگشت که منجر به از کار افتادن ترانس میشوند ، یا ری نماید .

ضریب تلفات

ضریب تلفات یا تا نژانت د لتا که ضریب افت عایقی نیز گفته میشود ، معیا ری ا ست برای تلفات ا لکتریکی AC و DC هر عایق و درصورت پا یین بودن مقدار آن شکست حرا رتی در عایق ا تفاق نمی ا فتد . اندازه گیری ضریب تلفا ت نیا ز به تجهیزات آزما یشگاهی بسیا ر د قیق دارد وبجهت اهمیت این پا را متر مطا لب فوق صرفا جهت آ شنا یی اشاره گردید.

$$tg\ \delta = 1 \Big/ \omega C R$$

اندیس پولاریزاسیون

برای حصول اطمینان ازخوب بودن وضعیت روغن تست های لازم برای اندیکس پولاریزاسیون نیز میتواند انجام گردند . اندیس پولاریزاسیون عبارتست از نسبت مقاومت 10 دقیقه به مقاومت 1 دقیقه عایق ، به اینصورت که اگراین نسبت 1.5 یا بیشتر باشد نشان دهنده وضعیت خوب و شرایط سالم و قابل اعتماد روغن میباشد .

معیار خنثی بودن روغن

معیار خنثی بودن روغن عبارت است از اندازه گیری میزان موجود اسیدهای آلی یا غیرآلی در روغن وبصورت مقدار میلیگرم KOH مورد نیاز جهت خنثی کردن کل اسیدهای موجود در یک گرم روغن بیان میگردد . واین نشان دهنده مقدار اکسیداسیونی است که به وقوع پیوسته است. این تست میتواند در آزمایشگاه ویادر صورت در دسترس بودن تست کیت مورد نیاز در محل انجام گردد .

مقاومت عایقی

تست های انجام شده روی روغن تنها نشان دهنده کیفیت روغن ترانس است و کیفیت عایق جامد را بررسی نمیکنند . از اینرو برای محاسبه وضعیت الکتریکی کل عایق ترانس لازم است مقاومت عایقی آن بصورت پریودیک اندازه گیری شوند برای اینکار ترجیحا بهتراست از مگر 10000V استفاده شود.در هنگام اندازه گیری مقاومت بایستی بمدت یک دقیقه ولتاژبین یکی از فاز ها بابدنه اتصال شود و سایر فاز ها اتصال کوتاه شده وبه نقطه زمین ترانس وصل گردند . مقادیر اندازه گیری شده بایستی ثبت شده وبا مقادیر ثبت شده قبلی مقایسه گردند . در موقع اندازه گیری مقاومت عایق بایستی دمای محیط نیز اندازه گیری شده و ثبت گردد در هنگام مقایسه هم این مطلب باید مورد توجه باشد زیرا مقاومت الکتریکی مواد از دما تاثیر پذیر است . ضرایب مورد نیاز جهت اصلاح مقادیر اندازه گیری شده مقاومت عایقی در جدول زیر آمده است .

دمای محیط(درجه سانتیگراد)	10	20	30	40	50
ضریب تصحیح	1.65	2.6	4.2	6.6	10.5

۲-۹ علل تخریب روغن

روغن عایق بنا به هر یک از دلایل زیر میتواند مورد تخریب واقع شود .

الف : دلایل فیزیکی

روغن ترانس میتواند بعلت وجود ذرات فایبر، ذرات گرد وغبار، فلزات و آب وهمچنین بعلت شرایط بد حمل و نقل ونگهداری خواص عایقی خودرا از دست بدهد .

ب : دلایل شیمیایی

علت اصلی تخریب شیمیایی روغن اکسیداسیون آن است که معمولا براثرعکس العمل هیدروکربورها در مجاورت اکسیژن هوا اتفاق می افتد . اکسید اسیون معمولا بصورت یک زنجیره است که شروع آن توسط بالا رفتن حرارت روغن اتفاق می افتد ، وجود ذرات فلز خصوصا مس، کاتالیزور خوبی برای این عمل شیمیایی است.

