



شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ

طراحی شبکه توزیع برق شهر تهران



مدیریت توسعه مهندسی شبکه
ویرایش یک - بهار ۸۸

پیشگفتار

تغییرات شتابدار و پیچیدگی‌های روبه‌فزون محیط و دنیای کنونی، سازمان‌ها را ناگزیر از جستجوی شیوه‌ها و ابزارهای ادارکی جهت ارتقاء و پیشرفت در عرصه رقابت نموده است. یافتن استراتژی‌های مناسب در این خصوص و طراحی مدل‌های مرتبط، بسته به نیاز سازمان، با استفاده از منابع محسوس و نامحسوس آن سازمان میسر می‌گردد. شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ براساس استراتژی راهبردی خود در جهت نیل به شرکت برتر خدمات برتر با تکیه بر دانش فنی متخصصان و کارشناسان خود بعنوان نیروی بالقوه، ساماندهی توسعه شبکه را با رویکرد مهندسی بعنوان یکی از زیرساختها در اهداف خود قرارداد و با پیش‌بینی واحد مدیریت توسعه مهندسی شبکه در چارت تشکیلاتی خود جهت نیل به هدف مذکور اهتمام مینماید.

مدیریت توسعه مهندسی شبکه در راستای مأموریت سازمانی خود، مدل مهندسی توسعه شبکه را در چهار بخش اساسی طراحی، شناسایی و بکارگیری تجهیزات با کیفیت مطلوب، اجرای مهندسی طرحهای توسعه، احداث، اصلاح، بهینه و نظارت بر فرآیند تعریف و تلاش نموده است به منظور اجرایی کردن فرآیند مهندسی در هر بخش، با برنامه ریزی مناسب زیرساختهای لازم را ایجاد نماید.

براین اساس در بخش طراحی ایجاد زیرساختهایی مانند تدوین فلسفه طراحی توزیع، تدوین

دستورالعمل و الزامات طراحی، ایجاد بستر منسجم و مکانیزه شبکه در محیط GIS و شناسایی و اطلاعات

طبقه بندی نرم افزارهای جانبی آنالیز اطلاعات و را در دستور کار قرارداد داده است.

اینک با لطف و عنایت حضرت باری تعالی «فلسفه طراحی شبکه توزیع برق تهران بزرگ» شامل اصول، قواعد، محدودیتها و شرایط مرزی لازم الرعایه در طراحی سیستمهای توزیع در محدوده شهر تهران، بعنوان سنگ زیرین بنای طرحهای جامع و تفصیلی سیستمهای توزیع، با مدیریت آقای مهندس محمدرضا فراهانی و تلاش مجدانه سرکار خانم مهندس فیروزه رامشخواه و همت دیگر کارشناسان شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ آقایان مهندسین اکبر فخاری، حمیدرضا منصوری، جواد صمدی و با استفاده از راهنمایی و تجربه ارزنده آقای دکتر محمد علی بهمن پور تدوین و در معرض عموم کارشناسان و صاحب نظران قرار می‌گیرد و موجب امتنان خواهد بود اگر متخصصین، کارشناسان و دست‌اندرکاران با رهنمودهای ارزنده خویش ما را در رفع کاستیهای یاری نمایند تا مجموعه حاضر بعنوان سندی راهگشا و نقشه راه مهندسی توسعه شبکه در پیش روی جوانانی که شرکت در آینده افتخار همکاری با آنان را خواهد داشت قرار گیرد.

سعید مذهب ترابی

مدیر عامل

فهرست

صفحه	عنوان
۴.....	مقدمه‌ای بر فلسفه شبکه‌های توزیع
۱۱	فصل اول - انتخاب سطوح ولتاژ یا موارد استفاده از ولتاژ میانی.....
۱۷.....	فصل دوم - درجه اضطرار (Contingency)
۲۰.....	فصل سوم - معماری شبکه توزیع
۲۹.....	فصل چهارم - تعیین نقاط مانور و ظرفیت‌های رزرو
۴۲.....	فصل پنجم - زون‌بندی شبکه (جهت احداث شبکه فشارمتوسط زمینی یا هوایی)
۴۵.....	فصل ششم - معیارهای طراحی سیستم زمین
۵۰.....	فصل هفتم - معیارهای حاکم بر طراحی روشنایی معابر
۶۱.....	فصل هشتم - معیارهای طراحی سیستم حفاظتی
۶۸.....	فصل نهم - اتوماسیون و کنترل از راه دور شبکه توزیع
۷۲.....	فصل دهم - خازن‌گذاری در شبکه توزیع

مقدمه‌ای بر فلسفه شبکه‌های توزیع

شبکه‌های توزیع به عنوان یکی از سه رکن اساسی در سیستم برق‌رسانی (تولید، انتقال و توزیع) از اهمیت ویژه‌ای برخوردارند. این موضوع با توجه به اینکه تقریباً در سراسر دنیا، حدود ۴۰٪ از هزینه‌های سرمایه‌ای صنعت برق جهت ایجاد زیر ساختها در بخش توزیع صرف می‌گردد و حدود ۵۰٪ تلفات (که اولین عامل مهم اتلاف منابع مالی در این سیستم است) مربوط به بخش توزیع می‌باشد، اهمیت بیشتری می‌یابد.

مهم‌ترین ویژگی شبکه‌های توزیع گستردگی قابل ملاحظه آنهاست. همین امر باعث می‌شود تجهیزات در سطوح ولتاژی توزیع، اگر چه تک تک نسبت به تجهیزات نیروگاهی و المان‌های سطوح انتقال از ارزش و اهمیت کمتری برخوردارند، اما در کل سیستم توزیع با توجه به تعداد زیاد المانها و گستردگی جغرافیایی، دارای ارزش ویژه‌ای می‌باشند. لذا نگاه سیستمی به ایجاد طرح‌های بهینه در این سطح گسترده، بسیار لازم و ضرورتی اجتناب ناپذیر است.

از سوی دیگر سیستم توزیع مسئول تحویل نهایی انرژی الکتریکی به مصرف‌کنندگان می‌باشد و همین مسأله موجب وجود موقعیت خاص این بخش از نقطه نظر مدیریتی می‌گردد. از سوی دیگر، تماس نزدیک شبکه توزیع با مصرف‌کنندگان موجب می‌شود که این شبکه علاوه بر اینکه میزان مسیر اصلی انتقال اغتشاشات کیفیت توان از گروهی از مشترکین به گروه دیگر می‌باشد، آثار کلیه قطعی‌ها و همچنین اغتشاشات رخ داده در شبکه بالادست را نیز به مشترکین تحمیل نماید. لذا به طور کلی سه عامل:

سرمایه‌گذاری کلان

تلفات قابل توجه

نزدیکی به مصرف‌کنندگان

ویژگی‌هایی هستند که اهمیت خاصی برای سیستم توزیع ایجاد کرده و لذا حرکت در راستای بهبود فنی و اقتصادی وضعیت تحویل انرژی به مشترکین، نگاه عمیق‌تری به سیستم توزیع و طراحی آن را ایجاب می‌نماید.

تدوین فلسفه شبکه پیش نیاز تهیه طرح‌های بلند مدت (طرح جامع)، میان مدت و کوتاه مدت توزیع و به طور کلی پیش نیاز یک طراحی منسجم و هدفمند در سطح توزیع می‌باشد.

فلسفه شبکه توزیع شامل تمامی اصول، قواعد، محدودیت‌ها و شرایط مرزی است که در یک سیستم توزیع و یا توسعه آن باید رعایت گردد. همچنین فلسفه شبکه در بسیاری از موارد تأثیر مستقیم بر نحوه بهره‌برداری از شبکه خواهد داشت و لذا در تدوین دستورالعمل‌های بهره‌برداری باید بدان توجه شود.

لازم به ذکر است که تدوین فلسفه مختص شبکه‌های توزیع نبوده و با نگاهی به مدارک و مستندات لازم به ذکر است که براساس آن توسعه شبکه‌های انتقال و یا تعیین آرایش پست‌های انتقال و فوق توزیع صورت می‌گیرد، مشاهده می‌گردد که تعریف قوانین کلی و پایه‌ای در زمینه ساختار مورد نظر، سطوح ولتاژ، چیدمان تجهیزات از جمله کلیدها و شینه‌ها و ... زیربنای حصول به چنین طرح‌هایی بوده است. این قوانین با تعریف و اولویت‌بندی معیارهای حائز اهمیت و مطالعات فنی اقتصادی بنا نهاده شده‌اند.

بنابراین در تعریف فلسفه شبکه توزیع می‌توان به اختصار گفت:

طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع باید تابع قوانین پایه‌ای مهم، محکم ولی ساده‌ای باشد که چارچوب، زیربنا و خطوط راهنمای تهیه طرح‌های توسعه و حتی تدوین دستورالعمل‌های بهره‌برداری به کار روند. مجموعه این قوانین را فلسفه شبکه توزیع می‌نامیم.

اولین گام در تدوین این قوانین تعیین و اولویت‌بندی معیارهای مورد نظر می‌باشد. به طور ساده و شفاف می‌توان گفت که هر ساختار پیشنهادی برای شبکه‌های توزیع باید بتواند دسترسی به نیازمندی‌های زیر را تأمین نماید:

بهره‌وری اقتصادی مناسب با احتساب هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه‌های سرویس و نگهداری

و هزینه‌های بهره‌برداری

کیفیت مناسب توان تحویلی (که تأمین قابلیت اطمینان مناسب نیز بخش عمده‌ای از آن محسوب

می‌گردد)

استفاده بهینه از منابع انسانی

تأمین ایمنی مناسب برای پرسنل و به خصوص برای مردم عادی

بر همین اساس معیارهای عملکرد مطلوب یک شبکه توزیع به صورت زیر تعریف می‌گردد:

(1) قابلیت اطمینان

مهمترین فاکتور فنی در بررسی و مقایسه ساختارهای مختلف شبکه، قابلیت اطمینان یا قابلیت دسترسی¹ مشترکین نهایی به منابع انرژی به صورت مستمر می‌باشد (که به نام استمرار سرویس دهی شناخته می‌شود). قابلیت اطمینان هر سیستم موجود و یا هر ساختار پیشنهادی برای احداث یا توسعه شبکه را از طریق شاخص‌های متداول قابلیت اطمینان می‌سنجند.

از جمله مهمترین این شاخص‌ها عبارتند از:

- شاخص متوسط مدت زمان قطعی سیستم (SAIDI): که متوسط مدت زمانی که یک مشترک در طول سال دچار خاموشی شده (و یا پیش‌بینی می‌شود که با اجرای طرح مورد نظر برای سیستم توزیع تغذیه کننده وی دچار قطعی شود) را به دقیقه بیان می‌کند.
- شاخص متوسط فرکانس قطعی سیستم (SAIFI): که متوسط تعداد دفعاتی که هر مشترک در طول سال دچار خاموشی شده (و یا با اجرای طرح مورد بررسی برای شبکه تغذیه کننده وی احتمالاً دچار قطعی خواهد شد) را بیان می‌کند.

CAIDI و CAIFI که شاخص‌های متناظری را فقط برای مشترکین متاثر شده از خاموشی ارائه می‌دهند، دیگر شاخص‌های مهم سنجش قابلیت اطمینان سیستم موجود یا در دست بررسی می‌باشند. لازم به ذکر است کمیته ملی مطالعات قابلیت اطمینان آمریکا (NERC)، در سال‌های اخیر شاخص‌های متناظری را براساس میزان خاموشی نسبت به توان درخواستی (و نه تعداد مشترکین) ارائه نموده است.

قابلیت اطمینان (یا متناظر آن قابلیت دسترسی به مسیر تغذیه) را به دلیل طبیعت المانها و شبکه‌ها هرگز نمی‌توان به صفر رساند اما می‌توان با افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه از طریق ایجاد مسیرهای موازی بیشتر (Redundancy بیشتر) و یا مسیرهای رزرو قابل حصول (با تأخیر زمانی اندک)، ایجاد سیستم‌های کنترل اتوماتیک (از طریق اتوماسیون)، کلید زنی اتوماتیک در سیستم

و یا حتی با افزایش تعداد دفعات بازدید، سرویس و تعمیرات دوره‌ای، افزایش اکیپ‌های تعمیرات اضطراری و ... شاخص‌های آن را بهبود بخشید.

۲) کیفیت توان تحویلی

در بررسی کیفیت توان تحویلی به مشترکین از طریق هر یک از ساختارها و طرح‌های مختلف توزیع، تمرکز عمده بر مشخصه‌های ولتاژ است. (زیرا جریان حاوی اعوجاج مصرف شده توسط هر مشترک یا هر اغتشاش در بخش‌های دیگر شبکه) نهایتاً به صورت اعوجاج ولتاژ در شبکه توزیع ظاهر می‌شود.

مشکلات اصلی در این زمینه عبارتند از قطعی‌های موقت، فلش ولتاژ، هارمونیک‌ها، فلیکر و نامتعادلی ولتاژ

۳) تلفات

میزان تلفات توان یکی از معیارهای مهمی است که در مقایسه بین ساختارهای مختلف شبکه، همچنین آلترناتیوهای مختلف برای سطوح ولتاژ اولیه، ثانویه (و میانی)، حوزه تحت پوشش هر فیدر، انتخاب حدود ظرفیت ترانسفورماتورها (مثلاً تصمیم‌گیری در استفاده از تعداد زیادی ترانسفورماتور کوچک و یا تعداد اندکی ترانسفورماتور بزرگ و متمرکز)، انتخاب گسترده‌گی نسبی شبکه فشار متوسط و فشار ضعیف (مثلاً تصمیم‌گیری در نحوه محدود سازی گسترش شبکه فشار ضعیف) مورد استفاده قرار می‌گیرد.

شاخص تلفات از جمله شاخص‌هایی است که به سادگی به شاخص‌های اقتصادی برای مقایسه طرح‌ها تبدیل شده و معمولاً به عنوان یکی از منابع ایجاد هزینه جاری در طول عمر سیستم همزمان با هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، بهره‌برداری و ... بررسی می‌شود. بهر حال طبیعی است که هر چه میزان تلفات در شبکه پیشنهادی کمتر باشد، بهره‌وری آن بالاتر است.

۴) ملاحظات اقتصادی

ملاحظات اقتصادی همواره یکی از مرزهای روشن و شفاف جهت تعیین آلترناتیوهای بهینه بوده است. در سال‌های اخیر، با توجه به پرننگ شدن مسأله تجدید ساختار و خصوصی سازی و کاهش دسترسی به منابع دولتی در سراسر دنیا، این محدودیت رنگ تازه‌ای به خود گرفته است به طوری که بهره‌برداری از شبکه‌ها در نزدیکی محدوده‌ها و مرزهای فیزیکی و فنی (استفاده از حداکثر ظرفیت سیستم‌های موجود) و به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری برای توسعه شبکه‌ها، استفاده بهینه از منابع موجود جهت اصلاح و بهینه‌سازی وضعیت موجود و اجرای طرح‌های آتی، در دستور کار کلیه دست‌اندرکاران و تصمیم‌گیران شبکه از جمله شرکت‌های توزیع قرار گرفته است. بهینه‌سازی سرمایه‌گذاری اولیه جهت ایجاد زیر ساخت‌ها، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، رویکرد شدیدتر به سمت استفاده از تجهیزات بی نیاز از سرویس و نگهداری (Maintenance-Free)، رویکرد به شبکه‌های با بهره‌برداری ساده‌تر، افزایش سطح اتوماسیون و هوشمندسازی سیستم‌ها در جهت کاهش پرسنل بهره‌بردار مورد نیاز، به عنوان معیارهای تعیین نقشه راه و برنامه‌ریزی تکنولوژیک اغلب شرکت‌های توزیع بزرگ در صنعت برق مطرح شده است.

۵) ایمنی

ایمنی همواره به عنوان یکی از سخت‌ترین و مهمترین محدودیت‌های مورد نظر در ارائه طرح‌ها و آلترناتیوها در نظر گرفته می‌شود. علاوه بر موضوع تخصصی ایمنی پرسنل بهره‌بردار در حین کار، تأمین ایمنی مردم عادی که در اطراف تأسیسات برقدار زندگی می‌کنند از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. همین امر سبب تصمیم‌گیری‌های بسیار محتاطانه و ملاحظه‌کارانه در مورد تعیین میزان حریم و رعایت آنها و ... می‌شود. این موضوع به خصوص در مورد تأسیسات بخش توزیع که در محیط‌های شهری و در مجاورت محل زندگی و تردد مردم عادی گسترده شده‌اند، قابل توجه است. همین امر اتخاذ تصمیم در مورد تدوین قوانین کلی توسعه شبکه توزیع در محیط‌های شهری را دشوار و پیچیده می‌سازد. به عنوان مثال تصمیم‌گیری درباره محدودیت احداث شبکه هوایی در محل‌های پر ازدحام، محدودیت‌های ظرفیت ترانسفورماتورهای هوایی،

پیچیدگی تصمیم‌گیری درباره انتخاب بین آلترناتیو استفاده از هادی خودنگهدار یا تبدیل شبکه هوایی به شبکه زیرزمینی، ملاحظات زیادی که باید در استفاده بیشتر از شبکه فشارمتوسط یا شبکه با سطح ولتاژ میانی رعایت شود و ... به معیار ایمنی مربوط می‌شوند.

۶) سایر معیارها

علاوه بر معیارهای شرح داده شده پیشین، معیارها و محدودیت‌های دیگری نیز در تدوین قوانین

کلی توسعه و اصلاح شبکه (فلسفه شبکه) مؤثرند که مهمترین آنها عبارتند از:

- زیبایی و مبلمان شهری
- محدودیت دسترسی به زمین جهت احداث پست و ایجاد حریم‌ها در محیط‌های بزرگ شهری
- عوامل فرهنگی - اجتماعی در مناطق مختلف شهری و حاشیه‌ای
- شرایط محیطی خاص (از جمله پرند خیز بودن، مشجر بودن، وجود باغات میوه و ...)
- و ...

در تهیه و تصویب فلسفه شبکه، باید سعی شود که به تمامی معیارها، ضروریات و محدودیت‌های مورد نظر، پاسخ داده شود.

همچنانکه مشاهده می‌شود سنگ زیربنای مقوله طراحی در شبکه‌های توزیع، اندیشه و تفکری است که در قالب قوانین فلسفه شبکه تدوین می‌گردد. بنابراین هر چه فلسفه شبکه توزیع از دقت، جامعیت، پختگی و دوراندیشی بیشتری برخوردار باشد، در امر طراحی (و حتی بهره‌برداری) با مشکلات، هرج و مرج، آشفتگی و چندسلیقگی کمتری مواجه خواهیم بود.

بعضی از مهمترین سرفصل‌هایی که در تدوین فلسفه شبکه‌های توزیع باید به آنها پرداخته شود به شرح

زیر می‌باشند:

مهمترین زمینه‌هایی که فلسفه طراحی جهت بازنگری شبکه موجود و توسعه آتی بایستی به آنها پاسخ

دهد عبارتند از:

- بازنگری در سطوح ولتاژ مورد نظر در صورت لزوم و یا تعریف ولتاژ میانی

- تعیین درجه اضطرار مورد انتظار برای سیستم
 - معماری یا ساختار مورد نظر جهت توسعه شبکه توزیع
 - ظرفیت های رزرو مورد نیاز در نقاط مختلف شبکه
 - فلسفه سیستم حفاظتی مورد استفاده در ساختار مورد نظر جهت تامین قابلیت اطمینان شبکه
- همچنین فلسفه طراحی بایستی در موارد زیر خطوط روشن و شفافی داشته باشد:
- نحوه تامین بارهای حساس
 - ساختار سیستم زمین مورد نظر
 - خطوط راهنما جهت ایجاد زیر ساخت های روشنایی معابر
 - خطوط راهنما برای تعیین حدود اتوماسیون مورد نیاز و ساختار اجرایی آن
 - خطوط راهنما در تقسیم بندی شهری جهت ایجاد شبکه زمینی و نواحی مجاز برای احداث یا توسعه شبکه هوایی (سیمی معمول؛ کابل خود نگهدار هوایی؛ هادی روکش دار یا کابل فاصله دار هوایی)
 - خطوط راهنما جهت تنوع زدایی و تیپ بندی تجهیزات مورد استفاده در شبکه
- در بخش های بعد در مورد سرفصل های تعیین شده فوق توضیحات لازم ارائه خواهد شد.

فصل اول - انتخاب سطوح ولتاژ یا موارد استفاده از ولتاژ میانی

یکی از معیارهای طراحی شبکه‌های توزیع، انتخاب سطح ولتاژ مناسب با توجه به معیارهای فنی و اقتصادی می‌باشد. انتخاب ولتاژ بهره‌برداری شبکه تأثیرات زیادی روی طراحی سیستم و مشخصات آن دارد. با انتخاب ولتاژ سیستم، مشخصاتی چون ماکزیمم طول فیدر، میزان بار فیدر، تعداد فیدرها و تعداد پستهای تغذیه شونده توسط هر فیدر تعیین می‌گردد. همچنین تلفات سیستم، دستورالعمل‌های تعمیرات و نگهداری، نحوه بهره‌برداری و تعداد مشترکین تحت تأثیر یک خرابی، وابستگی زیادی به سطح ولتاژ انتخاب شده دارند.

سطوح ولتاژی در بخش توزیع برق از تنوع خاصی برخوردارند که این تنوع در استانداردهای مختلف به راحتی دیده می‌شود. عمده‌ترین استانداردهای مورد استفاده در بخش توزیع به همراه سطوح مختلف ولتاژی مورد نظر در این بخش، همچنین سطوح ولتاژی مورد استفاده در شبکه توزیع کشورهای مختلف جهان در پیوست شماره یک آورده شده‌اند. با توجه به اینکه سطوح ولتاژ برای بخش‌های فشار ضعیف و فشار متوسط در شبکه موجود برق تهران معین می‌باشد، تنها مسائل قابل بررسی در این زمینه عبارتند از:

- استفاده از یک سطح ولتاژ میانی^۱.
 - تغییر در نسبت حجم شبکه فشار متوسط به فشار ضعیف در توسعه آینده
- همچنانکه در پیوست ۱ مشاهده می‌شود سطوح ولتاژی بسیار زیادی در ولتاژهای میانی و متوسط تعریف شده است که این تعداد در استانداردهای آمریکای شمالی بسیار بیشتر می‌باشد.
- به طور کلی دو مجموعه استاندارد آمریکایی (CSA, IEEE, ANSI) و اروپایی (DIN, BS, EN, IEC و ...) را می‌توان به دو دسته با مشخصات ساختاری تقریباً یکسان طبقه‌بندی نمود. با توجه به اینکه ساختار صنعت برق در ایران براساس استانداردهای IEC می‌باشد، بدین لحاظ باید در انتخاب سطح ولتاژ میانی، ولتاژهای پیشنهادی این استاندارد مورد بررسی قرار گیرند. بدین ترتیب سطوح ولتاژ مورد استفاده در کشور ما مطابق استاندارد IEC ۶۰۰۳۸ به سه دسته زیر تقسیم می‌شوند:

فشار ضعیف (ولتاژ زیر ۱Kv)

ولتاژ میانی (ولتاژهای بین ۱Kv یا ۱۱Kv) (که در حال حاضر فقط در شبکه‌های صنعتی و تغذیه داخلی کارخانجات و یا مراکز صنعتی و همچنین در مقیاس محدود در بعضی از مناطق کشور استفاده می‌شوند)

فشار متوسط (ولتاژهای بالای ۱۱Kv تا ۳۳Kv)

بدین ترتیب سطوح ولتاژی که طبق استاندارد IEC ۶۰۰۳۸ باید بررسی شوند عبارتند از سه سطح

ولتاژ ۳/۳Kv، ۶/۶Kv و ۱۱Kv

انتخاب سطح ولتاژ میانی در شبکه‌های توزیع برق به عوامل مختلفی وابسته است که در ادامه به شرح مختصر تعدادی از این عوامل پرداخته می‌شود.

۱- استاندارد بودن سطح ولتاژ: از جمله نکاتی که باید در انتخاب سطح ولتاژ در نظر گرفته شود

استاندارد بودن آن است. استاندارد بودن سطح ولتاژ می‌تواند از مشکلات مربوط به تهیه و تأمین تجهیزات غیر استاندارد جلوگیری بعمل آورد. همچنین در استاندارد IEC پیشنهاد شده که بین سطوح مختلف ولتاژی استفاده شده، حداقل بیش از ۲ برابر اختلاف وجود داشته باشد.

۲- مشخصات اختصاصی طرح شبکه توزیع: به عنوان مثال، استفاده از سطح ولتاژی بکار رفته در

مناطق شهری برای مناطق با بار کم یا روستایی، مشکلاتی را در رابطه با عدم استفاده از ظرفیت‌های نصب شده، افزایش هزینه تمام شده انرژی برای مصرف‌کنندگان و ... به دنبال خواهد داشت. بدین لحاظ شناخت مشخصات اختصاصی منطقه مورد مطالعه می‌تواند به انتخاب سطح ولتاژ مناسب از لحاظ اقتصادی و فنی بیانجامد. از جمله این شاخص‌ها می‌توان به نوع بار، میزان بار، رشد بار، طول فیدر، سطح تغذیه و ... اشاره نمود که در طراحی شبکه و انتخاب سطح ولتاژ مناسب باید در نظر گرفته شود.

۳- مشخصات جغرافیایی و اجتماعی منطقه: مشخصات جغرافیایی (نوع منطقه از لحاظ کوهستانی

بودن، جنگلی بودن و ...، میزان رطوبت و آلودگی و ...) تأثیر مستقیم روی انتخاب تجهیزات شبکه دارد. اما در مورد تأثیر این عوامل بر روی انتخاب سطح ولتاژ، باید گفت این تأثیر یا بطور

مستقیم (حریم خطوط در مناطقی که زمین دارای ارزش است) و یا بطور غیر مستقیم (جلوگیری از سرقت احتمالی برق) در انتخاب سطح ولتاژ دخالت دارد.

۴- کاربردهای خاص: در مناطقی ممکن است استفاده از سطوح ولتاژی که در کاربردهای دیگر صنعتی یا تجاری مورد استفاده قرار می‌گیرد به دلیل عدم نیاز به تبدیل سطح ولتاژ بصرفه‌تر باشد.

۵- تهیه و تأمین تجهیزات مورد نیاز: انتخاب سطح ولتاژ در شبکه توزیع با توجه به حجم این بخش از صنعت برق، طراحان را ملزم به رعایت مسائل اقتصادی می‌نماید. تولید تجهیزات مورد نیاز بخش توزیع بصورت محلی و در داخل هر کشور صرفه‌جویی اقتصادی را به دنبال خواهد داشت. بدین لحاظ طراحان شبکه‌های توزیع باید در انتخاب سطح ولتاژ، امکان ساخت داخلی تجهیزات مورد نیاز را در نظر بگیرند.

مزایا و معایب استفاده از شبکه توزیع با سطح ولتاژ بالاتر در جدول زیر مشاهده می شود:

مزایا	معایب
افت ولتاژ کمتر: مدارهای با سطح ولتاژ بالاتر برای انتقال مقدار توان معینی، افت ولتاژ کمتری دارند.	کاهش قابلیت اطمینان: یکی از بزرگترین معضلات سطح ولتاژ بالاتر، همین امکان ایجاد شبکه با طول بیشتر و پوشش دهی به تعداد مشترکین بیشتر از طریق یک مدار است که موجب می شود هرگونه اختلالی در این مدار، منجر به خاموشی تعداد بیشتری مشترک گردد.
ظرفیت بالاتر: سیستم با سطح ولتاژ بالاتر قادر است با یک ظرفیت مجاز حرارتی معین در خطوط و کابلها توان بیشتری را منتقل نماید.	ایمنی و پذیرش کمتر در بین پرسنل بهره برداری: پرسنل بهره برداری و اکیپ های تعمیرات علاقه زیادی به کار، بر روی مدارهای با ولتاژ بالاتر ندارند.
تلفات کمتر: برای انتقال مقدار توان معینی، سیستم با سطح ولتاژ بالاتر تلفات کمتری خواهد داشت.	افزایش هزینه تجهیزات: تجهیزات در سطوح ولتاژ بالاتر بدلیل نیاز به سطح عایقی بالاتر، قیمت بیشتری دارند این شامل کابلها، ترانسفورماتورها، مقره ها و ... می شود.
پوشش دهی بیشتر: به علت داشتن افت ولتاژ کمتر و ظرفیت بیشتر، شبکه با سطح ولتاژ بالاتر، توانایی پوشش دهی و برق رسانی ناحیه وسیع تری را خواهد داشت.	_____

بجز مسئله انتخاب سطح ولتاژ میانی، مسئله دیگری که در تعیین فلسفه شبکه بطور مستقیم با سطوح ولتاژ مورد استفاده بستگی دارد، نسبت طول (یا حجم) شبکه فشار متوسط به فشار ضعیف است. این موضوع به دلیل محدودیت افت ولتاژ و مسئله ضرر و زیان اقتصادی ناشی از تلفات انرژی الکتریکی حائز اهمیت می گردد. واضح است که هر دوی این مشکلات تابع سطح ولتاژ شبکه می باشند. به این ترتیب که هرچه سطح ولتاژ مورد استفاده بالاتر باشد، تلفات در سیستم کمتر و افت ولتاژ نیز در طول مسیر مشابه کمتر خواهد بود به عبارت دیگر با استفاده از سطوح ولتاژی بالاتر، می توان توان های بزرگ را بدون

مشکل افت ولتاژ و با تلفات کمتر (بخصوص در مناطق پرتراکم) در مسافتهای طولانی تر و یا در حوزه گسترده ترانتقال داد.

لذا هم در مناطق شهری پرتراکم (به دلیل انتقال توانهای نسبتاً قابل توجه اگرچه در مسیرهای کوتاه) و هم در مناطق حاشیه‌ای (به دلیل پراکندگی بارها و لزوم انتقال توان در مسافتهای طولانی‌تر) استفاده بهینه از شبکه ۲۰ Kv و حداقل نمودن طول شبکه فشار ضعیف معقول بنظر می‌رسد که این خود استفاده از ترانسفورماتورهای کوچکتر و محدود سازی حوزه تغذیه هر ترانسفورماتور توزیع را بدنبال خواهد داشت!

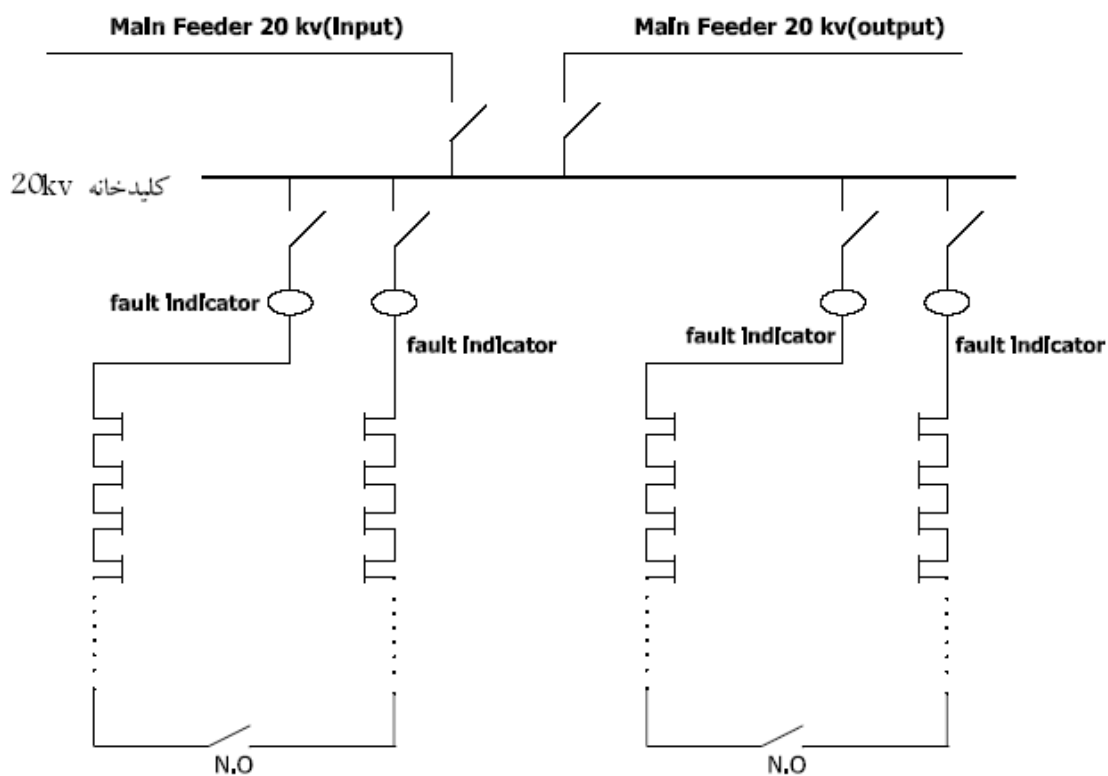
آنچه مسلم است رویکرد آتی شبکه توزیع برای حل مسئله تلفات و افت ولتاژ در کلان شهرها باید به سمت یکی از دو آلترناتیو ذیل باشد:

استفاده از سطح ولتاژ میانی (با تعریف سطح ولتاژ بهینه و مطالعات فنی - اقتصادی مورد نیاز) استفاده بیشتر از شبکه فشار متوسط و محدود سازی حجم شبکه فشار ضعیف است. این موضوع تغییرات زیر در آرایش شبکه فعلی را می‌طلبد (شکل ۱):

- استفاده از ترانسهای کوچکتر با پراکندگی بیشتر در منطقه تحت سرویس دهی
- استفاده از کلیدخانه‌های ۲۰ کیلوولت جهت ایجاد قابلیت توزیع عرضی گسترده‌تر شبکه ۲۰ کیلوولت در منطقه مورد نظر (قابلیت ایجاد شاخه‌ها یا انشعابات بیشتر از شبکه فشار متوسط)

○ استفاده از نشانگرهای خطا برای تعیین مسیر دچار خرابی شده در شاخه‌های منشعب

شده از کلیدخانه ۲۰ کیلوولت



شکل (۱): استفاده از کلیدخانه ۲۰ کیلوولت در شبکه جهت توسعه عرضی بیشتر بخش ۲۰ کیلوولت

فصل دوم - درجه اضطرار (Contingency)

تعریف درجه اضطرار: به منظور بررسی پایایی شبکه در شرایط بروز اغتشاش از مفهوم درجه اضطرار استفاده می‌شود. درجه اضطرار یک سیستم برابر است با تعداد المان‌ها و اجزایی که می‌توانند در اثر اغتشاش از مدار خارج شوند بدون اینکه پارامترهای سیستم از شرایط مرزی از قبل تعریف شده خود تخطی نمایند.

در تعریف درجه اضطرار معمولاً خروج المان‌ها و اجزای مهم سیستم نظیر خروج یک خط، یک ترانسفورماتور (و در بخش‌های تولید و انتقال خروج یک واحد مهم نیروگاهی) در اثر بروز خطا یا اغتشاش بر روی سیستم در نظر گرفته می‌شود.

اضطرار یگانه یا درجه یک ($n-1$) بدین مفهوم است که سیستم طوری طراحی شده که می‌تواند تنها خروج یکی از المان‌های اصلی و مهم خود در هر حادثه یا اغتشاش را با اطمینان تحمل نماید به طوری که پارامترهای سیستم از حدود مورد انتظار از قبل تعیین شده و استاندارد خود خارج نشوند.

اضطرار درجه دوم ($n-2$) بدین مفهوم است که سیستم می‌تواند با اطمینان خروج همزمان یا پشت سر هم دو المان مهم خود را نیز تحمل نماید.

تعیین درجه اضطرار یکی از پیش‌نیازهای طراحی سیستم است. یعنی در هر سیستم در هنگام طراحی باید برای درجه اضطرار تعیین شده تمهیدات لازم برای پایماندن لحاظ شده باشد.

بدیهی است که هزینه طراحی سیستمی با درجه اضطرار ($n-1$) به مراتب از سیستمی با درجه اضطرار ($n-2$) کمتر است.

با مطالعه ساختار شبکه‌های بزرگ کشورهای توسعه یافته، مشاهده می‌شود که در تمامی این شبکه‌ها، حتی برای سیستم‌های تولید و انتقال نیز (با توجه به حساسیت بیشتر آنها) در مرحله طراحی معمولاً درجه اضطرار ($n-1$) در نظر گرفته می‌شود. در این سیستم‌ها فقط برای تعدادی حالت محتمل الوقوع (مثلاً خروج همزمان دو مدار یک خط دو مداره در اثر طوفان) و یا بسیار مهم (مثلاً خروج یک واحد نیروگاهی بزرگ و یک خط مهم و بحرانی برای شبکه)، اضطرار درجه ($n-2$) بررسی می‌شود.

همچنین با نگاهی به استاندارد پستهای فوق توزیع و بررسی طراحی شبکه فوق توزیع مشاهده می شود که در تعیین فلسفه و آرایش پست ها و شبکه فوق توزیع ایران از اضطراب درجه اول استفاده شده است.

۲-۱) درجه اضطراب مورد انتظار برای محدوده شرکت توزیع تهران بزرگ:

با توجه به مطالب فوق الذکر، چنین به نظر می رسد که در مورد شبکه توزیع نیز در نظر گرفتن اضطراب درجه اول کفایت می نماید. این بدان معنی است که سیستم توزیع طوری طراحی می شود که در صورت از دست رفتن هر المان در مسیر تغذیه مشترکین، امکان برقراری مجدد مسیر تغذیه بدون تخطی پارامترهای اصلی از حدود از قبل تعیین شده شان، میسر باشد.

البته مسیر تغذیه اضطراری یا مسیر دوم تغذیه در بخش توزیع ممکن است به یکی از سه صورت زیر حاصل شود:

موجود به صورت طبیعی و قابل حصول به صورت بلافاصل

با تأخیر بسیار جزئی به خاطر کلیدزنی اتوماتیک

با یک تأخیر حداقل به خاطر انجام کلیدزنی دستی

در شبکه توزیع تهران بزرگ با توجه به ساختار فعلی و سطح اتوماسیون مورد نظر، اکثر کلیدزنی های مانوری بصورت دستی انجام می شود و بنابراین در حالت کلی در شرایط اضطراب از آلترناتیو سوم پفوق الذکر، پیروی می کنیم.

در بخش توزیع، پارامترهای اصلی که عدم تخطی از حد از قبل تعیین شده برای آنها مطرح است، عبارتند از: سطوح ولتاژ و ظرفیت مجاز حرارتی خطوط، کابلها و ترانسفورماتورهای بالا دست.

طبق استاندارد IEC، حدود ولتاژ حالت ماندگار مجاز برای شبکه توزیع $U_C \pm 10\%$ در نظر گرفته می شود. تبصره ای در این بحث گفته می شود که در شرایط اضطراری افت ولتاژ ۱۲٪ نیز برای شبکه توزیع قابل قبول است.



در خصوص ظرفیت مجاز حرارتی ترانسفورماتورهای فوق توزیع (که جهت تعیین فلسفه شبکه فشارمتوسط به کار می‌روند) و پست‌های توزیع (که جهت تعیین فلسفه شبکه فشارضعیف به کار می‌روند) توجه به مطالب پیوست ۶۲ و در مورد بارگذاری مجاز کابل‌های فشار ضعیف توجه به پیوست شماره ۵ حائز اهمیت است.

فصل سوم - معماری شبکه توزیع

مهمترین عوامل مؤثر در انتخاب معماری شبکه عبارتند از:

- ۱- کیفیت سرویس دهی
 - ۲- هزینه سرمایه گذاری اولیه
 - ۳- هزینه بهره برداری و تعمیر و نگهداری در طول عمر مفید سیستم
- (پیچیدگی بهره برداری یکی از مهمترین فاکتورهای این بخش است که البته می توان آن را نیز به صورت معادل اقتصادی بیان نمود)

کیفیت سرویس دهی را می توان به مقوله های زیر تقسیم نمود:

- ۱- قابلیت اطمینان یا تداوم سرویس دهی
- ۲- تنظیم ولتاژ و افت ولتاژ مجاز
- ۳- سایر فاکتورهای کیفیت ولتاژ تحویلی

به علاوه، توجه به موارد زیر در انتخاب معماری شبکه ضروری است:

تراکم بار

مساحت تحت پوشش برای تغذیه بار (یا مساحت مورد انتظار برای حوزه سرویس دهی)

رشد بار

درجه اهمیت بار

وضعیت جغرافیایی، شرایط جوی و محیطی منطقه

میزان دسترسی به زمین و داشتن حق عبور و ایجاد حریم

مبلمان شهری و توجه به زیبایی محیط

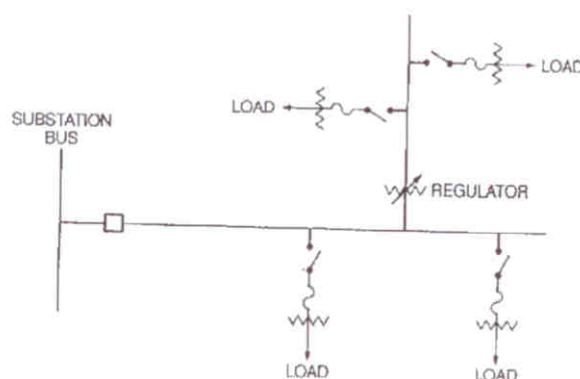
وضعیت سیستم موجود

در پیوست شماره ۳ یکی از بهترین مراجع در مورد بررسی و جمع‌بندی خصوصیات ۷ نوع ساختار اصلی مرسوم برای شبکه‌های توزیع در سراسر دنیا آورده شده است. در اینجا با توجه به کلیه اطلاعات جمع‌آوری شده از هندبوک‌ها، کتب و مقالات توزیع، به صورت اجمالی معماری و ساختارهای مختلف شبکه‌های توزیع شرح داده می‌شوند:

۳-۱) سیستم شعاعی ساده (هوایی)

شکل شماره ۱ چنین سیستمی را نشان می‌دهد که احتمالاً شناخته شده‌ترین سیستم توزیع موجود می‌باشد. از شبکه‌های شعاعی در مواردی استفاده می‌شود که ارزش خاموشی بارهای تغذیه شونده پایین باشد. در نتیجه استفاده عمده این ساختار در شبکه‌های فشار ضعیف و به صورت بسیار محدود برای تغذیه بارهای بسیار کم اهمیت و دور افتاده در شبکه‌های فشار متوسط استفاده می‌شود.

