



موسسه آموزش عالی هدف

جزوه

# تجهیزات پست های فشار قوی



مدرس: طاهر صدر

# جزوه تجهیزات پست





**فصل اول:**

**مقدمه**

## ۱- مقدمه:

در طول تاریخ، بشر همواره برای پیشرفت خود و سرعت بخشیدن به کارها به دنبال استفاده از انواع مختلف انرژی بوده است و با اختراعات و اکتشافات گوناگون همواره از رهگذر نیاز فطری اش به دانستن، رفاه و آسایش را نیز برای خود به ارمغان آورده است. از آن جمله کشف الکتریسیته و استفاده از انرژی الکتریکی است که دریچه‌ای جدید در زندگی انسان گشوده است و نیز باعث پیشرفت های عظیمی در دنیا شده است.

امروزه انرژی الکتریکی با ویژگی های منحصر به فردی نظیر انتقال آسان، حداقل آلودگی محیط زیست، سهولت بهره برداری و ... جایگاه ویژه ای را در زندگی روزمره به خود اختصاص داده است. با رشد روز افزون جمعیت - بزرگ شدن شهر ها - افزایش مصرف سرانه انرژی الکتریکی و وابستگی کلی فعالیت های اجتماعی (اعم از صنعتی-کشاورزی-اقتصادی-خدماتی) به این انرژی، لزوم تامین آن به صورت گسترده در مقیاس بالا و به نحو مطلوب اجتناب ناپذیر می باشد.

بدیهی است که تامین این انرژی با مقیاس و کیفیت فوق از طریق نیروگاههای محلی و کوچک نه تنها اقتصادی نیست بلکه در اکثر موارد از نقطه نظرهای مختلفی غیر عملی و غیر علمی نیز می باشد. از طرف دیگر امروزه احداث نیروگاههای بزرگ در نقاط خاصی قابل توجه است که عمدتاً از مراکز مصرف نیز دور می باشد.

لذا لازم است تا تولید این نیروگاهها از طریق خطوط انتقال (که به نحو مناسبی به هم ارتباط می یابند و تشکیل یک شبکه الکتریکی را می دهند) به مراکز مصرف هدایت گردند. نتیجه آنکه احداث شبکه سراسری و تبادل انرژی بین مراکز تولید و مصرف استفاده هرچه بیشتر از ظرفیت تولیدی نیروگاهها را امکان پذیر ساخته و راندمان شبکه را افزایش می بخشد. ایجاد شبکه سراسری مستلزم احداث خطوط انتقال انرژی با ظرفیت بالا می باشد تا پوشش کاملی از مناطق شبکه صورت گیرد. برای کاهش تلفات انرژی الکتریکی در شبکه انتقال، انرژی الکتریکی تولید شده در نیروگاه را که ولتاژ آن حد اکثر ۳۳ کیلوولت است را به ولتاژ چند صد کیلوولتی تبدیل می نمایند.

بنابراین برای تحویل انرژی تولیدی نیروگاهها به شبکه فشار قوی سراسری نیاز به پست های فشار قوی (افزاینده) وجود دارد. در نقاط نزدیک به مصرف کننده نیز جهت تبدیل ولتاژ فشار قوی به ولتاژی که توسط تجهیزات مصرف کننده سازگار باشد نیز نیاز به پست (کاهنده) می باشد. بعلاوه در مناطقی از شبکه قدرت جهت انجام مانورهای بهره برداری نیز نیاز به پست های انتقال احساس می شود. بدین ترتیب پست های فشار قوی در محل تحویل انرژی به شبکه سراسری (در نیروگاهها)، محل دریافت انرژی (محل مصرف کننده ها) و محل اتصال خطوط به یکدیگر احداث می گردد. به عبارت دیگر با کاربرد پست های فشار قوی در شبکه های سراسری امکان انتقال قدرت های زیاد در فواصل طولانی و با کمترین تلفات قدرت انتقالی امکان پذیر خواهد بود. که این کار با توجه به خاصیت تغییر سطح ولتاژ خطوط انتقال در این پست های فشار قوی مهیا می گردد.

## **۲- تعریف پست فشار قوی:**

یک پست فشار قوی در واقع بخشی از شبکه برق می باشد که ارتباط فیما بین مراکز تولید، خطوط انتقال و مراکز مصرف را برقرار می سازد.

پست های فشار قوی مجموعه ای از تجهیزات هستند که برای انجام یکی یا هر دو وظیفه زیر مطابق با ضوابط خاصی کنار هم قرار می گیرند:

۱- تبدیل سطوح مختلف ولتاژ در سیستم قدرت برای کاهش تلفات انرژی الکتریکی

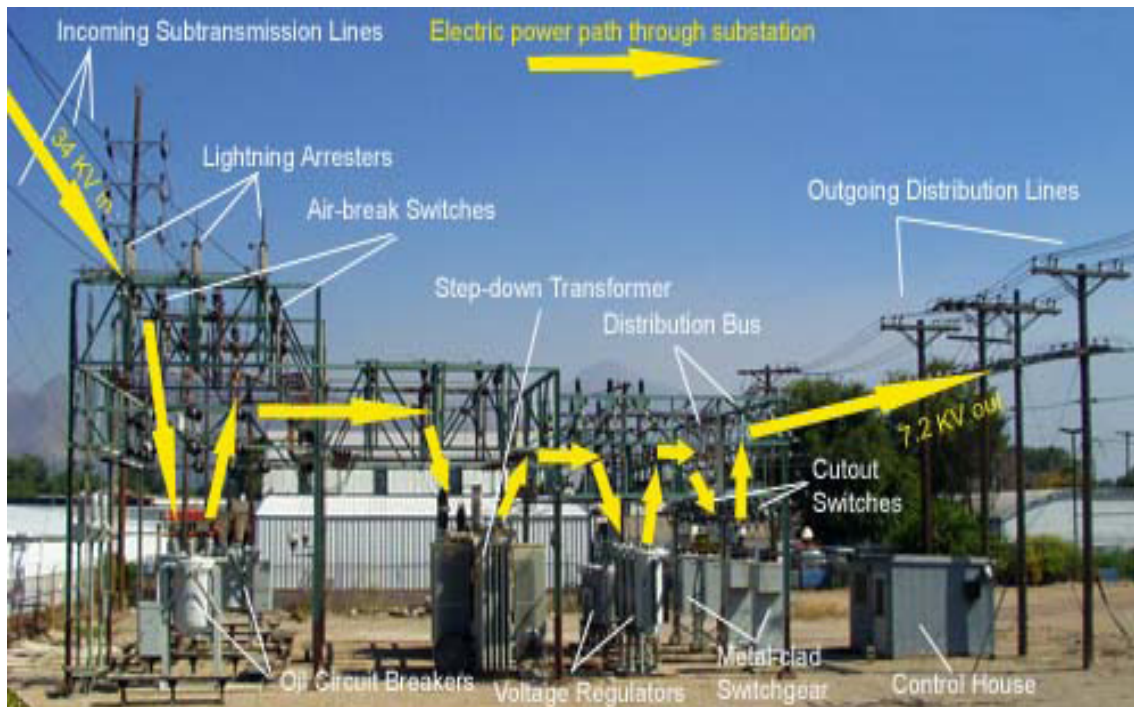
۲- قطع و وصل خطوط فشار قوی برای انجام مانور یا قطع جریان خطا

در واقع هرگاه نیاز به تغییر سطح ولتاژ، انتقال توان یک نیروگاه، گرفتن خط خروجی از یک خط فشار قوی، انتقال انرژی از یک خط به نقاط مختلف، اتصال خطوط فشار قوی به یکدیگر جهت بهره برداری بهینه از شبکه باشد، تاسیس یا توسعه پست فشار قوی لازم خواهد بود.

## **۳- انواع پست های فشار قوی:**

با توجه به گسترش شبکه های سراسری و کاربرد پست های فشار قوی در نقاط مختلف این شبکه ها دسته بندی های مختلفی برای پست ها بیان می گردد که هر کدام از این دسته بندی ها بیانگر

خصوصیاتی از پست های فشار قوی می باشد. در ادامه انواع پست های فشار قوی از دیدگاه های مختلف ارائه می گردد.



### ۳-۱- انواع پست های فشار قوی از نظر اهمیت:

انواع پست های فشار قوی از نظر اهمیت عبارتند از:

۳-۱-۱- پست های بسیار مهم: پست هایی هستند که در آنها قطع برق حتی به صورت موقت برای شبکه قابل تحمل نباشد و این عمل ممکن است اثراتی چون از بین بردن پایداری شبکه و در نتیجه ایجاد خاموشی سراسری و یا خاموشی منطقه ای داشته باشد و یا در مورد صنایع باعث خراب شدن اساسی تجهیزات موجود گردد. این سری پستها شامل موارد زیر می باشد:

- پستهای نیروگاهی بزرگ با ظرفیت بالا
- پستهایی که در صورت خاموشی آنها پایداری سیستم تحت الشعاع قرار گیرد
- صنایع ذوب یا صنایع مشابه که اهمیت استثنایی از لحاظ تداوم تغذیه دارند.

۳-۱-۲- پست های مهم: پست هایی که قطع برق به صورت موقت برای آنها قابل تحمل باشد ولی در بلند مدت اثرات سوئی به جا می گذارد. این پست ها شامل موارد زیر می باشد:

- پست های صنایع بزرگ که قطع برق در آنها برای مدت طولانی باعث کم شدن تولید و احیانا کمبود در بازار مصرف گردد.
- پست های تبدیل پربار شهری و یا منطقه ای که قطع آنها باعث ایجاد خاموشی موضعی می شود ولی پایداری سیستم را مختل نمی سازد.
- پست های تغذیه کننده مناطق صنعتی و کشاورزی مهم.

۳-۱-۳- پست های معمولی: پست هایی که قطع برق در مواقع اضطراری به مدت زیاد (چند ساعت) برای آنها قابل تحمل باشد. معمولا اینگونه پست ها دارای مصرف کمی می باشند، نظیر:

- پستهایی که بار آنها عمدتاً مصارف خانگی و یا کارگاه های صنعتی کم اهمیت می باشند.
- پستهای انتقال مربوط به مناطق کم بار و یا با استعداد رشد کردن
- پستهایی که از طریق خطوط تک مداره به صورت شعاعی تغذیه می شوند.

### ۳-۲- انواع پست های فشار قوی از نظر وظایف و کارکرد:

پست های فشار قوی از نظر وظیفه ای که در شبکه سراسری بر عهده دارند به سه دسته ی اصلی تقسیم می شوند.

### ۳-۲-۱- پست های افزایشنده (step up substations):

این پست ها که به پست های نیروگاهی (Generator Substation) معروف هستند، وظیفه افزایش ولتاژ تولیدی ژنراتورها را بر عهده دارند.

معمولا به خاطر محدودیت موجود در طراحی و ساخت ژنراتورها ولتاژ تولیدی آنها زیر سطح ولتاژ ۳۰ کیلو ولت می باشد که این سطح ولتاژ برای انتقال اقتصادی انرژی مناسب نمی باشد. لذا لازم است تا برای نیروگاههای بزرگ (که از مراکز مصرف دور می باشند) پست های افزایشنده ای

احداث شوند تا ولتاژ ژنراتورها به ولتاژ بالاتری (ولتاژ انتقال) تبدیل گردند. مقدار این افزایش ولتاژ بستگی به فاصله نیروگاهها تا مراکز بار و میزان قدرت انتقالی دارد.

### ۳-۲-۲- پست های کاهنده (step down substations):

با توجه به آنکه ولتاژ تولیدی نیروگاهها توسط پست های نیروگاهی افزایش می یابد تا قدرت تولیدی به مراکز بارها منتقل شود در نتیجه لازم است تا قدرت انتقالی در مراکز بار شبکه در سطح ولتاژ سیستم های توزیع که تجهیزات مصرف کنندگان با آن کار می کنند، در دسترس آنان قرار گیرد. این کاهش ولتاژ از طریق پست های کاهنده صورت می گیرد. لازم به ذکر است که کاهش ولتاژ از مقادیر خیلی زیاد به مقادیر خیلی کم از طریق پست های توزیع با قدرت کم اقتصادی نمی باشد. لذا مناسب است تا این کاهش ولتاژ در چند مرحله صورت گیرد. لذا از نظر اینکه پست های کاهنده چه سطح ولتاژی را تبدیل می کنند، به انواع زیر تقسیم می شوند:

۳-۲-۲-۱- پست انتقال: به پستی اطلاق می گردد که سطح ولتاژ خطوط ورودی آنها در سطح انتقال (۴۰۰ کیلوولت، ۲۳۰ کیلوولت) باشد و وظیفه آنها (در صورتی که کلیدزنی نباشد) تحویل انرژی الکتریکی از سطح انتقال به سطح فوق توزیع است.

۳-۲-۲-۲- پست فوق توزیع: به پستی اطلاق می گردد که سطح ولتاژ خطوط ورودی آنها در سطح فوق توزیع (۱۳۲ کیلوولت و عمدتاً ۶۳ کیلوولت) باشد و وظیفه آنها تحویل انرژی الکتریکی از سطح فوق توزیع به سطح توزیع است.

۳-۲-۲-۳- پست توزیع: به پستی اطلاق می گردد که سطح ولتاژ خطوط ورودی آنها در سطح اولیه توزیع (۳۳ کیلوولت و عمدتاً ۲۰ کیلوولت) باشد و وظیفه آنها تحویل انرژی الکتریکی از سطح اولیه توزیع به ثانویه توزیع است. ولتاژ سطح ثانویه توزیع ولتاژی است که تجهیزات مصرف کنندگان با آن کار می کنند و برای مصرف کنندگان مختلف، متفاوت است. برای مصرف کنندگان خانگی و تجاری ولتاژ ثانویه توزیع ۴۰۰ ولت است، در حالیکه برای کارخانجات صنعتی ۶,۳ کیلوولت، ۶,۶ کیلوولت و ... می تواند باشد.



### ۳-۲-۳- پست های کلید زنی (switching substations):

در این نوع پست ها هیچ گونه تبدیل ولتاژی انجام نمی گیرد بلکه فقط وظیفه ی آنها ارتباط خطوط مختلف شبکه به یکدیگر می باشد. بنابراین در این پست ها ترانسفورماتور فشار قوی وجود ندارد. همچنین وظیفه دیگر این پست ها افزایش پایداری شبکه می باشد.

البته ممکن است که در شبکه های سراسری پست هایی وجود داشته باشد که ترکیبی از هر یک از پست های فوق الذکر را داشته باشند. به عنوان مثال ممکن است در قسمتی از یک پست نیروگاهی با کاهش ولتاژ وظیفه توزیع انرژی الکتریکی نیز صورت بگیرد و یا اینکه در یک پست کلید زنی و در قسمتی از آن عمل تبدیل یا کاهش ولتاژ بین قسمت هایی از خطوط انتقال صورت بگیرد.

### ۳-۳- انواع پست های فشار قوی از نظر نوع عایق:

در پست های فشار قوی برای ایجاد عایق مناسب بین فازهای تحت ولتاژ از عایق هوا یا عایق گاز SF<sub>6</sub> (گاز هگزا فلئورید گوگرد) استفاده می شود. با توجه به نوع عایق، پست های فشار قوی به سه دسته کلی دسته بندی می شوند:

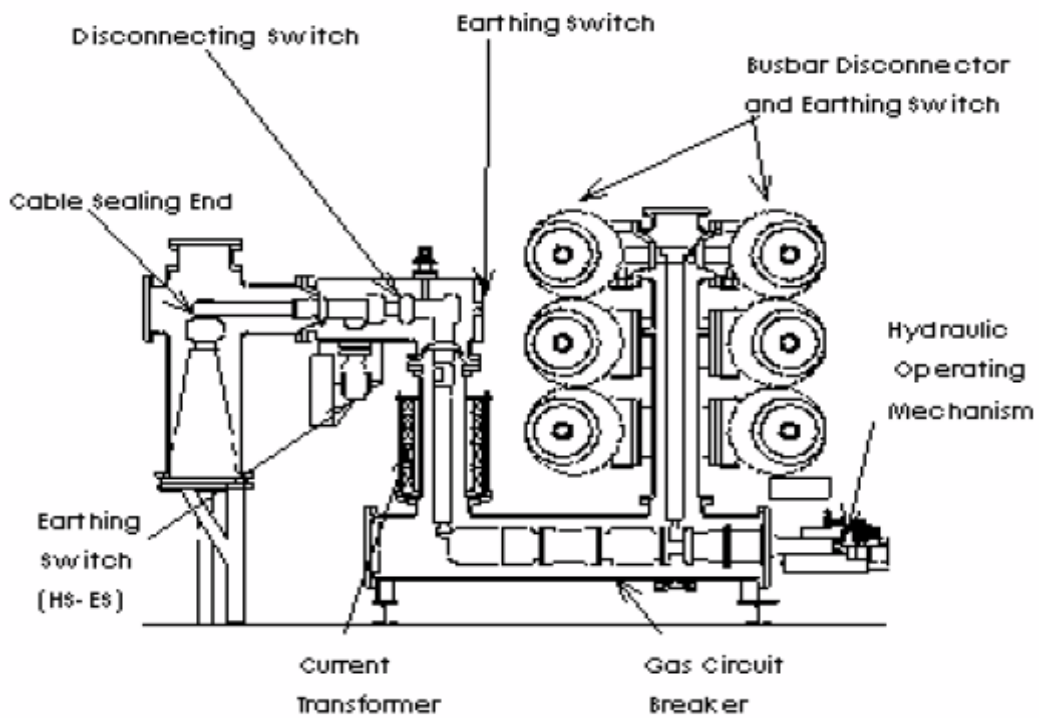


### ۳-۳-۱- پست های فشار قوی معمولی (Conventional substations):

در این نوع پست ها، ایزولاسیون عمده هادی های تحت ولتاژ را فواصل هوایی واقع در فضای آزاد تشکیل می دهد. به همین علت به آنها پست های با عایق هوا AIS نیز می گویند. (Air Insulation Substation) عایق تجهیزات تحت ولتاژ با زمین نیز معمولا مفره های اتکایی چینی می باشند. برای جلوگیری از ارتباط و یا قوس بین تجهیزات بین قسمت های برق دار با زمین و یا بین فازهای مختلف باید فواصلی بین آنها وجود داشته باشد. همچنین برای حفظ ایمنی پرسنلی که در محوطه پست ها عبور می کنند نیز فواصل مشخصی بین تجهیزات و سطح پست باید وجود داشته باشد. با وجود این فواصل، پست ها هوایی معمولا فضای زیادی را اشغال می کنند. از معایب این نوع پست ها علاوه بر اشغال فضای زیاد، احتیاج به نگهداری زیاد، آسیب پذیری در مقابل عوامل جوی می باشد. اکثر پست های فشار قوی کشور از این نوع است.

### ۳-۳-۲- پست های فشار قوی گازی (GIS:Gas Insulation Substations):

در بعضی از مناطق که به دلایلی از قبیل کمبود فضا یا آلودگی بیش از حد (مثل مناطق ساحلی) امکان احداث پست های معمولی وجود ندارد از پست های GIS استفاده می شود. علت استفاده از این گاز آن است که گاز SF<sub>6</sub> دارای قدرت عایقی بالاتری نسبت به هواست و غیر قابل اشتعال می باشد. در این نوع پست ها قسمت های برق دار تجهیزات در داخل محفظه هایی فلزی به شکل کپسول قرار دارند که از طریق سیستم زمین مناسب به هم متصل و هم پتانسیل شده اند. لذا به لحاظ وجود محفظه های فلزی که از گاز SF<sub>6</sub> پر می شوند و قسمت های برق دار در آنها قرار دارند، دیگر نیازی به رعایت فواصل مشخص بین تجهیزات الکتریکی از یکدیگر و از زمین وجود ندارد. لذا با توجه به خصوصیات این نوع پست ها از آنها در تمام سطوح ولتاژ ها استفاده می شود ولی برای ولتاژ های بالای ۶۳ کیلو ولت کاربرد های آنها رایج تر است.



مزایای پستهای G.I.S عبارتند از:

الف) فضای کمی را اشغال می کند.

ب) مدت زمان نصب آن کم می باشد.



ج) برای مناطق زلزله‌خیز و مناطق آلوده بسیار مناسب است.

د) قابلیت اطمینان بالا است (بدلیل عدم وجود اتصال کوتاه درون لوله)

ه) عدم شدت میدان الکتریکی (زیرا تمام تجهیزات در داخل لوله عایق قرار دارد و شدت میدان

برروی بدنه تأثیری نمی‌گذارد و بدنه زمین شده است)

یکی از معایب پستهای GIS این است که ممکن است آب بندی خود را از دست دهد به عبارت

دیگر در مقابل نشت گاز حساس یا حساس به فشار گاز است. به علاوه بسیار گران است و تکنولوژی

آن نیز پیچیده است. همچنین دسترس به تجهیزات معیوب در آنها وجود ندارد.

### ۳-۳-۳- پست های ترکیبی (Hybrid substations):

این نوع پست ها ترکیبی از دو نوع پست های معمولی و GIS می باشند. پست های ترکیبی

قسمتی از تجهیزات مثل شین ها و کلید های قدرت در کپسول های گازی SF<sub>6</sub> قرار می گیرند و

سایر تجهیزات نیز به صورت معمولی و با استفاده از عایق هوا نصب می شوند. این نوع پست ها

معمولا برای سطح ولتاژ های بالاتر از ۲۳۰ کیلو ولت به کار برده می شود.

نوع خاصی از این پست ها، پست های زیر زمینی گازی (Under ground GIS substations)

می باشد. این نوع پست ها در سطح ولتاژ و قدرت بالا مورد استفاده قرار می گیرند که به دلایل

گران بودن بیش از حد قیمت زمین و یا مسائل حفاظتی آن در زیر زمین و طبقات زیرین

ساختمان ها نصب می شوند.

### ۳-۴- انواع پست ها از نظر محل نصب تجهیزات:

کلیه پست های فشار قوی مجهز به تجهیزات لازم و ضروری از جمله ترانسفورماتورها، تجهیزات

قطع و وصل کننده، تجهیزات اندازه گیری و غیره می باشد. این مجموعه تجهیزات می توانند در

فضای آزاد و یا در فضای سر پوشیده نصب گردند که این امر باعث تقسیم بندی پست ها به دو نوع

پست های داخلی (indoor) و پست های خارجی (outdoor) می شوند.

### ۳-۴-۱- پست های بیرونی (outdoor substations):

در این نوع پست ها تجهیزات فشار قوی در یک محوطه آزاد به نام Switchyard نصب می شوند و عایق مورد استفاده در آنها هوای آزاد می باشد. به همین علت ایزولاسیون خارجی تجهیزات فشار قوی و هادی های تحت ولتاژ کاملا تحت تاثیر آلودگی محیط زیست و تغییرات جوی واقع می شوند. این نوع پست ها معمولا برای ولتاژ بالاتر از ۶۳ کیلوولت ساخته می شوند. در چنین سطح ولتاژی به دلیل ازدیاد حجم تجهیزات و همچنین رعایت فواصل ایمنی و نیز پایین آوردن هزینه تمام شده احداث پست و ملاحظات فنی دیگر، عموما از پست های بیرونی استفاده می شود. در این پست ها قسمت برق دار تجهیزات در ارتفاع بالاتر از ۲۳۰ سانتیمتر نصب می شوند تا افراد از تماس سهوی با آنها ایمن باشند. برای ایجاد این ارتفاع، تجهیزات را روی مقره های اتکایی قرار می دهند. این نوع پست ها معمولا از نوع پست های معمولی هستند ولی در صورتی که تعداد فیدر های یک پست زیاد باشد می توان از پست های گازی استفاده کرد.

### ۳-۴-۲- پست های داخلی (indoor substations):

پست های بسته معمولا به پست هایی گفته می شود که حداقل سوئیچگیرهای آن در داخل ساختمان یا هر نوع پوششی (Housing) که تجهیزات مزبور را در مقابل شرایط محیطی لز قبیل باد، باران، برف، یخ و گرد و غبار غیر عادی محافظت نماید، قرار گرفته باشند. در این حالت نیز ایزولاسیون عمده هادی های تحت ولتاژ (به استثنای تجهیزات فشار قوی) توسط عایق هوا انجام می گیرد. از خصوصیات این نوع پست ها آن است که ایزولاسیون خارجی تجهیزات فشار قوی و فواصل هوایی ایزولاسیون واقع در فضای بسته تحت تاثیر تغییرات جوی - تغییرات درجه حرارت- و آلودگی محیط قرار نمی گیرند. لذا ایزولاسیون هادی ها از اطمینان بیشتری برخوردار می باشد. پست های داخلی معمولا حداکثر تا ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت ساخته می شود ولی استفاده از این پست ها تا ولتاژ ۳۳ کیلوولت بیشتر رایج است. پست های داخلی گازی تا ولتاژ بالاتر از ۸۰۰ کیلوولت نیز

ساخته شده اند. پست های داخلی به سه نوع پست های داخلی باز و نیمه باز و بسته تقسیم می شوند:

### ۳-۴-۱- پست داخلی باز و نیمه باز:

در این نوع پست ها، ترانسفورماتورهای قدرت در اتاق های جداگانه نصب می گردند و شینه بندی و سایر تجهیزات در یک سالن قرار می گیرند. شینه بندی معمولاً در بالاترین قسمت نصب می گردد و تجهیزات مربوط به یک فیدر شامل کلید قدرت، سکسیونرها، ترانس های جریان و ولتاژ و سایر وسایل در یک قسمت مشخص و محدود که سلول نامیده می شود، نصب می گردند. در هر سلول معمولاً دو بخش وجود دارد. یکی مربوط به تجهیزات قدرت و دیگری بخش تجهیزات کنترل و حفاظت که در قسمت جلو سلول در دسترس اپراتور پست است.

اینگونه پست ها با وجود پست های داخلی بسته، کمتر مورد استفاده قرار می گیرند.

به طور کلی می توان گفت که در پست باز تجهیزات عمده شامل کلیدهای قدرت و شینه بندی و ترانس های اندازه گیری کاملاً قابل دید می باشند و جهت حفاظت افراد از نزدیک شدن به تجهیزات برق دار از صفحات مشبک فلزی به عنوان محافظ استفاده می شود. در پست نیمه باز فقط شینه بندی که معمولاً در بالاترین قسمت نصب می گردد، قابل رویت بوده و سایر تجهیزات که در ارتفاع دسترسی قرار دارند، توسط دیوار یا مواد عایقی نسوز پوشانده شده و دیده نمی شوند.

### ۳-۴-۲- پست داخلی تمام بسته فلزی:

در این نوع پست ها کلیه تجهیزات قدرت و همچنین وسایل مربوط به کنترل و حفاظت پست در تابلوهای فلزی که از همه طرف مسدود می باشند، نصب می گردند. لذا به این نوع پست ها، پست های تابلویی یا پست های قفسه ای نیز می گویند. کلید در تابلو یا به صورت ثابت یا به صورت کشویی قرار می گیرد. کلیدهای کشویی دارای مزیت هایی نسبت به نوع ثابت است. از جمله اینکه نیازی به سکسیونر در طرفین کلید نیست. همچنین در صورت بروز نقصی در کلید به راحتی با کلید مشابه قابل تعویض می باشد. هم اکنون کاربرد پست های داخلی تمام بسته فلزی بسیار

زیاد بوده و تا ولتاژ های ۳۳ کیلو ولت مورد بهره برداری قرار می گیرند. بعلاوه این نوع پست ها به صورت های کیوسکی و زیر زمینی و غیره نیز به کار می روند.

مهمترین مزایای پست های داخلی بسته نسبت به پست های داخلی باز و نیمه باز عبارتند از:

- امکان تماس سهوی افراد با تجهیزات وجود ندارد.
- امکان برخورد جرقه به قسمت های بیرون تابلو به حداقل می رسد.
- به علت بسته بودن تابلو، تجهیزات کمتر در معرض آلودگی های محیطی مانند دود و گرد و خاک می باشند.

مهمترین عیب پست های داخلی بسته این است که امکان نظارت مستقیم بر وضعیت تجهیزات وجود ندارد.

### ۳-۵- سایر پست ها:

#### ۳-۵-۱- پست های سیار (Mobile Substation):

پست های سیار، پست های تبدیلی هستند که عمدتاً تجهیزات سوئیچگیر آنها از نوع گازی بوده و به همراه ترانسفورماتور مربوطه روی یک یا چند تریلی نصب گردیده و به سهولت قابل انتقال از یک محل به محل دیگر می باشند. این پست ها عمدتاً از یک فیدر فشار قوی، یک ترانسفورماتور قدرت و یک فیدر فشار ضعیف تشکیل شده و ظرفیت آنها در مقایسه با پست های دائم کم می باشد.

از مزایای عمده این نوع پست ها سرعت بسیار بالای راه اندازی و بهره برداری آنها، همچنین امکان استفاده در چندین سایت مختلف می باشد.

#### ۳-۵-۲- پست های فیوزی:

این نوع از پست ها فاقد کلیدهای فشار قوی، سیستم های حفاظت و کنترل مرسوم و ترانسفورماتورهای اندازه گیری مورد نیاز می باشند و وظیفه قطع فیدرها در اثر خطاهای رخ داده به عهده فیوزهای فشار قوی می باشد. از مزایای این پست ها هزینه پایین تجهیزات به علت عدم وجود بخشی از تجهیزات معمول پست ها، نصب و راه اندازی سریعتر و نیاز به نگهداری کمتر نسبت به

پستهای معمولی می باشد. از معایب این پست ها قابلیت اطمینان پایین تر و قدرت مانور کمتر را می توان برشمرد.

اصولاً این نوع پست ها در خطوط شعاعی و درانتهای خطوط و تا سطوح ولتاژی ۱۳۲ کیلو ولت مورد استفاده واقع می شوند.

### ۳-۵-۳- پست های ماژولار (Modular Substation) :

این نوع پست ها در واقع به نوعی دررده بندی ارائه شد، در دسته پست های معمولی قرار می گیرند اما نکته مهم اینجا است که تجهیزات بر روی فونداسیون نصب نمی شوند بلکه یک شاسی فولادی وظیفه نگهداری تجهیزات را به عهده دارد. اتاق های کنترل، حفاظت و فشار متوسط در کابین های خاصی تعبیه شده اند و کابل های مابین آنها معمولاً بصورت فیش و سوکت می باشد. با چنین ماژول های مختلفی می توان ساختارهای متفاوتی را ایجاد کرد.

از مزایای این روش نصب و راه اندازی سریعتر و حجم پایین کارهای ساختمانی را می توان نام برد. از معایب این پست ها محدودیت در سطوح ولتاژ به علت بزرگتر و سنگین تر شدن تجهیزات و محدودیت در ساختارهای متفاوت می باشد.

این پست ها عمدتاً در سطح ولتاژهای ۱۳۲/۲۰ کیلوولت و ۶۳/۲۰ کیلوولت وجود دارد.

### ۳-۵-۴- پست های نصب شده روی تیر (Pole Mounte Substation) :

این نام به پست های توزیع ۲۰/۰,۴ کیلوولت که معمولاً در حومه شهرها یا روستاها بر روی تیرهای برق نصب می گردند، اطلاق می شوند. قدرت این پست ها پایین بوده و به لحاظ هزینه بسیار کم، امروزه در سیستم های توزیع بسیاری از کشورها متداول است.



فصل دوم:  
معرفی کلی اجزاء پست



از نظر ساختار کلی پست های فشار قوی از قسمت های اصلی زیر تشکیل شده اند:

- سویچگیر (switchgear)
  - ترانسفورماتورهای قدرت (power transformer)، ترانسفورماتورهای زمین و ترانسفورماتورهای تغذیه داخلی (Earthing & Auxiliary Transformer)
  - سیستم جبران کننده بار راکتیو از قبیل راکتور یا خازن (VAR compensation systems)
  - ساختمان کنترل (control building)
  - سیستم کنترل و حفاظت (control and protection systems)
  - تاسیسات جنبی الکتریکی مانند سیستم روشنایی محوطه-سیستم های حفاظتی رعد و برق سیستم زمین - سیستم تغذیه داخلی
  - تاسیسات جنبی ساختمانی مانند اتاق دیزل ژنراتور - انبار - کارگاه تعمیرات - ساختمان نگهبانی، پارکینگ
  - سیستم های مخابراتی
- البته در بعضی از پست های فشار قوی و بسته به نوع پست ممکن از بعضی از اجزای فوق وجود نداشته باشد. به عنوان مثال در پست های کلید زنی نیازی به ترانسفورماتورهای قدرت وجود ندارد. در ادامه به تشریح هر یک از موارد فوق می پردازیم.

#### ۱- تجهیزات سویچگیر:

به مجموعه ای از تجهیزات فشار قوی که ارتباط فیدر های مختلف را به شین ها و یا قسمت های مختلف شین ها را به یکدیگر در یک سطح ولتاژ معین برقرار می کنند، سویچگیر می گویند. گاهی به ساختمانی که سوئیچگیر پست های داخلی (Indoor) در آن قرار دارد، کلیدخانه گفته می شود. در پست های فشار قوی ممکن است یک یا دو یا سه سویچگیر با سطح ولتاژ های مختلف وجود داشته باشد. به عنوان مثال در یک پست ۴۰۰/۲۳۰/۶۳ کیلو ولت سه عدد سویچگیر ۴۰۰ و ۲۳۰ و ۶۳ کیلو ولت وجود خواهد داشت.

معمولا اجزاء و تجهیزات یک سویچگیر به قرار زیر می باشد:

- شینه بندی پست (busbar)
- بریکر یا کلیدهای قدرت (circuit breaker)
- سکسیونرها یا کلیدهای جداکننده (disconnect switch)
- ترانسفورماتورهای اندازه گیری ولتاژ و جریان (instrument transformer)
- تله موج و متعلقات مربوطه (line trap)
- برق گیر ها (lighting arrester)
- جبران کننده های بار راکتیو
- مقره های نگهدارنده، عایق کننده و اسکلت فلزی پایه ها

معمولا سویچگیر ها از قسمت های مشابه متصل به هم در جهت شینه بندی تشکیل می شوند که به هر قسمت یک bay گفته می شود. هر bay در سویچگیر های مختلف می تواند یک یا چند فیدر را به خود اختصاص دهد.

## ۲- ترانسفورماتورهای قدرت، زمین و تغذیه داخلی:

در پست های نیروگاهی (افزاینده ولتاژ) و یا پست های توزیع و فوق توزیع (کاهنده ولتاژ) دستگاههای اصلی تبدیل ولتاژ ترانسفورماتورهای قدرت می باشند که معمولا ارتباط دهنده بین سویچگیر های با سطح ولتاژهای مختلف می باشند. بنابر این در طراحی موقعیت فیزیکی تجهیزات سویچگیر ها باید محل مناسبی برای نصب ترانسفورماتورهای قدرت و اتصال آنها به فیدر های مربوطه در هر سویچگیر در نظر گرفته شود تا

- ضمن حفظ حریم های لازم با سوئیچگیرها، طول فیدرهای مربوطه به حداقل برسد.
- جهت دسترسی به آنها که به علت وزن و حجم زیاد به ندرت به صورت داخلی (Indoor) نصب می گردند، جاده های مناسب وجود داشته باشد.

▪ تبادل حرارت با هوای محیط جهت خنک شدن در مورد ترانسفورماتورهایی که با هوا خنک می شوند (Air Cooled) به سهولت انجام گیرد.

از ترانس مصرف داخلی برای تغذیه مصارف داخلی پست استفاده می شود. بار ترانس مصرف داخلی شامل مواردی نظیر تغذیه موتور تپ چنجر، تغذیه بریکرها، تغذیه فن و سیستم خنک کننده، شارژ باتری ها، مصارف روشنایی و تهویه ها می باشد.

ترانسفورماتورهای زمین برای ایجاد نقطه ی زمین (خنثی) مصنوعی در شبکه های با اتصال مثلث به کار برده می شوند. نوع اتصال در این ترانس به صورت زیگزاک است.

معمولا ترانسفورماتورهای تغذیه داخلی به صورت یک سیم پیچ ثالثیه در ترانسفورماتور زمین ترکیب شده و بدین ترتیب ترانسفورماتور زمین و تغذیه داخلی به صورت واحد ساخته می شوند. در غیر این صورت معمولا ترانسفورماتورهای زمین و یا تغذیه داخلی نیز در کنار ترانسفورماتورهای قدرت نصب می شوند.

### ۳- سیستم های جبران کننده توان راکتیو:

معمولا جهت کنترل ولتاژ، ایجاد پایداری ولتاژ، تصحیح ضریب قدرت و همچنین افزایش ظرفیت انتقال در بعضی از نقاط شبکه های قدرت لازم است که سیستم های تولید کننده و یا مصرف کننده توان نصب گردند.

این تاسیسات در صورتی که از خازن ها و راکتورهای ثابت قابل قطع و وصل باشند، مستقیما به فیدرهای سوئیچگیر مربوطه متصل شده و بنابراین عموما در جوار ترانسفورماتورهای قدرت نصب می گردند.

انواع سیستم های جبران کننده توان راکتیو عبارتند از:

- راکتورهای موازی ثابت ( قابل قطع و وصل – غیر قابل قطع و وصل)
- خازن های موازی یا سری ثابت ( قابل قطع و وصل – غیر قابل قطع و وصل)
- جبران سازهای سنکرون

▪ سیستم جبران بار راکتیو کنترل شده توسط تریستور ( راکتورهای کنترل شده به وسیله تریستور - خازن های قابل قطع و وصل به وسیله تریستور - سیستم های ترکیبی)

#### ۴- ساختمان کنترل:

اصولا حفاظت و کنترل تجهیزات پست (اعم از سویچگیر، ترانسفورماتورهای قدرت و یا سیستم های جبران کننده) و اندازه گیری پارامتر های مورد نیاز پست توسط وسایلی که از طریق کابل های مناسب به سیستم های فرمان تجهیزات و ترمینال های فشار ضعیف ترانسفورماتورهای اندازه گیری ارتباط دارد، انجام می شود. کلیه وسایل مذکور به همراه سیستم های تغذیه جریان متناوب و مستقیم در داخل ساختمانی قرار می گیرند که به آن ساختمان کنترل می گویند. این ساختمان دارای کلیه تجهیزات جانبی برای کار اپراتورهای پست نیز می باشد. به طور کلی یک ساختمان کنترل از قسمت های مختلف زیر تشکیل می شود:

#### ۴-۱- اتاق فرمان (control room):

این اتاق محل استقرار اپراتورها و انجام عملیات کنترل تجهیزات پست می باشد. معمولا کلیه فرمان ها، تنظیم ها، مراقبت ها، اندازه گیری ها در این قسمت انجام می گیرد. در سیستم های کنترل معمولی، بیشتر تابلوها کنار هم قرار دارد و هر تابلو معمولا مربوط به یک فیدر (بی) می باشد و دیاگرام تک خطی باس بارها روی تابلو پیاده شده است و محل هر کلید در روی تابلو نمایانگر وضعیت آن وسیله در خود پست می باشد و حاوی تمام دستگاههای نمایش دهنده کمیت های اندازه گیری شده در حالت عادی، سویچ های کنترل و در صورت لزوم علائم هشدار دهنده یا خبر دهنده می باشند.

همچنین در این اتاق تابلو های کنترل ولتاژ، تابلوی سنکروسکوپ، تابلوی مجتمع علائم هشدار دهنده و تابلو های مربوط به ثبت وقایع و حوادث (در صورت وجود) قرار دارند.

لازم به ذکر است که در پست های فشار قوی پیشرفته کنونی از سیستم های فرمان از نوع میکروپروسسوری استفاده می شود و دیگر نیازی به تابلو های مذکور نمی باشد. در اینگونه پست ها

کلیه علائم، هشدار دهنده ها و کمیت های اندازه گیری از طریق یک میکرو کامپیوتر و به کمک صفحه نمایش در اختیار اپراتور قرار گرفته و متقابلاً فرمان های لازم نیز از طریق اپراتور و صفحه کلید کامپیوتر به تجهیزات مختلف هدایت می گردد. بنابراین اتاق کنترل این نوع پست ها فقط حاوی یک میز و صفحه نمایش بوده و سایر تجهیزات کنترل در دید اپراتور نمی باشد. این اتاق معمولاً در قسمتی از ساختمان کنترل قرار می گیرد که اپراتور دید کافی نسبت به محوطه پست و به خصوص تجهیزات مهم پست از طریق پنجره های شیشه ای داشته باشد.

#### ۴-۲- اتاق رله (Relay Room):

این اتاق معمولاً تابلوهای رله های مختلف را در خود جای می دهد. با توجه به اینکه رله ها به صورت اتوماتیک عمل می کنند و فقط به منظور Reset کرن نیاز به دسترسی به آنهاست، لذا لزومی به قرار دادن آنها در نزدیکی اپراتور نمی باشد. به همین جهت معمولاً اتاق رله در جوار اتاق فرمان ولی به صورت مجزا از آن قرار می گیرد. البته در بعضی از طرح ها دیوار جدا کننده ای بین اتاق فرمان و اتاق رله قرار داده نمی شود ولی به هر حال تابلوهای مزبور در فاصله دورتری نسبت به تابلوهای فرمان از محل استقرار اپراتورها قرار می گیرند. همچنین دستگاه هایی مثل تابلوهای توزیع DC، تابلوهای مربوط به باطری شارژر و تابلوهای توزیع AC نیز در این اتاق نصب می گردند.

#### ۴-۳- اتاق باتری (Battery Room):

در پست های فشار قوی برای تغذیه رله های حفاظتی، موتورهای شارژر فنر، مکانیزم های فرمان، روشنایی اضطراری و دیگر سیستم های کنترلی نیاز به یک اتاق مجزای ضد اسید به نام باتری خانه می باشد تا با سری و موازی کردن باتری ها ولتاژهای DC در سطوح مختلفی ایجاد شود. باتری ها معمولاً در دو مجموعه ۴۸ و ۱۱۰ ولتی قرار می گیرد و هر مجموعه با یک دستگاه باطری شارژر کوپل می شوند. ترمینال های باتری ها پس از اتصال به جعبه فیوز به باتری شارژر یا باتری شارژرها که در خارج از اتاق باتری و معمولاً در اتاق رله قرار دارند، متصل می گردند. در مواردی ممکن است

باتری های مربوط به هر سیستم ولتاژ DC را در یک اتاق مجزا قرار می دهند و بدین ترتیب بیش از یک اتاق باتری وجود خواهد داشت.

#### ۴-۴- اتاق تغذیه AC:

در این اتاق تابلو های مربوط به سیستم های تغذیه AC قرار می گیرند. کابل های ارتباطی وظیفه دارند تا تابلو های موجود در این اتاق را از طریق کانال های بتونی به تجهیزات موجود در سویچگیر ارتباط دهند.

#### ۴-۵- تاسیسات وابسته جانبی:

تاسیسات وابسته جانبی شامل اتاق استراحت، اتاق کنفرانس، اتاق بایگانی مدارک، انبار، آشپزخانه، دستشویی و... می باشد.

#### ۵- سیستم کنترل و حفاظت:

سیستم کنترل و حفاظت که می تواند به عنوان دو سیستم مجزا از هم مورد بررسی قرار گیرد، در واقع کنترل و حفاظت قسمتی از سیستم قدرت در محدوده پست مورد نظر را در هنگام کار عادی و یا خطا بر عهده دارند و عمدتاً متشکل از تجهیزاتی از قبیل رله های اصلی و کمکی، سویچ ها، کنتاکتورها و دیگر وسایل می باشند. این تجهیزات اطلاعات مورد نیاز خود را از طریق ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ و سیستم های اینترلاک اخذ نموده و فرمان های لازم را از طریق سیستم های کنترل و حفاظت به مکانیزم عملکرد تجهیزات انتقال می دهند.

اکثر وسایل سیستم های حفاظتی از قبیل رله ها، کنتاکتورها، ترانسفورماتورهای کمکی جریان و ولتاژ و ... به علت حساس بودن به صورت داخلی (Indoor) در ساختمانی متمرکز به نام ساختمان کنترل قرار می گیرند و از طریق کابل های کنترل به ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان و همچنین مکانیزم های کنترلی تجهیزات ارتباط دارند. البته طرح هایی وجود دارند که وسایل حفاظتی هر بی از پست را در داخل اتاقک مخصوص در جوار همان بی به منظور صرفه جویی در طول کابل های کنترل نصب می نمایند.

## ۶- تاسیسات جنبی الکتریکی:

این تاسیسات مانند سیستم روشنایی محوطه (در مورد پست های بیرونی)، سیستم حفاظت از رعد و برق، شبکه زمین، سیستم تغذیه داخلی و ... می باشد.

### ۶-۱- سیستم روشنایی محوطه (Outdoor Lighting System):

سیستم روشنایی به منظور امکان دید اپراتور در شب می باشد و روشنایی متناسب با محوطه ایجاد می شود. این سیستم شامل پروژکتورهایی است که در موقعیت های مناسب اطراف تجهیزات نصب شده و از منبع تغذیه داخلی پست تغذیه می شود.

### ۶-۲- سیستم حفاظت از رعد و برق (Shielding System):

در پست های فشار قوی معمولی از نوع باز برای حفاظت تجهیزات از برخورد مستقیم صاعقه، باید از سیستم حفاظت از رعد و برق متشکل از سیم های زمین شده محافظ (Shield Wire) که مرتفع ترین نقاط سازه های فلزی را به یکدیگر متصل بوده و به سیستم زمین پست وصل است، استفاده شود.

### ۶-۳- سیستم زمین (Earthing/Grounding System):

در پست های فشار قوی به منظور ایجاد ایمنی برای افراد داخل و اطراف محوطه پست و حفاظت تجهیزات در مقابل اضافه ولتاژها در شرایط غیر عادی (مثل وقوع اتصال کوتاه، برخورد امواج صاعقه با پست و خطوط انتقال و ...) از شبکه زمین استفاده می شود.

به این منظور لازم است شبکه ای از هادی های به هم متصل شده به صورت شطرنجی در زیر زمین پست یا میله های کوبیده شده در زمین را به وجود آورده و بدنه فلزی تمام تجهیزات و نقاط نوترال را به نحو موثری به آنها متصل نمائیم تا مقادیر ولتاژهای قدم و ولتاژ تماس در محدوده پست و اطراف آن در حدود قابل قبولی کنترل گردند که این کار به کمک کاهش مقاومت زمین انجام می گیرد.