ج : وجود گازهای مختلف

مشخصات روغن ممکن است براثر جذب گازهایی که در پروسه تنفس روغن وارد میشوند تغییر نماید . وجود نقاط گرم و ایجاد جرقه نیز باعث ایجاد گازهایی مانند متان و استیلن میشود . باید توجه داشت که وجود گازها نه تنها باعث کاهش مشخصه عایقی روغن میگردد بلکه خطر دیگری را نیز بوجود می آورد که آن قابلیت اشتعال و انفجار است .

۳-۹ تست های پیشنهادی جهت روغن

برای تعیین اینکه روغن مورد استفاده مناسب است ویا نیست، بایستی در پریود های زمانی مشخص و یا پس از هر حادثه مهم مثل اتصال کوتاه تست هایی بر مبنای پیشنهادات ارائه شده روی روغن انجام دهیم . نتایج این تست ها بایستی به دقت و وسواس بررسی شده و در قسمت برق ثبت و ضبط گردد . تست های پیشنهادی به شرح ذیل است :

تست میزان رطوبت

انجام این تست در کارخانه بسیار ضروری است ودرصورت تشخیص وجود رطوبت در روغن با یستی سریعا نسبت به تصفیه روغن اقدام شود . ضمنا با یستی در نظر داشت که تصفیه روغن بعنوان مکمل تست عایقی بوده و نباید بعنوان جایگزین آن تلقی شود . بعبارت دیگر پس از تصفیه روغن نیزتست آن باید حتما انجام شود .

برای آگاهی از وجود رطوبت در روغن میتوان از روش ساده زیر استفاده نمود ابتدا با یستی مقدار 250 ml از نمونه روغن را در یک ظرف کاملا خشک و تمیز ریخته و سپس یک میله فازی را تا حدی که رنگ آن به سرخی برنگردد حرارت داده و وارد روغن میکنیم درصورت وجود رطوبت در روغن صدای شدید ناشی از جوشش قطرات آب شنیده می شود. برای تعیین دقیق میزان رطوبت از دستگاهی به نام دستگاه کارل فیشر استفاده میشود .

ponification test

این تست در صورت انجام وجود یا عدم وجود اکسیژن را در روغن مشخص می نماید.

تست نقطه انجماد

این تست پایین ترین درجه حرارتی را که ترانس می تواند در آن کار کند مشخص می کند .

تست نقطه اشتعال

با توجه به اینکه ترانس ها معمولا به مقدار زیادی پایین تر از درجه حرارت نقطه اشتعال کار میکنند نیازی به انجام این تست نیست. بهرحال در مواردي که ترانس درمعرض حرارت های بالا قرار دارد و یا احتمال اتصال کوتاه ترانس وجود دارد بهتر است این تست نیز انجام گیرد.

ویسکوزیته

روغن ترانس هم بعنوان عایق وهم بعنوان واسطهٔ خنک کنندگی مورد استفاده قرار می گیرد . در هنگام کار حرارت تولید شده توسط جریان عبوری از سیم ها از طریق عایق جامد به روغن منتقل شده ونهایتا این حرارت از طریق بدنه وارد اتمسفر شده وتلف میگردد.