در ایران حدود ۷۰٪ شبکه فشار ضعیف شعاعی ساده است. این ساختار در شبکه فشار متوسط برای تغذیه بارهای روستایی و دور افتاده و یا نواحی حاشیه‌ای شهرها استفاده می‌شود. اینگونه سیستم‌ها برای تغذیه بارهای متمرکز نظیر مراکز خرید با ساختمان‌های بلند مرتبه مناسب نیستند. این معماری نسبت به سایر معماری‌ها کمترین قابلیت اطمینان را دارد و هزینه سرمایه‌گذاری اولیه و هزینه‌های بهره‌برداری مربوط به آن نیز از همه کمتر است از نقطه نظر کیفیت توان، مشترکین متصل به سیستم‌های شعاعی بسیاری از قطعی‌های موقت را تجربه نمی‌کنند اما در معرض تعداد بیشتری خطاهای ماندگار قرار دارند.



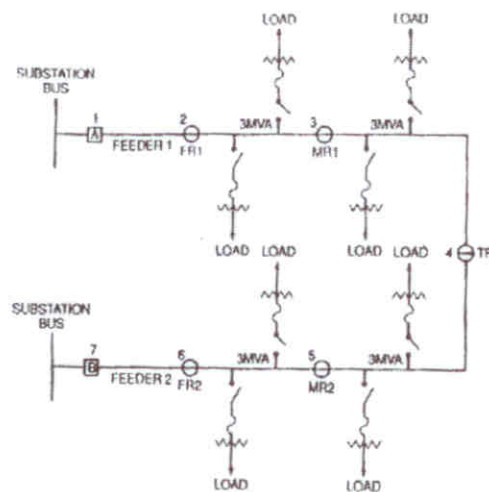
شکل ۱- سیستم توزیع شعاعی

۳-۲ سیستم‌های اولیه Auto loop

این سیستم‌ها نیز به صورت هوایی اجرا می‌شوند اما از سکشنالایزر و ریکلوزر برای کاهش مدت زمان قطعی و نتیجتاً افزایش قابلیت اطمینان و تداوم سرویس‌دهی استفاده می‌کنند. در مناطق حاشیه‌ای به مرور که تراکم جمعیت بیشتر و طول فیدر افزایش می‌یابد، سیستم‌های شعاعی با سیستم‌های Auto loop جایگزین می‌شوند.

همچنانکه در شکل ۲ دیده می‌شود تغذیه مشترکین در هر لحظه از یک مسیر صورت می‌گیرد. در حالت عادی بهره‌برداری، ریکلوزر TR باز است. در صورت خرابی در مسیر تغذیه اصلی، با کلید زنی اتوماتیک بار بخش سالم این فیدر می‌تواند به مسیر دوم اضافه شود.

معماری Auto loop قابلیت اطمینان را بهبود می‌بخشد اما کیفیت توان را نسبت به شبکه شعاعی تا حدودی کاهش می‌دهد که این به خاطر تعداد بیشتر خروج‌های موقت و کمبود ولتاژ است. عمل کلید زنی نیز موجب ایجاد وقفه کوتاه مدت برای تمامی مشترکین متصل به حلقه حتی مشترکینی که در مسیر دوم نیز قرار دارند می‌گردد.

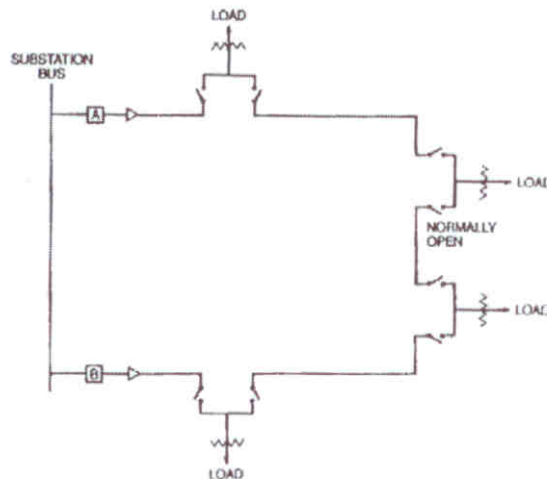


شکل ۲- سیستم‌های اولیه Auto loop

۳-۳) سیستم توزیع زیرزمینی در مناطق مسکونی (URD) (یا سیستم رینگ باز)

این سیستم برای سرویس دهی به تعداد زیاد مشترکین (به خصوص در مناطق متراکم مسکونی) طراحی شده است. سیستم URD به طور قابل ملاحظه‌ای زیبایی شهری را بهبود می‌بخشد، زیرا خطوط هوایی با کابل جایگزین شده‌اند. هزینه این سیستم نسبت به سیستم شعاعی بیشتر است اما استعداد و تنوع خطاهای موقتی که اغلب در شبکه هوایی مشاهده می‌شود، به طور عمده‌ای کاهش می‌یابد.

قابلیت اطمینان در مقایسه با سیستم شعاعی به خاطر آرایش رینگ فیدر اولیه که برای هر ترانسفورماتور دو مسیر تغذیه را فراهم می‌آورد (شکل ۳)، بهبود یافته است. این رینگ در حالت عادی معمولاً به صورت باز بهره‌برداری می‌شود.



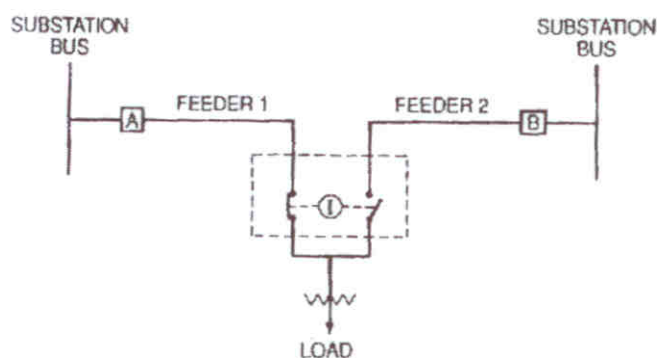
شکل ۳- سیستم URD

۳-۴) سیستم‌های توزیع Selective در سمت اولیه (شعاعی دوبل)

این سیستم‌ها اغلب برای تغذیه بارهای بزرگ متمرکز در سطوح ۳۰۰ KVA یا بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرند و با توجه به قیمت قطع‌کننده‌های ولتاژ بالا، CT و PT و سیستم‌های دیجیتال کنترل برای بارهای کوچکتر مقرون به صرفه نیستند.

در این سیستم دو فیدر فشارقوی اولیه برای تغذیه مشترک مورد استفاده قرار می گیرند و این دو فیدر می توانند به صورت شبکه هوایی یا زمینی باشند. کلید انتقال دهنده^۱ قرار گرفته در مسیر ترانسفورماتور مشترک در صورت قطع یک فیدر، تغذیه را به طور اتوماتیک به فیدر دوم منتقل می کند. (شکل ۴)

قابلیت اطمینان به خاطر Redundancy فیدرهای اولیه بالاست. اما در لحظه انتقال، مشترک در معرض قطعی های موقت قرار می گیرد. (سیستم فشارمتوسط در بخش های مرکزی شهر پاریس چنین ساختاری دارد)

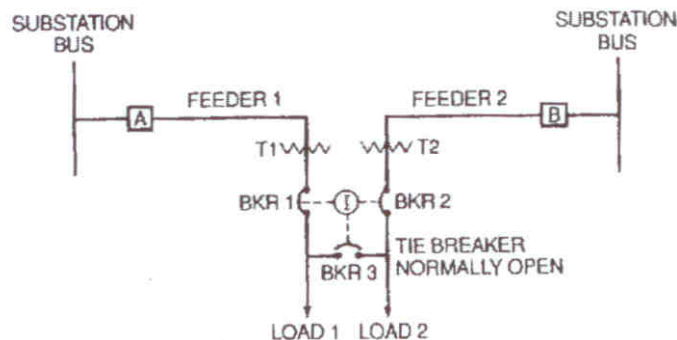


شکل ۴- سیستم شعاعی دابل

۳-۵) سیستم Selective در سمت ثانویه

این سیستم ها عموماً در کارگاه ها و کارخانجات صنعتی استفاده می شوند. کلید فشارقوی انتقال دهنده حذف و کلید با عملکرد مشابهی در سمت فشارضعیف دو ترانسفورماتور نصب می شود. (شکل ۵)

قابلیت اطمینان حتی نسبت به سیستم Selective در سمت اولیه به خاطر اضافه شدن Redundancy برای ترانسفورماتور، به مسیر تغذیه بیشتر است و احتمال خاموشی های طولانی به خاطر تعمیر ترانسفورماتور را از بین می برد. با توجه به موازی سازی در بخش فشارضعیف ترانسفورماتورها، مشترک تعداد کمتری خطای موقتی را تجربه می کند.



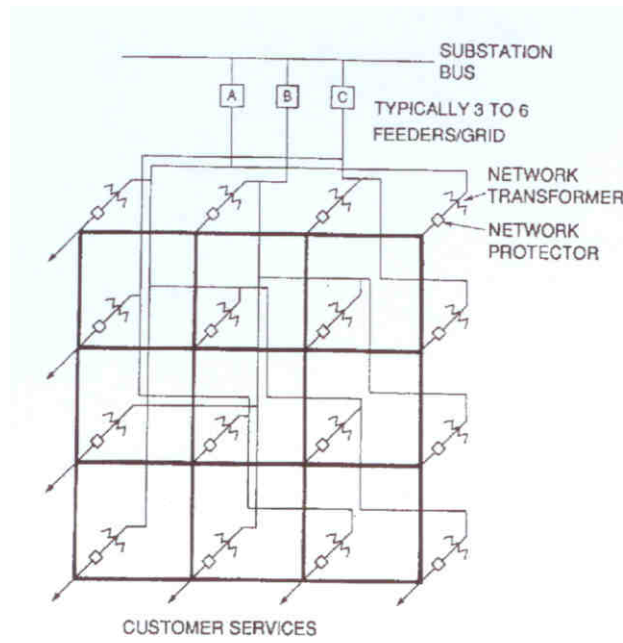
شکل ۵- سیستم Selective در سمت ثانویه

۶-۳) سیستم شبکه‌ای یا غربالی

این سیستم به منظور ایجاد ماکزیمم قابلیت اطمینان و انعطاف پذیری در بهره برداری طراحی شده است. این معماری مؤثرترین و اقتصادی‌ترین روش برای تغذیه مراکز پرتراکم بار در قسمت مرکزی شهر در بخش فشار ضعیف است.

در شبکه غربالی (شکل ۶) هر مشترک در آن واحد از چندین فیدر تغذیه می‌شود. معمولاً یک شبکه غربالی ۶ یا بیش از ۶ فیدر دارد. (شهر نیویورک شبکه غربالی با ۲۴ فیدر دارد) در شبکه غربالی هرگز به خاطر قطع فیدر برای سرویس یا تعمیرات دوره‌ای یا توسعه شبکه، مشترک بی برق نمی‌شود.

تنظیم ولتاژ نیز در این شبکه بهبود می‌یابد. زیرا فلوی توان به سمت مشترک از طریق چندین ترانسفورماتور که با یکدیگر به صورت موازی کار می‌کنند انجام می‌شود. شبکه غربالی تغییرات ناگهانی بار و اغتشاشات ناشی از راه‌اندازی موتورهای بزرگ را بدون کاهش ولتاژ تحمل می‌کند.

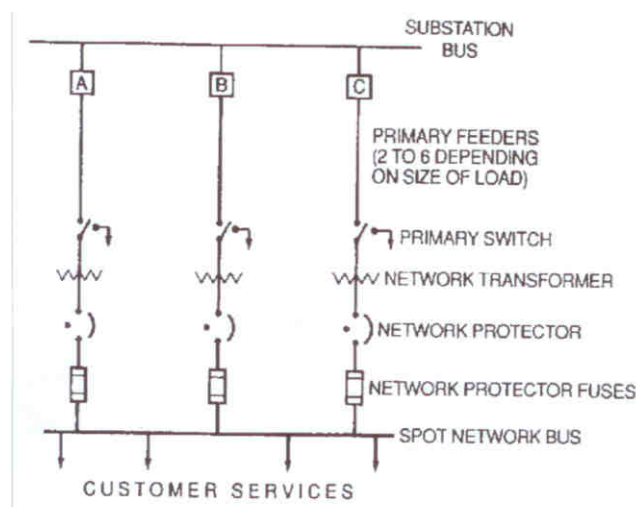


شکل ۶- شبکه غربالی

۳-۷) سیستم شبکه نقطه‌ای

سیستم شبکه‌ای نقطه‌ای همان مزایای شبکه‌های غربالی را دارا می‌باشد. شبکه‌های نقطه‌ای برای تغذیه بارهای متمرکز بزرگ نظیر بیمارستان‌ها، برج‌های تجاری اداری، فرودگاه‌ها و تأسیسات بزرگ کامپیوتری و مراکز بزرگ مخابراتی استفاده می‌شوند. (شکل ۷)

یک شبکه نقطه‌ای بزرگ بین ۱۷ تا ۲۵ مگاوات آمپری معمولاً فیدر دارد. در این سیستم سمت ثانویه ترانسفورماتورها از طریق سیستم‌های حفاظتی مجزا به باس بارهای شبکه وصل می‌شوند و سپس بارهای مشترکین به این باس بارها متصل می‌گردند.



شکل ۷- شبکه نقطه‌ای

۸-۳) مقایسه انواع معماری‌های مختلف شبکه توزیع

بدین ترتیب انواع معماری شبکه‌ها از نقطه نظر قابلیت اطمینان، قطعی‌های موقت، تنظیم ولتاژ، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه و پیچیدگی در طراحی و بهره‌برداری به صورت زیر تقسیم بندی می‌شوند.

پیچیدگی کمتر در طراحی و بهره‌برداری	هزینه سرمایه‌گذاری اولیه کمتر	تنظیم ولتاژ بهتر	قطعی‌های موقت کمتر	قابلیت اطمینان بهتر
۱	۱	۷	۷	۷
۲	۲	۶	۶	۶
۳	۲	۵	۵	۵
۴	۳	۴	۴	۴
۴	۳	۳	۳	۳
۵	۴	۲	۲	۲
۶	۵	۱	۱	۱

اعداد نشان داده شده در جدول بیانگر:

- ۱- شبکه شعاعی ۲- URD ۳- Auto Loop ۴- ثانویه Selective ۵- اولیه Selective ۶- شبکه‌های نقطه‌ای ۷- شبکه غربالی

البته در استفاده از جدول فوق بایستی دقت کرد که اولاً وزن عامل‌های قابلیت اطمینان، هزینه سرمایه‌گذاری و پیچیدگی بهره‌برداری از سایر عوامل بالاتر است. ثانیاً اگرچه با در نظر گرفتن عامل قابلیت اطمینان، بصورت مستقل، شبکه‌های حلقوی، غربالی و نقطه‌ای از اولویت بالاتری برخوردارند، اما معمولاً قابلیت اطمینان در موازنه با هزینه انجام شده برای حصول آن مطرح است به همین دلیل در مطالعات بایستی معادل اقتصادی قابلیت اطمینان، در نظر گرفته شود که نشان می‌دهد شبکه‌های با ساختار کم هزینه‌تر و قابلیت اطمینان نسبی قابل قبول، مناسب‌تر می‌باشند.

ناتلاز آنجایی که ما در تهران بزرگ در مرحله توسعه و اصلاح شبکه هستیم و نه ایجاد یک شبکه از نقطه صفر، همچنانکه گفته شد یکی از مهمترین فاکتورهای انتخاب ساختار شبکه، انطباق هرچه بیشتر شبکه

پیشنهادی با شبکه موجود است لذا با توجه به مطالب فوق، ساختار غالب شبکه توزیع تهران بزرگ به صورت رینگ باز در نظر گرفته می شود و در نقاط مرکزی و حاشیه ای به صورت زیر عمل می شود:

در شبکه فشار متوسط مناطق متراکم شهری، سیستم رینگ باز کابلی یا به عبارتی شبکه URD (البته، با تعداد نقاط مانور بیشتر) نسبت به ساختار معمول URD پیاده سازی می گردد.

در شبکه فشار متوسط مناطق حاشیه ای شهر، در کلیه نقاطی که امکان اتصال شبکه ها به هم وجود دارد، سیستم به صورت رینگ باز طراحی می گردد (که از طریق سکسیونر هوایی ارتباطات به صورت Normally open ایجاد می شوند)، در غیر این صورت به ناچار شبکه به صورت شعاعی اجرا می گردد، در مراحل بعد با رشد بار و افزایش تراکم، این شبکه قابل تبدیل به رینگ باز خواهد بود.^۱

در مناطق مشجر، پرنده خیز و برای تغذیه بارهای مهم حاشیه ای از ساختار شعاعی Auto Loop با بکار بردن سکسیونر و سکشنالایزر استفاده خواهد شد.

فصل چهارم - تعیین نقاط مانور و ظرفیت‌های رزرو

۱-۴) تعیین نقاط مانور و ظرفیت‌های رزرو در شبکه فشارمتوسط زمینی

همچنانکه در بخش قبل شرح داده شد، معماری شبکه فشارمتوسط زمینی شهر تهران به صورت رینگ باز در نظر گرفته می‌شود. در شبکه‌های رینگ باز تعیین نقاط رینگ Normally Open که اصطلاحاً نقاط مانور شبکه خوانده می‌شوند اهمیت ویژه‌ای دارد.

این بدین معنی است که با توجه به درجه اضطرار $(n-1)$ تعریف شده برای شبکه، هر پست بر روی شبکه فشارمتوسط، باید در صورت بروز حادثه منجر به اضطرار درجه اول در شبکه بالا دست خود، مسیر تغذیه دومی در اختیار داشته باشد. به عبارت دیگر، هر بخش از شبکه فشارمتوسط (و یا هر پست بر روی این شبکه) باید علاوه بر مسیر عادی تغذیه خود، حداقل یک مسیر پشتیبان برای حفظ تداوم سرویس‌دهی در شرایط اضطراری (وقوع خطا بر روی مسیر اصلی) در اختیار داشته باشد. در شبکه رینگ باز، معمولاً مسیر دوم به صورت بلافصل وجود ندارد. در شبکه URD می‌توان امکان اتصال اتوماتیک کلید مانوری جهت اتصال On line مسیر تغذیه دوم را در نظر گرفت اما در تعداد زیادی از شبکه‌های رینگ باز در سطح دنیا (و از جمله در شبکه رینگ باز توزیع تهران)، اتصال مسیر دوم در شرایط اضطراری معمولاً به صورت دستی (و از طریق وصل سکسیونر پس از جداسازی خطا) صورت می‌گیرد. لذا در امکانات مانتورینگ و دستورالعمل‌های بهره‌برداری باید تمهیدات لازم جهت موارد زیر لحاظ گردیده باشد.

۱- تشخیص زود هنگام خطا بر روی مسیر تغذیه اصلی

۲- وصل سریع مسیر دوم

مسئله بسیار مهم دیگری که در استفاده از مسیر دوم تغذیه مطرح است، وجود ظرفیت رزرو کافی بر روی این مسیر، جهت تأمین بارهای موجود بر روی فیدر اصلی حادثه دیده است.

در بررسی امکان ایجاد شبکه رینگ باز در سطح ولتاژ فشارمتوسط، در شبکه توزیع تهران آلترناتیوهای مختلف برای ارتباطات بین فیدرهای فشارمتوسط مختلف جهت برقراری مسیر دوم تغذیه

مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج این بررسی‌ها در پیوست شماره ۴ این گزارش آورده شده است. در این بررسی‌ها موارد زیر مطالعه شده‌اند:

(۱) برقراری ارتباط بین فقط دو فیدر فشارمتوسط در این صورت دو فیدر از نقطه انتهایی به هم وصل شده و فقط یک نقطه مانور خواهیم داشت. اما در صورتی که ظرفیت مجاز حرارتی هر فیدر D فرض شود، در این حالت هر فیدر مجاز است تنها به اندازه $\frac{D}{2}$ در حالت عادی بارگذاری شده و $\frac{D}{2}$ دیگر ظرفیت خود را به خاطر احتمال وقوع بدترین اتفاق بر روی فیدر دیگر همواره به صورت رزرو نگه دارد (بدترین حادثه بر روی فیدر دیگر وقوع خطا یا اتصالی در نقاط اولیه منشعب شدن فیدر از باس بار 20KV است که به این ترتیب مسیر تغذیه اصلی برای کل بار فیدر قطع خواهد شد).

(۲) ارتباط بین سه فیدر فشارمتوسط: در این صورت هر فیدر در نقاط وسط و انتهایی خود (با فرض یکنواخت بودن چگالی بار) نقاط مانور خواهد داشت. در این صورت ظرفیت حرارتی D این فیدر به سه بخش $\frac{D}{3}$ تقسیم می‌شود. $\frac{2D}{3}$ بارگذاری و $\frac{D}{3}$ به عنوان رزرو منظور می‌گردد. در صورت بروز بدترین حالت خطا بر روی فیدر اصلی، بار کل این فیدر $(\frac{2D}{3})$ ، بین دو فیدر متصله تقسیم می‌شود یعنی $\frac{D}{3}$ از وسط و $\frac{D}{3}$ از انتهای فیدر اصلی از طریق مسیر رزرو تغذیه می‌شوند (که با توجه به $\frac{D}{3}$ ظرفیت رزرو دو فیدر دیگر مشکلی پیش نخواهد آمد).

(۳) هر فیدر فشارمتوسط از سه نقطه (در $\frac{1}{3}$ ، $\frac{2}{3}$ و انتها) به سه فیدر فشارمتوسط دیگر متصل است. از D ظرفیت حرارتی هر فیدر $\frac{3D}{4}$ بارگذاری و $\frac{D}{4}$ برای انجام مانورهای لازم در بدترین شرایط بروز خطا بر روی فیدر همجوار متصله، استفاده می‌شود. مهندسین مشاور LEB لندن با توجه به کاهش ظرفیت رزرو مورد انتظار، از دیدگاه اقتصادی، طرح سوم را مناسب تشخیص داده است. در اینجا نیز همین طرح برای مانور در شبکه فشارمتوسط برق تهران پیشنهاد می‌گردد.

۴-۲) ایجاد ارتباط با پست‌های مجاور به خاطر فلسفه طراحی پست‌های ۶۳/۲۰ کیلوولت

با نگاهی به استانداردهای پست‌های ۶۳/۲۰ (از سری استانداردهای صنعت برق، تهیه شده توسط

شرکت مشاورین) مشاهده می‌شود که:

در شبکه شهری پست‌های ۶۳/۲۰ کیلوولت معمولاً $2 \times 30 \text{ MVA}$ طراحی و اجرا می‌شوند.

در بعضی از مناطق پر تراکم شهری این پست‌ها به صورت $3 \times 30 \text{ MVA}$ هستند.

در مناطق روستایی و کم تراکم پست‌های ۶۳/۲۰ به صورت $2 \times 15 \text{ MVA}$ طراحی می‌شوند.

در طراحی شبکه فوق توزیع نیز درجه اضطرار ($n-1$) در نظر گرفته می‌شود. بدین ترتیب فلسفه تعیین

ظرفیت قطعی (مطمئن) هر پست فوق توزیع براساس قوانین زیر تعریف می‌شود:

در صورت وقوع بدترین حادثه از درجه ($n-1$) در پست تغذیه کننده، مسیر تغذیه شبکه 20 Kv

پایین دست این پست نباید قطع شود.

بدترین حادثه در هر پست $63/20 \text{ Kv}$ از دست رفتن یک ترانسفورماتور یا یک بی ترانسفورماتور

است.

در چنین شرایطی با منطق زیر تغذیه کلیه فیدرهای 20 Kv متصل به این پست از مسیرهای رزرو

تأمین می‌گردد:

۴-۲-۱) در یک پست $63/20 \text{ Kv}$ با ظرفیت $2 \times 15 \text{ MVA}$ (و یا پست $2 \times 30 \text{ MVA}$ که در

اطراف آن پست دیگری وجود ندارد).

۴-۲-۲) در یک پست $63/20 \text{ Kv}$ با ظرفیت $2 \times 30 \text{ MVA}$ ، هر ترانسفورماتور به اندازه 70%

ظرفیت نامی اش، بارگذاری شده و 30% ظرفیت ترانسفورماتور به صورت رزرو برای شرایط

اضطراری فوق در نظر گرفته می‌شود. در صورت خروج یک ترانسفورماتور، باری به اندازه n

70% (n ظرفیت نامی ترانسفورماتور است) باید از مسیرهای دیگر تأمین شود. در این صورت

30% از طریق ترانسفورماتور دوم بدون هیچ اشکالی تأمین می‌شود و 20% از طریق اضافه بار

ترانسفورماتور دوم تا 120% تأمین خواهد شد (در این استاندارد اضافه بار اضطراری کوتاه مدت

20% برای ترانسفورماتور فوق توزیع مجاز شمرده شده است). 20% باقیمانده باید از طریق

شبکه فرودست و از طریق برقراری اتصال بین فیدرهای ۲۰Kv این پست با فیدرهای ۲۰Kv

پست یا پست‌های مجاور تأمین شود.

به این ترتیب بایستی باری معادل ۶MVA از پست‌های مجاور و توسط شبکه ۲۰ کیلوولت به فیدرهای

پست حادثه‌دیده، با استفاده از ظرفیت رزرو فیدرها تأمین شود.

$$20\% \times 30MVA = 6MVA$$

با فرض استفاده از کابل (۱×۱۸۵)×۳ آلومینیومی برای فیدرهای خروجی پست ۶۳/۲۰ کیلوولت

خواهیم داشت:

جریان نامی کابل (طبق کاتالوگ سازنده): ۳۶۴A

جریان مجاز حرارتی تقریبی کابل با اعمال ضرایب تعدیل بخاطر شرایط دفن در تهران: 235A

ظرفیت کامل یک فیدر ۲۰ کیلوولت: $235 \times \sqrt{3} \times 20 \cong 8MVA$

اگر تعداد نقاط مانور ۳ نقطه و لذا ظرفیت رزرو هر فیدر، $\frac{D}{4}$ تعیین شود، هر فیدر به اندازه MVA

$\frac{8}{4} = 2$ ظرفیت رزرو دارد. برای تأمین ۶ MVA مورد نیاز، بایستی ارتباط پست فوق توزیع با سه فیدر

پست مجاور از طریق نقاط مانور ۲۰ کیلوولت تأمین گردد. به این ترتیب اگر لااقل یک فیدر این پست با

۳ فیدر از پست مجاور نقاط مانور داشته باشد و یا به هر ترتیب دیگری سه ارتباط مانوری بین فیدرهای

این پست با پستهای مجاور برقرار باشد، مشکل خروج یک بی ترانس حل خواهد شد.

این در صورتی بود که ترانس دوم توانایی تحمل ۱۲۰٪ اضافه‌بار در کوتاه مدت را داشته باشد، اما از سوی

دیگر، در پستهای فوق توزیع ممکن است به هر دلیلی فلسفه مورد نظر طراحی، در بهره‌برداری رعایت

نگردد - مثلاً بخاطر عمر زیاد ترانس، امکان بارگذاری ۱۲۰٪ در شرایط اضطراری برای همه ترانسها

وجود نداشته باشد - به همین دلیل وجود نقاط مانور بیشتر با پستهای همجوار که قابلیت اطمینان را در

صورت وقوع اتفاقات در شبکه فرادست افزایش می‌دهد، توصیه می‌گردد. شکل (۱-۴) این ارتباطات

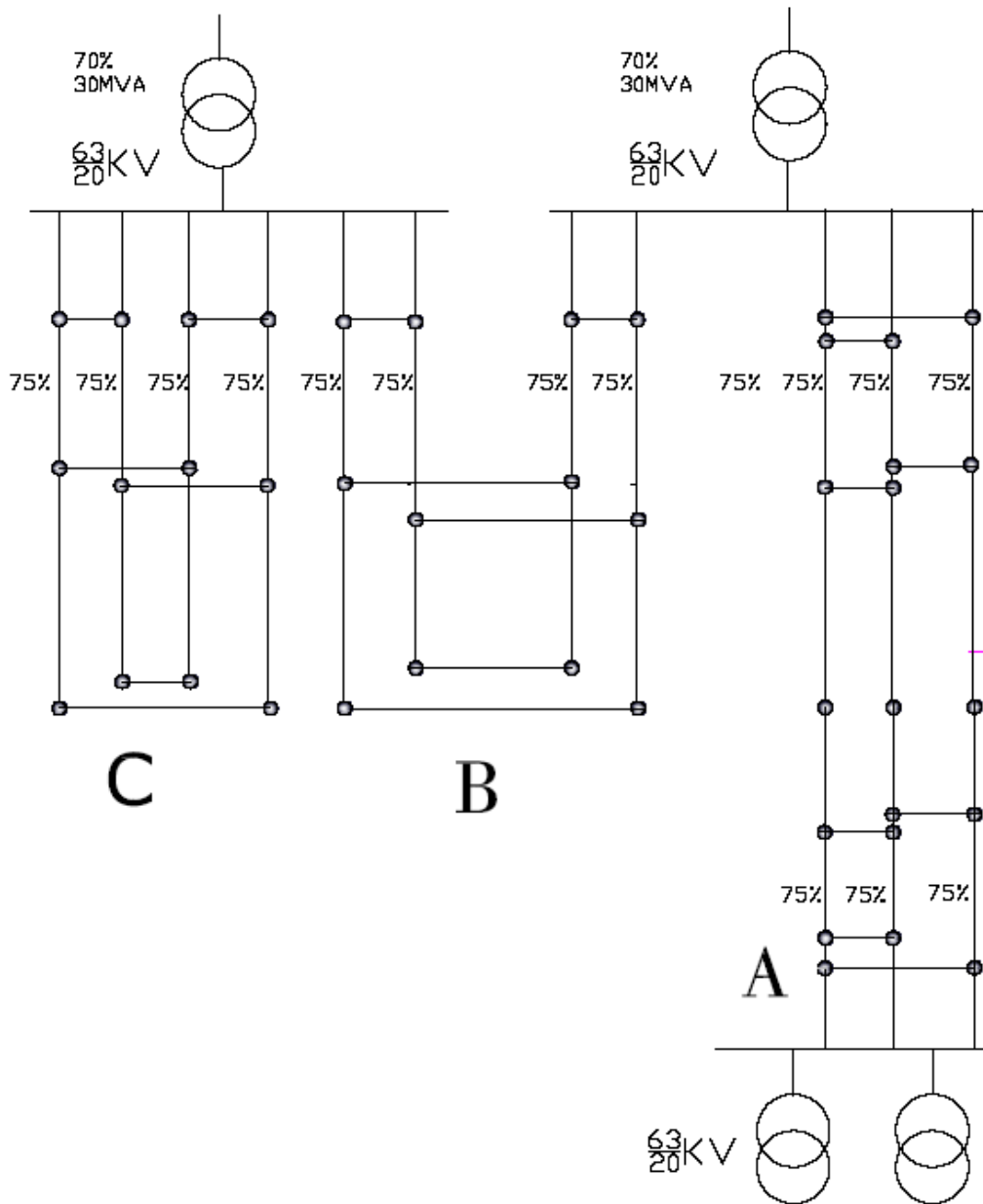
مانوری را نشان می‌دهد.

در این صورت هر ترانسفورماتور ۵۰٪ بارگذاری شده و در صورت خروج هر ترانسفورماتور، ترانسفورماتور دوم باید کل بار تغذیه شونده از ترانسفورماتور معیوب را تحمل کند و با توجه به پراکندگی شبکه ۲۰ Kv فرودست، نمی توان بر روی تأمین برق از طریق اتصالات بین آنها اطمینان داشت (در شبکه توزیع، شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ چنین حالتی را نداریم).

در یک پست ۶۳/۲۰ Kv با ظرفیت ۲×۳۰ MVA، هر ترانسفورماتور به اندازه ۷۰٪ ظرفیت نامی اش، بارگذاری شده و ۳۰٪ ظرفیت ترانسفورماتور به صورت رزرو برای شرایط اضطراری فوق در نظر گرفته می شود. در صورت خروج یک ترانسفورماتور، باری به اندازه n ۷۰٪ (n ظرفیت نامی ترانسفورماتور است) باید از مسیرهای دیگر تأمین شود. در این صورت، n ۳۰٪ از طریق ترانسفورماتور دوم بدون هیچ اشکالی تأمین می شود و n ۲۰٪ از طریق اضافه بار ۱۲۰ درصدی ترانسفورماتور دوم تأمین خواهد شد (در استاندارد فوق الذکر اضافه بار اضطراری کوتاه مدت ۲۰٪ برای ترانسفورماتور فوق توزیع مجاز شمرده شده است). n ۲۰٪ باقیمانده باید از طریق شبکه فرودست و از طریق برقراری اتصال بین فیدرهای ۲۰ Kv این پست با فیدرهای ۲۰ Kv پست یا پست های مجاور تأمین شود.

تصوره: ارتباط بین فیدرهای مجاور در مدل ارتباط چهار فیدر مجاور به یکدیگر می تواند به هر شکلی باشد با شرط رعایت موارد زیر:

- ۱) باید قانون برقراری ارتباط هر فیدر با ۳ فیدر مجاورش تأمین شود.
- ۲) در ایجاد نقاط مانور، حداقل ارتباط ۳ بخش از فیدرهای فشارمتوسط از هر پست با فیدرهای فشارمتوسط پست (یا پست های مجاور) برقرار گردد.
- ۳) بخاطر جبران عدم رعایت فلسفه موجوده در پستهای ۶۳ کیلوولت در مناطق شهری، بایستی سعی شود تا ارتباط مانوری تا حد ممکن پستهای فوق توزیع مجاور و نزدیک به هم را، به یکدیگر پیوند بدهد.



شکل ۱-۴) - آرایش رینگ باز با سه نقطه مانور بر روی هر فیدر

۳-۴) نقاط مانور و ظرفیت‌های رزرو در شبکه فشار ضعیف

بطور کلی مدیریت شبکه فشار ضعیف در کلان شهرها با ویژگی‌های مهم و معضلات زیر روبروست:

رشد روز افزون بار و تعدد طرح‌های فشار ضعیفی که طراح بایستی بصورت ماهانه تهیه نماید، گستردگی شبکه که پایش و کنترل آن را دشوار می‌سازد، ضعف تخصص در نیروهای عملیاتی، پیمانکاران و ناظران و عدم آشنایی پرسنل و پیمانکاران بهره‌بردار با ساختارهای پیچیده تر شبکه فشار ضعیف (نظیر غربالی و نقطه‌ای).

بدلیل تمامی عوامل فوق (که تقریباً در همه شبکه‌های دنیا مطرح است) یک اصل کلی در مورد شبکه‌های فشار ضعیف وجود دارد و آن این است که در شبکه فشار ضعیف بایستی پیچیدگی طراحی حداقل بوده و طرح‌های توسعه شبکه تا حد امکان ساده در نظر گرفته شوند. از سوی دیگر تغییر در وضعیت موجود شبکه فشار ضعیف به دلیل وضعیت موجود شبکه و نیاز به صرف هزینه زیاد برای ایجاد تغییرات اساسی، زمانبر بودن و محدودیت نیروهای عملیاتی بایستی به تدریج و با تأنی صورت گیرد. به همین دلیل، در مرحله اول، با توجه به تمامی محدودیتهای فوق، جهت ساماندهی نحوه توسعه شبکه فشار ضعیف تحت پوشش شرکت توزیع تهران بزرگ، پیشنهاداتی داده شده است.

از یک سو، با توجه به وضعیت موجود شبکه فشار ضعیف تحت پوشش شرکت توزیع تهران بزرگ که در بسیاری از مناطق به صورت هوایی و شعاعی و در مناطقی نیز تقریباً به صورت رینگ باز (البته بدون رعایت فلسفه معین) طراحی شده است و از سوی دیگر با توجه به مزایای برشمرده شده برای شبکه رینگ باز و دشواریهای استفاده از ساختارهای شبکه‌ای (نقطه‌ای و غربالی) در شرایط فعلی توزیع کشورمان (که در بخشهای قبل بدان اشاره گردید)، آرایش شبکه فشار ضعیف به صورت رینگ باز با رعایت منطق و فلسفه‌ای که در ادامه به آن پرداخته می‌شود، پیشنهاد می‌گردد.

ابتدا باید نیازمندی‌های شبکه فشار ضعیف با توجه به درجه اضطرار $(n-1)$ ، روشن گردد:

۱) با توجه به درجه اضطرار تعریف شده، در صورت بروز خرابی بر روی هر بخش از فیدر فشار متوسط،

پست‌هایی که به طور مستقیم قبل از سکسیونر مانور (جدا کننده) به این بخش از فیدر متصلند، تا اصلاح

خرابی، از شبکه ۲۰ کیلوولت قطع خواهند بود و لذا مشترکین آنها حتی المقدور باید از طریق شبکه فرودست و یا به روشی دیگر تغذیه شوند.

۲) با توجه به درجه اضطرار تعریف شده، با از دست رفتن ترانس در هر یک از پست‌های توزیع باید تأمین برق مشترکین متصل به آن با حداقل وقفه همچنان ادامه یابد. این موضوع در مورد خرابی‌های قبل از ترانس در پست‌های توزیع نیز صادق است. به این ترتیب که اگر خرابی بر روی بخش ورودی کابل، شینه، بریکرهای سکسیونر قبل از ترانس باشد، باید سعی شود تغذیه مشترکین فشارضعیف متصل به این پست از مسیر دیگر برقرار گردد.

۳) با بروز عیب بر روی قسمتی از فیدر فشارضعیف، باید مسیرهای دیگری برای تأمین بار سایر مشترکین بر روی این فیدر که مستقیماً از بخش دچار خرابی شده منشعب نشده‌اند فراهم گردد. از طرفی خاطر نشان می‌سازد در بخش فشارضعیف با توجه به مراتب زیر نمی‌توان به تمامی این اهداف به صورت کامل دست یافت:

در شبکه فعلی تعداد قابل ملاحظه‌ای از ترانس‌ها و فیدرهای فشارضعیف موجود معمولاً در زمان پیک بار بصورت Full load بهره‌برداری می‌شوند و حتی در بسیاری از موارد اضافه بار پستها و فیدرهای فشار متوسط به عنوان راه حلی برای پاسخگویی به رشد بار پیش‌بینی نشده مورد استفاده قرار می‌گیرد. تغییر حالت از این وضعیت به شرایطی که برای هر پست و هر فیدر فشارضعیف ظرفیت‌های رزرو مناسب و کافی در نظر گرفته شود مستلزم صرف هزینه و زمان می‌باشد.

با توجه به گستردگی شبکه و تعدد پستها و فیدرهای توزیع، در نظر گرفتن ظرفیت‌های رزروی که پاسخگوی تمامی نیازمندی‌های فوق باشد، هزینه بر و زمان‌بر است.

بر همین اساس، در این مرحله و به عنوان قدم اول در ساماندهی فلسفه طراحی بخش فشارضعیف. مسئله بروز وقفه مربوط به بخش فشارضعیف و راهکارهای آن به سه زیر مسئله تقسیم و در مورد هر یک، از قوانین خاص خود استفاده خواهیم کرد:

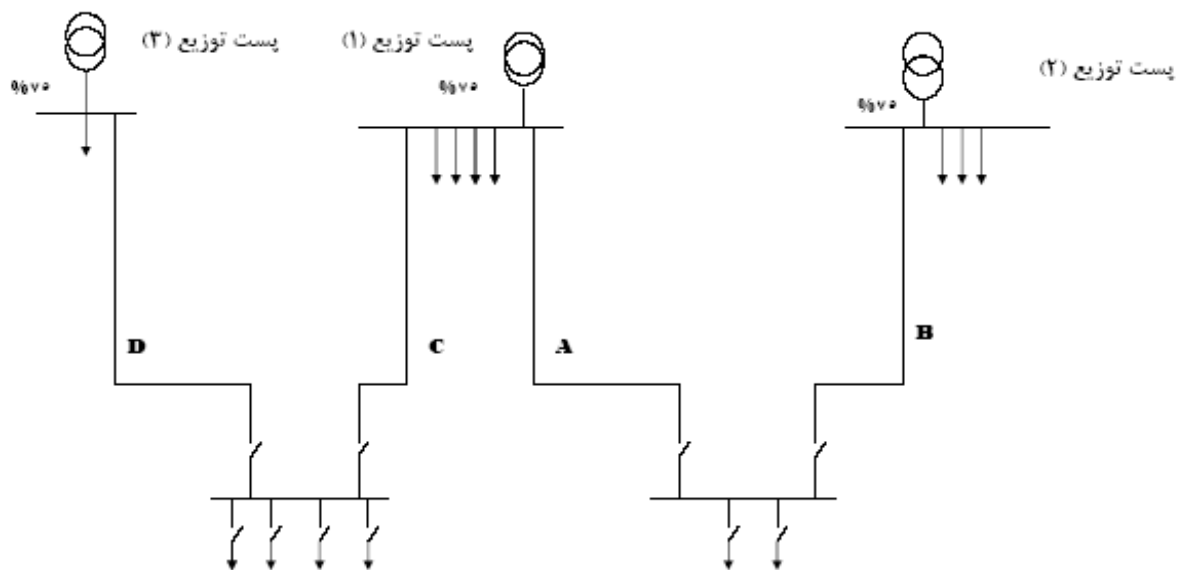
الف) خرابی در پست توزیع

۱) پست‌های توزیع طبق ترجیح ذکر شده در استاندارد پستهای ۲۰KV صنعت برق ایران، باید با ۸۰٪ ظرفیت مورد بهره‌برداری قرار گیرند که این رقم با توجه به اعمال ضرایب کاهشی مربوط به ارتفاع و درجه حرارت در شرایط محیطی تهران بزرگ، به ۷۵ درصد تقلیل می‌یابد.