#### ۶-۴- سیستم تغذیه داخلی (Auxiliary Supply System):

از دیگر تاسیسات جنبی الکتریکی پست ها سیستم تغذیه داخلی می باشد. به منظور تامین مصارف داخلی جریان متناوب و مستقیم پست ها (اعم از سیستم های کنترل و حفاظت، مکانیزم های عمل کننده تجهیزات، سیستم های تاسیساتی روشنایی، گرمکن های داخل تابلو ها، سیستم های خنک کننده، سیستم های حفاظتی و غیره) باید انرژی مورد نیاز با ولتاژ مناسب تامین گردد. لذا دو سیستم مستقل از هم با نام های سیستم جریان متناوب (AC Supply System) و سیستم جریان مستقیم (DC Supply System) در هر پست ایجاد می شود. این سیستم ها شامل ترانسفورماتور های تغذیه داخلی، باتری شارژ و باتری، دیزل ژنراتور اضطراری و تابلو های توزیع مربوطه می باشد.

#### ۶-۵- سیستم کابل (Cable System):

همانطور که اشاره شد، در پست های فشار قوی به منظور کنترل، اندازه گیری و حفاظت تجهیزات مختلف نیاز به ارسال مقادیر اندازه گیری شده و یا فرامین کنترلی و حفاظتی به صورت اتوماتیک یا غیر اتوماتیک می باشد. لذا برای ارتباط وسایل اندازه گیری، هشدار دهنده و یا آشکارسازها به دستکاههای حفاظتی و کنترل کننده و همچنین ارتباط دستگاه های فرمان دهنده به مکانیزم ها و محرک ها از کابل های کنترل و تغذیه استفاده می شود.

این کابل ها به شکل منظمی در کانال های مخصوص سرپوشیده نر محوطه پست به ساختمان کنترل هدایت شده و در موارد لزوم نیز در بعضی از قسمت ها از پانل هایی به نام Marshalling Box برای تجمع و تقسیم کابل ها استفاده می گردد.

#### ۷- سیستم های مخابراتی (Telecommunication Systems):

به کمک این سیستم ها می توان سیگنال های مخابراتی را به منظور کنترل از راه دور (Telecontrol)، مکالمه راه دور و یا حفاظت از راه دور (Teleprotection) به نقاط دیگر شبکه

ارسال نموده و متقابلاً سیگنال های مشابه را دریافت نمود. این سیگنال ها عمدتاً در انواع زیر وجود دارند:

#### ۷-۱- سیستم ماکروویو (Microwave Radio Multi Channel Telephone System):

به کمک این سیستم می توان انتقال اطلاعات را برای کنترل از راه دور و همچنین کنترل بار انجام داده و بعلاوه سیگنال های لازم را برای حفاظت تجهیزات ارسال یا دریافت نمود. در ضمن با این سیستم می توان مکالمات تلفنی را با دیگر مراکز کنترلی انجام داد.

#### ۷-۲- سیستم PLC (Power Line Carrier):

به کمک این سیستم می توان سیگنال های مخابراتی را جهت انجام مکالمه و یا حفاظت از راه دور انتقال داد. این سیگنال ها بر روی خطوط فشار قوی و از طریق مدولاسیون دامنه ارسال و یا دریافت می شوند. این سیستم همانند سیستم ماکروویو می باشد ولی تعداد کانال های آن کمتر می باشد.

#### ۷-۳- سیستم رادیو تلفنی VHF:

معمولاً این سیستم برای انجام تعمیرات خطوط انتقال و همچنین اخذ اطلاعات محیطی مورد استفاده قرار می گیرد.

#### ۷-۴- سیستم انتقال با فیبر نوری:

امروزه با افزایش حجم اطلاعات مخابراتی در شبکه ها کاربرد های سیستم های انتقال اطلاعات با استفاده از فیبر نوری بسیار زیاد شده است. امروزه با استفاده از رشته های فیبر نوری در مغزی فولادی سیم گارد خط (سیم های OPGW) امکان ارسال اطلاعات با ظرفیت و قابلیت اعتماد بالا ایجاد می شود. لذا این سیستم ها جایگزین مناسبی برای سیستم های PLC می باشند.

#### ۷-۵- سیستم های با سیم:

این سیستم برای ارتباط سیگنالی بین دو پست مجاور که در فاصله نزدیک به هم قرار دارند، به کار می رود و امروزه کمتر متداول است.

## ۶-۷- سیستم خبردهی (Paging System)

سیستم خبردهی یا Paging برای ارتباط پرسنل داخلی پست مورد استفاده قرار می گیرد.

### ۸- سیستم اطفاء حریق:

بطور کلی در پستهای فشار قوی تجهیزاتی از قبیل ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورها وجود دارند که دارای روغن و حرارت زا می باشند و امکان آتش سوزی وجود دارد. بنابراین لازم است سیستمی تعبیه گردد تا حریق احتمالی را اطفاء نموده و از گسترش آن جلوگیری نماید.

سیستم های اطفاء حریق می توانند بسته به اهمیت پست از نوع اتوماتیک و یا غیر اتوماتیک باشند.

بطور کلی این سیستم ها به منظور کنترل اثرات ناشی از آتش سوزی، جلوگیری از گسترش آن به سایر تجهیزات و به حداقل رساندن خسارات مالی و احیانا جلوگیری از آسیب جدی به دستگاه دچار حریق شده نصب می گردد. متداول ترین این سیستم ها که در پستهای فشار قوی کاربرد دارند عبارتند از:

- سیستم اطفاء حریق دستی متشکل از کپسول های مواد ضد حریق
  - سیستم اتوماتیک drain and stir که به سیستم sergi معروف است.
  - سیستم آبی water spray
  - سیستم استفاده از گاز هالوژن برای پستهای زیرزمینی و یا بسته و بطور کلی سیستم هایی براساس هیدروکربنهای هالوژنه عمل می نمایند.
- باید توجه داشت که انتخاب سیستم اطفاء حریق بر مبنای احتمال بروز آتش سوزی و مطالعات اقتصادی صورت پذیرد.

## ۹- فونداسیون ها:

تجهیزات سنگین بیرونی پست ها اعم از تجهیزات فشار قوی، کیوسکها، سیستم های حفاظتی، پایه های روشنایی و غیره، باید روی فونداسیون هایی که به نحو مناسبی طراحی و ایجاد می گردند نصب گردند.

تجهیزات پست های معمولی از طریق پایه های نگهدارنده (جهت رعایت فواصل هوایی) روی فونداسیون ها نصب می گردند. ولی تجهیزات گازی معمولاً مستقیماً روی فونداسیون قابل نصب می باشند. به هر حال قبل از نصب تجهیزات می باید فونداسیون های آنها آماده شده و پایه های مورد نظر در مورد تجهیزات معمولی روی آنها نصب گردیده تا بتوان تجهیزات اصلی را نصب نمود. فونداسیون ها در اکثر موارد از نوع مسلح با آرماتور بوده و معمولاً به نحوی استقرار می یابند که از سطح تمام شده پست در هر قسمت، در حدود ۱۰ تا ۱۵ سانتیمتر بالاتر باشند.

## ۱۰- جاده دسترسی:

این جاده ها در پست های باز (Outdoor) و یا قسمت باز پست های بسته (Indoor) به منظور دسترسی وسائل موتوری و غیر موتوری به تجهیزات فشار قوی و به خصوص وسایل سنگین مانند ترانسفورماتورهای قدرت به نحو مناسبی طراحی و در نظر گرفته می شوند تا جابجایی و یا تعمیر در محل تجهیزات مزبور امکان پذیر باشد. در مواردی جاده های دسترسی به تجهیزات هر بی مانند کلید ها و غیره با پهنای کمتری نسبت به جاده های اصلی در نظر گرفته می شود.

## ۱۱- تاسیسات جنبی ساختمانی:

تاسیسات جنبی ساختمانی از قبیل اتاق نگهبانی، اتاق دیزل ژنراتور، پارکینگ، انبار، ساختمان های اداری و مسکونی و اطاق ضد حریق و غیره می باشد که بسته به مورد و موقعیت هر پست در نظر گرفته می شود.

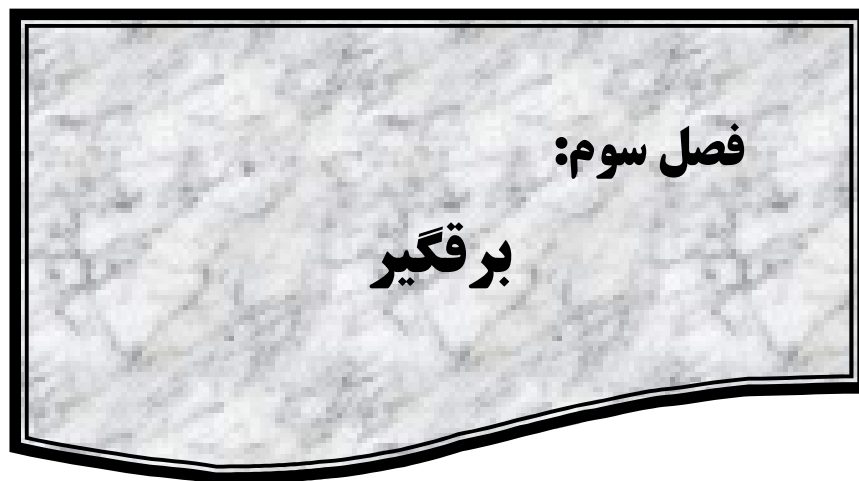
## ۱۱-۱- ساختمان نگهبانی:

به منظور کنترل عبور و مرور افراد به داخل پست معمولاً لازم است در محل درب ورودی اصلی پست یک ساختمان نگهبان (براساس مقررات کشور ایران) در نظر گرفته شود. در بعضی از کشورها به چنین ساختمانی نیاز نبوده و معمولاً کنترل ورود و خروج از طریق دستگاه های خبری مانند درب بازکن برقی معمولی و یا مجهز به دوربین تلویزیونی از محل ساختمان کنترل و توسط اپراتورها صورت می گیرد.

## ۱۱-۲- ساختمان دیزل ژنراتور

معمولاً در پستهای بزرگ تأمین مصارف داخلی پست در هنگام قطع برق به عهده یک دیزل ژنراتور اضطراری بوده که به لحاظ سروصدای زیاد معمولاً در اتاقی در بسته و به فاصله مناسبی از اطاق کنترل (کاهش طول کابل از یک طرف و عدم ایجاد صدای زیاد از طرف دیگر) نصب می گردد. که به Room Diesel معروف است.





## ۱- مقدمه:

یکی از معضلاتی که در شبکه به وجود می آید، اضافه ولتاژ است. اضافه ولتاژ موجی، یک تهدید جدی برای سیستم عایقی شبکه بوده به طوری که ممکن است منجر به سوختگی یا انفجار تجهیزات شود.

برقگیرها مانند سوپاپ اطمینان روی دیگ بخار عمل می کنند. سوپاپ اطمینان دیگ بخار به وسیله خارج کردن بخار، فشار را تا زمانی که به حالت عادی خود برگردد، کاهش می دهد. وقتی که فشار به حالت عادی خود برگشت، سوپاپ اطمینان مجدداً بسته و آماده برای شرایط غیرعادی بعدی می شود.

عمل برقگیر نیز شبیه همین عمل سوپاپ اطمینان می باشد. در واقع برقگیر یک وسیله حفاظتی است که وظیفه آن محدود کردن اضافه ولتاژها از طریق تخلیه یا زمین کردن موج جریان می باشد. لذا این تجهیز به صورت موازی با وسیله یا سیستم تحت حفاظت به صورت فاز به زمین قرار می گیرد. اضافه ولتاژهای موقت و ضربه ای، استقامت عایقی تأسیسات و تجهیزات فشارقوی را مختل نموده و منجر به بروز قوس و اتصالی در شبکه می شوند.

نحوه عملکرد یک برقگیر جهت حفاظت تجهیزات به این صورت است که انرژی موج ضربه، توسط برقگیر به زمین منتقل شده و بلافاصله پس از برقراری جریان موجی درفاصله چند میکروثانیه و کاهش دامنه ولتاژ تا یک مقدار مشخص (سطح حفاظتی برق گیر)، مسیر جریان تخلیه به برقگیر هدایت شده و از ادامه برقراری جریان در شبکه و تبدیل آن به جریان اتصالی فرکانس قدرت جلوگیری می شود.

لذا ولتاژ شکست الکتریکی یک برقگیر بایستی کمتر از ولتاژ شکست الکتریکی ایزولاسیون تجهیزات نصب شده در پست باشد.

یک برق گیر ایده آل باید دارای مشخصه های زیر باشد:

- در ولتاژ نامی شبکه، به منظور کاهش تلفات، دارای امیدانس بی نهایت باشد. (همانند یک مقره عمل کند).
  - در اضافه ولتاژها، به منظور محدودسازی سطح ولتاژ، دارای امیدانس صفر باشد.
  - توانایی دفع یا ذخیره انرژی موج اضافه ولتاژ را بدون آنکه خود صدمه ببیند، داشته باشد.
  - پس از حذف و عبور اضافه ولتاژ، بتواند به شرایط مدار باز (حالت کار عادی) برگردد.
- در این فصل ابتدا انواع اضافه ولتاژها بررسی شده و سپس برقگیرها معرفی و انواع مختلف آن مورد مطالعه قرار می گیرد.

## ۲- انواع اضافه ولتاژ:

اضافه ولتاژها اغتشاشات ناخواسته ای هستند که روی ولتاژ نامی سیستم قرار می گیرند و معمولا دارای ماهیت آماری است.

اضافه ولتاژها باعث ایجاد نویز یا پارازیت، تخریب تجهیزات و ایجاد وقفه و قطعی در سرویس دهی سیستم قدرت می شوند و در نتیجه از قابلیت اطمینان و کیفیت توان شبکه های قدرت می کاهند. اضافه ولتاژهایی که در شبکه ممکن است رخ دهد به دو دسته اضافه ولتاژهای موقتی و اضافه ولتاژهای موجی تقسیم می شوند.

### ۲-۱- اضافه ولتاژهای موقتی (Temporary Over Voltage):

اضافه ولتاژهای موقتی شامل نوسانات با میرایی کم و اغلب به همراه هارمونیک می باشند. از نظر زمانی، این اضافه ولتاژها به دو دسته اضافه ولتاژهای موقت دراز مدت با زمان بیش از یک دقیقه و دامنه ۱,۰۵ تا ۱,۱ برابر ولتاژ اصلی شبکه و اضافه ولتاژهای موقت کوتاه مدت با زمان از چند سیکل تا کمتر از یک دقیقه و دامنه ۱,۲ تا ۳ برابر ولتاژ اصلی شبکه تقسیم می شود.

علت عمده به وجود آمدن اضافه ولتاژهای موقت بلند مدت، اتصال کوتاه تک فاز در سیستم سه فاز است. در این حالت نسبت ولتاژ فاز سالم پس از اتصال کوتاه به ولتاژ فازی اولیه به عنوان ضریب زمین شناخته می شود.



$$K_g = \frac{U_{phs}}{U_{ph}}$$

در این رابطه  $U_{phs}$  ولتاژ فازهای سالم پس از اتصالی در یک فاز و  $U_{ph}$  ولتاژ اولیه فازها و  $K_g$  ضریب زمین است.

اضافه ولتاژهای کوتاه مدت معمولاً در اثر بی بار شدن خط که اغلب در اواخر شب اتفاق می افتد، رخ خواهد داد و مقدار آن چند کیلوولت است.

در کل می توان گفت اضافه ولتاژهای موقت اغلب در پی تغییر شکل شبکه به وجود می آیند و فاقد کیفیت موجی بوده و تا برگشت شبکه به وضعیت عادی و اسمی خود، ادامه خواهند داشت. این اضافه ولتاژها دارای فرکانس صنعتی ( ۵۰ یا ۶۰ هرتز) یا حدود آن می باشند. این نوع اضافه ولتاژها معمولاً با حداکثر مقدار و مدت زمان آن بیان می شوند.

## ۲-۲- اضافه ولتاژهای موجی (Surge Over Voltage) :

این نوع اضافه ولتاژها به صورت موج در شبکه ظاهر گشته و با سرعتی نزدیک به سرعت نور و مدت تداوم ۲ الی ۳ میلی ثانیه در شبکه منتشر میشود. موج اغتشاش در طی انتشار خود در طول شبکه تغییر شکل داده و دامنه آن با سرعت ثابت بر حسب کیلوولت بر میکروثانیه افزایش می یابد. این اضافه ولتاژها معمولاً با سرعت افزایش دامنه، فرکانس و زمان پیشانی و پشت موج آن بیان می شوند. این نوع اضافه ولتاژ معمولاً یا به علت برخورد صاعقه به شبکه و یا به علت کلیدزنی در شبکه به وجود می آید و از نوع گذراست.

## ۲-۲-۱- اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه:

علت اینکه ابرها چگونه باردار می شوند هنوز مشخص نشده است، اما مشخص شده است که ابرهای باردار با بار مثبت چند کیلومتر بالای ابرهای با بار منفی قرار می گیرند. هنگامی که میدان الکتریکی در اطراف توده بار منفی به حدود ۱۰ کیلوولت بر سانتیمتر می رسد (میدان الکتریکی بحرانی Critical Electric Field)، گذرگاه های یونیزه شده ای (Ionised Channel) از ابر به

طرف زمین تشکیل می شود که صاعقه با سرعت ۰٫۱ سرعت نور از آنها به زمین تخلیه می شود. معمولاً صاعقه ها به یکی از دلایل زیر قبل از رسیدن به زمین خنثی می شوند:

- بارهای موجود در نهر الکتریکی توسط بارهای مثبت پراکنده خنثی می شوند.
- توده های باری که این نهر از دل آن بیرون می آیند، آنقدر پربار نیستند که این نهر را تا نزدیکی زمین برسانند.

در صورت برخورد صاعقه با تجهیزات خط، جریان الکتریکی صاعقه روی آن تخلیه می شود، که مقدار آن در ۵۰ میکروثانیه اول مهم بوده و با رابطه زیر تخمین زده می شود:

$$i = I_L (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$$

$$\alpha = 4.4 \times 10^4$$

$$\beta = 4.6 \times 10^5$$

با برخورد صاعقه با خط و تخلیه جریان آن، موج ضربه ولتاژی با سرعت نزدیک به سرعت نور به دو سمت نقطه برخورد صاعقه منتشر می شود. اندازه ولتاژ موجی منتشر شده در دو سمت به صورت زیر است:

$$v = \frac{1}{2} Z I_L (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$$

که در آن  $Z$  امپدانس موجی خط است که بین ۳۰۰ تا ۵۰۰ اهم است. بنابراین اگر صاعقه ای با انرژی معمول ( دامنه جریان ۲۰ کیلوآمپر) به خطی با امپدانس موجی ۳۰۰ اهم برخورد کند، اگر فرض کنیم در این خط از تیرهای چوبی زمین نشده استفاده شده باشد، دامنه موج ولتاژ روی خط برابر است با:

$$v = \frac{1}{2} \times 300 \times 20 \times 10^3 = 3000 \text{ KV}$$

اضافه ولتاژ ناشی از صاعقه حداکثر سرعت افزایش دامنه را بین انواع مختلف اضافه ولتاژ داراست و سرعت افزایش آن در محدوده ۵۰۰ تا ۵۰۰۰ کیلوولت بر میکروثانیه تغییر می کند.

این اضافه ولتاژها معمولا با پیک موج، زمان پیشانی موج ( $T_1$ )، زمان نصف موج ( $T_2$ ) و زمان پشت موج ( $T_3$ ) مشخص می شوند. زمان پیشانی موج زمانی است که موج از ۱۰ درصد مقدار خود به پیک آن می رسد. زمان نصف موج زمانی است که موج از ۱۰ درصد پیک خود قبل از پیک تا نصف آن پس از پیک، کاهش می یابد. زمان پشت موج زمانی است که موج از پیک مقدار آن به ۵۰ درصد کاهش می یابد.

### ۲-۲-۲- اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی:

این نوع اضافه ولتاژها در اثر کلیدزنی یا هر عاملی که منجر به قوس طولی شود، به وجود می آید. مشخصه اضافه ولتاژهای کلیدزنی همانند اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه است. دامنه این اضافه ولتاژها کاملا به مشخصات شبکه و تجهیزات آن بستگی دارد ولی مقدار آن کمتر از اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه است. شکل موج آن نیز شبیه اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه است ولی زمان پیشانی و پشت موج آن بیشتر (حدود چند میلی ثانیه) است.

### ۳- انواع برقگیر:

انواع برقگیرها عبارتند از:

- برقگیر میله‌ای
- برقگیر خازنی
- برقگیر فیوزی
- برقگیر با مقاومت غیر خطی
- برقگیر بدون فاصله هوایی

### ۳-۱- برقگیر میله‌ای:

یکی از ساده‌ترین و ارزانه‌ترین برقگیرها که از اولین نسل آنها می‌باشند، برقگیر میله‌ای یا جرقه گیر هستند که با وجود قدیمی بودن امروزه نیز کاربردهای زیادی دارد. این برقگیر عبارت است از دو میله نوک‌تیز که یکی در قسمت برقدار نصب شده و دیگری در زیر ایزولاتور و یا بدنه نصب و به



زمین اتصال می‌یابد. فاصله دو نوک متناسب با ولتاژ و شرایط و زمان اعمال ولتاژ روی سیستم قابل تنظیم است. تنظیم این فاصله باید طوری باشد که در مقابل ولتاژ حداکثر سیستم پایدار بوده و فقط در برابر ولتاژهای زیاد، تخلیه الکتریکی صورت گیرد. البته تنظیم برقیگیر از حالت ایده‌آل دور بوده و می‌توان گفت در یک باند ولتاژ عمل می‌کند و مشخصه عملکرد دقیقی را برای آن نمی‌توان تصور کرد. عیب دیگر این برقیگیر آن است که پس از برقراری قوس، چون هوای بین دو الکترود یونیزه شده است، احتمال ادامه داشتن قوس وجود دارد. در شکل زیر یک نمونه از این نوع برقیگیرها که به برقیگیرهای شاخکی نیز معروفند، آمده است.



### ۳-۲- برقیگیرهای خازنی:

این نوع برقیگیر برای ولتاژهای فشار ضعیف استفاده می‌شود که انرژی اعمال شده حاصل از موج ولتاژ در خازن ذخیره می‌شود.

### ۳-۳- برقیگیر فیوزی:

این نوع برقیگیر طوری ساخته می‌شود که در مقابل اضافه ولتاژی که سبب عبور جریان زیاد از برقیگیر شود، می‌سوزد و جرقه داخل آن توسط گاز یا مواد نسوز درون آن خاموش می‌شود و اکثراً به عنوان حفاظت ثانویه به کار می‌رود.

### ۳-۴- برقیگیر با مقاومت غیر خطی:

این نوع برقیگیر از یک یا چند خازن سری همراه با یک یا چند مقاومت غیرخطی تشکیل شده است. این خازنها که اصولاً به صورت فواصل هوایی می‌باشد، در حالت کار عادی سیستم، از عبور

جریان الکتریکی به داخل برقگیر جلوگیری می‌کنند. چنانچه ولتاژ سیستم به عللی بالا رود، فواصل هوایی بین خازن ها هادی شده و جریان الکتریکی عبور می‌کند. عبور جریان از مقاومت غیرخطی، میزان افت ولتاژ در دو سر برقگیر و در نهایت دو سر سیستم را مشخص می‌نماید. فواصل هوایی موجود در برقگیر باید طوری باشد که در مقابل حداکثر ولتاژ کار سیستم مقاوم بوده تا به صورت مدار باز عمل می‌کند ولی اگر به عللی اضافه ولتاژی رخ دهد، اتصال کوتاه می‌شود. پس از برقراری شرایط عادی فاصله هوایی در اولین نقطه صفر ولتاژ جریان را قطع می‌کند. مجموعه قسمت خازن‌ها و مقاومت غیر خطی در داخل یک ایزولاتور ساخته شده از مواد عایقی قرار می‌گیرند.

اصولا این برقگیرها به دو قسمت تقسیم می‌شوند: قسمت کنترل ولتاژ برقگیر و قسمت مقاومت غیرخطی. قسمت کنترل ولتاژ برقگیر که شامل فاصله هوایی و خازن های موازی آن است، برای توزیع یکنواخت ولتاژ و جلوگیری از عمل بی موقع برقگیر است. مقاومت های غیرخطی ساخته شده برای برقگیرها اصولا از جنس سیلیسیوم های کربن دار ساخته شده و رابطه ولتاژ- جریان آن به صورت زیر است:

$$V = K I^{\beta}$$

که در آن داریم:

$$\beta = 0.2 \quad , \quad K = 1300$$

لذا در ولتاژهای کم، مقاومت آن زیاد بوده و در ولتاژهای زیاد مقاومت آن کاهش قابل ملاحظه ای می‌نماید.

### ۳-۴-۱- درجه بندی ولتاژ در داخل برقگیر:

در قسمت هایی از تجهیزات فشار قوی که تشکیل خازن می‌دهند، مثل کنتاکت های کلید قدرت وقتی از هم دور می‌شوند، در اثر صاعقه فضای بین دو کنتاکت یونیزه شده و هادی می‌شود. در این حالت علیرغم خاموش شدن قوس الکتریکی، به علت یونیزه شدن و عدم بازگشت هوا به عایقی

قبل از قوس، با تغییر ولتاژ کمی در شبکه، اضافه ولتاژی ایجاد شده و قوس رخ می دهد. به این ولتاژ به ولتاژ برگشتی (Recovery Voltage) معروف است.

چنانچه در برقگیرها به جای یک فاصله هوایی از چند فاصله هوایی استفاده شود، استقامت برقگیر در مقابل ولتاژهای برگشتی بیشتر می شود. اما با استفاده از این سیستم عملاً توزیع ولتاژ روی کلیه خازن ها یکسان نخواهد بود و ممکن است روی یک خازن، ولتاژ بیشتری اعمال شده و سبب شکست استقامت الکتریکی آن گردد. برای جلوگیری از این پدیده یک سری خازن و مقاومت مطابق شکل به صورت موازی در دو سر شکاف ها می گذارند.

### ۳-۴-۲- محدود کننده جریان فاصله هوایی:

برای محدود کردن جریان برقگیر در فرکانس های بالا از یک سیم پیچ به صورت سری با فاصله هوایی استفاده می شود. وجود این سیم پیچ منجر به ایجاد یک میدان الکترومغناطیسی می شود که برای کنترل آن یک مقاومت غیر خطی به صورت موازی با سیم پیچ قرار می دهند. در هنگامی که ولتاژ با فرکانس بالا به برقگیر اعمال شود، سیم پیچ فوق، این جریان را از خود عبور نمی دهد. اما در فرکانس پایین ( فرکانس قدرت) مقداری جریان تا خاموش شدن جرقه از سیم پیچ عبور خواهد نمود. در این حالت مقاومت موازی نقش خود را نشان خواهد داد.

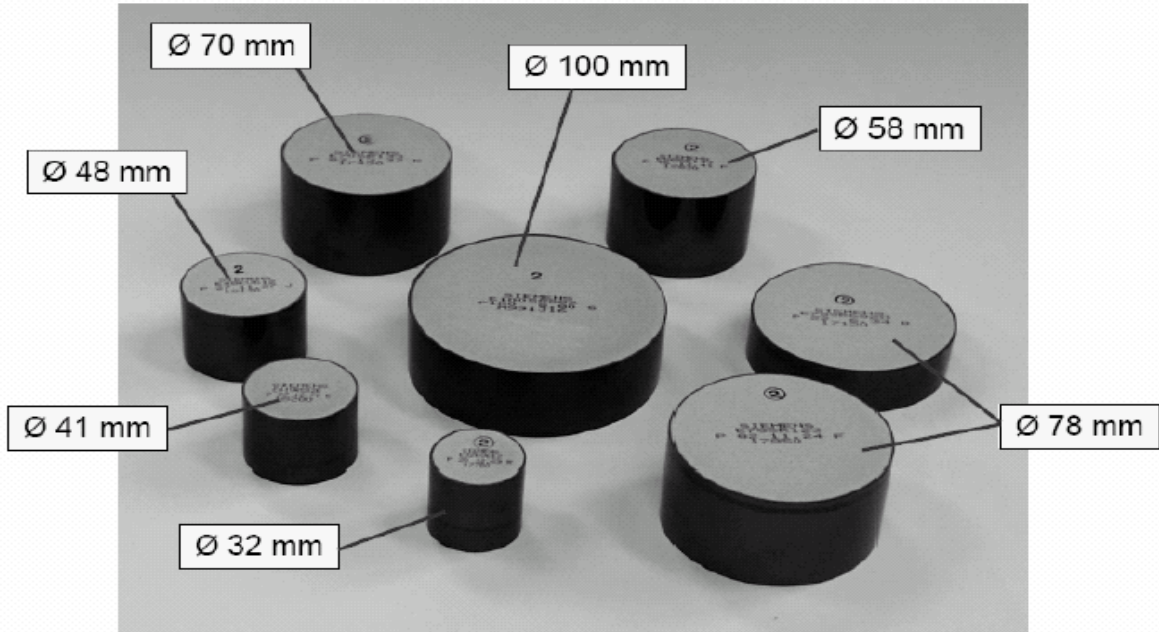
### ۳-۴-۳- مقاومت غیر خطی:

همانطوری که گفته شد، جنس مقاومت غیرخطی باید طوری باشد تا ضمن اینکه توانایی عبور جریان زیاد را داشته باشد، تجهیزات دیگر را حفاظت کرده و از به وجود آمدن اضافه ولتاژ روی آن جلوگیری کند. این مقاومت ها معمولاً از جنس SiC (سیلیکون کربید) می باشد.

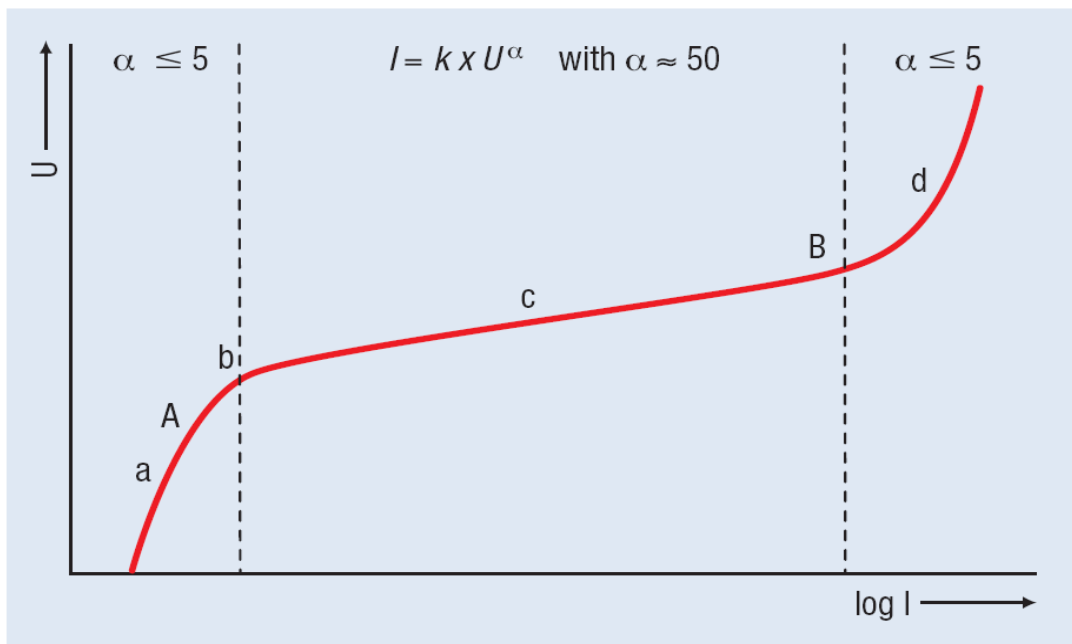
### ۳-۵- برقگیر بدون فاصله هوایی (Gapless Surge Arrester):

امروزه یک نوع برقگیر بدون فاصله هوایی به کار می رود که خازنهای سری آن از قطعات اکسید روی می باشد. به همین دلیل به این نوع برقگیرها اکسید فلزی (Metal Oxid) می گویند. که این قطعات بصورت قرص هایی با اندازه های مختلف ساخته شده و روی هم قرار می گیرند. این قرص ها وریستور (Varistor) نام دارد. در شکل قرص های وریستور نشان داده شده است:

# MO Resistors



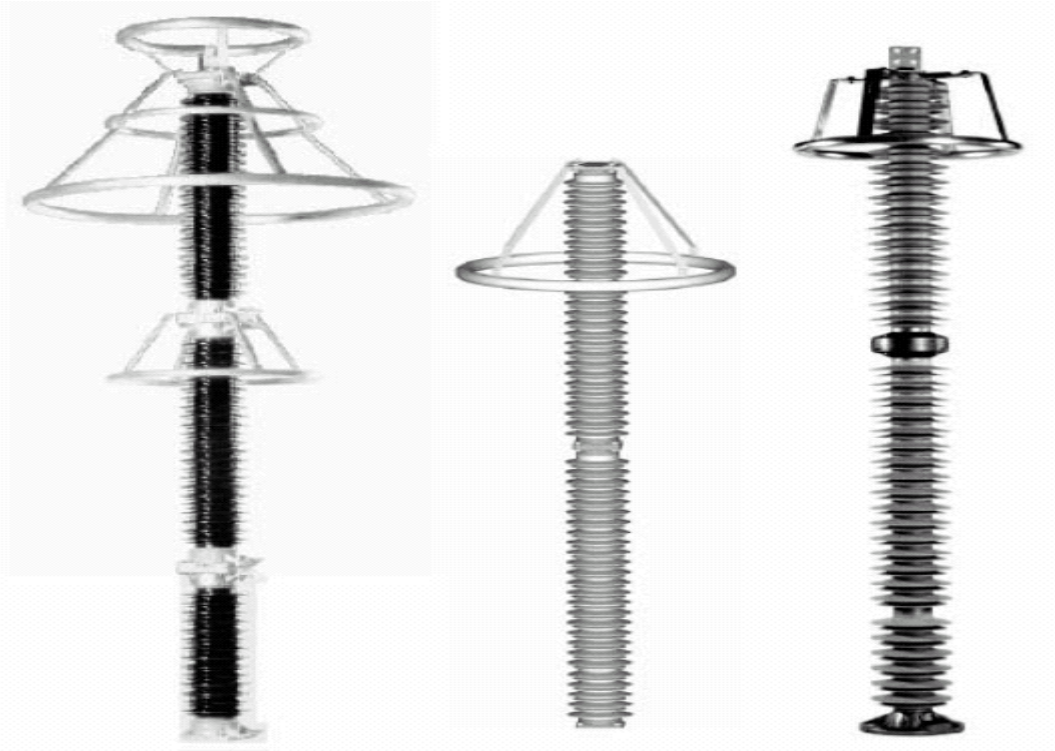
این برقگیرها از نظر ساخت ساده‌تر بوده و دارای حجم کمتری نیز می‌باشد. این برقگیرها می‌توانند در ولتاژهای پایین‌تر عمل کنند بنابراین سطح ولتاژ حفاظت تجهیزات را نیز می‌توان پایین‌تر آورد و در نتیجه می‌توان در هزینه‌ها صرفه‌جویی نمود و جریان نشستی در این نوع برقگیرها کمتر است یا تقریباً صفر است. در شکل زیر منحنی ولتاژ-جریان برقگیرهای ZnO نشان داده شده است:





#### ۴- حلقه کرونا یا کروناگیر:

همانطور که در شکل دیده می شود برقگیرها در قسمت فوقانی خود مجهز به یک وسیله حلقه ای شکل هستند که این وسیله به حلقه کرونا یا کروناگیر معروف می باشد. همانطور که می دانیم پدیده کرونا تخلیه الکتریکی ناقص در یک میدان غیر یکنواخت می باشد. در پست های فشار قوی این پدیده بالاخص در محل های اتصال هادی ها به تجهیزات دیده می شود. لذا برای برطرف کردن این عیب باید میدان را در این نواحی یکنواخت کنند تا اثرات مخرب کرونا کمتر گردد.



#### ۵- مشخصات برقگیرها:

برقگیرها با پارامترهای مختلفی شناخته می شوند. این پارامترها عبارتند از:

##### ۵-۱- ماکزیمم ولتاژ کار دائم (Maximum Continuous Voltage):

ماکزیمم ولتاژ کار دائم، حداکثر ولتاژی است که می تواند در فرکانس قدرت نامی به دو سر (ترمینال) برقگیر به صورت پیوسته اعمال شود و قوسی روی آن رخ ندهد. از آنجا که برقگیر

به صورت موازی، بین فاز به زمین نصب می شود، حداکثر ولتاژ دائم آن  $\frac{1}{\sqrt{3}}$  برابر ولتاژ خط می باشد. معمولاً برای این مقدار ضریب اطمینان حداقل ۱,۰۵ را در نظر می گیرند. بنابراین مقدار ماکزیمم ولتاژ کار دائم از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$MCOV \geq 1.05 \times \frac{V_L}{\sqrt{3}}$$

#### ۵-۲- ولتاژ نامی (Rated Voltage):

ولتاژ نامی برقگیر، حداکثر ولتاژی است که می تواند در فرکانس قدرت نامی به دو سر (ترمینال) برقگیر به مدت ۱۰ ثانیه اعمال شود و قوسی روی آن رخ ندهد. ولتاژ نامی برقگیر از رابطه تقریبی زیر محاسبه می شود:

$$V = 1.25 MCOV$$

#### ۵-۳- ولتاژ تخلیه (Residual Voltage):

ولتاژ تخلیه پیک ولتاژی است که بین دو ترمینال برقگیر در هنگام تخلیه جریان ایمپالس به وجود می آید.

#### ۵-۴- جریان تخلیه نامی (Nominal Discharge Current):

جریان تخلیه نامی، پیک جریان ضربه ای با زمان پیشانی موج ۸ میکروثانیه و زمان پشت موج ۲۰ میکروثانیه است که برقگیر بایستی به دفعات قادر به تحمل آن باشد.

#### ۵-۵- ماکزیمم جریان ضربه قابل تحمل (High Current Impulse):

ماکزیمم جریان ضربه با زمان پیشانی ۴ میکروثانیه و زمان پشت موج ۱۰ میکروثانیه است که برقگیر بایستی در حالی که قرص های داخلی آن تا ۶۰ درجه سلسیوس گرم شده اند، یک بار قادر به تحمل آن باشد و سپس به مدت ۱۰ ثانیه ولتاژ نامی و بعد از آن به مدت ۳۰ دقیقه ولتاژ MCOV را باید بتواند تحمل کند و در اثر حرارت تخریب نشود تا پایداری حرارتی تضمین گردد.

این جریان طبق استاندارد IEC برای برقگیر ۵ کیلوآمپر به میزان ۶۵ کیلوآمپر و برای برقگیرهای ۱۰ کیلوآمپر به میزان ۱۰۰ کیلوآمپر تعیین شده است.

#### **۵-۶- قابلیت تحمل جذب انرژی (Single Shot Energy Absorption Capacity):**

قابلیت تحمل جذب انرژی، توانایی برقگیر در جذب انرژی موج ( ناشی از وصل کلید در انتهای باز خطوط انتقال طویل) می باشد. برقگیری که در انتهای باز خط نصب می شود می بایست توانایی جذب بارهای انباشته شده روی خط انتقال را داشته باشد.

#### **۵-۷- فرکانس نامی (Rated Frequency):**

فرکانس نامی برقگیر همان فرکانس ولتاژ AC (۵۰ یا ۶۰ هرتز) اعمال شده در شرایط عادی به برقگیر است که باید به طور دائم در مقابل آن مقاوم بوده و در حالت ایده آل جریان را در این فرکانس از خود عبور ندهد.

#### **۵-۸- کلاس دریچه اطمینان (Pressure Relief Class):**

دریچه اطمینان، یک دریچه ایمنی است که در هنگام عبور اضافه جریان از برقگیر، جهت جلوگیری از انفجار آن باز شده و گازهای ناشی از جرقه را تخلیه می کند.

#### **۶- محل نصب برقگیر:**

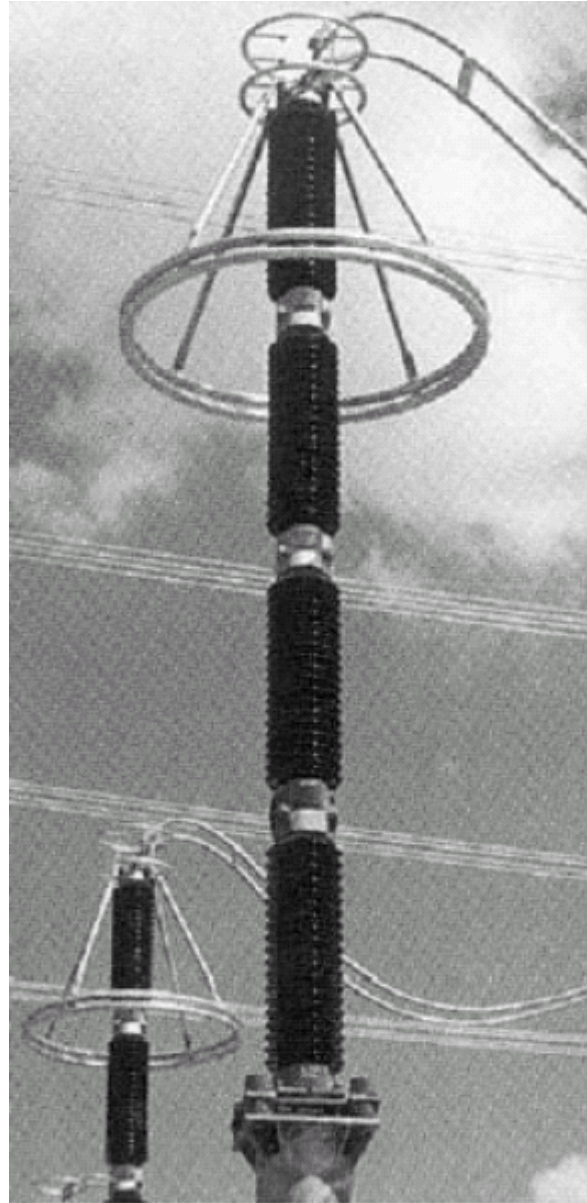
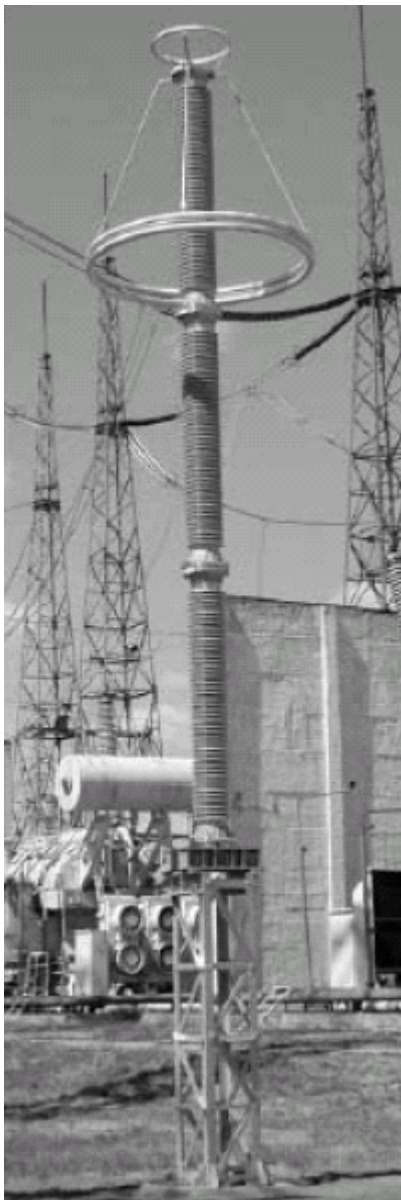
برقگیر باید در ورودی پست ها قبل از کلیه تجهیزات و تا حد ممکن نزدیک به آنها نصب گردد. علاوه بر برقگیری که در ورودی پست ها نصب می شود، قبل از تجهیزات مهم مانند ترانسفورماتورهای قدرت نیز جداگانه برقگیر نصب می شود. معمولاً در مسیر برقگیر به زمین یک شماره انداز قرار می دهند که می تواند تعداد دفعات تخلیه موج های ولتاژ ضربه ای بر روی برقگیر را ثبت نماید.

#### **۷- عوامل مهم در آسیب دیدگی برقگیرها:**

عوامل زیادی در آسیب دیدگی برقگیرها نقش داشته و می توانند بر کارایی آنها تاثیر گذاشته و حتی منجر به ترکیدن برقگیرها شوند.

مهمترین عوامل آسیب دیدگی برقگیرها عبارتند از:

- نفوذ رطوبت و آلودگی
- اضافه ولتاژهای گذرا و موقت
- عدم انطباق شرایط بهره برداری با مشخصه برقگیر ( طراحی غلط)



فصل چهارم:

مخابرات و سیستم های

انتقال اطلاعات پست



## ۱- مقدمه:

مخابرات، انتقال انرژی اطلاعات، از راه دور به روش الکتریکی است. در واقع در مخابرات، اطلاعات به صورت انرژی الکتریکی و در غالب امواج الکتریکی منتقل می شود. انرژی اطلاعات یا توسط سیم‌های هادی خطوط انتقال، به طرف مقابل منتقل می‌شود و یا از طریق اتمسفر، بدون استفاده از سیم‌ها و به وسیله شبکه رادیویی صورت می‌گیرد.

توسعه منابع تولید، انتقال و توزیع الکتریکی، نیاز مبرم به وجود یک شبکه ارتباطی بین نقاط کلیدی سیستم برق‌رسانی مثل مراکز تولید، تبدیل، تصمیم‌گیری و توزیع که اکثراً در فواصل دور از هم واقع شده‌اند، به وجود آورده است. سیستم‌های مخابراتی در صنعت برق همچون شبکه اعصاب در بدن انسان، دارای نقش و اهمیت فراوانی در اداره این صنعت و تامین برق مورد نیاز کشور است. این سیستم‌ها در پست‌ها به منظور تکمیل نظارت بر شبکه‌های انتقال، افزایش قابلیت اطمینان و بالا بردن کیفیت کار و سرعت عمل در مانورها به کار می‌رود.