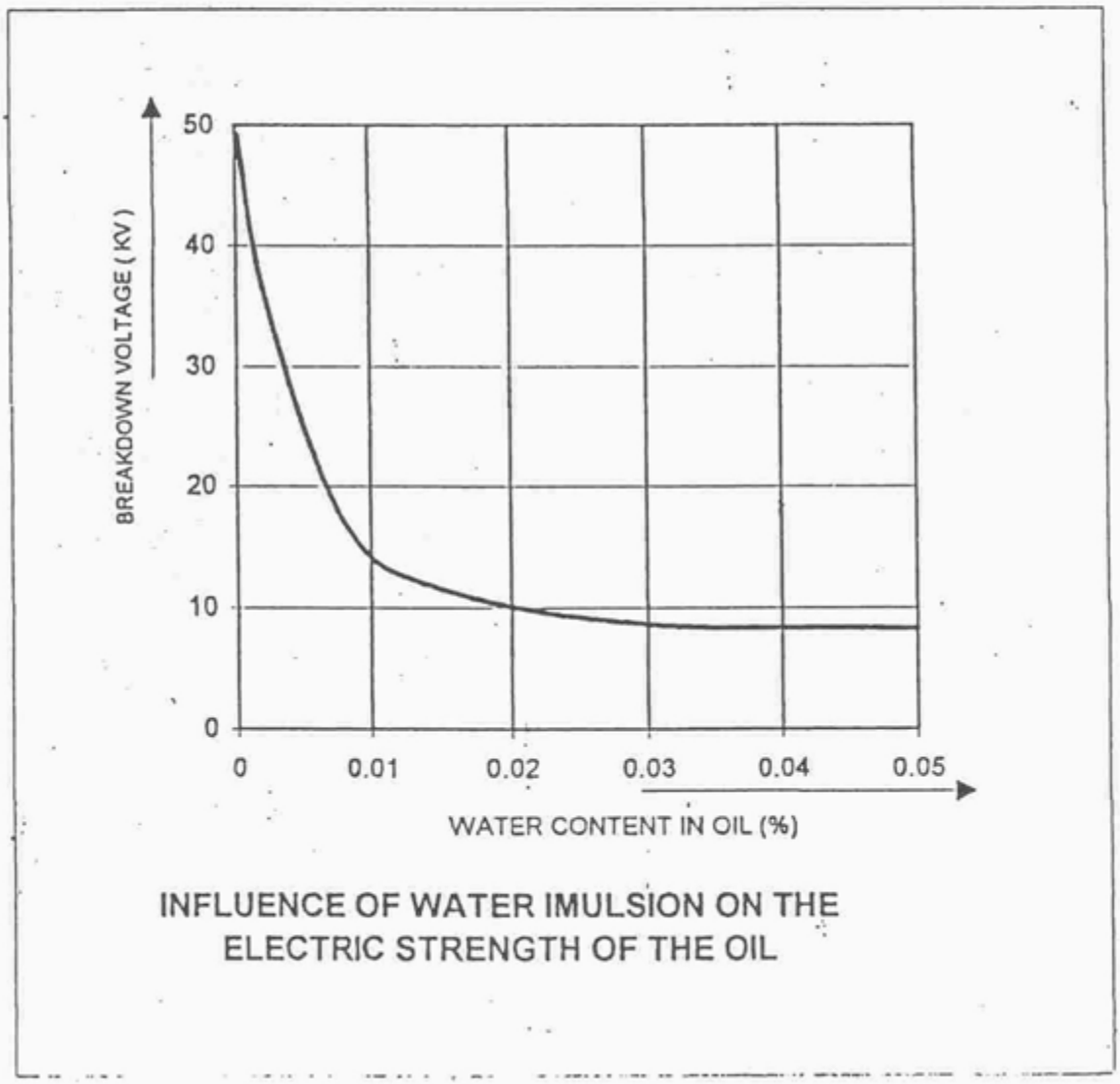
ظاهرا بالا رفتن حرارت باعث کاهش ویسکوزیته آن شده وراندمان خنک کنندگی روغن را بالا میبرد. ولی باید در نظر داشت که با افزایش حرارت عمل شیمیایی دیگری نیز در روغن اتفاق می افتد که ممکن است روی استقامت الکتریکی آن اثر گذاشته و نقطه اشتعال آنرا نیز پایین بیاورد . از طرفی تعداد یون های موجود نشان دهنده کیفیت عایقی است و بالا رفتن حرارت باعث افزایش تعداد یونها و نتیجتا کاهش اثر عایقی روغن می شود . باید توجه داشت که ویسکوزیته و تلفات دی الکتریک روغن هر دو توابع نمایی از درجه حرارت هستند و بالا رفتن درجه حرارت گرچه ظاهرا راندمان خنک کنندگی را بالا میبرد ولی نهایتا به ضرر ترانس است . با توجه به مطالب فوق بایستی ویسکوزیته روغن در حد خاصی بوده و با مقادیر استاندارد داده شده دقیقا مطابقت نماید .