۲) فیدرهای فشارضعیف (با اعمال دقیق ضرایب کاهشی به خاطر اثر محیطی و همجواری)، باید در شرایط ماندگار با ظرفیت نامی کاهش یافته مورد بهره‌برداری قرار گیرند.

۳) ارتباط هر پست توزیع از طریق شبکه فرو دست (شبکه فشار ضعیف)، حداقل با دو پست توزیع مجاور باید برقرار گردد. در صورتی که امکان این ارتباط با سه پست توزیع مجاور یا بیشتر وجود داشته باشد، برقراری این ارتباطات، ارجح خواهد بود.

۴) ارتباط بین فیدرهای شبکه فشار ضعیف با استفاده از شalterها برقرار می‌گردد. جهت برقراری ارتباط بین هر دو پست مجاور باید حداقل یک فیدر از پست اول با یک فیدر از پست مجاور، ارتباط داده شود. به عنوان مثال چنانچه در شکل (۲-۴) دیده می‌شود، این ارتباط با بردن فیدر A از پست اول و فیدر B از پست دوم در یک شalter (چهارراهه یا شش راهه) و خروجی گرفتن از آنها برقرار می‌شود.



شکل (۲-۴) - ارتباطات مانوری شبکه فشارضعیف

ارتباط دوم، ترجیحاً از طریق بردن فیدر C از پست اول و فیدر D از پست سوم در یک (شالتر شش راهه یا چهار راهه) دیگر برقرار می‌گردد. در غیر این صورت ارتباط فیدر C از پست اول و فیدر D از پست دوم در یک شالتر برقرار می‌گردد. در هر صورت لازم است که فیدرهای A و C و فیدرهای B و D کاملاً از یکدیگر متمایز باشند.

تبصره ۵: توجه به عدم توسعه شبکه فشار ضعیف در طراحی ضروری می‌باشد.

۵) با توجه به اینکه با بکارگیری کابل‌های تیپ شده ۱۸۵*۴ آلومینیوم، ظرفیت مجاز حرارتی هر کابل (با در نظرگیری ضرایب کاهش در شرایط اقلیمی تهران) حدود ۲۰۰ آمپر است، اضافه بار تا حداکثر ۳۰۰ آمپر (در شرایط جوی زمستان و یا در کوتاه مدت) به منظور انجام مانور ذکر شده فوق مجاز دانسته می‌شود.

۶) در صورت از دست رفتن یک ترانس توزیع (که در پستهای تک ترانس توزیع معادل از دست رفتن یک پست کامل است)، اضافه بار ترانس در پست‌های توزیع مجاور تا ۱۲۰٪ در شرایط اضطراری و جهت تأمین بار پست حادثه دیده، مجاز شمرده می‌شود.

۷) هر ترانس پست توزیع، بصورت تیپیکال دارای ۸ فیدر خروجی است، که می‌بایست از توسعه آن (افزایش تعداد خروجی) جداً اجتناب گردد.

۸) با توجه به مراتب فوق برای یک پست توزیع با ظرفیت متوسط ۸۰۰ تا ۱۰۰۰ کیلوولت، با ۸ فیدر خروجی، هر فیدر فشار ضعیف در حالت عادی حداکثر ۱۵۰A بارگذاری می‌گردد، لذا با توجه به مجاز شمردن اضافه بار کوتاه مدت تا ۳۰۰ آمپر، هر فیدر در صورت برقراری امکان مانور از طریق شالتر، قادر خواهد بود به اندازه ۱۵۰ A (ظرفیت یک فیدر) در شرایط اضطراری به تأمین بار شبکه کمک کند.

۹) در صورت حادثه دیدن یک ترانس ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر در شبکه (که با ضریب ۷۵٪ تا ۸۰٪ اعمال شده باری برابر ۱۱۰۰ تا ۱۲۰۰ آمپر خواهد داشت). شبکه فرودست و ترانسهای مجاور بایستی قادر به تأمین (بخشی از یا تمامی) بار این پست باشند. با توجه به ارتباط ۲ فیدر از پست حادثه دیده با پستهای مجاور، حداکثر می‌توان

$$۲*۱۵۰=۳۰۰A$$

از جریان مورد نیاز آن را از طریق شبکه فشار ضعیف تأمین نمود. این به شرطی است که دو ترانس مجاور قادر به تأمین ظرفیت مورد نیاز باشند.

با توجه به اینکه این مقدار بار بین حداقل دو ترانس مجاور تقسیم میشود، هر ترانس بایستی به اندازه A ۱۵۰ یا حداکثر ۱۰۰ کیلوولت آمپر اضافه بار را تحمل کنند که این مقدار برابر ۱۲/۵٪ ظرفیت یک ترانس ۸۰۰ کیلوولت آمپر یا ۱۰٪ ظرفیت یک ترانس ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر است. یعنی به این ترتیب ترانس ۸۰۰ یا ۱۰۰۰ کیلوولت آمپری در شرایط اضطراری، برای ترانس مجاور (با توجه به محدودیت در ارتباطات مانوری سمت فشار ضعیف) حداکثر حدود ۹۰ تا ۹۲٫۵ درصد بارگذاری خواهند شد که مشکلی از نظر بهره‌برداری نخواهد داشت.

۱۰) در این شرایط با توجه به اینکه دسترسی به فیدر ۲۰KV ورودی امکان‌پذیر است و فیدر سالم می‌باشد بار بقیه مشترکین پست حادثه دیده که من بعد Res Lead خوانده می‌شود باید با استفاده از پست موبایل تأمین گردد. به همین دلیل شرکت موظف است تعداد کافی پست موبایل خریداری و در محل‌های مناسبی نگهداری نماید.

۱۱) در صورتی که ظرفیت پست موبایل از Res Lead کمتر باشد، بایستی تا رفع عیب ترانس اصلی، به فیدرهای فشار ضعیف به صورت نوبتی خاموشی اعمال نمود.

تبصره ۱: با توجه به راهگشا بودن ارتباط مانوری بین فیدرهای فشار ضعیف از طریق شالترها (ذکر شده در بند ۳)، باید سعی شود در هر کجا که امکان آن باشد، این ارتباطات هر چه بیشتر برقرار گردد.

تبصره ۲: با توجه به اینکه در توسعه شبکه آتی، بکارگیری پست‌های پیش‌ساخته و پست‌های دارای ترانسفورماتور با قدرت پایین در دستور کار قرار گرفته است، این امر سبب کاهش تعداد فیدرهای خروجی خواهد گردید. لذا ارتباط حداقل دو فیدر به فیدرهای پست‌های مجاور کمک شایانی به تأمین برق مشترکینی که ترانسفورماتور تغذیه کننده آن معیوب گردیده است می‌نماید. بنابراین توصیه می‌گردد برقراری ارتباط بین شبکه فشار ضعیف پست‌های مجاور در هر کجا که امکان‌پذیر می‌باشد انجام گردد.

تبصره ۳: در پست‌های موجود استراتژی تبدیل تابلوهای ۲۰KV معمولی به تابلوهای کمپکت و تبدیل ترانسفورماتور موجود به دو ترانسفورماتور با قدرت پایین‌تر سبب جلوگیری از بی‌برقی مشترکین در

صورت از دست رفتن یکی خواهد شد. لذا اعمال چنین استراتژی در هر کجا که امکان پذیر باشد توصیه می گردد.

ب) خرابی در فیدر ۲۰ کیلوولت تغذیه کننده پست توزیع مورد نظر

در صورتی که خرابی مربوط به فیدر ۲۰ کیلوولت تغذیه کننده پست توزیع مورد نظر باشد بطوریکه این پست در فاصله بین نقطه خرابی و اولین سکسیونر جداساز مانوری قرار گیرد، امکان تغذیه پست مورد نظر از طریق جدا سازی بخش معیوب و استفاده از ارتباطات مانوری فشارمتوسط وجود نخواهد داشت در این صورت:

ب-۱) با توجه به وجود حداقل یک ارتباط فشارضعیف با پست های مجاور در صورتی که پست های مجاور هنوز برقرار باشند، بخشی از بار توسط ارتباطات فشارضعیف شالتری از طریق این دو پست تأمین می شود.

ب-۲) برای تأمین بقیه بار Res Lead با توجه به اینکه فیدر ۲۰ KV در دسترس نمی باشد نمی توان از پست موبایل استفاده کرد، در چنین شرایطی استفاده از ژنراتور اضطراری توصیه می گردد.

ب-۳) به همین منظور باید در طراحی تابلوی ۲۰ کیلوولت ورودی پست، محلی جهت اتصال ژنراتور اضطراری در نظر گرفته شود. بعلاوه شرکت موظف است ژنراتورهای اضطراری با ظرفیت ۵۰، ۱۵۰ و ۲۰۰ کیلوولت آمپر خریداری و در محل های مناسب نگهداری نماید.

ب-۴) با توجه به محدودیت ظرفیت ژنراتورهای اضطراری، کلیه فیدرهای فشارضعیف باقیمانده نمی توانند به این روش تغذیه شوند، در این صورت باید تا رفع مشکل ایجاد شده، به فیدرهای فشارضعیف به صورت نوبتی خاموشی داده شود.

ج) در صورت حادثه دیدن بخشهای ابتدایی فیدرهای فشار ضعیف

ج-۱) اگر حادثه مورد نظر بر روی فیدرهای فشار ضعیف ارتباط دهنده پستهای مجاور به یکدیگر اتفاق افتاده باشد (قبل از شالتر مانوری)، می توان از ظرفیت قابل بارگذاری فیدر کوپل شده برای تأمین بار مشترکین متصل به فیدر اول استفاده نمود. این مهم با توجه به اینکه بار هر فیدر حداکثر A150 انتخاب

شده و بارگذاری تا ۳۰۰ A نیز در شرایط معمول قابل قبول است، به راحتی و بطور کامل انجام شدنی است.

ج-۲) در صورتی که حادثه بر روی فیدرهای غیر ارتباطی اتفاق افتد، به شیوه یاد شده فوق نمی توان بار مشترکین فیدر حادثه دیده را تأمین نمود. مگر اینکه بطور معمول ارتباط مانوری بین فیدرهای منشعب از یک پست توزیع نیز از طریق شالترهای بین راهی برقرار گردد. به همین دلیل برقراری چنین ارتباطی در هر جا که امکان آن فراهم باشد توصیه می گردد.

فصل پنجم - زون بندی شبکه (جهت احداث شبکه فشار متوسط زمینی یا هوایی)

همچنانکه در بخش های قبل اشاره شد، فلسفه شبکه در بخش شبکه های فشار متوسط هوایی (که معماری غالب آنها شعاعی است) کاملاً با فلسفه در بخش شبکه های زمینی (که معماری غالب آنها URD یا شبکه رینگ باز است) متفاوت می باشد. همچنانکه مشاهده می شود، با امکان ایجاد نقاط مانور در شبکه متراکم زمینی که فیدرها همجواری بیشتری دارند، قابلیت اطمینان شبکه افزایش می یابد اما در شبکه هوایی به صورت شعاعی (با توجه به اینکه در حال حاضر استفاده از ریکلوزر و سکشنالایزر نیز محدود بوده و در محل انشعابات نیز از فیوز استفاده نمی شود) قابلیت اطمینان پایینی داریم.

به علاوه، شبکه هوایی از نقطه نظرهای زیر نیز دچار ضعف است:

در معرض حوادث جوی، طبیعی و خطاهای انسانی بوده و نرخ خطا در آن بالاست.

از نظر مبلمان شهری، زیبا و مناسب نمی باشد.

از نظر ایمنی، ضعیف تر از شبکه زیرزمینی است.

رعایت حریم ها برای این شبکه ها در شهرها و جوامع انسانی مشکل ساز و دردسر آفرین است.

لذا به نظر می رسد که در محیط های شهری بهتر است از شبکه های هوایی به روش های منطقی محدود

گردد. به این منظور زون بندی مناطق شهری جهت افتراق بین محیط هایی که نصب شبکه زمینی در آنها

الزامی است یا امکان نصب شبکه هوایی برای آنها وجود دارد به شرح زیر انجام می شود:

الف) زون یک

زون یک شامل محدوده هایی است که نصب شبکه هوایی و انواع پست های هوایی فشار متوسط (۲)

پایه و تک پایه) با هر نوع ظرفیت، در آنها مطلقاً ممنوع است.

۱- مناطقی که در حال حاضر دارای شبکه فشار متوسط زمینی می باشند و شبکه هوایی در آنها

وجود ندارد یا بسیار محدود است.

۲- در درون مناطق مسکونی و تجاری با بافت متراکم شهری

۳- در مناطق دارای هویت ویژه فرهنگی، تجاری با معماری سنتی و یا مدرن

- ۴- در مجاورت وزارت خانه ها و ساختمانهای مهم اداری و دولتی
 - ۵- در جوار مجتمع ها و مراکز تجاری
 - ۶- در حاشیه و دورن فضاهای سبز و بوستان های داخل بافت های مسکونی و تجاری
 - ۷- در مجاورت بناهای مهم تاریخی و آثار مهم هنری
 - ۸- در درون خیابانهای با عرض کمتر از ۱۲ متر
 - ۹- در مناطقی که بر اساس طرحهای جامع شهرداری یا برنامه های اعلام شده قرار است در آینده نزدیک به یکی از مناطق قید شده در بند های ۲ تا ۶ تبدیل شوند
- تذکره ۱: احداث کابل خودنگهدار فشار متوسط، در محدوده های یاد شده از زون یک مطلقاً ممنوع می باشد ::

- ۱- در بند ۴ تا ۷ فوق الذکر
 - ۲- در مناطقی که بر اساس طرحهای جامع شهرداری یا برنامه های اعلام شده قرار است در آینده نزدیک به یکی از مناطق قید شده در بند های ۲ تا ۶ تبدیل شوند.
- در سایر محدوده های مربوط به زون یک، استفاده از کابل خودنگهدار فشار متوسط (با رعایت حریم و سایر ضوابط فنی) در صورتی که به هیچ وجه امکان استفاده از شبکه زمینی وجود نداشته باشد، به صورت کاملاً محدود و با ارایه گزارش توجیهی و تایید دفتر مهندسی توزیع صورت می گیرد.
- تذکره ۲: احداث شبکه با هادی روکش دار هوایی و هادی فاصله دار هوایی (spacer) با توجه به اینکه از نقطه نظر فاصله مجاز ایمنی و همچنین از نظر ایمنی به معنای عام با شبکه سیمی هوایی تفاوت چندانی ندارد، در زون ۱ مطلقاً ممنوع می باشد.

ب) زون ۲

محدوده‌های فضاهای سبز حاشیه اتوبان‌ها و بزرگراه‌های درون شهری که شبکه‌های هوایی در مجاورت آن احداث شده باشد زون دو نامیده می‌شود. در این محدوده‌ها با ارائه گزارش توجیهی مستدل مبنی بر ضرورت توسعه محدود شبکه هوایی با تصویب دفتر مهندسی توزیع امکان‌پذیر خواهد بود.

ب-۱) در این صورت:

- احداث شبکه هوایی به صورت شبکه معمول سیمی انجام می‌شود.
- در صورت مشجر بودن منطقه موردنظر می‌توان از هادی روکش دار یا فاصله دار هوایی استفاده نمود.
- در صورت وجود محدودیت در مسئله حریم می‌توان از کابل خودنگهدار فشار متوسط استفاده کرد.

ج) زون ۳

زون ۳ شامل محدوده‌هایی است که احداث یا توسعه شبکه فشار متوسط هوایی در آنها بلامانع است. این محدوده‌ها به صورت زیر تعریف می‌شوند:

۳- محدوده‌های حاشیه بزرگراه‌ها و اتوبان‌های کمربندی شهر، مبادی ورودی شهر

۴- در درون شهر کهای مسکونی حاشیه ای

در این محدوده‌ها استفاده از ترانس های تک پایه و دو پایه هوایی بنا به تشخیص طراح مجاز می‌باشد. شبکه هوایی بر اساس منطق و ضوابط گفته شده در بند (ب-۱) بنا به مورد میتواند به صورت شبکه سیمی معمولی، هادی روکش دار، هادی فاصله دار و یا کابل خودنگهدار احداث شود. با توجه به ضوابط اقتصادی طراح بایستی نسبت به انتخاب صحیح نوع شبکه به تناسب شرایط دقت نماید.

فصل ششم - معیارهای طراحی سیستم زمین

به طور کلی در انواع سیستم‌های الکتریکی، اتصال قسمت‌هایی از سیستم و بدنه فلزی لوازم الکتریکی به جرم کلی زمین از دو دیدگاه مورد توجه می‌باشد:

۱- حفظ عایق‌بندی و تأمین صحت کار لوازم و دستگاه‌های الکتریکی و محدود کردن دامنه اضافه ولتاژها و کمک به عملکرد صحیح مدارهای حفاظتی و قطع‌کننده‌ها. به این نوع اتصال زمین، اتصال زمین عملیاتی یا اتصال زمین سیستم می‌گویند. به طور خلاصه اتصال نقطه خنثی سیستم به زمین را اتصال زمین سیستم می‌گویند.

۲- ایجاد ایمنی برای افرادی که بنا به وظیفه شغلی در تماس با تجهیزات سیستم‌های الکتریکی می‌باشند از یک سو و افراد جامعه که مصرف‌کننده نهایی انرژی برق می‌باشند از سوی دیگر، به علاوه محدود کردن خطر آتش‌سوزی از راه قطع سریع مدار معیوب، که به کمک اتصال بدنه فلزی تجهیزات الکتریکی به هادی خنثی یا زمین صورت می‌گیرد. به این نوع اتصال زمین، اتصال زمین ایمنی یا حفاظتی می‌گویند. به طور خلاصه اتصال بدنه فلزی تجهیزات به نقطه خنثی و زمین را اتصال زمین حفاظتی می‌گویند.

در اغلب موارد تفکیک دو نوع اتصال زمین برای دوهدف بالا ممکن نیست و به همین دلیل ایجاد یک اتصال زمین برای هر دو منظور کافی است. اما در شرایط خاص از جمله هنگامی که موضوع تخلیه بار صاعقه مطرح باشد تفکیک این دو اتصال لازم و ضروری است.

به دلیل واقع شدن تأسیسات توزیع در محیط‌های شهری و روستایی و در مجاورت محل زندگی مردم، اتصال به زمین در سیستم‌های فشارضعیف و متوسط هم از نظر کارکنان صنعت برق و هم از دید عموم مردم حائز اهمیت است در حالی که در ولتاژهای فشارقوی، مسائل مطرح شده بیشتر متوجه کارکنان صنعت برق است.

به هر حال، در بندهای ۱ و ۲ فوق‌الذکر، هدف اصلی از زمین کردن (چه اتصال زمین و چه زمین حفاظتی) جلوگیری از بروز اضافه ولتاژ در شبکه در شرایط غیر نرمال کاری می‌باشد که این اضافه ولتاژ هم برای ایزولاسیون تجهیزات و هم برای ایمنی افراد خطرناک است.

مهمترین بحث این مقوله، زمین کردن نقطه نول در شبکه‌های الکتریکی می‌باشد. که هدف از انجام این عمل جلوگیری از بالا رفتن ولتاژ یا اصطلاحاً ازدیاد ولتاژ در شبکه برقرسانی می‌باشد. البته زمین نمودن شبکه باعث افزایش جریان اتصالی می‌گردد. در نظر گرفتن کاهش ازدیاد ولتاژ و افزایش ازدیاد جریان در زمین کردن نقطه نول، به طوریکه قیمت کلی ساخت و استفاده از تجهیزات الکتریکی کاهش یابد موضوع اصلی در طراحی نوع زمین کردن نقطه نول می‌باشد. همراه با این مسائل، نکاتی از قبیل قطع نشدن سرویس، آسان پیدا نمودن محل اتصالی، وجود جریان کافی جهت رله گذاری می‌باید در مدنظر طراحی قرار گیرند. در نظرگیری تمامی این مسائل باعث شده است که اصولاً هیچ متد کلاسیک و سیستماتیک خاصی برای انتخاب نوع زمین وجود نداشته باشد و طراحان بیشتر به تجربیات گذشته خود همراه با در نظرگیری مسائل تکنیکی متکی باشند. همانطوریکه گفته شد علت اصلی زمین کردن نقطه نول در شبکه‌های برقرسانی کاهش ازدیاد ولتاژ می‌باشد.

۱-۶) منابع ازدیاد ولتاژ

ازدیاد ولتاژ در شبکه را می‌توان به دو دسته کلی تقسیم نمود:

اضافه ولتاژهای گذرا (Transient Over Voltages)

اضافه ولتاژهای دائمی (Sustained Over Voltages)

ازدیاد ولتاژ ماندگار یا دائمی در اثر بروز خطا و یا عمل ناصحیح سیستم ایجاد می‌شود.

ازدیاد ولتاژ گذرا در اثر برخورد صاعقه و یا سویچینگ در شبکه ایجاد می‌گردد.

در مورد ازدیاد ولتاژ در اثر برخورد صاعقه، توسط تعبیه برق‌گیر مناسب، سیستم می‌تواند مورد حفاظت قرار گیرد (و مورد بحث این قسمت نمی‌باشد).

ازدیاد ولتاژ در یک سیستم اصولاً با متد زمین شدن سیستم بستگی مستقیم دارد. زمین کردن نقطه نول

در یک سیستم به طور جدی به دو صورت زیر انجام می‌شود:

الف) نول ایزوله Insulated Neutral

ب) نول زمین شده Grounded Neutral

در حالیکه در سیستم‌های نول ایزوله مقدار ازدیاد ولتاژ معمولاً بیشتر است، مقدار جریان اتصالی در این نوع سیستم‌ها کمتر می‌باشد.

انتخاب نوع زمین همانطوریکه گفته شد به این دو فاکتور (ازدیاد ولتاژ قابل تحمل موردنظر و جریان اتصال کوتاه قابل تحمل مورد نظر) بستگی دارد.

مزایا و معایب سیستم‌های نول ایزوله و نول زمین شده و همچنین روش‌های مختلف زمین کردن در پیوست شماره ۱-۷ آمده است.

۶-۲) سیستم زمین در شبکه توزیع ایران

در شبکه توزیع ایران رعایت موارد زیر در مورد سیستم زمین الزامی است:

- ۱- نقطه خنثی سیستم حتماً باید به زمین وصل شود.
- ۲- وصل بدنه هادی دستگاه‌ها به صورت انفرادی به زمین عملی پرخرج و در بسیاری از موارد غیر ممکن است. به منظور رفع مشکل فوق بایستی از یک سیم هم ولتاژ کننده بدنه دستگاه‌ها (سیم ارت یا PE) استفاده شده و این سیم به نقطه خنثی منبع تغذیه متصل گردد.
- ۳- براساس مطالب گفته شده در بندهای ۱ و ۲ و تعاریف عنوان شده در پیوست شماره ۲-۷، سیستم زمین منتخب در کلیه شبکه‌های فشارضعیف در ایران باید از نوع TN باشد. لذا در این شبکه‌ها باید نقطه خنثی (مرکز ستاره یا زیگزراگ ترانسفورماتور) مستقیماً زمین شده و بدنه فلزی کلیه تجهیزات نیز مستقیماً به نقطه خنثی وصل شود. (تعاریف انواع ممکن سیستم زمین فشارضعیف در بخش توزیع در پیوست شماره ۲-۷ این مجموعه آمده است)
- ۴- در پست‌های توزیع اعم از زمینی و هوایی، مرکز ستاره یا زیگزراگ ترانسفورماتور باید توسط چاه، زمین شود. مقاومت زمین نقطه خنثی ترانسفورماتور، در این حالت، نباید از ۵ اهم تجاوز نماید.

۵- از آنجا که سیستم‌های اتصال زمین باید به گونه‌ای طراحی و اجرا شود که خطر برق گرفتگی برای پرسنل و عموم مردم به حداقل رسیده و سیستم‌های حفاظتی نیز به فوریت عمل نماید، لذا باید مقاومت اتصال زمین به قدر کافی کوچک باشد. اندازه این مقاومت در سیستم‌های TN، نباید از ۲ اهم تجاوز نماید. برای رسیدن به این مقاومت، علاوه بر اتصال زمین اصلی در پست مربوطه، باید از اتصال زمین‌های مکرر، با استفاده از هادی‌های دفن شده متعدد، الکترودهای زمین متعدد یا مجموعه‌های تلفیقی شده از هر دو استفاده شود.

۶- نظر به اینکه حصول مقاومت کم برای اتصال زمین در سیستم‌های TN از راه تعدد الکترودهای زمین به دست می‌آید، حداقلی برای مقاومت زمین هر یک از الکترودها تعیین نمی‌شود.

۷- همچنانکه در پیوست شماره ۲-۷ گفته شده است، سیستم TN می‌تواند به یکی از سه گونه زیر اجرا شود:

اجرا شود:

TN-C

TN-S

TN-C-S

در سیستم TN-C- در سراسر سیستم بدنه هادی به هادی مشترک حفاظتی و خنثی (PEN) وصل‌اند.

در سیستم TN-S- در سراسر سیستم بدنه‌های هادی از طریق یک هادی مجزا (PE) به نقطه خنثی (N) در مبدا سیستم وصل می‌شود.

در سیستم TN-C-S- بخشی از سیستم از مبدا تا نقطه تفکیک، دارای هادی توأم حفاظتی و خنثی (PEN) بوده و از آن نقطه به بعد، دو هادی حفاظتی (PE) و خنثی (N) از هم جدا می‌شوند.

۸- در سیستم توزیع بایستی سعی شود که حتی‌المقدور از سیستم TN-S استفاده گردد. (نظیر پارک‌ها، زمین بازی کودکان، نقاط در دسترس در معابر عمومی و ...) لذا در اجرای سیستم حفاظتی پایه‌های روشنایی فلزی، پیاده‌سازی سیستم TN-S الزامی می‌باشد.

۹- در صورتی که در بخش‌هایی از شبکه نتوان از هادی PE مجزا استفاده نمود، به ناچار بایستی از سیم نول هم به عنوان هادی حفاظتی و هم هادی خنثی استفاده کرد. در این صورت به منظور

رفع عیب قطع شدن هادی خنثی یا حفاظتی در طول مدارهای تغذیه (و همچنین به منظور ایجاد اتصال زمین با مقاومت کمتر)، لازم است که به جای یک اتصال زمین در منبع، از اتصال زمین های زیادی در طول مدارهای اصلی منبع تغذیه در نظر گرفتن امکانات محلی استفاده می شود. (با ایجاد الکترودهای زمین و یا الکترودهای طبیعی موجود مانند لوله کشی آب و ...) در این صورت از هر نقطه سیستم فوق الذکر می توان سیم های نول و حفاظتی را جدا نمود.

۱۰- باید سعی شود حتی المقدور سطح مقطع هادی خنثی معادل هادی فاز باشد.

۱۱- در صورت بروز اتصالی بین هادی های یک فاز و خنثی در دورترین نقطه یا بدترین شرایط سیستم، باید جریان اتصال کوتاه کافی برای قطع سریع مدار برقرار باشد.

۱۲- ایجاد زمین انفرادی برای دستگاه ها ممنوع می باشد. این موضوع به خاطر خطراتی که ممکن است از لحاظ ایمنی برای سایر دستگاه های متصل به زمین مشترک ایجاد نماید مطرح می باشد.

۱۳- در پست های نصب شده بر روی شبکه های هوایی به دلیل احتمال برخورد صاعقه، بایستی سعی شود که سیستم زمینی که نقطه خنثی شبکه فشارضعیف به آن متصل است (و تجهیزات فشارضعیف شبکه و مشترکین به آن متصل می شوند) از سیستم زمین شبکه فشارمتوسط (که تخلیه صاعقه از طریق آن صورت می گیرد) از هم مجزا باشند. این کار به دلیل جلوگیری از ایجاد اضافه ولتاژهای خطرناک ناشی از تخلیه صاعقه بر روی سیم PE (یا سیم خنثی) صورت می گیرد. انجام اینکار با ایجاد یک فاصله حداقل ۲۰ متری بین چاه و الکترودهای زمین کننده این دو سیستم زمین انجام می گردد. موارد استثناء و نحوه برخورد با شرایط مختلف در "دستورالعمل سیستم زمین" تهیه شده در این شرکت توضیح داده شده است.

۱۴- ایجاد زمین مکرر در سیستم زمین TN-C، در شبکه هوایی از طریق زمین کردن های مکرر نول در پایه ها انجام می شود.

دلایل قوانین فوق الذکر در پیوست شماره ۳-۷ این مجموعه قابل مشاهده است.

جزئیات اجرای سیستم زمین در "دستورالعمل سیستم زمین" آورده شده است.

فصل هفتم - معیارهای حاکم بر طراحی روشنایی معابر

هدف اصلی از تأمین روشنایی معابر عمومی در شب، ایجاد محیطی مناسب، برای تردد وسایل نقلیه و اشخاص پیاده می‌باشد به طوری که دید سریع، دقیق و راحت آنها امکان‌پذیر شود.

در مورد وسایل نقلیه، روشنایی کافی معبر باعث می‌شود که راننده آن، موانع موجود را براحتی مشاهده کرده و بتواند با اطمینان و در فرصت زمانی کافی، از خود عکس‌العمل نشان دهد. در مورد اشخاص پیاده نیز معابر باید به اندازه کافی روشن باشد تا افراد بتوانند به راحتی و با جزئیات کامل محیط اطراف خود را دیده و کارهای ضروری خود را انجام بدهند و همچنین وسایل نقلیه، اشخاص و اشیاء موجود در محیط اطراف خود را مشاهده نموده و تشخیص دهند.

۱-۷) عوامل مؤثر در طراحی روشنایی معابر

سطح روشنایی و نوع سیستمی که برای یک معبر انتخاب می‌شود ارتباط مستقیم با اهمیت و کیفیت ترافیک آن دارد ولی باید پارامترهای دیگر را نیز در طراحی دخالت داد. از جمله این پارامترها می‌توان به وضعیت اطراف معبر از نظر صنعتی، تجاری و یا مسکونی بودن آن، ویژگی‌های آسفالت راه، موانع موجود در کنار راه همچون درختان و فضای سبز، وجود پیاده‌رو و دوچرخه‌رو در طرفین راه، وجود عوارض راه همچون تقاطع‌ها، میدان‌ها، تونل‌ها، پیچ‌ها و ... و نیز ملاحظات زیبایی سیستم روشنایی اشاره کرد.

یک طراحی خوب، علاوه بر تأمین مناسب روشنایی معبر، صرفه‌جویی در مصرف انرژی را نیز سبب می‌شود. به همین منظور، طراح و بهره‌بردار از سیستم روشنایی معابر باید موارد زیر را در نظر داشته باشد:

الف- انتخاب لامپ و چراغ با راندمان بالا؛

ب- دارا بودن برنامه تعمیر و نگهداری منظم و مرتب برای اطمینان از پیوستگی روشنایی معبر و مداومت در حفظ سطوح طراحی اولیه روشنایی آن؛

ج- انتخاب مناسب ارتفاع نصب چراغ‌های روشنایی معبر و محل استقرار آنها.

۲-۷) روش طراحی

طراحی روشنایی معابر براساس دستورالعمل‌های داده شده در نشریه شماره ۱۹۵ سازمان برنامه و بودجه انجام می‌شود.

روش طراحی با استفاده از جداول، تقسیم‌بندی‌ها، اطلاعات و روش‌های داده شده در مرجع فوق‌الذکر در پیوست شماره ۸ به اختصار آورده شده است.

۳-۷) نکات قابل توجه در طراحی روشنایی معابر

۱-۳-۷) نمای روشنایی در روز

سیستم روشنایی به منظور رفع نیازهای روشنایی در شب طراحی می‌شود اما شکل و نمای ظاهری پایه‌ها در روز بایستی تا حد امکان به زیبایی شهری لطمه‌ای وارد نیاورد، به این منظور بایستی:

۱- پایه‌ها طوری طراحی شوند که کمتر به چشم آیند.

پایه‌ها تا حد ممکن کم عرض و باریک انتخاب شوند. بر همین اساس استفاده از پایه‌های بتونی در طراحی روشنایی راه‌های شریانی درجه ۱ و ۲ ممنوع می‌باشد.

در رنگ آمیزی پایه‌ها بایستی از رنگ‌های سرد استفاده شود تا در آبی آسمان و زمینه فضای اطراف گم شوند.

۲- در مسیرهای مستقیم معبر، شکل بازوها در محل اتصال به پایه تا حد امکان دارای زاویه تند نبوده و انحنای داشته باشد.

۳- پایه چراغ‌ها از ارتفاع ساختمان‌های اطراف بلندتر نباشند لذا ارتفاع چراغ بایستی تابعی باشد از معماری ساختمان‌های اطراف.

۴- تا حد امکان از نصب پایه‌ها در جلو ساختمان‌های تاریخی و مهم اجتناب گردد.

۵- طول بازو تا حد امکان کوتاه انتخاب شود.

۶- شکل چراغ، پایه و بازو با یکدیگر و با محیط اطراف تناسب داشته باشد.

۷-۳-۲ چراغ بایستی حتماً تست شده باشد و منحنی شار نوری آن موجود باشد. ارائه منحنی های تیپیکال از سوی سازنده برای طراحی، معتبر و مجاز نمی باشد.

۷-۳-۳ در انتخاب لامپ بایستی به نکات زیر توجه شود:

۱- شار نوری لامپ بایستی حتی الامکان از عوامل زیر مستقل باشد (پایداری شار نوری):

تغییرات و تلورانس های ایجاد شده در سطح ولتاژ

تغییرات درجه حرارت محیط

۲- شار نوری لامپ بایستی تا حد ممکن در طول عمر لامپ ثابت باشد و یا حداقل تغییرات را داشته باشد.

۳- نور لامپ بایستی حتی الامکان به نور سفید (طیف کامل فرکانسی نورهای مرئی) نزدیک باشد.

۴- لامپ بایستی از راندمان نوری مناسبی برخوردار باشد.

۵- لامپ بایستی از طول عمر مناسبی برخوردار باشد.

۷-۳-۴ براساس معیارهای عنوان شده فوق الذکر:

- استفاده از لامپ های بخار جیوه به دلیل راندمان پایین، وابستگی شار نوری به طول عمر و طول عمر کمتر، در معابر عمومی (به جز در راه های محلی) و به خصوص در راه های شریانی درجه ۱ و ۲ مجاز نمی باشد.

- لامپ های بخار سدیم با توجه به طور عمر مناسب، عدم وابستگی شار نوری به تلورانس ولتاژ و درجه حرارت، عدم وابستگی شار نوری به طول عمر برای استفاده در روشنایی معابر مناسبند (هر چند که طیف نوری آنها کامل نیست و گرایش به رنگ زرد در آن بیشتر است)

- لامپ های هالوژن دارای طیف نوری سفید کامل می باشد اما به دلیل راندمان پایین، طول عمر کم و کاهش نور به صورت تابعی از عمر آن و عدم پایداری نور نسبت به تغییر در شرایط محیط، (درجه حرارت) مناسب برای استفاده در معابر عمومی نمی باشند.

- لامپ‌های FLC راندمان خوبی دارند اما به شدت نسبت به درجه حرارت حساسند و با ورود هوا، نورشان به شدت افت می‌کند. این لامپ‌ها مناسب برای استفاده out door نیستند.

- لامپ‌های LED (با تکنولوژی موجود)، به دلیل زیر برای استفاده در روشنایی معابر مناسب نمی‌باشند:

- Max شدت نور تولیدی آنها در هوای سرد بوده و با گرم شدن هوا از شدت نورشان کاسته می‌شود (حساسیت به تغییرات درجه حرارت و عدم پایداری).

- رنگ نور آن به شدت تابع سطح و لثاژ است و در هر سطح و لثاژی تقریباً نور تک رنگ دارد (طیف نوری آن خیلی باریک‌تر از طیف نور سفید است)

به دلایل فوق، LEDهای موجود بیشتر مناسب طراحی‌های فانتزی و یا تابلوهای تبلیغاتی می‌باشند (مطالعه در مورد تکنولوژی LED و بهبود آن ادامه دارد اما با اخذ نتایج بهتر استفاده از این تکنولوژی برای روشنایی معابر توصیه نمی‌شود).

د- طبق استاندارد، روشنایی معابر بایستی از نیم ساعت قبل از تاریکی هوا آغاز و تا نیم ساعت قبل از طلوع آفتاب ادامه داشته باشد. در این مدت روشنایی بایستی به صورت پیوسته و یکنواخت استمرار داشته باشد. کاهش روشنایی با کاهش ترافیک در ساعات نیمه شب مجاز نمی‌باشد. (زیرا روشنایی دید رانندگان تنها یکی از اهداف روشنایی معابر است، هدف دیگر آن یعنی تأمین نور کافی برای استفاده اشخاص پیاده و حفظ امنیت آنان بایستی به طور مستمر در تمام طول شب برقرار باشد)، لذا اتوماسیون سیستم روشنایی با هدف کاهش نور در ساعات پایانی شب توسط سیستم دیمری یا ON/OFF چراغ‌ها توصیه نمی‌شود.

ه- توجه به آلودگی نوری در طراحی:

آلودگی نوری یعنی منبع نور، علاوه بر روشن نمودن معابر مورد نظر، در زوایای بالا و یا هم زاویه با افق نیز پخش نور داشته باشد به طوری که تابش مستقیم (یا غیر مستقیم نور) به سمت آسمان، نمای طبیعی شب و مشاهده ستارگان را با اشکال مواجه سازد. در طراحی روشنایی معابر بایستی به این موضوع یعنی حذف آلودگی نوری توجه کافی مبذول گردد.

۷-۴) معیارهای حاکم بر طراحی شبکه تغذیه روشنایی معابر

سیستم توزیع و برق‌رسانی به شبکه روشنایی معابر عبارت از کل مسیر تغذیه این شبکه و عناصر تشکیل دهنده آن می‌باشد. این مسیر، از پست توزیع برق شروع شده و به تک تک چراغهای نصب شده در طول مسیر معبر منتهی می‌شود.

شبکه تغذیه می‌تواند هوایی و یا زمینی بوده که شبکه هوایی ممکن است به صورت شبکه مستقل روشنایی معابر و یا شبکه‌ای وابسته، به همراه شبکه تغذیه انشعابات مشترکین باشد. انواع این شبکه‌ها به صورت زیر دسته‌بندی می‌شوند.



- ۱- شبکه روشنایی معابر هوایی وابسته
- ۲- شبکه روشنایی معابر هوایی مستقل
- ۳- شبکه روشنایی معابر زمینی مستقل

تعریف این سیستم‌ها در پیوست شماره ۸ آمده است.

۷-۴-۱) معیارهای حاکم بر طراحی شبکه تغذیه روشنایی معابر

مهمترین معیارهایی که در طراحی سیستم تغذیه شبکه روشنایی در نظر گرفته می‌شود به ترتیب اولویت

عبارتند از:

- ۱- ایمنی
- ۲- افت ولتاژ
- ۳- تلفات
- ۴- ملاحظات اقتصادی

از بین معیارهای ذکر شده فوق معیار ایمنی دارای اهمیت فوق العاده‌ای می‌باشد. از آنجایی که پایه‌های روشنایی فلزی در محیط‌های شهری، متعددترین تجهیز شبکه قدرت است که در کل سطح شهر گسترده شده و در معرض دسترسی عمومی مردم از جمله اطفال قرار دارند، بالقوه می‌توانند منشأ خطرات جانی زیادی برای افراد محسوب شوند. در شبکه تغذیه روشنایی معابر ایمنی بطور عمده از دو طریق حاصل می‌شود:

۱- طراحی مناسب سیستم زمین؛

۲- طراحی مناسب سیستم حفاظتی (که علاوه به مسئله ایمنی، از آسیب دیدن تجهیزات نیز جلوگیری بعمل می آورد).

۲-۴-۷) سیستم حفاظت و زمین مورد استفاده در شبکه‌های روشنایی معابر

۱-۲-۴-۷) کلیات

وقوع هرگونه اتصالی در شبکه تغذیه روشنایی معابر باعث عبور جریانهای اتصالی می‌شود که باید با استفاده از تجهیزات حفاظتی مناسبی تشخیص داده شده و قطع گردد. این جریانهای اتصالی از دو جهت مضر بوده و ایجاد مشکل می‌نمایند:

الف - عبور جریانهای اتصالی به مقدار زیاد، باعث صدمه دیدن تجهیزات واقع شده در مسیر عبور جریان می‌گردد و باید در سریعترین زمان ممکن نسبت به قطع آن اقدام شود.

ب - وقوع اتصالی با بدنه تجهیزات، باعث ایجاد اضافه ولتاژهای غیر مجاز بر روی آن گردیده و می‌تواند ایمنی اشخاص را به خطر انداخته و باعث برق گرفتگی شود.

مقدار جریان اتصالی ایجاد شده، در بعضی از حالات وقوع اتصال کوتاه، کم بوده و لذا در چنین جریانهایی، در صورت عدم انتخاب صحیح سیستم حفاظتی، تشخیص و قطع آن ممکن نخواهد بود. از آنجا که اندازه و مقدار این جریان، ارتباط مستقیم به سیستم زمین ایجاد شده در شبکه دارد، لذا این سیستم زمین، در انتخاب سیستم حفاظتی مناسب، نقش اساسی را دارا می‌باشد.

بنابراین مشاهده می‌گردد که وجود جریانهای اتصالی کوچک، به علت عدم تشخیص آن توسط سیستم حفاظتی، مشکل زا بوده و باید در جهت رفع آن اقدام لازم صورت گیرد. البته با رفع این مشکل، سیستم حفاظتی انتخاب شده، برای جریانهای بالاتر نیز مطمئناً عمل خواهد کرد. به همین دلیل، تمام توصیه‌های انجام شده در این بخش، در جهت انتخاب سیستم زمین مناسب، افزایش میزان جریانهای اتصال کوتاه احتمالی و انتخاب مناسب سیستم حفاظتی صورت می‌گیرد.

۲-۲-۴) شبکه‌های روشنایی معابر هوایی مستقل و وابسته

سیستم زمین منتخب در این شبکه‌ها باید از نوع TN-C باشد.