کاربرد اصلی سیستم‌های مخابرات در پست‌ها عبارتند از:

- مکالمات (بین اپراتورها و مراکز کنترل و دیسپاچینگ)
- سیگنال‌های اطلاعات (وضعیت کلیدها و مقادیر اندازه‌گیری شده)
- سیگنال‌های فرمان و کنترل و حفاظت از راه دور
- سایر اطلاعات مانند صدا و تصویر

انواع روش‌های انتقال اطلاعات در سیستم‌های قدرت با توجه به نحوه ارسال و دریافت اطلاعات عبارتند از:

- شبکه‌های مخابرات عمومی
- به صورت سیم جداگانه در کنار خطوط فشار قوی
- سیستم ارتباطات رادیویی با فرکانس بالا (بی سیم)
- استفاده از هادی خطوط انتقال به عنوان کانال ارتباطی (PLC)

▪ ماکروویو

▪ فیبر نوری

در ادامه هر یک از روش های فوق به صورت مختصر و روش استفاده از هادی خطوط انتقال به عنوان مهمترین کانال ارتباطی (PLC) پست ها با تمرکز بیشتر توضیح داده خواهد شد.

## ۲- روش استفاده از شبکه های مخابرات عمومی:

در این روش از شبکه مخابرات عمومی شهری یا همراه برای ارسال و دریافت اطلاعات مورد نیاز سیستم قدرت استفاده می شود. از معایب این روش می توان به ترافیک سنگین شبکه های تلفن عمومی و قابلیت اطمینان پایین این روش با توجه به حساس بودن ارتباطات سیستم قدرت اشاره کرد.

## ۳- روش استفاده از سیم جداگانه در کنار خطوط فشار قوی:

در این روش از سیم های جداگانه ای که می توانند در کنار خطوط هوایی یا کابل های زیرزمینی قرار گیرند و مختص انتقال اطلاعات سیستم قدرت هستند، استفاده می شود. این روش ساده ترین و تقریباً ارزان ترین روش برای فواصل نزدیک و تعداد کانال های ارتباطی محدود می باشد. یکی از معایب این روش نیاز آن به یک جفت سیم برای هر کانال ارتباطی است. از دیگر معایب این روش حساس بودن سیم های ارتباطی در مقابل سوانح طبیعی و تداخل امواج الکترومغناطیسی رو آنها است.

## ۴- روش استفاده از ارتباطات رادیویی با فرکانس بالا (بی سیم):

ارسال اطلاعات در این روش با استفاده از فرکانس رادیویی به کمک آنتن صورت می گیرد. آنتن وسیله ای است که انرژی الکتریکی را به امواج الکترومغناطیس و یا امواج الکترومغناطیس را به انرژی الکتریکی تبدیل می کند. این روش بیشتر برای سیستم های ارتباطی با تعداد کانال های بالا مناسب است. معایب این روش عبارتند از:

▪ هر نقطه از شبکه نیاز به آنتن مخصوص به خود دارد.

▪ برای تقویت امواج، نیاز به تعدادی تکرار کننده می باشد که هزینه نصب و نگهداری آن را افزایش می دهد.

▪ برای سیستم های با تعداد کانال های محدود غیر اقتصادی است.

#### ۵- استفاده از هادی خطوط انتقال به عنوان کانال ارتباطی (PLC):

استفاده از خطوط فشار قوی به عنوان محیط انتقال علائم ارتباطی و حفاظت، مکالمات صوتی، سیگنال های اطلاعات دیسپاچینگ، انتقال پیام های تله تاییپی و تلگرافی و همچنین حفاظت از راه دور (Tele protection) سالهاست که در صنعت برق رواج دارد. در این سیستم، هادی خطوط انتقال علاوه بر انتقال انرژی الکتریکی که فرکانس آن ۵۰ هرتز است، اطلاعات و پیام ها به صورت امواج با فرکانس بالاتر را نیز انتقال می دهد. مزایای استفاده از سیستم PLC عبارتند از:

▪ کیفیت بالای ارسال اطلاعات

▪ مخارج ثابت

▪ برد عملیاتی نسبتاً وسیع

▪ کاربرد به عنوان یک سیستم اختصاصی برای مصرف کننده (سیستم تلفن خصوصی)

▪ قابلیت دسترسی بالا ( به علت عدم نیاز به نگهداری زیاد و سرعت زیاد در تعمیرات

خطوط انتقال)

در این سیستم برای ارتباط دو طرفه میان دو پست، یک زوج فرستنده و گیرنده در هر کدام از پست ها قرار می گیرد. دستگاه های فرستنده و گیرنده PLC را نمی توان مستقیماً به خط فشار قوی وصل کرد لذا به تجهیزات واسطه ای نیاز است تا هم سیگنال فرکانس بالای PLC را به خط کوپل نموده و هم مانع از اتصال مستقیم ولتاژ فشار قوی به دستگاه های حساس PLC شوند.

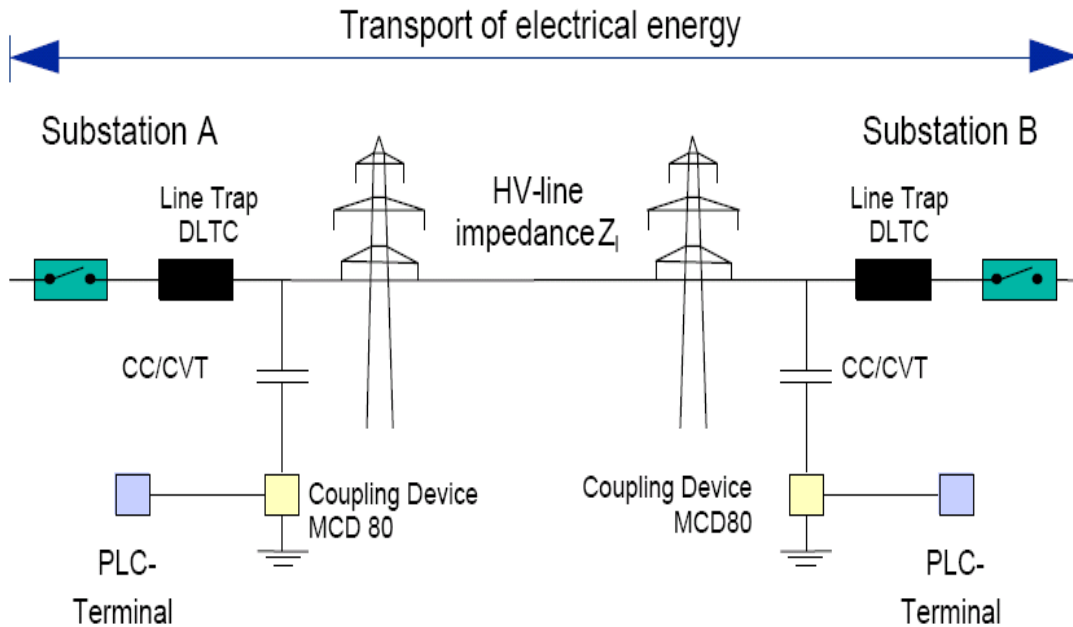
تجهیزات شبکه مخابراتی PLC عبارتند از:

پایانه های PLC

موجگیر یا تله موج یا تله خط (Line Trap)



در شکل زیر هر یک از این اجزاء نشان داده شده اند:



### ۵-۱- پایانه‌های PLC:

این وسیله وظیفه ارسال و دریافت سیگنال‌های مخابراتی را به عهده دارد. محدوده فرکانس مورد استفاده در سیستم‌های PLC بین ۳۰ تا ۵۰۰ کیلوهرتز است. حد بالاتر از ۵۰۰ کیلوهرتز به علت وجود نویز زیاد و حد پائین‌تر از ۳۰ کیلوهرتز به دلایل اقتصادی کاربرد ندارند. سیگنال‌های مختلف (مکالمه، اطلاعات و ...) در یک باند فرکانس به پهنای ۲/۵ تا ۴ کیلوهرتز چیده شده و سپس به فرکانس مطلوب در محدوده ۳۰ الی ۵۰۰ کیلوهرتز مدوله می‌شوند. در مرحله بعد این اطلاعات از طریق کابل ارتباطی، وسیله کوپلاژ، خازن کوپلاژ و خط انتقال قدرت به سمت دیگر خط ارسال می‌گردند. در مقصد عمل عکس انجام شده و پس از دمدولاسیون، هر بخش اطلاعاتی به واحد مربوطه هدایت می‌شود. برای ارسال و دریافت همزمان به دو باند فرکانس ۲/۵ تا ۴

کیلوهرتزی نیازمندیم. این باندها ممکن است از نظر فرکانس در مجاورت هم قرار گرفته و یا با یک فاصله نسبت به هم مدوله شوند.

بنابراین در هر کانال ارتباطی مرکب از یک باند فرکانس برای ارسال اطلاعات و یک باند دیگر برای دریافت آنها، حداقل به پهنای باندی در حدود ۸ کیلوهرتز نیاز داریم (با این فرض که باندهای ارسال و دریافت ۴ کیلوهرتزی بوده و در مجاورت هم باشند). برای استفاده بهتر از خط انتقال انرژی می‌توان از تعداد کانالهای بیشتری استفاده نمود. تعداد این کانالها بستگی به نیاز پست فشار قوی داشته و با توجه به اهمیت، بزرگی و موقعیت آن انتخاب می‌شود. تمام این کانالها می‌باید در محدوده فرکانس ۳۰ الی ۵۰۰ کیلوهرتز قرار داشته باشند.

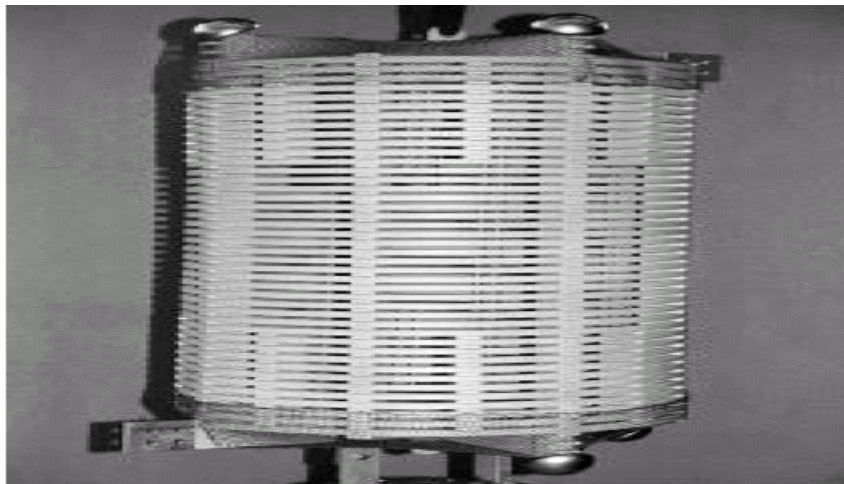
#### ۵-۲- موجگیر یا تله موج یا تله خط (Line Trap):

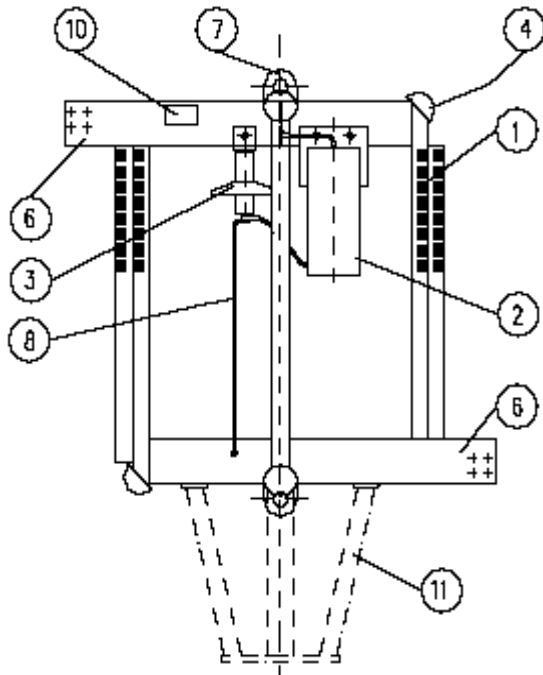
تله موج دستگاهی است که به صورت سری وارد خط فشار قوی می‌گردد و مهمترین قسمت آن یک بوبین می‌باشد. امپدانس به و بین بصورت زیر است:

$$X = \omega L = 2\pi f L$$

لذا این امپدانس، فرکانس‌های پایین را عبور داده و در مقابل فرکانس‌های بالا از خود مقاومت نشان می‌دهد. از این خاصیت استفاده کرده و از عبور سیگنال حامل به تجهیزات قدرت نصب شده در پست، جلوگیری می‌کند.

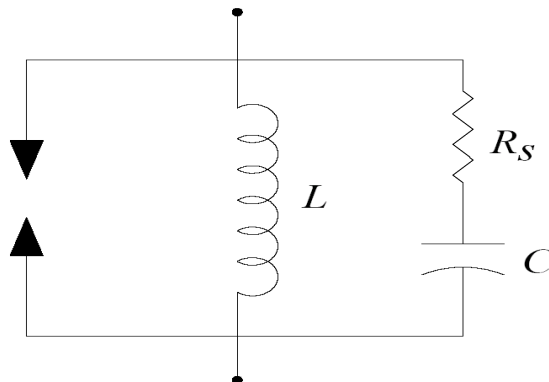
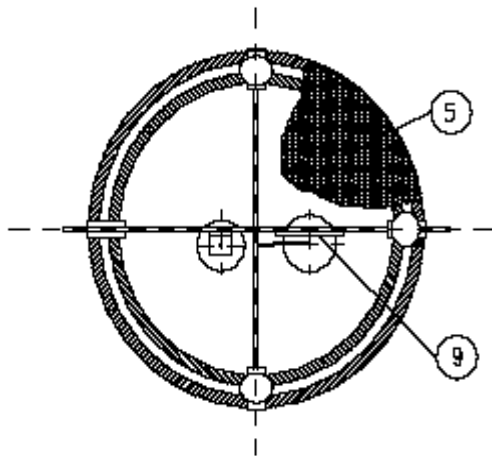
در اشکال زیر اجزاء موجگیر نشان داده شده است:





Legend

- 1 Main coil
- 2 Tuning device
- 3 Surge arrester
- 4 Corona caps (depending on system voltage)
- 5 Bird barrier (optionally)
- 6 Terminal
- 7 Lifting eye
- 8 Connection cable
- 9 Tuning device nameplate
- 10 Main coil name plate
- 11 Pedestal (optionally)



## ۵-۲-۱- سیم پیچ یا بوبین اصلی (Main Coil):

پیچک اصلی نقش اندوکتانس را در موجگیر ایفا می کند. یک موجگیر در محل ورود خط انتقال به پست فشار قوی و سری با خط قرار می گیرد. به همین دلیل پیچک اصلی که رابط اصلی شبکه انتقال انرژی و پایانه PLC است، علاوه بر شرایط آب و هوایی محل پست، باید قادر باشد کلیه مشخصات لاینفک خط انتقال، نظیر جریان نامی، جریان اتصال کوتاه، تنش های ولتاژی و مکانیکی شبکه را تحمل نماید. عموماً موجگیرها باید از قابلیت در دسترس بودن (Availability) بالایی برخوردار باشند. در واقع طرح آنها باید چنان باشد که در طول عمر مفید خود با حداقل تعداد خرابی و زمان تعمیر و نگهداری مواجه گردند. زیرا هر بار خارج شدن موجگیر از مدار به معنی از دست دادن یک خط انتقال اطلاعات است و به تبع از یک پست و خط انتقال، اطلاعاتی در دسترس نمی باشد. از این نظر مشخصات عمومی که در زیر مطرح می شوند حائز اهمیت بسیاری در طراحی ساختمان پیچک اصلی می باشند.

پیچک اصلی از یک هادی که به صورت سیلندری پیچیده می شود، تشکیل شده است. در دو انتها، پیچک به ترمینالهایی ختم می شود که از یک طرف به خط انتقال و از سمت دیگر به خازن کوپلاژ و پایانه PLC متصل می گردد. هادی پیچک اصلی غالباً از جنس آلومینیوم و به صورت رشته ای (Stranded) با مقطع مستطیلی ساخته می شود. ایزولاسیون میان حلقه های مجاور پیچک به دو روش کلی تأمین می گردد. هر یک از این روش ها دارای مزایا و معایبی هستند که در زیر بررسی می شوند :

## ۵-۲-۱-۱- پیچک اصلی با عایق هوا (Non-insulated / Air-insulated):

در این روش که روش متداول تری است، هادی آلومینیومی در حالی که فاقد پوشش عایقی بوده و مستقیماً با هوای آزاد در تماس است، پیچیده می شود. استقامت الکتریکی میان حلقه ها توسط فواصل هوایی تأمین می گردد. این فواصل هوایی توسط مجموعه ای از فاصله نگهدارها (Spacers) و با نوارهای عایقی از جنس فایبرگلاس حفظ می شوند. به منظور افزایش استقامت این عایق ها

در برابر شرایط مختلف آب و هوایی نوعی رزین هم به آن اضافه می کنند. در هنگام وقوع یک اتصال کوتاه، نیروهای حاصله توسط این فاصله نگهدارها و یا نوارهای عایقی جذب می شوند. با این آرایش هر یک از رشته های سازنده هادی اصلی در مجاورت هوا اکسیده شده و یک لایه عایقی در سطح خارجی خود پدید می آورند. این لایه عایقی می تواند شدت جریانهای گردابی (Eddy current) ناشی از میدان مغناطیسی قوی درون پیچک را تقلیل داده و از تلفات حرارتی پیچک بکاهد. تبادل حرارتی میان پیچک و محیط اطراف بدون واسطه صورت می پذیرد. در این روش هادی پیچک مستقیماً در معرض آلودگی محیط واقع شده و ممکن است در شرایط بحرانی، فاصله خزشی (Creepage distance) میان حلقه ها نیازمند توجه خاص باشد. برای اینکه اشیاء خارجی و پرندگان نتوانند با وارد شدن به درون پیچک اتصال کوتاهی میان حلقه ها ایجاد نمایند، باید در اماکنی که احتمال این خطر پیش بینی می شود از تورهایی در طرفین پیچک (Bird barriers) به منظور ممانعت از ورود اشیاء خارجی و یا پرندگان استفاده نمائیم.

#### ۵-۲-۱-۲- پیچک اصلی با پوشش عایق (Insulated):

در این روش ابتدا هادی آلومینیومی در یک پوشش عایقی از جنس فایبرگلاس و رزین پوشانده شده و در مرحله بعد پیچانده می شود. به این ترتیب بین هر دو حلقه مجاور، دو لایه عایقی قرار گرفته و پیچک از استقامت مناسب در برابر تنش های الکتریکی و مکانیکی برخوردار خواهد بود. در این وضعیت نیروهای مکانیکی در امتداد محیط هر حلقه به صورت یکنواخت توزیع می شوند، برخلاف روش اول که این نیروها را تنها نقاط خاصی از محیط حلقه که دارای فاصله نگهدار هستند، تحمل می نمایند. در این روش هادی پیچک مستقیماً در مجاورت هوای آزاد قرار ندارد. این ویژگی باعث می شود که مشکل آلودگی محیط و اتصال کوتاه میان حلقه ها به دنبال ورود اشیاء خارجی و پرندگان به درون پیچک مطرح نبوده و بنابراین لزومی به وجود توری (Bird barrier) نیز احساس نگردد. تبادل حرارتی با محیط در این روش با واسطه و دشوارتر از روش نخست صورت می پذیرد. اثرات حرارتی و دینامیکی جریان اتصال کوتاه، جریان عادی شبکه و

اضافه بارها ممکن است باعث ترک خوردن پوشش رزینی شده و این از جمله معایب این روش است. بسته به جریان نامی شبکه انتقال انرژی و اندوکتیویته مورد نیاز شبکه مخابراتی، پیچک با سیم ساده و یا دوبل و به صورت تکه لایه یا چند لایه پیچیده می شود.

از نظر مکانیکی حداکثر نیروی وارده به موجگیر، حین عبور جریان اتصال کوتاه و در پیک نخست آن اتفاق می افتد. علاوه بر نیروهای وارده در دو جهت محوری و شعاعی، باید نیروهایی را که از طریق ترمینال ها اعمال می شوند نیز در نظر گرفته شوند. معمولاً کنترل نیروهای وارده از طریق ترمینال ها با اصلاح آرایش فیزیکی آنها صورت می پذیرد. مقطع پیچک اصلی غالباً به صورت مستطیلی ساخته می شود. با این شکل اگر پیچک طوری پیچیده شود که سطح کوچکتر مستطیل متوجه سطوح جانبی سیلندر باشد، پیچک از استقامت بیشتری برخوردار خواهد بود. در هر صورت استقامت مکانیکی پیچک اصلی در برابر نیروهای منقبض شونده محوری و نیروهای منبسط شونده شعاعی باید در نظر گرفته شود. موجگیر را می توان با توجه به وزن، ابعاد، تعداد، فواصل هوایی مجاز، و ... به دو صورت، عمودی (روی CVT با مقره اتکایی یا آویزی با مقره کششی) و یا افقی (روی مقره اتکایی) نصب نمود. نصب افقی موجگیر سبب کاهش نرخ تبادل حرارتی آن می شود. برای بارگیری بهینه از موجگیر، نصب عمودی مناسب تر است.

هر پیچک علاوه بر اندوکتانس خودی یا حقیقی  $L_t$  دارای یک ظرفیت خارجی خودی  $Cr$  (Self-capacitance) هم می باشد. این ظرفیت خازنی از نظر کمی تابعی از طرح ساختمانی پیچک اصلی بوده و اهمیت نسبی آن با افزایش فرکانس بیشتر می شود. فرکانس تشدید ذاتی (Self-resonant frequency) یک پیچک، فرکانسی است که در آن اندوکتانس حقیقی  $L_t$  با ظرفیت خودی  $Cr$  پیچک در وضعیت تشدید الکتریکی قرار می گیرند. برای عملکرد صحیح سیگنال کاربر، در طراحی ساختمان پیچک اصلی در کنار سایر مشخصات لازم، باید در جهت افزایش فرکانس تشدید ذاتی تلاش گردد. مطابق استاندارد IEC ۳۵۳ فرکانس تشدید ذاتی پیچک اصلی یک موجگیر باید از  $50.0\text{kHz}$  بزرگتر باشد.

## ۵-۲-۲- وسیله تنظیم (Tuning Device):

وسیله تنظیم آرایه ای از خازن و مقاومت است که از نظر فیزیکی در داخل و از نظر الکتریکی موازی با پیچک اصلی نصب می شود. وسیله تنظیم TD و پیچک اصلی MC، از دید شبکه مخابراتی، به صورت یک فیلتر با یک یا چند فرکانس قطع عمل می کنند. برای این کار معمولاً مشخصات سلف ثابت بوده و فقط ظرفیت خازن را تغییر می دهند. به همین دلیل به این خازن، وسیله تنظیم می گویند.

همان طوری که قبلاً هم گفته شد، یک موجگیر باید از قابلیت دسترسی (Availability) بالایی در طول عمر خود بهره مند باشد. زیرا هر بار تعمیر تله خط و یا تعویض و تنظیم مجدد وسیله تنظیم به معنی قطع و از دست دادن یک خط انتقال انرژی و اطلاعات آن خط و پست مرتبط با آن است. از این نظر یعنی قابلیت اعتماد سیستم PLC و ارسال مطمئن سیگنال های کاربر، وسیله تنظیم در درجه اول اهمیت قرار دارد. به همین علت طراحی وسیله تنظیم باید آنچنان باشد که به دلیل افزایش درجه حرارت و یا میدان مغناطیسی در درون پیچک اصلی (در اثر عبور جریان دائم نامی IN، جریان کوتاه مدت نامی IKN و یا اضافه بارهای اضطراری) هیچگونه آسیب فیزیکی ندیده و نیز تغییر قابل توجهی در مشخصه قطع و یا سد کنندگی موجگیر (Blocking requirements) به وجود نیاید. علاوه بر این برای حفاظت اجزاء وسیله تنظیم در برابر شرایط آب و هوایی مختلف بایستی این اجزاء در یک محفظه غیر قابل نفوذ یک یا چند لایه جاسازی شوند. جهت حفاظت وسیله تنظیم در برابر تنش های ولتاژی در تعیین استقامت عایقی آن از یک حاشیه ایمنی مطمئن نسبت به اضافه ولتاژهای موقتی برخوردار می باشد. وسیله تنظیم باید آن چنان در داخل پیچک اصلی نصب گردد که امکان تعویض و تنظیم آن بدون دستکاری موجگیر موجود باشد.

## ۵-۲-۲- برقگیر (Protection Device):

این برقگیر جهت زمین کردن اضافه ولتاژها به صورت موازی با سیم پیچ اصلی نصب می شود.

### ۵-۳- تنظیم‌کننده‌های خط (LMU):

به هنگام کوپل کردن قسمت فرستنده برای اینکه حداکثر توان فرستنده به خط منتقل شود؛ باید بین خروجی فرستنده و خط انتقال، تطبیق امپدانس صورت گیرد که این کار را واحد LMU (Line Matching Unit) انجام می‌دهد (قضیه انتقال توان ماکزیمم).

این وسیله وظایف زیر را به عهده دارد:

- وارد و خارج کردن سیگنال های PLC به شبکه فشار قوی
  - تطبیق امپدانس میان خط انتقال فشارقوی و سیستم PLC
  - تفکیک (ایزوله کردن) الکتریکی پایانه های PLC از شبکه فشار قوی به منظور ایمنی افراد
- جعبه LMU معمولاً در فضای آزاد پست نصب می‌شود به منظور اتصال این واحد به پایانه های PLC که در داخل پست قرار دارد از یک کابل کواکسیال، استفاده می‌شود.
- مهمترین اجزاء این واحد عبارتند از:

- واحد تطبیق خط جهت تطبیق امپدانس سمت خط با ترمینال PLC
- واحد حفاظت
- ترانسفورماتور تطبیق

### ۵-۴- خازن کوپلاژ (Coupling Capacitors):

خازن داری یک امپدانس می‌باشد که رابطه آن با فرکانس و ظرفیت خازن بصورت زیر است :

$$X_c = \frac{1}{C\omega} = \frac{1}{2\pi f \omega}$$

مشاهده می‌گردد که امپدانس خازن در مقابل فرکانس‌های بالا نزدیک صفر بوده و در مقابل فرکانس‌های پایین مقدار آن قابل توجه است. لذا از خازن جهت جدا کردن سیگنال حامل (که فرکانس آن از ۳۰ الی ۵۰ کیلوهرتز است) از سیگنال قدرت استفاده می‌گردد.

این خازن بین LMU و خط فشار قوی قرار می‌گیرد و همراه با LMU، باند فرکانسی قابل کاربرد سیستم مخابراتی PLC را تعیین می‌کند. افزایش ظرفیت خازن کوپلاژ باعث افزایش پهنای باند و



افزایش تعداد کانال ارتباطی می گردد. مقدار متداول خازن کوپلاژ در حدود چند نانو فاراد است. اصولاً محدوده فرکانسی سیستم PLC بین ۳۰ تا ۵۰۰ کیلو هرتز می باشد. در فرکانس های پایین چون استفاده از خازن کوپلاژ به صرفه نیست، اغلب از خازن CVT استفاده می شود. باید توجه داشت که با این کار امکان نشت سیگنال مخابراتی و در نتیجه تضعیف شدن آن نیز وجود دارد.

#### ۵-۵- انواع مختلف اتصال سیستم PLC به خطوط انتقال:

##### ۵-۵-۱- کوپلاژ فاز به زمین:

در این روش تنها به یک خازن کوپلاژ و یک موجگیر برای هر نقطه کوپلاژ نیاز می باشد. بنابراین سیستم مزبور برای عمل کوپلاژ از نظر اقتصادی مقرون به صرفه می باشد. ولی معمولاً دارای مقدار تضعیف بیشتر نسبت به روش کوپلاژ فاز به فاز بوده و ایمنی کمتری در قبال حوادث اتصال زمین روی دو فاز خواهد داشت.

به دلیل مزیت های اقتصادی روش کوپلاژ فاز به زمین در مواردی کارایی با درجه بالایی از خطوط مورد انتظار نباشد، می تواند ارجحیت داشته باشد.

از معایب این روش می توان به تلفات بالا، قابلیت اطمینان کم و زیاد بودن میزان نویز در مقایسه با سایر روش ها اشاره کرد.

##### ۵-۵-۲- کوپلاژ فاز به فاز:

در این روش دو خازن کوپلاژ و دو موجگیر برای هر نقطه کوپلاژ مورد نیاز می باشد و تجهیزات مورد نیاز در این روش تقریباً دو برابر نوع کوپلاژ فاز به زمین می باشد. این روش دارای مزایای متعددی می باشد که پایین بودن تلفات و قابلیت اطمینان در مقابل اشکالات مخابراتی بر اثر حوادث روی خطوط و کمتر بودن تداخل در رابطه با تشعشع و اثرات القایی می باشد. از آنجایی که بیشتر حوادث به صورت تک فاز اتفاق می افتد، این روش دارای ایمنی بیشتری می باشد.

### ۵-۳-۵- کوپلاژ بین مداری:

موقعی که دو شبکه فشار قوی بدون انفصال روی دکل‌ها یا برجک‌ها در کنار هم قرار دارند، می‌توان یک فاز از یک شبکه جهت کوپلاژ دیفرانسیل دوبل استفاده نمود. با این کار کوپلاژ ارتباطات حتی در زمانی که یکی از مدارهای قدرت خارج از بهره برداری گردد هم حفظ می‌شود. در این روش چنانچه یکی از مدارها به طور کامل قطع یا زمین شود، باز ارتباط از طریق مسیر دیگر امکان‌پذیر خواهد بود.

### ۶- روش مایکروویو:

علم مایکروویو تعریف استانداردی ندارد. می‌توان گفت شاخه‌ای از علم الکترونیک و الکترومغناطیس در باند فرکانس ۱GHz تا ۳۰GHz است. این باند فرکانس بالایی است و به همین دلیل می‌توان ناقل اطلاعات وسیعی باشد.

هر چه فرکانس انرژی انتقالی به وسیله خطوط انتقال انرژی بیشتر باشد، جریان جاری شده در سیم‌ها از لایه‌های خارجی آن عبور می‌کند، بنابراین در فرکانس‌های خیلی بالا، لایه‌های داخلی سیم‌ها اثری در عبور جریان ندارند. لذا می‌توان سیم‌ها را توخالی انتخاب کرد. پدیده فوق به نام اثر پوستی معروف است که از این خاصیت در امواج مایکروویو استفاده می‌شود و کابل‌های مخصوصی جهت انتقال این امواج ساخته‌اند که به نام موجبر (Wave guide) شناخته می‌شوند و دارای افت کمتری هستند.

موجبرها دارای انواع مختلفی می‌باشند که به وسیله شکل سطح مقطع آنها که ممکن است مستطیل، دایره و یا بیضی باشند، مشخص می‌شوند.

در باند مایکروویو خاصیت و فرم امواج الکترومغناطیس با امواج پایین‌تر فرق می‌کند و به همین دلیل جهت انتشار و دریافت آنها نمی‌توان از آنتن‌های معمولی استفاده کرد، بلکه از آنتن‌های مخصوصی که نمونه متداول آن آنتن سهموی شکل و یا پارابولیک است، استفاده می‌شود. نحوه تشعشع در آنها بدین گونه است که خروجی فرستنده توسط موجبر در فاصله کانونی آنتن قرار می‌گیرد و امواج از

آنجا به سطح صیقلی پارابولیک برخورد کرده و سپس به صورت یک دسته امواج سطحی صیقلی را ترک می‌کنند.

آنتن‌های مایکروویو، امواج را به طریق مستقیم منتشر می‌کنند و برای ارتباط باید دو آنتن در دید یکدیگر باشند، در مواقعی که بنا به عللی دو آنتن در دید یکدیگر قرار نگیرند، از منعکس‌کننده‌ها استفاده می‌کنند و نحوه کار آنها همانند آینه‌ها می‌باشد. منعکس‌کننده‌ها هیچ نقشی از نظر تقویت امواج ندارند (حتی باعث افت نیز می‌شوند) و وظیفه آنها جهت دادن سیگنال‌های دریافتی و ارسالی به سمت آنتن است.

در بعضی مواقع بنا به عللی فاصله خط انتقال موجبر از فرستنده یا محل انتشار امواج زیاد می‌باشد از منعکس‌کننده‌ها استفاده می‌شود. به عنوان مثال اگر محل انتشار امواج در بالای دکل باشد و در این حالت اگر آنتن در آن محل نصب شود، طول استفاده شده از خط موجبر زیاد بوده و بنابراین افت آن زیاد می‌شود. جهت کم کردن افت خط آنتن پایین دکل قرار می‌دهند و سمت انتشار آنتن را به طرف منعکس‌کننده بالای دکل هدایت می‌کنند و سپس منعکس‌کننده وظیفه انتشار امواج را در فضا به عهده می‌گیرد.

#### ۷- روش استفاده از فیبر نوری:

در این روش با تغییر ساختار سیم زمین و جایگزینی یک یا چند سیم با تیوپ‌های فولادی حاوی فیبر نوری ضمن حفظ خواص مکانیکی و الکتریکی سیم زمین قادر به استفاده از سیم‌ها به جای خطوط مخابراتی هستیم. یک تیوپ فولادی تا میزان ۳۶ عدد فیبر نوری را در خود جای می‌دهد. لذا با جایگزینی ۳ عدد تیوپ فولادی، تعداد فیبر نوری را می‌توان تا میزان ۱۰۸ عدد افزایش داد. فیبرهای نوری موجبرهایی از جنس شیشه می‌باشند که از دو لایه هسته و غلاف تشکیل شده‌اند. نور در هسته فیبر نوری انتشار می‌یابد و غلاف به دلیل آنکه ضریب شکست پایین‌تری دارد، با توجه به انکسار کلی به عنوان حصاری در خارج آن عمل می‌کند.

اما نور تنها حامل (Carrier) اطلاعات می‌باشد ( نه خود آن) بنابراین می‌بایست روی آن عمل مدولاسیون (Modulation) انجام گیرد. مدولاسیون به معنی تغییر از مشخصه‌های حامل ( در اینجا دامنه یا شدت نور ) متناسب با اطلاعات است. در سامانه‌های مخابراتی نوری این عمل توسط نیمه‌هادی‌های لیزری می‌گیرد.

علاوه بر نیمه‌هادی‌های لیزری، آشکارسازهای نوری (Photo detector) نیز نقش مهمی در ایجاد ارتباط از طریق فیبر نوری دارند. آشکارسازهای نوری عمل تبدیل انرژی نورانی را به انرژی الکتریکی انجام می‌دهند.

ظرفیت انتقال فیبرهای نوری بسیار زیاد است. لذا برای استفاده بهینه از چنین ظرفیتی وسایلی به نام ادغام‌کننده (Multi plexer) در دو انتهای خط ارتباطی قرار می‌دهند. ادغام‌کننده‌ها عمل چیدن کانال‌ها را در محیط انتقال ( در اینجا فیبر نوری) به نحوی که مجدداً قابل تفکیک از یکدیگر باشند، انجام می‌دهند. ادغام‌کننده‌ها همچنین امکان قرار گرفتن کانال‌هایی که شکل اطلاعات آنها متفاوت است ( مثل داده‌ها، مکالمه‌ها، صوت و تصویر ) در یک محیط انتقال فراهم می‌آورند.



**فصل پنجم:**

**ترانسفورماتور قدرت**

## ۱- تعریف ترانسفورماتور:

ترانسفورماتور وسیله ای است که انرژی الکتریکی را در یک سیستم جریان متناوب از یک مدار به مدار دیگر انتقال می دهد و می تواند ولتاژ کم را به ولتاژ زیاد و بالعکس تبدیل نماید. برخلاف ماشین های الکتریکی که انرژی الکتریکی و مکانیکی را به یکدیگر تبدیل می کند، در ترانسفورماتور انرژی به همان شکل الکتریکی باقی مانده و فرکانس آن نیز تغییر نمی کند و فقط مقادیر ولتاژ و جریان در اولیه و ثانویه متفاوت خواهد بود.

ترانسفورماتور امروز یکی از وسایل لازم و حیاتی در سیستم های الکتریکی می باشد و از دو بخش اصلی زیر تشکیل می گردد:

۱- هسته که از ورقه های نازک فولادی ساخته می شود.

۲- دو یا چند سیم پیچ که با هم یا فقط رابطه مغناطیسی و یا هم رابطه الکتریکی و هم رابطه مغناطیسی دارند. به ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ های آن علاوه بر ارتباط مغناطیسی، ارتباط الکتریکی نیز داشته باشند، اتوترانسفورماتور می گویند.

آن بخش از سیم پیچ که از مدار الکتریکی اصلی انرژی می گیرد، سیم پیچ اولیه و بخش دیگر که از آن انرژی گرفته می شود، سیم پیچ ثانویه نامیده می شود. سیم پیچ متصل به مدار با ولتاژ زیاد به سیم پیچ فشار قوی (H.V) و سیم پیچی که به مدار با ولتاژ کم اتصال می یابد به سیم پیچ فشار ضعیف (L.V) معروف است. اگر یکی از دو سیم پیچ ترانسفورماتور مثلاً اولیه را به منبع ولتاژ متناوب وصل کنیم، شار (فلوی) متناوبی تولید خواهد شد که دامنه اش نسبت مستقیم با ولتاژ دو سر سیم پیچ اولیه و شماره دورهای اولیه دارد. شار تولید شده، سیم پیچ ثانویه را نیز دور می زند و طبق قانون فاراده ولتاژی در آن القاء می نماید که مقدار آن به شماره دوره های سیم پیچ ثانویه بستگی دارد. واضح است که ترانسفورماتورها فقط با وجود شارهای متقابل که هر دو سیم پیچ را دور می زنند، کار می کنند. لازم به تذکر است که این شارها (فلوها) از مواد

فرومغناطیسی با پرمابیلیته زیاد به مراتب بهتر از سایر مواد، عبور می نمایند و از این رو هسته ترانسفورماتورها از جنس آهن (فرومغناطیس) ساخته می شود.

## ۲- انواع ترانسفورماتور:

ترانسفورماتورهای قدرت از دیدگاه های مختلف به انواع گوناگون تقسیم می شود:

### ۲-۱- انواع ترانسفورماتور از نظر تعداد سیم پیچ:

از نظر تعداد سیم پیچ دو نوع ترانسفورماتور دو سیم پیچ و سه سیم پیچ وجود دارد. در ترانسفورماتورهای دو سیم پیچه، برای هر فاز یک سیم پیچ اولیه و یک سیم پیچ ثانویه وجود دارد. اکثر ترانسفورماتورهای قدرت از این نوع می باشند.

در ترانسفورماتورهای سه سیم پیچه برای هر فاز سه سیم پیچ وجود دارد. در این نوع ترانسفورماتورها معمولا دو سیم پیچ برای انتقال قدرت پست ها (وظیفه اصلی) و سیم پیچ ثالثیه برای تامین مصارف داخلی پست استفاده می شود.

### ۲-۲- انواع ترانسفورماتور از نظر افزایشده یا کاهشده بودن:

به ترانسفورماتورهایی که ولتاژ ورودی (اولیه) آنها کمتر از ولتاژ خروجی (ثانویه) آنها باشد، ترانسفورماتورهای افزایشده می گویند. این ترانسفورماتورها معمولا در پست های نیروگاهی وجود دارند و ولتاژ انرژی الکتریکی تولیدی ژنراتور که عموما کمتر از ۳۰ کیلوولت است را به ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت جهت انتقال به مراکز مصرف تبدیل می کنند.

در ترانسفورماتورهای کاهشده، ولتاژ ورودی (اولیه) بیشتر از ولتاژ خروجی (ثانویه) است. نسبت تبدیل ترانسفورماتورهای پست های انتقال معمولا  $400/230$  کیلوولت یا  $230/63$  کیلوولت است. نسبت تبدیل ترانسفورماتورهای پست های فوق توزیع معمولا  $63/20$  کیلوولت کیلوولت است. نسبت تبدیل ترانسفورماتورهای پست های توزیع نیز معمولا  $20/0,4$  کیلوولت کیلوولت است. اکثر ترانسفورماتورهای سیستم قدرت کاهشده هستند.

## ۲-۳- انواع ترانسفورماتور از نظر اتصال سیم پیچ:

سیم پیچ یک فاز از یک ترانسورماتور می تواند به صورت مثلث ( $\Delta$ )، ستاره ( $Y$ )، زیگزاگ ( $Z$ ) یا باز ( $III$ ) باشد. اتصال ستاره معمولا برای ولتاژهای فشارقوی و یا نقاطی که نیاز به نول باشد، استفاده می شود. اتصال مثلث برای جاهایی که جریان مدار زیاد و ولتاژ آن کم باشد، به کار می رود. همچنین اتصال مثلث این ویژگی را دارد که هارمونیک جریان را به سیم پیچ سمت دیگر ترانسفورماتور منتقل نمی کند. اتصال زیگزاگ تنها در ترانسفورماتورهای با قدرت کم و ولتاژ پایین استفاده می شود. مخصوصا وقتی که بار ترانسفورماتور نامتعادل باشد. همچنین برای سیستمی که به عنوان ترانسفورماتور زمین یا ایجاد کننده نول باشد، به کار می رود. در ترانسفورماتور نوع باز، سیم پیچ هر فاز روی هسته‌ای جداگانه پیچیده شده و در تانک های مختلف قرار داده می شوند. سر سیم پیچ ها در خارج از سیم پیچ جهت هر گونه اتصال دلخواه در دسترس خواهد بود. در شکل زیر نحوه اتصال این سیم پیچ ها نشان داده شده است:





## ۲-۴- انواع ترانسفورماتورها از نظر ماده عایقی و خنک کننده:

از نظر ماده عایقی و خنک کننده نیز ترانسفورماتورها را می توان به ترانسفورماتورهای روغنی (Oil Immersed Transformer)، ترانسفورماتورهای خشک (Dry type Transformer) و ترانسفورماتورهای با عایق گازی (Gas insulated transformer) دسته بندی کرد. ترانسفورماتورهای مورد استفاده در سیستم قدرت معمولا از نوع روغنی هستند. در ادامه اجزاء ترانسفورماتورهای روغنی را بررسی می کنیم.

## ۳- اجزاء ترانسفورماتورهای قدرت روغنی:

قسمت‌های اصلی در ساختمان ترانسفورماتورهای قدرت روغنی عبارتند از:

- هسته
  - سیم پیچ های اولیه و ثانویه
  - تانک اصلی روغن
- به جز موارد فوق اجزاء دیگری نیز به شرح زیر وجود دارند:
- بوشینگ‌ها
  - کنسرواتور یا منبع انبساط روغن
  - تپ چنجر
  - ترمومترها
  - نشان دهنده های سطح روغن
  - رله بوخهلتز
  - سوپاپ اطمینان یا لوله انفجاری (شیر فشارشکن)
  - رادیاتور یا مبدل حرارتی
  - پمپ و فن ها
  - مجرای تنفسی و سیلیکاژل مربوط به تانک اصلی و تپ چنجر

- شیرهای نمونه برداری از روغن پایین و بالای تانک
- شیرهای مربوط به پرکردن و تخلیه روغن ترانس
- چرخ ها
- پلاک مشخصات نامی

### ۳-۱- هسته ترانسفورماتور:

هسته ترانسفورماتور یک مدار مغناطیسی خوب با حداقل فاصله هوایی و حداقل مقاومت مغناطیسی است تا فوران‌های مغناطیسی به راحتی از آن عبور کنند. هسته به صورت ورقه ورقه ساخته شده و ضخامت ورقه ها حدود ۰,۳ میلی‌متر و حتی کمتر است. برای کاهش تلفات فوکو ورقه ها تا حد امکان نازک ساخته می شوند ولی ضخامت آنها نباید به حدی برسد که از نظر مکانیکی ضعیف شده و تاب بردارد.

در ترانسفورماتورهای قدرت ضخامت ورقه ها معمولاً ۰,۳ تا ۰,۳۳ میلی‌متر انتخاب می شود و توسط لایه نازکی عایق، نسبت به هم عایق می شوند.

### ۳-۲- سیم پیچی های ترانسفورماتور:

در ساختمان سیم پیچ های ترانسفورماتور باید موارد متعددی در نظر گرفته شوند که در ذیل به مهمترین آنها اشاره می نمائیم:

- در سیم پیچ ها باید جنبه های اقتصادی که همان مصرف مقدار مس و راندمان ترانسفورماتور می باشد، در نظر گرفته شود.
- ساختمان سیم پیچ ها برای رژیم حرارتی که باید در آن کار کند محاسبه شود، زیرا در غیر این صورت از عمر ترانسفورماتور کاسته خواهد شد.
- سیم پیچ ها در مقابل تنش ها و کشش های حاصل از اتصال کوتاه های ناگهانی مقاوم شوند.

▪ سیم پیچ ها باید در مقابل اضافه ولتاژهای ناگهانی از نقطه نظر عایقی، مقاومت لازم را داشته باشند.

سیم پیچ ترانسفورماتورها نسبت به هم در نوع سیم پیچ، تعداد حلقه ها، درجه و اندازه سیم ها و ضخامت عایق بین حلقه ها متفاوت می باشند. هر چه ولتاژ ترانسفورماتور بالا رود، تعداد حلقه های سیم پیچ بیشتر می شود و هر چه ظرفیت ترانسفورماتور بیشتر شود، سطح مقطع سیم ها بزرگتر می شود.

در ترانسفورماتورهای قدرت، سیم پیچ ها اعم از فشار قوی و فشار ضعیف به صورت استوانه متحدالمرکز روی ستون های هسته قرار می گیرند. سیم پیچ فشار ضعیف در داخل و فشار قوی در خارج واقع می شوند و ترتیب فوق به این دلیل رعایت می شود که عایق کاری فشار ضعیف نسبت به هسته راحت تر است. علاوه بر آن هزینه عایق بندی نیز کاهش می یابد.