رسوب های موجود در روغن

عمل اکسیداسیون در روغن سبب ایجاد رسوب های غیر قابل حل در روغن میگردد که بصورت لجن در ته ظرف روغن جمع می شود . علت تشکیل این رسوبات تماس روغن با هوا و وجود اسید و مس بعنوان کاتالیزر می باشد . عملکرد ترانس در حرارت های بالا باعث ایجاد اسید ، رسوبات وگازهای مختلف میشود . ایجاد رسوبات در روغن علاوه بر کاهش استقامت الکتریکی باعث گرفتگی داکت های خنک کننده و جلوگیری از تبادل حرارتی صحیح و موثر در ترانس می گردد . جدول زیر برای ثبت اطلاعات مربوط به تست ترانسفورمر پیشنهاد می شود.

۴-۹- تاثیر رطوبت

وجود آب یا رطوبت باعث کاهش شدید در استقامت الکتریکی روغن میگردد روغن حتی به مقدار بسیار کم آب نیز حساس است ، شکل زیر نشان دهنده حساسیت بسیار شدید ولتاژ شکست روغن نسبت به میزان رطوبت موجود درآن می باشد . توجیه این حساسیت در این حقیقت نهفته است که پرمیتیویته آب (80) بسیار بالاتر از پرمیتیویته روغن (2.2) است و ذرات بسیار ریز آب موجود در روغن توسط نیروی میدان الکتریکی در جهت خطوط قوا کشیده شده و جذب نوک های تیز الکترود ها می شوند ، بعبارت دیگر ذرات بسیار ریز آب یک مسیر هادی روی خطوط قوا از الکترود به بدنه ترانس بوجود می آورند که باعث شکست الکتریکی در ترانس میگردد .



INFLUENCE OF WATER IMULSION ON THE ELECTRIC STRENGTH OF THE OIL

۹-۵- عمر روغن ترانس

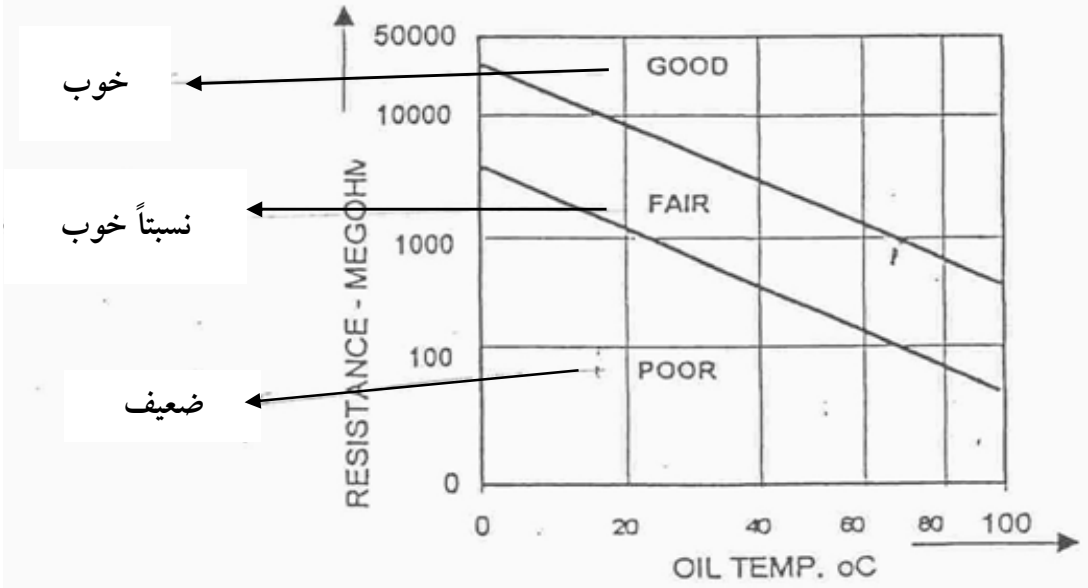
زمان ماند گاری روغن نیز تحت تاثیر اکسیداسیون ،اسیدها و رسوب های ایجاد شده است . H.A Alder و M.F Cosgrove پنج نمونه روغن حاوی ماده بازدارنده اکسیداسیون و یک نمونه بدون ماده بازدارنده را در ترانس های قدرت 10 kv در شرایط مشابه سازی شده کار نرمال ، مدت بیش از ده سال تحت آزمایش قرار دادند نتایج بدست آمده.از این تجربه به شرح زیر است :