در این شبکه‌ها، علاوه بر اتصال زمین اصلی در پست مربوطه، هادی خنثی باید در نقاط متعددی در طول خط، به الکترودهای زمین وصل شود به نحوی که یک اتصال زمین در هر ۴۰۰ متر از طول خط و یا کسری از آن، بدون احتساب اتصال زمین اصلی پست، وجود داشته باشد. ولی در هر صورت، تعداد الکترودهای هر خط بدون توجه به طول آن، نباید از ۲ عدد کمتر باشد (ابتدا و انتهای خط در مورد خطوط کوتاهتر از ۴۰۰ متر).

سطح مقطع هادی خنثی (هادی مشترک حفاظتی / خنثی (PEN)) باید بقدر کافی بزرگ بوده و به زمین پست مربوطه (نقطه خنثی ترانسفورماتور) وصل شود. حداقل سطح مقطع این هادی نباید از مقادیر زیر کمتر باشد.

الف - خطوط هوایی فشار ضعیف با هادی مسی

الف-۱- برای سطح مقطع فاز ۵۰ میلیمتر مربع و کمتر: برابر با سطح مقطع فاز

الف-۲- برای سطح مقطع فاز ۷۰ میلیمتر مربع و بیشتر: یک مقطع کوچکتر از فاز

ب- مسیر تغذیه کابلی از پست تا سرخط

ب-۱- برای سطح مقطع فاز ۱۶ میلیمتر مربع و کمتر: برابر سطح مقطع فاز

ب-۲- برای سطح مقطع فاز ۲۵ میلیمتر مربع و بیشتر: برابر با نصف مقطع فاز (طبق استانداردهای مربوط)

- در این شبکه‌ها، بدنه فلزی بازوهای نصب شده بر روی پایه‌ها باید توسط یک رشته هادی، به هادی خنثی سیستم وصل شود. اتصال این هادی به بدنه بازو باید توسط کابلشو و پیچ و مهره مناسب صورت بگیرد.

۲-۲-۳) شبکه‌های روشنایی معابر زمینی مستقل

- سیستم زمین منتخب در این شبکه‌ها باید از نوع TN-S باشد.

- کلیه پایه‌های فلزی باید به هادی حفاظتی (PE)، متصل شود. در این حالت، این پایه‌ها از طریق این هادی، به زمین اصلی سیستم واقع در پست مربوطه (نقطه N) وصل می‌گردد.

- به منظور رسیدن به مقاومت زمین مطلوب، مخصوصاً در شبکه‌های کابلی ۵ رشته‌ای، نیاز به استقرار الکتروود زمین و یا چاه زمین در طول مسیر کابل و اتصال آن به هادی حفاظتی (PE) می‌باشد. این الکتروود و یا چاه، باید در نزدیکی پایه و مطابق با توصیه‌های استاندارد سیستم زمین نصب گردیده و توسط هادی مناسبی به پایه نیز متصل شود.

- تعداد و محل نصب الکتروودها و یا چاه زمین باید طوری انتخاب شود که مقاومت کل سیستم زمین از ۲ اهم کمتر گردد.

- ضروری است نقطه اتصال هادی حفاظتی (PE) به پایه و نقطه اتصال پایه به الکتروود زمین و یا چاه، به طور مشترک در یک نقطه بر روی پایه در نظر گرفته شود تا کمترین مقاومت زمین در مسیر وجود داشته باشد.

- در شبکه‌های روشنایی معابر تغذیه شونده توسط کابل، اگر از رنگ برای تشخیص نوع هادی استفاده شود، رنگ هادی خنثی (N) باید آبی کمرنگ و هادی حفاظتی (PE) باید دورنگ، سبز و زرد (راه راه) باشد. برای شبکه‌های با سیستم زمین نوع TN-C، بهتر است هادی مشترک حفاظتی / خنثی (PEN) سبز و زرد (راه راه) باشد ولی می‌توان از رنگ آبی کمرنگ نیز برای این منظور استفاده نمود. در هر حال، در محل همه ترمینالها وظیفه دوگانه این هادی باید به گونه‌ای ماندگار مشخص شود.

۴-۲-۴-۷) رنگ‌بندی ترجیحی کابل‌ها

رنگ‌بندی کابل براساس استاندارد مختلف به صورت‌های مختلف تعریف شده است. این تعاریف در

پیوست شماره ۸ آمده‌اند.

لذا رنگ‌بندی پیشنهادی این مستند به صورت زیر می‌باشد:

تعداد رشته	رنگ‌بندی رشته‌ها
تک رشته	مشکی
دو رشته	آبی (نول)، مشکی
سه رشته	آبی (نول)، زرد، قرمز
چهار رشته	آبی (نول)، زرد، قرمز، مشکی
پنج رشته	آبی (نول)، زرد، قرمز، مشکی، سبز و زرد راه راه (زمین)
بیش از ۵ رشته	سفید یا مشکی با شماره

۵-۲-۴-۷) سیستم حفاظت

سیستم حفاظت مورد نیاز برای نصب در پستهای تغذیه کننده شبکه‌های روشنایی معابر، بصورت فیوزی است. برای انتخاب فیوز مناسب در خروجیهای روشنایی معابر باید به صورت زیر عمل شود.

۱-۵-۲-۴-۷) نحوه انتخاب فیوز حفاظتی مناسب در سیستمهای TN

در صورت بروز اتصال کوتاه کامل (بدون امپدانس) بین هادی یک فاز با هادی خنثی (N) و یا هادی حفاظتی (PE)، در هر یک از شاخه‌های توزیع، مولفه متقارن شدت جریان اتصال کوتاه در بدترین شرایط، باید در رابطه زیر صدق نماید:

$$I_a \geq K \cdot I_n$$

در این رابطه:

I_a : شدت جریان اتصال کوتاه بین فاز و خنثی در بدترین شرایط در خط مورد نظر بر حسب آمپر

I_n : شدت جریان اسمی فیوزهای محافظ خط

K: ۲/۵ (برای همه انواع فیوزها)

طبق رابطه بالا، شدت جریان اتصال کوتاه (I_a) در بدترین شرایط باید از ۲/۵ برابر جریان اسمی فیوز

(I_n) بیشتر بوده یا حداقل با آن برابر باشد تا اینکه فیوز به فوریت ذوب شده و خطر بروز برق

گرفتگی در شبکه رفع شود. البته لازم به توضیح است که در این مورد، پایین بودن جریان اتصال کوتاه خطرناک است و نه بالا بودن آن، در صورتی که برای حفاظت تجهیزات از آسیب ناشی از عبور جریانهای اتصال کوتاه، بالا بودن جریان خطرناک می باشد.

بدترین شرایط گفته شده فوق عبارتند از:

- ۱- اتصال کوتاه باید برای دورترین نقطه از منبع تغذیه محاسبه شده و صحت رابطه فوق کنترل شود.
- ۲- در مورد شبکه های روشنایی معابر با پایه های فلزی، علاوه بر مورد بالا، اتصال کوتاه با فرض وجود قطعی در هادی حفاظتی (PE) و با در نظر گرفتن اتصال فاز با بدنه پایه نیز محاسبه شده و صحت رابطه فوق کنترل شود.
- ۳- اتصال کوتاه باید در بار کامل ترانسفورماتور و همچنین شبکه تغذیه روشنایی معابر انجام شود. هادیها در بار کامل دارای مقاومت بیشتری بوده و در نتیجه جریان اتصال کوتاه محاسبه شده، کوچکتر از حالت سرد (بی بار هادی) خواهد بود.
- ۴- در محاسبه اتصال کوتاه، فقط مولفه متقارن جریان به حساب آورده می شود، یعنی فرض بر این است که در لحظه وقوع اتصال کوتاه شرایط چنان است که مولفه جریان مستقیم تشکیل نمی شود.

۲-۵-۴-۷) نحوه انتخاب فیوز حفاظتی مناسب در شبکه های روشنایی معابر

در این شبکه ها، پس از مشخص شدن طول شبکه و بار آن (با رعایت حدود مجاز افت ولتاژ) باید با توجه به میزان جریان خط، فیوزی با جریان نامی مناسب انتخاب شده و سپس مطابق بخش فوق صحت رابطه طرح شده کنترل شود. در صورت عدم برآورده شدن شرط قید شده در رابطه مذکور می توان یکی از اقدامات زیر را انجام داد.

- ۱- کاهش طول شبکه روشنایی که منجر به افزایش جریان اتصال کوتاه و همچنین کاهش جریان خط می شود.

۲- نصب فیوز جداگانه‌ای با جریان نامی کمتر از فیوز پست اصلی، در طول خط و در نقطه‌ای که جریان اتصال کوتاه از آن نقطه به بعد از $2/5$ برابر جریان نامی فیوز پست اصلی کمتر باشد. فیوز مذکور می‌تواند در داخل یک تابلو کوچک، در کنار یکی از پایه‌های مسیر واقع در نقطه تعیین شده، قرار داده می‌شود.

در شبکه‌های روشنایی معابر زمینی مستقل، در محل نصب ترمینال پایه‌های فلزی و در ابتدای مسیر تغذیه انشعاب هر چراغ، باید فیوز جداگانه‌ای با جریان نامی ۶ آمپر پیش بینی شود. این فیوز باید بر روی پایه فیوز ۱۰ آمپری نصب گردد.

فصل هشتم - معیارهای طراحی سیستم حفاظتی

اهداف اصلی هر سیستم حفاظتی در شبکه قدرت به شرح زیر است:

حفظ شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم در حدود قابل قبول و از قبل تعیین شده بوسیله محدود

سازی دامنه خطا و خاموشی‌ها

جلوگیری از صدمات و آسیب‌های بیشتر به تجهیزات مهم شبکه مانند ترانسفورماتورها و کابل‌ها

جلوگیری از گسترش خرابی به تجهیزات دیگر

کمک به حفظ عمر مفید تجهیزات

حفظ شاخص‌های کیفیت توان با محدود سازی بازه زمانی فلش ولتاژ و یا قطعی‌های موقت

برای این منظور یک سیستم حفاظتی مطلوب و کارآمد باید دارای ویژگی‌های زیر باشد:

- ۱- عیب یا خطا را بتواند تشخیص دهد.
- ۲- فقط در مقابل خطا حساس باشد.
- ۳- دارای سرعت مناسب باشد.
- ۴- حفاظت تمامی نقاط شبکه را انجام دهد.
- ۵- منطقه‌ای که خطا در آن اتفاق افتاده است را از شبکه جدا نماید.
- ۶- عناصر حفاظتی دارای پشتیبان باشند.
- ۷- از نظر اقتصادی بصره باشد.

۸-۱) حفاظت ترانسفورماتور

ترانسفورماتورها در شبکه توزیع یکی از مهمترین تجهیزات شبکه محسوب می‌شوند لذا در حالی که

در بسیاری از شبکه‌های دنیا برای حفاظت خطوط هوایی (و حتی کابلها) تمهیدات زیادی پیش بینی

نمی‌شود اما حفاظت ترانسفورماتور مورد توجه نسبتاً بالاتری قرار دارد. البته این توجه ارتباط

مستقیمی با ظرفیت ترانسفورماتور (و حساسیت بارهای متصل به آن) دارد. بطوریکه هرچه ظرفیت

بالا تر می رود تمهیدات حفاظتی بیشتر، کامل تر و مؤثرتر می گردند. حفاظت های مورد نیاز برای ترانسفورماتور توزیع طبق استانداردهای موجود دنیا در پیوست شماره ۹ آمده است.

بطور کلی در سطح توزیع حفاظت ترانسفورماتور به دو صورت انجام می شود:

با استفاده از فیوزهای قدرت

با استفاده از بریکر و رله

با مراجعه به مستندات و توصیه های انجام شده در مقالات، دیده می شود که:

- ۱- در سطح دنیا حفاظت فیوزی ترانسفورماتور حتی برای ظرفیت های بزرگ نیز معمول می باشد.
 - ۲- با توجه به اینکه این فیوزها ترانسفورماتور را در برابر اضافه بار حفاظت نمی کنند، بنابراین مقدار نامی فیوز، از مقدار نامی ترانسفورماتور بسیار بزرگتر است.
 - ۳- در مورد فیوزها، توجه به قطع همزمان سه فاز در اثر هر نوع خطای داخلی و خارجی از اهمیت زیادی برخوردار است. زیرا احتمال آسیب دیدن ترانسفورماتور (در اثر اضافه ولتاژ حاصله) در چنین حالتی وجود دارد.
- با توجه به موارد فوق و ویژگی های حفاظت فیوزی، حفاظت ترانسفورماتورهای قدرت در سیستم توزیع شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ به صورت زیر دسته بندی می شود:
- در شبکه عمومی جهت حفاظت ترانسفورماتورها با ظرفیت 800KVA و کمتر، از حفاظت فیوزی استفاده می شود.
- در شبکه عمومی جهت حفاظت ترانسفورماتورها با ظرفیت بالاتر از 800KVA از بریکر و رله استفاده می گردد.

۸-۱-۱) حفاظت فیوزی ترانسفورماتور

در مورد حفاظت فیوزی موارد زیر در نظر گرفته می شود:

- با توجه به کوچک بودن ترانسفورماتورهای هوایی (که کمتر بودن ارزش سرمایه ای و اهمیت آنها از نقطه نظر قابلیت اطمینان و نرخ خرابی این تجهیز را در پی دارد)، جهت حفاظت آنها از فیوز کات اوت و بدون توجه به قطع همزمان سه فاز استفاده می شود.

با توجه به بالاتر بودن ظرفیت ترانسفورماتورهای زمینی و به تبع آن افزایش ارزش سرمایه‌ای و اهمیت آنها از نظر نرخ خرابی و اثر بیشتر در میزان انرژی توزیع نشده، جهت حفاظت آنها از فیوز و سکسیونر قابل قطع زیربار (سیستم فوزیبل) با توانایی قطع - تقریباً- همزمان سه فاز استفاده می‌گردد.

با توجه به اینکه فیوز قادر به تشخیص اضافه بار نمی‌باشد، جهت حفاظت نسبی ترانسفورماتورهای دارای حفاظت فیوزی، در برابر اضافه بار، در شرایط مختلف دمای پست، از ترمومتر ترانسفورماتور به صورت زیر استفاده می‌شود:

در صورت افزایش دمای top oil ترانسفورماتور بیشتر از حد A ، صدور فرمان اول: روشن شدن فن پست

در صورت افزایش دمای top oil بیش از حد B ، صدور فرمان دوم: ایجاد آلارم برای پستهای تحت اتوماسیون

در صورت افزایش دمای top oil ترانسفورماتور بیش از حد C ، صدور فرمان سوم: دستور قطع کلید فشار ضعیف پست

$A < B < C$ می‌باشد اما مقادیر A ، B ، C باید با توجه به شرایط محیطی تهران، و کاهش عمر عایقی ترانسفورماتور و با توافق واحدهای بهره‌بردار تعیین شوند.

تصوره ۱: بطور کلی دلایل افزایش حرارت ترانسفورماتور و دلایل محدودیت توان ترمومتر در تشخیص اضافه بار در پیوست شماره ۹ بیان شده‌اند.

۲-۱-۸) حفاظت با استفاده از بریکر و رله

برای کلیه ترانسفورماتورهای ۱۰۰۰ KVA به بالا، با توجه به اهمیت ترانسفورماتور، استفاده از حفاظت کاملتری که با استفاده از رله و بریکر ایجاد می‌گردد اجباری است.

توجه به این نکته ضروری است که در کلیه طرحهای توسعه و نوسازی آتی نباید از رله‌های پریمر برای حفاظت ترانسفورماتور استفاده شود و لذا استفاده از رله ثانویه در این طرحها اجباری است. دلیل این امر، ضعف رله‌های پریمری از نقطه نظرات ذیل می‌باشد:

۱- به دلیل ثابت بودن زمان در این رله، هماهنگی آن با تجهیزات حفاظتی در سمت فشار قوی و فشار ضعیف ترانسفورماتور مشکل و در بعضی از موارد غیر ممکن است.

۲- زمان ثابت است و منحنی‌های معکوس زمانی را ندارد. بنابراین برای خطاهای با دامنه زیاد ممکن است ترانسفورماتور آسیب ببیند.

۳- لرزش بر روی آن اثر گذار است و باعث عملکرد آن می‌شود (زلزله‌های خفیف)

۴- در سرما و گرما عملکرد متفاوتی دارد. در سرما به دلیل یخ‌زدگی امکان عمل نکردن مکانیزم‌های مکانیکی اش وجود دارد.

۵- (مهمترین عامل) طبق آمار، بیشترین خطاهای موجود در شبکه، خطای اتصال زمین است که رله پریمر بدلیل تشخیص جریان فاز، قادر به تشخیص آن نمی‌باشد. لذا این رله کارآیی لازم را در حفاظت ترانسفورماتورها دارا نمی‌باشد.

۶- عدم وجود امکان ثبت و مانیتورینگ خطاهای اتفاق افتاده جهت اتخاذ تصمیم یا تحلیل وقایع

۷- لزوم قطع برق پست جهت انجام تنظیم و یا تعمیر رله

۸- رنج تنظیمات محدود

۹- محدودیت ساخت و کمبود قطعات یدکی

۱۰- دارا بودن مکانیزم عملکرد مکانیکی با دقت کمتر نسبت به سیستم‌های الکترونیکی

۱۱- عدم امکان استفاده از آنها همراه با بریکرهای جدید

۸-۲-۱) سیستم حفاظتی با رله ثانویه

مزایای استفاده از رله ثانویه و موارد حفاظتی مورد نظر برای ترانسفورماتور توزیع بر روی این رله در پیوست شماره ۹ آمده است.

سیستم حفاظتی با استفاده از رله ثانویه باید حداقل دارای حفاظت‌های زیر باشد:

۱- واحد فازی تأخیری

۲- واحد فازی آنی

۳- واحد اتصال زمین تأخیری

۴- واحد اتصال زمین آنی

جهت حفاظت بیشتر ترانسفورماتور در برابر خطای سیم پیچ‌های داخلی (خطای حلقه به حلقه بین سیم پیچ‌ها) علاوه بر رله ثانویه، جهت حفاظت ترانسفورماتورهای ۱۰۰۰KVA به بالا، (به شرط داشتن مخزن انسباط روغن) باید از رله بوخهلتس استفاده گردد.

برای اینکار در پست‌های که تحت اتوماسیون قرار دارند، از فرمان آلارم و تریپ و در مابقی پست‌ها تنها از فرمان تریپ استفاده می‌شود.

موارد کاربرد رله بوخهلتس در پیوست شماره ۹ آمده است.

۸-۲) حفاظت فیدرهای فشارضعیف

فیدرهای فشارضعیف به طور کلی، چه به صورت هوایی و چه کابلی با فیوز محافظت می‌شوند. در انتخاب فیوز به منظور حفاظت کابل‌ها و خطوط هوایی، تقریباً می‌توان جریان نامی فیوز را برابر جریان مجاز کابل یا خط هوایی در نظر گرفت.

با توجه به استفاده از فیوز در شالترها و جعبه انشعابات، باید در انتخاب این فیوزها دقت شود که هماهنگی حفاظتی فیوزهای بالا دست با فیوزهای پایین دست در بخش فشارضعیف برقرار گردد.

جهت انجام این هماهنگی از روش ذکر شده در پیوست شماره ۹ استفاده می‌شود.

۳-۸) حفاظت در خروجی ترانسفورماتورهای توزیع

در خروجی ترانسفورماتورهای توزیع، از کلید کل (کلید اتوماتیک یا کلید فشارضعیف) برای حفاظت استفاده می‌شود.

هماهنگی حفاظتی این کلید، با فیوزهای فیدرهای خروجی باید مورد توجه قرار گیرد. مشخصات کلی این نوع کلید و نحوه هماهنگی حفاظتی آن با فیوزهای فیدرهای خروجی در پیوست شماره ۹ آورده شده است.

عملکرد کلید اتوماتیک باید به گونه‌ای باشد که همیشه قبل از اینکه جریان خطا به ترانسفورماتور آسیب برساند، جریان خطا را قطع نماید. برای این منظور استفاده از منحنی تخریب ترانسفورماتور یا روابط تقریبی در این زمینه لازم است. در پیوست شماره ۹ نحوه هماهنگی منحنی حفاظتی کلید اتوماتیک با منحنی تخریب ترانسفورماتور بیان گردیده است.

۴-۸) حفاظت انشعابات فیدر اصلی در شبکه‌های توزیع هوایی

در شبکه‌های توزیع هوایی که طبق تعاریف قبلی در نواحی حاشیه‌ای شهر استفاده می‌شوند، با توجه قابلیت اطمینان پایین شبکه به دلیل طبیعت شعاعی و عدم امکان تغذیه از دو سو، باید سعی شود که با تمهیداتی محدوده هر خطا را کاهش داد. یکی از روش‌های موثر برای این کار که در اغلب سیستم‌های توزیع شعاعی در دنیا استفاده می‌شود، استفاده از فیوز در ابتدای فیدرهای فرعی منشعب از فیدر اصلی است. به این ترتیب هر گونه خطا در این انشعابات (که به دلیل هوایی بودن شبکه و قرار گرفتن آن در معرض حوادث جوی و فیزیکی تعداد آنها معمولاً زیاد است)، بدون اثر گذاری بر روی پست‌های توزیع متصل به فیدر اصلی یا سایر فیدرهای منشعب، بلافاصله قطع می‌شوند و لذا شاخص‌های قابلیت اطمینان به نحو چشمگیری افزایش می‌یابد.

روش دیگری که در شبکه‌های توزیع برای جداسازی خطاهای دائم بر روی انشعابات استفاده می‌شود، استفاده از سکشنالایزر در ابتدای انشعابات (به همراه ریکلوزر روی فیدر اصلی) می‌باشد. این کار علاوه بر اینکه از تبدیل خطاهای موقتی و گذرا به عامل خاموشی طولانی مدت (به دلیل وجود ریکلوزر)

جلوگیری می کند، بلکه هر گونه خطای دائم بر روی انشعابات را با استفاده از سکشنالایزر ایزوله می نماید.

در مورد شبکه توزیع تحت پوشش شرکت توزیع تهران بزرگ، با توجه به عدم وجود حفاظت بر روی فیدرها، استفاده از نشانگرهای خطای هوایی و زمینی به صورت زیر ضروری می باشد:

◀ در شبکه زمینی، استفاده از نشانگر خطای زمینی در مسیر ورود-خروج فیدر در هر پست بر روی کابل

خروجی (با توجه به مسیر اصلی تغذیه) با نصب **indicator** بر روی دیواره یا درب پست

◀ در شبکه های هوایی، استفاده از نشانگر خطای هوایی در ابتدای انشعابات

فصل نهم - اتوماسیون و کنترل از راه دور شبکه توزیع

همانطوریکه در فصل اول بدان اشاره شد، از جمله مهمترین معیارهای طراحی یک سیستم توزیع کارآمد و مؤثر، قابلیت اطمینان مناسب، رعایت حدود بهینه اقتصادی از نقطه نظر کاهش هزینه‌های توسعه، بهره‌برداری، تلفات و همچنین رعایت استانداردها و ضوابط در مورد حدود ولتاژ، حدود مجاز حرارتی تجهیزات و ... می‌باشد.

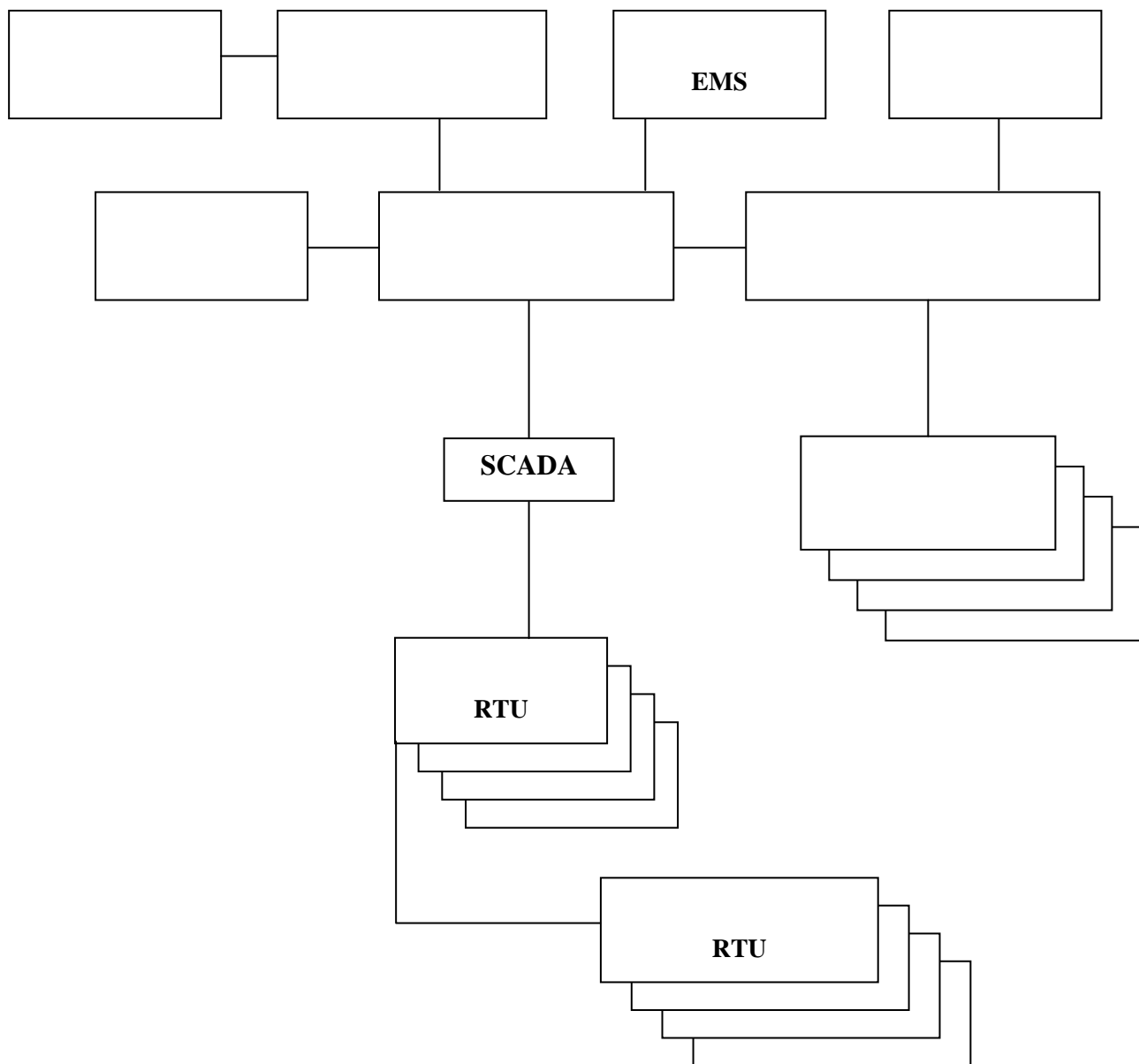
مانیتورینگ و کنترل از راه دور شبکه را می‌توان ابزاری در اختیار کلیه اهداف تعیین شده فوق نامید که از طریق اجرای سیستم اتوماسیون محقق می‌شود.

پایش به لحظه پارامترهای مهم سیستم، امکان تشخیص سریع و زود هنگام خطا و سایر مشکلات بالقوه و متعاقباتصمیم‌گیری مهندسی در اسرع وقت را فراهم آورده و امکانات کنترل از راه دور، قابلیت جداسازی خطا و یا سایر اقدامات پیشگیرانه و اصلاحی را به سرعت فراهم می‌آورد. ضمن اینکه با کاهش نیاز به پرسنل بهره‌بردار، هزینه‌های بهره‌برداری به طور قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد.

دریافت آمارهای مکانیزه به صورت مکفی و با حداقل خطا از وضعیت سیستم، راه را برای آنالیز وضعیت شبکه، پیش‌بینی بار و برنامه‌ریزی‌های آتی هموار می‌سازد. مزایای استفاده از سیستم اتوماسیون، مهمترین وظایف یک سیستم اتوماسیون مناسب، همچنین وظایف سیستم اتوماسیون پست‌ها و فیدرها در پیوست شماره ۱۰ آمده است.

اتوماسیون شبکه توزیع می‌توان طیف گسترده‌ای از وظایف و قابلیت‌ها را در بر گیرد. لذا هنگامی که از اتوماسیون شبکه توزیع صحبت می‌شود باید مشخص شود که درجه اتوماسیون مورد نظر چیست و چه بخش‌هایی از این وظایف و عملکردها را در بر می‌گیرد.

دیاگرام شماره ۱ طرح کلی یک سیستم اتوماسیون توزیع را که با توجه به نیازمندی‌های امروز سیستم‌های توزیع در دنیا، کامل به نظر می‌رسد نشان می‌دهد.



این سیستم شامل بخش‌های زیر است:

اتوماسیون پستها

اتوماسیون فیدرها (بعلاوه اتوماسیون فیدرهای روشنایی معابر)

اتوماسیون مشترکین (شامل سیستم قرائت از راه دور دستگاه‌های اندازه‌گیری و سیستم مدیریت

بار اتوماتیک)

از سوی دیگر با توجه به پیشرفت حیرت‌انگیز الکترونیک، کامپیوتر و مخابرات و کاهش قابل ملاحظه قیمت سیستم‌های هوشمند و در دسترس بودن نرم‌افزارهای پیشرفته، سپردن بسیاری از وظایف شبکه توزیع به یک شبکه اتوماتیک کامپیوتری و مخابراتی به صورت روزافزون امکان‌پذیر گردیده است. بعلاوه تجدید ساختار در سیستم‌های توزیع، سبب شده که تعداد توابع مورد انتظار برای عملیات اتوماتیک چه در بخش مانیتورینگ و کنترل فیدرها و پستها و چه در بخش اتوماسیون مشترکین به صورت خلاقانه‌ای افزایش یابد (به عنوان مثال می‌توان از اتوماسیون سیستم روشنایی معابر، امکان تنظیم تعرفه‌های کنتورهای دیجیتال از راه دور، امکان اطلاع رسانی به لحظه به مشترکین در مورد وضعیت مصرف و Billing روزانه و ساعتی آنها و ... نام برد).

لذا در طراحی و توسعه سیستم اتوماسیون توزیع نکات زیر بایستی مدنظر قرار گیرد:

۱- شبکه توزیع به دلیل افزایش تعداد مشترکین به سرعت توسعه و تغییر می‌یابد. لذا سیستم اتوماسیون و مدیریت توزیع باید انعطاف و سرعت لازم برای پاسخگویی به این تغییرات را داشته باشد.

۲- سیستم اتوماسیون بایستی قابلیت توسعه برای پاسخگویی به نیازها و توابعی که در آینده تعریف می‌شوند را داشته باشد.

در مورد اتوماسیون پست‌ها تاکنون مستندات زیادی تهیه شده است. مهمترین نکته قابل توجه در این زمینه نقطه بهینه اقتصادی پست‌های تحت اتوماسیون می‌باشد که حدود ۱۴٪ تعیین گردیده است. در زمینه اتوماسیون فیدرها، بخش جدید مورد نظر، اتوماسیون سیستم‌های روشنایی است.

اجرای اتوماسیون ارائه خدمات به مصرف‌کننده‌ها به دلیل هزینه زیاد تجهیزات مورد نیاز نظیر کنتورهای دیجیتالی و سیستم مخابراتی برای ارتباط کنتورها به پایانه‌ها در حال حاضر به دلایل اقتصادی انجام نمی‌شود. در طرح‌های توسعه آینده سیستم اتوماسیون توزیع ارائه خدمات به مصرف‌کننده‌ها می‌تواند مورد بررسی قرار گیرد.

خصوصی سازی در شرکت‌های توزیع، افزایش دست‌مزدها و افزایش بهای برق از جمله مواردی است که شرایط را برای اجرا اتوماسیون ارائه خدمات به مصرف‌کننده‌ها مهیا می‌کند. با توجه به پیشرفت



POWEREN.IR

PowerEn.ir

روند خصوصی سازی، طرح‌های اتوماسیون مشترکین (به صورت قرائت خودکار کنتورها (AMR)، محدود سازی مصرف در ساعات پیک و در شرایط اضطرار (کنترل بار) ارائه اطلاعات Bililing به مشترکین و ... با استفاده از سیستم اتوماسیون در کشورمان در دست بررسی است.

فصل دهم - خازن گذاری در شبکه توزیع

در نخستین سیستم‌های توزیع ایجاد شده، بارها عمدتاً بصورت روشنایی بودند. از آنجایی که بار روشنایی نوعی بار مقاومتی به حساب می‌آید، ضریب توان کل این سیستم‌ها تقریباً نزدیک به یک بود. امروزه این ترکیب دگرگون شده و شرکت‌ها به بارهایی خدمت رسانی می‌کنند که عمدتاً موتوری بوده و در نتیجه نیازمند تامین بار راکتیو هستند. انتقال توان راکتیو، نیازمند به کابل با سطح مقطع بزرگتر، تجهیزات مقاوم‌تر و در نتیجه هزینه‌های مازاد بوده و همچنین افزایش تلفات الکتریکی و کاهش راندمان شبکه را نیز به همراه دارد.

لذا خازن گذاری به عنوان راه‌حلی برای رفع مشکلات فوق در شبکه مورد توجه قرار گرفته است. خازن‌ها زمانی که بارهای سلفی (موتوری) توان راکتیو از شبکه می‌کشند، به شبکه توان تحویل داده و باعث آزاد سازی ظرفیت شبکه، بهبود پروفیل ولتاژ و ضریب قدرت شبکه می‌شوند.

از سوی دیگر، نصب خازن می‌تواند باعث افزایش هزینه‌های بهره‌برداری و کاهش قابلیت اطمینان، پدیده تشدید و همچنین افزایش ولتاژ در شرایط بار کم گردد. لذا یافتن نقطه بهینه از نظر فنی و اقتصادی در نصب خازن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

مقدار خازن مورد نیاز در هر شرایط، نحوه اتصال بانکهای خازنی و جایابی خازن‌ها مهمترین مطالب مربوط به خازن گذاری در شبکه‌اند.

۱-۱۰) نحوه انتخاب خازن برای نصب در شبکه

۱- **مبانی و معیارهای انتخاب:** انتخاب محل و ظرفیت خازن و یا بانکهای خازنی تابع بررسی اقتصادی و فنی براساس ارزش مزایای حاصل از نصب این خازن‌ها در مقایسه با هزینه سرمایه‌گذاری، نصب و بهره‌برداری می‌باشد.

۲- **انتخاب محل نصب خازن در سیستم:** از نظر فنی خازن‌ها در طول شبکه فشار ضعیف و متوسط و یا پست‌های توزیع و فوق توزیع تقریباً در هر سطح ولتاژی می‌توانند مورد استفاده قرار گیرند. با این حال عوامل زیر باعث محدود کردن محل نصب و سطح ولتاژ مورد استفاده برای خازن‌ها می‌شود.

الف) مزایای حاصل از نصب خازن‌ها با نزدیک‌تر شدن محل نصب خازن‌ها به محل مصرف افزایش می‌یابد چون باعث کاهش تلفات و آزاد شدن ظرفیت سیستم از محل نصب به سمت منبع می‌گردد و سطح ولتاژ را نیز به نحو موثرتری بهبود می‌بخشد.

اما با توجه به اینکه بارها (بجز بارهای بزرگ متمرکز که خازن گذاری در آنها بر عهده مشترک است)، معمولاً بجای قرار گرفتن در انتهای فیدر، به صورت توزیع شده در طول فیدر قرار دارند، در مورد محل و ظرفیت بهینه نصب خازن با توجه به مطالعات انجام شده «قاعده $\frac{2}{3}$ » معتبر است. این قاعده بیانگر آن است که برای کمینه کردن تلفات باید خازنی به ظرفیت $\frac{2}{3}$ از توان راکتیو مورد نیاز را در فاصله $\frac{2}{3}$ از منبع تا بار قرار دهیم. در صورت استفاده از دو بانک خازنی آنها را در فواصل $\frac{2}{3}$ و $\frac{1}{3}$ طول فیدر قرار می‌دهند.

ب) سطح ولتاژ کار خازن‌ها در تعیین قیمت آنها نقش موثر و تعیین کننده‌ای دارند. با توجه به اینکه یونیت‌های خازنی با ولتاژ کار زیر ۶ کیلوولت و یا بالاتر از ۱۵ کیلوولت گرانتر می‌باشند، بهترین سطح ولتاژ برای نصب خازن‌ها از نقطه نظر قیمت آنها ولتاژهای توزیع (۱۱ و ۲۰ و ۳۳ کیلوولت) می‌باشد.

ج) در مورد محل نصب خازن با توجه به نحوه کلید زنی و کنترل خازن‌ها محل نصب به صورت زیر تعیین می‌گردد:

- برای خازن‌های ثابت با توجه به اینکه کلید زنی خودکار در آنها صورت نمی‌گیرد، تجهیزات چندانی مورد نیاز نبوده و در نتیجه این خازن‌ها می‌توانند در پست‌های توزیع نصب گردند. برای شبکه هوایی فشار ضعیف نیز بهتر است از خازن‌های ثابت استفاده گردد.

- برای خازن‌های متغیر با توجه به اینکه چنین بانک‌های خازنی نیازمند تجهیزات کلید زنی، حفاظت و کنترلی کاملی بوده، بنابراین بایستی تحت نگهداری و مراقبت مداوم قرار گیرند. لذا تجمع و نصب آنها در محل پست‌های فوق توزیع (در سمت ولتاژ ۲۰ کیلوولت) متداول بوده و توصیه می‌گردد.

۳- نحوه اتصال فازها در بانک‌های خازنی: با توجه به محدوده ولتاژ اقتصادی و همچنین رعایت

مسائل حفاظتی، اتصال فازها در بانک‌های خازنی با ولتاژ فشار متوسط به صورت اتصال ستاره

زمین نشده با بکاربردن برقگیر در نقطه نوترال و به تبع آن در ظرفیتهای بالاتر، اتصال ستاره دوگانه زمین نشده (به پیوست مراجعه شود) می باشد و در فشار ضعیف اتصال فازها به صورت مثلث می باشد. این خازنها در کلیه موارد به صورت موازی به شبکه وصل می شود.

۴- **انتخاب ولتاژ نامی خازن:** ولتاژ نامی یک خازن باید برابر با ولتاژ شبکه ای باشد که خازن به آن متصل می گردد و البته تاثیر حضور خازن نیز باید در نظر گرفته شود. مطلب مهمی که بایستی به آن توجه شود اینست که افزایش بی مورد در فشار وارد به دی الکتریک خازن، تاثیر منفی در نحوه کار و عمر خازن می گذارد. برای بانکهای خازنی سه فاز که به صورت ستاره به شبکه متصل می شوند، ولتاژ نامی خازن برابر با ولتاژ نامی شبکه تقسیم بر $\sqrt{3}$ انتخاب می گردد.

۵- **انتخاب ظرفیت هر واحد بانک خازنی:** نصب خازنها در پست ها (شبکه ۲۰ کیلوولت) نیاز به فضای کافی برای استقرار بانکهای خازنی در داخل و یا خارج ساختمان پست دارد. این نیاز سبب می شود که در هنگام اضافه کردن خازنهای جدید به پست های موجود مشکلاتی پدید آمده و در بعضی موارد محدودیتهای ناشی از کمبود فضای مورد نیاز باعث عدم امکان نصب خازنها می گردد. بنابراین بدیهی است که هر چه فضای مورد نیاز برای نصب بانکهای خازنی کوچکتر باشد مطلوبتر است. لذا در ساخت خازنهای توزیع، سعی در کاهش ابعاد (با در نظر گرفتن محدودیت های مربوط به قیمت تمام شده) می باشد. با بهینه اقتصادی، واحدهای خازنی در محدوده ظرفیت ۲۰۰ الی ۲۵۰ کیلووار از نظر ابعاد قیمت تمام شده به ازای هر کیلووار بهترین آلترناتیو می باشند.

جهت انتخاب ظرفیت مناسب برای هر واحد خازنی، علاوه بر موارد ذکر شده باید محدودیتهای دما و ولتاژ کار خازن نیز در نظر گرفته شود.

۶- **انتخاب ظرفیت بانکهای خازنی فشار متوسط:** انتخاب ظرفیت راکتیو بانکهای خازنی یک پست براساس ظرفیت قطعی آن طبق رابطه زیر محاسبه می گردد.

$$QC = S.PF_C [\tan (\cos^{-1}(PF)) - \tan (\cos^{-1}(PFC))] \text{ که}$$

$$QC = MVAR \text{ ظرفیت راکتیو بانک خازنی مورد نیاز بر حسب}$$

ظرفیت قطعی پست بر حسب $S = MVA$

ضریب قدرت بار پست، پس از نصب خازن $PFC =$

ضریب قدرت بار پست قبل از نصب خازن $PF =$

البته جهت انتخاب نهایی ظرفیت بانک خازنی، باید در مقدار بدست آمده تغییرات مناسبی به شرح زیر اعمال نمود:

استفاده از واحدهای خازنی بخش ۵

قابلیت تقسیم معادل کل ظرفیت خازنی بر روی سه فاز

طبق آمار ظرفیت بانکهای خازنی در پستهای ۶۳/۲۰ کیلوولت عمدتاً دارای مقادیر ۲/۴ و ۲/۷ مگاوار می‌باشد. لذا این اعداد می‌توانند بعنوان مبنایی جهت تعیین ظرفیت تیپ بانکهای خازنی مورد استفاده قرار گیرند.