### ۳-۳- تانک اصلی روغن:

تانک روغن یک ظرف مکعب یا بیضوی شکل است که هسته و سیم پیچ های ترانسفورماتور در آن قرار می گیرند و نقش یک پوشش حفاظتی را برای آنها ایفا می کند. داخل این ظرف از روغن پر می شود، به طوریکه هسته و سیم پیچ ها کاملاً در روغن فرو می روند. سطح خارجی تانک تلفات گرمایی داخل ترانس را به بیرون منتقل می کند. از هر مترمربع سطح تانک حدوداً ۴۰۰ الی ۴۵۰ وات توان گرمایی به خارج منتقل می شود. در ترانسفورماتورهای کوچک، همین سطح برای خنک کاری کافی است و به تمهیدات دیگری نظیر رادیاتور و فن نیاز نمی باشد. در ترانسفورماتورهای تا ۵۰ KVA، بدنه تانک از ورق ساده فولادی به ضخامت حدوداً ۳ میلیمتر ساخته می شود. سطح بدنه صاف بوده و نیازی به میله های تقویتی یا لوله های خنک کن ندارد. هر چهار وجه ترانسفورماتور از یک ورق یک پارچه درست می شود و فقط در یک گوشه جوشکاری می گردد. به طور کلی تانک ترانسفورماتور بایستی ویژگی های ذیل را تأمین گردند:

▪ حفاظتی برای هسته، سیم پیچ، روغن و سایر متعلقات داخلی باشد.

- دارای استقامت کافی باشد تا در حین حمل و نقل و نیز در زمان اتصال کوتاه داخلی بتواند تنش های مکانیکی ایجاد شده را تحمل نماید.
- ارتعاشات و صدا در آن به حداقل برسد.
- ساختمان آن در برابر نشت روغن و یا نفوذ هوا کاملاً آب بندی باشد.
- سطوح کافی برای دفع گرمای ناشی از تلفات ترانسفورماتور را تأمین کند.
- محلی برای نصب بوشینگ‌ها، تپ چنجر، مخزن ذخیره روغن و سایر متعلقات داشته باشد.
- از نظر ابعاد در حدی باشد که به راحتی قابل حمل و نقل از طریق جاده یا راه آهن باشد.
- حداقل تلفات فوکو در آن ایجاد شود.
- حداقل میدان مغناطیسی در خارج از آن وجود داشته باشد.

### ۳-۴- بوشینگ ها (Bushings):

سرهای خروجی سیم پیچ های فشار قوی و فشار ضعیف باید نسبت به بدنه فلزی تانک، عایق شوند. برای این منظور از مقره هایی که به آنها بوشینگ گفته می شود، استفاده می شود. بوشینگ از یک هادی مرکزی که توسط عایق های مناسبی در میان گرفته شده است، تشکیل شده است.

بوشینگ ها روی درپوش فوقانی ترانسفورماتور نصب می شوند. انتهای پایینی مقره در داخل تانک جای می گیرد، در حالیکه سر دیگر آن در بالای درپوش و در هوای خارج واقع می شود.

ترمینال های هر دو سر دارای بست های مناسبی برای اتصال به سر هادی های داخل ترانسفورماتور و نیز هادی های شبکه می باشند. شکل و اندازه بوشینگ ها به سطح ولتاژ، نوع محل (داخل ساختمان یا در هوای آزاد) و جریان نامی آن بستگی دارد. بوشینگ های داخل ساختمانی نسبتاً کوچک بوده و سطح آن صاف است، اما بوشینگ های هوای آزاد چون کاملاً در معرض شرایط مختلف جوی نظیر برف و باران و آلودگی و ... قرار می گیرند، از سپرهایی به شکل چتر تشکیل می شوند، تا سطح زیرین آنها در مقابل باران خشک نگه داشته شوند. در این صورت

سطح خارجی آنها زیاد شده و فاصله خزش جرقه روی سطح چینی عایق زیادتر می گردد و در نتیجه استقامت الکتریکی پوشینگ افزایش می یابد.

### ۳-۵- کنسرواتور یا منبع انبساط روغن (Conservator):

منبع ذخیره روغن که به اسامی منبع انبساط و کنسرواتور نیز نامیده می شود، تانکی است که در بالاترین قسمت ترانسفورماتور نصب می شود. در حین تغییرات بار روزانه، روغن ترانس انبساط و انقباض می یابد. در صورت انبساط، روغن وارد منبع ذخیره می شود. اندازه و حجم منبع ذخیره به اندازه ترانسفورماتور و تغییرات دمایی آن در هنگام بهره برداری بستگی دارد. در ترانسفورماتورهایی که دارای تپ چنجر قابل قطع زیر بار هستند، منبع انبساط به دو بخش تقسیم می گردد که قسمت کوچکتر برای تپ چنجر و قسمت بزرگتر برای تانک اصلی در نظر گرفته می شود. از بالای کنسرواتور، لوله ای به فضای آزاد آورده می شود، که به آن مجرای تنفسی (Breather) می گویند. در ورودی این مجرا یک ظرف شیشه ای قرار دارد، که داخل آن از ماده ای رطوبت گیر به نام سیلیکاژل پر می شود. به این ترتیب هوای ورودی به ترانسفورماتور رطوبت خود را از دست داده و کاملاً خشک خواهد بود.

در هر قسمت کنسرواتور، یک نشان دهنده سطح روغن نصب می شود تا سطح روغن را در حین کار ترانسفورماتور بتوان نظارت کرد. سطح خارجی منبع ذخیره نیز با رنگ مناسب پوشیده می شود تا از خوردگی و زنگ زدن محافظت گردد.

### ۳-۶- تپ چنجر (Tapchanger):

#### ۳-۶-۱- تعریف تپ چنجر:

نسبت ولتاژ اولیه ترانسفورماتور به ولتاژ ثانویه آن در حالت بدون بار را نسبت تبدیل ترانسفورماتور می گویند. در حالت بارداری ترانسفورماتور، ولتاژ ثانویه آن به اندازه افت ولتاژ روی سیم پیچ های ترانسفورماتور کمتر خواهد بود. از طرفی با تغییر تعداد حلقه های سیم پیچ می توان نسبت تبدیل

را تغییر داد و از این طریق ولتاژ سمت ثانویه را به مقدار نامی آن رساند. به تجهیززی که این کار را انجام می دهد، تپ چنجر می گویند.

بنابراین کنترل ولتاژ در ترانسفورماتور توسط تپ چنجر انجام می شود و اساس کار آن بر تغییر نسبت تبدیل استوار است. بدین ترتیب که با انشعابات که در سیم پیچ فشار قوی تعبیه می گردد، تعداد دور سیم پیچ را تغییر داده و سبب تغییر ولتاژ خروجی ترانسفورماتور می گردد.

تپ چنجرها به طور گسترده ای برای کنترل ولتاژ شبکه در سطوح مختلف ولتاژی به کار می روند. معمولاً کنترل ولتاژ در محدوده  $\pm (10-15)\%$  انجام می شود. ولتاژ هر پله تپ چنجر عموماً بین ۱ تا ۲/۵ درصد تغییر می کند. انتخاب مقدار کم برای پله ها سبب افزایش تعداد تپ ها می گردد و انتخاب مقدار بالا برای هر پله باعث عدم امکان تنظیم دقیق ولتاژ مورد نظر می گردد.

### ۳-۶-۲- محل تپ چنجر:

در ترانسفورماتورهای پست معمولاً در داخل تانک اصلی، قسمتی را برای بخش اصلی تپ چنجر (دایورترسوئیچ) در نظر گرفته اند. این قسمت کاملاً آب بندی شده است و داخل آن نیز با روغن ترانسفورماتور پر شده است. این روغن کاملاً از روغن تانک اصلی جداست و باهم مخلوط نمی شود.

تپ چنجر را در سمت فشار قوی نصب کرده اند که دارای مزیت های زیرمی باشند :

الف) در طرف فشار قوی جریان کمتر است لذا برای تپ چنجرهایی که زیر بار عمل می کنند، خاموش کردن جرقه ساده تر است.

ب) چون تعداد دور سیم پیچ های فشار قوی بیشتر است، لذا امکان تغییرات یکنواخت به راحتی میسر است. در اتصال ستاره انشعابات تپ چنجر را در سمت نقطه صفر قرار می دهند تا عایق کاری آن نسبت به زمین ساده تر باشد.

### ۳-۶-۳- انواع تپ چنجر:

همانطور که گفته شد، در عمل وظیفه تپ چنجرها در مدار گذاشتن و خارج کردن تعدادی از حلقه های سیم پیچی ترانسفورماتور به منظور تغییر دادن نسبت تبدیل ترانسفورماتور می باشد و

عموماً این دستگاه در قسمت فشار قوی قرار می‌گیرد. تپ چنجر ترانسفورماتورها بر دو نوع می‌باشند:

### ۳-۶-۳-۱- تپ چنجر غیر قابل قطع زیر بار (Off load tap changer):

این تپ چنجرها فقط زمانی که ترانسفورماتور بدون بار باشند قادر به تغییر نسبت تبدیل می‌باشند. این نوع تپ چنجرها معمولاً در ترانسفورماتورهای توزیع که قدرت آنها کم است، مورد استفاده قرار می‌گیرد.

این تغییر تپ به وسیله اهرمی که روی بدنه ترانسفورماتور قرار دارد، صورت می‌گیرد. به این ترتیب با توجه به تعداد تپ و اینکه هر تپ چه مقدار تغییر ولتاژ به وجود می‌آورد و نیاز به چه مقدار تغییر در ولتاژ می‌باشد، تپ آنها را بر حسب نیاز سیستم تغییر می‌دهیم. مکانیزم عمل تپ به طور کلی به این صورت است که اهرمی قادر است در جهت گردش عقربه‌های ساعت تعداد حلقه‌های سیم پیچ را کم و در خلاف آن زیاد نماید.

### ۳-۶-۳-۲- تپ چنجرهای قابل قطع زیر بار (On load tap changer):

این تپ چنجرها قادرند نسبت تبدیل ترانسفورماتور را بدون قطع کردن بار آن، تغییر دهند. ساختمان تپ چنجر باید طوری باشد که ضمن تغییر نسبت تبدیل، ملاحظات را نیز لحاظ کند. از آنجا که در ضمن تغییر تپ، دائماً از یک اتصال به اتصال دیگر وصل می‌شود، نباید هیچگونه پارگی یا اتصال کوتاه بین سیم پیچ‌ها ایجاد شود. در ضمن نباید تغییرات ولتاژ ناگهانی و زیاد باشد، به طوری که تجهیزات مشترکین آسیب ببینند. بنابراین تغییرات ولتاژ در پله‌های ۱/۵ تا ۲ درصدی انجام می‌شود. اما از آنجا که کنتاکت‌های تغییر دهنده نسبت تبدیل دائماً در حال کار می‌باشند و جریان را قطع و وصل می‌کنند، لذا دارای عمر خاصی هستند. در تپ چنجرهای امروزه این کنتاکت‌ها را طوری می‌سازند که پس از هر ۱۰۰ هزار عملکرد بازدید و تعویض شوند.

عملاً مقدار نسبت تبدیل ترانسفورماتور برابر است با:

$$n = \frac{u_{10} - \Delta u_1}{u_{20} - \Delta u_2}$$

برای آنکه بتوانیم ولتاژ سمت ثانویه (مصرف کننده) را ثابت (برابر مقدار نامی) نگه داریم، باید تپ چنجر بتواند هم تعداد حلقه های سیم پیچ اولیه (فشار قوی) و هم تعداد حلقه های سیم پیچ ثانویه (فشار ضعیف) را تغییر دهد. از آنجا که از نظر اقتصادی ساخت چنین تپ چنجر اقتصادی نیست، لذا تپ چنجرها فقط تعداد دورهای سیم پیچ فشار قوی را تغییر می دهد. علت انتخاب سیم پیچ فشار قوی آن است که علاوه بر زیاد بودن تعداد حلقه های سیم پیچ فشار قوی و امکان ایجاد تغییرات پیوسته تر ولتاژ، جریان در سمت فشار قوی کمتر بوده و جریان اتصالی در لحظه تغییر تپ نیز کمتر خواهد بود.

در صورتی که مقدار تغییر ولتاژ توسط تپ چنجر ترانسفورماتوری  $+a\%$  و  $-b\%$  باشد و هر تپ قادر باشد  $m\%$  تغییر ولتاژ ایجاد کند، تعداد تپ های این تپ چنجر از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$n = \frac{a+b}{m} + 1$$

مثال: ترانسفورماتوری  $230/63$  کیلوولت با قدرت  $120 \text{ MVA}$  و دارای تپ چنجر با تغییرات  $+15\%$  و  $-5\%$  در  $21$  پله می باشد. جدول تغییرات ولتاژ و جریان آن را محاسبه نمایید.

$$m = \frac{a+b}{n-1} = \frac{15+5}{21-1} = 1$$

بنابراین در هر پله یک درصد ولتاژ تغییر می کند.

شماره تپ	نسبت تبدیل	ولتاژ (کیلوولت)		جریان (آمپر)	
		فشار قوی	فشار ضعیف	فشار قوی	فشار ضعیف
۱	۴/۱۹۸	۲۶۴/۵	۶۳	۲۶۱/۹۴	۱۰۹۹/۷۱
۲	۴/۱۶۲	۲۶۲/۲		۲۶۴/۲۳	
۳	۴/۱۲۵	۲۵۹/۹		۲۶۶/۵۷	
۴	۴/۰۸۹	۲۵۷/۶		۲۶۸/۹۵	
۵	۴/۰۵۲	۲۵۵/۳		۲۷۱/۳۷	
۶	۴/۰۱۶	۲۵۳		۲۷۳/۸۴	



شماره تپ	نسبت تبدیل	ولتاژ (کیلوولت)		جریان (آمپر)	
		فشار قوی	فشار ضعیف	فشار قوی	فشار ضعیف
۷	۳/۹۷۹	۲۵۰/۷	۶۳	۲۷۶/۳۵	۱۰۹۹/۷۱
۸	۳/۹۴۳	۲۴۸/۴		۲۷۸/۹۱	
۹	۳/۹۰۶	۲۴۶/۱		۲۸۱/۵۲	
۱۰	۳/۸۷۰	۲۴۳/۸		۲۸۴/۱۸	
۱۱	۳/۸۳۳	۲۴۱/۵		۲۸۶/۸۸	
۱۲	۳/۷۹۷	۲۳۹/۲		۲۸۹/۶۴	
۱۳	۳/۷۶۰	۲۳۶/۹		۲۹۲/۴۵	
۱۴	۳/۷۲۴	۲۳۴/۶		۲۹۵/۳۲	
۱۵	۳/۶۸۷	۲۳۲/۳		۲۹۸/۲۴	
۱۶	۳/۶۵۱	۲۳۰		۳۰۱/۲۳	
۱۷	۳/۶۱۴	۲۲۷/۷		۳۰۴/۲۷	
۱۸	۳/۵۷۸	۲۲۵/۴		۳۰۷/۳۷	
۱۹	۳/۵۴۱	۲۲۳/۱		۳۱۰/۵۴	
۲۰	۳/۵۰۵	۲۲۰/۸		۳۱۳/۷۸	
۲۱	۳/۴۶۸	۲۱۸/۵		۳۱۷/۰۸	

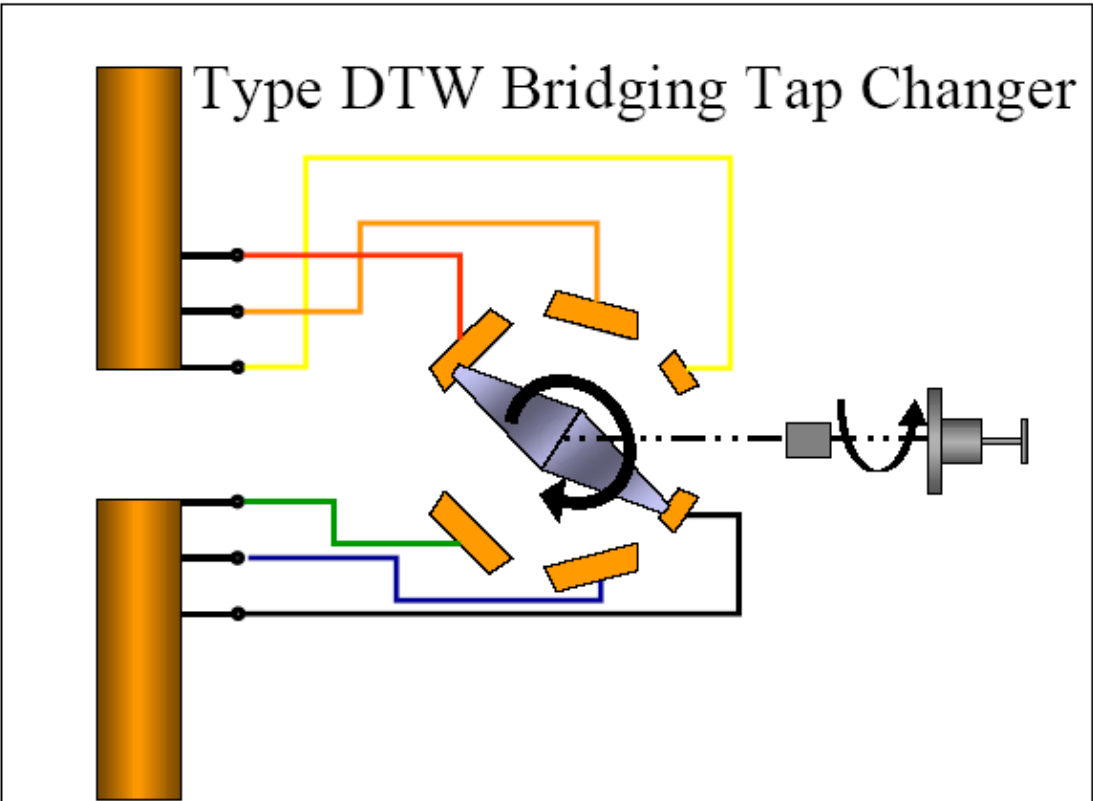
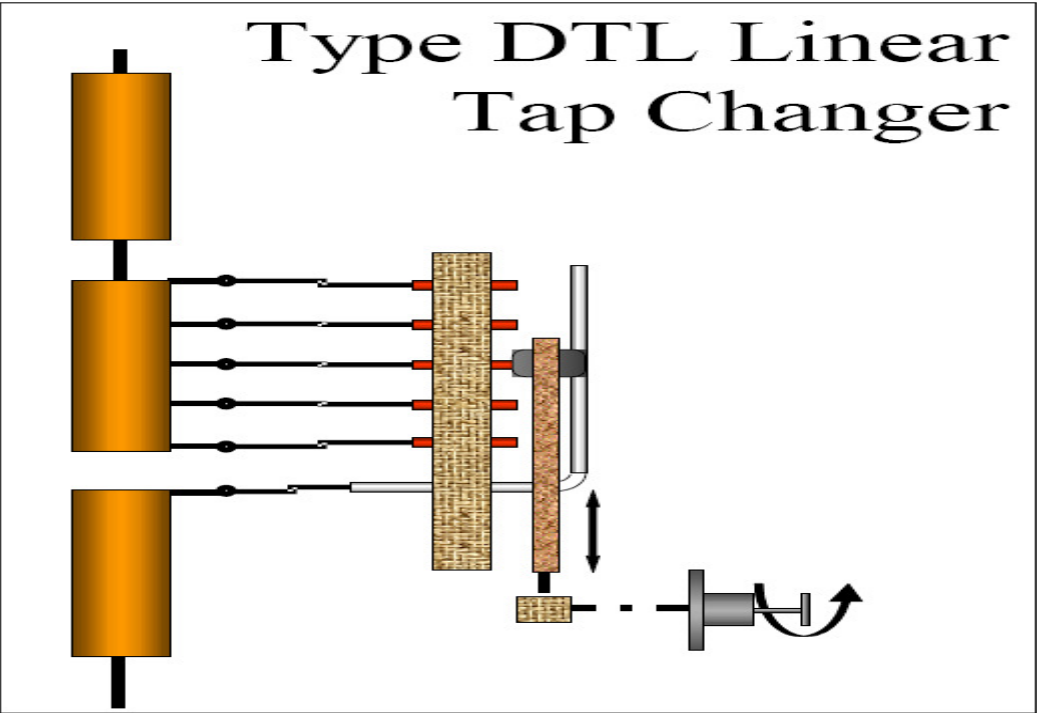
ترانسفورماتور فوق را به صورت  $63\text{ KV}, 120\text{ MVA}$  /  $\frac{+15\%}{-5\%}$  230 نشان می دهند.

همانطور که گفته شد، باید تپ چنجر طوری تعداد حلقه ها را تغییر دهد که اولاً اتصالی و ثانياً قطعی در سیم پیچ ترانسفورماتور ایجاد نشود. برای این منظور کلید انتخاب کننده تپ دارای یک کنتاکت اصلی (Main Contact) و دو کنتاکت کمکی (Transition Contact) همراه با مقاومت می باشد. در اشکال زیر کنتاکت اصلی با H و کنتاکت های کمکی با  $M_1$  و  $M_2$  نشان داده شده است. نحوه تغییر تپ به صورت زیر است:

۱- در شکل ۱ کلید اصلی H در وضعیت تپ ۱ است و کنتاکت های کمکی  $M_1$  و  $M_2$  آزاد هستند.

۲- در شکل ۲ کلید اصلی H باز است و کنتاکت کمکی  $M_1$  روی تپ ۱ و کنتاکت کمکی  $M_2$  روی تپ ۲ قرار دارد.

۳- در شکل ۳ کلید اصلی H در وضعیت تپ ۲ قرار می گیرد و کنتاکت های کمکی  $M_1$  و  $M_2$  آزاد می شوند.

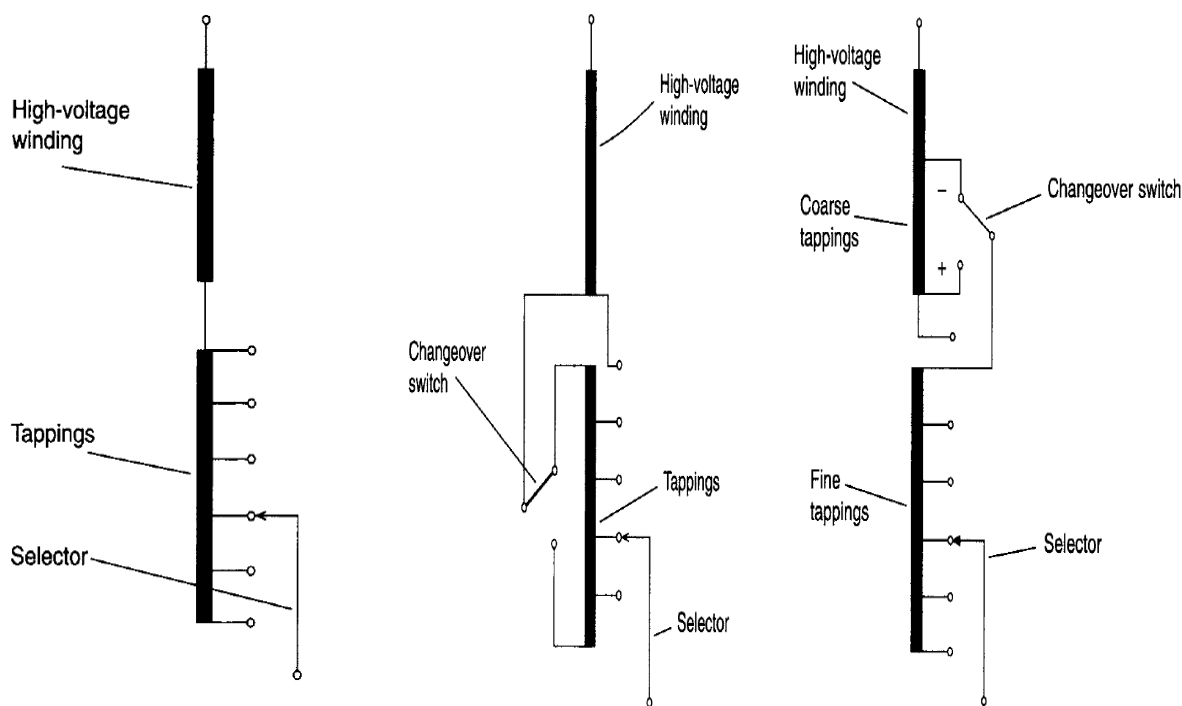


تمام این مراحل در داخل تانک تپ چنجر ترانسفورماتور و داخل روغن انجام می شود. مدت زمان انجام مراحل فوق حدود ۱۰ میلی ثانیه است. لذا خللی در تغذیه مشترکین سیستم ایجاد نمی شود. مقاومت هایی که به همراه کنتاکت های کمکی وجود دارد، دارای مقاومت اهمی بالایی هستند تا وقتی که بین دو تپ قرار می گیرند، دو تپ اتصال کوتاه نشود.

از ۳ مکانیزم برای تغییر تپ استفاده می شود:

- روش خطی
- روش تغییر جهت سیم پیچ
- روش استفاده از دو سیم پیچ

در اشکال زیر این روش ها نشان داده شده است.

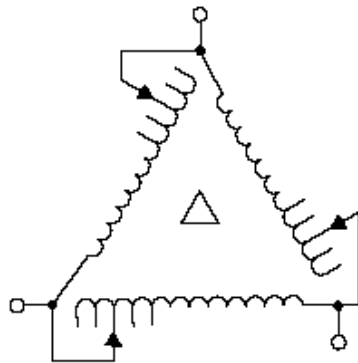
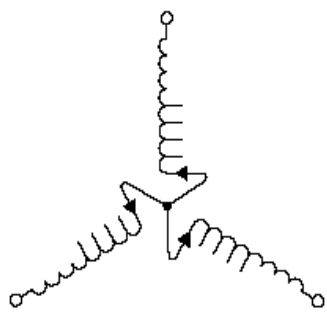
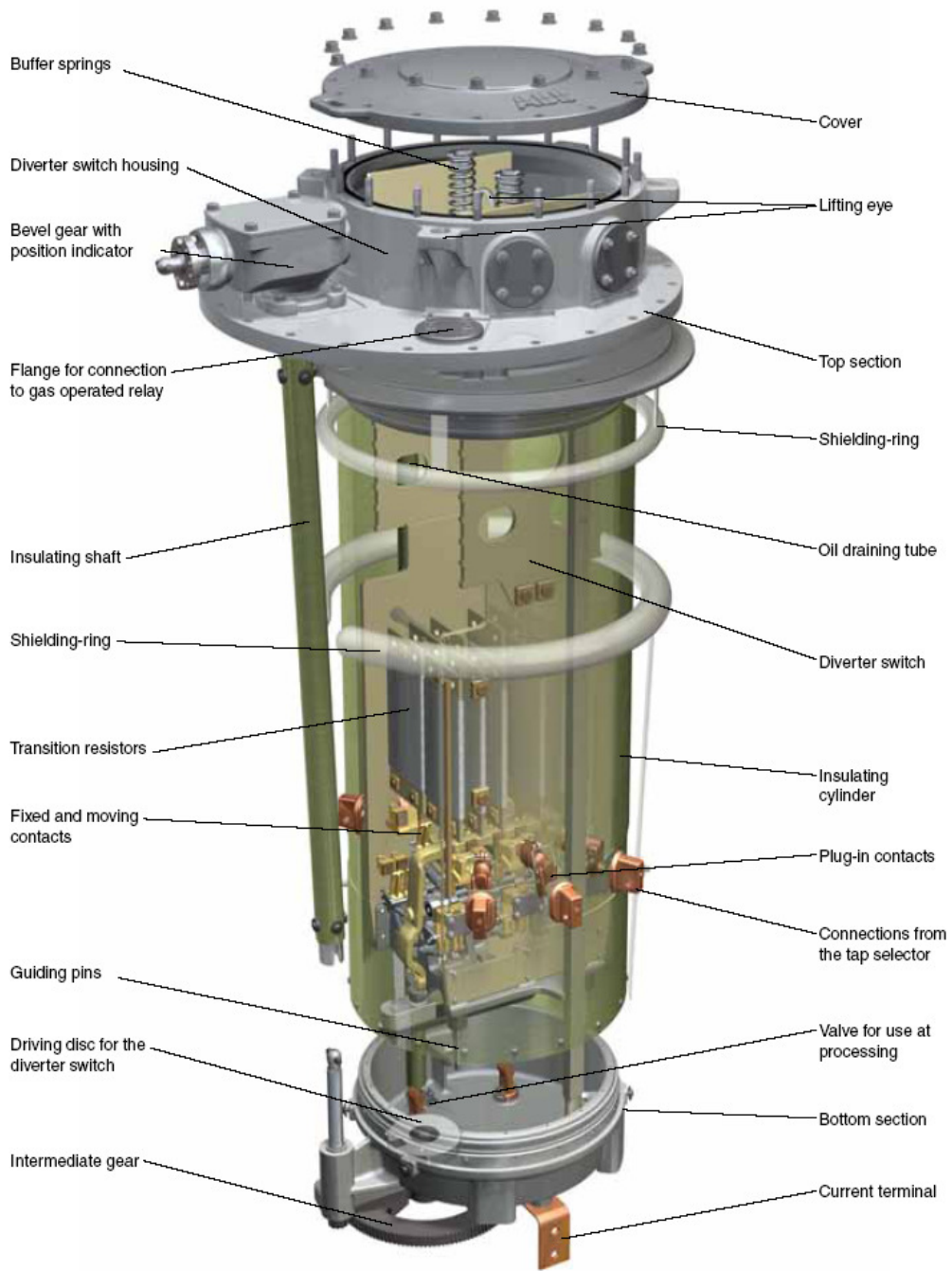


روش خطی

روش تغییر جهت سیم پیچ

روش استفاده از دو سیم پیچ

در شکل زیر یک نمونه تپ چنجر قابل قطع زیر بار با اجزایش نشان داده شده است:



### ۳-۷- ترمومترها:

این نشان دهنده ها، از نوع عقربه ای بوده و برای تشخیص درجه حرارت گرمترین نقطه سیم پیچی ترانسفورماتور به کار می روند. معمولاً به ازاء هر گروه سیم پیچ یک نشان دهنده به کار گرفته شده که روی یکی از فازها نصب می شود.

### ۳-۸- نشان دهنده حرارت روغن:

این نشان دهنده نیز از نوع عقربه ای بوده و عنصر حساس آن در بالای ترانسفورماتور و در نزدیکی گرمترین محل روغن نصب می شود و خود آن روی بدنه ترانسفورماتور و در مجاورت ترمومترهای سیم پیچ ها نصب می گردد. نوع عنصر حساس آن نیز اغلب مقاومت حساس به دما است.

### ۳-۹- نشان دهنده سطح روغن:

اگر چه رله بوخهولتز می تواند کاهش سطح روغن را نشان دهد، ولی برای داشتن ضریب اطمینان بالاتر، نشان دهنده سطح روغن نیز بروی منبع ذخیره (کنسرواتور) پیش بینی می شود. ممکن است نشان دهنده به صورت دریچه شیشه ای برای دیدن سطح روغن باشد. عقربه نشان دهنده باید نمایانگر سطوح حداکثر، حداقل و نرمال بوده و کنتاکتهایی برای آلام نیز در آن پیش بینی شده باشد

### ۳-۱۰- رله بوخهولتز:

تجهیزات الکتریکی که داخل آنها پر از روغن است نظیر ترانسفورماتورها، بوشینگ های آنها و ترمینال باکس مربوط به کابل ها را می توان جهت محافظت از عیوب داخلی و از دست رفتن روغن آنها، با رله بوخهولتز حفاظت کرد.

این رله که در لوله رابط بین تانک و منبع ذخیره نصب می شود از دو گوی شناور که در داخل محفظه رله نصب شده اند و می توانند همراه با سطح روغن جابجا شوند، تشکیل شده است. دو عدد کلید جیوه ای نیز با شناور همراه هستند و می توانند کنتاکتهایی را قطع یا وصل کنند. رله بوخهولتز بسیار دقیق است و از آنجا که در مراحل اولیه آغاز شدن بسیاری از مشکلات، آلام می دهد، این

شانس را به پرسنل بهره برداری می دهد که شرایط خطرناک را خیلی زود شناسایی کنند و از آسیب های جدی به تجهیزات جلوگیری نمایند.

تنظیم درجه حساسیت رله بوخهولتز کاملاً تجربی است و بستگی به ترانسفورماتور و رله دارد. در هر حال باید دقت داشت که رله خیلی حساس نباشد، زیرا اضافه بار کم و جریانهای اتصال کوتاه شدید خارجی و حتی تغییرات درجه حرارت موسمی، سبب جریان پیدا کردن روغن می شود که نباید رله بوخهولتز را به کار اندازد. پس از هر تریپ ترانسفورماتور، در اثر رله بوخهولتز باید گازهایی که در محفظه رله جمع شده است را خارج نمود تا شناور آن به حالت اولیه خود بازگردد.

در ضمن باید گازهایی را که از محفظه گاز رله خارج می کنیم، از نظر قابلیت اشتعال مورد آزمایش قرار دهیم، زیرا در صورتی که ترانسفورماتور خوب تحت خلاء قرار نگرفته باشد، هوای موجود در داخل روغن، کم کم خارج شده و در رله جمع می گردد و می تواند سبب ظاهر شدن آلام گردد. همچنین ممکن است به طریقی هوا به داخل ترانسفورماتور نفوذ کرده باشد. با وجود اینکه رله بوخهولتز می تواند از آغاز پیدایش نقص آن را تشخیص دهد، ولیکن دارای محدودیت هایی به شرح زیر است:

- فقط خطاهایی را تشخیص می دهد که در سطح روغن پایین تر از رله اتفاق افتاده باشد.
- تنظیم کلید جیوه ای را نمی توان زیاد حساس گرفت، زیرا در این صورت لرزش های ناشی از بهره برداری، زلزله، شوک های مکانیکی در خط و حتی نشستن پرنده ها، ممکن است اشتباهاً آن را به کار اندازند.
- می نیمم زمان عمل کردن آن ۰,۱ ثانیه است و متوسط آن ۰,۲ ثانیه. چنین رله ای خیلی کند به حساب می آید، و لیکن با وجود آن ارزش این رله بسیار بالاست.
- از نظر اقتصادی رله بوخهولتز برای ترانسفورماتورهای کمتر از ۵۰۰ KVA به کار برده نمی شود.

### ۳-۱۱- سوپاپ اطمینان یا لوله انفجاری ( شیر فشار شکن ):

در اثر اتصال کوتاه ناگهانی و یا هر حادثه دیگر در هسته و سیم پیچ ها که منجر به ایجاد گاز شدید شود، فشار داخل تانک می تواند به میزان خطرناکی افزایش یابد. برای جلوگیری از خطر انفجار تانک، در بالای درپوش آن شیر فشار شکن نصب می گردد. این شیر در عرض چند میلی ثانیه عمل خواهد کرد و سبب تخلیه فشار خواهد شد. در همین موقع، میکرو سوپچی که همراه آن است، سبب بسته شدن مدار تریپ می گردد. پس از کاهش فشار در اثر نیروی فنر، شیر خود به خود بسته خواهد شد .

### ۳-۱۲- رادیاتور یا مبدل حرارتی:

نظر به اینکه روغن دارای خاصیت عایقی خوب و همچنین تبادل حرارتی زیاد می باشد، در ترانسفورماتورها به عنوان خنک کننده مورد استفاده قرار می گیرد. جهت تبادل حرارتی بهتر با محیط اطراف، اصولاً روغن از طریق رادیاتور و پمپ های روغن یک سیکل بسته را طی می نماید و حین عبور از رادیاتورها توسط فن ها با محیط اطراف تبادل حرارتی انجام می دهد.

### ۳-۱۳- پمپ و فن ها:

جهت تبادل حرارتی بهتر با محیط اطراف، روغن از طریق رادیاتور و پمپ های روغن یک سیکل بسته را طی می نماید و حین عبور از رادیاتورها توسط فن ها با محیط اطراف تبادل حرارتی انجام می دهد.

### ۳-۱۴- مجرای تنفسی و سیلیکاژل مربوط به تانک اصلی و تب چنجر:

منبع ذخیره روغن توسط یک یا دو مجرای تنفسی به هوای آزاد مربوط می گردد و در ورودی آن یک ظرف شیشه ای کار گذاشته می شود که بسته به بزرگی منبع می تواند از یک یا چند قسمت تشکیل شده باشد. درون این ظرف ها را با سیلیکاژل پر می کنند.

هنگامیکه بار ترانسفورماتور زیاد باشد و روغن گرم شود بر اثر انبساط روغن مقداری از هوای داخل منبع ذخیره از طریق مجرای تنفسی خارج می شود. در انتهای ظرف سیلیکاژل یک مجرا وجود



دارد که در بالای آن یک پیاله زنگی شکل به صورت معکوس قرار دارد و در ته ظرف مقداری روغن ترانسفورماتور ریخته می شود. به این مجموعه تله هوا (Air Trap) می گویند.

هوا برای خارج شدن از منبع ذخیره باید از این تله بگذرد. هنگامی که روغن منقبض می شود فشار داخل منبع ذخیره کاهش می یابد و فشار هوای بیرون بر سطح روغن داخل تله، سبب می گردد که سطح روغن داخل زنگ تا آنجا پائین بیاید که هوا بتواند از آن عبور کند و پس از گذشتن از سیلیکاژل به منبع ذخیره برسد. به این ترتیب روغن، ذرات معلق در هوا را می گیرد و سیلیکاژل که یک ماده رطوبت گیر است باعث جذب رطوبت هوا خواهد شد.

سیلیکاژل به صورت دانه های گرد کوچکی است که در شرایط خشک، رنگ آن آبی است و با جذب رطوبت به رنگ صورتی در خواهد آمد. وقتی حدود ۷۵٪ درصد از سیلیکاژل داخل ظرف تغییر رنگ داد، باید آن را تعویض نمود. سیلیکاژل صورتی شده را برای بازیافت به آزمایشگاه می فرستند. سیلیکاژل از پایین ظرف شروع به تغییر رنگ می کند. اگر در مواردی مشاهده شود این تغییر رنگ از بالای ظرف شروع شده است به این معنی است که نشستی هوا وجود دارد و باید آن را برطرف نمود.



#### ۴- خنک کردن ترانسفورماتور:

اصولا در ترانسفورماتورهای قدرت در اثر القای متقابل و عبور جریان از سیم پیچ ها، تولید گرما و حرارت می شود که بسته به بار اعمالی به ترانسفورماتور این گرما می تواند حتی منجر به آسیب دیدن سیم پیچ ها شود. برای خنک کردن هسته و سیم پیچ ترانسفورماتور، آنها را معمولا داخل روغن غوطه ور می کنند. به چنین ترانسفورماتورهایی، روغنی یا غوطه ور در روغن می گویند. (Oil Imersed Transformer) نوع دیگری از ترانسفورماتورها وجود دارد که در آنها هسته توسط رزین و سیلیکون دربر گرفته شده اند. این ترانسفورماتورها از نوع خشک هستند. (Dry Type Transformer) نوع دیگری از ترانسفورماتورها در دست مطالعه می باشند که هسته آنها در گاز  $SF_6$  قرار داده می شوند. به این ترانسفورماتورها، گازی می گویند.

اکثر قریب به اتفاق ترانسفورماتور پست ها، روغنی هستند. لذا اصلی ترین جزء در خنک شدن این ترانسفورماتورها، روغن آنهاست. در ترانسفورماتورهای با کار کرد بالاتر به دلیل رسوبات روغن و ناخالصی های موجود در آن میزان خنک شوندگی ترانسفورماتور کمتر خواهد شد. عموما در ترانسفورماتورهای با قدرت بالا، از رادیاتورها استفاده می شود. در ترانسفورماتورهای با توان و ولتاژ بالا از سیستم هایی چون فن های کنترل شونده و پمپ ها جهت خنک کردن ترانسفورماتور استفاده می شود.

در ترانسفورماتورهای قدرت توان بالا، از دتکتورهای دما استفاده می شود تا دمای روغن و سیم پیچ ترانسفورماتور را تحت مراقبت داشته باشند. این ترمومترها سنسورهای حرارتی دارند که دمای ترانسفورماتور را تشخیص داده و با رسیدن به نقاط بحرانی فرمان به وصل مدارات خنک کننده و اگر باز هم جوابگو نباشد به رله های حفاظتی فرمان صادر می کنند تا نسبت به قطع ترانسفورماتور از مدار اقدام شود و از صدمات احتمالی جلوگیری به عمل آید. دمای کار ترانسفورماتور قدرت در میزان جریان دهی آن موثر است یعنی با افزایش دمای سیم پیچ ها، تلفات زیاد شده و از

ترانسفورماتور بار کمتری را می توان اخذ نمود. لذا سیستم خنک کنندگی ترانسفورماتور در فصول گرم سال بسیار حائز اهمیت می باشد.

ظرفیتی که برای ترانسفورماتورهای قدرت ذکر می شود با در نظر گرفتن در مدار بودن سیستم خنک کنندگی لحاظ می گردد. مثلاً اگر بر روی پلاک یک ترانسفورماتور، ظرفیت آن به صورت 22500-30000 KVA نشان داده شود، بیانگر آن خواهد بود که با در مدار بودن سیستم خنک کنندگی حداکثر تا ۳۰ مگا ولت آمپر ظرفیت ترانسفورماتور خواهد بود. مشاهده می شود که با عمل خنک کنندگی روغن در رادیاتورها صورت می گیرد. لذا شکل رادیاتورها و ترتیب آنها در میزان خنک کنندگی، موثر است. عمل خنک کنندگی روغن با استفاده از رادیاتور صورت می گیرد. به طور معمول رادیاتورها را خیلی ضخیم نمی سازند تا تبادل حرارتی بهتر انجام شود. بنابراین در نصب باید دقت نمود تا آسیب نبینند. رنگ رادیاتورها هم دارای اهمیت است که امروزه بیشتر از رنگ های روشن استفاده می شود. با گرم شدن روغن و حرکت آن به سمت بالای ترانسفورماتور، روغن به رادیاتورها وارد شده و با از دست دادن حرارت به پائین رادیاتور منتقل شده و مجدداً وارد ترانسفورماتور می شود. این روند ادامه خواهد داشت تا دمای ترانسفورماتور به حد نرمال برسد. در بعضی مواقع به علت بار زیاد ترانسفورماتور و لزوم خنک شدن سریع روغن آن، از پمپ های گردش روغن استفاده می شود و با به کار گیری آنها روغن را وارد رادیاتور کرده تا سریع تر خنک شوند. خنک شدن رادیاتورها هم می تواند توسط گردش طبیعی هوا باشد و هم اینکه هوا را نیز به داخل رادیاتورها دمیده ( توسط فن ها) تا سریع تر خنک شوند و در مواقعی هم از هر دو سیستم (پمپ و فن) استفاده می شود. در ترانسفورماتورهای داخل محفظه های بسته (پستهای زیر زمینی) از سیستم های گردش آب نیز برای خنک کردن روغن استفاده می شود که توسط رادیاتورهای مخصوص آب را از کنار روغن عبور داده و روغن را خنک می کنند. نوع سیستم خنک کنندگی را بر روی پلاک ترانسفورماتورها ذکر می کنند که عموماً به صورت حروف اختصاری

بیان می شود. در جدول زیر علائم اختصاری مورد استفاده برای سیستم های خنک کننده توضیح داده شده است:

نوع خنک کننده	علائم اختصاری	نوع خنک کننده
Oil	O	روغن
Liquid	L	مایع غیر از روغن
Gas	G	گاز
Water	W	آب
Air	A	هوا

نوع گردش خنک	علائم اختصاری	نوع گردش خنک کننده
Natural	N	طبیعی
Directed	D	با فشار مستقیم
Forced	F	با فشار غیر مستقیم

فشار مستقیم یعنی اینکه روغن با فشار به داخل هسته و سیم پیچ ها حرکت داده می شود و فشار غیر مستقیم یعنی اینکه تنها روغن در داخل تانک ترانسفورماتور با فشار پمپ حرکت می کند. اصولاً نوع سیستم خنک کننده ترانسفورماتور را با چهار حرف نشان می دهند. در جدول زیر نحوه نمایش آن، آمده است:

اولین حرف	دومین حرف	سومین حرف	چهارمین حرف
جهت معرفی نوع عایق و طریقه حرکت آن در ترانسفورماتور		جهت معرفی سیستم خنک کننده ای که از خارج بر ترانسفورماتور وارد می شود و خنک کننده اصلی را خنک می کند.	
نوع خنک کننده (عایق)	نوع گردش خنک کننده	نوع خنک کننده	نوع گردش خنک کننده

با توجه به جداول فوق، انواع سیستم های خنک کننده ترانسفورماتور عبارتند از:

#### ۱-۴- سیستم (Oil Natural - Air Natural) ONAN:

در این سیستم، گردش روغن در ترانسفورماتور به طور طبیعی صورت می گیرد. یعنی روغن گرم به صورت همرفت بالا می رود و روغن سرد، جای آن را می گیرد. به علاوه هوا به طور طبیعی با سطح خارجی رادیاتورها برخورد می کند و رادیاتورها به طور طبیعی با هوا خنک می شوند. این نوع سیستم خنک کنندگی مختص ترانسفورماتورهای با قدرت پایین می باشد؛ زیرا با افزایش قدرت ترانسفورماتور، حرارت سیم پیچ ها زیاد می شود و روغن باید با سرعت بیشتری در تماس با هوای بیرون قرار گیرد و عمل خنک کنندگی با سرعت بیشتری انجام شود.

#### ۲-۴- سیستم (Oil Natural - Air Forced) ONAF:

در این سیستم، گردش روغن در داخل ترانسفورماتور به طور طبیعی صورت می گیرد؛ ولی فن های نصب شده روی بدنه رادیاتورها، سرعت تماس هوای خارج با بدنه رادیاتور را افزایش می دهد. لذا روغن سریعتر خنک می شود و طبعاً می توان توان ترانسفورماتور را بالا برد. دمیدن هوا توسط فن ها می تواند به طور مداوم یا با فاصله تناوبی انجام شود؛ بدین صورت که عملکرد فن می تواند تابعی از درجه حرارت روغن داخل ترانسفورماتور باشد و هنگامی که دمای روغن از حد معینی افزایش یافت، فن ها به طور خودکار وارد مدار می شوند. همچنین هنگامی که درجه حرارت محیط خیلی بالا باشد، ترانسفورماتور می تواند بدون سیستم فن و با خنک شدن طبیعی، تقریباً تا دو سوم توان نامی خود کار کند و در صورتی که بخواهیم با توان نامی کار کند، باید فن ها شروع به کار کنند. این نوع سیستم خنک کنندگی به طور وسیعی در ترانسفورماتورهای قدرت با توان بین ۳۰ تا ۶۰ مگاوات آمپر مورد استفاده قرار می گیرد.