I) عمر روغن در همه ترانس هایی که در مقابل اکسیداسیون حفاظت شده اند معادل عمرعایق جامد است .

II) وجود اسید و رسوبات مهمترین فاکتورهای تاثیر گذار در طول عمر روغن عایق می باشد .

۹-۶- میزان مجاز مقاومت اهمی

مطابق استاندارد BS - C.P. 1009 مقاومت الکتریکی روغن در درجه حرارت مشخص نشان دهنده شرایط کلی کیفیت آن می باشد دیاگرام مقاومت / حرارتی روغن محدوده مجاز مقاومت الکتریکی را مشخص کرده است . این مشخصه مبنای تجربی دارد و تا هنگامی که داده ها دقیقتری آن را نقض نکند معیار خوبی برای سنجش کیفیت روغن می باشد .



OIL TEMPERATURE RESISTANCE GRAPH

۷-۹- گزارش تست روغن ترانس

	نوبت اول	نوبت دوم	نوبت سوم	نوبت چهارم
شماره نمونه				
استفاده شده				
اسیدیته				
نقطه انجماد				
نقطه اشتعال				
ویسکوزیته				
درصد رطوبت				
تست وجود اکسیژن				
رسوبهای موجود				
ملاحظات				

مسئول بخش فشار قوی

نام :

امضاء :

مسئول انجام تست

نام :

امضاء :

۱۰ـ روشهای تصفیهٔ روغنهای عایقی ترانسفورماتور

چون روغن دراثرکارکردآلوده به موادناخالصی نظیرآب ، موادمعلق ، لجن وبعضی ترکیبات اسیدی میگردد، لذابرای بازیافت روغن میبایستی درمواقع لزوم آنرا مورد تصفیه فیزیکی وشیمیائی قرارداد.

۱-۱۰- تصفیهٔ فیزیکی (Reconditioning)

برای جداکردن ناخالصیهائی مانندآب ، موادمعلق ، لجن وکلا" آن دسته ازمواد جامدوکاری شکل که بصورت نامحلول در روغن میباشنداز روش تصفیهٔ فیزیکی استفاده میگردد.

انجام این عمل توسط دستگاهی بنام دستگاه تصفیهٔ روغن که مجهزبه فیلترهای مخصوص مغناطیسی وکاغذی میباشدصورت گرفته ، بطوریکه براده های فلزی وذرات معلق از روغن جداشده ونیزباحرارت دادن روغن (تاحداکثر۸۰ درجهٔ سلسیوس) آب موجود درآن تحت خلاء تبخیر وجدا میگردد.