جدول ظرفیت راکتیو بانکهای خازنی برای سیستم ۲۰ کیلوولت

ظرفیت نامی پست (مگاولت آمپر)	ظرفیت قطعی پست (مگاولت آمپر)	ظرفیت راکتیو هر بانک (مگاوار)	کل ظرفیت راکتیو بارها (مگاوار)
۲*۳۰ (۳*۳۰)	۴۲ (۷۸)	۲/۴	۴*۲/۴ (۶*۲/۴)
۲*۱۵ (۲*۳۰)	۲۱ یا ۱۵ (۴۲ یا ۳۰)	۱/۲ (۲/۴)	۴*۱/۲ (۴*۲/۴)
۲*۷/۵ (۲*۱۵)	۷/۵ (۱۵)	۱/۲	۲*۱/۲ (۴*۱/۲)

۷- انتخاب ظرفیت خازنهای فشار ضعیف: ظرفیت خازنهای فشار ضعیف با استفاده از فرمول زیر که

مشابه بخش ۶ می‌باشد و با در نظر گرفتن اندازه واحدهای خازنی که توسط سازندگان تولید می‌گردد و همچنین ظرفیت پله‌های خازنی مورد مصرف تعیین می‌شود.

$$QC = p (tg \phi_1 - tg \phi_2)$$

ظرفیت راکتیو خازن مورد نیاز بر حسب $QC = KVAR$

توان اکتیو مصرفی بر حسب $P=KW$

ضریب قدرت بار قبل از نصب خازن $\cos \phi_1 =$

ضریب قدرت بار پس از نصب خازن $\cos \phi_2 =$

از رابطه بالا، ظرفیت راکتیو خازن مورد نیاز جهت اصلاح ضریب قدرت از مقدار $\cos \phi_1$ به مقدار $\cos \phi_2$ بدست می آید.

از خازنهای فشار ضعیف می توان در داخل پست و یا در طول شبکه هوایی فشار ضعیف استفاده نمود. خازن گذاری در طول شبکه هوایی فشار ضعیف به صورت توزیع شده انجام می شود. پس از مشخص شدن میزان خازن مورد نیاز با استفاده از فرمول مذکور، از خازنهای ثابت (به دلیل هزینه های بهره برداری خازنهای سوئیچ شونده بهتر است از این خازنها استفاده نشود) با ظرفیت اقتصادی عموماً ۱۲/۵ کیلووار استفاده می شود.

در نصب خازنهای ثابت باید دقت شود تا در شرایط کم باری اضافه ولتاژهای خارج از استاندارد در شبکه ایجاد نشود. هر چند خازنهای توزیع شده دارای مزایا قابل توجهی نسبت به بانک های خازنی متمرکز می باشد همانند: افزایش ناچیز THD، کاهش قابل ملاحظه احتمال فرورزنانس در مدار RLC، جریان هجومی کلید زنی نسبتاً کم، بهبود ولتاژ در انتهای فیدر، کاهش تلفات فشار ضعیف، آزادسازی ظرفیت شبکه فشار ضعیف، بهبود تعادل بار سه فاز فشار ضعیف و ... اما بانکهای خازنی متمرکز در فشار ضعیف پست های توزیع، تاثیر مستقیمی بر آزاد سازی ظرفیت ترانسفورماتور توزیع دارد.

در تعیین ظرفیت بانک خازنی متمرکز در پست توزیع، در صورت استفاده به صورت ثابت، ظرفیت بانک خازنی باید مطابق با جریان بی باری ترانسفورماتور توزیع و بارهای راکتیو پراکنده در حالت کم باری انتخاب شود. این ظرفیت حدوداً ۱۰٪ ظرفیت ترانسفورماتور در نظر گرفته می شود. برای بانکهای خازنی رگولاتوردار ماکزیمم خازنی که در پست می توان نصب کرد (با در نظر گرفتن عدم وقوع فرورزنانس) از فرمول زیر محاسبه می شود.

$$\text{MAX QC} = \frac{100 * S_{Trans}}{7^2 * u_k}$$

۸- نحوه انتخاب خازنها توسط مشترکین: در اماکن و کارخانجاتی که به طور دائم مشغول به کار نبوده و با ولتاژ فشار قوی تغذیه شده ولی بار آنها فشار ضعیف باشد، بایستی برای تصحیح ضریب توان از خازنهای فشار ضعیف رگولاتور دار و با فیلتر استفاده شود و همچنین برای تصحیح ضریب توان کارخانجات بزرگ که بطور دائم مشغول به کار بوده و تغییر بار چندانی نیز نداشته باشند بهترین و اقتصادی ترین روش استفاده از بانکهای خازنی فشار قوی بزرگ می باشد که توسط کلیدی با کنترل غیر اتوماتیک یا دستی به شبکه متصل می گردند.

پیوستها

پیوست ۱- سطوح ولتاژ استاندارد سیستم‌های توزیع

استاندارد IEEE std ۱۴۱

در این استاندارد رده‌های ولتاژی به سه بخش تقسیم‌بندی شده است:

۱- ولتاژ فشارضعیف: شامل ولتاژهای زیر ۱Kv

۲- ولتاژ میانی: شامل ولتاژهای در محدوده ۱Kv تا ۹۹/۹Kv

۳- ولتاژ فشارقوی: شامل ولتاژهای بیش از ۹۹/۹Kv

استاندارد IEC ۶۰۰۳۸

در این استاندارد رده‌های ولتاژی به سه بخش تقسیم‌بندی شده است:

۱- ولتاژ فشارضعیف: شامل ولتاژهای زیر ۱Kv

۲- ولتاژ فشارمتوسط (میانی) شامل ولتاژهای در محدوده ۱Kv تا ۳۵Kv

در این استاندارد پیشنهاد شده است که تا سال ۲۰۰۳ سیستم‌هایی که در سطوح ولتاژی ۲۲۰۷/۳۸۰۷ و ۲۴۰۷/۴۱۵۷ کار می‌کنند به سطح ولتاژی ۲۳۰۷ / ۴۰۰۷ با محدوده +۰.۶٪ و -۱.۰٪ تغییر نمایند.

استاندارد اروپایی EN ۵۰۱۶۰ و HD ۷۴۲

این استاندارد مشابه استاندارد IEC ۶۰۰۳۸ بوده و ولتاژهای زیر ۱Kv را به عنوان فشارضعیف و

ولتاژهای بین ۱Kv و ۳۵Kv را به عنوان ولتاژهای فشارمتوسط (میانی) معرفی کرده است.

استاندارد کانادا CAN۳-C۲۳۵-۸۳

در این استاندارد نیز ولتاژهای زیر ۱Kv به عنوان فشارضعیف و ولتاژهای ۱Kv تا ۵۰Kv به

عنوان ولتاژهای فشارمتوسط (میانی) بیان شده است. همچنین دیده می‌شود که تعدادی از سطوح

ولتاژ برای توسعه شبکه پیشنهاد شده‌اند که بدین ترتیب تعدادی از سطوح ولتاژ در آینده حذف

خواهند شد.

سطوح ولتاژ در کشورهای مختلف دنیا در شبکه‌های توزیع

Country	Frequency & tolerance (Hz & %)	Domestic (V)	Commercial (V)	Industrial (V)
Afghanistan	50 220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)	380/220 (a)
Algeria	50 ± 1.5	220/127 (e) 220 (k)	380/220 (a) 220/127 (a)	10,000 5,500 6,600 380/220 (a)
Angola	50	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
Antigua and Barbuda	60	240 (k) 120 (k)	400/230 (a) 120/208 (a)	400/230 (a) 120/208 (a)
Argentina	50 ± 2	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	
Armenia	50 ± 5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Australia	50 ± 0.1	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a) 440/250 (a) 440 (m)	22,000 11,000 6,600 415/240 440/250
Austria	50 ± 0.1	230 (k)	380/230 (a) (b) 230 (k)	5,000 380/220 (a)
Azerbaijan	50 ± 0.1	208/120 (a) 240/120 (k)	208/120 (a) 240/120 (k)	
Bahrain	50 ± 0.1	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	11,000 415/240 (a) 240 (k)
Bangladesh	50 ± 2	410/220 (a) 220 (k)	410/220 (a)	11,000 410/220 (a)
Barbados	50 ± 6	230/115 (j) 115 (k)	230/115 (j) 200/115 (a) 220/115 (a)	230/400 (g) 230/155 (j)
Belarus	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Belgium	50 ± 5	230 (k) 230 (a) 3N, 400	230 (k) 230 (a) 3N, 400	6,600 10,000 11,000 15,000
Bolivia	50 ± 0.5	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)
Botswana	50 ± 3	220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
Brazil	60	220 (k) 127 (k)	220/380 (a) 127/220 (a)	13,800 11,200 220/380 (a) 127/220 (a)
Brunei	50 ± 2	230	230	11,000 68,000
Bulgaria	50 ± 0.1	220	220/240	1,000 690 380

Country	Frequency & tolerance (Hz & %)	Domestic (V)	Commercial (V)	Industrial (V)
Cambodia	50 ± 1	220 (k)	220/300	220/380
Cameroon	50 ± 1	220/260 (k)	220/260 (k)	220/380 (a)
Canada	60 ± 0.02	120/240 (j)	347/600 (a) 480 (f) 240 (f) 120/240 (j) 120/208 (a)	7,200/12,500 347/600 (a) 120/208 600 (f) 480 (f) 240 (f)
Cape Verde		220	220	380/400
Chad	50 ± 1	220 (k)	220 (k)	380/220 (a)
Chile	50 ± 1	220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
China	50 ± 0.5	220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)
Colombia	60 ± 1	120/240 (g) 120 (k)	120/240 (g) 120 (k)	13,200 120/240 (g)
Congo	50	220 (k)	240/120 (j) 120 (k)	380/220 (a)
Croatia	50	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)
Cyprus	50 ± 0.1	240 (k)	415/240	11,000 415/240
Czech Republic	50 ± 1	230	500 230/400	400,000 220,000 110,000 35,000 22,000 10,000 6,000 3,000
Denmark	50 ± 1	400/230 (a)	400/230 (a)	400/230 (a)
Djibouti	50		400/230 (a)	400/230 (a)
Dominica	50	230 (k)	400/230 (a)	400/230 (a)
Egypt	50 ± 0.5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	66,000 33,000 20,000 11,000 6,600 380/220 (a)
Estonia	50 ± 1	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Ethiopia	50 ± 2.5	220 (k)	380/231 (a)	15 000 380/231 (a)
Falkland Islands	50 ± 3	230 (k)	415/230 (a)	415/230 (a)
Fidji Islands	50 ± 2	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	11,000 415/240 (a)
Finland	50 ± 0.1	230 (k)	400/230 (a)	690/400 (a) 400/230 (a)
France	50 ± 1	400/230 (a) 230 (a)	400/230 690/400 590/100	20,000 10,000 230/400
Gambia	50	220 (k)	220/380	380
Georgia	50 ± 0.5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Germany	50 ± 0.3	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	20,000 10,000 6,000 690/400 400/230
Ghana	50 ± 5	220/240	220/240	415/240 (a)
Gibraltar	50 ± 1	415/240 (a)	415/240 (a)	415/240 (a)
Greece	50	220 (k) 230	6,000 380/220 (a)	22,000 20,000 15,000 6,600
Granada	50	230 (k)	400/230 (a)	400/230 (a)
Hong Kong	50 ± 2	220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	11,000 386/220 (a)
Hungary	50 ± 5	220	220	220/380
Iceland	50 ± 0.1	230	230/400	230/400

Country	Frequency & tolerance (Hz & %)	Domestic (V)	Commercial (V)	Industrial (V)
India	50 ± 1.5	440/250 (a) 230 (k)	440/250 (a) 230 (k)	11,000 400/230 (a) 440/250 (a)
Indonesia	50 ± 2	220 (k)	380/220 (a)	150,000 20,000 380/220 (a)
Iran	50 ± 5	220 (k)	380/220 (a)	20,000 11,000 400/231 (a) 380/220 (a)
Iraq	50	220 (k)	380/220 (a)	11,000 6,600 3,000 380/220 (a)
Ireland	50 ± 2	230 (k)	400/230 (a)	20,000 10,000 400/230 (a)
Israel	50 ± 0.2	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	22,000 12,600 6,300 400/230 (a)
Italy	50 ± 0.4	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)	20,000 15,000 10,000 400/230 (a)
Jamaica	50 ± 1	220/110 (g) (j)	220/110 (g) (j)	4,000 2,300 220/110 (g)
Japan (east)	+ 0.1 - 0.3	200/100 (h)	200/100 (h) (up to 50 kW)	140,000 60,000 20,000 6,000 200/100 (h)
Jordan	50	380/220 (a) 400/230 (k)	380/220 (a)	400 (a)
Kazakhstan	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Kenya	50	240 (k)	415/240 (a)	415/240 (a)
Kirghizia	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Korea (North)	60 +0, -5	220 (k)	220/380 (a)	13,600 6,800
Korea (South)	60	100 (k)	100/200 (j)	
Kuwait	50 ± 3	240 (k)	415/240 (a)	415/240 (a)
Laos	50 ± 8	380/220 (a)	380/220 (a)	380/220 (a)
Lesotho		220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
Latvia	50 ± 0.4	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Lebanon	50	220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
Libya	50	230 (k) 127 (k)	400/230 (a) 220/127 (a) 230 (k) 127 (k)	400/230 (a) 220/127 (a)
Lithuania	50 ± 0.5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Luxembourg	50 ± 0.5	380/220 (a)	380/220 (a)	20,000 15,000 5,000
Macedonia	50	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	10,000 6,600 380/220 (a)
Madagascar	50	220/110 (k)	380/220 (a)	35,000 5,000 380/220

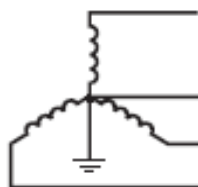
Country	Frequency & tolerance (Hz & %)	Domestic (V)	Commercial (V)	Industrial (V)
Malaysia	50 ± 1	240 (k) 415 (a)	415/240 (a)	415/240 (a)
Malawi	50 ± 2.5	230 (k)	400 (a) 230 (k)	400 (a)
Mali	50	220 (k) 127 (k)	380/220 (a) 220/127 (a) 220 (k) 127 (k)	380/220 (a) 220/127 (a)
Malta	50 ± 2	240 (k)	415/240 (a)	415/240 (a)
Martinique	50	127 (k)	220/127 (a) 127 (k)	220/127 (a)
Mauritania	50 ± 1	230 (k)	400/230 (a)	400/230 (a)
Mexico	60 ± 0.2	127/220 (a) 220 (k) 120 (l)	127/220 (a) 220 (k) 120 (l)	13,800 13,200 277/480 (a) 127/220 (b)
Moldavia	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Morocco	50 ± 5	380/220 (a) 220/110 (a)	380/220 (a)	225,000 150,000 60,000 22,000 20,000
Mozambique	50	380/220 (a)	380/220 (a)	6,000 10,000
Nepal	50 ± 1	220 (k)	440/220 (a) 220 (k)	11,000 440/220 (a)
Netherlands	50 ± 0.4	230/400 (a) 230 (k)	230/400 (a)	25,000 20,000 12,000 10,000 230/400
New Zealand	50 ± 1.5	400/230 (e) (a) 230 (k) 460/230 (e)	400/230 (e) (a) 230 (k)	11,000 400/230 (a)
Niger	50 ± 1	230 (k)	380/220 (a)	15,000 380/220 (a)
Nigeria	50 ± 1	230 (k) 220 (k)	400/230 (a) 380/220 (a)	15,000 11,000 400/230 (a) 380/220 (a)
Norway	50 ± 2	230/400	230/400	230/400 690
Oman	50	240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a)
Pakistan	50	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)
Papua New Guinea	50 ± 2	240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	22,000 11,000 415/240 (a)
Paraguay	50 ± 0.5	220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	22,000 380/220 (a)
Philippines (Rep of the)	60 ± 0.16	110/220 (j)	13,800 4,160 2,400 110/220 (h)	13,800 4,160 2,400 440 (b) 110/220 (h)
Poland	50 ± 0.1	230 (k)	400/230 (a)	1,000 690/400 400/230 (a)
Portugal	50 ± 1	380/220 (a) 220 (k)	15,000 5,000 380/220 (a) 220 (k)	15,000 5,000 380/220 (a)
Qatar	50 ± 0.1	415/240 (k)	415/240 (a)	11,000 415/240 (a)

Country	Frequency & tolerance (Hz & %)	Domestic (V)	Commercial (V)	Industrial (V)
Romania	50 ± 0.5	220 (k) 220/380 (a)	220/380 (a)	20,000 10,000 6,000 220/380 (a)
Russia	50 ± 0.2	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Rwanda	50 ± 1	220 (k)	380/220 (a)	15,000 6,600 380/220 (a)
Saint Lucia	50 ± 3	240 (k)	415/240 (a)	11,000 415/240 (a)
Samoa		400/230		
San Marino	50 ± 1	230/220	380	15,000 380
Saudi Arabia	60	220/127 (a)	220/127 (a) 380/220 (a)	11,000 7,200 380/220 (a)
The Solomon Islands	50 ± 2	240	415/240	415/240
Senegal	50 ± 5	220 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220/127 (k)	90,000 30,000 6,600
Serbia and Montenegro	50	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	10,000 6,600 380/220 (a)
Seychelles	50 ± 1	400/230 (a)	400/230 (a)	11,000 400/230 (a)
Sierra Leone	50 ± 5	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	11,000 400
Singapore	50	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)	22,000 6,600 400/230 (a)
Slovakia	50 ± 0.5	230	230	230/400
Slovenia	50 ± 0.1	220 (k)	380/220 (a)	10,000 6,600 380/220 (a)
Somalia	50	230 (k) 220 (k) 110 (k)	440/220 (j) 220/110 (j) 230 (k)	440/220 (g) 220/110 (g)
South Africa	50 ± 2.5	433/250 (a) 400/230 (a) 380/220 (a) 220 (k)	11,000 6,600 3,300 433/250 (a) 400/230 (a) 380/220 (a)	11,000 6,600 3,300 500 (b) 380/220 (a)
Spain	50 ± 3	380/220 (a) (e) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220/127 (a) (e)	15,000 11,000 380/220 (a)
Sri Lanka	50 ± 2	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	11,000 400/230 (a)
Sudan	50	240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a)
Swaziland	50 ± 2.5	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	11,000 400/230 (a)
Sweden	50 ± 0.5	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	6,000 400/230 (a)
Switzerland	50 ± 2	400/230 (a)	400/230 (a)	20,000 10,000 3,000 1,000 690/500
Syria	50	220 (k) 115 (k)	380/220 (a) 220 (k) 200/115 (a)	380/220 (a)
Tadzhikistan	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)

Country	Frequency & tolerance (Hz & %)	Domestic (V)	Commercial (V)	Industrial (V)
Tanzania	50	400/230 (a)	400/230 (a)	11,000 400/230 (a)
Thailand	50	220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Togo	50	220 (k)	380/220 (a)	20,000 5,500 380/220 (a)
Tunisia	50 ± 2	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	30,000 15,000 10,000 380/220 (a)
Turkmenistan	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Turkey	50 ± 1	380/220 (a)	380/220 (a)	15,000 6,300 380/220 (a)
Uganda	+ 0.1	240 (k)	415/240 (a)	11,000 415/240 (a)
Ukraine	+ 0.2 / - 1.5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)
United Arab Emirates	50 ± 1	220 (k)	415/240 (a) 380/220 (a) 220 (k)	6,600 415/210 (a) 380/220 (a)
United Kingdom (except Northern Ireland)	50 ± 1	230 (k)	400/230 (a)	22,000 11,000 6,600 3,300 400/230 (a)
United Kingdom (Including Northern Ireland)	50 ± 0.4	230 (k) 220 (k)	400/230 (a) 380/220 (a)	400/230 (a) 380/220 (a)
United States of America Charlotte (North Carolina)	60 ± 0.06	120/240 (j) 120/208 (a)	265/460 (a) 120/240 (j) 120/208 (a)	14,400 7,200 2,400 575 (f) 460 (f) 240 (f) 265/460 (a) 120/240 (j) 120/208 (a)
United States of America Detroit (Michigan)	60 ± 0.2	120/240 (j) 120/208 (a)	480 (f) 120/240 (h) 120/208 (a)	13,200 4,800 4,160 480 (f) 120/240 (h) 120/208 (a)
United States of America Los Angeles (California)	60 ± 0.2	120/240 (j)	4,800 120/240 (g)	4,800 120/240 (g)
United States of America Miami (Florida)	60 ± 0.3	120/240 (j) 120/208 (a)	120/240 (j) 120/240 (h) 120/208 (a)	13,200 2,400 480/277 (a) 120/240 (h)
United States of America New York (New York)	60	120/240 (j) 120/208 (a)	120/240 (j) 120/208 (a) 240 (f)	12,470 4,160 277/480 (a) 480 (f)
United States of America Pittsburg (Pennsylvania)	60 ± 0.03	120/240 (j)	265/460 (a) 120/240 (j) 120/208 (a) 460 (f) 230 (f)	13,200 11,500 2,400 265/460 (a) 120/208 (a) 460 (f) 230 (f)

Country	Frequency & tolerance (Hz & %)	Domestic (V)	Commercial (V)	Industrial (V)
United States of America Portland (Oregon)	60	120/240 (j)	227/480 (a) 120/240 (j) 120/208 (a) 480 (f) 240 (f)	19,900 12,000 7,200 2,400 277/480 (a) 120/208 (a) 480 (f) 240 (f)
United States of America San Francisco (California)	60 ± 0.08	120/240 (j)	277/480 (a) 120/240 (j)	20,800 12,000 4,160 277/480 (a) 120/240 (g)
United States of America Toledo (Ohio)	60 ± 0.08	120/240 (j) 120/208 (a)	277/480 (c) 120/240(h) 120/208 (j)	12,470 7,200 4,800 4,160 480 (f) 277/480 (a) 120/208 (a)
Uruguay	50 ± 1	220 (b) (k)	220 (b) (k)	15,000 6,000 220 (b)
Vietnam	50 ± 0.1	220 (k)	380/220 (a)	35,000 15,000 10,000 6,000
Yemen	50	250 (k)	440/250 (a)	440/250 (a)
Zambia	50 ± 2.5	220 (k)	380/220 (a)	380 (a)
Zimbabwe	50	225 (k)	390/225 (a)	11,000 390/225 (a)

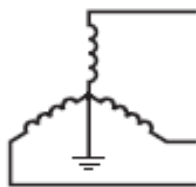
Circuit diagrams



(a) Three-phase star;
Four-wire:
Earthed neutral



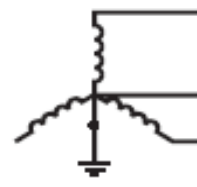
(b) Three-phase star;
Three-wire



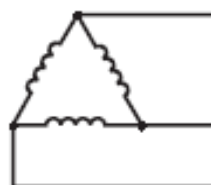
(c) Three-phase star;
Three-wire:
Earthed neutral



(d) Three-phase star;
Four-wire:
Non-earthed neutral



(e) Two-phase star;
Three-wire
Earthed neutral



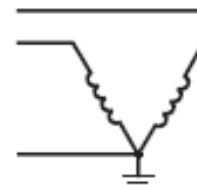
(f) Three-phase delta;
Three-wire



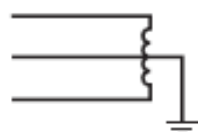
(g) Three-phase delta;
Four-wire:
Earthed mid point of
one phase



(h) Three-phase open delta;
Four-wire:
Earthed mid point of one
phase



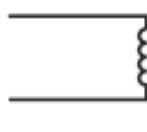
(i) Three-phase
open delta:
Earthed junction
of phases



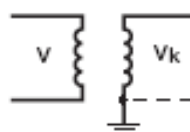
(j) Single-phase;
Three-wire:
Earthed mid point



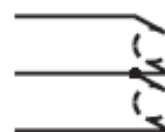
(k) Single-phase;
Two-wire:
Earthed end of phase



(l) Single-phase;
Two-wire
Unearthed



(m) Single-wire:
Earthed return (swr)



(n) DC:
Three-wire:
Unearthed

پیوست ۲ - بارگذاری مجاز ترانسفورماتورهای روغنی

بارگذاری مجاز ترانسفورماتورهای روغنی تابعی از درجه حرارت محیط، ارتفاع از سطح دریا و نوع سیستم خنک کنندگی آنها می باشد.

طبق استانداردهای IEC, ANSI/IEEE میزان derating ترانسفورماتورهای روغنی در دمای بالای 30°C به ازای هر درجه افزایش دما، $1/5\%$ ظرفیت نامی و میزان افزایش ظرفیت بارگذاری این ترانس ها در دمای زیر 30°C به ازای هر درجه کاهش دما 1% ظرفیت نامی آنها می باشد.

بارگذاری ترانسفورماتورهای روغنی (به علاوه دمای هوای محیط) اثر مستقیم بر روی دمای hot spot یا داغ ترین نقطه روغن در این ترانسفورماتورها دارد. طبق استاندارد IEC دمای ماکزیمم 110°C درجه برای hot spot اینگونه ترانس ها مجاز و نرمال می باشد. در چنین دمایی عمر مفید ترانسفورماتور ۲۰ سال برآورد می شود. در اثر افزایش دما hot spot (و متناظر با آن افزایش بارگذاری ترانس متناسب با آن) از مقدار یاد شده، میزان ضریب کاهش عمر عایقی ترانسفورماتور از رابطه زیر به دست می آید:

$$FAA = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_{HS} + 273} \right]}$$

با فرض $20/6$ سال برای عمر مفید حالت نرمال در دمای HS 105 درجه، میزان عمر مفید در شرایط

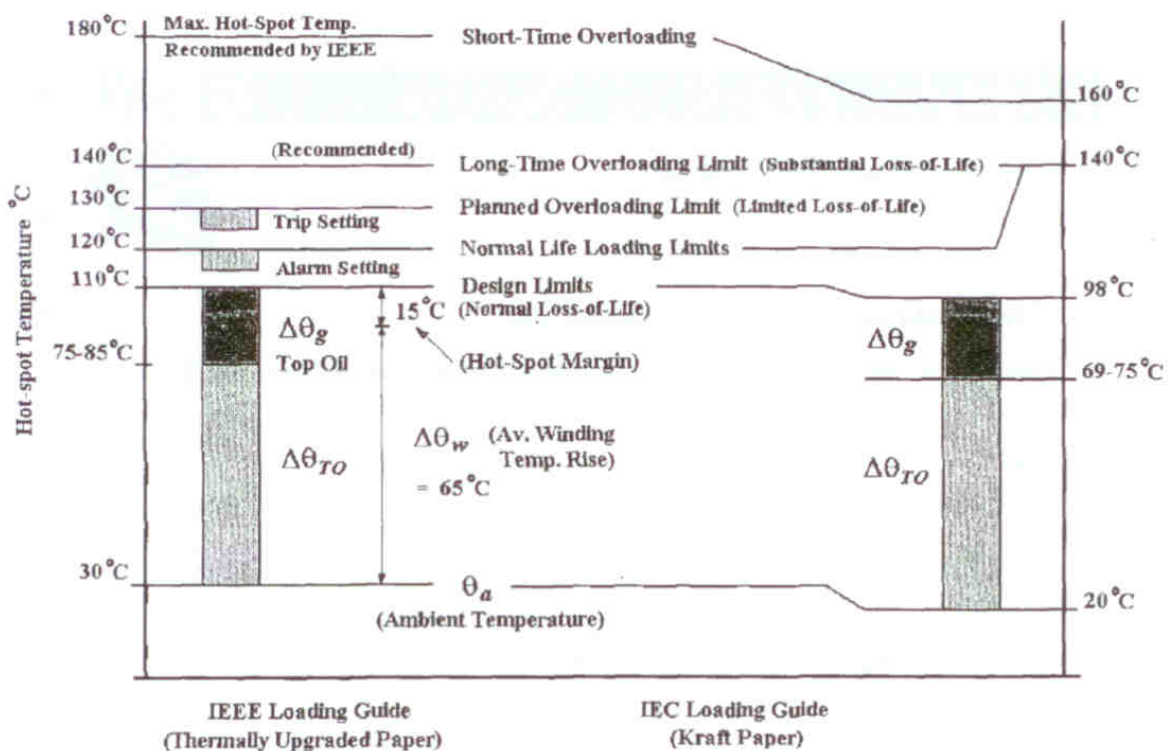
$$HS \text{ مورد نظر برابر خواهد بود با } \frac{20.6}{FAA}$$

شرایط مختلف بارگذاری به صورت زیر تقسیم بندی می شوند:

- بارگذاری اضطراری کوتاه مدت (برای مدت نیم تا یک ساعت)
- بارگذاری اضطراری بلند مدت (برای مدت چند هفته تا چند ماه)
- بارگذاری طراحی شده (بیشتر از بارگذاری عادی)
- بارگذاری عادی

برای هر کدام از بارگذاری ها، ماکزیمم درجه حرارت گرمترین نقطه مطابق استانداردهای

IEEE, IEC مطابق شکل ۱ پیشنهاد شده است.



شکل ۱- حدود درجه حرارت در شرایط مختلف بارگذاری ترانسفورماتور

مطابق با استانداردهای IEEE و IEC

پیوست ۳- مقایسه قابلیت اطمینان و کیفیت در ساختارهای مختلف سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی

خلاصه

در این بخش، پارامترهای اصلی طراحی و بهره برداری برای هفت ساختار اصلی سیستم توزیع معرفی شده در دنیا، به منظور مقایسه نحوه عملکرد هر یک، از نقطه نظر قابلیت اطمینان و کیفیت توان مورد بررسی قرار گرفتند. تجارب کارگاهی با محاسبات تئوریک که در مورد نرخ وقوع خاموشی و متوسط مدت خاموشی برای پیشگویی سطوح قابلیت اطمینان هر یک از انواع سیستم‌ها بکار می‌رود، همخوانی دارد. بدین ترتیب هر یک از سیستم‌ها می‌تواند از نظر قابلیت اطمینان و توانایی آنها برای تامین توان «پاک» رتبه‌بندی شوند. نتایج این تحقیق، می‌تواند مبنای مقایسه‌ای برای مهندسين توزیع ایجاد کند تا وقتی که می‌خواهند طراحی سیستم را برای سرویس دهی به انواع بار انتخاب نمایند از آن استفاده کنند.

مبانی

سیستم توزیع واسطه اصلی بین تأمین کننده و مشترکین محسوب می‌شود. ساختارهای مختلفی از سیستم توزیع وجود دارند که می‌توانند برای برقرسانی به مشترکین مورد استفاده قرار گیرند. قابلیت اطمینان و کیفیت توان الکتریکی قابل دسترسی از دیدگاه مشترکین، بطور عمده از نوع سیستم توزیع مورد استفاده اثر می‌پذیرد.

تغییر عمده در نوع بار مشترکین بخصوص در سالهای اخیر بطور قابل ملاحظه‌ای توقعات مشترکین را برای کیفیت بهتر و قابلیت اطمینان بیشتر توان دریافتی خود افزایش داده است. وقوع وقفه‌های موقتی، اغتشاشات ولتاژ یا اغوجاجات شکل موجی که ممکن بود چند سال پیش بدون اینکه کسی متوجه آنها شود می‌گذشتند، برای بارهای مدرن امروزی مانند کامپیوترهای اداری، صندوق‌های پول حسابهای نقدی، کامپیوترهای خانگی، سیستم‌های امنیتی و ضد سرقت، ساعت‌های دیجیتالی، تلویزیونها و VCRها نقش مخربی را ایفا نمایند.

مهندسين توزیع با مسئولیت نسبت‌اسنگینی روبرو هستند از این جهت که باید سیستم توزیعی طراحی یا انتخاب نمایند که نه تنها نیازهای مشترکین امروز را پاسخ دهند بلکه توانایی برآورد نمودن تقاضاهایی که در سالهای آینده مطرح می‌شوند را نیز داشته باشند.

در این بخش، اصلی ترین ساختارهای متداول برای، سیستم های توزیع از نقطه نظر توانایی آنها در تأمین قابلیت اطمینان و کیفیت توان با یکدیگر مقایسه می شوند این سیستم ها عبارتند از:

- ۱- سیستم شعاعی ساده (هوایی)؛
- ۲- سیستم اولیه Auto loop؛
- ۳- سیستم توزیع مسکونی زیرزمینی (URD)؛
- ۴- سیستم اولیه - انتخابی (Primary - selective)؛
- ۵- سیستم شبکه ثانویه - انتخابی (Secondary - Selective)؛
- ۶- سیستم شبکه غربالی؛
- ۷- سیستم شبکه نقطه ای؛

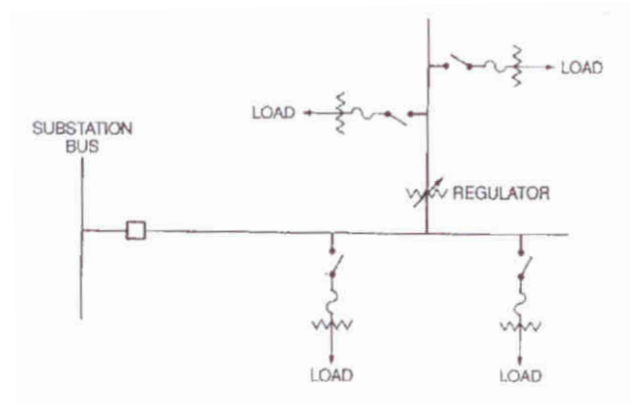
جنبه های طراحی و بهره برداری هر یک از هفت ساختار برای تعیین اینکه هر یک از این سیستم ها چگونه بر روی قابلیت اطمینان و کیفیت توان تأثیر می گذارند مورد بررسی قرار می گیرند. با وجود اینکه ملاحظات اقتصادی بی تردید به عنوان فاکتور بسیار مهمی در انتخاب یا طراحی سیستم های توزیع شناخته می شود، اما در این بخش فقط به ملاحظات فنی پرداخته شده است و بدیهی است که موازنه تمامی فاکتورهای فنی - اقتصادی در هنگام انتخاب سیستم توزیع مورد استفاده بر عهده مهندسین توزیع می باشد.

سیستم های توزیع انرژی الکتریکی

۱- سیستم شعاعی ساده

سیستم شعاعی ساده که در شکل (۱) نشان داده شده است احتمالاً شناخته شده ترین سیستم توزیع می باشد. نام این سیستم از این حقیقت که فیدرهای فرعی و خطوط منشعب شده از فیدر اصلی در تمام ناحیه مورد سرویس دهی گسترش یافته اند، گرفته شده است. سیستم های شعاعی در گذشته عموماً برای سرویس دهی به بارهای کوچک خانگی و تجاری در شرایطی که فیدر اولیه اصلی حداکثر بار ۳MVA را در ولتاژ ۴/۱۶Kv یا بار ۶MVA را در ولتاژ ۱۲/۸Kv حمل می کرد استفاده می شدند.

در این سیستم ها هزینه سرمایه گذاری اولیه کم و هزینه های سرویس و نگهداری نیز کم است به این دلیل که از هیچ تجهیز اتوماتیکی در آرایش سیستم استفاده نمی شود. در اثر هر خطا تعداد اندکی از مشترکین دچار خاموشی میشوند زیرا بیشتر خطاها توسط فیوز ابتدای شاخه ها پاک می شوند.



شکل (۱)

سیستم شعاعی ساده برای تغذیه بارهای متمرکز نظیر مراکز خرید یا ساختمانهای بلند مرتبه مناسب نیستند.

این سیستم در مقایسه با سایر سیستم‌های مذکور کمترین قابلیت اطمینان را دارد، زیرا فقط یک فیدر موجود است و خاموشی ناشی از هرگونه قطعی در فیدر اصلی یا هرگونه خرابی در ترانسفورماتور، مدت طولانی بطول خواهد انجامید.

وقتی که بریکر فیدر اصلی بخاطر جداسازی یک خطا تریپ نماید و یا در صورتیکه قطع برنامه‌ریزی شده برق برای توسعه سیستم، اضافه کردن یک مشترک جدید یا انجام سرویس دوره‌ای لازم گردد، سرویس دهی در کل ناحیه مورد نظر قطع می‌شود و تا وقتی که وصل مجدد از طریق کلید زنی دستی صورت نپذیرد، خاموشی ادامه دارد. معمولاً شرکتها از نقاط اتصال دستی به مدارهای دیگر برای حالت‌های اضطراری یا سرویس و نگهداری استفاده می‌کنند.

در این اتصالات لازم است که پرسنل بهره‌برداری بار را سوئیچ نمایند. فیدرهای خیلی طولانی گاهی با سکشنالایزر تجهیز می‌شوند این وسیله خطاهای موقتی را پاک می‌کند اما در مورد خطاهای ماندگار نتیجه آن، قطعی برای تمامی مشترکین قرار گرفته پس از این وسیله است.

بارهای بالا دست سکشنالایزر در مقابل قطعی‌های طولانی رخ داده در شبکه فرودست محافظت می‌شوند، اما ممکن است تا وقتی که بخش دچار خطا از سیستم جدا نشده است تحت تأثیر voltage dip قرار گیرند.

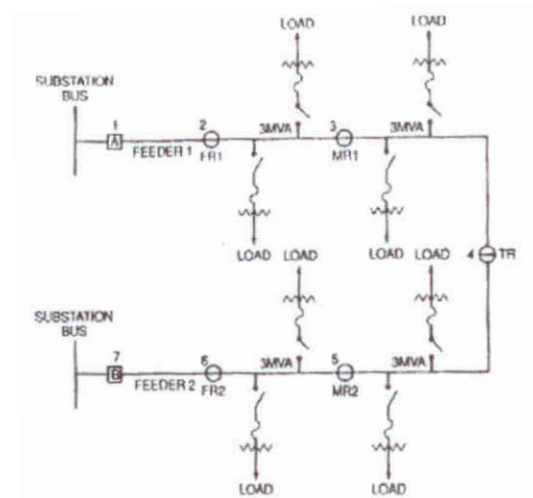
مشترکین تغذیه شونده از سیستم‌های شعاعی بسیاری از قطعی‌های موقت را تجربه نمی‌کنند، اما نسبت به مشترکین تغذیه شونده از سیستم‌های پیچیده‌تر در معرض تعداد بیشتری خطاهای ماندگار قرار دارند.

۲- سیستم‌های با اولیه Auto loop

سیستم‌های با اولیه Auto loop از سکشنالایزر و ریکلوزر برای کاهش مدت زمان قطعی و نتیجتاً افزایش قابلیت اطمینان و تداوم سرویس دهی استفاده می‌کنند. برای تغذیه بارهای کوچک مسکونی و تجاری در نواحی روستایی یا حومه شهرها، به مرور زمان که طول فیدرهای بلندتر می‌شوند سیستم‌های اولیه Auto loop بتدریج جایگزین سیستم‌های شعاعی ساده می‌شوند.

همچنانکه در شکل (۲) نشان داده شده است توان وارد شونده به حلقه می‌تواند از طریق هر یک از دو

فیدر اولیه وارد شود.



شکل (۲)

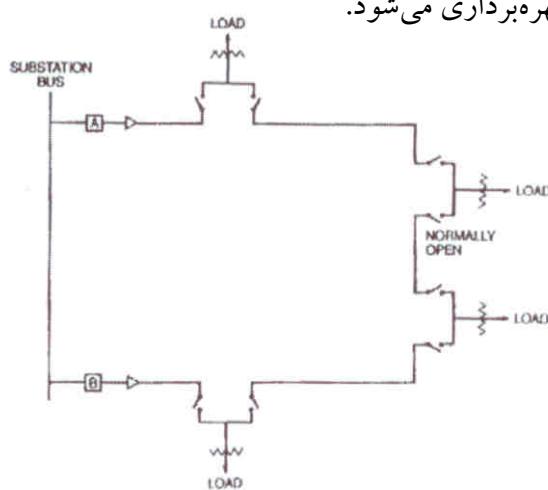
تغذیه مشترکین در هر زمان تنها از یک مسیر انجام می‌شود. این مسیر می‌تواند از هر یک از دو انتهای حلقه باشد که بستگی به حالت باز یا بسته بودن ریکلوزرها یا سکشنالایزرهای خط دارد. در حالت عادی بهره برداری، ریکلوزر TR باز است. در صورتی که خط تغذیه کننده این مسیر دچار خرابی شود، مسیر دوم با کلیدزنی اتوماتیک در دسترس قرار می‌گیرد.

در حالی که Auto loop قابلیت اطمینان سیستم را بهبود می‌بخشد، کیفیت توان را تا حدودی کاهش می‌دهد و این بخاطر وقوع تعداد بیشتر خروجیهای موقتی و کمبود ولتاژ یا (Voltage dip) می‌باشد. عمل کلیدزنی و Reclosing سیستم موجب ایجاد وقفه‌های کوتاه مدت برای تمامی مشترکین متصل به حلقه - حتی مشترکینی که خطا مستقیماً بر تغذیه آنها اثر نگذاشته باشد - می‌شود. بعلاوه مدار کنترلی پیچیده‌ای که بر چنین مدلی حاکم است ممکن است خود باعث شود که مشترکین بیشتر از تعدادی که واقعاً باید در اثر هر خطا بی‌برق شوند، دچار خاموشی گردند.

۳- سیستم توزیع مناطق مسکونی زیرزمینی (URD)

این سیستم برای سرویس دهی به تعداد زیاد مشترکین مسکونی طراحی شده است. سیستم URD بطور قابل ملاحظه‌ای زیبایی شهری را بهبود می‌بخشد زیرا خطوط هوایی با کابل جایگزین شده‌اند. هزینه این سیستم نسبت به سیستم شعاعی بیشتر است، اما استعداد وقوع خطاهای موقتی که اغلب در خطوط هوایی مشاهده می‌شود، بطور عمده‌ای کاهش می‌یابد.

قابلیت اطمینان در مقایسه با سیستم شعاعی بخاطر آرایش حلقوی فیدر اولیه که برای هر ترانسفورماتور دومسیر تغذیه را فراهم می‌کند (چنانکه در شکل (۳) دیده می‌شود)، بهبود یافته است. این حلقه در حالت عادی معمولاً بصورت باز بهره‌برداری می‌شود.



شکل (۳)

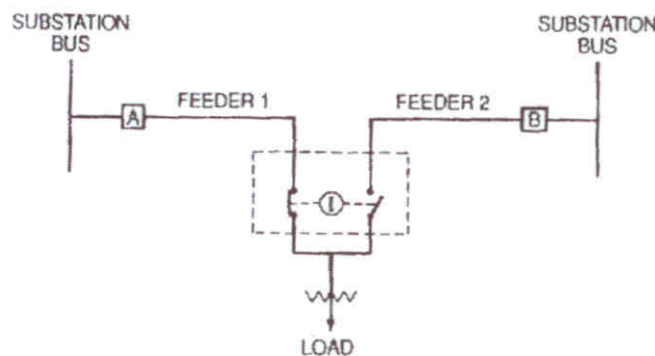
هر بخشی از حلقه اولیه می‌تواند بدون ایجاد وقفه از بقیه شبکه جدا شود. خاموشی‌هایی که بخاطر خطا در حلقه اولیه ایجاد می‌شود از نظر مدت زمان لازم برای تشخیص محل خطا و جداسازی آن و عملیات کلیدزنی برای بازآرایی شبکه بطور عمده‌ای کاهش داده شده‌اند.