#### ۳-۴- سیستم (Oil Forced - Air Forced) OFAF:

در این سیستم، گردش روغن در داخل ترانسفورماتور به کمک پمپ ها، سرعت داده می شود تا انتقال حرارت با سرعت بیشتری انجام گیرد.

فن های هوا نیز بدنه رادیاتورها را در تماس بیشتری با هوا قرار می دهند تا روغن را سریعتر خنک کنند.

#### ۴-۴- سیستم (Oil Forced - Water Forced) OFWF:

در این سیستم، ابتدا روغن توسط پمپ از بالای ترانسفورماتور وارد رادیاتور می شود تا پس از عبور از آن، از پایین رادیاتور وارد ترانسفورماتور گردد. در رادیاتور، آب به عنوان خنک کننده توسط پمپ در خلاف مسیر روغن در رادیاتور عبور می کند که باعث کاهش دمای روغن می شود. البته مسیر حرکت آب و روغن از هم جدا می باشند تا امکان مخلوط شدن آنها وجود نداشته باشد.

#### ۴-۵- سیستم (Oil Directed - Water Forced) ODWF:

در ترانسفورماتورهای با قدرت های بسیار بالا، به منظور کاهش هر چه بیشتر دمای سیم پیچ ها و هسته باید روغن را توسط پمپ ها، با فشار و جهت مناسب از قسمت تحتانی تانک ترانسفورماتور به داخل سیم پیچ ها و هسته هدایت نمود. همچنین مشابه روش قبل، با استفاده از رادیاتور و چرخش روغن در داخل آن و به واسطه تماس غیر مستقیم با آب خنک کننده، دمای روغن به مقدار مورد نظر کاهش می یابد که البته از این سیستم امروزه کمتر استفاده می شود.

اهمیت سیستم خنک کنندگی به اندازه ای است که می تواند منجر به افزایش ۲۰ تا ۳۰ درصدی قدرت ترانسفورماتور است که در زمان پیک بار بسیار قابل اهمیت است و از فرسایش روغن ترانسفورماتور در اثر حرارت زیاد هسته و سیم پیچ، جلوگیری خواهد نمود و از قطعی های ناخواسته و ضرر های مالی ناشی از قطع برق پیشگیری می شود.

معمولا در قسمت تعیین قدرت در پلاک ترانسفورماتورهایی که از روشی غیر از ONAN نیز برای خنک کنندگی استفاده می کنند، دو عدد به عنوان قدرت ترانسفورماتور ذکر می شود. به عنوان مثال قدرت ترانسفورماتور به صورت ۴۵-۴۰ MVA بیان می شود. در اینجا منظور آن است که در صورت استفاده از روش ONAN به عنوان سیستم خنک کننده، توان نامی ترانسفورماتور

MVA ۴۰ خواهد بود. در صورتی که سیستم دوم خنک‌کنندگی ( که می‌تواند ONAF, OFAF و ... ) نیز روشن شود، توان نامی ترانسفورماتور MVA ۴۵ خواهد شد.

#### ۵- خشک کردن روغن ترانسفورماتور:

#### ۵-۱- مشخصات روغن ترانسفورماتور:

در ترانسفورماتورها، روغن نقش واسطه عایقی و انتقال گرمای حاصل از سیم‌پیچ‌ها و هسته آن را ایفا می‌کند. از آنجا که عمر یک ترانسفورماتور بستگی غیر قابل انکاری با کیفیت روغن آن دارد، استفاده از روغن عایقی با کیفیت بالا از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است. روغن عایقی مورد استفاده در ترانسفورماتور بایستی مشخصات زیر را دارا باشد:

- تحمل عایقی الکتریکی بالا

- انتقال حرارت خوب

- چگالی جرمی پایین

در روغن‌های با چگالی پایین، ذرات معلق در روغن، سریعتر و آسان‌تر در تانک ته‌نشین می‌شوند. لذا خاصیت روغن همگن باقی می‌ماند.

- ویسکوزیته پایین

ویسکوزیته یک مایع بیانگر میزان گرانروی آن مایع است. روغن دارای ویسکوزیته پایین دارای گرانروی کمتر و سیالیت بالایی است. لذا با نرخ بیشتری می‌تواند ترانسفورماتور را خنک کند.

- نقطه ریزش پایین

نقطه ریزش دمایی است که روغن، از حالت مایع به حالت جامد تبدیل می‌شود. هر چه نقطه ریزش روغن پایین تر باشد، روغن در دماهای پایین نیز می‌تواند به‌صورت مایع باقی می‌ماند.

- نقطه فلاش بالا

نقطه فلاش، دمای شروع تبخیر روغن است. در صورتی که روغن ترانسفورماتور دارای نقطه فلاش پایینی باشد، در دمای پایین‌تری تمایل به تبخیر دارد.

روغن تبخیر شده، زمانی که با هوای بالای آن ترکیب شود، یک ترکیب قابل انفجار تشکیل می‌دهد.

#### **۵-۲- روش‌های خشک کردن روغن ترانسفورماتور:**

یکی از مهمترین عواملی که از کیفیت روغن ترانسفورماتور می‌کاهد، جذب رطوبت توسط روغن است. جذب رطوبت منجر به کاهش تحمل عایقی روغن می‌شود. لذا از روش‌هایی موسوم به روش‌های خشک کردن روغن برای جذب رطوبت آن استفاده می‌شود. روش‌های خشک کردن روغن ترانسفورماتور عبارتند از:

#### **۵-۲-۱- خشک کردن به روش گرمای داخلی:**

در این روش، سیم‌پیچ فشار ضعیف اتصال کوتاه شده و ولتاژ کافی به دو سر سیم‌پیچ فشار قوی اعمال می‌گردد تا جریان کافی از سیم‌پیچ‌ها عبور نموده و درجه حرارت سیم‌پیچ‌ها را در ۹۰-۸۰ درجه سانتیگراد نگه دارد. این جریان حدود ۲۵-۲۰ درصد جریان بار کامل است.

#### **۵-۲-۲- خشک کردن به روش عملیات گرمایش بیرونی:**

در این روش روغن از ترانسفورماتور تخلیه شده و هوای گرم بیرونی از ته تانک به داخل آن دمیده می‌شود. این هوای داغ ضمن گذر به طرف بالا قبل از بیرون آمدن از دریچه بالایی، از میان هسته عبور می‌کند. در این روش داشتن یک دمنده با قدرت کافی ضروری است. درجه حرارت هوای گرم دمیده شده از پایین تانک باسد ۱۰۰ درجه سانتیگراد و دمای هوای خروجی باید حدود ۹۵ درجه سانتیگراد باشد.

#### **۵-۲-۳- خشک کردن به روش گردش روغن داغ:**

در این روش یک دستگاه فیلتراسیون مجهز به تجهیزات گرمایشی، به شیرهای تزریق و تخلیه روغن ترانسفورماتور که در پایین و بالای آن قرار دارد، متصل می‌شود و دمای روغن را تا ۸۵ درجه سانتیگراد افزایش می‌دهد.



## ۶- امپدانس ولتاژ (امپدانس اتصال کوتاه):

ولتاژی که وقتی به اولیه ترانسفورماتور، زمانی که ثانویه آن اتصال کوتاه است، اعمال شود بتواند منجر به عبور جریان نامی از اولیه ترانسفورماتور شود، امپدانس ولتاژ ترانسفورماتور نام دارد.

در صورتی که ولتاژ اولیه را تا ولتاژ نامی ترانسفورماتور بالا ببریم، جریان در سمت ثانویه برابر جریان اتصال کوتاه ترانسفورماتور خواهد بود. بنابراین در این حالت رابطه زیر برقرار است:

$$z = \frac{U_N}{I_{sc \text{ sec}}} = \frac{u_K}{I_{N \text{ sec}}}$$

امپدانس ولتاژ نامی یا امپدانس درصد ترانسفورماتور برابر نسبت امپدانس ولتاژ ترانسفورماتور به ولتاژ نامی ترانسفورماتور است و به صورت درصد بیان می شود:

$$\%u_{KN} = \frac{u_K}{U_N} \times 100$$

با استفاده از امپدانس درصد می توان جریان اتصال کوتاه را از رابطه زیر محاسبه کرد:

$$I_{sc} = \frac{I_N}{\%u_K}$$

با توجه به رابطه فوق، زیاد بودن امپدانس ولتاژ باعث کاهش جریان اتصال کوتاه ترانسفورماتور می شود. از طرف دیگر زیاد بودن امپدانس ولتاژ باعث ایجاد افت ولتاژ در ترانسفورماتور می شود. کم بودن امپدانس ولتاژ باعث کاهش افت ولتاژ در ترانسفورماتور می شود. از طرف دیگر کم بودن امپدانس ولتاژ باعث افزایش جریان اتصال کوتاه ترانسفورماتور می شود. لذا در طراحی ترانسفورماتور باید دقت شود تا بین این دو موضوع متضاد تناسب معقولی برقرار گردد.

مقدار امپدانس ولتاژ پیشنهادی مطابق استاندارد IEC برای ترانسفورماتورهای قدرت با ظرفیت‌های مختلف طبق جدول زیر است:

امپدانس ولتاژ %	قدرت ترانسفورماتور KVA
۴	۶۳۰
۵	۶۳۱ تا ۱۲۵۰
۶,۲۵	۱۲۵۱ تا ۳۱۵۰
۷,۱۵	۳۱۵۱ تا ۶۳۰۰
۸,۳۵	۶۳۰۱ تا ۱۲۵۰۰
۱۰	۱۲۵۰۱ تا ۲۵۰۰۰
۱۲,۵	۲۵۰۰۱ تا ۲۰۰۰۰۰

#### ۷- گروه برداری:

در ترانسفورماتورها بین ولتاژ اولیه و ثانویه اختلاف فازی ایجاد می‌شود که به طریقه اتصال سیم‌پیچ‌های آن بستگی دارد. برای تعیین میزان اختلاف ولتاژ از روش عقربه‌های ساعت استفاده می‌شود. در این روش چنانچه ولتاژ یکی از فازهای سیم‌پیچ اولیه نسبت به زمین را در امتداد ساعت ۱۲ قرار دهیم، ساعتی که نشان‌دهنده بردار ولتاژ فاز متناظر آن سیم‌پیچ در سمت ثانویه باشد، بیانگر گروه برداری ترانسفورماتور است. علاوه بر این باید در نظر داشت که هر ساعت ۳۰ درجه اختلاف فاز را نشان می‌دهد.

در نمایش گروه برداری، ابتدا نوع اتصال سیم‌پیچ فشارقوی را با حروف بزرگ، سپس نوع اتصال سیم‌پیچ فشارضعیف را با حروف کوچک و در نهایت گروه برداری را مشخص می‌کنند. به عنوان مثال در صورتی که گروه برداری ترانسفورماتوری با Dyn5 نشان داده شده باشد، یعنی اتصال سیم‌پیچ فشار قوی آن مثلث و اتصال سیم‌پیچ فشار ضعیف آن ستاره زمین شده است و اختلاف فاز ولتاژ اولیه (فشار قوی) با ثانویه (فشار ضعیف) برابر ۱۵۰ درجه است.

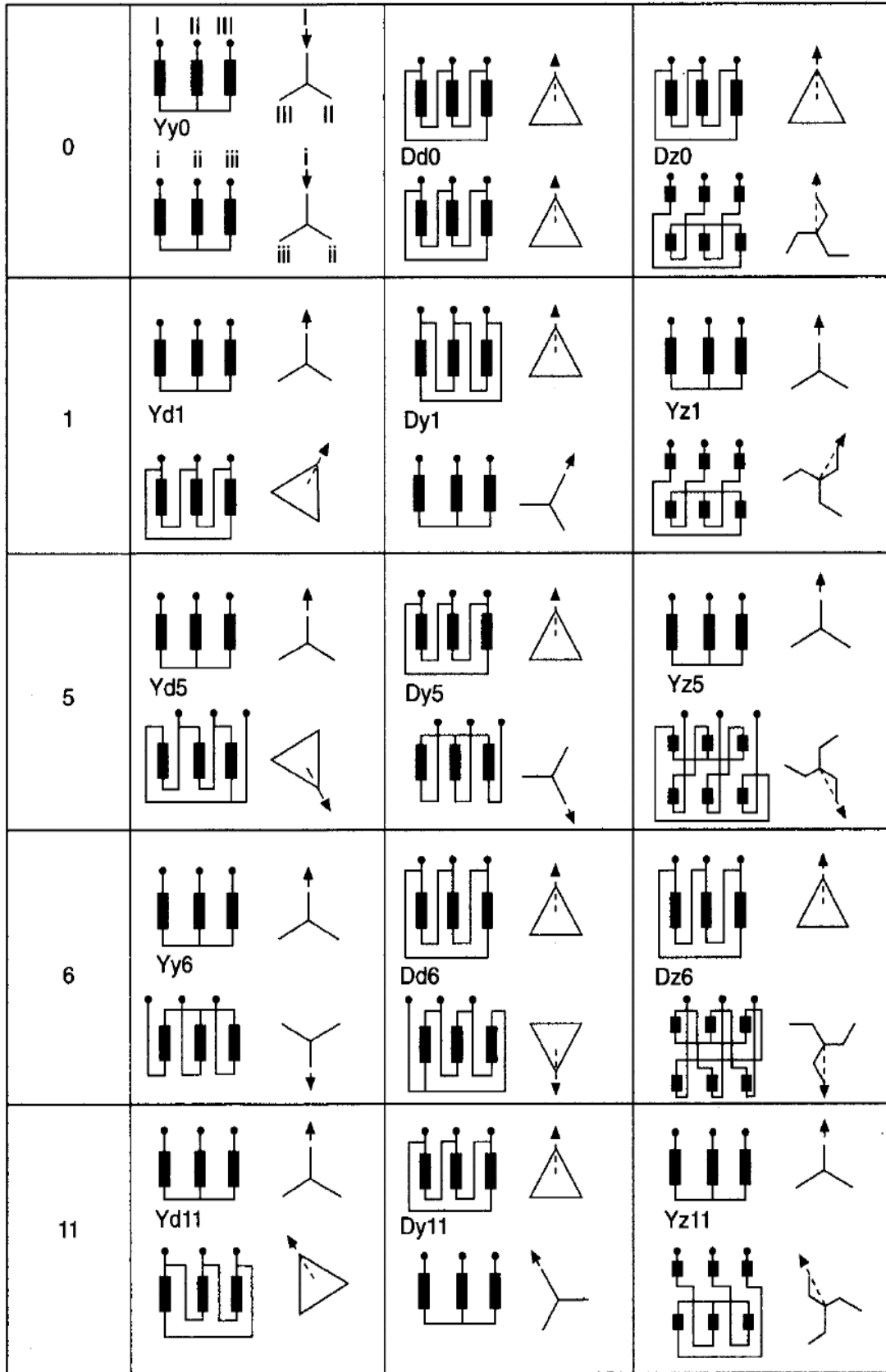


fig. 6.11 Clock-hour designation of three-phase winding connections (based on IEC 60076-1)

به‌طور کلی ترانسفورماتورها بر اساس گروه‌برداری آنها به ۴ گروه تقسیم می‌شوند:

- گروه یک: به ترانسفورماتورهای گفته می‌شود که گروه برداری آنها صفر، چهار یا هشت باشد.
- گروه دو: به ترانسفورماتورهای گفته می‌شود که گروه برداری آنها دو، شش یا ده باشد.
- گروه سه: به ترانسفورماتورهای گفته می‌شود که گروه برداری آنها یک یا پنج باشد.
- گروه چهار: به ترانسفورماتورهای گفته می‌شود که گروه برداری آنها هفت یا یازده باشد.

### ۸- شرایط موازی کردن:

دو یا چند ترانسفورماتور را وقتی موازی می‌گویند که اولیه آنها باهمو ثانویه آنها باهم به شبکه یکسانی وصل شده باشد. به عبارت دیگر اولیه آنها باهم و ثانویه آنها باهم دارای ولتاژ یکسانی باشند. دو ترانسفورماتور وقتی می‌توانند باهم موازی شوند که حداقل دارای شرایط زیر باشند:

۱- نسبت تبدیل هر دو ترانسفورماتور یکسان باشد.

در صورتی که نسبت تبدیل دو ترانسفورماتور برابر نباشد، در واقع امپدانس یک ترانسفورماتور بیشتر از دیگری بوده و جریان کمتری از آن می‌گذرد.

۲- قدرت نامی دو ترانسفورماتور برابر باشد.

۳- گروه برداری دو ترانسفورماتور یکسان باشد.

امپدانس ولتاژ در هر دو ترانسفورماتور یکسان باشد.

### ۸-۱- اتصال موازی ترانسفورماتورهای با نسبت تبدیل متفاوت:

در صورتی که نسبت تبدیل دو ترانسفورماتوری که باید موازی شوند، مساوی نباشد، وقتی به اولیه آنها ولتاژی اعمال شود، در ثانویه آنها ولتاژهای متفاوتی خواهیم داشت. در اثر این اختلاف ولتاژ، یک جریان گردشی بین دو ترانسفورماتور جریان می‌یابد که از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$I_c = \frac{\Delta U}{\frac{u_{K1}}{I_{N1}} + \frac{u_{K2}}{I_{N2}}}$$

در رابطه فوق  $\Delta U$  درصد اختلاف ولتاژ ثانویه دو ترانسفورماتور است.

مثال: دو ترانسفورماتور با ظرفیت ۶ MVA و امپدانس درصد ۴٪ به صورت موازی به ولتاژ اولیه ۶۳ کیلوولت متصل شده اند. اگر نسبت تبدیل ترانسفورماتور اول ۳/۱۵ و نسبت تبدیل ترانسفورماتور دوم ۳/۲۵ باشد، چه مقدار جریان گردشی بین آنها ایجاد می شود؟

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} V} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 63} = 54.99 \text{ A}$$

$$I_{N21} = \frac{N_1}{N_2} \times I_1 = 3.15 \times 54.99 = 173.21 \text{ A}$$

$$I_{N22} = \frac{N_1}{N_2} \times I_1 = 3.25 \times 54.99 = 178.7 \text{ A}$$

$$V_{22} = \frac{N_2}{N_1} \times V_1 = \frac{1}{3.15} \times 63 = 20 \text{ KV}$$

$$V_{22} = \frac{N_2}{N_1} \times V_1 = \frac{1}{3.25} \times 63 = 19.38 \text{ KV} \Rightarrow \Delta V = \frac{20 - 19.38}{20} \times 100 = 3.1\%$$

$$I_c = \frac{\Delta U}{\frac{u_{K1}}{I_{N1}} + \frac{u_{K2}}{I_{N2}}} = \frac{3.1}{\frac{4}{173.21} + \frac{4}{178.7}} = 68.2 \text{ A}$$

این جریان را ترانسفورماتوری که دارای ولتاژ بی باری بیشتری است (نسبت تبدیل کمتری است) تولید می کند.

## ۸-۲- اتصال موازی ترانسفورماتورهای با امپدانس درصد متفاوت:

چنانچه امپدانس درصد دو ترانسفورماتوری که باید باهم موازی شوند، برابر نباشد، باید به ترانسفورماتوری که دارای امپدانس درصد کمتر است، راکتور افزود. در غیر این صورت باید ملاحظات اقتصادی و فنی را در موازی کردن آنها مورد توجه قرار داد. زیرا در این حالت یک ترانسفورماتور اضافه بار و ترانسفورماتور دیگر کم بار خواهد شد. رابطه تقسیم بار بین  $n$  ترانسفورماتور موازی با ظرفیت و امپدانس درصد متفاوت به صورت زیر است:

$$\frac{\sum_{i=1}^n S_i}{u_K} = \frac{S_1}{u_{K1}} + \frac{S_2}{u_{K2}} + \dots + \frac{S_n}{u_{Kn}}$$

در این رابطه  $u_K$  امپدانس درصد معادل کلیه ترانسفورماتورهای موازی شده است.

مثال: آیا سه ترانسفورماتور با مشخصات زیر می توانند برای تغذیه باری با ظرفیت ۸۵۰ KVA

$$T_1 \quad S_1 = 100 \text{ KVA} \quad u_{K1} = 4\%$$

$$T_2 \quad S_2 = 250 \text{ KVA} \quad u_{K2} = 6\%$$

$$T_3 \quad S_3 = 500 \text{ KVA} \quad u_{K3} = 4.5\%$$

استفاده شوند؟

$$u_K = \frac{\sum_{i=1}^3 S_i}{\frac{S_1}{u_{K1}} + \frac{S_2}{u_{K2}} + \frac{S_3}{u_{K3}}} = \frac{850}{\frac{100}{4} + \frac{250}{6} + \frac{500}{4.5}} = 4.78\%$$

$$S'_1 = S_1 \times \frac{u_K}{u_{K1}} = 100 \times \frac{4.78}{4} = 120 \text{ KVA}$$

$$S'_2 = S_2 \times \frac{u_K}{u_{K2}} = 250 \times \frac{4.78}{6} = 199 \text{ KVA}$$

$$S'_3 = S_3 \times \frac{u_K}{u_{K3}} = 500 \times \frac{4.78}{4.5} = 531 \text{ KVA}$$

ملاحظه می شود که ترانسفورماتور شماره ۱ و ۳ به ترتیب دارای ۲۰٪ و ۶٪ اضافه بار و ترانسفورماتور شماره ۲ دارای باری کمتر از بار نامی خواهد بود.

## ۹- اتوترانسفورماتور:

اولیه و ثانویه ترانسفورماتورهای معمولی به طریق الکتریکی به هم مرتبط نیستند و تنها از طریق شار مغناطیسی به هم ارتباط دارند. در اتوترانسفورماتورها، اولیه و ثانویه آنها علاوه بر ارتباط مغناطیسی، از طریق الکتریکی نیز به هم ارتباط دارند. در شکل زیر یک اتوترانسفورماتور نشان داده شده است:

همانطور که در شکل پیداست، جریان ثانویه اتوترانسفورماتور شامل یک مولفه جریان  $I_2$  ناشی از کنش مغناطیسی دو سیم پیچ و یک مولفه جریان  $I_1$  ناشی از ارتباط الکتریکی دو سیم پیچ است. بنابراین جریان کل ثانویه به صورت مجموع جریان ناشی از القای الکتریکی و جریان ناشی از ارتباط الکتریکی محاسبه می شود:

$$I'_2 = I_1 + I_2$$

رابطه مولفه جریان  $I_2$  (ناشی از کنش مغناطیسی) با جریان سیم پیچ اولیه به صورت زیر است:

$$I_2 = \frac{N_1}{N_2} I_1$$

بنابراین جریان کل ثانویه از رابطه زیر به دست می آید:

$$I'_2 = \left(1 + \frac{N_1}{N_2}\right) I_1 = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) I_2$$

توانی که به ثانویه اتوترانسفورماتور منتقل می شود نیز به دو مولفه ناشی از ارتباط مغناطیسی و الکتریکی تقسیم می شود.

$$S = V_2 I'_2 = V_2 \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) I_2$$

اگر نسبت تبدیل را به صورت زیر تعریف کنیم:

$$K = \frac{N_1}{N_2}$$

رابطه کل توان اتوترانسفورماتور (شامل توان ترانسفورماتوری و الکتریکی) به توان ترانسفورماتوری از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$S_{auto} = \left(1 + \frac{1}{K}\right) S_{tr}$$

از رابطه فوق به مزیت اتوترانسفورماتور می رسیم. در اتوترانسفورماتور با تجهیزات برابر نسبت به ترانسفورماتور، به انتقال توانی به اندازه  $\frac{1}{K}$  بیشتر می رسیم. این مزیت اقتصادی اتوترانسفورماتور است.

از طرف دیگر از آنجا که بین سیم پیچ های اولیه و ثانویه، یک ارتباط الکتریکی وجود دارد، باید عایقی در نظر گرفته شده در سمت فشار ضعیف نیز برابر عایقی سمت فشار قوی باشد. در ضمن در صورت اتصالی بین سیم پیچ ها، ممکن است در فشار ضعیف، ولتاژی معادل فشار قوی ظاهر شود که بسیار خطرناک است. بنابراین باید از نظر اقتصادی و امنیت یک تعادل برقرار گردد. از رابطه فوق پیداست که اگر نسبت تبدیل اتوترانسفورماتور زیاد باشد، اثر انتقال الکتریکی توان از اولیه به ثانویه کمتر شده و ممکن است با توجه به عایقی گفته شده، استفاده از اتوترانسفورماتور به صرفه نباشد. بنابراین استفاده از اتوترانسفورماتور برای تبدیل ولتاژهای نزدیک به هم اقتصادی تر است.

مثال: به نظر شما به جای کدامیک از ترانسفورماتورهای زیر، استفاده از اتوترانسفورماتور منطقی

است؟

$$T_1 \quad 400/230KV$$

$$T_2 \quad 400/63KV$$

$$T_3 \quad 400/20KV$$

$$K_1 = \frac{400}{230} = 1.74 \Rightarrow S_{auto1} = \left(1 + \frac{1}{1.74}\right) S_{tr1} = 1.57 S_{tr1}$$

$$K_2 = \frac{400}{63} = 6.35 \Rightarrow S_{auto2} = \left(1 + \frac{1}{6.35}\right) S_{tr2} = 1.16 S_{tr2}$$

$$K_3 = \frac{400}{20} = 20 \Rightarrow S_{auto3} = \left(1 + \frac{1}{20}\right) S_{tr3} = 1.05 S_{tr3}$$



فصل ششم:

ترانسفورماتورهای اندازه گیری

## ۱- مقدمه:

به منظور عملکرد سیستم های قدرت و حفاظت تجهیزات فشار قوی پست ها و همچنین حفظ تعادل و پایداری شبکه لازم است تا پارامترهای شبکه نظیر ولتاژ، جریان و ... به صورت دائم و با دقت کافی اندازه گیری شود. با توجه به اینکه ساخت تجهیزات اندازه گیری مانند ولت مترها، آمپر مترها و ... برای اتصال به فشارقوی علاوه بر نیاز به صرف هزینه بالا، از نظر ایمنی نیز غیر قابل توجیه است، لذا این تجهیزات را در ولتاژ و جریان کم ساخته و ولتاژ و جریان شبکه را توسط ترانسفورماتورهای اندازه گیری تا مقدار نامی آنها کاهش می دهند. بدین ترتیب این ترانسفورماتورها ضمن کاهش ولتاژ و جریان شبکه فشارقوی متناسب با مشخصات الکتریکی رله ها و دستگاه های اندازه گیری، قادرند تا از نظر الکتریکی، شبکه های فشار قوی را از تجهیزات ابزار دقیق تفکیک نموده و امکان استاندارد نمودن مشخصه های فنی رله ها و سایر تجهیزات اندازه گیری و کنترلی را میسر می نماید.

ترانسفورماتورهای اندازه گیری دو نوعند. ترانسفورماتوری که برای اندازه گیری جریان به کار می رود، ترانسفورماتور جریان (Current Transformer) نام دارد. ترانسفورماتوری که برای اندازه گیری ولتاژ به کار می رود، ترانسفورماتور ولتاژ (Voltage Transformer) نام دارد. در این فصل ابتدا به بررسی کلی ترانسفورماتورهای اندازه گیری پرداخته و سپس هریک را به تفکیک تشریح خواهیم کرد.

## ۲- مشخصات کلی ترانسفورماتورهای اندازه گیری:

ترانسفورماتورهای اندازه گیری نوع خاصی از ترانسفورماتورها هستند که به منظور اندازه گیری جریان ها و ولتاژهای سیستم مورد استفاده قرار می گیرند. به طور کلی دو وظیفه اصلی ترانسفورماتورهای اندازه گیری عبارتند از:

▪ تبدیل ولتاژها یا جریان های سیستم از سطوح بالاتر به سطوح پایین تر مورد نیاز وسائل

اندازه گیری، رله های حفاظتی و تجهیزات کنترلی

▪ ایزوله کردن مدار اندازه گیری از مدار فشار قوی

از آنجا که ترانسفورماتور جریان باید جریان مدار را به ثانویه منتقل کند، لذا به صورت سری در شبکه قرار می گیرد. با توجه به اینکه این ترانسفورماتورها نباید تاثیری روی کارکرد عادی شبکه داشته باشند، لذا باید دارای امپدانس مغناطیس کنندگی پایینی باشند.

در ترانسفورماتور ولتاژ از آنجا که برای اندازه گیری باید به صورت موازی در مدار قرار گیرد، لذا باید جریان عبوری از سیم پیچهای آن تا حد امکان کم باشد. لذا باید دارای امپدانس مغناطیس کنندگی بالایی باشد.

### ۳- ترانسفورماتورهای جریان (CT):

ترانسفورماتور جریان از نظر ساخت مشابه ترانسفورماتورهای قدرت تک فاز هستند و از قوانین اساسی ترانسفورماتورها تبعیت می کنند. اتصال ترانسفورماتورهای جریان بدین گونه است که سیم پیچ اولیه آن به طور سری با شبکه در مدار قرار می گیرد و تمام جریان فاز از آن عبور می کند. در ثانویه آن نیز دستگاه های اندازه گیری یا رله ها قرار می گیرند. بنابراین در ترانسفورماتورهای جریان در شرایط کارکرد نامی، جریان ثانویه تابعی از جریان اولیه است. جریان ثانویه CTها معمولا ۱ یا ۵ آمپر است.

### ۳-۱- اجزاء اصلی ترانسفورماتورهای جریان:

#### ۳-۱-۱- سیم پیچ:

سیم پیچ اولیه ترانسفورماتور جریان، به صورت سری در مدار اصلی شبکه قدرت قرار می گیرد. لذا باید بتواند حالت عادی و حتی معضلات شبکه مانند اتصال کوتاه را تحمل کند. لذا سیم پیچ اولیه ترانسفورماتورهای جریان دارای مقطع بزرگی است. جنس این هادی ها نیز معمولا از هادی لوله ای توپر یا شمش مسی یا آلومینیومی است.

در بسیاری از ترانسفورماتورهای جریان یک هادی یا شمش که در مسیر مدار شبکه قرار می گیرد، به عنوان سیم پیچ اولیه در نظر گرفته می شود. در موارد معدودی هم سیم پیچ اولیه ممکن است

دارای تعداد دوره‌های اندکی باشد. سیم پیچ ثانویه نیز متناسب با مقدار بار وسایل اندازه گیری یا حفاظتی متصل با آن تعیین می شود.

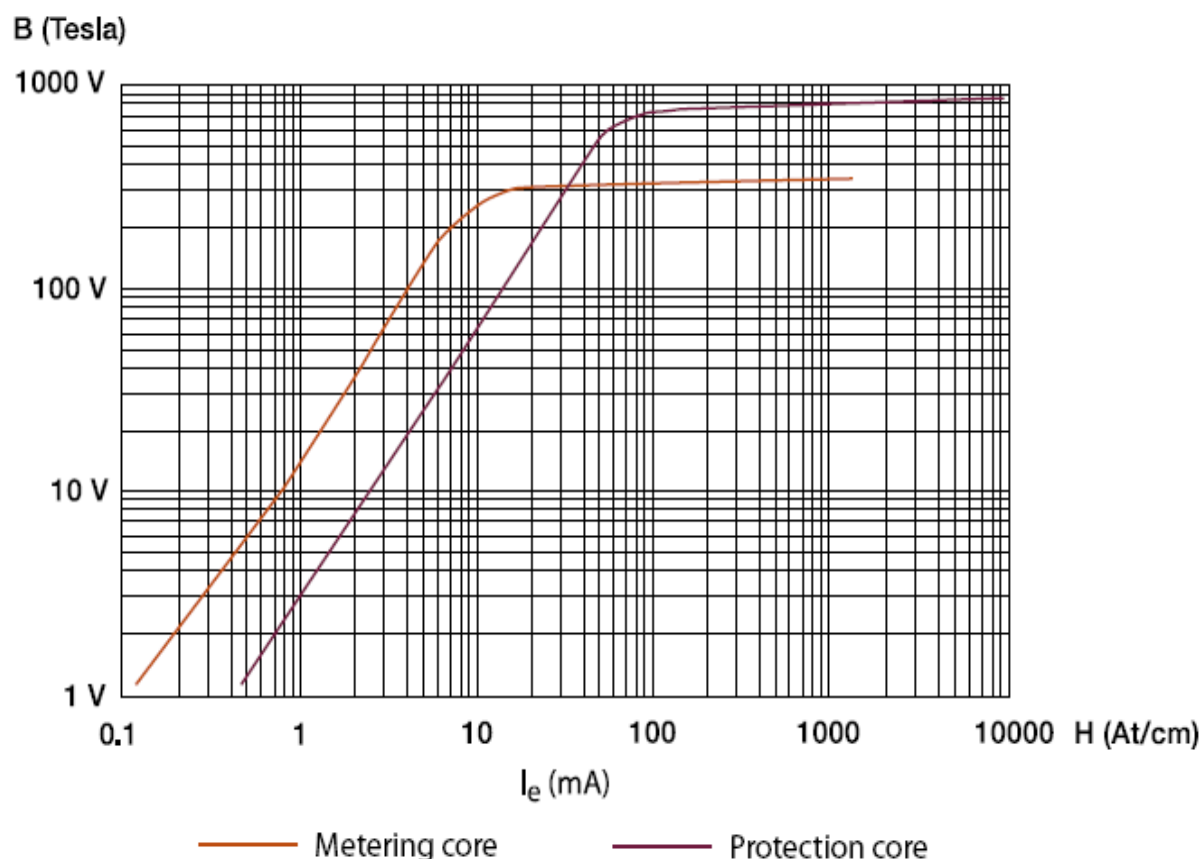
باید توجه داشت که ثانویه ترانسفورماتورهای جریان هیچگاه نباید مدار باز گردد و زمانی که هیچ دستگاهی به آن وصل نیست، باید اتصال کوتاه شود. زیرا در صورت باز بودن مدار ثانویه، جریان اولیه منجر به عبور شاری در هسته می شود که به دلیل عدم وجود جریان ثانویه، شار متناظر با جریان ثانویه تولید نمی شود تا مجموع شار موجود در هسته صفر باشد. لذا هسته به اشباع رفته و داغ می شود. همچنین به علت تناوبی بودن جریان شبکه، شار هسته نیز دچار تغییرات شدیدی خواهد شد که سبب ایجاد پیک های ولتاژی به هنگام عبور شار از مقدار صفر خود خواهد شد. این پیک ولتاژ به حدود چند کیلوولت می رسد که ایجاد این ولتاژ در دوسر ثانویه باز ترانسفورماتور جریان، می تواند منجر به بروز جرقه و ایجاد مشکلات عایقی در آن شود. در این حالت حتی امکان ترکیدن ترانسفورماتور جریان هم وجود دارد.

### ۳-۱-۲- هسته:

ترانسفورماتورهای جریان دارای چند هسته با کارکردهای مختلف است. معمولا یک هسته برای اندازه گیری و دو یا چند هسته برای حفاظت به کار می رود. تجهیزات و وسایل اندازه گیری باید در جریان نامی شبکه از دقت بالا برخوردار باشند. اما در در جریان اتصال کوتاه لزومی به دقت آنها نیست و باید برای جلوگیری از صدمه دیدن آنها، در مقابل مقادیر بالای جریان خطا راهکاری اندیشیده شود. به منظور جلوگیری از صدمه دیدن تجهیزات اندازه گیری در قبال برقراری جریان اتصال کوتاه، جنس هسته اندازه گیری به گونه ای انتخاب می شود که با عبور جریان های اتصال کوتاه، سریعا به اشباع می رود تا باعث افزایش بیش از حد ولتاژ و جریان در سیم پیچ ثانویه هسته اندازه گیری نگردد. جنس هسته های اندازه گیری معمولا از آلیاژ آهن به همراه نیکل با درصد بالا می باشد.

در مقابل، رله های حفاظتی در جریان اتصال کوتاه باید دارای دقت بالایی باشند تا وظیفه حفاظت خود را به درستی انجام دهند. لذا جنس هسته های حفاظتی باید طوری باشد که سریعاً به اشباع نرود و نقطه زانوی اشباع مغناطیسی آن در جریان های بسیار بالا ( در حد جریان اتصال کوتاه) باشد. معمولاً جنس این هسته ها از آلیاژهای سیلیکون- آهن یا آهن با نیکل با درصد پایین است. بنابراین هسته اندازه گیری دارای مشخصه مغناطیس شونده با شروع اشباع (نقطه زانویی) در جریان های پایین است و هسته حفاظتی دارای مشخصه مغناطیس شونده با شروع اشباع (نقطه زانویی) در جریان های بالا (جریان اتصال کوتاه) است.

در شکل زیر منحنی های اندازه گیری و حفاظتی نشان داده شده است.



### ۳-۲- انواع ترانسفورماتورهای جریان:

#### ۳-۲-۱- انواع ترانسفورماتور جریان بر حسب نوع عایق:

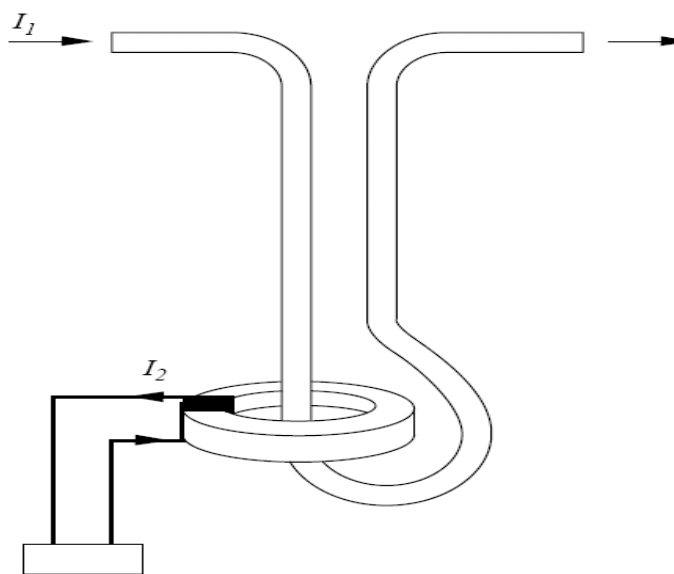
ترانسفورماتورهای جریان بر حسب عایق اصلی آنها به سه نوع روغنی، خشک و گازی تقسیم می شوند. در ترانسفورماتور جریان نوع روغنی از کاغذ آغشته به روغن به عنوان عایق اصلی استفاده می شود. این ترانسفورماتورها معمولا در فشار قوی و تاسیسات بیرونی به کار می روند. در ترانسفورماتورهای جریان نوع خشک از رزین به عنوان عایق اصلی استفاده شده است. این نوع CTها در فشار متوسط و تاسیسات داخلی همانند پست های گازی کاربرد دارند. ترانسفورماتورهای جریان نوع گازی کمتر مورد استفاده قرار می گیرند.

#### ۳-۲-۲- انواع ترانسفورماتورهای جریان از نظر ساختمان:

ترانسفورماتورهای جریان از نظر ساختمان آنها به سه نوع تقسیم می شوند.

#### ۳-۲-۲-۱- ترانسفورماتورهای جریان نوع هسته پایین (Tank Type):

این CTها معمولا از نوع روغنی هستند و هادی اولیه آن به صورت حرف U از بالا تا پایین به داخل مخزن ادامه داشته و ثانویه در قسمت تحتانی به دور آن واقع می شود. در شکل زیر نمونه ای از آن آمده است.

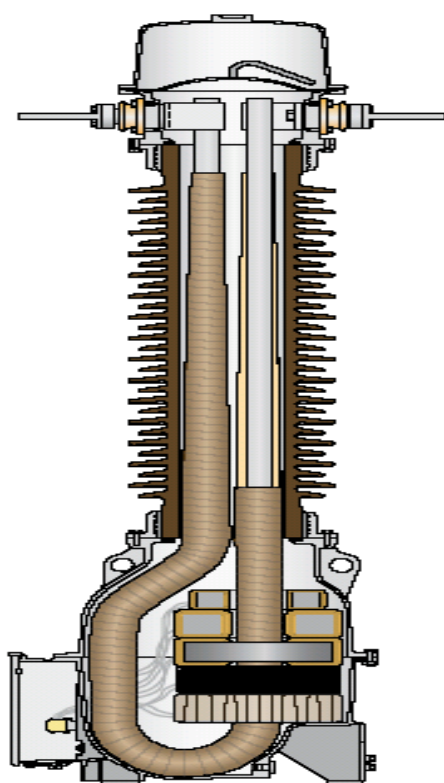


Hair-pin type (Tank)

به منظور جبران انقباض و انبساط روغن که به واسطه تغییرات دمایی رخ می دهد، از گاز نیتروژن یا محفظه خالی آکاردئونی شکل استفاده می شود.

CTهای هسته پایین دارای ویژگی های زیر هستند:

- کوچکتر بودن ابعاد این CTها با به کار بردن روغن کوارتز در آنها
- امکان تغییر حجم با استفاده از گاز نیتروژن و بدون استفاده از قسمت های متحرک
- آب بندی کامل به طوری که نیاز به بازبینی و نگهداری ندارد.
- مقاومت بالا در برابر زلزله

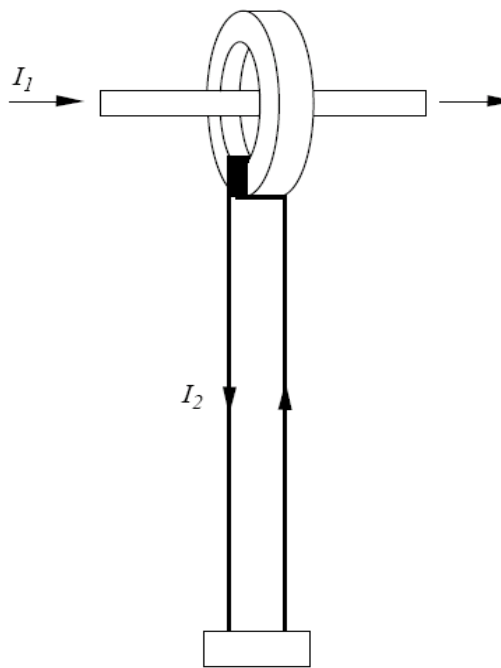


Hair-pin/Tank type

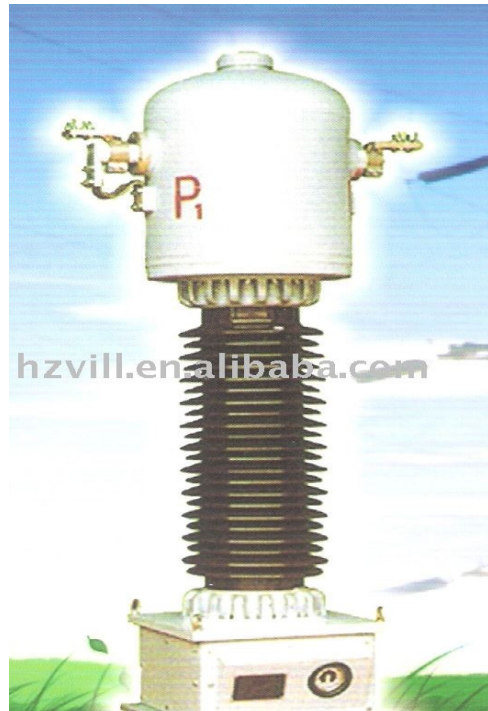
### ۳-۲-۲-۲- ترانسفورماتورهای جریان نوع هسته بالا (Inverted Type):

عایق اصلی این نوع CTها معمولا روغن است و هادی اولیه آنها یک لوله توپر و یا شمش مسی یا آلومینیومی کوتاه که تلفات آن بسیار کم است، می باشد.

هسته ها در بالا واقع شده است و سیم پیچ ثانویه نیز در همان قسمت فوقانی به دور آن تعبیه شده است. در شکل زیر این نوع CT نشان داده شده است.



Top-core type



CTهای هسته بالا دارای ویژگی های زیر هستند:

- طراحی بهینه ابعاد و استفاده از کمترین میزان ممکن حجم روغن
- عدم نیاز به سرویس و نگهداری
- در برابر زلزله استحکام مکانیکی کافی ندارد. لذا در ولتاژهای کمتر که وزن CTها کمتر است، از این نوع استفاده می شود.

### ۳-۲-۲-۳- ترانسفورماتورهای جریان نوع بوشینگی (Bushing Type):

این نوع CTها معمولا بر روی سرهای خروجی ترانسفورماتورهای قدرت یا به عبارت دیگر بوشینگ ترانسفورماتورهای قدرت نصب می گردد و اولیه آن همان ترمینال خروجی ترانسفورماتور قدرت است. در این نوع ترانسفورماتورها فقط می توان از یک هسته استفاده نمود.

### ۳-۳- مشخصات ترانسفورماتورهای جریان:

یک ترانسفورماتور جریان را معمولا با مشخصات زیر بیان می کنند:



### ۳-۳-۱- نوع ترانسفورماتور جریان:

نوع CT از نظر عایق اصلی و ساختمان آن از مشخصات CT به شمار می رود.

### ۳-۳-۲- ولتاژ نامی (Rated Voltage):

ولتاژ نامی CT با توجه به حداکثر ولتاژ نامی پست تعیین می شود. در جدول زیر مقادیر حداکثر

ولتاژ نامی متناسب با ولتاژ نامی شبکه نشان داده ده است:

ولتاژ نامی (KV)	حداکثر ولتاژ نامی (KV)
۳/۳	۳/۶
۶	۷/۲
۱۱	۱۲
۲۰	۲۴
۳۳	۳۶
۶۳	۷۲
۱۱۰	۱۲۳
۱۳۲	۱۴۵
۲۳۰	۲۴۵
۴۰۰	۴۲۰
۵۰۰	۵۲۵
۷۶۵	۸۰۰

### ۳-۳-۳- جریان نامی اولیه (Primary Rated Current):

جریان نامی اولیه، جریانی است که عملکرد CT بر پایه آن است و بر اساس جریان نامی شبکه که

از محاسبات پخش بار به دست می آید، انتخاب می شود. اختلاف زیاد بین جریان نامی CT و

جریان خط باعث می شود که حساسیت رله ها کاهش یابد و خطای اندازه گیری بیشتر شود. طبق

استاندارد IEC ۱۸۵ اعداد زیر یا مضارب ۱۰ آنها می تواند به عنوان جریان نامی CT انتخاب شود:

۱۰-۱۲,۵-۱۵-۲۰-۲۵-۳۰-۴۰-۵۰-۶۰-۷۵

### ۳-۳-۴- جریان نامی ثانویه (Secondary Rated Current):

جریان نامی ثانویه طبق استاندارد ۱، ۲ یا ۵ آمپر است. CTهای با جریان ثانویه یک آمپر در ولتاژهای بالاتر که طول سیم های ارتباطی تا رله بیشتر است، ارجحیت دارد. CTهای ۲ آمپری معمولا تولید نمی شوند. CTهای یک آمپری دارای حجم و وزن زیادتری نسبت به CTهای ۵ آمپری هستند. اما مقاومت سیم های رابط در اینگونه CTها، ولت آمپر کمتری را به CT تحمیل می کند. مطابق با استاندارد برای ولتاژهای تا ۱۴۵ کیلوولت CTهای با جریان ثانویه یک یا ۵ آمپر و برای ولتاژهای بالاتر CTهای با جریان ثانویه یک آمپر انتخاب می شود. در هر صورت اگر فاصله CT از وسایل اندازه گیری و حفاظت زیاد باشد، استفاده از CTهای یک آمپری توصیه می شود.