۲-۱۰- تصفیهٔ شیمیائی (Reclaiming)

چنانچه بعدازتصفیهٔ فیزیکی پارامترهای مهم روغن ترانسفورماتورمانندا سیدیته رنگ ، و ویسکوزیته مقادیرمطلوب ویاقابل قبول طبق استانداردهای مجازجهت روغنهای کارکرده (Used oil) راداشته باشد، دراین حالت انجام تصفیهٔ شیمیائی ضروری میگردد. لذابرای جداسازی ترکیبات ناشی ازپیری روغن (مانندا سیدهاوناخالصیهای کلوئیدی) که باعث تغییرات پارامترهای مذکورمیگرددازروشهای تصفیهٔ شیمیائی متداول که فیلا" بآن اشاره گردیده استفاده میشود:

الف : خاك فعال (رنگبر) (Fuller, s earths)

ب : آلومینای فعال یا اکسیدآلومینیوم (Allumina)

پ : تری سدیم فسفات

ت : کربن فعال وسیلیکات سدیم

ث - : ترکیبی از روشهای ب ، ج و دباروش الف

نکته مهمی که‌در تصفیهٔ شیمیائی روغن باید درنظرداشت این است که روغن بدست آمده ازمراحل اولیهٔ تصفیه Over treated گردد(بعلت نوبردن خاك فعال) یعنی این روغن بعضی ازخواص خودرا(مانندویسکوزیته) ازدست بدهد. دراین صورت با مخلوط کردن این روغن باروغن بدست آمده ازمراحل نهائی تصفیه میتوان این عیب رابرطرف نمود.

همچنین بعضی ازانواع آنتی اکسیدان هادراثرتصفیهٔ شیمیائی تجزیه شده وازبین میروند که لازم است درخاتمه بمیزان موردنیازازمادهٔ مذکوربه روغن افزوده گردد.

۳- ۱۰- پالایش مجدد (Refining)

به کاربردن روندمشابه پالایش اولیه بر روی روغن عایقی کارکرده وتبدیل آن به روغن مشابه روغن ترانسفورماتورنو.

۱۱- مسئله پیری و آزمایش ضریب کیفیت روغن عایق الکتریکی

وضعیت روغن	عدد اسیدی $\frac{mg\ KOH}{gr\ Oil}$	کشش بین سطحی $\frac{dyn}{cm}$	ضریب کیفیت روغن	اثرا سوء روغن عایق در کارکرد ترانسفورماتور
خوب	۰/۱ – ۰/۰۳	۴۵ – ۳۰	۳۰۰ – ۱۵۰۰	بدون اشکال
مناسب	۰/۱ – ۰/۰۵	۳۰ – ۲۷	۲۷۰ – ۶۰۰	وجود ذرات پولار (لجن معلق) در روغن حاوی اسیدهای چرب ، سیم پیچ و هسته را پوشانده اند.
متوسط	۰/۱۵ – ۰/۱۱	۲۷ – ۲۴	۱۶۰ – ۲۴۵	لجن معلق آماده برای ته نشین شدن ، احتمال وجود لجن در حفره ها
بد	۰/۴ – ۰/۱۴	۲۴ – ۱۸	۴۵ – ۱۵۰	لجن سطح هسته و سیم پیچ را پوشانده است.
خیلی بد	۰/۶۵ – ۰/۴۵	۱۸ – ۱۴	۲۲ – ۴۴	کاغذ خود را جمع کرده است.
خراب	۱/۵ – ۰/۶۶	۱۴ – ۹	۶ – ۲۱	مجاری تبرید با لجن مسدود شده اند ، درجه حرارت کاغذ افزایش یافته است.

جدول ۱- ۱۱

۱۴- منابع و مراجع

۱- کاتالوگ ها و دستورالعمل سرویس و نگهداری ترانسفورماتورهای فشارقوی از کارخانجات داخلی و خارجی

1-IEC 296 :Specification for unused mineral insulating oils for tranformers and switchgear.

2-IEC 422: Maintenance and supervision guide for insulating oil in service.

3- ANSI/IEEE C57.106-1977: Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment;

4- IEEE no 283-1968- Proposed IEEE guide for installation of oil-immersed transformers.

5-BS-148- 1984- Unused mineral insulating oils for transformars and switchgear.

6- BS- 5797 (1988): Measurement of gassing of isulating liquids under electrical stress and ionzation.

7- ASEA -BBC-TRAFO UNION-GE-ALSTOM- ELIN: Instructions for insulating - oil for use in transformers.