کابل و تمامی ملحقات آن در هر نیم حلقه باید ظرفیت حمل کل بار حلقه را داشته باشد. از آنجائیکه خطاها در سیستم URD عموماً ماندگارند در این سیستم نیز همانند سیستم شعاعی، خاموشی‌ها طولانی‌اند. مدت زمان خاموشی بخاطر اینکه کلیدزنی دستی بوده و تشخیص محل و تعمیر خطاها زمان می‌برند، به طول می‌انجامد. بسیاری از شرکتهای برق از آشکار سازهای خطا در محل هر ترانسفورماتور استفاده می‌کنند تا بتوانند سریعاً بخش خراب شده کابل را تشخیص دهند. این موضوع زمان خاموشی را بطور قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌دهد.

۴- سیستم‌های اولیه انتخابی

این سیستم‌ها اغلب برای تغذیه بارهای متمرکز بزرگ در سطوح 300KVA و یا بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرند. بکارگیری این سیستم‌ها برای بارهای متمرکز کمتر از 300KVA اقتصادی نیست، زیرا قطع کننده‌های ولتاژ بالا با ترانسفورماتورهای جریان، ترانسفورماتورهای ولتاژ و مدار منطقی مورد نیاز هزینه برند.

دو فیدر فشار قوی اولیه به صورت نشان داده شده در شکل (۴) برای تغذیه مشترک مورد استفاده قرار می‌گیرند. این فیدرها می‌توانند بصورت خط هوایی یا کابل زیرزمینی باشند.



شکل (۴)

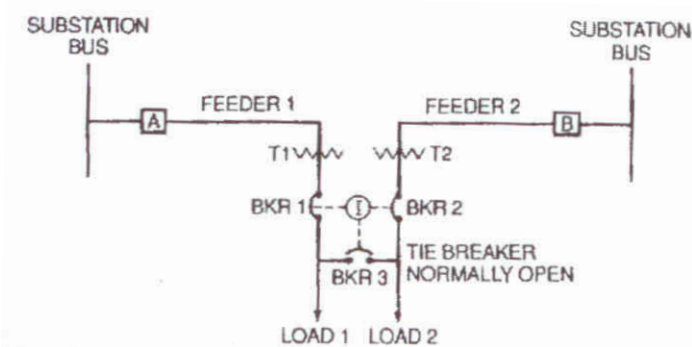
سوئیچ‌های اتوماتیک فشار قوی در سر ترانسفورماتور مربوط به مشترک قرار داده می‌شوند. در هنگام از دست رفتن یک فیدر، انتقال تغذیه بر روی فیدر دیگر بصورت اتوماتیک صورت می‌گیرد. بازآرایی شبکه بلافاصله انجام می‌شود، زیرا در اینجا نیز مانند شبکه حلقوی، نیازی به تعیین محل خطا قبل از کلید زنی نمی‌باشد.

یک مدار منطقی از انتقال تغذیه بر روی فیدر دوم در صورتی که قطعی بخاطر خطا در ترانسفورماتور یا در سیستم مشترکین بوجود آمده باشد، جلوگیری می‌کند.

قابلیت اطمینان سیستم بدلیل Redundancy فیدرهای اولیه، بالاست. با این حال در مدت زمان کوتاه انتقال، مشترک در معرض وقفه موقت قرار می‌گیرد.

۵- سیستم‌های ثانویه انتخابی

این سیستم‌ها عموماً در کارگاه‌ها و کارخانه‌های صنعتی مورد استفاده قرار می‌گیرند. سوئیچ انتقال فشار قوی که بر روی دو فیدر back up در سیستم‌های اولیه - انتخابی مورد استفاده قرار می‌گرفت در اینجا حذف می‌شود و بجای آن بر روی دو ترانسفورماتور back up در سیستم نصب می‌شود. بارهای مصرف‌کنندگان عموماً بین دو باس بار چنانچه در شکل (۵) نشان داده شده است تقسیم می‌شوند به این ترتیب هر دو ترانسفورماتور بطور پیوسته برقرار می‌باشند. بریکر انتهایی BKR₃ در باس بار انتهایی ثانویه بصورت نرمال باز است و با بریکرهای فیدرهای ثانویه BKR₁ یا BKR₂ اینترلاک دارد. فیدرهای اولیه می‌توانند خط هوایی یا کابل زیرزمینی باشند.



شکل (۵)

در هنگام از دست رفتن مثلاً فیدر ۱، بریکر BKR₁ باز می‌شود و بریکر انتهایی BKR₃ بسته می‌شود. این انتقال با یک وقفه موقت همراه است. پس از آن بار کامل مشترک از طریق فیدر ۲ تأمین می‌شود. بنابراین هر ترانسفورماتور و فیدر باید ظرفیت کافی برای تأمین بار کامل را داشته باشد.

قابلیت اطمینان در این سیستم نسبت به سیستم اولیه - انتخابی بخاطر Redundancy اضافی ترانسفورماتور بهبود می‌یابد و این بخاطر آنست که احتمال خاموشی طولانی مدتی که در اثر خطای ترانسفورماتور ایجاد می‌شود را، از بین می‌برد.

انتقال در صورت قطع ولتاژ در روی هر فیدر، بطور اتوماتیک انجام می‌شود. به همین دلیل باید توسط شرکت توزیع برق هماهنگی لازم برای موارد انتقال برنامه‌ریزی شده بار نیز صورت پذیرد. ممکن است شرکت توزیع برق بخواهد که هر یک از فیدرها برای سرویس یا تعمیرات برنامه‌ریزی شده یا برای توسعه سیستم یا خط بی‌برق شوند در این صورت لازم نیست که مشترکین قطعی موقتی را تجربه کنند، زیرا موازی سازی در بخش فشار ضعیف ترانسفورماتورها مجاز می‌باشد.

بنابراین مشترکینی که توسط سیستم ثانویه - انتخابی تغذیه می شوند تعداد کمتری خطای موقتی را در مقایسه با مشترکین تغذیه شونده از سیستم اولیه - انتخابی تجربه می کنند.

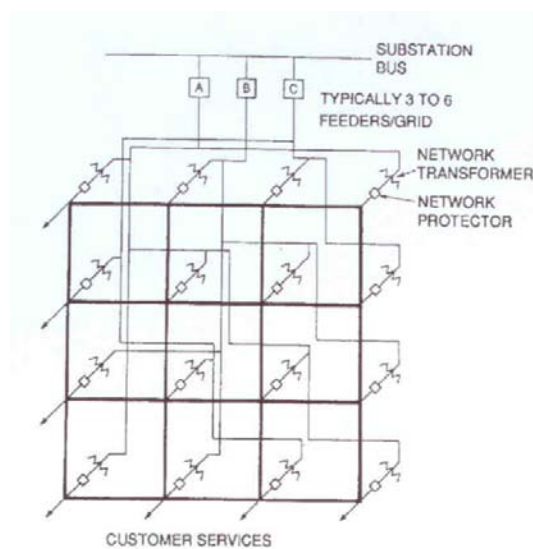
۶- ساختار شبکه‌ای یا غربالی

این سیستم‌ها به منظور ایجاد ماکزیمم قابلیت اطمینان (تداوم سرویس دهی) و انعطاف پذیری در بهره برداری طراحی شده‌اند. این سیستم‌ها اقتصادی ترین و مؤثرترین روش برای تغذیه مراکز پرتراکم بار (مناطق با چگالی بار بالا) در بخشهای مرکزی شهر که بارهای بزرگ و کوچک بصورت مختلط وجود دارند می باشد.

شبکه غربالی، همچنانکه در شکل (۶) دیده می شود در هر لحظه با همزمان چند فیدر تغذیه می شوند. در سیستم‌های سنتی قبلی، فقط دو فیدر مورد استفاده قرار می گرفتند که فلوی توان مورد نیاز مشترک در هر زمان فقط از طریق یکی از این دو فیدر تأمین می گردید (فقط یک فیدر وصل بود). استفاده از چند فیدر که بصورت موازی بهره‌برداری می شوند، باعث افزایش قابل ملاحظه قابلیت اطمینان نسبت به سیستم‌های سنتی قبلی می شود.

در شکل (۶)، برای سادگی در نمایش فقط سه فیدر نشان داده شده‌اند. معمولاً یک شبکه غربالی ۶ یا بیش از ۶ فیدر دارد. شهر نیویورک شبکه غربالی با ۲۴ فیدر دارد.

در شبکه غربالی هرگز بخاطر قطع فیدر برای سرویس یا تعمیرات دوره‌ای یا توسعه شبکه، مشترک دچار وقفه نمی شود. تعمیرات و سرویس برنامه‌ریزی شده و همچنین عملیات توسعه سیستم می تواند در طی ساعات کار عادی سیستم بدون اینکه خاموشی برای مشترکین ایجاد شود انجام پذیرد.



شکل (۶)

حتی فیدر دچار خطا شده نیز می تواند بدون اینکه وقفه ای برای مشترک ایجاد شود از شبکه (توسط سیستم حفاظتی) جدا شود. یعنی سیستم حفاظتی بطور اتوماتیک فیدر دچار خطا شده را از شبکه غربالی جدا می کند.

تنظیم ولتاژ نیز در این حالت بهبود می یابد، زیرا فلوی توان به سمت مشترک از طریق چندین ترانسفورماتور که با یکدیگر و بصورت موازی کار می کنند انجام می پذیرد. شبکه غربالی تغییرات ناگهانی بار واغتشاشات ناشی از راه اندازی موتورهای بزرگ را بدون کمبود ولتاژ (یا فلش) تحمل می کند.

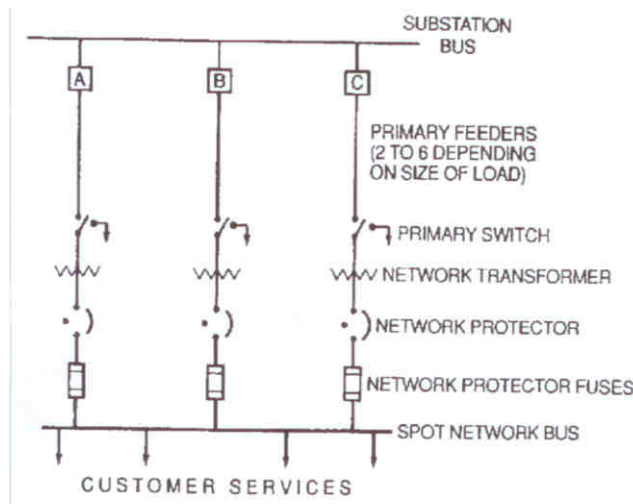
یکی دیگر از مزایای ساختار شبکه ای گسترده آن است که در بخش اصلی و ابتدایی فیدرهای ثانویه نیز چندین مسیر برای فلوی توان به سمت بار مشترک فراهم می آورد. حتی وقتی که خطا در Secondary Mains رخ می دهد مشترکین معمولاً خطا را احساس نمی کنند. فیوزهای محدود کننده اغلب در نقطه انتهایی شبکه غربالی برای ایزوله کردن کابل های ثانویه دچار خطا شده مورد استفاده قرار می گیرند.

تمامی این حالت های مختلف شبکه غربالی، منجر به ایجاد قابلیت اطمینان بالا و کیفیت توان خوب می شوند خروج های موقتی یا بلند مدت که بخاطر مشکلات سیستم توزیع بوجود آمده باشند معمولاً در چنین آرایشی دیده نمی شوند.

۷- سیستم شبکه نقطه ای

شبکه های نقطه ای اساساً همان مزایای شبکه های غربالی را دارا می باشند به این صورت که هم ماکزیمم قابلیت اطمینان و هم انعطاف پذیری در بهره برداری را فراهم می آورند. شبکه های نقطه ای برای تغذیه بارهای متمرکز بزرگ استفاده می شوند. برج های تجاری - اداری، مراکز خرید بزرگ، بیمارستانها، فرودگاهها، تأسیسات مراکز بزرگ کامپیوتری و مراکز بزرگ مخابراتی اغلب با استفاده از شبکه های نقطه ای تغذیه می شوند.

یک شبکه نقطه ای معمولاً از دو یا سه فیدر که هر کدام، یک ترانسفورماتور مجزا را چنانچه در شکل (۷) دیده می شود تغذیه می کنند تشکیل شده است. یک شبکه نقطه ای بزرگ بین ۱۷ تا ۲۵ مگا ولت آمپری، معمولاً ۶ فیدر دارد. در سمت ثانویه، ترانسفورماتورها از طریق سیستم های حفاظتی مجزا به باس بارهای شبکه وصل می شوند و بارهای مشترکین به این باس بارها متصل می گردند.



شکل (۷)

باس بار شبکه نقطه‌ای، بخاطر بهره‌برداری موازی از تمامی واحدهایش بطور پیوسته برقرار است. جداسازی اتوماتیک فیدر دچار خطا شده بوسیله رله‌های توان معکوس حساس در شبکه حفاظتی انجام می‌شود. این کلیدزنی بدون ایجاد وقفه‌ای در سرویس دهی به مشترکین انجام می‌شود. محدودسازهای کابلی در هر یک از دو سر کابل‌های سرویس نصب شده‌اند. در حالتی که خطایی روی کابل‌های ثانویه ایجاد شود کابل دچار خطا شده با بهره‌گیری از این محدودکننده‌ها بدون ایجاد وقفه‌ای برای مشترکین از سیستم جدا می‌شود. یک شبکه نقطه‌ای، به خاطر تعدد فیدرها و ترانسفورماتور بسیار قابل اطمینان است و وقفه‌های کوتاه‌مدت یا طولانی مدت برای آن بسیار به ندرت اتفاق می‌افتد.

شرایط آنالیز

جنبه‌های طراحی و بهره‌برداری از ۷ ساختار از کاربردی‌ترین ساختارهای سیستم توزیع شرح داده شدند. حال، قابلیت اطمینان و کیفیت توان را در هر یک از این ساختارها با یکدیگر مقایسه می‌کنیم. داده‌های پشتیبان که از نتایج تجربی کارگاهی و مشاهدات برداشت شده‌اند به منظور تصدیق مقایسه‌های انجام شده ارائه گردیده‌اند.

فاکتورهای زیر برای مقایسه قابلیت اطمینان سیستم‌ها در نظر گرفته خواهند شد:

تعداد خروجی در سال (که بیش از ۵ دقیقه طول کشیده باشند)

متوسط مدت خروج برای هر خروج

تعداد وقفه‌های کوتاه مدت در سال (کمتر از ۵ دقیقه)

به علاوه فاکتورهای زیر برای مقایسه کیفیت توان سیستم‌ها به کار خواهند رفت:

تنظیم ولتاژ

اغتشاشات ولتاژ

اعوجاجات شکل موج

قابلیت اطمینان

روش سنتی برای اندازه‌گیری قابلیت اطمینان، مقایسه نرخ وقوع و مدت تداوم خروجی‌های بلند مدت است. اغلب شرکت‌ها گزارش خروجی‌های بالاتر از ۵ دقیقه را نگهداری و از آن استفاده می‌کنند. به صورت تاریخی وقفه‌های کوتاه مدت به عنوان مسأله مهمی تلقی نمی‌شوند و بنابراین در محاسبات قابلیت اطمینان در نظر گرفته نمی‌شوند. با این حال حساسیت روز افزون تجهیزات الکترونیکی باعث شده است که وقفه‌های کوتاه مدت غیر قابل صرف نظر گردند و در آنالیز قابلیت اطمینان هر سیستم هم اینک باید هم وقفه‌های بلندمدت و هم کوتاه‌مدت در نظر گرفته شوند.

نرخ خروجی‌ها (یا فرکانس خطا) یا وقفه‌های کوتاه‌مدت تابعی از نرخ خطای تجهیزات و همچنین وابسته به نحوه طراحی سیستم می‌باشد. در یک سیستم شعاعی ساده که فقط یک مسیر برای فلوی توان از پست فوق توزیع به تجهیزات مشترک وجود دارد، فرکانس خروج برابر است با مجموع نرخ خطای تجهیزات در این مسیر.

در مورد سیستم‌های پیشرفته‌تر که بیش از یک مسیر برای فلوی توان (به خاطر استفاده موازی از المان‌ها) وجود دارد فرکانس خطا تابع پیچیده‌تری از نرخ خطای تک تک المان‌هاست.

مدت زمان وقفه سیستم بعد از هر خطا بستگی به این دارد که با چه سرعتی المان دچار خطا شده بتواند تعمیر یا تعویض گردد.. می‌توان نشان داد که در سیستم‌های اولیه - انتخابی - ثانویه - انتخابی قابلیت اطمینان ۵ تا ۱۰ مرتبه نسبت به سیستم‌های شعاعی ساده بهبود می‌یابد. این در حالی است که وقتی از سیستم‌های توزیع شبکه‌ای (غربالی) استفاده می‌شود یک بهبود غیر منتظره تقریباً در حدود هزار مرتبه حاصل می‌گردد.

داده‌هایی که شرکت ادیسون از شهر نیویورک در آورده‌اند و در جدول (۱) نشان داده شده است نتایج فوق را تصدیق می‌کنند. این داده‌ها تعداد نسبی وقفه‌های کوتاه‌مدت، بلند مدت (بیش از ۵ دقیقه) و

متوسط مدت خروج که یک مشترک نمونه می‌تواند در هنگامی که از هر یک از انواع این سیستم‌ها تغذیه می‌شود انتظار داشته باشد را نشان دهد.

جدول ۱- مقایسه قابلیت اطمینان

		Simple Radial	Primary Auto Loop	URD	Primary Selective	Secondary Selective	Grid Network	Spot Network
A	Number of outages per year	.3 to 1.3	.4 to .7	.4 to .7	.1 to .5	.1 to .5	.005 to .020	.02 to .10
B	Average duration of outage	90	65	60	180	180	135	180
C	Number of momentary interruptions per year	5 to 10	10 to 15	4 to 8	4 to 8	2 to 4	0	0 to 1

از جدول شماره (۱) دیده می‌شود که مقادیر واقعی بهبود قابلیت اطمینان همچنانکه از سیستم شعاعی ساده به سمت سیستم‌های پیچیده‌تر حرکت می‌کنیم ممکن است مشابه نتایجی که از محاسبه تئوریک به دست آورده‌ایم نباشد. دلیل این موضوع، آن است که در محاسبات تئوریک فرض بر این است که مسیرهای دیگر کاملاً از هم جدا و مستقل از هم می‌باشند در صورتی که در عمل، خطای یک المان ممکن است آسیب مهم المان‌های مجاور را به دنبال داشته باشد. برای مثال وقوع یک آتش سوزی در یک کانال کابل می‌تواند هم موجب وقوع خطا و خرابی فیدرهای اصلی و هم فیدرهای مسیر انتخاب شونده در یک سیستم اولیه - انتخابی گردد.

با این حال داده‌ها نیز این حقیقت را که سیستم‌های شبکه‌ای در مقایسه با سایر انواع سیستم‌ها بهبود بسیار قابل ملاحظه‌ای در قابلیت اطمینان ایجاد می‌کنند، تایید می‌نمایند.

کیفیت توان

کیفیت توان می‌تواند به طور ساده به صورت زیر تعریف شود:

میزانی که سیستم تغذیه نیازمندی‌های مشترک را تأمین می‌نماید.

مشترکین مختلف نیازمندی‌های متفاوتی دارند. نتیجتاً سیستم توزیعی که کیفیت توان عالی را از دیدگاه یک مشترک تحویل می‌دهد ممکن است از نظر مشترک دیگری کفایت لازم را نداشته باشد، همچنین

نیازهای مشترکین با گذشت زمان تغییر می کند. سیستم توزیعی که امروز کیفیت توان بالایی دارد ممکن است انتظارات فردا را برآورده ننماید.

مهندس طراح باید سیستمی را طراحی و انتخاب نماید که همانطور که نیازهای امروز مشترک مورد نظر را تأمین می کند برای آینده و تأمین نیازهای آتی او نیز مناسب باشد.

کیفیت توان مورد انتظار مردم، علاوه بر المانهای قابلیت اطمینان، فاکتورهای تنظیم ولتاژ، اغتشاشات ولتاژ و اعوجاج شکل موج را نیز در بر می گیرد.

هم اینک مقایسه بین سیستمها با در نظر گرفتن توانایی آنها برای تحویل توان پاک با تأمین این پارامترها را بیان می داریم.

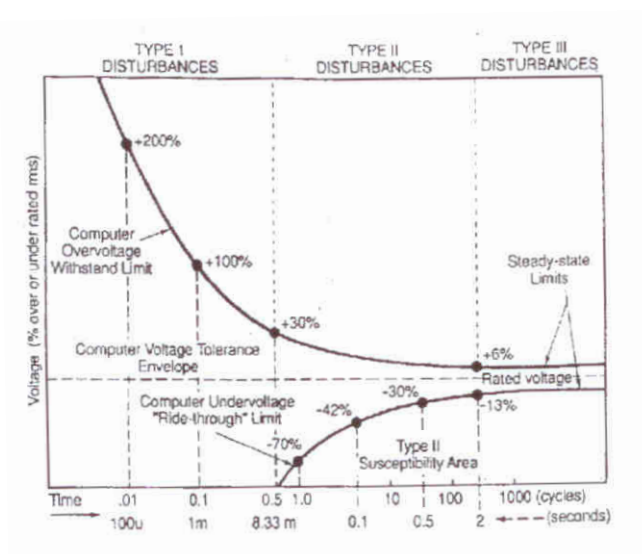
اهمیت این فاکتورها در نمودار تلورانس ولتاژ کامپیوتر در شکل (۸) دیده می شود. همچنان که پیداست این نمودار پروفیل مورد انتظار ولتاژ را برای کارکرد مناسب تجهیزات کامپیوتری نشان می دهد.

تغییرات ولتاژ در بالای این Envelope می تواند منجر به آسیب دیدن سخت افزار شود در حالی که تغییرات در زیر این Envelope می تواند باعث بد کار کردن دستگاه یا از دست رفتن اطلاعات ذخیره شده گردد.

در Envelope تلورانس ولتاژ کامپیوتر، اغتشاش توان به سه دسته تقسیم شده است:

اغتشاشات نوع اول، اغتشاشات زیر گذرای ولتاژاند که به فرم Spikeهای گذرا یا شکاف ظاهر

می شوند.



شکل (۸)

اغتشاشات نوع دوم، اغتشاشاتی با مدت تداوم ۱۶ میلی ثانیه تا ۲ ثانیه بوده و شامل کمبود ولتاژ یا قطعی‌های موقت می‌باشند.

اغتشاشات نوع سوم، اغتشاشات توانی هستند که بیش از ۲ ثانیه طول می‌کشد و شامل تنظیم ولتاژ ضعیف و قطعی‌های کوتاه مدت و بلند مدت هستند.

۱- تنظیم ولتاژ

استاندارد ANSI C۸۴۰۱ دو حد پایدار برای تنظیم ولتاژ بیان نموده است:

• حدود A: (۱۰٪- ، ۴٪+)

• حدود B: (۱۳٪- ، ۶٪+)

حدود B برای بیشتر دستگاه‌های حساس الکترونیکی قابل قبول است و در حقیقت حدود Envelope تلورانس ولتاژ کامپیوتر برای اغتشاشات نوع ۳ است.

تمامی سیستم‌های توزیع مورد نظر باید قادر باشند که نیازمندی‌های تنظیم ولتاژ را تأمین نمایند. سیستم‌های اولیه انتخابی و ثانویه - انتخابی و شبکه نقطه‌ای با ترانسفورماتورهای کاهنده قرار داده شده در نزدیکی بار، تنظیم ولتاژ خیلی خوبی را تأمین می‌کنند. شبکه‌های غربالی با کابل‌های چندگانه ثانویه، حتی از آنها هم بهترند. جبران برای افت ولتاژ ممکن است برای سیستم‌های شعاعی یا Auto loop‌های اولیه که فیدرهای اولیه معمولاً طولانی‌اند لازم باشد.

۲- اغتشاشات ولتاژ

در مقاله‌ای توسط T.S key، ۱۰۰ خطای سیستم کامپیوتری با استفاده از اطلاعاتی که در سال ۱۹۷۶ از سایت‌های به خصوصی در ویرجینیای شمالی جمع‌آوری شده‌اند، بررسی گردیده است. این مطالعات نشان می‌دهند که بیش از نصف این خطاها به خاطر مسائل مربوط به شرایط بد جوی ایجاد شده‌اند. صاعقه (اغتشاش نوع ۱) علت اصلی اضافه ولتاژهای گذرا بود. اتصال بین دو هادی در فازهای مختلف در طی طوفان‌های شدید موجب کمبود ولتاژ گردیده بود (اغتشاش نوع ۲).

به طور مشابه، اتصال یک فاز به زمین موجب Spike ولتاژ یا کمبود ولتاژ گردیده بود. به طور روشن، تمامی اغتشاشات بررسی شده فوق، از سیستم‌های توزیع هوایی ناشی شده بودند. سیستم‌های کابلی حفاظت بهتری در برابر مشکلات مربوط به شرایط جوی دارند اگر چه تشخیص داده شده است که Surg در نقاط حفاظت نشده تبدیل شبکه هوایی به زیرزمینی می‌تواند وارد سیستم‌های زیرزمینی نیز

بشود. کلید زنی بارهای بزرگ و راه‌اندازی موتورها موجب کمبود ولتاژ می‌شود. کلیدزنی خازن‌ها توسط شرکت‌ها نیز موجب ایجاد Spik گذرا می‌شود. استعداد انواع مختلف شبکه‌های توزیع برای اغتشاشات ولتاژ در محدوده وسیعی متغیر است. مشترکین در سیستم شعاعی، Auto loop، URD، اولیه - انتخابی و یا ثانویه - انتخابی، مقادیر بالای اغتشاشات ولتاژ را که در اثر کلیدزنی بارهای بزرگ یا راه‌اندازی موتوری ایجاد می‌شود، تجربه می‌کنند. شدت اغتشاش ولتاژی که توسط مشترکین شبکه نقطه‌ای دیده می‌شود تابعی است از تعداد ترانسفورماتورها. هر چقدر تعداد ترانسفورماتورها بیشتر باشد ولتاژ در جریان کلیدزنی‌ها کمتر دچار پدیده کمبود ولتاژ می‌شود.

جدول (۲)

RECORDED CAUSES OF 100 POWER-RELATED COMPUTER FAILURES, NORTHERN VIRGINIA 1976

Recorded Causes	Disturbances		Computer Failures
	Sags	Outages	
Weather (Wind Lightning)	37	14	51
Utility Equipment Failure	8	0	8
Construction or Traffic Accident	8	2	10
Animals	5	1	6
Tree Limbs	1	1	2
Unknowns	21	2	23
	80%	20%	100%

شبکه‌های غربالی نیز رفتاری مشابه شبکه‌های نقطه‌ای در برابر گذراهای کلید زنی دارند. با این حال، با توجه به اینکه این سیستم‌ها تعداد بیشتری مشترک را تغذیه می‌کنند، لذا در اثر هر گذرا تعداد بیشتری مشترک در معرض اغتشاش قرار می‌گیرند.

یعنی اگر چه (اندازه این گذراها در این سیستم‌ها به طور قابل ملاحظه‌ای کمتر است اما اغتشاش در محدوده بزرگتری منتشر می‌شود).

جدول (۳) از مطالعات T.S key، اغتشاشات تصادفی ولتاژ را به هر یک از انواع سیستم‌های توزیع (غربالی) مربوط می‌کند. در این مقاله اظهار می‌شود که تعداد اغتشاشات ولتاژ در یک سیستم شبکه‌ای زیرزمینی نسبت به بقیه سیستم‌ها کمترین است. سایر سیستم‌های زیرزمینی مقام دوم و سیستم‌های هوایی مقام سوم یا آخر را دارند.

جدول (۳)

PREDICTING POWER-RELATED COMPUTER FAILURES BY POWER DISTRIBUTION SYSTEM CONFIGURATION

II. U.S. Navy Monitoring at Washington, D.C. Area (10 Sites) Norfolk, Virginia Naval Base and Charleston, S.C. Naval Base				
Power Distribution System Configuration	Type of Disturbance Causing Failures		Recorded Computer Failures Per Year	
	Segs**	Outages**	Range	Avg **
(Months/Sites Monitored)				
Overhead Radial (53/5)	12	6	10-30	18
Overhead "Spot" (35/3)	22	1	20-46	23
Combined Overhead (88/8)	16	4	10-46	20
Underground Radial (30/2)	6	4	6-12	10
Underground Network (39/2)	5	0	5	5
Combined Underground (69/4)	5	2	5-12	7
Total Combined (157/12)	11	3	5-48	14

**The average is weighted based on months monitored

۳- اعوجاجات شکل موج

اعوجاج شکل موج ولتاژ یا انحراف این شکل موج از شکل سینوسی خود، نتیجه وجود هارمونیک‌هایی است که با مؤلفه اصلی همراهند. هارمونیک‌های مرتبه‌های بالاتر (۱۵ام، ۱۷ام، ۱۱ام و Bام) پتانسیل زیادی برای ایجاد رزونانس در شبکه‌های حاوی بانک خازنی داشته و یک منبع تولید نویز برای مدارهای مخابراتی محسوب می‌شوند.

هارمونیک سوم متداول‌ترین هارمونیک موجود است و معمولاً دامنه بالای آن علت اصلی اعوجاج شکل موج می‌باشد.

هارمونیک‌ها معمولاً توسط اجزای سیستم توزیع ایجاد نمی‌شوند، بلکه ابتدا در شکل موج جریانی که توسط بارهای غیرخطی مشترکین نظیر تجهیزات کلیدزنی استاتیکی، U.P.S، یاکسوکننده‌ها، کوره‌های قوس الکتریکی و سیستم‌های روشنایی با بازده بالا کشیده می‌شود، به وجود می‌آیند.

جریان‌های هارمونیک در سیستم توزیع جاری شده و هارمونیک روی مؤلفه اصلی ولتاژ را ایجاد کرده یا تقویت می‌کنند. سیستم‌های توزیع ممکن است هارمونیک را از یک مشترک به مشترک دیگر منتقل نمایند.

اتصال مثلث- ستاره ترانسفورماتورها یک فیلتر طبیعی عالی است، زیرا اجازه نمی‌دهد که هارمونیک سوم جریان از سیم پیچ مثلث عبور نماید. همچنین مدارهایی که از فیدرهای زیرزمینی تشکیل شده‌اند به خاطر ظرفیت بزرگتر خازن شنت کابل‌ها (نسبت به خط هوایی) به میرایی اندازه شکل موج‌های هارمونیک کمک می‌کنند.

در شبکه‌های شعاعی هوایی اغلب کشورها از ترانسفورماتورهای ستاره - ستاره استفاده می‌کنند. در این صورت، این شبکه‌ها، کمترین اثر را در از بین بردن انتشار هارمونیک خواهند داشت.

در سیستم‌های اولیه - انتخابی و ثانویه - انتخابی ممکن است از کابل زیرزمینی به عنوان فیدرهای اولیه استفاده شود. با این حال نوع اتصال ترانسفورماتوری که اغلب استفاده می‌شود، ستاره - ستاره زمین شده (به خاطر حفاظت بیشتر در برابر فرو رزونانس) می‌باشد. در این صورت، سیستم‌های اولیه یا ثانویه انتخابی، حفاظت محدودی را در برابر انتشار هارمونیک‌ها ایجاد می‌کنند.

سیستم‌های شبکه نقطه‌ای بهترین انتخاب برای جلوگیری از فلوی هارمونیک‌اند، زیرا در آنها از فیدرهای کابلی زیرزمینی و ترانسفورماتورهای ستاره - مثلث استفاده می‌شود.

شبکه‌های غربالی نیز از انتشار هارمونیک تأسیسات مشترک به فیدرهای اولیه به همان نسبت سیستم‌های شبکه نقطه‌ای جلوگیری می‌کنند. با این حال، هارمونیک‌ها همچنان می‌توانند از طریق شبکه غربالی ثانویه از یک مشترک به مشترک دیگری منتقل شوند.

سیستم‌های مختلف توزیع، براساس توانایی‌شان در جلوگیری از انتشار هارمونیک‌ها به صورت زیر گروه‌بندی می‌شوند:

۱. شبکه نقطه‌ای
۲. شبکه غربالی
۳. اولیه انتخابی
۴. ثانویه انتخابی
۵. URD
۶. شعاعی هوایی
۷. Auto loop هوایی

نتیجه‌گیری

۱- با افزایش استفاده از تجهیزات الکترونیکی، تقاضای جدیدی به شرکت‌های برق تحمیل شده است و تأمین توان با قابلیت اطمینان بالاتر و کیفیت بهتر مورد انتظار مشترکین می‌باشد. انواع مختلف سیستم‌های توزیع درجات متفاوتی از قابلیت اطمینان و کیفیت توان را تأمین می‌کنند. قبل از انتخاب یک سیستم توزیع باید به دقت ارزیابی کرده و تعیین نمود که آیا این سیستم توانایی تأمین درجه مورد نظر و مطلوب قابلیت اطمینان و کیفیت توان را دارد یا خیر؟

۲- انواع مختلف سیستم‌های توزیع براساس قابلیت اطمینان و تداوم سرویس دهی با احتساب هر دو

نوع خروج موقتی و طولانی مدت، به صورت زیر درجه‌بندی می‌شوند:

۱. شبکه غربالی
۲. شبکه نقطه‌ای
۳. اولیه - انتخابی
۴. ثانویه - انتخابی
۵. اولیه Auto loop
۶. URD
۷. شعاعی

قابلیت اطمینان یک سیستم توزیع شبکه غربالی که خوب برنامه‌ریزی و طراحی شده باشد چند صد برابر بهتر از سیستم‌های اولیه - انتخابی یا ثانویه - انتخابی است.

۳- سیستم‌های توزیعی که امیدانس معادل پایینی دارند چه از طریق بهره‌برداری از چند مسیر موازی که اجزای هر مسیر از امیدانس‌های بالایی برخوردارند مانند ترانسفورماتور و کابل‌های ثانویه یا با نزدیک قرار دادن بارها به ترانسفورماتورها، بهترین توانایی را برای ایجاد تنظیم ولتاژ خوب دارا می‌باشند.

سیستم‌های توزیع مختلف می‌تواند از نقطه نظر تنظیم ولتاژ به صورت زیر درجه‌بندی شوند:

۱. شبکه غربالی
۲. شبکه نقطه‌ای
۳. اولیه - انتخابی
۴. ثانویه - انتخابی
۵. اولیه Auto loop
۶. URD
۷. شعاعی

سیستم‌های غربالی با چندین ترانسفورماتور کاهنده و چند کابل ثانویه در هر فاز بالاترین درجه تنظیم ولتاژ را ایجاد می‌کند. استفاده از تجهیزات جبران کننده مانند خازن‌ها و تنظیم کننده‌های

(رگولاتورهای) سلفی ممکن است در سیستم‌های شعاعی با فیدرهای طولانی برای دسترسی به تنظیم ولتاژ مطلوب لازم گردند.

۴- تجهیزات الکترونیکی بسیار به اغتشاشات ولتاژ تغذیه کننده حساسند و بنابراین برای عملکرد موفقیت آمیز آنها نیاز به تغذیه با کیفیت توان بالا می‌باشد. بنابراین مینیمم کردن اغتشاشات ولتاژ بسیار اهمیت دارد. بسیاری از اغتشاشات ولتاژ در اثر بدی شرایط جوی ایجاد می‌شوند و بنابراین سیستم‌های توزیع زیرزمینی امنیت بیشتری در برابر این نوع اغتشاشات دارند. کلیدزنی بارهای بزرگ نیز می‌تواند باعث اغتشاشات ولتاژ گردد که این مسأله در شبکه غربالی به خاطر اینرسی بالا و مسیرهای موازی فلوی توان مینیمم می‌گردد.

سیستم‌های توزیع براساس توانایی شان در تأمین توان براساس Envelope تلورانس ولتاژ کامپیوتر به صورت زیر رتبه‌بندی می‌شوند:

۱. سیستم‌های شبکه‌ای زیرزمینی (شامل شبکه غربالی و نقطه‌ای)

۲. سایر سیستم‌های زیرزمینی (شامل اولیه - انتخابی و ثانویه - انتخابی و URD)

۳. سیستم‌های توزیع هوایی (شامل شعاعی و Auto loop)

۵- اعوجاجات شکل موج جریان و ولتاژ معمولاً در اثر بارهای غیرخطی مشترکین مانند کلیدهای استاتیکی یکسوکننده‌های کنترل شونده، راه‌اندازی‌های فرکانس متغیر و سیستم‌های روشنایی با بازده بالا ایجاد می‌شوند.

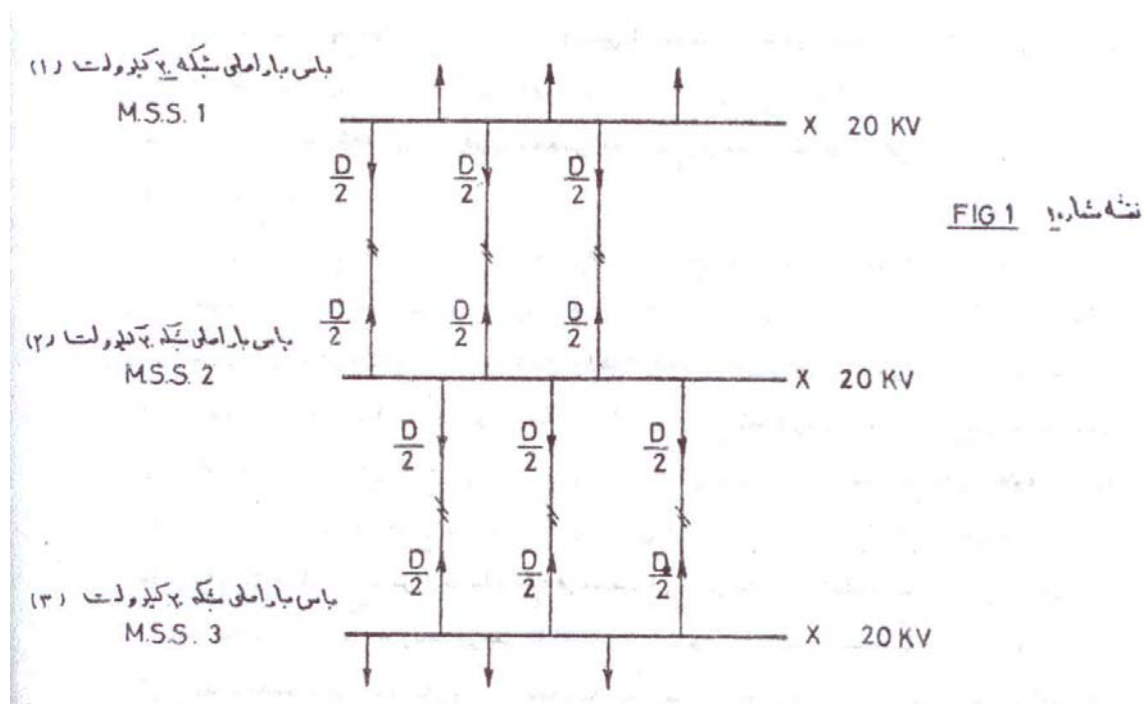
متداول‌ترین هارمونیک که ایجاد می‌شود هارمونیک سوم است. ترانسفورماتورهای ستاره - مثلث در محدود سازی انتشار هارمونیک سوم مؤثرند، زیرا اجازه نمی‌دهند که فلوی هارمونیک سوم از سیم‌پیچ مثلث عبور نماید. سیستم‌های توزیعی که از ترانسفورماتورهای مثلث - ستاره استفاده می‌کنند برای حذف اثرات هارمونیک سوم بهتر و مناسب‌ترند. همچنین سیستم‌های توزیع زیرزمینی امکان تضعیف بیشتری را برای این هارمونیک‌ها فراهم می‌آورند.

پیوست ۴- فلسفه سیستم ۲۰ کیلوولت تدوین شده توسط LEB

بررسی امکان ایجاد شبکه رینگ باز در سطح ولتاژ فشارمتوسط، در شبکه توزیع تهران، یکبار در سال ۱۳۵۷ توسط گروه مهندسين مشاور LEB لندن انجام شده است. این گروه مهندسين مشاور با بررسی وضعیت موجود شبکه تهران و با الگوبرداری از طرح‌های اجرا شده در لندن، آلترناتیوهای مختلف برای ارتباطات بین فیدرهای فشارمتوسط مختلف جهت برقراری مسیر دوم تغذیه را مورد بررسی قرار داده‌اند

همانگونه که قبلاً بیان شد، سیستم موجود اساساً یک سری ارتباطات ۲۰ کیلوولتی فیما بین پست‌های ۶۳/۲۰ کیلوولتی است. روال عادی چنین است که نیرو از یک جهت تأمین و جاری شود و بر روی کابل نیز با حداکثر میزان مجاز ظرفیت خود بار گذارده شود. از لحاظ بارگذاری امر فوق به معنی بارگذاری نصف به نصف از هر یک از دو انتهای فیدر می‌باشد.