### ۳-۳-۵- نسبت تبدیل:

نسبت تبدیل CT به صورت نسبت جریان اولیه به ثانویه آن بیان می شود. از آنجایی که در طول زمان بهره برداری از CT، جریان اولیه به دلیل رشد تدریجی بار افزایش می یابد، لذا باید امکان انتخاب نسبت تبدیل های مختلف با توجه به جریان اولیه CT وجود داشته باشد. این امکان سبب می شود که با انتخاب صحیح نسبت تبدیل، حساسیت دستگاه های اندازه گیری و رله ها بالا رفته و خطای آنها کمتر شود. برای دستیابی به این امکان معمولا تپ هایی در اولیه یا ثانویه CT در نظر می گیرند.

بر اساس استاندارد IEC، سرهای سیم پیچ اولیه با P<sub>1</sub> و P<sub>2</sub> و سرهای میانی اولیه با C<sub>1</sub>، C<sub>2</sub> و ... مشخص می شوند. سرهای سیم پیچ ثانویه را نیز با S<sub>1</sub> و S<sub>2</sub> مشخص می کنند. در صورتی که CT دارای تعداد تپ های متعدد باشد، برای نمایش سرهای آن از دو عدد در دو طرف حرف S استفاده می شود. عدد قبل از حرف S معرف شماره سیم پیچ ثانویه و عدد بعد از حرف S بیانگر شماره تپ سیم پیچ مورد نظر است. در شکل زیر انواع این اتصالات نشان داده شده است:

در اغلب مواقع چون سیم پیچ اولیه دارای یک دور یا تعداد معدودی دور است، لذا تپ ها را در اولیه قرار نمی دهند.

مثال: نسبت تبدیل یک CT در تپ نامی خود ۳۰۰/۵ است. در صورتی که این CT دارای دو تپ دیگر باشد، با فرض یکسان بودن تعداد دورهای تپ ها، جریان بارهای اولیه ای که می توان با این CT در تپ های مختلف اندازه گیری نمود را محاسبه کنید.

$$N_{21} = N_1 \frac{I_1}{I_2} \Rightarrow N_{21} = 60$$

$$N_{22} = 120 \Rightarrow I_1' = \frac{N_{22}}{N_1} I_2 \Rightarrow I_1' = 600 A$$

$$N_{23} = 180 \Rightarrow I_1'' = \frac{N_{23}}{N_1} I_2 \Rightarrow I_1'' = 900 A$$

### ۳-۳-۶- ولت آمپر یا Burden:

مقدار باری ( دستگاه های اندازه گیری و حفاظتی) که می توان در ثانویه CT قرار داد بدون آنکه خطای آن از حد مجاز بالاتر رود. بارگذاری CTها به صورت سری بوده و سیم پیچی های دستگاه های اندازه گیری و دستگاه های حفاظتی باید از هم جدا باشند. ظرفیت نامی هر کدام از هسته های CT از حاصلضرب جریان نامی سیم پیچ ثانویه در ولتاژ نامی دو سر خروجی این سیم پیچ است. به عبارت دیگر ولت آمپر یا Burden همان همان خروجی نامی CT بر حسب VA یا توان

ظاهری در بار نامی و جریان نامی می باشد. لذا برای تعیین Burden هر کدام از هسته های CT، باید توان مصرفی وسایل اندازه گیری یا حفاظتی را در نظر گرفت. در جدول زیر توان مصرفی بعضی از وسایل اندازه گیری و رله های حفاظتی برای جریان ثانویه ۵ آمپر نشان داده شده است:

توان مصرفی	نام وسیله	توان مصرفی (VA)	نام وسیله
۰/۲-۰/۴	رله حداقل یا حداکثر سنج	۵	آمپر متر
۳/۵-۴/۸	رله اضافه جریان معکوس	۱۰-۵	آمپر متر ثبات
۸/۵	رله اضافه جریان نامی	۳	وات متر
۱/۵-۶	رله اتصال زمین جهتی	۱/۵-۱۰	وات متر ثبات
۲-۳	رله جهتی	۱۵-۵	متر $\cos \phi$
۰/۱-۰/۴	رله دیفرانسیل	۱۶-۶	$\cos \phi$ متر ثبات
۲-۲۰	رله دیستانس	۵	متر $kwh$
۵۵-۱۳۵	رگولاتور ولتاژ	۵	متر $k var h$

علاوه بر ظرفیت این مصرف کننده ها، باید تلفات سیم های ارتباط دهنده را نیز جزء Burden به حساب آورد. این تلفات از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$P_{Loss,Wire} = R_L I_s^2$$

در این رابطه  $P_{Loss,Wire}$  تلفات سیم های ارتباطی،  $R_L$  مقاومت دو سیم ارتباطی رفت و برگشت و  $I_2$  جریان ثانویه CT است.

مجموع توان مصرفی تجهیزات مورد استفاده در ثانویه CT و توان تلفاتی سیم های ارتباطی، Burden آن به دست می آید. طبق استاندارد IEC، ظرفیت نامی هسته اندازه گیری CTها می تواند ۲/۵، ۵، ۱۰، ۱۵ یا ۳۰ ولت آمپر در ضریب توان ۰/۸ باشد. ظرفیت نامی هسته حفاظتی CTها نیز طبق استاندارد IEC می تواند ۱۰، ۱۵ یا ۳۰ ولت آمپر باشد. ظرفیت هسته های CT را با امیدانس نامی آن نیز نشان می دهند. این مقدار می تواند ۰/۲، ۰/۴، ۰/۶، ۱/۲ اهم باشد.

### ۳-۳-۷- جریان دائمی حرارتی نامی (Thermal Rated Continuous Current):

معمولا برابر با جریان نامی اولیه CT است. انتخاب عدد بالاتر از مقدار نامی باعث افزایش تحمل حرارتی CT شده و طول عمر آن را افزایش می دهد.

### ۳-۳-۸- جریان حرارتی کوتاه مدت نامی (Thermal Rated Continuous Current):

جریان اتصال کوتاه یا جریان حرارتی کوتاه مدت نامی با توجه به محاسبات اتصال کوتاه شبکه تعیین می شود و مدت تداوم آن طبق استاندارد یک ثانیه است. مقدار این جریان از رابطه زیر

$$I_{sc} (kA) = \frac{SCC}{\sqrt{3}U_n} \quad \text{محاسبه می شود:}$$

در این رابطه  $SCC$ ، ظرفیت اتصال کوتاه شبکه برحسب مگاولت آمپر بوده و  $U_n$  ولتاژ نامی شبکه برحسب کیلوولت است. مقدار جریان اتصال کوتاه مجاز برای زمان  $t$  ثانیه از رابطه زیر به دست می آید:

$$I_t = \frac{I_{sc}}{\sqrt{t}}$$

### ۳-۳-۹- جریان دینامیکی یا حداکثر جریان نامی اتصال کوتاه (Rated Peak S.C. Current):

این جریان معرف پیک جریان اتصال کوتاه در سیکل اول جریان اتصالی می باشد که CT باید بتواند نیروهای الکترومکانیکی حاصل از آن را بدون صدمه دیدن، تحمل نماید. مقدار این جریان معمولا ۲/۵ برابر جریان اتصال کوتاه نامی است. در صورتی که غیر از این باشد حتما در پلاک مشخصات CT قید خواهد شد.

### ۳-۳-۱۰- حد دقت نامی جریان اولیه (Rated Accuracy Limit Current):

جریان نامی حد دقت اولیه، حداکثر جریان اولیه ای است که به ازاء آن جریان CT نوع حفاظتی دقت خود را حفظ کند.

### ۳-۳-۱۱- ضریب حد دقت (Accuracy Limit Factor):

نسبت جریان حد دقت اولیه به جریان نامی اولیه را ضریب حد دقت می نامند. به عبارت دیگر ALF، ضریبی از جریان نامی CT است که CT از محدوده کلاس دقت خود خارج نمی شود. طبق استاندارد ضریب حد دقت برای هسته اندازه گیری می تواند یکی از مقادیر ۵ یا ۱۰ باشد تا وسایل اندازه گیری در برابر اضافه جریان آسیب نبینند. ALF برای هسته های حفاظتی باید یکی از مقادیر ۱۵، ۲۰ یا ۳۰ باشد. در واقع کوچک تر بودن ضریب حد دقت به معنی زودتر به اشباع رفتن CT است.

### ۳-۳-۱۲- کلاس دقت (Accuracy Class):

کلاس دقت حداکثر خطای مجاز CT در محدوده ای مشخص از جریان نامی است. این کمیت برای هسته اندازه گیری به صورت cMn بیان می شود. که در آن c معرف عدد کلاس دقت بوده و می تواند یکی از مقادیر ۰/۱، ۰/۲، ۰/۵ یا ۱ باشد. M تعیین کننده هسته اندازه گیری (مخفف کلمه Measurement) و n هم بیانگر ضریب حد دقت می باشد. به عنوان مثال اگر کلاس دقت هسته یک CT به صورت ۰,۲M۵ بیان شود، بدان معناست که این هسته از نوع اندازه گیری بوده و در ۵ برابر جریان نامی حداکثر دارای ۰/۲٪ خطا خواهد بود.

کلاس دقت برای هسته اندازه گیری به صورت cPn بیان می شود. که در آن c معرف عدد کلاس دقت بوده و می تواند یکی از مقادیر ۵، ۱۰، ۱۵، ۲۰ یا ۳۰ باشد. P تعیین کننده هسته حفاظتی (مخفف کلمه Protection) و n هم بیانگر ضریب حد دقت می باشد. به عنوان مثال اگر کلاس دقت هسته یک CT به صورت ۵P۲۰ بیان شود، بدان معناست که این هسته از نوع حفاظتی بوده و در ۲۰ برابر جریان نامی حداکثر دارای ۵٪ خطا خواهد بود.

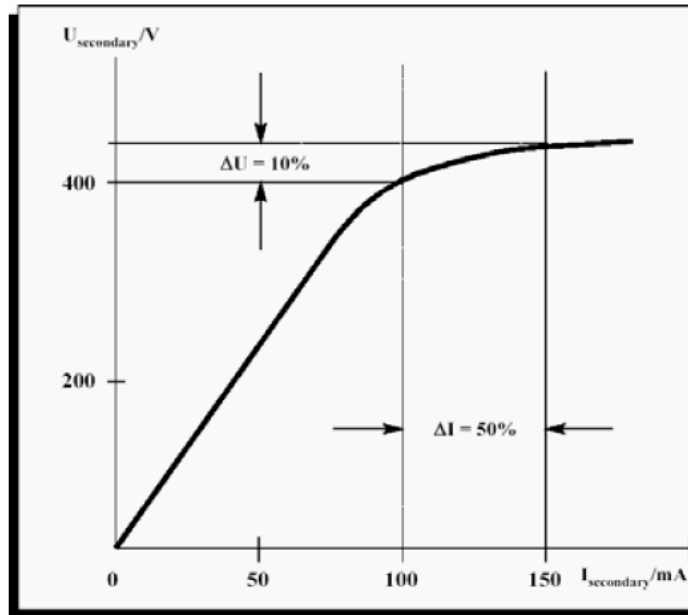
### ۳-۳-۱۳- سطح عایقی نامی (Basic Insulation Level):

حداکثر ولتاژ ضربه ای که CT می تواند تحمل کند را سطح عایقی نامی گویند. این ولتاژ برای موج ضربه صاعقه  $1.2/50 \mu\text{sec}$  و اضافه ولتاژ موقت (با فرکانس قدرت و زمان یک دقیقه) بیان می شود.

### ۳-۳-۱۴- ولتاژ شروع اشباع (Knee Point Voltage):

با توجه به منحنی مغناطیس شونده، ولتاژ شروع اشباع ( $V_k$ ) بیانگر نقطه ای از منحنی بی‌باری است که با افزایش ۵۰ درصدی جریان بی‌باری ( $I_{ek}$ )، ولتاژ بی‌باری فقط ۱۰ درصد افزایش یابد. در واقع این ولتاژ مشخص کننده شروع اشباع مغناطیسی هسته است.

### Definition of the knee-point voltage, according to British Standard BS



### ۳-۴- خطاهای ترانسفورماتور جریان:

جریان مغناطیس‌کنندگی مهمترین عامل ایجاد خطا در CT است و با کاستن میزان جریان واقعی تولید کننده شار، باعث به وجود آمدن خطا می‌شود. خطای CT را به صورت‌های مختلف نشان می‌دهند. انواع خطاهای ترانسفورماتور جریان به شرح زیر است:

### ۳-۴-۱- خطای جریان یا نسبت تبدیل (Current Error , Transformation Ratio)

(Error):

خطای نسبت تبدیل در واقع اختلاف اندازه جریان ثانویه واقعی منتقل شده به سمت اولیه CT با جریان اولیه آن است و از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$\%CE = \frac{(K_n I_S - I_P)}{I_P} \times 100$$

### ۳-۴-۲- خطای جابه جایی فاز (Phase Displacement Error):

خطای جابه جایی اختلاف زاویه بین جریان اولیه CT و جریان ثانویه آن است. این خطا به خاطر جریان مغناطیس کنندگی به وجود می آید. در شکل زیر خطای جابه جایی فاز نشان داده شده است:

### ۳-۴-۳- خطای مرکب (Composite Error):

این خطا بر پایه مقدار موثر جریان ترانسفورماتور است. در واقع خطای مرکب اختلاف جریان لحظه ای اولیه و جریان لحظه ای ثانویه منتقل شده به اولیه به دست می آید. خطای مرکب از رابطه زیر به دست می آید:

$$\%F_C = \frac{100}{I_P} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n I_S - I_P)^2 dt}$$

### ۳-۵- محل نصب ترانسفورماتور جریان:

همانگونه که قبلا اشاره شد، در پست های فشار قوی به منظور اندازه گیری یا حفاظت، استفاده از CT ضروری است. برای رسیدن به اهداف کاربردی CTها، انتخاب محل نصب آنها اهمیت زیادی می یابد. محل نصب CT با توجه به ملاحظات فنی مربوط به مدار اندازه گیری و حفاظت، نوع شینه بندی و سهولت انجام تعمیرات مشخص می شود. در حالت کلی می توان گفت که در کنار هر



کلید قدرت، نیاز به یک CT می‌باشد. ولی با توجه به اینکه دو سکسیونر در دو طرف هر کلید نصب می‌شود، لذا نصب CT در چند حالت امکان پذیر خواهد بود که در شکل‌های زیر نشان داده شده است:

برای تعیین محل نصب CT ابتدا مقدمه‌ای ذکر می‌شود. سیستم‌های حفاظتی در شکل‌های فوق به چند دسته حفاظت اصلی خط، حفاظت پشتیبان خط و حفاظت شین تقسیم می‌شود. حفاظت اصلی خط برای تشخیص خطا در فیدر (خط) به کار می‌رود. حفاظت پشتیبان نیز برای ایجاد ضریب اطمینان حفاظت از سیستم برای زمانی که حفاظت اصلی خط به هر دلیلی عمل نکند، استفاده می‌شود. حفاظت شین برای تشخیص خطا در قسمتی از محدوده شین‌های پست به کار می‌رود. معمولاً در پست‌های فشار قوی، منطقه حفاظتی شین تنها محدود به شین‌های پست نمی‌باشد و محدوده تمام انشعابات تا کلید قدرت هر فیدر نیز جزء منطقه حفاظتی شین قلمداد می‌شود. به عبارت دیگر زون حفاظتی خط از ابتدای کلید قدرت شروع شده و به سمت خط گسترش می‌یابد.

نکته دیگری که باید ذکر شود ضرورت سهولت انجام تعمیرات روی CT می‌باشد. به طوری که برای تعمیر هر CT فقط نیاز به قطع یک فیدر باشد و بقیه فیدرهای سیستم قادر به ادامه سرویس‌دهی باشند.

با توجه به توضیحات فوق چهار طرح فوق رات بررسی می‌کنیم. مشکل اساسی طرح الف آن است که به منظور تعمیر CT، باید کلیه فیدهای متصل به شین قطع گردند تا امکان دسترسی به دو طرف CT وجود داشته باشد. همچنین قسمت CT تا کلید قدرت نیز (که باید جزء حفاظت شین باشد) جزء حفاظت خط منظور شده است. در طرح ب مشکل تعمیر CT برطرف می‌شود زیرا با قطع کلید و سکسیونر سمت شین امکان تعمیر CT بدون قطع دیگر فیدها ایجاد می‌شود. البته در این طرح هنوز مشکل حفاظتی گفته شده وجود دارد. زیرا از CT تا کلید قدرت که باید جزء حفاظت شین باشد، جزء حفاظت خط دیده شده است. در این حالت اگر در این منطقه اتصال کوتاهی رخ دهد، حفاظت شین آن را نمی‌بیند و حفاظت خط کلید قدرت را قطع می‌کند. با قطع کلید قدرت فیدر بی‌برق می‌شود ولی خطا همچنان باقی است. در طرح د نیز برای هر گونه تعمیر یا دسترسی به CT باید فیدر مربوطه از طرف پست مقابل قطع گردد. همچنین منطقه از بریکر تا CT نیز که جزء حفاظت خط است در این طرح جزء حفاظت شین در نظر گرفته شده است، که مطلوب نیست.

#### ۴- ترانسفورماتورهای ولتاژ (PT یا VT):

برای مونیتورینگ، کنترل و حفاظت شبکه، اندازه‌گیری ولتاژ ضروری است. همانطور که گفته شد، برای این کار از ترانسفورماتورهای ولتاژ استفاده می‌شود. ترانسفورماتور ولتاژ در واقع یک ترانسفورماتور کاهنده معمولاً تک فاز با قدرت پایین است که ولتاژ شبکه را به ۱۰۰ یا ۱۱۰ ولت مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و حفاظت کاهش می‌دهد. در این ترانسفورماتور، ارتباط بین مدار اولیه و ثانویه به صورت مغناطیسی بوده و هیچ ارتباط الکتریکی بین آنها وجود ندارد. این ترانسفورماتور به صورت موازی بین فاز و زمین در مدار قرار گرفته و دستگاه‌های اندازه‌گیری و حفاظت به ثانویه آن متصل می‌شوند. البته در سطوح فشار متوسط به صورت دوفاز نصب می‌شود. این کار مستلزم در نظر گرفتن عایق‌هایی متناسب با ولتاژ فاز به فاز برای PT می‌باشد و زیرا در این صورت از دو PT بین سه فاز استفاده می‌شود.

#### ۴-۱- اجزاء اصلی ترانسفورماتورهای ولتاژ:

##### ۴-۱-۱- سیم پیچ:

از آنجا که ترانسفورماتور جریان به صورت موازی در مدار قرار می گیرد، لذا برای کاهش خطاهای اندازه گیری، باید حداقل جریان از آن عبور کند. برای این کار، PTها را برای جریان ثانویه کم می سازند. به عبارت دیگر علیرغم حجم PTها، ظرفیت آنها کم است. با توجه به لزوم کم بودن جریانی که PT از شبکه می کشد، مقاومت هادی سیم پیچ ها باید حداقل باشد. لذا سیم پیچ ها از هادی با سطح مقطع بالا و با کوتاه ترین طول دور ممکن ساخته می شود.

##### ۴-۱-۲- هسته:

با توجه به اینکه ولتاژ شبکه ثابت بوده و معمولاً تغییرات آن در محدوده  $\pm 10\%$  می باشد، لذا نقطه کار PT در منحنی مغناطیس کنندگی، نزدیک به نقطه زانویی آن انتخاب می شود. بدین ترتیب، مشخصات نامی PT و مقدار ولتاژ در طول زمان بهره برداری، افزایش چشمگیری نخواهد داشت. بنابراین پیش بینی دو نوع هسته متفاوت برای مقاصد اندازه گیری و حفاظت از این لحاظ ضروری نمی باشد. کار کردن PTها در چگالی شارهای زیاد نزدیک به نقطه زانویی منحنی مغناطیس کنندگی، باعث کاهش سطح مقطع هسته می شود که این موضوع منجر به کاهش طول موثر دورهای سیم پیچ اولیه و ثانویه PT می گردد.

در PTها ممکن است بیش از یک هسته وجود داشته باشد. علت این کار نیز لزوم کاهش جریان و به تبع بار PT در ثانویه است. زیرا با به کار بردن چند هسته، در واقع سیم پیچ های ثانویه را باهم موازی کرده و امپدانس کاهش می یابد.

#### ۴-۲- انواع ترانسفورماتورهای ولتاژ:

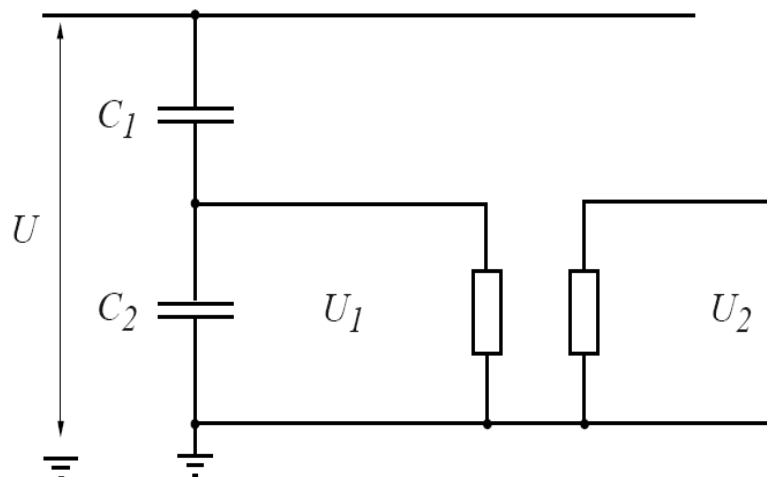
##### ۴-۲-۱- ترانسفورماتورهای ولتاژ القایی (MVT):

ترانسفورماتورهای ولتاژ القایی، کاهش ولتاژ را به کمک ارتباط مغناطیسی بین سیم پیچ اولیه و ثانویه و نسبت تبدیل PT انجام می دهد.

در واقع در ترانسفورماتورهای ولتاژ نوع  $MVT^1$ ، فقط از خاصیت ترانسفورماتوری برای کاهش ولتاژ استفاده می شود. این ترانسفورماتورها غالباً در سطح ولتاژهای پایین تر اقتصادی تر می باشند. به گونه ای که تا سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت از این نوع ترانسفورماتورهای ولتاژ استفاده می شود.

#### ۴-۲-۲- ترانسفورماتورهای ولتاژ خازنی ( $CVT^2$ ):

در ترانسفورماتورهای ولتاژ نوع  $CVT$ ، ابتدا توسط یک مقسم ولتاژ خازنی ( $CVD^3$ )، ولتاژ فشار قوی کاهش می یابد. این کار با استفاده از دو دسته مقسم های خازنی که در شکل زیر به طور یکپارچه با خازن های  $C_1$  و  $C_2$  نشان داده شده اند، انجام می شود:



با توجه به اینکه  $C_2 \gg C_1$  می باشد و اینکه ولتاژ روی  $C_1$  و  $C_2$  به نسبت عکس ظرفیت خازنی آنها تقسیم می شود، لذا ولتاژ روی خازن  $C_2$  به میزان قابل توجهی کاهش می یابد. سپس یک ترانسفورماتور ولتاژ القایی برای کاهش ولتاژ خروجی مقسم خازنی، تا ولتاژ ثانویه استاندارد دستگاه های اندازه گیری و حفاظت به کار می روند. همچنین از این مقسم خازنی در سیستم PLC به عنوان خازن کوپلاژ استفاده می شود.

- 
- ۱. Magnetic Voltage Transformer.
  - ۲. Capacitor Voltage Transformer.
  - ۳. Capacitor Voltage Divider.



ترانسفورماتور ولتاژ القایی



ترانسفورماتور ولتاژ خازنی

#### ۴-۳- مشخصات ترانسفورماتورهای ولتاژ:

یک ترانسفورماتور ولتاژ را معمولاً با مشخصات زیر بیان می کنند:

#### ۴-۳-۱- نوع ترانسفورماتور ولتاژ:

نوع PT از نظر القایی بودن یا خازنی بودن و سه فاز یا تک فاز بودن از مشخصات اصلی آن می باشد.

#### ۴-۳-۲- ولتاژ نامی اولیه:

این ولتاژ، معادل با حداکثر ولتاژ نامی شبکه می باشد، که برای این ولتاژ، PT دارای شرایط نامی است. این ولتاژ را با  $V_P$  نشان می دهند. ولتاژ نامی اولیه می تواند یکی از مقادیر گفته شده در بخش ترانسفورماتورهای جریان باشد. البته چون PT های پست ها معمولاً به صورت تک فاز به شبکه متصل می شوند، مقادیر این جدول باید به  $\sqrt{3}$  تقسیم شود.

#### ۴-۳-۳- ولتاژ نامی ثانویه:

این ولتاژ، معادل با حداکثر ولتاژ نامی در ثانویه PT می‌باشد، که برای این ولتاژ، PT دارای شرایط نامی است. این ولتاژ را با  $V_S$  نشان می‌دهند. مقادیر استاندارد ولتاژ نامی ثانویه ترانسفورماتورهای ولتاژ، می‌تواند ۱۰۰، ۱۱۰، ۱۱۵، ۱۲۰، ۲۰۰ یا ۲۳۰ باشد. ولتاژ نامی ثانویه در ایران معمولاً ۱۰۰ یا ۱۱۰ ولت است. همانطور که گفته شد، چون PT های پست ها معمولاً به صورت تک فاز به شبکه متصل می‌شوند، مقادیر فوق باید به  $\sqrt{3}$  تقسیم شود.

#### ۴-۳-۴- نسبت تبدیل نامی:

این کمیت به صورت نسبت ولتاژ نامی اولیه به ولتاژ نامی ثانویه بیان می‌شود. در صورتی که PT های پست ها به صورت تک فاز به شبکه متصل شوند، نسبت تبدیل آنها باید به صورت

$$\frac{\frac{V_{LLP}}{\sqrt{3}}}{\frac{V_{LLS}}{\sqrt{3}}} \quad \text{بیان می‌شود.}$$

#### ۴-۳-۵- ظرفیت ترانسفورماتور ولتاژ (Burden یا VA):

مقدار باری (دستگاه های اندازه گیری و حفاظتی) که می‌توان در ثانویه PT قرار داد بدون آنکه خطای آن از حد مجاز بالاتر رود. در واقع **Burden** یک PT کل ادمیتانس مجاز دیده شده از ترمینال های ثانویه آن است. معمولاً ظرفیت نامی PT را به صورت ادمیتانس (بر حسب مهبو) و ضریب توان بیان می‌شود. با استفاده از ادمیتانس، از رابطه زیر ظرفیت PT محاسبه می‌شود:

$$S_n = VA_n = Y_n \cdot V_{sn}^2$$

توان مصرفی بعضی از دستگاه های اندازه گیری و رله های حفاظتی الکترو مغناطیسی به صورت نمونه ای در جدول زیر آمده است:

نام وسیله	توان مصرفی	$\cos \varphi$	نام وسیله	توان مصرفی	$\cos \varphi$
ولت متر	۱-۶/۵	۰/۵-۰/۹	رله اضافه ولتاژ	۱/۵-۷	۰/۶
			Over Voltage Relay	۱۰-۲۰	
$\cos \varphi$ متر	۱-۶/۵	۰/۵-۱	رله کاهش ولتاژ	۰/۵-۳/۵	۰/۶
			Under Voltage Relay	۱۰-۱۲	
فرکانس سنج	۳-۸۵	۰/۶	رله دیستانس	۱-۳	۰/۶
فرکانس سنج ثبات	۶۰-۳۰۰	۱	رگولاتور ولتاژ	۱۰-۱۳۰	۰/۸-۱

بر اساس استاندارد IEC، ظرفیت نامی PTها در ضریب توان ۰/۸ می تواند از مقادیر زیر باشد:

۱۰ - ۱۵ - ۲۵ - ۳۰ - ۵۰ - ۷۵ - ۱۰۰ - ۱۵۰ - ۲۰۰ - ۳۰۰ - ۴۰۰ - ۵۰۰ VA

معمولا ولت آمپر مصرفی دستگاه های اندازه گیری و حفاظت توسط سازندگان آن مشخص می شود. به منظور تعیین ولت آمپر PT، ابتدا با توجه به تجهیزات متصل به آن، توان ظاهری مورد نیاز تعیین می شود. سپس از میان ظرفیت های استاندارد، مناسب ترین مقدار انتخاب می شود.

#### ۴-۳-۶- حد دقت نامی ولتاژ اولیه:

ولتاژی است که در آن با وجود با نامی در ثانویه، خطای اندازه گیری PT از حدود مجاز خارج نشود. به عبارت دیگر این کمیت بیانگر اضافه ولتاژی است که PT در آن محدوده به درستی عمل می کند.

#### ۴-۳-۷- ضریب ولتاژ نامی:

نسبت حد دقت نامی ولتاژ اولیه به ولتاژ نامی اولیه، را ضریب ولتاژ نامی می گویند. این ضریب ولتاژ به مدت زمان اضافه ولتاژ نیز بستگی دارد. معمولا ضریب ولتاژ نامی برای اضافه ولتاژهای دائمی برابر ۱/۱ و برای اضافه ولتاژهای ۶۰ و ۳۰ ثانیه به ترتیب، ۱/۵ و ۱/۹ می باشد. به بیان دیگر، هر چه زمان اضافه ولتاژ کمتر باشد، میزان اضافه ولتاژهای قابل تحمل نیز افزایش می یابد.

#### ۴-۳-۸- کلاس دقت:

کلاس دقت PT بیانگر حداکثر خطای مجاز در فرکانس نامی، حدود ۸۰ الی ۱۲۰ درصد ولتاژ نامی و با ظرفیت ۲۵ الی ۱۰۰ درصد بار نامی با ضریب توان ۰/۸ است. کلاس دقت برای هسته های حفاظتی و حداکثر خطای مجاز آنها در جدول زیر آمده است:

کلاس دقت	درصد خطای نسبت تبدیل	خطای فاز (دقیقه)
۳P	۳	۱۲۰
۶P	۶	۲۴۰

کلاس دقت برای هسته های اندازه گیری و حداکثر خطای مجاز آنها در جدول زیر آمده است:

کلاس دقت	درصد خطای نسبت تبدیل	خطای فاز (دقیقه)
۰/۱	۰/۱	۵
۰/۲	۰/۲	۱۰
۰/۵	۰/۵	۲۰
۱	۱	۴۰

#### ۴-۳-۹- سطح عایقی نامی:

حداکثر ولتاژ ضربه ای که PT می تواند تحمل کند را سطح عایقی نامی می گویند. این کمیت برای ولتاژ ضربه  $1.2/50 \mu\text{sec}$  و ولتاژ قابل تحمل موقت (در فرکانس نامی قدرت و به مدت یک دقیقه) بیان می گردد.

#### ۴-۴- خطاهای ترانسفورماتور ولتاژ:

همانند ترانسفورماتورهای جریان، در ترانسفورماتورهای ولتاژ نیز علت اصلی ایجاد خطا جریان مغناطیس کنندگی است و با کاستن میزان جریان واقعی تولید کننده شار، باعث به وجود آمدن خطا می شود. خطای PT را به صورت های مختلف نشان می دهند. انواع خطاهای ترانسفورماتور ولتاژ به شرح زیر است:



#### ۴-۴-۱- خطای ولتاژ یا نسبت تبدیل (Voltage Error , Transformation Ratio Error):

خطای نسبت تبدیل در واقع اختلاف اندازه ولتاژ ثانویه منتقل شده به سمت اولیه PT با ولتاژ واقعی اولیه آن است و از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$\%VE = \frac{(K_n V_S - V_P)}{V_P} \times 100$$

در رابطه فوق  $K_n$  نسبت تبدیل ترانسفورماتور و اتاژ است.

#### ۴-۴-۲- خطای جابه جایی فاز (Phase Displacement Error):

خطای جابه جایی اختلاف زاویه بین ولتاژ اولیه CT و ولتاژ ثانویه آن است. این خطا به خاطر جریان بی باری به وجود می‌آید. این کمیت معمولاً به صورت دقیقه بیان می‌شود. در شکل زیر خطای جابه‌جایی فاز نشان داده شده است:

#### ۴-۵- محل نصب ترانسفورماتور ولتاژ:

در پست های فشار قوی مناسب است تا در همه نقاط مختلف فیدرها و شین های پست، از تحت ولتاژ بودن آن نقاط، مطمئن شویم. بدین منظور مکان های نصب PT به شکل زیر تعیین می شود:

۱- در همه فیدرهای پست های فشار قوی و در مجاورت تله موج ( در دو طرف خط انتقال)، PT قرار می گیرد تا با نمونه گیری از ولتاژ خطوط، بتوان در سیستم اندازه گیری و حفاظت خطوط استفاده نمود.

۲- به منظور اطمینان از تحت ولتاژ بودن شین های هر پست، زیر هر شین PT نصب می شود تا در سیستم اندازه گیری و حفاظت شین استفاده گردد.

۳- با توجه به اهمیت ترانسفورماتورهای قدرت در پست های فشار قوی و برای اطمینان از تحت ولتاژ بودن سیم پیچ های اولیه و ثانویه آنها، در هر دو طرف آنها، PT نصب می شود. در این حالت امکان مشخص شدن قطع و وصل کلیدهای موجود در سمت اولیه و ثانویه ترانسفورماتور قدرت مهیا می گردد.

۴- در شبکه های قدرت و قبل از وصل هر کلید و در شرایطی که هر دو طرف کلید، تحت ولتاژ باشد، باید از سنکرون بودن ولتاژهای طرفین آن اطمینان حاصل شود. لذا در این وضعیت باید در دو طرف کلید از PT استفاده شود تا بتوان اطلاعات مدار موسوم به سنکروچک را فراهم نمود و از سنکرون بودن ولتاژ دو طرف کلید قبل از وصل آن اطمینان حاصل گردد.

**فصل هفتم:**

**شینه های پست**

## ۱- مقدمه:

تمام فیدرهای ورودی و خروجی تجهیزات مختلف از قبیل ژنراتورها و ترانسفورماتورها که در یک سطح ولتاژ قرار داشته باشند، توسط تجهیزاتی به نام شینه به یکدیگر متصل می شوند. به عبارت دیگر از نظر مداری، شینه را می توان به عنوان یک گره در نظر گرفت که تمام انشعابات، به آن ختم شده و یا از آن آغاز می گردند. جنس این شین ها از شمش یا لوله ای مسی، آلومینیومی یا آلومینیوم فولاد (ACSR) می باشد.

در پست های فشار قوی با توجه به وجود دو سطح ولتاژ، دو دسته شینه فشار قوی و فشار ضعیف قرار دارد. بنابراین اتصال الکتریکی کلیه فیدرهای ورودی و خروجی به یکدیگر، توسط شینه ها امکان پذیر می گردد. لذا لازم است که شینه ها از ظرفیت کافی جهت دریافت تمام انرژی الکتریکی و توزیع آن در تمام شرایط حاکم بر سیستم قدرت برخوردار باشد. با بروز خطا در هر یک از فیدرها و تجهیزات آنان، جریان های اتصال کوتاه از تمامی فیدرها به سمت نقطه بروز خطا برقرار می گردد تا در شینه ها با یکدیگر جمع شده و جریان اصلی را تشکیل دهند. بنابراین ضروری است که شینه ها از نظر الکتریکی، مکانیکی و حرارتی استقامت لازم را نه تنها برای شرایط عادی شبکه، بلکه در قبال برقراری جریان خطا نیز داشته باشد.

به طور کلی انتخاب شینه ها در پست های فشار قوی شامل چهار مرحله انتخاب جنس هادی، نوع هادی، آرایش هادی و سطح مقطع آن می باشد.

## ۲- جنس هادی شینه:

شینه های پست های فشار قوی معمولاً از جنس آلومینیوم یا مس ساخته می شوند. برای مقایسه این دو هادی می توان به موارد زیر اشاره نمود:

- ضریب هدایت مس از ضریب هدایت آلومینیوم بیشتر است. به عبارت دیگر آلومینیوم دارای هدایت کمتری (حدود ۶۰٪) نسبت به مس است که این موضوع باعث می شود تا برای یک جریان مشخص، سطح مقطع آلومینیوم به همان نسبت بیشتر گردد. اما وزن مخصوص

آلومینیوم، حدود یک سوم ( $\frac{1}{3}$ ) وزن مخصوص مس است. بنابراین در حات کلی برای یک

جریان مشخص و از نظر وزنی، هادی آلومینیوم به مس ارجحیت دارد.

▪ نقطه ذوب آلومینیوم، پایین تر از مس بوده و به همین دلیل در هنگام خطا و ایجاد جرقه، خسارت بیشتری به آلومینیوم وارد می شود.

▪ اکسید مس دارای قابلیت هدایت بسیار کمی است. این موضوع باعث می شود که در محل اتصالات و کنتاکت ها، هدایت الکتریکی به خوبی انجام نشود. امکان ترکیب مس با هوای آزاد در حضور گوگرد بسیار زیاد است.

▪ جرقه ناشی از اتصال کوتاه در شینه آلومینیومی منجر به ایجاد اکسید آلومینیوم می شود که ماده ای نارساناست. اکسید آلومینیوم به صورت ذرات نارسانا همانند غبار پراکنده می شوند و لذا بر روی کنتاکت ها و اتصالات رسوب نمی کند و در هوا منتشر می شود. بدین ترتیب از توسعه خطا جلوگیری شده و لذت می توان پس از ایجاد یک جرقه اتصال کوتاه، دوباره پس از مدت کوتاهی، اتصال الکتریکی را برقرار نمود.

فولاد گالوانیزه	برنج	پنتال	آلومینیوم	مس	واحد	
۷/۸۵	۸/۵	۲/۷	۲/۷	۸/۹	$kg/m^3$	چگالی وزنی
۷	۱۸	۳۰	۳۵	۵۶	$m/\Omega.mm^2$	هدایت الکتریکی در $20^0 C$
۶	۱۶	۲۶	۳۰	۴۸	$m/\Omega.mm^2$	هدایت الکتریکی در $60^0 C$
۱	۲	۱۱	۱۳	۶/۳	-	نسبت هدایت به چگالی
۰/۱۴۳	۰/۰۵۵۵	۰/۰۳۳۳	۰/۰۲۸۶	۰/۰۱۷۸	$\Omega.mm^2/m$	مقاومت مخصوص
۰/۰۰۵	۰/۰۰۲۴	۰/۰۰۳۶	۰/۰۰۴۰	۰/۰۰۳۸	$K^{-1}$	ضریب حرارتی مقاومت الکتریکی
۱۴۰۰	۹۱۲	۶۳۰	۶۵۸	۱۰۸۳	$^0 C$	نقطه ذوب

### ۳- نوع هادی شینه:

شینه ها به دو نوع نرم و سخت تقسیم می شوند. شینه نوع نرم، از آلومینیوم مستحکم شده با فولاد (ACSR<sup>۱</sup>) بوده و از قابلیت بالایی در انعطاف هادی برخوردار است. در این حالت شینه بندی با سیم هوایی خواهد بود. از شینه بندی نرم معمولا در تاسیسات بیرونی استفاده می شود که در این حالت برای نگهداری سیم ها نیاز به دو یا چند پایه فلزی به نام Gantry می باشد. در صورتی که جریان عبوری از شینه ها بسیار زیاد باشد و یا برای کاهش کرونا، می توان از هادی های موازی دو یا چند رشته ای (هادی های باندل) استفاده نمود.

شینه نوع سخت از هادی های لوله ای یا شمش است. هادی های لوله ای برای شینه ها با جریان نامی بیشتر از ۳۰۰۰ آمپر اقتصادی تر می باشد. هادی های شمش معمولا دارای مقطع مستطیل بوده و از جنس مس هستند. این نوع شینه ها بیشتر در تاسیسات داخلی به کار می روند. به علت تخت بودن این نوع شینه ها، انشعاب گرفتن از آنها آسان تر است.

در پست های فشار قوی معمولا از شینه بندی نوع نرم یا نوع سخت لوله ای استفاده می شود. هر کدام از این شینه ها دارای مزایا و معایبی است که می توان موارد زیر را ذکر کرد:

- در شینه بندی لوله ای، شینه ها روی مقره اتکایی و پایه های فلزی کوتاه تر نصب می شوند و در نتیجه وزن پایه ها کمتر خواهد شد. این در حالی است که در شینه بندی سیم های هوایی، شینه ها توسط مقره های کششی یا آویزی به اسکلت فلزی متصل می گردند. این موضوع باعث می شود که پایه های فلزی، بزرگتر شده که آن هم فونداسیون وسیع تری را به همراه خواهد داشت.
- به علت بزرگ بودن پایه های فلزی در شینه بندی سیم هوایی، تعمیرات هادی ها در موارد اضطراری نسبت به شینه بندی لوله ای، مشکل تر و پرهزینه تر خواهد بود.

---

<sup>۱</sup> - Aluminum Conductor Steel Reinforced

▪ در شینه بندی با لوله، امکان دسترسی به مقره ها با سهولت بیشتری نسبت به شینه بندی با سیم هوایی صورت می گیرد. زیرا ارتفاع شینه ها کمتر بوده و نگهداری آنها نیز راحت تر خواهد بود.

▪ در شینه بندی با لوله، نمای ظاهری پست نسبت به شینه بندی با سیم هوایی مناسب تر است.

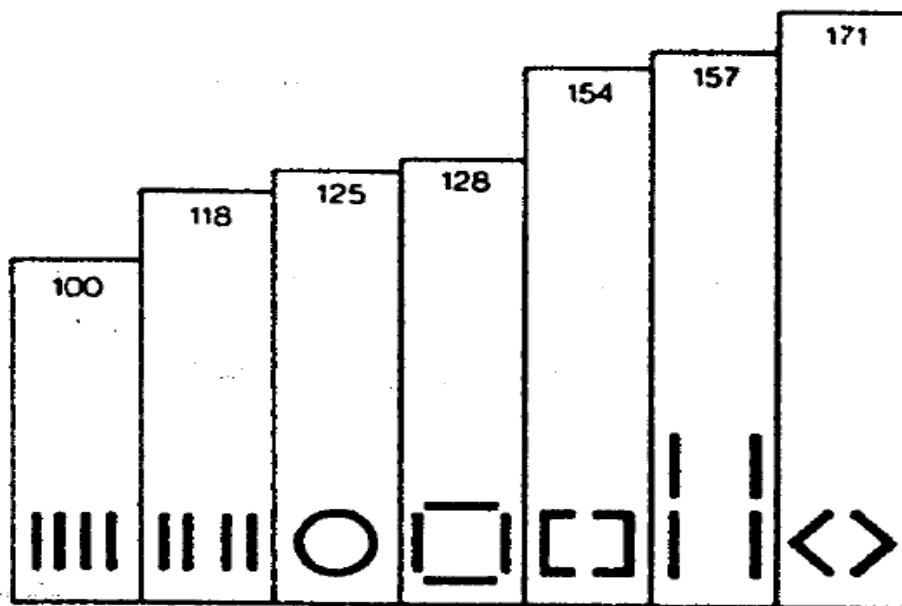
▪ معمولا سطح زیر بنای تاسیسات پست با شینه بندی سیم هوایی، کمتر از تاسیسات پست با شینه بندی لوله ای خواهد بود.

▪ انجام اتصالات و اخذ انشعابات در شینه بندی هوایی ساده تر از شینه بندی با لوله خواهد بود.

البته در انتخاب نوع شینه، علاوه بر در نظر گرفتن مزایا و معایب فوق، جریان نامی شینه نیز باید در نظر گرفته شود. معمولا برای جریان های نامی بالا، استفاده از شینه لوله ای مناسب تر است.

#### ۴- آرایش هادی های شینه:

در صورتی که سطح مقطع هادی شینه ها برای تحمل جریان الکتریکی، زیادتر شود، شکل سطح مقطع شینه ها نه تنها تاثیر قابل توجهی بر روی استحکام و قدرت خمش شینه دارد، بلکه بر روی ظرفیت انتقال انرژی از شینه ها نیز تاثیر به سزایی خواهد داشت. در صورتی که از شین شمش استفاده شود، می توان به جای استفاده از یک شمش، از دو یا چند شمش استفاده نمود که با هم، هم پتانسیل بوده و جریان کلی بین تمام شمش ها تقسیم می شود. این موضوع برای شینه های از نوع لوله یا سیم هوایی نیز صادق می باشد که به عنوان هادی باندل مطرح می شوند. همچنین نحوه قرار گرفتن هادی های باندل نسبت به یکدیگر نیز می تواند در میزان انتقال انرژی از هادی ها موثر باشد. به عنوان مثال در صورتی که از چهار هادی شمش برای انتقال جریان استفاده شود، با آرایش های متفاوت این چهار هادی، ظرفیت انتقال انرژی AC متفاوت خواهد بود. این موضوع در شکل زیر نشان داده شده است:



مهمترین علت این تغییر در ظرفیت انتقال انرژی، اثر پوستی است. از طرف دیگر، افزایش تعداد هادی های شمش برای شینه بندی، باعث می شود تا نصب شینه بندی آسان تر شده و تلفات انرژی در شینه ها کاهش یابد.

#### ۵- قطعات اتصال شینه ها:

در پست های فشار قوی، جهت انجام اتصالات الکتریکی و مکانیکی بین قسمت های مختلف، از یراق آلات استفاده می شود. از مهمترین این یراق آلات، کلمپ ها<sup>۱</sup> یا قطعات اتصال<sup>۲</sup> می باشند. وظیفه اصلی یک کلمپ، ایجاد یک اتصال دائمی همراه با استقامت مکانیکی و حرارتی کافی جهت عبور جریان های نامی و اتصال کوتاه می باشد. این کلمپ ها را به طور کلی می توان به دو دسته اصلی کلمپ های پیچ و مهره ای و کلمپ های پرسی تقسیم بندی نمود.

کلمپ های پیچ و مهره ای، بیشتر در پست های فشار قوی عمومیت دارد؛ ولی کلمپ های پرسی در پست های هوایی، جهت اتصال دو سیم هوایی به یکدیگر و یا اتصال سیم های هوایی به ترمینال ها در زنجیر مقره ها استفاده می شود. برای انجام اتصال بین دو سیم، از یک کلمپ که به شکل

<sup>۱</sup> - Clamps  
<sup>۲</sup> - Connector



لوله است، استفاده می شود. سیم ها از دو طرف وارد این لوله شده و با استفاده از دستگاه پرس، لوله به اندازه کافی فشرده و محکم می شود.

#### ۵-۱- انواع کلمپ های پیچ و مهره ای:

کلمپ های از نوع پیچ و مهره ای، خود به چند گروه تقسیم می شوند:

##### ۵-۱-۱- کلمپ های ثابت<sup>۱</sup>:

وظیفه این نوع کلمپ ها، ایجاد ارتباط ثابت بین شین های سیمی یا لوله ای، به ترمینال تجهیزات و شین دیگر است. با استفاده از این نوع کلمپ ها، امکان حرکت قطعات متصل شده نسبت به هم وجود ندارد. این نوع کلمپ ها در شکل زیر با حرف F نشان داده شده اند.

##### ۵-۱-۲- کلمپ های قابل انعطاف<sup>۲</sup>:

از این نوع کلمپ ها در اتصال شینه های لوله ای یا شمش ها استفاده می شود. با این نوع اتصال، امکان حرکت طولی شمش یا لوله در محل اتصال فراهم می شود. حرکت طولی می تواند ناشی از

---

۱- Fixed Connector  
۲- Flexible Connectors

انبساط لوله یا شمش در اثر تغییر درجه حرارت صورت گیرد. این نوع کلمپ ها در شکل فوق با حرف E نشان داده شده است.

### ۵-۱-۳- کلمپ نگهدارنده<sup>۱</sup>:

این نوع کلمپ ها به عنوان نگهدارنده یا پایه بین شینه ( لوله یا شمش) و مقره اتکایی ( که شینه بر روی آن قرار می گیرد) استفاده می شود. این کلمپ ها ممکن است شینه را به صورت ثابت<sup>۲</sup> در بر گیرند و یا اینکه شینه بتواند در کلمپ حرکت طولی و لغزشی<sup>۳</sup> داشته باشد. با توجه آنکه این کلمپ ها وظیفه نگهدارنده شینه ها را بر عهده دارند و تنها برای اتصال مقره نگهدارنده به شینه، مورد استفاده قرار می گیرد، لذا حامل جریان نمی باشد. در نتیجه معیار مهم در این گونه کلمپ ها، تحمل نیرو های مکانیکی وارد بر آنهاست. این نوع کلمپ ها باید قابلیت انبساط و انقباض طولی را در شرایط مختلف آب و هوایی داشته باشند. در شکل صفحه قبل، کلمپ نگهدارنده با حرف L نشان داده شده است.

در طراحی و انتخاب کلمپ ها نکات اساسی زیر باید مد نظر قرار گیرد:

- کلمپ ها باید طوری طراحی و انتخاب شوند که بیشترین سطح تماس را با هادی داشته باشند.
- کلمپ ها باید دارای تحمل مکانیکی کافی باشند.
- کلمپ ها و اجزاء متعلق به آنها ( پیچ ها، مهره ها و واشرها) باید از جنس فولاد زنگ نزن و یا آلومینیوم مناسب باشد.
- اتصالات حامل جریان باید طوری طراحی شوند که توزیع جریان در آنها به صورت یکنواخت باشد.
- هدایت الکتریکی کلمپ حداقل باید از هدایت الکتریکی شینه بیشتر باشد تا حداقل مقاومت و حرارت در محل اتصال تولید شود.

---

۱- Supporting Connectors  
۲- Fixed Connectors  
۳- Sliding Connectors

▪ سطح تماس کلمپ ها با شینه ها باید کاملا صیقلی و صاف باشد تا باعث افزایش شدت میدان در آن نقاط نگردد. با وجود این، سطوح مذکور توسط روغن یا گریس مخصوص ( که رسانا است) آغشته می گردد تا علاوه بر پر نمودن خلل و فرج در سطوح اتصال، مانع از ورود آلودگی به میان سطوح تماس شود.

#### ۵-۲- انواع قطعات اتصال خطوط هوایی و سیم ها:

از دیگر یراق آلات مورد استفاده در پست ها و خطوط در سیستم های قدرت، چفت و بست های<sup>۱</sup> مکانیکی و الکتریکی می باشد. این چفت و بست ها برای سیم های هوایی به کار می روند که بیشتر در خطوط انتقال ورودی پست ها و همچنین در پست های با شینه های نرم قابل مشاهده است. انواع مختلف این چفت و بست ها عبارتند از:

#### ۵-۲-۱- کلمپ های آویزان<sup>۲</sup>:

این کلمپ ها برای آویزان شدن سیم ها و مقره ها از دکل ها یا Gantry به کار می روند. لذا باید بتوانند وزن آنها را تحمل و منتقل نمایند. انواع کلمپ های آویزی در شکل الف صفحه بعد آمده است.

#### ۵-۲-۲- کلمپ های کششی<sup>۳</sup>:

این نوع کلمپ ها علاوه بر تحمل وزن هادی یا مقره، باید بتواند نیروی کششی ناشی از آنها را تحمل و منتقل نماید. انواع کلمپ های کششی در شکل ب صفحه بعد آمده است.

#### ۵-۲-۳- چفت و بست های قلابی<sup>۴</sup>:

این نوع چفت و بست ها به صورت قلاب تجهیزات را به هم متصل می کنند. انواع چفت و بست های قلابی در شکل ج صفحه بعد نشان داده شده است.

---

<sup>۱</sup> - Fittings  
<sup>۲</sup> - Suspension Clamps  
<sup>۳</sup> - Strain Clamps  
<sup>۴</sup> - Link Fittings



#### ۵-۲-۴- چفت و بست های پیوندی (اتصال دهنده):<sup>۱</sup>

این نوع چفت و بست ها برای برقراری ارتباط و متصل کردن انتهای هادی هادی ها به هم به کار می روند. چفت و بست های پیوندی به دو نوع فشاری ( پرسی) و پیچی تقسیم می شوند. انواع چفت و بست های پیوندی در شکل د صفحه قبل نشان داده شده است.

#### ۵-۲-۵- چفت و بست های حفاظتی:<sup>۲</sup>

این نوع چفت و بست ها برای جلوگیری از نوسانات هادی ها و سایر تجهیزات استفاده می شود. مهمترین این نوع چفت و بست ها فاصله اندازهای سیم های باندل است. انواع چفت و بست های حفاظتی در شکل ه صفحه قبل نشان داده شده است.

---

<sup>۱</sup> Splice Fittings  
<sup>۲</sup> Protective Fittings

فصل هشتم:

## اصول قطع و وصل

مدارات الکتریکی

## ۱- مقدمه:

قطع کامل جریان توسط کلید قدرت، تنها بستگی به عوامل فیزیکی و مکانیکی کلید ندارد، بلکه بیشتر بستگی به نوع و فرم جریان دارد. از این جهت لازم است بدون در نظر گرفتن مکانیزم کلید و اعمالی که توسط کلید بر جرقه و قوس الکتریکی تحمیل می شود، تغییراتی که برای جریان در موقع قطع و یا در لحظه وصل به وجود می آید و اثر این تغییرات بر جرقه را مورد بررسی قرار دهیم. برای اینکه بتوان این بررسی را به سادگی انجام داد و تاثیر نوع عبور جریان روی دوام جرقه بین دو تیغه یا دو قطب کلید مشخص کرد، فرض می کنیم:

- اختلاف پتانسیل ( ولتاژ ) بین دو کنتاکت کلید در حال جرقه قبل از رسیدن این دو کنتاکت به هم، حداکثر برابر ولتاژ روی دو کنتاکت بعد از وصل باشد.
- در این فصل، اختلاف پتانسیل بین دو کنتاکت کلید در حال جرقه را به اختصار ولتاژ قوس یا ولتاژ جرقه و اختلاف پتانسیلی که باعث عبور جریان می شود را ولتاژ جریان رسان می نامیم.
- خاموشی و قطع همیشه در ضمن عبور جریان متناوب از صفر صورت می گیرد. به بیان دیگر امکان اینکه جریان از مقداری غیر از صفر، غفلتا صفر و بالاچار قطع شود. لذا با توجه به فرض اول، جریان قوس از نظر شکل با جریان مدار بسته شده یکسان است. اندازه جریان قوس نیز حداکثر برابر جریان مدار بسته شده است.

با قبول دو اصل فوق می توان گفت که اگر جدا شدن کنتاکت های کلید در زمانی ایجاد شود که جریان دارای مقداری غیر از صفر است، جریان بدون تغییر شکل یافتن و بدون توجه به باز شدن کلید تا لحظه ای که طبق تغییرات طبیعی و عادی خودش به صفر نرسیده است، به مسیر خود ادامه می دهد. در لحظه عبور جریان از صفر جریان قطع و قوس خاموش می شود و اگر از این لحظه به بعد شرایط لازم برای خاموش ماندن جرقه در کلید فراهم باشد، جرقه دیگر بر نگشته و مدار به طور کامل قطع می شود.

## ۲- قطع مدارهای تک فاز:

قطع و وصل مدارهای جریان متناوب تک فاز در تکنیک کلیدهای فشار قوی دارای اهمیت و ارزش خاصی نیست. ولی از نتایج بررسی تحولات در موقع قطع و وصل مدارهای مختلف تک فاز می توان در سیستم سه فاز استفاده کرد. لذا ابتدا قطع مدارهای مختلف تک فاز مورد بررسی قرار می گیرد.

### ۲-۱- قطع مدار اهمی خالص:

در مدارهای اهمی، در زمان عبور جریان از صفر، ولتاژ جریان رسان  $u(t)$  ( ولتاژی که سبب عبور جریان از مدار می شود) نیز به علت هم فاز بودن با جریان، از مقدار صفر می گذرد. لذا پس از قطع جرقه ( در زمان عبور جریان از مقدار صفر) ولتاژ برگشتی روی دو سر کلید (  $u_s$  ) که برابر اختلاف ولتاژ دو سر مقاومت و ولتاژ منبع است) بلافاصله به مقدار حداکثر خود نمی رسد. بلکه به صورت سینوسی از مقدار صفر، شروع به تغییر می نماید. این موضوع در شکل زیر نشان داده شده است. قسمت های هاشور خورده شکل، ولتاژ برگشتی  $u_s$  دو سر کلید را نشان می دهد که با صفر شدن جریان و خاموش شدن جرقه، از مقدار صفر آغاز می شود. لذا با توجه به نحوه ایجاد ولتاژ برگشتی که از مقدار صفر شروع به افزایش کرده و ناگهان به مقدار زیادی افزایش نمی یابد، قطع و وصل در اینگونه مدارها به راحتی انجام می شود.



## ۲-۲- قطع مدار خازنی خالص:

اگر بار مدار کاملاً خازنی باشد، ولتاژ جریان رسان نسبت به جریان عبوری مدار،  $90^\circ$  درجه پس فاز خواهد بود. به عبارت دیگر با عبور جریان از صفر، مقدار ولتاژ خازن برابر حداکثر ولتاژ شبکه است. حال در صورت قطع کلید در زمان  $t_1$  و رسیدن شرایط به نقطه عبور جریان از مقدار صفر، خازن به مقدار حداکثر ولتاژ شبکه، شارژ خواهد شد و این ولتاژ را با قطع جریان از دست نمی دهد. لذا در لحظه قطع جرقه، با توجه به تساوی ولتاژ خازن و ولتاژ شبکه، ولتاژ برگشتی  $u_s$  دو سر کنتاکت های کلید ( که برابر اختلاف ولتاژ خازن و ولتاژ منبع می باشد) از مقدار صفر شروع به زیاد شدن می کند. در نتیجه مشابه مدارهای اهمی، ولتاژ برگشتی دو سر کلید، از مقدار صفر شروع به زیاد شدن می کند که این امر، شرایط را برای خاموش شدن جرقه به شکل مطلوبی مهیا می سازد. البته ولتاژ برگشتی بعد از نیم پریود به دو برابر ولتاژ نامی مدار افزایش می یابد. لذا امکان خاموش کردن جرقه در بارهای خازنی، مشکل تر از بار اهمی است. این موضوع ممکن است باعث برگشت جرقه وقتی که ولتاژ بین دو کنتاکت کلید دو برابر ولتاژ نامی می شود ( یعنی نیم سیکل بعد از قطع جریان مدار) شود. شکل زیر قطع مدار خازنی را نشان می دهد. قسمت های هاشورخورده، ولتاژ برگشتی (روی کنتاکت های کلید) را نشان می دهد.

## ۲-۳- قطع مدار سلفی خالص:

اگر بار مدار کاملاً سلفی باشد، جریان عبوری از مدار نسبت به ولتاژ جریان رسان،  $90^\circ$  درجه پس فاز است. در این حالت با جدا شدن کنتاکت های کلید از هم در زمان  $t_1$ ، قوس الکتریکی ایجاد شده بین دو کنتاکت، جریان را بسته نگه می دارد تا جریان الکتریکی، مسیر عادی خود را طی کند. به محض عبور جریان از صفر، جریان الکتریکی قطع شده و قوس الکتریکی خاموش می شود. همانطور که گفته شد از آنجا که مدار سلفی است، ولتاژ جریان رسان  $90^\circ$  درجه نسبت به جریان پیش فاز است. لذا وقتی جریان مدار به صفر می رسد، ولتاژ جریان رسان حداکثر مقدار خود را داراست. لذا در لحظه قطع قوس اختلاف ولتاژ بین دو کنتاکت کلید، برابر حداکثر ولتاژ منبع است. این ولتاژ (که همان ولتاژ برگشتی است)، باعث ایجاد مجدد جرقه بین دو کنتاکت شده و امکان برقراری دوباره جریان را مهیا می کند. لذا قطع جریان یک مدار کاملاً سلفی، برای کلیدهای فشار قوی بسیار مشکل است. زیرا ولتاژ برگشتی  $u_s$  در زمان عبور جریان از صفر، به مقدار حداکثر خود رسیده و جرقه مجدداً روشن می شود. در شکل زیر قطع مدار سلفی نشان داده شده است. قسمت های هاشور خورده، ولتاژ برگشتی ( روی کنتاکت های کلید) را نشان می دهد.

## ۲-۴- قطع مدار سلفی-اهمی سری:

در یک مدار شامل سلف و مقاومت اهمی سری، در موقع عبور جریان از صفر، ولتاژ برگشتی به علت وجود مقاومت اهمی، با ماکزیمم مقدار خود بین دو کنتاکت ظاهر نمی شود، بلکه مثلا در شکل زیر که  $\cos \varphi = 0.7$  است، فقط ۷۵٪ ماکزیمم مقدار خود را بازمی یابد. در چنین مداری با اینکه برگشت ولتاژ آنی است، ولی چون مقدار آن برابر ولتاژ جریان رسان در زمان قطع است و از مقدار ماکزیمم کوچکتر است، لذا کلید تحت شرایط سهلا تری نسبت به مدار کاملا سلفی قرار می گیرد. در شکل زیر قطع مدار سلفی-اهمی سری نشان داده شده است. قسمت های هاشور خورده، ولتاژ برگشتی ( روی کنتاکت های کلید) را نشان می دهد.



## ۲-۵- قطع مدار سلفی-اهمی موازی:

در یک مدار شامل سلف و مقاومت موازی، در لحظه عبور جریان از صفر و خاموش شدن قوس الکتریکی، سلف و مقاومت اهمی موازی تشکیل یک مدار RL با ورودی پله ای برابر ولتاژ منبع در لحظه قطع می دهند. لذا ولتاژ دو سر این مدار RL به صورت زیر تغییر می کند:

$$u = u_r (1 - e^{-\frac{t}{T}})$$

که در آن  $T = \frac{L}{R}$  است. در این حالت همانند قطع در مدار خازنی، دو طرف کلید دارای ولتاژ بوده که یکی مربوط به منبع و دیگری مربوط به مدار RL موازی است. ولتاژ برگشتی روی کلید، اختلاف این دو ولتاژ است. این ولتاژ در لحظه قطع جرقه از صفر شروع شده و به آهسته گی افزایش می یابد و راه را برای برگشت جرقه مشکل می کند. این پدیده بسیار مهم در صنعت کلیدسازی، مورد توجه قرار گرفته است. در شکل زیر قطع مدار سلفی-اهمی موازی نشان داده شده است. قسمت های هاشور خورده، ولتاژ برگشتی ( روی کنتاکت های کلید) را نشان می دهد.

## ۲-۶- قطع مدار سلفی-خازنی موازی:

در شکل صفحه بعد قطع مدار سلفی-خازنی موازی نشان داده شده است. قسمت های هاشور خورده، ولتاژ برگشتی ( روی کنتاکت های کلید) را نشان می دهد. همانطور که شکل نشان می دهد، در لحظه عبور جریان از صفر، جریان های  $i_L$  و  $i_C$  نیز از صفر می گذرد. لذا خازن  $C$  نیز در این لحظه با ماکزیمم ولتاژ جریان رسان شارژ شده است. اگر کلید به صورت قطع باقی بماند، یک جریان نوسانی با فرکانس  $\omega_0$  در این مدار به وجود می آید.  $\omega_0$  از رابطه  $\omega_0^2 LC = 1$  تعیین می گردد و از رابطه

$$I_C = U\omega C \text{ و } I_L = \frac{U}{\omega L}$$

می توان نسبت جریان ها را مطابق رابطه زیر به دست آورد:

$$\frac{I_C}{I_L} = \omega^2 LC = \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2 \omega_0^2 LC = \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2$$

تفاوت دو ولتاژ جریان رسان  $u$  و ولتاژ مدار نوسانی که هر دو دارای یک دامنه می باشند، به عنوان ولتاژ برگشتی ظاهر می شوند. بر حسب اینکه  $\omega_0$  بزرگتر یا کوچکتر از  $\omega$  باشد یکی از شکل موج های زیر به وجود می آید:

## ۲-۷- قطع مدار سلفی-خازنی سری:

این مدار ممکن است دو حالت بیشتر سلفی یا بیشتر خازنی داشته باشد. اگر مدار بیشتر سلفی باشد، در لحظه عبور جریان از صفر، ولتاژ برگشتی با شدت هر چه بیشتر ظاهر می شود و مقدار آن برابر است با شدت ولتاژ جریان رسان در لحظه قطع جریان به اضافه ولتاژ خازن در آن لحظه. در چنین مداری قطع جریان بسیار مشکل است و هر چه مدار به رزونانس نزدیکتر شود، عمل قطع مدار سخت تر می شود. اما در صورتی که مدار بیشتر خازنی باشد، ولتاژ برگشتی که همان اختلاف ولتاژ جریان رسان و ولتاژ خازن شارژ شده است، کمتر بوده و قطع این مدار سهل تر خواهد بود. در شکل صفحه بعد قطع مدار سلفی-خازنی سری نشان داده شده است.

قسمت های هاشور خورده، ولتاژ برگشتی ( روی کنتاکت های کلید) را نشان می دهد.

## ۲-۸- قطع مدار خازنی-مقاومتی سری:

در لحظه عبور جریان از صفر، خازن  $C$  دارای یک ولتاژ معین و یک بار مشخصی است که به علت قطع جریان تخلیه نمی شود. از آنجا که در لحظه عبور جریان از صفر، افت ولتاژ روی مقاومت صفر است، پس خازن با حداکثر ولتاژ منبع شارژ می شود. چون این دو ولتاژ در یک لحظه در دو طرف کلید ظاهر می شود، لذا ولتاژ برگشتی در لحظه قطع جریان از صفر شروع می شود و کم کم بالا می رود تا به ماکزیمم آن ( در نیم سیکل بعد) برسد. اما ماکزیمم ولتاژ برگشتی در این مدار همیشه کمتر از ولتاژ برگشتی در مدار کاملاً خازنی است. قطع مدار خازنی مقاومتی سری در شکل زیر نشان داده شده است:

## ۲-۹- قطع مدار خازنی-مقاومتی موازی:

در مدار RC موازی، جریان عبوری از مدار برابر است با مجموع جریان مقاومتی هم فاز با ولتاژ منبع و جریان خازنی که ۹۰ درجه با ولتاژ منبع اختلاف فاز دارد. در لحظه عبور جریان منبع از صفر، ولتاژ دو سر خازن که هم فاز با جریان مقاومتی است، دارای مقدار بوده و با رابطه زیر کاهش می یابد:

$$u = u_r (e^{-\frac{t}{T}} - 1)$$

در این رابطه  $T = RC$  است.

بنابراین ولتاژ برگشتی که برابر اختلاف ولتاژ منبع و ولتاژ روی خازن است، علاوه بر اینکه از صفر شروع می شود، خیلی آهسته تر از حالت قبل نیز به طرف ماکزیمم صعود می کند و در ضمن ماکزیمم ولتاژ برگشتی نیز از حالت قبل کوچکتر است.

### ۳- وصل مدارهای تک فاز:

در قطع مدارهای تک فاز دیدیم که عمل قطع همیشه و به طور کاملاً عادی در ضمن عبور جریان از صفر انجام می‌گیرد. در صورتی که در این بخش خواهیم دید که با وجود اینکه جریان در موقع وصل مدار همیشه از صفر شروع می‌شود، ولی ولتاژ در این زمان هیچگاه نمی‌تواند صفر باشد، زیرا هیچ مداری با تماس تیغه‌های کلید بسته نمی‌شود بلکه مدار جریان همیشه قبل از رسیدن کنتاکت‌ها یکدیگر و تماس فلز به فلز در اثر جرقه و قوس الکتریکی بسته می‌شود.

همانطور که می‌دانیم، جرقه و قوس الکتریکی موقعی ایجاد می‌شود که فاصله بین دو کنتاکت آنقدر کوچک شود که نتواند اختلاف ولتاژ بین دو کنتاکت در آن لحظه را در آن فاصله تحمل کند. لذا می‌توان گفت همانطور که عمل قطع جریان با قطع جرقه توأم است، عمل وصل نیز حتماً با جرقه شروع می‌شود.

### ۳-۱- وصل مدار اهمی خالص:

پس از فرمان وصل کلید، در ضمن نزدیک شدن کنتاکت‌ها در زمان  $t_0$  بین دو کنتاکت جرقه زده و جریان مدار وصل می‌شود. با برقراری جریان، ولتاژ روی مقاومت از صفر به مقدار  $RI$  جهش می‌نماید و همانند جریان به رفتار سینوسی خود ادامه می‌دهد. در شکل زیر وصل مدار کاملاً اهمی نشان داده شده است:



### ۳-۲- وصل مدار خازنی خالص:

در مدار خازنی خالص، اگر خازن بدون بار باشد، فقط در صورتی که در زمان عبور ولتاژ از صفر، کلید بسته شود، رفتار جریان عادی و شروع جریان بدون هیچ گونه نوسانی خواهد بود. در این حالت اگر ولتاژ به صورت  $u = U_{\max} \sin \omega t$  باشد، جریان از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$i = C \frac{du}{dt} = C \omega U_{\max} \cos \omega t$$

چنانچه دیده می شود، جریان شارژ از یک رابطه کسینوسی پیروی می کند و نسبت به ولتاژ جریان رسان ۹۰ درجه جلو افتادگی دارد. لذا به محض وصل کلید (در لحظه عبور ولتاژ از صفر) جریان به ماکزیمم خود جهش می کند.

اما همانطور که می دانیم هیچ کلیدی در لحظه صفر ولتاژ، مدار را نمی بندد و در شکل زیر مدار در لحظه  $t_0$  توسط قوس الکتریکی بسته می شود. چون خازن در این لحظه خالی و بدون ولتاژ است، باید خازن بلافاصله در زمان وصل کلید، ولتاژ شبکه را به خود بگیرد. در نتیجه باید از نظر تئوری، خازن در یک لحظه بسیار کوچک، یک جریان بسیار بزرگ بکشد و خازن را شارژ کند و بلافاصله جریان افت کرده و مسیر عادی خود (سینوسی) را بیابد.

البته در عمل به علت وجود مقاومت اهمی و سلفی در مدار ( گر چه کوچک هم باشد) جریان در موقع وصل، هیچ گاه بی نهایت نیست. ولی در هر حال دارای یک قله نسبتاً بزرگ است و چون این جریان از کلید هم می گذرد، لذا شدت جریان قوس زیاد بسیار زیاد است و به عبارت دیگر قوس شدیدی در لحظه وصل به وجود می آید. به همین دلیل علیرغم اینکه ولتاژ دو سر قوس کوچک است، قدرت جرقه به حدی است که ممکن است منجر به انهدام کلید شود. از این جهت، وصل کلید در مدارهای کاملاً خازنی بسیار مشکل است.

### ۳-۳- وصل مدار سلفی خالص:

در شکل زیر وصل مدار کاملاً سلفی نشان داده شده است:



فرض می کنیم کلید مدار را به هر ترتیبی است ( جرقه یا تماس) در زمان  $t_0$  می بندد. ولتاژ در زمان  $t_0$  با زمانی که ولتاژ منبع  $(u = U_{\max} \sin \omega t)$  از صفر می گذرد، اختلاف فاز  $\varphi_0$  دارد. جریان وصل از رابطه زیر به دست می آید:

$$i = \frac{1}{L} \int_{t_0}^t u \, dt = \frac{U_{\max}}{L} \int_{t_0}^t \sin \omega t \, dt = -\frac{U_{\max}}{\omega L} \cos \omega t + \frac{U_{\max}}{\omega L} \cos \varphi_0$$

چنانچه دیده می شود این جریان از دو قسمت تشکیل شده است، قسمت اول یک جریان متناوب سینوسی است و قسمت دوم یک جریان دائم (DC) است که شدت آن بستگی به زمان وصل کلید ( $\varphi_0$ ) دارد و به علت چشم پوشی از مقاومت اهمی مدار، ثابت است.

اگر کلید در زمانی که  $\varphi_0 = 0$  است بسته شود یعنی در لحظه ای که ولتاژ از صفر می گذرد، شدت جریان دائم  $i_g$  به ماکزیمم مقدار خود می رسد:

$$i_{g \max} = \frac{U_{\max}}{\omega L}$$

اگر کلید در زمانی که  $\varphi_0 = \frac{\pi}{2}$  است بسته شود یعنی در لحظه ای که ولتاژ جریان رسان از ماکزیمم خود می گذرد، شدت جریان دائم  $i_g$  صفر خواهد بود. در هر حال ماکزیمم شدت جریان در هنگام وصل یک مدار کاملا سلفی برابر است با:

$$I_{\max} = \frac{U_{\max}}{\omega L} (1 + \cos \varphi_0)$$

چنانچه دیده می شود اتصال کوتاه در این شبکه در نامساعدترین لحظات باعث عبور جریان اتصال کوتاهی معادل دو برابر جریان متناوب اتصال کوتاه شبکه خواهد شد که ایجاد نیروی دینامیکی شدیدی در کلید می کند. از این جهت است که تعیین مقدار ماکزیمم جریان وصل کلید برای کلیدهای فشار قوی از ارزش زیادی برخوردار است. در عمل به علت میرا شدن عضو جریان دائم در اثر وجود مقاومت اهمی مدار، ماکزیمم جریان وصل مدار به دو برابر دامنه موج اصلی نمی رسد و حداکثر تا ۱/۸ برابر آن می رسد.

### ۳-۴- وصل مدار سلفی-مقاومتی:

با توجه به اینکه هر سلفی کم و بیش دارای مقاومت اهمی است، لذا شکل زیر می تواند مدار معادل حقیقی یک شبکه در حالت اتصال کوتاه باشد:

شناسایی عبور جریان در چنین مداری در لحظه وصل دارای اهمیت زیادی است. در لحظه وصل چنین مداری باید جریان از صفر شروع شود. پس جریان گذرا باید از دو عضو جریان متناوب و دائم تشکیل شود. با این تفاوت که چون عضو جریان دائم  $i_g$  به علت وجود مقاومت اهمی به زودی میرا و مستهلک می شود، لذا جریان منتهی پس از چند سیکل تبدیل به جریان متناوب اتصال کوتاه می شود که به علت وجود مقاومت اهمی، با ولتاژ جریان رسان اختلاف فازی کمتر از ۹۰ درجه خواهد داشت. برای محاسبه جریان کل اتصال کوتاه می توان آن را به دو قسمت تقسیم کرد. جریان متناوب اتصال کوتاه برابر است با:

$$I_w = I_{w \max} \sin(\omega t - \varphi)$$

$$I_{w \max} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}}$$

که در آن  $\tan \varphi = \frac{\omega L}{R}$  می باشد و عضو جریان دائم  $i_g$  که میرا شونده است برابر است با:

$$i_g = I_{g \max} e^{-(R/L)t}$$

$$I_{g \max} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \sin(\varphi_0 - \varphi)$$

ثابت میرایی جریان دائم  $T$  را می توان از رابطه  $\tan \varphi = \frac{\omega L}{R} = \omega T$  به صورت زیر به دست آورد:

$$T = \frac{1}{\omega} \tan \varphi = \frac{1}{\omega} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{1}{\omega} \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}$$

در عمل ضریب توان در هنگام اتصال کوتاه حدود ۰/۱۵ است. در این صورت زمان میرایی جریان دائم در اتصال کوتاه برابر است با:

$$T = \frac{1}{\omega} \sqrt{\frac{1}{0.15^2} - 1} = 7.4 \times \frac{1}{\omega}$$

و برای فرکانس ۵۰ هرتز ( $\omega = 314$ ) ثابت زمانی میرایی  $T = 23.6$  ms خواهد بود. ثابت زمانی  $T$  معمولاً در اغلب شبکه ها کوچکتر از دو نیم موج است، لذا تقریباً پس از گذشت ۶ نیم موج یعنی ۰/۰۶ ثانیه پس از اتصال کوتاه، عضو دائم تقریباً میرا شده و جریان اتصال کوتاه متقارن می شود و چون فرمان کلید نیز معمولاً همزمان با وقوع اتصال کوتاه صادر نمی شود، لذا برای قطع کلید فقط جریان اتصال کوتاه متناوب و در موقع وصل جریان مجموع جریان دائم و متناوب اتصال کوتاه موثر است.

### ۳-۵- وصل مدار خازنی-مقاومتی:

اگر مدار خازنی شامل مقاومت اهمی نیز باشد، جریان ضربه ای در ضمن وصل نمی تواند به حدی برسد که کلید را تهدید کند. فرض می کنیم که خازن  $C$  قبل از وصل شدن کلید در اثر قطع قبلی با ولتاژ  $u_{C0}$  شارژ شده باشد. (حالت کلی) در این صورت می توان نوشت:

$$u_R + u_C = u \Rightarrow iR + \frac{1}{C} \int_{t=0}^t i dt + u_{C0} = u$$

با حل معادله فوق ولتاژ خازن از رابطه زیر به دست می آید:

$$u_C = \frac{U_{\max}}{\sqrt{1 + \omega^2 T^2}} (\sin(\omega T - \varphi) + \frac{\omega T}{\sqrt{1 + \omega^2 T^2}} e^{-\frac{t}{T}})$$

در این رابطه ثابت زمانی  $T = RC$  است. چنانچه دیده می شود، ولتاژ خازن از دو جزء پایدار  $U_{ce}$  و گذرای  $U_{cf}$  تشکیل شده است به طوری که:

$$U_{ce} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{1 + \omega^2 T^2}} (\sin(\omega T - \varphi) = U_{C_{\max}} \sin(\omega T - \varphi)$$

و عضو گرای آن برابر است با:

$$U_{cf} = \frac{U_{\max} \cdot \omega T}{1 + \omega^2 T^2} e^{-\frac{t}{T}}$$

جریان کل نیز از رابطه زیر به دست می آید:

$$i = \frac{\omega C U_{\max}}{\sqrt{1 + \omega^2 T^2}} (\cos(\omega T - \varphi) - \frac{1}{\sqrt{1 + \omega^2 T^2}} e^{-\frac{t}{T}})$$

این جریان نیز از دو جزء پایدار  $i_e$  و گذرای  $i_f$  تشکیل شده است:

$$i_e = \frac{\omega C U_{\max}}{\sqrt{1 + \omega^2 T^2}} \cos(\omega T - \varphi) = \omega C U_{C_{\max}} \cos(\omega T - \varphi)$$

$$i_f = -\frac{\omega C U_{\max}}{1 + \omega^2 T^2} e^{-\frac{t}{T}}$$

در شکل زیر وصل مدار خازنی-اهمی نشان داده شده است:

همچنان که دیده می شود، جریان مدار با ثابت زمانی  $T = RC$  از مقدار اولیه خود به مقدار دائمی  $i_e$  میرا می شود. همچنین جریان شروع در لحظه اول توسط مقاومت  $R$  محدود می شود و نمی تواند خیلی بالا برود.

#### ۴- روش های خاموش کردن قوس:

خاموش کردن هر چه سریعتر جرقه یکی از مسایل مهم در کلیدهاست. زیرا با کوچک کردن مدت قوس، اولاً انرژی تلف شده در کلید که به صورت حرارت شدیدی ظاهر می شود، کاهش می یابد، ثانیاً با قطع سریع قوس، دستگاه هایی که کلید برای حفاظت آنهاست، کمتر آسیب می بینند. (به خصوص در زمان اتصال کوتاه) انرژی تلف شده در زمان ایجاد جرقه از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$W = \int_{t_0}^{t_1} U I dt$$

در این رابطه  $U$  ولتاژ دو سر قوس (بین دو کنتاکت در لحظه وقوع قوس)  $I$  شدت جریان قوس،  $t_0$  زمان شروع قوس و  $t_1$  زمان خاتمه قوس است. البته مقداری انرژی نیز در پایه قوس در کنتاکت ها تلف می شود که از آنها صرف نظر شده است. بنابراین انرژی حرارتی تولید شده در کلید به خاطر ایجاد قوس، به شدت جریان، مدت زمان وجود قوس و ولتاژ دو سر قوس بستگی دارد. با توجه به اینکه در یک کلید هدف کاهش هر چه بیشتر این انرژی است، امکانات رسیدن به این هدف نیز باید بر اساس سه عامل فوق باشد. مثلاً در کلید جریان متناوب سعی می شود هم طول قوس کوچک نگه داشته شود که نتیجه آن کوچک شدن ولتاژ دو سر قوس است و هم زمان جرقه کوتاه باشد و از چند میلی ثانیه تجاوز نکند.

یکی از مهمترین روش های کاهش انرژی ناشی از قوس، جلوگیری از برگشت مجدد قوس پس از گذشتن جریان از صفر است. به عبارت دیگر باید استقامت الکتریکی بین دو کنتاکت در لحظه صفر

شدن جریان ( قطع خود به خود قوس) آنچنان زیاد گردد که امکان برگشت مجدد جرقه وجود نداشته باشد. همچنین در این حالت کلید باید قادر باشد انرژی حرارتی جرقه را تحمل یا دفع نماید. روش های مختلفی برای کاهش انرژی حرارتی ناشی از قوس وجود دارد که در زیر مهم ترین آنها توضیح داده می شود:

#### ۴-۱- ازدیاد طول قوس:

هر گاه یک قوس الکتریکی رخ دهد، همیشه جرقه تمایل دارد از محل اولیه خود دور شود. دو عامل حرارتی و الکترومغناطیسی برای دور شدن و حرکت جرقه وجود دارد. در اثر حرارت قوس، هوای اطراف قوس گرم شده و به صورت همرفتی به بالا صعود می کند و قوس را نیز به دنبال خود می کشد. می دانیم نیروی وارد بر یک هادی حامل جریان در میدان مغناطیسی از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$F = iL \times B$$

این موضوع برای یک کلید نمونه در شکل زیر نشان داده شده است.



چنانچه دیده می شود، جریان در مسیر خود (کنتاکت ثابت، قوس و کنتاکت متحرک) یک میدان مغناطیسی ایجاد می کند. این میدان منجر به ایجاد نیروی منتهجه  $F$  می شود که جهت آن در شکل نشان داده شده است. این نیرو باعث حرکت قوس در جهت نیرو و در نتیجه ازدیاد طول قوس می شود.



نیروی وارده بر قوس الکتریکی را می‌توان توسط میدان مغناطیسی یک بوبین جریان دار به نام بوبین دمنده تقویت کرد.

در شکل زیر نحوه عملکرد یک بوبین دمنده را نشان می‌دهد. همانطور که در شکل پیداست، قوس الکتریکی بین دو کنتاکت کلید مثل هر سیم جریان‌داری ایجاد یک میدان مغناطیسی در محفظه جرقه می‌کند. این میدان با میدان مغناطیسی بوبین دمنده در زیر جرقه باهم جمع می‌شوند و در بالای قوس همدیگر را خنثی می‌کنند. به طوری که یک نیرویی به جهت بالا به وجود می‌آید که باعث حرکت قوس به طرف بالا می‌شود. شدت راندن (فوت کردن) قوس توسط بوبین دمنده بستگی به جهت و شدت جریان آن دارد. به طوری که اثر آن در جریان‌های زیاد (مثل اتصال کوتاه) بسیار شدید و در جریان‌های کم ناچیز است. برای ایجاد طول قوس نسبتاً زیاد در یک فضای کم (مثل محفظه قطع کلید) از تعدادی میله یا قطعات و برآمدگی‌های عایقی استفاده می‌شود. این قطعات در ضمن اینکه مقداری از حرارت قوس را می‌گیرند، باعث طولیل شدن قوس در یک فضای کوچک می‌شود.

#### ۴-۲- تشدید خنک کردن:

در موقع راندن قوس (فوت کردن) اگر انتهای محفظه جرقه‌گیر باز باشد، جرقه با ورود تدریجی هوای سرد، خنک می‌شود. حتی میله‌های عایق که در محفظه قطع نصب می‌شوند نیز در خنک کردن قوس مؤثرند. همچنین در بعضی از کلیدها، محفظه قطع را طوری می‌سازند که سطح قاعده بالایی آن کوچکتر از سطح قاعده پایینی باشد (هرم ناقص) در نتیجه تماس جرقه با محفظه عایقی که اغلب از سرامیک یا سفال می‌باشد، میسر شده و عمل خنک کردن تشدید می‌گردد.

#### ۴-۳- مقطّ ع کردن قوس:

هر قوس الکتریکی باعث افت ولتاژ در پایه قوس می‌شود. لذا هنگامی که یک قوس الکتریکی بین دو کنتاکت کلید رخ می‌دهد، اختلاف ولتاژ بین دو کنتاکت عبارت است از افت ولتاژ در محل اتصال کنتاکت اول با محیط عایقی به علاوه افت ولتاژ در محیط عایقی به علاوه افت ولتاژ در محل اتصال محیط عایقی با کنتاکت دوم. با استفاده از این ویژگی می‌توان با نصب تعدادی تیغه فلزی و افزایش افت ولتاژ دو سر قوس، از شدت جرقه کاست. این نکته در شکل زیر نشان داده شده است.



در شکل زیر یک کلید که از روش مقطّع کردن به همراه میله‌های عایقی برای خاموش کردن قوس استفاده می‌کند، نشان داده شده است.

#### ۴-۴- خاموشی در نقطه صفر:

در جریان متناوب اگر کنتاکت‌ها درست در موقع عبور جریان از صفر از هم جدا شوند و خیلی سریع آنقدر از هم فاصله بگیرند که برگشت ولتاژ نیز باعث قوس نشود، قطع کلید کاملاً بدون جرقه انجام می‌شود. کلیدهایی که مدار جریان متناوب را بدون قوس الکتریکی قطع می‌کنند، به کلیدهای سنکرون معروفند. در این کلید به کمک تکنیک خاصی جریان برای مدت کوتاهی در صفر نگه داشته می‌شود. در این فاصله زمانی باید کنتاکت‌های کلید از هم جدا شده و آنقدر از هم فاصله بگیرند که برگشت ولتاژ باعث جرقه در این فاصله نشود. این کلید علی‌رغم محاسن زیاد آن، به علت احتیاج به دستگاه‌های اضافی، دقیق و گران قیمت رواج پیدا نکرده است.

#### ۴-۵- خازن موازی با کنتاكت ها:

به کمک یک خازن با ظرفیت مناسب که موازی با کنتاكت های قطع کننده کلید، وصل می شود، می توان قوس جریان دائم با شدت کم را بدون استفاده از روش هایی که گفته شد، خاموش کرد. طرز کار این کلید در شکل زیر آمده است:



در موقع باز شدن کنتاكت کلید، خازن به عنوان ذخیره کننده الکتریکی، تمام انرژی را که می بایست در قوس از بین برود را در خود ذخیره می کند. در فاصله زمانی که خازن تا ماکزیمم ولتاژ پر می شود، فاصله کنتاكت ها آنقدر از هم دور می شوند که دیگر این ولتاژ نمی تواند باعث برگشت جرقه شود.

#### ۴-۶- خلاء:

در یک گاز معین، ولتاژی که منجر به ایجاد قوس می شود، در یک میدان الکتریکی یکنواخت بین دو الکترود به فشار گاز و فاصله دو کنتاكت بستگی دارد. به عنوان مثال در هوا با فشار ۱۰۱۳ میلی بار و فاصله یک سانتیمتر، برای ایجاد قوس، ولتاژ قوس باید  $3/5$  کیلوولت باشد. در شکل زیر منحنی تغییرات فشار هوا و ولتاژ قوس برای فاصله یک سانتیمتر رسم شده است. این منحنی در فشار  $0/666$  میلی بار دارای یک مینیموم است. لذا می توان برای بالا بردن ولتاژ قوس و در نتیجه جلوگیری از جرقه، فشار داخلی محفظه قوس کلید را تا حد امکان پایین آورد و به خلاء رسید.

## ۵- عوامل خاموش کردن قوس:

همانطور که گفته شد، مشکل ترین موقعیت برای قطع جریان و خاموش شدن جرقه هنگامی است که بار سلفی باشد. زیرا در این حالت درست زمانی که جریان از صفر می گذرد و جرقه خود به خود خاموش می شود، ولتاژ شبکه که عامل برگشت جرقه است، ماکزیمم است. متاسفانه ماهیت سیستم قدرت در هنگام اتصال کوتاه نیز به خاطر وجود ژنراتورها، ترانسفورماتورها، موتورها و ... سلفی است. برای خاموش کردن جرقه ناشی از قطع یا وصل مدار سه عامل موثر است که در زیر توضیح داده می شود:

### ۵-۱- مدت اثر:

در برخی از کلیدها، خاموش کننده جرقه در زمانی که جریان از صفر یا از حوالی آن می گذرد، وارد عمل می شود و در برخی دیگر عامل خاموش کننده جرقه به محض صدور فرمان قطع به کلید و جدا شدن کنتاکت ها از هم وارد عمل می شود و در تمام مدتی که جریان قوس برقرار است، در قطع جرقه موثر است. این تداوم در خنک کردن و خارج کردن الکترون ها و حامل های بار علیرغم اینکه انرژی بیشتری می برد، باعث می شود که استقامت مکانیکی و حرارتی کلید نیز به مقدار قابل ملاحظه ای بالا برده شود.

در عوض موثر بودن عامل قطع جرقه در ضمن عبور جریان از صفر و تاثیر کامل آن روی قوس الکتریکی ( از نظر قطر، شکل، فرم، محل و پایه جرقه) باعث می شود که قطع جرقه به محض عبور جریان از صفر راحت تر و مطمئن تر صورت گیرد. زیرا خنک کردن و خارج کردن حامل های بار هر چه ستون جرقه لاغرتر باشد، سریعتر انجام می گیرد.

## ۵-۲- عامل موثر:

در تمام کلید ها غیر از کلید خلا، برای خنک کردن و خارج کردن حامل های بار از یک ماده اولیه مناسبی که ممکن است جامد، مایع یا گاز باشد، استفاده می شود.

در کلید های خلا، جرقه در یک محفظه کاملاً خلا ایجاد می شود و عامل ایجاد جرقه، یون هایی هستند که در اثر بخار شدن فلز الکترودها به وجود می آیند. در واقع ضمن جدا شدن کنتاکت متحرک کلید از کنتاکت ثابت، دائماً نقاط تماس بین دو کنتاکت کم شده و بالاخره لحظه ای قبل از جدا شدن، تماس سطحی دو کنتاکت به تماس نقطه ای تبدیل می شود. در نتیجه تراکم جریان در این نقطه به حدی زیاد می شود که در همین محل نقطه ذوبی به وجود می آید و باعث شروع جرقه و پایه قوس الکتریکی می شود. در نهایت این یون ها با الکترون های آزاد جدار محفظه کلید مجدداً ترکیب شده و از بین می روند.

در کلیدهای دیگر مواد موجود در اطراف جرقه در اثر حرارت بسیار زیاد قوس ( ۱۰۰۰۰ الی ۵۰۰۰۰ درجه سلسیوس) تجزیه می شود. زیرا هیچ عنصر جامد یا مایعی وجود ندارد که بدون تجزیه شدن این گرما را تحمل کند. لذا همیشه اطراف جرقه بدون توجه به نوع ماده ای که قبل از جرقه الکترودها را احاطه کرده بود، گاز جمع می شود و چون قابلیت هدایت حرارتی گازها بسیار خوب است، این گازها در اطراف قوس الکتریکی برای خنک کردن قوس بسیار با ارزش است.

کلیدها را می توان از نظر عامل موثر (عایق) آنها به سه دسته زیر تقسیم بندی نمود:

### ۵-۲-۱- خاموش کننده جامد:

خاموش کننده جامد سه نوع است:

- خاموش کننده ای که در اثر حرارت می سوزد: این خاموش کننده ها به خاموش کننده دانه ای معروفند مثل خاک کوارتز که در فیوزهای فشار قوی با قدرت قطع زیاد کاربرد دارند.