اگر ظرفیت هر کابل را D^{MVA} فرض کنیم و میزان بار مجاز بر روی هر قسمت باس بار ۲۰ کیلوولت در شرایط بهره‌برداری عادی $3D$ باشد که در آن $D=7/5 MVA$ است، آن گاه براساس شکل شماره (۱) فوراً ملاحظه خواهد شد که با رعایت ضرورت برقراری درجه اطمینان در صورت بروز یک اتصال برای هر یک از کابل‌های ۲۰ کیلوولتی، حداکثر بار مجاز بر روی هر یک از فیدرهای خروجی نباید از ۵۰ درصد ظرفیت کابل بیشتر باشد و به علاوه به جهت برقراری موازنه فیما بین بار فیدرهای خروجی و حداکثر بار شرایط عادی یک قسمت باس بار ۲۰ کیلوولت ضرورت دارد که هر قسمت از باس بار ۲۰ کیلوولت ۶ فیدر خروجی داشته باشد. در این مورد به فوریت باید اذعان نمود که در چنین ترتیبی درجه بهره‌وری از ظرفیت مفید کابل ۲۰ کیلوولت بسیار پایین بوده که در نتیجه آن میزان سرمایه‌گذاری برای شبکه کابل ۲۰ کیلوولت و تجهیزات وابسته بدان بیهوده بالا خواهد رفت.



شکل (۱)

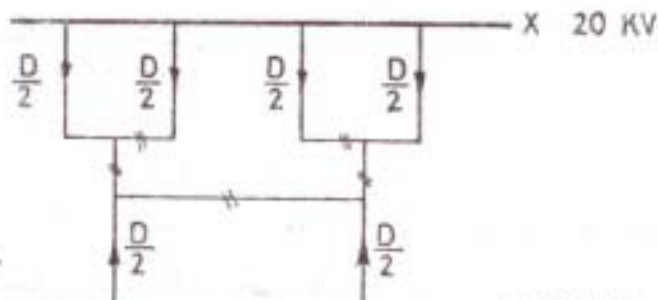
۱- سیستم نوع رینگ خود پشتیبان

الف) ساده ترین فرم سیستم نوع رینگ تشکیل یک سری رینگ های ۲ فیدری بر روی هر قسمت باس بار، مشابه وضعیتی است که در شکل ۲ نشان داده شده است. با کاربرد پارامترهای قبلی چه از لحاظ ظرفیت کابل و چه از نظر ظرفیت باس بار ملاحظه می شود که اگر چه شکل جدید واقعا مانع از سیستمی از نوع رینگ است که قادر خواهد بود یک سیستم فشار ضعیف نوع پیشرفته و پیچیده را تغذیه و حمایت کند، اما نه از لحاظ بارگذاری بر روی فیدرهای خروجی که هنوز ۵۰٪ است و نه از نظر تعداد فیدرهای (کابل های) خروجی ۲۰ کیلوولت از هر قسمت باس بار ۲۰ کیلوولت، پست اصلی بهبود لازم حاصل نگردیده است.

ب) ترتیب منطقی پس از یک سیستم نوع رینگ خود پشتیبان ۲ فیدری، سیستم نوع رینگ ۳ یا ۴ فیدری است نخست یک رینگ ۳ فیدری را که در شکل (۲) نمایش داده شده در نظر می گیریم:

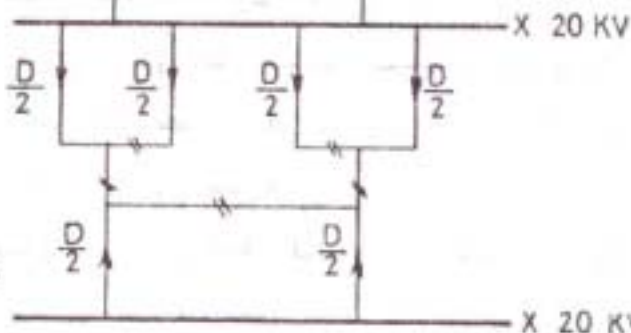
باس بار اصلی شبکه ۲۰ کیلوولت (۱)

MSS.1



باس بار اصلی شبکه ۲۰ کیلوولت (۲)

MSS.2



باس بار اصلی شبکه ۲۰ کیلوولت (۳)

MSS.3

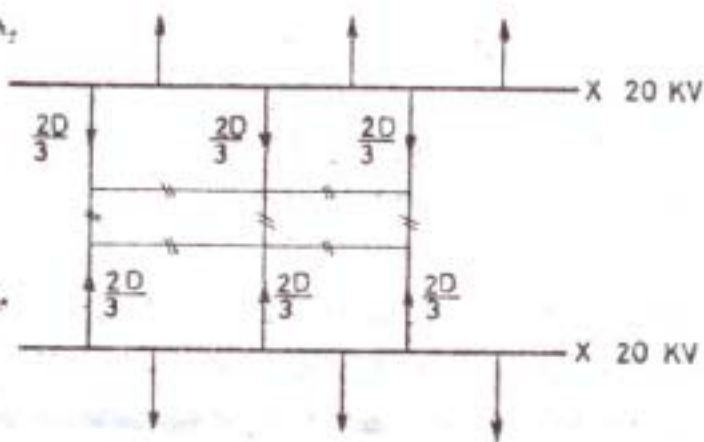


شکل (۲)

در این نمودار دیده می‌شود که با استفاده از رینگ ۳ فیدری، درجه استفاده از کابل تا ۶۷٪ افزایش می‌یابد. همچنین ملاحظه خواهد شد که تنها یک رینگ سه فیدری به ازاء هر قسمت باس بار ۲۰ کیلوولت نمی‌تواند از تمام ظرفیت موجود باس بار استفاده نماید و افزایش رینگ دوم سه فیدری بر روی هر قسمت باس بار منجر به این می‌گردد که یا از ظرفیت از پیش تعیین شده تجاوز شود و یا اینکه در میزان و درجه بهره‌وری از ظرفیت کابل‌های خروجی کاهشی در نظر بگیریم.

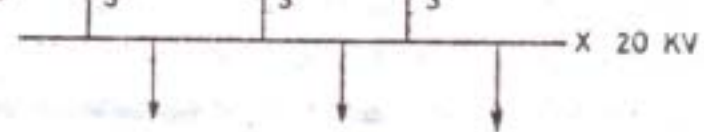
باس بار اصلی شبکه ۲۰ کیلوولت

MSS.1



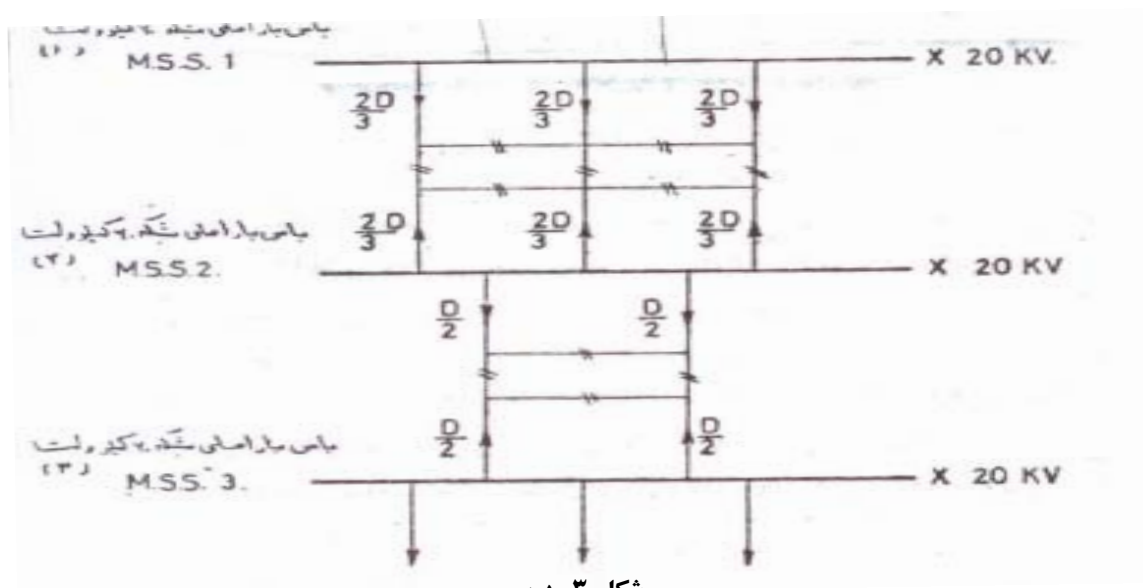
باس بار اصلی شبکه ۲۰ کیلوولت

MSS.2



شکل ۳- الف

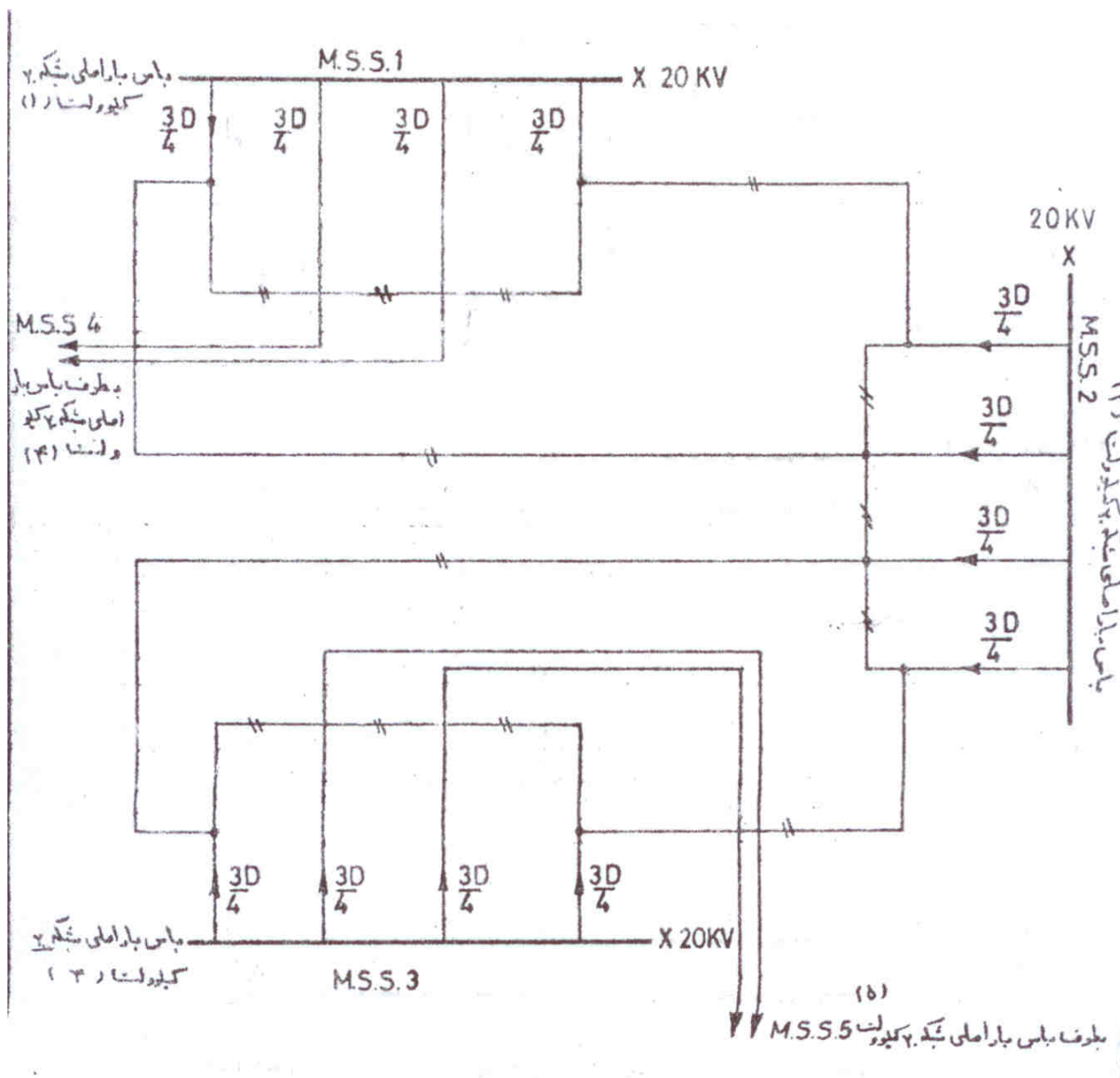
در اثر افزودن یک رینگ ۲ فیدری به شرح شکل ۳-الف راه حل واسطی پیدا می شود. این آرایش حد میانه‌ای بین ظرفیت از قبل معین شده باس بار و کابل ۲۰ کیلوولت خروجی قائل می شود. همچنین از آنجا که درجه کلی بهره‌برداری از ظرفیت کابل‌ها بهبود یافته است، تعداد فیدرهای خروجی به ازاء هر قسمت باس بار ۲۰ کیلوولتی می تواند تا ۵ عدد کاهش یافته و در هزینه سرمایه گذاری صرفه جویی گردد.



شکل ۳- ب

(ج) رینگ خود پشتیبان چهار فیدری: همچنانکه در شکل ۴ ملاحظه می شود اقتصادی ترین نحوه استفاده از فیدرهای خروجی است. زیرا که درجه بهره‌وری از ظرفیت کامل تا ۷۵٪ می تواند افزایش یابد و تعادل بین ظرفیت باس بار و فیدرهای خروجی ۲۰ کیلوولتی فقط به ازای ۴ فیدر بر هر قسمت باس بار برقرار می گردد. طی زمان‌های متمادی آینده که هنوز پست‌های با آرایش ۳۰*۲ مگاوات آمپری هم تحت بهره‌برداری هستند، باید به دقت اطمینان حاصل شود که ردیف‌بندی فیدرهای ۲۰ کیلوولتی و نیز ارتباطات بین پستها آنچنان باشد که در صورت خروج یک ترانسفورماتور پست اصلی ۶۳/۲۰ کیلوولت، هر یک از ارتباطات مزبور قادر باشد که لااقل باری به میزان $\frac{D}{2}$ را به یک پست اصلی مجاور انتقال

دهند.



شکل (۴)

پیوست ۵- جریان نامی کابل‌های فشار ضعیف با توجه به شرایط محیطی تهران

با استناد به استانداردهای صنعت برق ایران، مجموعه "استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع- جلد پنجم (راهنمای انتخاب کابل)"، عوامل موثر بر ظرفیت نامی جریان کابل عبارتند از:

دما

طرح کابل

شرایط نصب

اثرات کابل‌های مجاور

در پیوست الف جدول (الف-۲) این جلد از استاندارد، جریان قابل حمل توسط کابل PVC بدون زره با ولتاژ ۱kv-۰/۶، داده شده است.

لازم به ذکر است در تعیین جریان مجاز مندرج در این جدول، شرایط استاندارد اروپا برای عوامل محیطی و شرایط نصب به شرح زیر اعمال شده است:

دمای زمین ۱۵ درجه سانتیگراد (شرایط دمایی خاک در مناطق معتدل)

مقاومت حرارتی زمین $1/2 \text{ k m/w}$ (شرایط مناطق پرباران و خاک مرطوب)

عمق کابل کشی برای کابل‌های تا یک کیلوولت، ۵۰ سانتی متر و برای کابل‌های از یک تا ۳۳kv، ۸۰ سانتیمتر

در صورت همجواری مدارهای کابلی، حد فاصله مدارهای مجاور $1/8m$ در نظر گرفته شده است که در این صورت مدارهای مختلف کابلی هیچگونه اثر حرارتی بر روی یکدیگر نداشته و در واقع از اثر همجواری صرف نظر شده است)

با توجه به اینکه شرایط محیطی ونحوه کابلکشی در تهران با مفروضات فوق متفاوت می‌باشد، لازم است از ضرایب تصحیح کاهشی که در این جلد استاندارد برای تغییر در هر یک از شرایط فوق‌الذکر داده شده است به شرح زیر استفاده نمود:

(۱) دما

در مورد کابل‌های مستقیماً دفن شونده در خاک دمای موثر دمای خاک است:
 ماکزیمم دمای خاک در تهران، ۳۰ درجه سانتیگراد فرض می‌شود (طبق جدول، دمای ماکزیمم مناطق نیمه حاره)
 ضریب تصحیح مربوط به دمای خاک برای کابل فشارضعیف: ۰/۸۵
 (طبق جدول (۳-۵) استاندارد مذکور)

(۲) مقاومت مخصوص حرارتی خاک

مقاومت مخصوص حرارتی خاک $1/2 \text{ k m/w}$ می‌باشد. بنابراین ضریب آن ۱ منظور می‌گردد.

(۳) عمق دفن

عمق دفن کابل ۰/۷ متر در نظر گرفته شده و ضریب تصحیح عبارت است از:

ضریب تصحیح	سطح مقطع mm^2
۰/۹۹	تا ۵۰
۰/۹۸	۷۰-۳۰۰

- (طبق جدول (۳-۹) استاندارد مذکور)

ضریب تصحیح کلیه کابلها را بطور تقریب ۰/۹۸ فرض می‌کنیم.

(۴) اثر همجواری

با در نظر گرفتن اثر همجواری حداقل دو مدار، ضریب کاهش ناشی از همجواری میبایستی در ظرفیت نامی بدست آمده فوق، ضرب شود:

ضریب تصحیح همجواری دو مدار برای گروههای کابل چند رشته ای با فاصله ۱۵ سانتیمتر از هم: ۰/۸۷
 (طبق جدول شماره (۳-۸) استاندارد یادشده)

ضریب تصحیح کل

به این ترتیب، از حاصلضرب ضرایب تصحیح فوق الذکر، ضریب تصحیح کل بطور تقریبی ۰/۷۲ می‌باشد که در جریان مجاز کارخانه‌ای کابلها ضرب می‌شود.

بنابراین جریان مجاز کابلها پس از اعمال ضرایب مطابق جدول زیر می‌باشد:

جریان مجاز هادیهای مسی

جریان مجاز (A)		سطح مقطع (mm^2)
با اعمال ضرایب	بدون اعمال ضرایب	
۹۵	۱۳۲	۳*۲۵+۱۶
۱۱۵	۱۵۹	۳*۳۵+۱۶
۱۳۵	۱۸۸	۳*۵۰+۲۵
۱۶۷	۲۳۳	۳*۷۰+۳۵
۲۰۰	۲۷۹	۳*۹۵+۵۰
۲۲۸	۳۱۷	۳*۱۲۰+۷۰
۲۵۵	۳۵۵	۳*۱۵۰+۹۵
۲۸۸	۴۰۱	۳*۱۸۵+۹۵
۳۳۱	۴۶۱	۳*۲۴۰+۱۲۰

جریان مجاز هادی آلومینیوم

جریان مجاز (A)		مقطع (mm^2)
با اعمال ضرایب	بدون اعمال ضرایب	
۲۲۲	۳۰۹	۴*۱۸۵

بدیهی است که مقادیر فوق الذکر فقط جهت انتخاب کابل براساس ظرفیت جریانی مجاز حرارتی معتبر است و قبل از انتخاب مقطع مناسب کابل، علاوه بر محاسبات فوق، میبایستی مسئله افت ولتاژ مجاز در انتهای مسیر نیز بررسی گردد.

پیوست ۶- تهویه پست‌های زمینی ۲۰ کیلوولت توزیع

ترانسفورماتور منبع اصلی گرما در پست توزیع است و گرمای ناشی از تلفات حرارتی آن باید از فضای داخل پست دفع گردد تا باعث افزایش غیرمجاز دمای تجهیزات نشود. تجهیزات باید به گونه‌ای درون پست قرار گیرند که بدون نیاز به استفاده از لوله‌ها و کانال‌های تهویه، عمل تهویه آنها به طور مطلوب صورت گیرد. تهویه طبیعی قابل اطمینان‌ترین نوع تهویه می‌باشد. جهت تهویه طبیعی کل مساحت مفید هواکش نباید از ۲۰ سانتی مترمربع به ازای هر کیلوولت آمپر از ظرفیت ترانسفورماتور کمتر باشد. در صورت افزایش ظرفیت ترانسفورماتورها بخصوص در پست‌های دو ترانسه، استفاده از هواکش برقی در پست ضروری خواهد بود که افزایش حداکثر دمای محیط موضوع را تشدید می‌کند. در صورت استفاده از تهویه اجباری، تهویه باید توانایی جابجایی حداقل ۳ فوت مکعب (تقریباً برابر ۰/۰۸ مترمکعب) هوا در هر دقیقه به ازای یک کیلوولت آمپر از ظرفیت ترانسفورماتور را دارا باشد.

طراحی ساختمان پست‌های توزیع بر اساس تهویه طبیعی به میزان ۴ تا ۵ مترمکعب در دقیقه بر کیلووات تلفات حرارتی و حداکثر ۱۰ درجه سانتیگراد افزایش درجه حرارت انجام گرفته است. این شرایط متناسب با کار یک ترانسفورماتور با ظرفیت ۱۲۵۰ کیلوولت آمپر با ۸۰٪ بارگذاری در شرایط اقلیمی معتدل با حداکثر مطلق درجه حرارت ۴۰ درجه سانتیگراد می‌باشد.

میزان بارگذاری مجاز پست در حالت تهویه طبیعی در جداول ۲ و ۳ مشخص گردیده است. در این جداول گزینه موردنظر با توجه به حداکثر درجه حرارت محیط تهران مطابق جدول ۴ (۴۰ درجه سانتیگراد) و ارتفاع تهران از سطح دریا (۱۴۰۰ تا ۱۶۰۰ متر) برای ظرفیت‌های مختلف ترانسفورماتور ارزیابی گردیده است. برای ترانسفورماتورهای نصب‌شده در ارتفاعات بالاتر از ۱۰۰۰ متر از سطح دریا مطابق جدول ۱ به ازای هر ۲۰۰ متر ارتفاع اضافی یک درصد از ظرفیت نامی ترانسفورماتورها کاسته می‌گردد.

جدول ۱- جدول ضریب کاهش ظرفیت ترانسفورماتورهای روغنی بر حسب ارتفاع از سطح دریا

ارتفاع از سطح دریا (m)	ضریب کاهش
۰-۱۰۰۰	۱
۱۰۰۰-۱۲۰۰	۰/۹۹
۱۲۰۰-۱۴۰۰	۰/۹۸
۱۴۰۰-۱۶۰۰	۰/۹۷
۱۶۰۰-۱۸۰۰	۰/۹۶
۱۸۰۰-۲۰۰۰	۰/۹۵
۲۰۰۰-۲۲۰۰	۰/۹۴
۲۲۰۰-۲۴۰۰	۰/۹۳

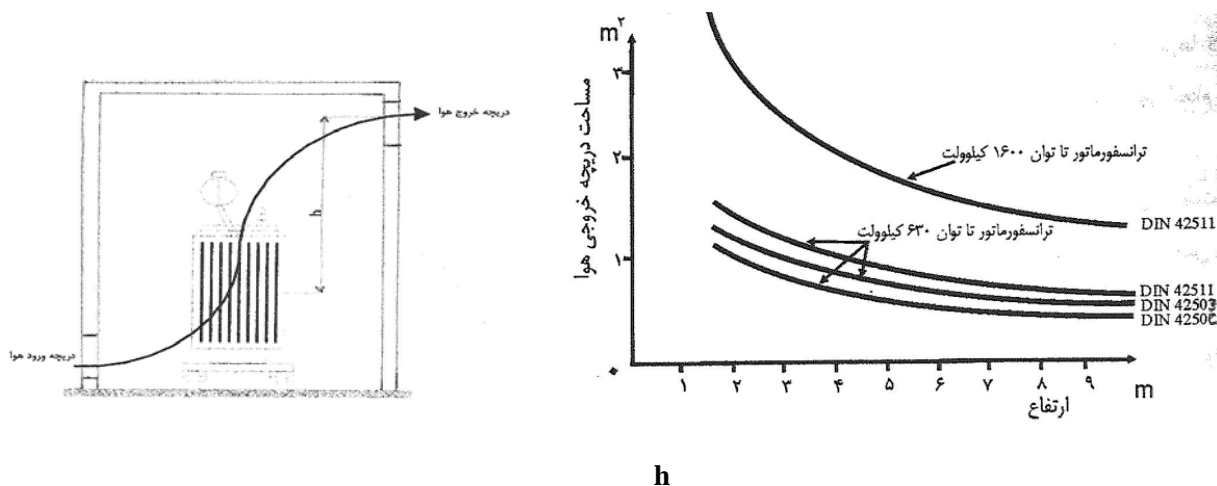
تبصره: در رابطه با ترانسفورماتورهای خشک به ازای هر ۲۰۰ متر ارتفاع اضافی ۰/۶ درصد از ظرفیت نامی ترانسفورماتورها کاسته می‌گردد.

کنترل و قطع و وصل هواکش‌ها به کمک ترموستات نصب شده در مجاورت ترانسفورماتور انجام می‌گیرد. در این حالت ترموستات باید در دمای ۴۵ درجه سانتیگراد یعنی حدود ۵ درجه سانتیگراد بالاتر از حداکثر درجه حرارت محیط (۴۰ درجه سانتیگراد) تنظیم شده باشد. در عین حال برای اطمینان از عملکرد بموقع هواکش‌ها در هنگام بالا رفتن درجه حرارت، بهتر است که در صورت امکان با استفاده از کنتاکتهای اضافی ترمومتر ترانسفورماتور، این ترمومتر را بصورت موازی در مسیر قطع و وصل هواکش‌ها قرار داد.

تغذیه هواکش‌های برقی از طریق تابلوی روشنایی داخل پست انجام می‌گیرد. در این حالت چنانچه کنتاکت ترموستات یا ترمومتر ترانسفورماتور برای قطع و وصل موتور هواکش مناسب نباشد مدار تغذیه هواکش‌ها در تابلوی روشنایی داخلی باید از نوع کنتاکتوری بوده و مدار فرمان آن با ترموستات مرتبط باشد.

به منظور جلوگیری از ورود پرندگان، حشرات و جانوران موزی یا جونده به درون کانال‌ها باید از توری‌های مناسب در ورودی آنها استفاده نمود. نکته قابل توجه این است که فاصله دریچه خروجی هوا

در دیواره پست تا بالای ترانسفورماتور باید بر طبق توان نامی ترانسفورماتور مقداری مشخص باشد. در نمودار شکل ۱ تغییرات مساحت دریچه هوا بر حسب مقدار فاصله بین مرکز دریچه هوا در قسمت فوقانی پست تا نصف ارتفاع ترانسفورماتور از کف پست (محور X ها) رسم گردیده است. (h در شکل ۲)



بنابراین طراحی پست و نصب تجهیزات داخل باید به گونه‌ای انجام شود تا با تهویه طبیعی مطابق شکل ۱ و ۲ بتوان به بارگذاری مجاز (جدول ۲ و ۳) دست یافت و در غیر اینصورت از هواکش برقی مناسب استفاده گردد.

جدول ۳- بارگذاری مجاز پست‌های استاندارد یک طبقه دو تایی در دمای ۴۰ درجه و ارتفاع ۱۴۰۰ تا ۱۶۰۰ متر

تهویه طبیعی در پست با سقف عادی		تعداد و ظرفیت نامی ترانسفورماتور روغنی (n*kva)
ظرفیت (kva)	جریان (A)	
۷۵۷	۱۰۹۲	۱*۵۰۰
۹۳۱	۱۳۴۴	۱*۶۳۰
۱۱۶۴	۱۶۸۰	۱*۸۰۰
۱۴۰۷	۲۰۳۰	۱*۱۰۰۰
۱۷۰۷	۲۴۶۴	۱*۱۲۵۰
۲۱۶۵	۳۱۲۵	۱*۱۶۰۰

جدول ۲- بارگذاری مجاز پست‌های استاندارد یک طبقه تکی در دمای ۴۰ درجه و ارتفاع ۱۴۰۰ تا ۱۶۰۰ متر

تهویه طبیعی در پست با سقف عادی		تعداد و ظرفیت نامی ترانسفورماتور روغنی (n*kva)
ظرفیت (kva)	جریان (A)	
۴۰۷	۵۸۸	۱*۵۰۰
۵۰۴	۷۲۸	۱*۶۳۰
۶۳۱	۹۱۰	۱*۸۰۰
۷۶۶	۱۱۰۶	۱*۱۰۰۰
۹۴۱	۱۳۵۸	۱*۱۲۵۰
۱۱۹۳	۱۷۲۳	۱*۱۶۰۰

جدول ۴- شرایط آب و هوایی تهران از سال ۱۹۸۳ تا ۲۰۰۳

NAME	ZONECODE	LATITUDE	LONGITUDE	ELEVATION
TEHRAN MEHRABAD	۴۰۷۵۴	۳۵ ۴۱ N	۵۱ ۱۹ E	۱۱۹۰٫۸ M

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUNE	JULY	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL
۱۹۸۳	۳٫۶	۹٫۵	۱۳٫۳	۲۰٫۲	۲۷٫۹	۳۴٫۳	۳۸٫۲	۳۶٫۸	۳۱٫۰	۲۴٫۲	۱۸٫۰	۹٫۵	۲۲٫۲
۱۹۸۴	۸٫۷	۶٫۵	۱۶٫۳	۲۲٫۵	۲۳٫۹	۳۴٫۰	۳۶٫۴	۳۶٫۶	۳۱٫۱	۲۲٫۴	۱۵٫۴	۴٫۱	۲۱٫۵
۱۹۸۵	۸٫۱	۱۱٫۳	۱۲٫۹	۲۳٫۵	۲۹٫۴	۳۵٫۵	۳۷٫۲	۳۳٫۲	۳۲٫۵	۲۳٫۵	۱۷٫۳	۱۰٫۳	۲۲٫۹
۱۹۸۶	۱۰٫۲	۱۱٫۴	۱۱٫۴	۲۱٫۰	۲۶٫۳	۳۲٫۸	۳۶٫۴	۳۳٫۹	۳۱٫۳	۲۵٫۶	۱۳٫۹	۷٫۸	۲۱٫۸
۱۹۸۷	۱۱٫۸	۱۲٫۸	۱۴٫۲	۲۲٫۳	۲۹٫۶	۳۴٫۹	۳۵٫۴	۳۵٫۷	۳۰٫۸	۱۸٫۶	۱۷٫۳	۱۱٫۰	۲۲٫۹
۱۹۸۸	۷٫۹	۱۰٫۱	۱۵٫۹	۲۱٫۸	۲۹٫۰	۳۳٫۹	۳۶٫۶	۳۵٫۰	۳۱٫۵	۲۵٫۰	۱۷٫۶	۱۱٫۹	۲۳٫۰
۱۹۸۹	۴٫۷	۵٫۷	۱۵٫۹	۲۴٫۶	۲۸٫۵	۳۵٫۷	۳۷٫۷	۳۶٫۴	۳۱٫۷	۲۶٫۲	۱۷٫۸	۱۱٫۸	۲۳٫۱
۱۹۹۰	۵٫۸	۸٫۹	۱۵٫۷	۲۲٫۰	۳۰٫۱	۳۵٫۷	۳۶٫۴	۳۶٫۵	۳۳٫۹	۲۴٫۴	۱۹٫۶	۱۰٫۷	۲۳٫۳
۱۹۹۱	۷٫۴	۸٫۲	۱۳٫۹	۲۳٫۴	۲۶٫۷	۳۳٫۳	۳۶٫۵	۳۵٫۸	۳۱٫۴	۲۴٫۱	۱۷٫۲	۸٫۸	۲۲٫۲
۱۹۹۲	۴٫۷	۸٫۷	۱۰٫۶	۲۰٫۵	۲۲٫۷	۳۲٫۱	۳۷٫۴	۳۳٫۵	۲۹٫۸	۲۴٫۶	۱۸٫۰	۹٫۴	۲۱٫۰
۱۹۹۳	۵٫۱	۹٫۵	۱۳٫۵	۲۲٫۱	۲۶٫۵	۳۳٫۵	۳۵٫۹	۳۵٫۱	۳۲٫۸	۲۲٫۸	۱۲٫۹	۱۱٫۰	۲۱٫۷

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUNE	JULY	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL
۱۹۹۴	۱۰,۱	۱۰,۳	۱۷,۳	۲۳,۸	۲۷,۶	۳۳,۸	۳۷,۲	۳۷,۲	۲۹,۱	۲۲,۹	۱۷,۰	۸,۰	۲۲,۹
۱۹۹۵	۱۱,۹	۱۲,۸	۱۷,۶	۲۲,۵	۲۶,۹	۳۲,۷	۳۸,۴	۳۷,۹	۳۱,۳	۲۳,۸	۱۸,۸	۸,۴	۲۳,۶
۱۹۹۶	۶,۱	۱۰,۸	۱۱,۵	۲۰,۶	۲۸,۳	۳۳,۷	۳۵,۲	۳۵,۷	۳۳,۴	۲۳,۶	۱۵,۸	۱۳,۰	۲۲,۳
۱۹۹۷	۱۰,۹	۱۰,۹	۱۳,۱	۲۱,۸	۲۸,۲	۳۴,۰	۳۸,۲	۳۷,۷	۳۱,۲	۲۶,۶	۱۴,۹	۱۰,۳	۲۳,۲
۱۹۹۸	۶,۱	۹,۰	۱۵,۴	۲۴,۰	۲۷,۸	۳۵,۰	۳۶,۸	۳۶,۲	۳۲,۱	۲۵,۲	۲۰,۹	۱۴,۹	۲۳,۶
۱۹۹۹	۹,۴	۱۴,۶	۱۵,۸	۲۳,۰	۲۹,۸	۳۵,۵	۳۵,۱	۳۶,۷	۳۱,۸	۲۶,۰	۱۴,۷	۱۱,۸	۲۳,۷
۲۰۰۰	۸,۷	۱۱,۲	۱۵,۸	۲۶,۲	۳۱,۲	۳۴,۷	۳۶,۴	۳۶,۴	۳۲,۵	۲۲,۳	۱۴,۱	۹,۸	۲۳,۳
۲۰۰۱	۸,۵	۱۲,۳	۱۹,۳	۲۶,۴	۲۹,۹	۳۴,۸	۳۵,۹	۳۶,۵	۳۲	۲۵,۵	۱۶,۵	۱۲,۸	۲۴,۲
۲۰۰۲	۹	۱۴,۲	۱۸,۹	۲۰	۲۷,۸	۳۳,۷	۳۵,۹	۳۶,۹	۳۴,۱	۲۸,۳	۱۷,۲	۶,۹	۲۳,۶
۲۰۰۳	۱۰,۷	۱۰,۹	۱۴,۵	۲۱,۵	۲۶,۷	۳۳,۵	۳۸,۴	۳۵,۹	۳۱,۳	۲۷,۵	۱۵,۸	۹,۶	۲۳

نکات:

- اطلاعات ثبت شده در سایت هواشناسی، از سال ۱۹۵۱ تا سال ۲۰۰۳ می باشد.
- میانگین حداکثر دما از بدو تاسیس ایستگاه هواشناسی (۱۹۵۱) تا سال ۲۰۰۳: ۳۶/۶ درجه سانتی گراد
- حداکثر دمای تهران در ۱۰ سال اخیر (۱۳۷۷-۱۳۸۷): ۴۳ درجه سانتیگراد

پیوست ۷- انواع سیستم زمین در شبکه‌های فشارضعیف

در شبکه‌های فشارضعیف سه نوع سیستم نیرو معمول می‌باشد:

سیستم TN که ممکن است در سه گونه مختلف باشد:

- TN-C
- TN-S
- TN-C-S
- سیستم TT
- سیستم IT

حرف اول از سمت چپ مشخص کننده رابطه سیستم با زمین است:

T- یک نقطه از سیستم مستقیماً به زمین وصل است (معمولاً نقطه خنثی)

I- قسمت‌های برقدار سیستم نسبت به زمین عایق‌اند یا یک نقطه از سیستم از طریق یک امپدانس به زمین وصل است.

حرف دوم از سمت چپ مشخص کننده رابطه بدنه‌های هادی تأسیسات با زمین است:

N- بدنه‌های هادی از نظر الکتریکی مستقیماً به نقطه زمین شده نیرو وصل می‌شوند.

T- بدنه‌های هادی از نظر الکتریکی مستقیماً مستقل از اتصال زمین سیستم نیرو به زمین وصل می‌شوند.

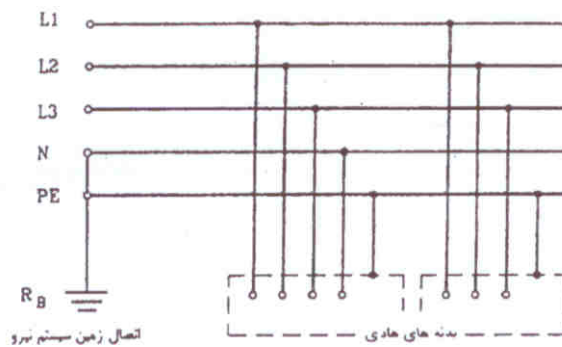
علاوه بر این در مورد سیستم TN، از حروف اضافی دیگر برای مشخص کردن نحوه به کارگیری هادی‌های حفاظتی (PE) و خنثی (N)، استفاده می‌شود:

TN-S- در سراسر سیستم بدنه‌های هادی از طریق یک هادی مجزا (PE) به نقطه خنثی (N) در مبدا سیستم وصل می‌شود.

TN-C- در سراسر سیستم بدنه هادی به هادی مشترک حفاظتی و خنثی (PEN) وصل‌اند.

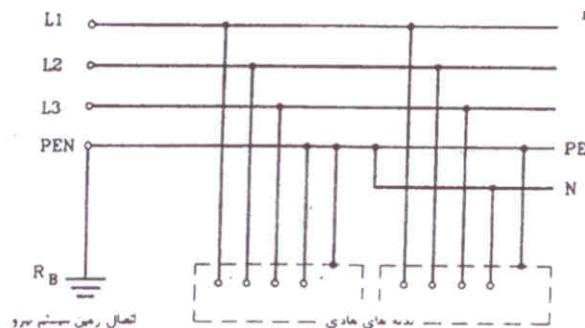
TN-C-S - بخشی از سیستم از مبداء تا نقطه تفکیک، دارای هادی توأم حفاظتی و خنثی (PEN) بوده و از آن نقطه به بعد، دو هادی حفاظتی (PE) و خنثی (N) از هم جدا می شوند. برای آشنائی بیشتر، طرح‌واره‌های سیستم‌های گفته شده ارائه می شوند:

سیستم TN-S



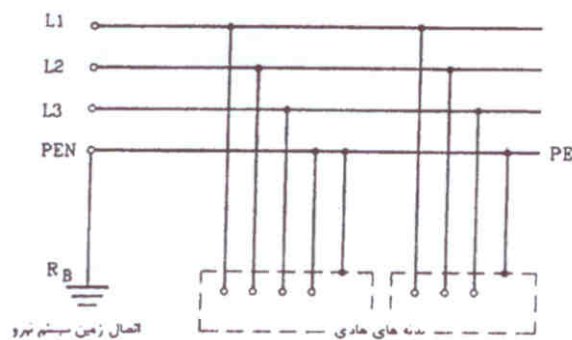
شکل (۱)

سیستم TN-C



شکل (۲)

سیستم TN-C-S



شکل (۳)

پیوست ۸ - انواع شبکه‌های تغذیه روشنایی معابر

۱- شبکه روشنایی معابر هوایی وابسته

در این نوع شبکه، که در حال حاضر به ملاحظات اقتصادی، متداولترین شبکه تغذیه روشنایی معابر می‌باشد، از تیرهای بتنی (یا چوبی) که بر روی آن، خط هوایی تغذیه کننده مشترکین و روشنایی معابر توأم‌انصب شده، استفاده می‌شود. این خط هوایی، از پنج رشته سیم، مشتمل بر سه رشته سیم متصل به سه فاز شبکه و یک رشته سیم نول برای تغذیه مشترکین، و رشته سیم پنجمی به نام «فاز شب» برای تغذیه سیستم روشنایی، تشکیل می‌شود. چراغهای روشنایی بر روی بازویی نصب شده و این بازو در بالای تیر نصب می‌گردد. کنترل روشنایی چراغها نیز با قطع و وصل «فاز شب» از داخل پست تغذیه کننده صورت می‌گیرد. این نوع شبکه روشنایی معابر، در راههای محلی و راههای شریانی درجه ۲ قابل اجرا خواهد بود مشروط بر این که بتوان استانداردها و محدودیتهای روشنایی معابر را رعایت نمود.

۲- شبکه روشنایی معابر هوایی مستقل

این شبکه، فقط به منظور تغذیه سیستم روشنایی احداث گردیده و در آن، برای نصب چراغهای روشنایی، از پایه‌های بتنی استفاده می‌شود. در این نوع شبکه فاصله بین پایه‌ها، با توجه به شدت روشنایی مجاز معبر، تعیین می‌گردد و شبکه تغذیه آن نیز از نوع هوایی است که بر روی پایه‌های مزبور نصب می‌شود.

این نوع شبکه تغذیه، سه فاز بوده و از چهار رشته سیم مشتمل بر سه رشته سیم فاز و یک رشته سیم نول تشکیل می‌شود. چراغهای روشنایی بر روی بازویی نصب شده و این بازو در بالای تیر قرار می‌گیرد. بر روی هر پایه، می‌تواند یک یا دو چراغ نصب شده که سیستم اخیر، برای نصب در رفوژ وسط راه مناسب می‌باشد. کنترل روشنایی چراغها نیز با قطع و وصل سه فاز تغذیه کننده، از داخل

پست مربوطه صورت می‌گیرد. این نوع شبکه روشنایی معابر، عمدتاً در راه‌های شریانی درجه ۲ قابل اجرا می‌باشد.

۳- شبکه روشنایی معابر زمینی مستقل

این شبکه، فقط به منظور تغذیه سیستم روشنایی احداث شده و در آن، از کابل زمینی استفاده می‌شود. برای نصب چراغ‌های روشنایی، از پایه‌های فلزی استفاده شده و فاصله بین پایه‌ها نیز با توجه به شدت روشنایی مجاز معبر تعیین می‌شود.

تغذیه این شبکه، توسط کابل ۴ رشته و یا ۵ رشته انجام می‌شود که رشته پنجم به عنوان سیم زمین کننده پایه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. به دلیل فلزی بودن پایه‌ها و نیاز به زمین کردن تک تک آنها، در موقع استفاده از کابل ۴ رشته‌ای، یک رشته سیم مسی به موازات کابل تغذیه کشیده شده و از آن به منظور زمین کردن پایه‌ها استفاده می‌شود و همچنین می‌توان از کابل ۵ رشته‌ای (۳ رشته برای فازها، یک رشته برای نول و یک رشته برای سیم حفاظت) استفاده نمود. بر روی هر پایه، می‌تواند یک یا دو چراغ نصب شده که از پایه دو چراغی برای نصب در رفوژ وسط راه استفاده می‌گردد. کنترل روشنایی چراغها نیز با قطع و وصل سه فاز تغذیه کننده، از داخل پست مربوط صورت می‌گیرد. این نوع شبکه روشنایی معابر، در راه‌های شریانی درجه ۱ و ۲ قابل اجرا می‌باشد.

محاسبات روشنایی و مشخصات فنی تجهیزات مربوطه باید طبق مراحل زیر تعیین شوند:

۱- در هر طرح روشنایی ابتدا باید نوع راه شناسایی گردد به عبارت دیگر مشخصات هندسی معبر از جهت شریانی یعنی شریانی درجه ۱، شریانی درجه ۲ و یا محلی بودن آن مشخص گردد (که این مهم به چند عامل، از جمله سرعت وسایل نقلیه و تعداد عبور و مرور وسایل نقلیه و عبور عابرین پیاده از عرض معبر و راه‌های دسترسی و غیره بستگی دارد).

۲- محدودیت‌های طراحی برای راه‌های مذکور در بند ۱ قسمت الف و طبق نشریه ۱۹۵ روشنایی

راه‌های شهری به شرح زیر مشخص گردد.

الف) محدودیت‌های طراحی راه‌های شریانی درجه ۱

- از آنجا که این راه‌ها دارای کاربری اصلی جابجایی هستند لذا معیار سنجش روشنایی در آن درخندگی سطح راه می‌باشد و کمیت‌های زیر نیز باید مدنظر قرار گیرند.
- درخندگی متوسط سطح راه \bar{L} با توجه به نوع منطقه از جدول ۱ بخشنامه شماره ۱۹۹۸۷/۳۰/۱۰۰ مورخ ۸۱/۴/۸ وزارت نیرو تعیین گردد.
 - ضریب یکنواختی کلی U_0 سواره رو با استفاده از جدول شماره ۱ بخشنامه فوق‌الذکر
 - ضریب یکنواختی طولی U_1 سواره رو که عبارت از نسبت حداقل درخندگی L_{min} به حداکثر L_{max} که در هر یک از باندهای ترافیکی و با توجه به درخندگی کل نقاط واقع بر روی خط وسط آن می‌باشد محاسبه می‌شود. ضریب یکنواختی طولی (U_1) در سطح راه باید برای تک تک باندهای ترافیکی به طور جداگانه محاسبه شده و کمترین مقدار آن نباد از مقادیر محدود شده در جدول شماره ۱ بخشنامه فوق کمتر باشد.
 - محاسبه حد آستانه افزایش T_i بر حسب درصد و برابر مقادیر جدول شماره ۲ بخشنامه فوق می‌باشد (این عامل جهت کنترل خیرگی است).

ب) محدودیت‌های طراحی راه‌های شریانی درجه ۲

- از آنجا که این راه‌ها دارای کاربری اصلی جابجایی - دسترسی می‌باشند لذا معیار سنجش روشنایی در آن نیز مانند حالت قبل درخندگی متوسط سطح راه می‌باشد و محدودیت‌های طراحی زیر نیز باید مدنظر قرار گیرند.
- درخندگی متوسط سطح معبر \bar{L} با توجه به نوع کاربری منطقه طبق جدول شماره ۱ بخشنامه فوق انتخاب شود.
 - ضریب یکنواختی کلی U_0 طبق جدول شماره ۱ بخشنامه فوق
 - ضریب یکنواختی طولی U_1 طبق جدول شماره ۱ بخشنامه فوق

- محاسبه حد، آستانه افزایش Ti بر حسب درصد و برابر مقادیر جدول شماره ۲ بخشنامه فوق می باشد (این عامل جهت کنترل خیرگی است).

ج) محدودیت های طراحی راه های محلی

- از آنجا که این راه ها، کاربری اصلی اجتماعی دارند لذا معیار سنجش روشنایی در آن شدت روشنایی سطح راه می باشد برای طراحی روشنایی در این راه ها باید از مقادیر توصیه شده در جدول شماره ۳ بخشنامه فوق و براساس سطح و جنس معبر و ضرایب سطح مربوطه استفاده شود.
- محاسبه شدت روشنایی متوسط که نباید از مقادیر توصیه شده در جدول شماره ۳ بخشنامه فوق کمتر باشد.
- محاسبه حداقل ضریب یکنواختی کلی سطح معبر Uo که عبارت است از نسبت حداقل شدت روشنایی به شدت روشنایی متوسط که از مقدار جدول شماره ۳ بخشنامه فوق کمتر نباشد.
- خیرگی مجاز باید بررسی شود و با توجه به نوع لامپ و میزان شار نوری خروجی آن طبق جدول شماره ۴ بخشنامه فوق استخراج گردد.

- ۱- تعیین سطح معبر با توجه به نوع رویه سطح طبق جدول ۳-۳ نشریه ۱۹۵ راه های شهری
- ۲- در محاسبات روشنایی ضریب نگهداری کل چراغ MF طبق بخشنامه فوق باید ۰/۷ در نظر گرفته شود.

- ۳- نوع لامپ باید براساس راندمان بالا و طول عمر زیاد و شار نوری بالا و براساس مشخصات فنی سازندگان انتخاب و تعیین شود.

- ۴- انتخاب نوع چراغ که با توجه به ضریب نگهداری آن طبق بند ۵ تعیین می گردد.
- ۵- تعیین ارتفاع نصب چراغ براساس نشریه ۱۹۵ در راه های شریانی درجه ۱ بین ارتفاع ۱۲ تا ۱۵ متر و برای راه های شریانی درجه ۲ بین ۸ تا ۱۲ متر و در راه های محلی بین ۴ تا ۶ متر توصیه شده و باید انتخاب گردد.

- ۶- تعیین نوع آرایش نصب با توجه به نوع یک طرفه یا دو طرفه بودن در کلیه راه های شریانی و محلی می تواند با توجه به عرض خیابان آرایش های نصب یک طرفه، روبرو و یا زیگزاگ

پیشنهاد گردد جهت اطلاع بیشتر به نشریه ۱۹۵ راه‌های شهری مراجعه گردد (در این حالت مسائل اقتصادی طرح نیز باید مدنظر طراح قرار گیرد).

- ۷- تعیین زاویه نصب چراغ نسبت به سطح افق طبق توصیه‌های نشریه ۱۹۵ راه‌های شهری
- ۸- تعیین نوع پایه از لحاظ شکل ظاهری و ضخامت ورق، رنگ پایه، طول بازو و غیره. مناسب‌تر است طول بازو حتی الامکان کوتاه‌تر انتخاب شود و همچنین زاویه نصب بازوی پایه برای نصب چراغ مطابق توصیه‌های سازنده چراغ انتخاب شود.
- ۹- تعیین میزان پیش آمدگی چراغ از لبه معبر باید تعیین شود (منظور Over Hange است).
- ۱۰- محل نصب پایه‌ها باید با توجه به عرض پیاده‌رو و جدول شماره ۱-۱ نشریه ۱۹۵ راه‌های شهری و برای راه‌های شریانی درجه ۱ و ۲ تعیین شود و برای راه‌های محلی نیز طبق بند ۲-۵۵ همان مأخذ مربوط به روشنایی راه‌های محلی تعیین شود.

تذکره: در هنگام محاسبات روشنایی برای انواع راه‌های شریانی یا محلی به طور اختصاصی یا عمومی موارد زیر باید مدنظر قرار گیرند.

تذکره ۱: در محاسبات روشنایی راه‌های شریانی درجه ۲ طبق بخشنامه وزارت نیرو ضریب محیط SR باید تعیین شود و برای بقیه انواع راه‌ها لزومی ندارد (طبق یادآوری شماره ۲ بخشنامه فوق).

تذکره ۲: محل نصب پایه‌ها در تقاطع‌ها، میدین، تقاطع‌های هم سطح و غیر هم سطح باید برای کلیه راه‌ها طبق فصول ششم و هفتم نشریه ۱۹۵ راه‌های شهری که جزئیات آن به طور مفصل برای تقاطع‌های سه راه و چهارراه، مثلثی شکل که دارای فضای سبز و غیره باشند باید مدنظر قرار گیرد و محاسبات کمیت‌های روشنایی آنها مانند راه‌های مستقیم انجام می‌شود.

تذکره ۳: نکته قابل توجه اینکه طراح باید طوری طرح را تهیه نماید که اگر در آینده تقاطعی در طول معبر حذف گردید بتوان با یک تغییر جزئی در طرح و یا افزایش تعداد چراغ‌ها روی یک یا دو پایه بتوان کمبود روشنایی را محل مورد نظر تأمین نمود.

به طور کلی برای روشنایی کافی و سالم در شب باید به این نکات توجه داشت: زاویه کافی، صرفه‌جویی در مصرف انرژی، جلوگیری از آلودگی نوری محیط و حفظ اصول زیبا شناسی (پیوست ۸)

نوع و شکل ظاهری منابع نور (مؤثر در آلودگی نوری)

نوع لامپ می‌تواند در میزان انرژی مصرفی و روشنایی تولیدی بسیار مؤثر باشد به طور مثال لامپ‌های سدیم در مقایسه با لامپ‌های جیوه بازهی به مراتب بهتری (حدود ۱/۷ برابر) دارند.

استفاده از پوشش شیشه‌ای تخت در مقایسه با شیشه‌های مشجر می‌تواند علاوه بر کاهش خیرگی، از پخش نور در جهت بالا نیز کم کند و همچنین شدت روشنایی روی زمین را افزایش دهد. خواص فتومتریک شیشه‌های مشجر در طول زمان تغییر می‌کند و اعداد محاسبه شده در ابتدای استفاده از این شیشه‌ها با گذشت زمانی کوتاه دیگر واقعی نخواهند بود. جلوگیری از تابش مستقیم نور به سمت آسمان پارامتری است که در اغلب آیین‌نامه‌های مقابله با آلودگی نور به آن اشاره می‌شود. در برخی موارد این پارامتر به تنهایی کافی نبوده و نورهای بازگشتی و بازتابیده شده نیز مدنظر قرار می‌گیرند. در این حالت نه تنها خود منبع نور نباید هیچ تابش مستقیمی به سمت آسمان داشته باشد بلکه محاسبات طوری انجام می‌شوند که نورهای بازتابیده شده از سطح نیز در حد کمیته باقی بمانند. نتایج یک تحقیق نشان می‌دهد که طراحی چراغ‌ها با در نظر گرفتن ضریب شار نوری بالا رونده ۲٪ (بدون توجه به عامل انعکاس) در عمل باعث ایجاد شار بالا رونده‌ای به اندازه دو برابر میزان طراحی شده است که این میزان اضافی ناشی از نور انعکاس یافته از روی سطح زمین بوده است.

یک اصل مهم در طراحی پوشش سیستم‌های روشنایی توجه به این نکته است که نورهای تابیده شده در زاویه‌های کوچک (نزدیک‌تر به افق) بسیار خطرناک‌تر از نورهای تابیده شده در زاویه‌های بزرگ هستند به این دلیل که محدوده وسیع‌تری از جو را آلوده می‌کنند اهمیت این نکته تا بدان جاست که حتی می‌توان گفت حدود ۲۰٪ درخشندگی سمت الرأس آسمان شب در نقاط پرجمعیت شهری ناشی از نورهای تابشی با زاویه کم در سایر مناطق می‌باشد. در طراحی سیستم‌های روشنایی زاویه‌های تابش کم

باید کاملاً شیلد شوند. در غیر این صورت شار تاییده شده به سمت آسمان در اثر پخش نور به دو تا سه برابر حدود در نظر گرفته شده در طراحی خواهد رسید.

رنگ بندی کابل ها

بر اساس استاندارد BS5467

قرمز - زرد - آبی (سه فاز) - مشکی (نول) - سبز و زرد راه راه (ارت)

بر اساس استاندارد IEC227-1 و استاندارد ملی ایران و استاندارد DIN و VDE:

سیاه - قهوه ای - سیاه (سه فاز) - آبی (نول) - سبز و زرد راه راه (ارت)

بر اساس تصمیم کمیته ویرایش استاندارد BS از اول آوریل ۲۰۰۴ (فروردین ۸۳) استاندارد BS به

صورت زیر می باشد:

قهوه ای - سیاه - خاکستری (سه فاز) - آبی (نول) - سبز و زرد راه راه (ارت)

پیوست ۹- حفاظت

الف) حفاظتهای مورد نیاز برای ترانسفورماتورهای توزیع با توجه به استاندارد

ترانسفورماتورهای توزیع بین ۳۰۰KVA و ۲۵۰۰KVA با سطوح ولتاژ ۲۰kV، ۲۴kV و یا ۳۸۰V می‌باشد. در شبکه‌های توزیع صنعتی ترانسفورماتورهایی که برای تغذیه بارهای عمومی بکار می‌روند قدرتی بین ۵MVA-۲ در سطح ولتاژ ۳۰-۳ KV را دارا می‌باشند.

با توجه به استاندارد ANSI/IEEE و استاندارد VDA، حفاظتهای مورد نیاز ترانسفورماتورهای تا سطح ۵MVA به شرح زیر است:

۱- رله اضافه بار

با دو یا سه مرحله به منظور تشخیص افزایش تدریجی جریان بار ترانسفورماتور تا میزان ۱۰٪ الی ۲۰٪ و با تاخیر زمانی کافی در حدود چند دقیقه. رله در مرحله اول و دوم آلارم ارسال می‌کند و در مرحله سوم فرمان قطع برای کلید ارسال می‌کند.

۲- رله اضافه جریان نوع IDMT مجهز به واحد آنی

از تنظیم تأخیری برای مقابله با خطاهای گذرا و از واحد آنی برای حفاظت در برابر برخی خطاهای داخلی استفاده می‌شود. به هنگام تنظیم رله IDMT باید جریان هجومی ترانسفورماتور در نظر گرفته شود.

۳- رله اتصال زمین برای محافظت ترانسفورماتور در برابر خطاهای اتصال زمین.

اکثر ترانسفورماتورهای سه فاز در سطح توزیع دارای اولیه (سمت فشار قوی) مثلث و ثانویه (سمت فشار ضعیف) ستاره زمین شده می‌باشند. بنابراین مطابق آنچه که در بخش ۳-۱-۳ بیان گردید می‌توان از رله ۵IN برای حفاظت آن استفاده نمود.

۴- رله گازی حساس به فشار و حجم گاز جهت تشخیص گازهای تولید شده ناشی از تجزیه روغن. سازندگان ترانسفورماتورها معمولاً یک رله بوخهلتس بر روی ترانسفورماتور نصب می کنند که در ترانسفورماتورهای کوچک و کم قدرت مناسب برای تشخیص گازهای جمع شده در آن می باشد.

۵- چنانچه در برخی تأسیسات صنعتی نیاز به ترانسفورماتورهای توزیع با مکانیزم تپ چنجر قابل تغییر زیر بار باشد، باید حتماً رله تعیین کننده سطح روغن استفاده نمود. در شبکه توزیع شهری معمولاً تپ چنجر ترانسفورماتورها از نوع off-load بوده و بنابراین نیازی به این نوع رله نمی باشد.

در ترانسفورماتورهای توزیع با توجه به مسایل تکنیکی و اقتصادی، از حفاظت اضافه جریان نوع IDMT مجهز به واحد آنی (چنانچه در سمت فشار قوی کلید موجود باشد) و یا فیوز (در صورت نبود کلید) به عنوان حفاظت اصلی استفاده می شود. این حفاظتها تأخیری بوده تا هماهنگی با تجهیزات حفاظتی پایین دستی امکان پذیر باشد. از این نوع حفاظتهای تأخیری به عنوان حفاظت اصلی در ترانسفورماتورهای پر قدرت توزیع، انتقال و تولید به دلیل پایداری سیستم، هزینه بالای تعمیر و مدت زمان خروج ترانس استفاده نمی شود و معمولاً در این نوع ترانسفورماتورها نقش حفاظت پشتیبان برای حفاظت تفاضلی را بر عهده دارند.

هم اکنون از رله های اولیه برای حفاظت اصلی ترانسفورماتورهای زمین شبکه توزیع استفاده می شود.

ب) دلایل افزایش حرارت ترانسفورماتور و نتایج نامطلوب آن

دلایل افزایش حرارت ترانسفورماتور عبارتند از:

- ۱- دمای زیاد محیط
- ۲- از کار افتادن سیستم خنک کنندگی
- ۳- خطای خارجی که با تأخیر رفع شده است
- ۴- اضافه بار

۵- شرایط غیر معمول سیستم مانند فرکانس پایین، ولتاژ بالا، جریان بار غیر سینوسی و یا عدم تعادل

ولتاژ فازی

نتایج نامطلوب افزایش حرارت به شرح زیر است:

- ۱- عمر عایق‌های ترانسفورماتور با توجه به مدت زمان و میزان افزایش حرارت کاهش می‌یابد.
 - ۲- افزایش حرارت زیاد باعث خرابی عایق‌ها می‌شود.
 - ۳- افزایش حرارت زیاد، حرارت سیستم خنک کننده ترانسفورماتور را بالا برده و باعث آتش گرفتن ترانسفورماتور می‌شود.
 - ۴- افزایش حرارت، گاز تولید می‌کند که می‌تواند باعث نقص الکتریکی شود.
- بنابراین لازم است که افزایش حرارت در ترانسفورماتور تشخیص داده شده و چنانچه حرارت از محدوده مجاز خارج گردید، ترانس از مدار خارج شود.
- از آنجا که روغن داغ دارای چگالی پایین است به سمت بالا حرکت می‌کند. بنابراین روغنی که در سطح قرار دارد دارای دمای بالایی است. دمای این روغن تا حدودی نشان دهنده دمای سیم پیچی‌ها و متناسب با بار ترانسفورماتور است. دمای روغن سطح کمتر از دمای نقاط داغ روی سیم پیچی است و بنابراین نمی‌تواند نشان دهنده دمای سیم پیچی باشد. لذا استفاده از ترمومتر که دمای سطح روغن را نشان می‌دهد برای مقابله با اضافه بار کاملاً مناسب نمی‌باشد.

ج) حفاظت ثانویه

با توجه به مشکلات ذکر شده در مورد رله‌های اولیه، امروزه از رله‌های ثانویه بطور گسترده بخصوص در شبکه‌های انتقال استفاده می‌شود. مزایای رله‌های ثانویه بخصوص ایزوله بودن آن از سمت فشار قوی باعث شده که در اکثر کشورها از رله‌های ثانویه در شبکه توزیع نیز استفاده گردد. با توجه به پیشرفت‌های اخیر، امروزه می‌توان از رله‌های دیجیتالی ثانویه استفاده نمود. رله‌های دیجیتالی دارای فیلتر ورودی، مبدل آنالوگ به دیجیتال و میکروپروسسور داخلی است. فیلتر ورودی هارمونیک‌ها را فیلتر کرده و فقط مؤلفه اصلی شکل موج جریان را از خود عبور می‌دهد. هارمونیک‌های شبکه بر روی رله‌های الکترومکانیکی و رله‌های استاتیکی اثرات نامطلوبی دارد و باعث عملکرد نایجابی آنها می‌شود.

در بخش مبدل آنالوگ به دیجیتال، از شکل موج نمونه برداری شده و سپس با استفاده از الگوریتم‌های مختلف نظیر الگوریتم فوریه تمام سیکل. مقدار ماکزیمم جریان را بدست می‌آورند و در نهایت با پردازش‌های انجام گرفته در میکروپروسسور مربوطه، تصمیم نهایی برای ارسال یا عدم ارسال فرمان قطع اتخاذ می‌شود.

واحدهای رله دیجیتالی به شرح زیر است:

۱- واحد فازی تأخیری (۵۱): این واحد دارای مشخص‌های معکوس زمانی معمولی، خیلی معکوس، شدیداً معکوس و زمان طولانی می‌باشد. بنابراین با افزایش دامنه جریان خطا، زمان عملکرد رله کاهش می‌یابد.

۲- واحد فازی آنی (۵۰): این بخش برای رفع سریع خطا بکار می‌رود.

۳- واحد اتصال زمین تأخیری (۵۱N): این بخش نیز دارای منحنی‌های معکوس زمانی بوده و برای حفاظت تأخیری در برابر اتصال زمین بکار برده می‌شود.

۴- واحد اتصال زمین آنی (۵۰N): این واحد برای رفع سریع خطای اتصال زمین بکار می‌رود.

علاوه بر واحدهای فوق هر رله دیجیتالی چندین ورودی را می‌تواند دریافت کند که از آنها برای مانتورینگ و یا تشخیص وضعیت تجهیزات دیگر می‌توان استفاده نمود. به عنوان مثال در ترانسفورماتور توزیع از خروجی رله بوخهلتس برای فعال کردن یک آلارم در درون رله می‌توان استفاده نمود. همچنین

برخی از رله‌های دیجیتالی دارای واحدهایی هستند که از آنها به منظور حفاظت اضافه بار ترانسفورماتور می‌توان استفاده نمود.

وجود میکروپروسور و الگوریتمهای دقیق برای اندازه‌گیری باعث شده است که دقت این نوع رله‌ها بیشتر از رله‌های الکترومکانیکی و الکترونیکی باشد. همچنین از نظر اقتصادی این نوع رله‌ها مقرون به صرفه می‌باشد و می‌توانند همزمان برای حفاظت فازی و اتصال زمین بکار برده شوند. بنابراین با یک رله دیجیتالی می‌توان ترانسفورماتور توزیع را حفاظت نمود.

د) رله بوخه‌لتس

این نوع رله، در ترانسفورماتورهایی که دارای مخزن انبساط بوده و فضایی برای گاز انباشته شده در اطراف تانک روغن ندارند به کار می‌رود. این رله در لوله‌ای که تانک اصلی روغن را به مخزن انبساط متصل می‌کند قرار می‌گیرد و طوری طراحی شده است که هر گونه گاز ساطع شده از روغن را احساس می‌کند. این رله می‌تواند خطاهای کوچک را از روی انباشت گاز در طی یک بازه زمانی و یا خطاهای بزرگ را از روی جابجایی سریع روغن تشخیص دهد. این رله می‌تواند حجم کمی از گاز را تشخیص دهد و بنابراین قادر به تشخیص جرقه‌هایی با انرژی کم است. این رله همچنین قادر به تشخیص حرارت ایجاد شده در اثر مقاومت بالای اتصالات، جریان گردشی زیاد بین ورقه‌ها، جرقه با انرژی کم یا زیاد و یا فرسودگی ناشی از اضافه بار است.

ه) هماهنگی فیوزها

فیوزهای پی در پی:

هنگامیکه، فیدر بندی همانند شکل ۷ باشد برای ایجاد هماهنگی بین فیوزها ابتدا متناسب با کابل‌های خروجی قسمت **b**، فیوزهای آن قسمت را انتخاب می‌کنیم برای هماهنگی فیوزهای قسمت **a** یا **b**، ابتدا فیوزی که در قسمت **b** دارای بیشترین جریان نامی است را انتخاب می‌کنیم.

بیشترین جریان اتصال کوتاه در فیدری که فیوز آن بیشترین جریان نامی را دارد، حساب می‌کنیم. با توجه به منحنی فیوز در قسمت b اگر زمان قطع آن از ۰,۰۱ ثانیه بیشتر باشد مطابق روش زیر عمل می‌کنیم:

مقدار زمان قطع فیوز فیدر b را به دست می‌آوریم (T_1) مسلماً در این جریان فیوز فیدر a باید زمان عملکردی بیش از T_1 داشته باشد یا به عبارتی فیوز انتخاب شده برای a باید بالای منحنی فیوز فیدر b باشد. بنابراین باید فیوزی حدود یک یا دو رنج بعد از فیوز b را انتخاب کنیم.

اگر زمان قطع کمتر از ۰,۰۱ ثانیه باشد در این حالت T_{arc} مقدار قابل توجهی است و دیگر صرف نظر از آن منطقی نیست بنابراین از منحنی‌های I^2t یا انرژی استفاده می‌کنیم. این منحنی‌ها همانند شکل ۹ می‌باشد. با استفاده از منحنی‌های انرژی بدون توجه به شکل جریان اتصال کوتاه تنها میزان انرژی جذب شده بررسی می‌شود و برای هماهنگی می‌باید کل انرژی جذب شده ($E_1 + E_2$) فیوز جلوتر (فیوز فیدر b) کمتر از انرژی جذب شده فیوز عقب ترانسفورماتور (فیوز فیدر a) در حالت قبل از جرقه (E_1) باشد. اگر فرض کنیم فیوزی که بیشترین جریان نامی در قسمت b را دارد، جریان نامی برابر ۱۰۰ آمپر داشته باشد، مناسب‌ترین فیوز برای قسمت a مطابق شکل ۹ فیوز ۱۶۰ آمپر است.

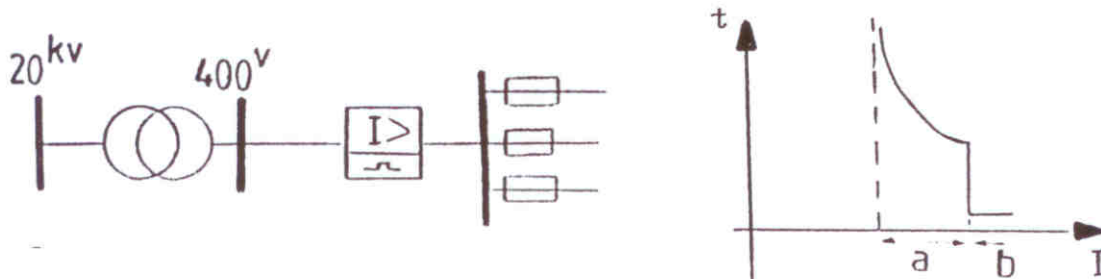
$$(E_1 + E_{2_{100}}) < E_{1_{160}}$$

لازم به ذکر است که اگر منحنی‌های I^2t فیوزها در دست باشد چه در زمان قطع کمتر از ۰,۰۱ و چه بیشتر از ۰,۰۱ می‌توان برای هماهنگی از این منحنی‌ها استفاده کرد.

در صورتیکه به هیچکدام از این منحنی‌ها دسترسی نداشته باشیم از قانون دو برابر استفاده می‌کنیم یعنی بیشترین جریان نامی در فیوزهای جلوتر را در ۲ ضرب می‌کنیم و جریان نامی فیوز عقب ترانسفورماتور را محاسبه می‌کنیم. به عنوان نمونه، برای مثال فوق، اگر بیشترین جریان نامی فیوزهای قسمت b، ۱۰۰ آمپر باشد فیوز قسمت b $100 * 2 = 200$ آمپر خواهد بود. (ضریب ۲ در بعضی از موارد ۱,۶ نیز در نظر گرفته می‌شود)

و) هماهنگی فیوز با کلید اتوماتیک

برای این منظور ابتدا مناسب می‌باشد توضیح مختصری در رابطه با کلید اتوماتیک، ارائه شود:

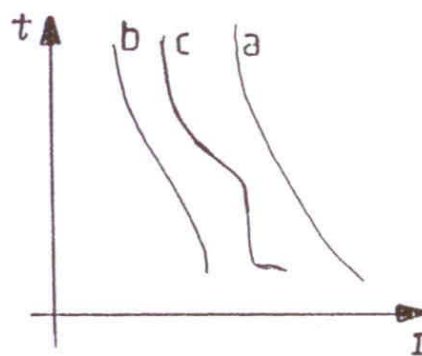


شکل (۱)

شکل (۲)

این کلید که به کلید کل نیز معروف است، کلید سه فاز فشارضعیفی است که دو نوع حفاظت نیز بر روی آن تعبیه شده است اولین حفاظت، حفاظت جریان زیاد و دیگری حفاظت بی‌متال یا اضافه‌بار است. همانطور که از منحنی شکل (۲) مشخص است این کلید حفاظتی دارای دو نوع منحنی حفاظتی است. قسمت a مشخص کننده حفاظت اضافه‌بار و منحنی قسمت b مشخص کننده حفاظت اضافه جریان است. عملکرد این کلید حفاظتی در قسمت a دقیقاً مشابه یک رله اضافه جریان کاهشی است و در قسمت b مشابه یک رله اضافه جریان زمان ثابت است.

مسلماً برای هماهنگی این کلید حفاظتی با فیوزهای فیدرهای خروجی منحنی فیوزی که بیشترین جریان نامی را نسبت به دیگر فیوزها دارد نباید هیچ نقطه تلاقی با منحنی این کلید حفاظتی داشته باشد.



شکل (۳)

a- منحنی تخریب کابل: منحنی است که نشانگر حد جریان مخرب و زمان عبور این جریان در کابل است.

b- منحنی فیوز

c- منحنی کلید اتوماتیک

ز) چگونگی تنظیم کلید اتوماتیک با منحنی تخریب ترانس

یک کلید اتوماتیک باید به گونه‌ای باشد که همیشه قبل از اینکه جریان خطا به ترانس آسیب برساند، جریان خطا را قطع کند.

به فرض اگر جریان ۱۰ آمپر در مدت یک ثانیه باعث تخریب یک ترانس می‌گردد، کلید اتوماتیک می‌بایست در مدت کمتر از یک ثانیه باعث قطع جریان شود.

متأسفانه دسترسی به منحنی تخریب ترانس‌ها امری است مشکل ولی می‌تواند از IEC ۳۵۴ یا VDE ۵۳۶ استفاده نمود.

ولی به عنوان یک رابطه سرانگشتی می‌توان با استفاده از جریان نامی ترانس و رابطه زیر زمان تخریب ترانس را محاسبه نمود:

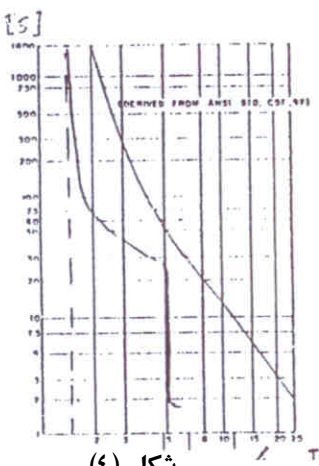
$$\text{زمان تخریب ترانس (ثانیه)} = \frac{1270}{R^2}$$

$$R = \frac{[A]}{(\quad)}$$

به عنوان مثال یک ترانس ۲۰/۰,۴ با قدرت ۱۲۵۰ KVA را در نظر می‌گیریم:

$$\%U_K = \%4 \quad Z = \frac{4}{100} \times \frac{(400)^2}{1250 \times 10^3} = 0.00512 \quad \Rightarrow I_{3\phi} = \frac{1.1 \times 400}{\sqrt{3} \times 0.00512} = 49.6^{KA}$$

$$\Delta\gamma \rightarrow Z_0 = 0.8Z \quad \Rightarrow I_{1\phi} = \frac{1.1 \times 400 \times \sqrt{3}}{Z_0 + Z_- + Z_+} = \frac{762}{2.8 \times 0.00512} \Rightarrow I_{1\phi} = 53.1^{KA}$$



بیشترین جریان مربوط به اتصال تک فاز به زمین است.

$$I_n = \frac{1250 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = 1804 \Rightarrow R = \frac{53100}{1804} = 29$$

$$T = \frac{1270}{(29)^2} = 1.5s$$

یعنی عنصر حفاظتی باید قبل از ۱,۵s جریان را قطع کند. در هر صورت برای هماهنگی باید منحنی

حفاظتی پایین تر از منحنی تخریب ترانس قرار گیرد.

همانطور که می دانیم هر چه اختلاف زمانی بین طبقات مختلف سیستم های حفاظتی کمتر باشد احتمال

تخریب تجهیزات کمتر ولی احتمال تداخل طبقات مختلف حفاظت بیشتر است.

پیوست ۱۰ - سیستم اتوماسیون

مهمترین مزایای استفاده از اتوماسیون در سطح توزیع به شرح زیر می‌باشند:

- ۱- کاهش خاموشی‌ها و مدت میانگین قطع برق و افزایش قابلیت اطمینان شبکه
 - ۲- کاهش هزینه‌های تعمیر، نگهداری و بهره‌برداری از شبکه
 - ۳- کاهش تلفات، بهبود ضریب قدرت و پروفیل ولتاژ از طریق کنترل از راه دور بانک‌های خازنی
 - ۴- ایجاد ظرفیت‌های جدید و به تعویق انداختن بخشی از سرمایه‌گذاری‌ها برای توسعه و افزایش ظرفیت شبکه
 - ۵- افزایش عمر مفید تجهیزات شبکه نظیر ترانسفورماتورها، کلیدهای قدرت، کابل‌ها و خطوط هوایی که با استفاده از سیستم کنترل و مانیتورینگ از اضافه‌بار (Over Load) آنها جلوگیری خواهد شد.
 - ۶- بهره‌برداری صحیح و قانونمند از شبکه توزیع و کاهش عامل خطای انسانی
 - ۷- فراهم کردن سهولت برای تصمیم‌گیری و برنامه‌ریزی مهندسی از طریق ارائه گزارش و آمارهای به‌طور مکانیزه
 - ۸- تسهیل تغییرات پیکره‌بندی و توسعه شبکه
- اتوماسیون شبکه توزیع می‌تواند طیف گسترده‌ای از وظایف و قابلیت‌ها را در برگیرد. هنگامی که از اتوماسیون شبکه توزیع صحبت می‌شود باید مشخص شود که درجه اتوماسیون مورد نظر چه بخش‌هایی از این وظایف و عملکردها را در بر می‌گیرد. برای مثال اتوماسیون توزیع می‌تواند فقط شامل کنترل از راه دور کلیدهای شبکه ولتاژ ۲۰KV و نمایش وضعیت این کلیدها برای تعداد محدودی از پست‌های مانوری شبکه باشد. از طرف دیگر پیشرفت حیرت‌انگیز صنعت الکترونیک، کامپیوتر و مخابرات در دو دهه اخیر و کاهش قابل ملاحظه قیمت سیستم‌های هوشمند و در دسترس بودن نرم‌افزارهای پیشرفته، امکان سپردن بسیاری از وظایف شبکه توزیع را به یک شبکه کامپیوتری و مخابراتی فراهم کرده است. برخی از

مهمترین این وظایف به شرح زیر می‌باشند:

تشخیص محل وقوع خطا (Fault Location)

جداسازی محل خطا (Fault Isolation)

برق‌دار کردن مجدد بخش‌های سالم شبکه (Service Restotion)

تغییر نحوه تقسیم بار روی فیدرها (Feeder ??? figuration)

کنترل ولتاژ و توان راکتیو (Vo/Var Control-VVC)

به حداقل رساندن تلفات در شبکه

پیش‌بینی بار شبکه

انجام مانور اتوماتیک جهت جلوگیری از اضافه بار ترانسفورماتورها و کابل‌ها

نمایش وضعیت کلیدها و مقادیر ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو و سایر پارامترهای دیجیتال و

آنالوگ شبکه روی صفحه نمایش کامپیوترهای بهره‌برداران

تهیه لیست وقایع و آلام‌ها

تهیه گزارش، آمار و اطلاعات لازم برای برنامه‌ریزی و تعیین نقاط ضعف شبکه

ویژگی‌ها و نیازمندی‌های خاص شبکه توزیع

برای بکارگیری این سیستم‌ها می‌بایست ویژگی‌ها و مشخصات شبکه توزیع مورد توجه قرار گیرد این

ویژگی‌ها به شرح زیر می‌باشد.

تعداد پستها در شبکه توزیع بسیار زیاد است. شبکه‌های با حدود ۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰ پست بسیار عادی

می‌باشند.

حجم اطلاعات و پارامترها بسیار زیاد است که این حجم عظیم اطلاعات باید وارد شبکه شده و

در یک پایگاه داده‌ها جای گیرد.

شبکه توزیع به دلیل افزایش تعداد مشترکین به سرعت تغییر می‌یابد. بنابراین سیستم اتوماسیون و

مدیریت توزیع باید انعطاف و سرعت لازم برای پاسخگویی به این تغییرات را داشته باشد.

در ساختار رینگ باز برای مدیریت و کنترل شبکه توزیع نه فقط وضعیت کلیدها بلکه موقعیت

جغرافیایی آنها نیز دارای اهمیت می‌باشد.

به دلیل تعدد پستها و حجم عظیم اطلاعات در شبکه توزیع، اجرای سیستم اتوماسیون و کنترل از راه دور فقط برای تعدادی از پست‌ها از نظر اقتصادی مقرون به صرفه است. براساس مطالعات انجام شده، با اتوماسیون حدود ۱۴٪ پست‌ها قابلیت اطمینان سیستم حدود ۶۰٪ افزایش خواهد یافت که رقم قابل ملاحظه‌ایست در حالیکه برای رسیدن به قابلیت اطمینان بالاتر هزینه‌ها به طور تصاعدی بالا خواهد رفت. بنابراین رقم ۱۴٪ پستها نقطه بهینه (Optimum - اپتیمم) می‌باشد.

وظایف مورد نظر برای سیستم اتوماسیون توزیع

در انتخاب وظایف، برای سیستم اتوماسیون توزیع، وضعیت فعلی شبکه توزیع، بایستی توجیه‌پذیری اقتصادی و مقدورات و امکانات دیسپاچینگ توزیع مدنظر قرار گیرد.

وظایف مناسب برای اتوماسیون پست به شرح زیرند:

نظارت بر وضعیت تجهیزات پست

نظارت و اندازه‌گیری ولتاژها و جریان‌ها

کنترل نظارتی یا خودکار پست

جمع‌آوری اطلاعات آماری در مورد پست

مجرا سازی خطا، تشخیص اضافه بار و بازیابی سرویس

کاهش تلفات ترانسفورماتورها

تقسیم بار روی فازهای ترانسفورماتورها

همچنین وظایف مناسب برای اتوماسیون فیدر

در بخش‌هایی از شبکه که به صورت زمینی (URD) می‌باشند، کلیه سکسیونرهای متصل به فیدرها جزء تجهیزات پست محسوب شده و اتوماسیون فیدر به همراه اتوماسیون پست به صورت یکپارچه اجرا می‌شود.

در بخش‌های هوایی اتوماسیون فیدر به صورت مجزا بایستی اجرا گردد. مهمترین وظایف برای

جداسازی خطا و بازیابی سرویس

کلیدزنی از راه دور

جمع آوری اطلاعات آماری در مورد فیدرها

کنترل ولتاژ و توان راکتیو

با توجه به عدم وجود تپ‌چنجرهای تحت بار (OLTC) و رگولاتور ولتاژ خط این بند به صورت

زیر پیاده می‌شود.

کنترل توان راکتیو در پست‌ها (بوسیله کنترل بانک‌های خازنی)

یادآور می‌شود با توجه به اینکه کنترل تپ ترانس‌های فوق توزیع توسط دیسپاچینگ توزیع

امکان پذیر نمی‌باشد، اجرای کنترل ولتاژ و توان راکتیو به صورت مجتمع با اشکال موجه است.

پیوست ۱۱- بررسی روش های مختلف اتصال خازنها در هر مجموعه خازنی

واحدهای خازنی را می توان در مجموعه های خازنی بصورت مثلث، ستاره با نوتر زمین نشده، ستاره با نوتر زمین شده و یا ستاره دوگانه (که مرکز ستاره آنها بهم وصل شده اند) بهم متصل نمود.

اتصال واحدهای خازنی بصورت مثلث، معمولاً در ولتاژهای پائین تر و مجموعه های خازنی با ظرفیت کمتر مورد استفاده قرار می گیرند. در شبکه های ۲۰ و ۳۳ کیلوولت، خازنها بصورت ستاره بسته می شوند.

انتخاب نوع ستاره زمین شده و یا ستاره زمین نشده به عوامل زیر در شبکه بستگی دارند، که با بررسی این عوامل و مقایسه آنها می توان تصمیم گرفت که از کدام نوع استفاده نمود.

(۱) اتصال نقطه نوتر ستاره به زمین، باعث ایجاد مسیری برای هارمونیک های مضرب سه خواهد شد.

جریان یافتن این هارمونیک ها علاوه بر اینکه بدلیل فرکانس بالا باعث ایجاد اغتشاش در

سیستم های مخابراتی خواهند شد، جریان عبوری از خود واحدهای خازنی را نیز افزایش میدهند.

(۲) در صورت اتصال نقطه نوتر ستاره به زمین، قطع و وصل گروه خازنی، موجب تغییر امپدانس

مولفه صفر شبکه می شود که در این صورت تنظیم حفاظت های اتصال زمین در حالت های قطع

و وصل گروه های خازنی متفاوت خواهد بود که اینکار نیز با سیستم های حفاظتی معمول شبکه ها

امکان پذیر نمی باشد.

(۳) علاوه بر تغییر جریان اتصال زمین شبکه، افزایش آن که بعلت زمین کردن نوترال بوجود می آید

باعث افزایش جریان اتصال به زمین تجهیزات قطع و وصل کننده مثل کلید و فیوزها میگردد.

(۴) زمین کردن نقطه نوتر ستاره به زمین، علاوه بر مزایای زمین کردن نقطه نوترال در سایر شبکه ها

همچون، تعادل فازها، حفاظت بهتر، قیمت نصب ارزانتر، کاهش ولتاژ برگشتی ناشی از کلید زنی

خازن در دوسر کلید و کاهش اضافه ولتاژهای سیستم در حالات گذرا همانند کلید زنی و رعد و

برق را نیز سبب خواهد شد.

در مقایسه بین این دو روش، با توجه به افزایش جریان و نیز اغتشاش ناشی از عبور جریانهای

هارمونیک های مضرب سه و نیز امپدانس مولفه صفر شبکه و نیز با توجه باینکه تجهیزات جدید از قبیل

کلیدهای قدرت نوع SF_6 و خلا بدلیل قطع Restrike free، اضافه ولتاژهای کمتری را تولید می نمایند، و همچنین با کاربرد برقگیر در مجموعه خازنی و حفاظت عدم تعادل ترجیح داده می شود که اتصال نوع ستاره زمین نشده مورد استفاده قرار گیرد.

و به تبع آن اتصال ستاره دوگانه که نقطه های نوتر آنها بدون آنکه زمین شوند بهم متصل می گردند، در ظرفیت های بالاتر گروه های خازنی مورد استفاده قرار می گیرند.