▪ **خاموش کننده ای که حرارت را جذب می کند، بدون اینکه تغییر شکل دهد:** این وسیله ها در تماس مستقیم با جرقه قرار می گیرند و ظرفیت حرارتی زیاد آن به عنوان یک خنک کننده، موثر واقع می شود. در این نوع کلیدها از سرامیک و سفال استفاده می شود و برای تسریع در خنک کردن جرقه، قوس به وسیله نیروی الکترودینامیکی ناشی از یک میدان مغناطیسی به دیواره های این عنصر خاموش کننده فشرده می شود و برای جلوگیری از حرارت موضعی و محلی جرقه، قوس را خیلی سریع در روی سطح دیواره سرامیک می دواند.

▪ **خاموش کننده ای که در اثر حرارت تبخیر می شود:** در این نوع کلیدها قشر بسیار نازکی از سطح عایق که در تماس با جرقه الکتریکی می باشد (آمینوپلاست ها و فیبرها) در اثر حرارت شدید قوس تبخیر می شود و گاز متصاعد شده اطراف قوس را می پوشاند و باعث خاموش شدن جرقه می شود. به این کلیدها به خاطر اینکه گاز از جسم جامد و سختی متصاعد می شود، کلید با گاز جامد نیز گفته می شود.

#### ۵-۲-۲- خاموش کننده مایع:

مایعاتی که برای قطع جرقه به کار می روند عبارتند از: روغن و آب.

▪ **روغن:** اولین مایعی که در ساختمان کلیدهای فشار قوی به کار برده شد، روغن معدنی بود. روغن معدنی در هنگام قوس تجزیه شده و گاز هیدروژن تولید می کند که در خنک کردن جرقه بسیار موثر است. یکی از معایب روغن معدنی قابل اشتعال بودن آن است. برای حل این مشکل دانشمندان روغنی ترکیبی از فلئوئور و سیلیکون کشف کرده اند که علاوه بر دارا بودن تمام خواص روغن معدنی، قابل اشتعال نباشد. اما به دلیل قیمت بالای آن، استفاده از آن هنوز اقتصادی نیست.

▪ **آب:** آب در تماس با قوس الکتریکی که دارای حرارت فوق العاده ایست، به هیدروژن و اکسیژن تجزیه می شود. علاوه بر این در هنگام عبور قوس از آب، آب بخار شده و پس از آن تقطیر می شود. ایراد اصلی آب هادی بودن (عایق نبودن) آن است. همچنین سریع تبخیر می شود و در دمای صفر درجه سلسیوس یخ می زند. برای پایین آوردن نقطه انجماد آب از محلول ضد یخ استفاده می شود. از آنجا که آب هادی جریان الکتریکی است، لذا دو کنتاکت کلید در حالت قطع نمی تواند در داخل آب قرار گیرد، بلکه پس از قطع جرقه یک فاصله هوایی مناسب بین آنها وجود خواهد داشت.

### ۵-۲-۳- خاموش کننده گاز:

خاموش کننده گازی سه نوعند:

▪ **ازت:** ساختمان کلیدهای فشار قوی در ابتدا با کلیدهای هوایی شروع شد. در این کلیدها ماده خاموش کننده جرقه در همان هوایی است که اطراف کنتاکت های کلید را پوشانده و موثرترین آنها گاز ازت موجود در هواست. البته چون گاز ازت دارای هدایت حرارتی چندان خوبی نیست، اثر خنک کننده آن نیز کم است و از این جهت در کلیدهای فشار قوی با قدرت زیاد، از هوای فشرده و یا از گاز دیگری که اثر خنک کنندگی بیشتری دارد، استفاده می شود. اما در کلیدهای با قدرت کم، هوا یک عامل موثر بسیار عالی است.

▪ **هیدروژن:** اثر خاموش کنندگی گاز هیدروژن نسبت به گاز ازت خیلی بیشتر است زیرا هیدروژن دارای قابلیت حرارتی بهتری از گازهای دیگر است. ولی به علت گرانی، از این گاز به عنوان ماده اولیه خاموش کننده استفاده نمی شود. بلکه کلیدها را با عایقی پر می کنند که در موقع جرقه زدن بین کنتاکت ها گاز هیدروژن به خودی خود به وجود آید.



▪ گاز  $SF_6$ : این گاز دارای خاصیت عایقی و هدایت حرارتی عالی است. به علت گرانی قیمت آن می بایست ساختمان کلید طوری باشد که گاز  $SF_6$  ضمن کار مصرف نشده و از بین نرود. از این جهت کلیدهای  $SF_6$  دارای یک مدار بسته برای این گاز هستند.

### ۵-۳- تهیه عامل موثر:

کلیدهای فشار قوی را می توان از نظر نوع تهیه عامل موثر در خاموش کردن جرقه به دو دسته خاموش کننده خارجی و خاموش خودی تقسیم کرد.

در کلیدهایی که ماده خاموش کننده مستقل از شدت جریان و حرارت قوس می باشد (تابع شدت جریان نیست) باید این ماده از خارج تهیه شود. این کلیدها، کلیدهای با خاموش کننده خارجی می باشند. (مثل کلیدهای هوای فشرده)

در کلیدهای دیگر که شدت اثر ماده خاموش کننده تابع شدت جریان است، باید ماده خاموش کننده توسط خود جرقه و قوس الکتریکی ایجاد شود و لذا این کلیدها را کلید با خاموش کننده خودی می نامند. (مثل کلید روغنی)

ساختمان بعضی کلیدها طوری است که در جریان های کم و متوسط، نوع اول و در جریان های زیاد نوع دوم موثر واقع می شود. در نتیجه این کلیدها جریان کم را نیز به خوبی و سرعت جریان های زیاد قطع می کنند و از این جهت دارای مزیت فوق العاده ای نسبت به کلید هایی هستند که فقط از یک نوع تولید ماده خاموش کننده بهره می گیرند. کلیدهایی که ماده خاموش کننده جرقه را متناسب با شدت جریان قوس ایجاد می کنند، قادر هستند تا آنجا که نیرو و استقامت دینامیکی و مکانیکی کلید اجازه دهد، جریان های زیاد را بسیار سریع قطع و جرقه را به راحتی خاموش کنند. ولی برعکس در جریان های کم، به خاطر اینکه اثر ماده خنک کننده و خاموش کننده نیز کم است، عمل قطع جرقه طولانی تر می شود. بدین جهت این کلیدها دارای یک حد پایین جریان هستند. مثلا در کلید روغنی هر چه شدت جریان بیشتر باشد، در هنگام قوس گاز بیشتری متصاعد شده و فشار داخل منبع کلید نیز

بیشتر می شود. اگر جدار خارجی منبع کلید بتواند این فشار را تحمل کند، جرقه زودتر سرد و خاموش می شود. ولی در جریان های کم به علت ایجاد گاز هیدروژن کم، جرقه ممکن است مدتی ادامه یابد. در کلیدهایی که ماده خاموش کننده از خارج در اختیار کلید قرار می گیرد، چون جرقه جریان های کم نیز به راحتی و با اطمینان کامل خاموش می شود. لذا این کلیدها فاقد حد پایین جریان هستند. ولی مسلماً قطع جریان های زیاد در این کلید مشکل تر از کلیدهایی است که ماده خاموش کننده جرقه را خود متناسب با شدت جریان تهیه می کنند.



## ۱- مقدمه:

کلیدهای فشار قوی علاوه بر برقراری و ایجاد ارتباط یا جدا سازی بین تجهیزات سیستم های الکتریکی از قبیل ژنراتورها، ترانسفورماتورها، خطوط انتقال، مصرف کننده ها و ... وظیفه ی حفاظت از دستگاه ها و وسایل و سیستم های الکتریکی را در مقابل جریان زیاد، اضافه بار و جریان های اتصال کوتاه را نیز بر عهده دارند. با صرفه نظر کردن از بعضی از حالات خاص کلید های فشار قوی باید قادر باشند تا هر نوع جریانی اعم از جریان های بسیار کم ( از قبیل جریان های شارژ خازنی خطوط و یا جریان های مغناطیس کنندگی ترانسفورماتورهای بدون بار ) تا بزرگترین جریان هایی که ممکن است در اثر بروز اتصال کوتاه در شبکه های الکتریکی ایجاد شود را از خود عبور دهند، بدون آنکه اثرات حرارتی و دینامیکی این جریان ها نقصی را در عملکرد کلید ایجاد نمایند. البته عمل قطع و وصل کلید ها با هر نوع جریان عبوری از سیستم، باید در کوتاه ترین زمان ممکن انجام پذیرد.

با توجه به وظایف کلید های فشار قوی و همچنین توسعه ی شبکه های الکتریکی لازم است که این وظایف دسته بندی شوند تا هر قسمت از این امور توسط نوعی خاصی از کلید ها بر آورده شود. بدین منظور کلید های فشار قوی را می توان بر اساس وظایف آنها به سه دسته ی اساسی تقسیم بندی نمود:

▪ کلید های قدرت یا بریکرها (Circuit Breaker)

▪ کلید های قابل قطع بدون بار یا سکسیونر ها (Disconnect Switch)

▪ کلید های قابل قطع زیر بار یا سکسیونر های قابل قطع زیر بار (Load Disconnect Switch)

هریک از این کلید ها دارای وظایف خاصی هستند که بر اساس این وظایف طراحی و ساخته می شوند. بریکرها قادر هستند تا هر نوع جریان عبوری از سیستم را تحت هر شرایطی قطع و وصل نمایند. از آنجایی که جریان های عادی و اتصال کوتاه قادرند در زمان جدا شدن یا وصل شدن کنتاکت های کلید جرقه ی شدید ( قوس ) ایجاد کنند، لذا این کلید ها باید دارای مکانیزمی به نام مکانیزم خاموش کننده جرقه باشند تا با قطع سریع جرقه ی ایجاد شده مانع از بین رفتن کنتاکت ها و خود کلید گردد.

بدین منظور بریکرها دارای محفظه ای به نام محفظه ی قطع یا اتاقک جرقه هستند تا عمل قطع و وصل کنتاکت ها تحت شرایط خاصی در این محفظه صورت گیرد.

سکسیونر ها کلید هایی هستند که در زمان عبور جریان الکتریکی امکان قطع و وصل کردن آنها وجود ندارد و تنها قادرند که تحت جریان های بسیار کم شارژ خازنی خطوط یا جریان های بی باری ترانسفورماتورها عمل کنند. با توجه به شرایط مذکور در طراحی این نوع کلید ها نیازی به استفاده از محفظه جرقه نمی باشد.

این موضوع سبب قرار گرفتن کنتاکت های سکسیونر ها در فضای آزاد می شود تا ضمن قابل رویت بودن مکانیزم، باز و بسته شدن آنها به راحتی قابل مشاهده باشند.

کلید های نوع سوم که سکسیونر های قابل قطع زیر بار نامیده می شوند، قادر به قطع و وصل جریان هایی در حد جریان نامی می باشند. لذا این نوع کلید ها مجهز به مکانیزم جرقه گیر هستند و با توجه به این واقعیت که این نوع کلید ها قادر به قطع و وصل جریان هایی بیش از جریان نامی نیستند، حفاظت سیستم در مقابل این جریان ها توسط فیوز سری شده با کلید صورت می گیرد. این نوع کلید ها به خاطر گستردگی شبکه های توزیع و فوق توزیع کاربرد زیادی در این شبکه ها دارند.

## ۲- کلید های قدرت یا بریکرها:

همانگونه که بیان گردید بریکرها نمونه ای از کلید های فشار قوی هستند که می توانند در مواقع لزوم نه تنها جریان های عادی شبکه بلکه هر نوع جریان اتصال کوتاهی را با هر اختلاف فازی که به سبب ایجاد خطا در سیستم ایجاد می شوند، سریعاً قطع کنند.

این کلیدها دستور قطع و وصل را از طریق سیستم های کنترلی و یا سیستم های حفاظتی دریافت می کنند. سیستم های کنترلی بیشتر برای انجام مانور در شبکه ها به کار می روند. ولی سیستم های حفاظتی در مواقع بروز خطا به صورت خودکار، فرمان قطع را به بریکر ها صادر می کنند.

## ۲-۱- ویژگی های مشترک انواع بریکرها:

بریکرها از هر نوعی که باشند عمدتاً دارای قسمت های مهم زیر می باشند:

الف- مکانیزم خاموش کننده ی جرقه (Arcing Chamber): همانگونه که در قسمت های قبل گفته شد، تمام بریکرها نیازمند محفظه ی جرقه می باشند تا خاموش کردن جرقه در آن صورت گیرد. با توجه به روش های مختلف در خاموش کردن جرقه، مکانیزم های مختلفی ایجاد می شوند که در بحث های آینده به این روش ها اشاره می گردد.

ب- کنتاکت های اصلی بریکر (Main Contact): در تمام بریکرها از کنتاکت های اصلی که در دو نوع کنتاکت ثابت (Fixed Contact) و کنتاکت متحرک (Moving Contact) می باشند، برای قطع و وصل استفاده می شود.

ج- مکانیزم عملکرد بریکر (Breaker Operating Mechanism): برای عملکرد بریکرها به نیرویی نیاز است تا کنتاکت های متحرک از کنتاکت های ثابت جدا شوند. ایجاد این نیرو به روش های مختلفی امکان پذیر است که تحت عنوان مکانیزم عملکرد بریکر توضیح داده خواهد شد.

د- سیم پیچ های قطع و وصل: به منظور ایجاد فرمان های قطع و وصل بریکر از دو سیم پیچ قطع (trip coil) و سیم پیچ وصل (closing coil) استفاده می شود. برای ایجاد فرمان قطع، یک ولتاژ DC به سیم پیچ قطع و برای ایجاد فرمان وصل نیز یک ولتاژ DC به سیم پیچ وصل اعمال می گردد. با تغذیه هر کدام از این سیم پیچ ها، مکانیزم عملکرد برای قطع یا وصل کلید فعال می شود.

ه - کنتاکت های کمکی یا فرعی (Auxiliary Contacts): به منظور مشخص کردن قطعی باز یا بسته بودن بریکرها از یک سری کنتاکت های کمکی استفاده می شود که در دو حالت عادی باز (Normally Open) و عادی بسته (Normally Close) به کار می روند. این کنتاکت ها با کنتاکت های اصلی درگیر می شوند تا با عملکرد کنتاکت های اصلی آنها نیز تغییر وضعیت دهند. به عنوان مثال اگر بریکر در حالت باز با فرمان وصل شروع به بسته شدن کند، آنگاه کنتاکت های

کمکی باز، بسته شده و کنتاکت های بسته نیز باز می شوند. از این کنتاکت ها در مدارهای کنترل و حفاظت (Control and Protection Circuits)، مدارهای نشان دهنده وضعیت بریکرها (Position Indicators Circuits) و مدارهای هشدار دهنده (Annunciator Circuits) به شکل گسترده ای استفاده می شود.

و- مدارهای کنترل کننده بریکر (Breaker Controller Circuits): این مدارها در داخل تابلوی کنترل بریکر نصب می شوند و وظیفه ی کنترل خصوصیات و شرایط عملکرد بریکر را در حالات و وضعیت های مختلف بر عهده دارند.

## ۲-۲- انواع بریکرها بر اساس خاموش کننده قوس:

همانطور که گفته شد، در تمام بریکرها از یک خاموش کننده برای خنک و قطع کردن قوس استفاده می شود. مهم ترین روش دسته بندی کلیدها، بر اساس نوع این خاموش کننده ها است. انواع بریکرها بر اساس خاموش کننده قوس، عبارتند از:

- بریکر روغنی (Bulk Oil Circuit Breaker)
- بریکر کم روغن (Minimum Oil Circuit Breaker)
- بریکر هوای فشرده یا بریکر بادی (Air Blast Circuit Breaker)
- بریکر گازی یا بریکر  $SF_6$  (Gas Circuit Breaker or  $SF_6$  Circuit Breaker)
- بریکر خلاء (Vacuum Circuit Breaker)

## ۲-۲-۱- بریکر روغنی (Bulk Oil Circuit Breaker):

این نوع بریکر قدیمی ترین نوع بریکر است و هم اکنون کاربردی نداشته و تقریباً تمام کلیدهای از این نوع، با بریکرهای جدید جایگزین شده اند. ساختمان این نوع کلیدها بسیار ساده می باشد و از یک مخزن فلزی بزرگ پر از روغن تشکیل شده است و کنتاکت ها در داخل روغن، غوطه ور می باشند. این

کنتاکت ها توسط هادی هایی از طریق پوشینگ به بقیه تجهیزات پست متصل می شوند. در شکل زیر این نوع بریکر نشان داده شده است.

ص ۵۱ جزوه صادقیان

نقش اصلی روغن در این نوع بریکرها، همان نقش عایقی بین قسمت های زنده (قسمت های تحت ولتاژ مثل کنتاکت ها) و بدنه زمین شده بریکر می باشد و وظیفه دوم آن نیز خاموش کردن جرقه است. لذا هر چه سطح ولتاژ کلید بالاتر برود، باید حجم روغن مورد استفاده نیز زیادتر شود که این موضوع باعث بزرگ شدن بریکر، زیاد شدن حجم و افزایش وزن آن شده و علاوه بر افزایش قیمت، حجم زیادی از پست را اشغال کرده و حمل و نقل آن نیز مشکل تر است.

در این نوع بریکرها برای خاموش کردن جرقه از مکانیزم خاصی استفاده نشده و عامل خاموش کردن جرقه، به وسیله خود جرقه ایجاد می شود. هنگام وقوع عمل قطع، کنتاکت متحرک بریکر از دو کنتاکت ثابت، دور شده و در نتیجه ارتباط این دو کنتاکت قطع می گردد. با دور شدن کنتاکت متحرک از کنتاکت های ثابت، جرقه در دو نقطه ایجاد می شود. بر اثر ایجاد جرقه مقداری روغن تجزیه شده و گاز هیدرون تولید می گردد که جرقه را به صورت یک حباب در بر می گیرد. حجم هیدرون ایجاد شده



بستگی به شدت جرقه دارد که آن هم به نوبه خود بستگی به شدت جریان عبوری پیش از قطع کلید دارد. با زیاد شدن فاصله بین کنتاکت‌ها، مقدار جرقه و نیز حباب‌های گاز ایجاد شده زیاد می‌شود. لذا با دور شدن کنتاکت‌ها، علیرغم اینکه طول قوس زیاد می‌شود، حجم بالای هیدرون ایجاد شده، انرژی جرقه را از بین می‌برد. در نتیجه بزرگ شدن قوس در کنار خنک شدن آن، و عبور جریان از مقدار صفر در زمان خاص، باعث خاموش شدن جرقه خواهد شد. در بالای این بریکرها، محفظه‌ای خالی از روغن قرار می‌گیرد تا امکان انبساط روغن در محفظه کلید وجود داشته باشد. زیرا در غیر این صورت، احتمال انفجار بریکر وجود خواهد داشت. در شکل زیر نحوه جدا شدن کنتاکت متحرک از کنتاکت ثابت در کلیدهای روغنی نشان داده شده است. با توجه به تکنولوژی پایین و حجم و وزن زیاد این بریکرها، دیگر از این نوع کلیدها ساخته نمی‌شود.

ص ۵۲ جزوه صادقیان

## ۲-۲-۲- بریکر کم روغن یا بریکر نیمه روغنی (Minimum Oil Circuit Breaker):

به سبب نیاز به استفاده از کلیدهای با قدرت قطع بالا و کارکرد در سطح ولتاژهای زیاد، لازم است تا معایب کلیدهای روغنی برطرف شود. همانگونه که در بریکرهای روغنی بیان شد، روغن موجود در آنها دو وظیفه عایقی و خاموش کردن جرقه را بر عهده دارد. به طوری که مقدار روغن لازم برای خاموش

کردن جرقه، ۱۰٪ کل روغن می‌باشد. در بریکرهای کم روغن، تنها وظیفه روغن خاموش کردن جرقه می‌باشد و وظیفه عایقی بین اجزاء تحت ولتاژ را بر عهده ندارد. لذا حجم روغن به مقدار قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد. معمولاً قسمت تحت ولتاژ این بریکرها توسط مقره‌های پرسلینی از زمین، ایزوله شده و در ارتفاع مناسبی قرار می‌گیرند. کنتاکت‌های ثابت و متحرک نیز در داخل یک محفظه استوانه‌ای شکل (که قسمت خارجی آن از جنس پرسلین است) در داخل روغن قرار دارند. ساختمان کلی یک بریکرها کم روغن در شکل زیر نشان داده شده است.

ص ۱۴۸ کتاب سلطانی



برای تشریح عملکرد این کلیدها، وقایعی که در هنگام قوس در روغن رخ می‌دهد را دقیق تر بررسی می‌کنیم. در هنگامی که قوس ایجاد شده است، حرارت زیاد آن، روغن اطرافش را تبخیر و تجزیه کرده و یک حباب گازی با فشار زیاد تولید می‌شود. این حباب دارای از روغن به مرکز قوس دارای لایه‌های زیر است:

- لایه بخار مرطوب روغن
- لایه بخار داغ و خشک
- لایه گاز اطراف قوس شامل  $H, H_2, C_2H_2$  که در معرض قوس و حرارتی در حدود ۱۰۰۰ تا ۵۰۰۰ درجه کلوین هستند.

حرارت شدید قوس توسط گازهای مجاور که بیشتر از مولکول و اتم هیدرون تشکیل شده و دارای قابلیت هدایت حرارتی بسیار زیادی است (۲۰ برابر هوا) به خارج یعنی روغن مجاور پس داده می‌شود. این عمل تبادل حرارتی با به جریان انداختن گاز که دارای فشار  $P$  و درجه حرارت  $T$  است به محفظه دیگری با فشار  $P_0$  و دمای  $T_0$  تشدید می‌شود. در شکل زیر این محفظه ها در دو طرف محفظه قطع دیده می‌شود.

ص ۱۴۶ کتاب سلطانی

ص ۱۴۴ کتاب سلطانی

همچنین وجود این محفظه‌ها با توجه به ورود و خروج عرضی و عمود بر محور جرقه، باعث ازدیاد طول قوس نیز می‌شود.

مزایای عمده بریکرهای کم روغن، سبکی و کوچک بودن اندازه (که باعث سهولت حمل و نقل آن می‌شود)، ساختار ساده (که نصب آن را آسان می‌سازد) و نگهداری و تعمیرات ساده و سریع آن است. یکی از معایب اساسی بریکر کم روغن، نیاز آنها به تعمیرات دوره‌ای به علت حجم کم روغن است. زیرا در هر بار عملکرد بریکر و ایجاد جرقه، مقداری روغن تجزیه و تبخیر می‌شود و باعث کاهش سطح روغن می‌گردد. به همین خاطر در بالای محفظه این بریکرها یک نشانگر سطح روغن تعبیه شده است تا با کاهش سطح آن، بتوان مقدار روغن مورد نیاز را به آن اضافه نمود.

از این نوع بریکرها معمولا در تمام سطح ولتاژها استفاده می‌شود. در صورت استفاده از این نوع بریکرها در سطح ولتاژهای بالا، برای کاهش در زمان قطع کامل جرقه، گاهی اوقات از چند سری جفت کنتاکت‌های ثابت و متحرک استفاده می‌شود. این جفت کنتاکت‌ها هر کدام در محفظه‌های جداگانه‌ای قرار دارند که به صورت سری باهم در مدار عمل می‌کنند. این نوع بریکرها را بریکرهای با چند محفظه قطع می‌نامند. شکل زیر یک نمونه از این کلیدها را نشان می‌دهد.

ص ۱۵۲ کتاب سلطانی



## ۲-۲-۳- بریکر هوای فشرده یا بریکر بادی (Air Blast Circuit Breaker):

بر خلاف بریکرهای روغنی و کم روغن (که عمل خاموش کردن جرقه به وسیله مایع روغن صورت می‌گرفت) در بریکرهای بادی از هوای سرد فشرده استفاده می‌شود. به همین علت نام دیگر این نوع بریکرها، بریکر هوایی است.

ساختمان این نوع بریکرها به گونه‌ای است که قسمت برق دار آن (کنتاکت‌های تحت ولتاژ) در ارتفاع و بالای کلید قرار می‌گیرند و در قسمت زیر و پایین کلید یک منبع ذخیره‌ی هوای فشرده قرار دارد. این منبع در حالت عادی با محفظه کنتاکت‌ها در ارتباط نمی‌باشد ولی در موقع عملکرد کلید با برقراری ارتباط بین مخزن هوای فشرده و محفظه کنتاکت‌ها، هوا با فشار زیاد به سمت کنتاکت‌های در حال عملکرد قطع یا وصل رانده می‌شود. از ویژگی‌های بسیار مهم این بریکرها آن است که عامل خاموش‌کننده جرقه (که همان هوای بافشار و مقدار ثابت است) مستقل از جرقه ایجاد شده و جریان عبوری از کنتاکت‌ها می‌باشد. این موضوع باعث می‌شود تا زمان خاموش شدن جرقه، وابسته به فشار و حجم هوای داخل مخزن مربوطه باشد. بنابراین زمان قطع این بریکرها تحت کنترل بوده که معمولاً زمان بسیار کمی می‌باشد. در شکل زیر یک نمونه بریکر بادی نشان داده شده است:

ص ۵۷ جزوه صادقیان

در بریکرهای هوایی از دو کنتاکت یکی ثابت و دیگری متحرک استفاده می شود که در موقع قطع ابتدا کنتاکت متحرک تا فاصله معینی حرکت می کند. سپس هوای فشرده به طور عمود بر محور جرقه به آن برخورد می کند تا در موقعی که جریان در حدود صفر می شود، جرقه را خاموش کند و کلیه گازهای یونیزه شده را از محفظه جرقه خارج نماید. در نهایت با قطع هوای فشرده و قطع کامل جریان، کنتاکت متحرک به حرکت خود ادامه داده تا به نقطه نهایی خود برسد.

لازم به ذکر است که در این نوع بریکرها فاصله هوایی بین دو کنتاکت در حالت قطع بریکر، باید مقداری باشد که پس از قطع هوای فشرده، مجدداً جرقه برقرار نگردد. با توجه به آنکه قدرت عایقی هوا از روغن بسیار کمتر است، لذا فاصله بین دو کنتاکت در حالت قطع در بریکرهای بادی از بریکرهای کم روغن بیشتر خواهد بود. این موضوع باعث می شود که برای استفاده از بریکرهای بادی در سطح ولتاژهای زیاد و برای اجتناب از زیاد شدن فاصله بین کنتاکت ها و با هدف کاهش زمان قطع کلید (یعنی کم کردن زمان حرکت کنتاکت های متحرک) از چند سری جفت کنتاکت های ثابت و متحرک استفاده می شود. هرکدام از این جفت کنتاکت ها در محفظه های جداگانه ای قرار دارند که با قرار گرفتن به صورت سری در مدار، بریکر با چند محفظه قطع را تشکیل می دهد. در این نوع بریکرها باید از خازن های یکنواخت کننده نیز استفاده شود که این خازن ها با مقادیر مساوی و به شکل موازی با هر جفت از کنتاکت های ثابت و متحرک قرار می گیرند. این خازن ها برای تقسیم یکنواخت ولتاژ در زمان قطع شدن پی در پی بریکر استفاده می شوند. بعلاوه در بریکرهای بادی با ولتاژهای زیاد از مقاومت های موازی با کنتاکت های اصلی نیز استفاده می شود.

استفاده از خازن موازی با مدار جرقه در زمان برگشت جرقه بسیار موثر است. علت این موضوع آن است که با ارسال فرمان قطع بریکر (به کلید S) تا زمانی که جرقه بین کنتاکت های S برقرار است، خازن C شروع به شارژ شدن می کند. (ناشی از ولتاژ برگشتی) البته با توجه به آنکه ولتاژ دو سر خازن با انتگرال جریان عبوری از آن متناسب است، لذا شارژ خازن به زمان زیادی احتیاج دارد.

از این رو برای بالا بردن قدرت قطع بریکرهای بادی معمولاً از مقاومت های موازی در کنار خازن های موازی استفاده می شود. برای درک بهتر تاثیر مقاومت در زمان قطع و وصل بریکر فرض کنید که با بسته شدن کنتاکت های S کلید در وضعیت بسته قرار گرفته باشد. در این حالت کنتاکت کمکی I باز بوده و لذا مقاومت قطع است. با ارسال فرمان قطع به بریکر علاوه بر باز شدن کنتاکت های اصلی S کنتاکت های کمکی I به سرعت بسته می شوند. لذا مقاومت ها با کلید باز شده در حال جرقه (کنتاکت های اصلی S) تا زمانی که قوس الکتریکی برقرار است به طور موازی قرار می گیرند. پس از قطع کامل جرقه (ناشی از تزریق هوای فشرده به محفظه جرقه) کنتاکت کمکی I که هنوز بسته است، باعث عبور جریان های باقی مانده از مقاومت ها می شود تا فاصله بین دو کنتاکت اصلی S را برای نگه داشتن ولتاژ شبکه در موقع برگشت مساعدت کند. در نهایت و در یک لحظه کنتاکت کمکی I نیز باز می شود تا مقاومت ها نیز قطع شوند. در این زمان روند قطع بریکر بادی به شکل کامل و مطلوبی به پایان رسیده است.

ص ۶۰ جزوه صادقیان



در این نوع بریکرها زمان قطع بریکر از موقع ارسال فرمان قطع تا باز شدن کامل کنتاکت S حداکثر ۰/۰۴ ثانیه به طول می انجامد. همچنین زمان جرقه نیز خیلی کوتاه بوده و در حدود ۰/۰۱-۰/۰۲ ثانیه است. لذا زمان تاخیر در قطع این نوع بریکرها نیز بین ۰/۰۴-۰/۰۵ ثانیه می باشد. از معایب این نوع بریکرها آن است که جریان های کم عبوری از کلید در نقطه ای با جریان غیر صفر قطع می کند. این موضوع باعث ایجاد برش جریان می شود که می تواند به اضافه ولتاژهای گذرا در سیستم قدرت منجر شود. همچنین در پست های فشار قوی با بریکرهای بادی علاوه بر محفظه های زیر هر بریکر، از یک سیستم مرکزی تهویه هوای فشرده برای کلیه بریکرهای پست استفاده می شود که باعث افزایش هزینه بریکرهای پست می شود. لذا کاربرد این نوع بریکرها فقط در پست های با تعداد بریکر زیاد قابل توجیح است. لذا با گذشت زمان کاربرد این نوع بریکرها رو به کاهش رفته است و با کلیدهای مناسب تر جایگزین شده اند.

#### ۲-۲-۴- بریکر گازی یا بریکر $SF_6$ (Gas Circuit Breaker or $SF_6$ Circuit Breaker):

در این نوع بریکرها از گاز هگزا فلئورید گوگرد به عنوان ماده خاموش کننده جرقه و همچنین عایق بین دو کنتاکت در حالت باز بودن کلید استفاده می شود. از خصوصیات بارز این گاز می توان به موارد مهم زیر اشاره نمود:

- این گاز، بسیار پایدار و بی اثر می باشد. به عبارت دیگر، از نظر شیمیایی با ثبات بوده و میل ترکیبی آن بسیار کم است.
- میزان تراکم گاز  $SF_6$  پنج برابر هواست.
- گاز  $SF_6$  غیر قابل اشتعال است.
- ولتاژ تحمل عایقی آن در فشار یک اتمسفر، ۲/۳۵ برابر ولتا تحمل عایقی هوا و ۳۰٪ کمتر از ولتاژ تحمل عایقی روغن می باشد. البته در فشار ۳ اتمسفر، تحمل عایقی گاز  $SF_6$  از روغن نیز بیشتر است.



▪ ضریب هدایت گرمایی گاز  $SF_6$  بسیار بالا می باشد که این موضوع به خاموش کردن جرقه کمک بسیاری می کند.

▪ گاز  $SF_6$  خاصیت جذب الکترون های آزاد را داراست. لذا شرایط را برای روشن شدن مجدد جرقه با مشکل روبرو می سازد.

▪ گاز  $SF_6$  در اثر حرارت زیاد جرقه، خواص خود را از دست نمی دهد.

با توجه به خصوصیات گفته شده استفاده از این گاز در بریکرها بسیار مناسب می باشد. این امر موجب افزایش روز افزون در استفاده از این گاز در تجهیزات فشار قوی شده است.

دو تکنیک مختلف در استفاده از گاز  $SF_6$  وجود دارد. در تکنیک دو فشاری، گاز به صورت دائمی در فشاری که برای قطع جریان مورد نیاز است، ذخیره می گردد و خاموش کنندگی از طریق حرکت گاز با فشار بالا به سوی محفظه قطع که دارای فشار کمی است، حاصل می گردد.

در بریکرهای تک فشار، فشار مورد نیاز برای خاموش کردن قوس در طی حرکت کنتاکت ها و با جابه جایی یک پیستون درون یک سیلندر حاصل می گردد. در شکل زیر نحوه عملکرد بریکر گازی نشان داده شده است:

ص ۶۲ جزوه صادقیان

در هر دو تکنیک، گاز  $SF_6$  توسط جرقه تجزیه می شود و گازهای ایجاد شده خود از نظر الکتریکی عایق هستند. لذا خصوصیات عایقی گاز  $SF_6$  حتی پس از تعداد دفعات عملکرد زیاد نیز باقی می ماند. با

تکنیک دو فشاری، بالاترین سطح کارایی قابل دستیابی است اما از نظر اقتصادی کلیدهایی که از این

تکنیک استفاده می‌کنند، گران‌تراند.

در شکل زیر نمونه کلید گازی نشان داده شده است:

ص ۱۴۴ کتاب برق منطقه‌ای



هر فاز این کلید، دارای دو محفظه قطع و دو واحد قطع کننده است.

از مزایای مهم این نوع بریکرها می توان به موارد زیر اشاره کرد:

- از جمله مهمترین مزایای این نوع کلیدها سرعت عملکرد بسیار بالا در زمان قطع کلید می باشد.
- این موضوع از آنجا ناشی می شود که در این بریکرها فاصله بین دو کنتاکت در حالت باز بسیار کمتر از انواع دیگر بریکرها می باشد. لذا مدت زمان لازم جهت قطع کلید کاهش می یابد.
- به طور کلی قیمت این نوع بریکرها نسبت به سایر بریکرها کمتر بوده و از نظر تعمیرات و نگهداری نیز هزینه های کمتری دارد.
- میزان اشغال شدن فضا در محیط پست (هم از نظر سطح و هم از نظر ارتفاع) توسط این نوع بریکرها کم می باشد.
- وزن بسیار کم این نوع بریکرها و در نتیجه کاهش هزینه در ساخت فوندانسیون باعث صرفه جویی اقتصادی در این نوع بریکرها شده است.

با توجه به موارد فوق استفاده از بریکرهای گازی در سطوح مختلف ولتاژی کاربرد بسیار زیادی پیدا کرده است. همچنین در ولتاژهای خیلی زیاد معمولا چند محفظه با دو کنتاکت ثابت و متحرک به طور سری باهم قرار می گیرند تا با تقسیم ولتاژ روی جفت کنتاکت ها سرعت عملکرد کلید نیز افزایش یابد.

## ۲-۲-۵ بریکر خلاء (Vacuum Circuit Breaker):

به طور کلی حامل های باردار (از جمله الکترون های آزاد) باعث هدایت جریان و ایجاد قوس الکتریکی می گردند. لذا در خلاء با توجه به عدم وجود هیچ گونه ذرات باردار استقامت الکتریکی بین دو کنتاکت تحت ولتاژ به حداکثر خود افزایش می یابد که با هیچ کلید دیگری قابل مقایسه نیست.

بریکرهایی که در آنها کنتاکت متحرک از کنتاکت ثابت در یک فضای نسبتا خلاء جدا می شود از قابلیت های بسیار بالایی برخوردار هستند. به این نوع بریکرها بریکرهای خلاء می گویند. این نوع بریکرها از سه قسمت تشکیل شده اند: کپسول خلاء (از جنس فولاد کرم - نیکل) با کنتاکت های ثابت و متحرک-نگه دارنده ایزولاتورها و کنتاکت ها و وسایل مکانیکی رسانای فرمان قطع و وصل تشکیل

شده اند که در شکل زیر نشان داده شده است. بر اساس این شکل، کنتاکت های ثابت پس از عبور از ایزولاتور به ترمینال خروجی متصل می گردد. از طرف دیگر کنتاکت های متحرک به مکانیزم فرمان دهنده قطع و وصل کلید (از طریق میله های عایقی و فنر) متصل می شوند.

در خلا کامل، چون هیچ عنصری وجود ندارد، بار الکتریکی هم وجود ندارد. در هنگام جدا شدن کنتاکت ها، مقداری از سطح آنها بر اثر عبور جریان و حرارت ایجاد شده، تبخیر می گردد و قوس الکتریکی از طریق همین مواد تشکیل شده و قوس همچنان برقرار می ماند تا جریان از صفر بگذرد. در این حالت محیط بین کنتاکت ها نیز به خاطر کم شدن جریان، قدری خنک تر شده و تبخیر فلز رخ نمی دهد. بخارات فلزی نیز مجدداً بر روی کنتاکت ها رسوب کرده و در نتیجه فضای بین دو کنتاکت بریکر، استقامت الکتریکی کافی در برابر ولتاژ برگشتی را می یابد و جرقه بدون ماده خاموش کننده خاصی، به خودی خود خاموش می شود.

با توجه به ایجاد خلاء شدید، عمل قطع و وصل دو کنتاکت به راحتی صورت می گیرد. این خلاء باعث می شود تا قدرت تحمل عایقی بین دو کنتاکت افزایش یابد. به گونه ای که فاصله بین این دو کنتاکت

در کلیدهای با سطح ولتاژ ۳۶ کیلوولت در حدود ۳۰ میلی متر انتخاب می شود. البته با توجه به مشکلات اساسی در ایجاد و حفظ خلاء در محفظه قطع، محدودیت های عملی در استفاده از این نوع بریکرها در سطح ولتاژهای بالا وجود دارد. لذا عملاً استفاده از این نوع بریکرها تا سقف ولتاژ ۳۶ کیلوولت محدود می باشد (مثلاً در تابلوهای برق فشار متوسط این نوع بریکرها کاربرد دارند). همچنین با توجه به نوع مکانیزم این نوع بریکرها از آنها به عنوان فیدرهای بانک خازنی یا با وجود راکتورهای موازی و یا در شرایط نیاز به سرعت بسیار زیاد قطع و وصل استفاده می شوند.

قابل ذکر است که خلا کامل در عمل ایجاد نمی شود. از مهمترین مزیت های عایق خلا سرعت بازیابی عایقی آن است.

### ۲-۳- مکانیزم عملکرد بریکرهای قدرت:

آنچه را که تاکنون بررسی کردیم مکانیزم خاموش کردن جرقه در انواع بریکرهای قدرت بود. یکی دیگر از مسائل مهم در این بریکرها، مکانیزم های مختلف عملکرد کلیدها می باشد.

مکانیزم عملکرد وظیفه جدا کردن کنتاکت متحرک از کنتاکت ثابت را بر عهده داشته و لذا مدت زمان قطع را مشخص می کند. مکانیزم عملکرد باید بتواند بلافاصله پس از دریافت فرمان قطع یا وصل در مدت زمان خیلی کوتاه عمل قطع یا وصل را انجام بدهد. که در این شرایط تحمل نیروهای مکانیکی حائز اهمیت می باشد. مکانیزم عملکرد کلید باید دارای مشخصات زیر باشد:

- مصرف توان کم
  - شتاب اولیه بالا که بعد از تماس کنتاکتها کاهش یابد تا نیاز به استفاده از میراکننده های بسیار سنگین نباشیم.
  - دارا بودن قابلیت قطع مکانیکی و الکتریکی مستقل از یکدیگر
- هر بریکر سه فاز از سه بریکر جداگانه تشکیل شده است، که به هر کدام از این بریکرها یک قطب گفته می شود. مجموعه ی بریکر سه فاز می تواند دارای سه مکانیزم عملکرد جداگانه برای هر قطب (یا برای

هر فاز) و یا دارای یک مکانیزم عملکرد مشترک برای هر سه فاز باشند که در این صورت توسط کوپلینگ مکانیکی نیرو و یا گشتاور عمل کننده، به هر سه فاز بریکر (به طور همزمان) منتقل می شود. معمولاً در سطح ولتاژهای بالاتر از ۱۳۲ کیلو ولت بریکرها با مکانیزم جداگانه برای هر فاز در نظر گرفته می شوند. این مکانیزم عملکرد بر اساس روش های مختلفی انجام می شود که مهمترین آنها عبارتند از:

▪ عملکرد سلونوئیدی

▪ عملکرد موتوری

▪ عملکرد فنر قابل شارژ توسط موتور

▪ عملکرد بادی

▪ سیستم پنوماتیک

▪ سیستم هیدرولیکی



### ۲-۳-۱- عملکرد سلونوئیدی:

در مکانیزم های با عملکرد سلونوئیدی، انرژی الکتریکی ذخیره شده در یک آهنربا به انرژی مکانیکی لازم برای بستن کلید، تبدیل می گردد. این مکانیزم کاملاً ساده بوده و دارای محدودیت های زیر است:

▪ توان زیادی نیاز دارد.

▪ دارای عملکرد همراه با تاخیر می باشد. زیرا به وجود آمدن شار در مدار سلفی و رسیدن آن به حد مورد نیاز برای عملکرد کلید، نیاز به زمان دارد.

▪ شتاب اولیه کمی دارد که در انتهای حرکت به مقدار بالایی می رسد. این ویژگی نه تنها سرعت عملکرد را کاهش می دهد، بلکه استفاده از میرا کننده های سنگین را جهت اجتناب از بروز تصادم شدید در انتهای عملیات وصل، ضروری می سازد.

## ۲-۳-۲- عملکرد موتوری:

در مکانیزم عملکرد موتوری، یک موتور AC یا DC، میله پیستون کلید را از میان چرخ‌دنده‌های تبدیل چندگانه می‌کشد و میل‌لنگ را بدون هیچ وسیله ذخیره‌ساز انرژی، تنظیم می‌نماید. بی‌شک امکان استفاده از موتور و مصرف توان نسبتاً کم از مزایای این مکانیزم است. اما به دلیل زمان عملکرد طولانی دارای کاربردهای محدودی است.

## ۲-۳-۳- مکانیزم فنر قابل شارژ توسط موتور:

در مکانیزم فنر قابل شارژ توسط موتور، عمل وصل با آزادسازی فنر فشرده‌ای که قبلاً توسط موتور الکتریکی شارژ شده است، انجام می‌گیرد. این مکانیزم بر مبنای انرژی ذخیره شده در فنر کار می‌کند و بنابراین مزیت اصلی آن، این است که زمان وصل کلید مستقل از زمان شارژ فنر می‌باشد و تنها به خاصیت کشسانی فنر بستگی دارد. ویژگی دیگر این مکانیزم آن است که نیروی عمل‌کننده در آن، در ابتدا زیاد بوده و در انتهای ضربه، کاهشی است. ویژگی‌های دیگر مکانیزم فنر قابل شارژ توسط موتور عبارتند از:

- مکانیزم فنری موتوردار همواره زمان کلیدزنی (سوئیچینگ) ثابتی را ایجاد می‌کند و دارای قابلیت اطمینان بالایی در بستن مدارهاست.
- توان مصرفی مدار کنترل کم است و راه‌انداز مکانیزم، کاملاً مستقل است و در صورت قطع ولتاژ مدار کنترل، مکانیزم با دست نیز عمل می‌نماید.
- از آنجایی که فنر قطع طی عملیات وصل کلید به صورت اتوماتیک شارژ می‌شود، همواره در وضعیت آماده برای قطع مدار است. فنر وصل بلافاصله بعد از انجام عمل وصل، مجدداً شارژ شده و برای عمل وصل بعدی آماده می‌گردد.
- عملاً مکانیزم وصل فنری به نگهداری نیازی ندارد.
- نسبتاً ارزان است.

شکل زیر، نمونه ای از مکانیزم عملکرد فنر قابل شارژ توسط موتور را برای یک بریکر گازی نشان می‌دهد که جهت فلش‌ها، وضعیت را در حالی که کلید در حال بسته شدن است را مشخص می‌کند:



در مکانیزم شکل فوق، انرژی مورد نیاز برای حرکت کنتاکت های متحرک از کنتاکت های ثابت در محفظه ی جرقه (محفظه ی قطع) از طریق انرژی ذخیره شده در فنر قطع ایجاد می شود. بدین منظور و برای وصل کلید فنر وصل توسط موتور پیچش فنر شارژ می شود. در این حالت با چرخش دندانه و بالطبع چرخش اهرم غلتان استوانه ای فنر قطع از طریق محور چرخان قطب فشرده می شود. در صورت ارسال فرمان به سیم پیچ قطع زائده ممانعت کننده از حرکت اهرم غلتان آزاد شده و قطع بریکر از طریق آزاد شدن فنر شارژ شده صورت می گیرد.

در این صورت زمان وصل یا قطع کلید مستقل از زمان لازم جهت شارژ فنر خواهد بود. زیرا فنر مورد نظر قبلا توسط موتور الکتریکی شارژ شده است. لذا زمان عملکرد فقط بستگی به الاستیسیته فنر داشته که این مقدار هم بسیار کم می باشد. در این حالت نیروی عمل کننده در موقع شروع عملکرد بسیار زیاد است ولی در قسمت آخر عملکرد کم می شود، که این موضوع باعث تقلیل نیروی وارد به کنتاکت ها می گردد. همچنین مدت زمان عملکرد این نوع مکانیزم بسیار کم بوده که حداکثر به ۴۰ میلی ثانیه می رسد. لذا مکانیزم فنر قابل شارژ یکی از روش های متداول در عملکرد بریکرهای فشار قوی می باشد.

#### ۲-۳-۴- عملکرد بادی:

در یک مکانیزم بادی، انرژی مورد نیاز جهت قطع و وصل کلید، از انرژی پتانسیل هوای فشرده گرفته می شود. مزیت اصلی این نوع مکانیزم، سرعت بالای عملکرد به همراه انعطاف پذیری وسیع در مشخصه حرکتی وصل است. به دلیل اینرسی کم پیستون، عملکرد در مقایسه با انرژی موجود در هوای فشرده، برگشت سریع اجزاء متحرک کلید جهت انجام عمل قطع و وصل ممکن می گردد. به جز در بخش کوچکی از ابتدای حرکت، نیروی اعمال شده توسط هوای فشرده، در طول مسیر حرکت تقریبا یکسان است. در این کلیدها از یک سیستم هوای فشرده هم در عملیات وصل و هم در عملیات قطع استفاده می شود.

۲-۳-۵- سیستم پنوماتیک:

