شرکت توانیر
معاونت هماهنگی توزیع
دفتر مهندسی و راهبری شبکه

پروژه فلسفه طراحی شبکه‌های توزیع

مرحله سوم: تعیین اصول، چارچوب‌ها، قیود و الزامات طراحی شبکه‌های توزیع

کد سند: TAV/

شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران(توانیر)

پروژه فلسفه طراحی شبکه‌های توزیع

دریافت کنندگان سند:

- ✓ **معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر**
- ✓ **شرکت‌های توزیع نیروی برق ایران**

کد سند	تاریخ تهیه	تاریخ بازنگری	شماره آخرین بازنگری
TAV-	۱۴۰۲/۰۱/۲۸	۱۴۰۲/۰۵/۱۰	۰۱

تهیه کننده	تائید کننده	تصویب کننده
کمیته تخصصی طراحی شبکه‌های توزیع	مدیرکل دفتر مهندسی و راهبری شبکه – مسعود صادقی خمامی	معاون هماهنگی توزیع حمیدرضا پیرپیران
امضاء:	امضاء:	امضاء:

اعضای کارگروه تهیه‌کننده سند فلسفه طراحی شبکه‌های توزیع به ترتیب حروف الفبا

نام و نام خانوادگی	سمت و سازمان متبوع	تحصیلات	تصویر
رضا انامقی	قائم مقام شرکت توزیع نیروی برق آذربایجان غربی	کارشناسی مهندسی برق قدرت دانشگاه شهید چمران اهواز - کارشناسی ارشد مدیریت پروژه (وزارت نیرو)	
محمدرضا بهمنش‌فر	رییس گروه بهبود پایایی شبکه شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان	کارشناسی ارشد مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه آزاد خمینی‌شهر	
مهدی تدین	شرکت قدس نیرو	دکتری مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه اصفهان	
ابوالقاسم حیدری	رییس اداره مهندسی و کنترل پروژه امور برخوار - شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان	کارشناسی ارشد مهندسی برق دانشگاه صنعتی شیراز	

نام و نام خانوادگی	سمت و سازمان متبوع	تحصیلات	تصویر
مسعود رحمانی	رییس گروه کنترل، طراحی و نظارت، شرکت توزیع نیروی برق تبریز	کارشناسی ارشد مهندسی برق مدیریت انرژی الکتریکی دانشگاه صنعتی امیرکبیر	
امین سعادت	شرکت قدس نیرو	دکتری مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه اصفهان	
محمد ساسانی	معاونت مهندسی شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان	کارشناسی مهندسی برق دانشگاه شهید عباسپور	
حسین شیروانی	رییس گروه طراحی شبکه‌های توزیع برق شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان	کارشناسی ارشد مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات	

نام و نام خانوادگی	سمت و سازمان متبوع	تحصیلات	تصویر
مهیار قلی‌زاده	معاون مدیر کل مهندسی شبکه شرکت توانیر	دکتری مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه صنعتی شریف	
محی‌الدین گنجیان	کارشناس دفتر مهندسی و نظارت شرکت توزیع نیروی برق استان مازندران	دکتری مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل	
مهرداد مستقیمی	شرکت قدس نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه صنعتی شریف	
حسین منصوری	کارشناس طراحی شرکت توزیع نیروی برق استان زنجان	کارشناسی ارشد مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات	

پیشگفتار

هدف اصلی از تدوین فلسفه طراحی، ارائه قیود الزامی، اصول و چارچوبی برای طراحی شبکه توزیع برق با هدف تأمین برق اقتصادی، مطمئن و پایدار برای مشترکین است.

در این مرحله از انجام پروژه با توجه به فراهم شدن مقدمات در مراحل قبل، تقسیم‌بندی موضوعی کاملی انجام شده است و اصول، چارچوب‌ها، قیود و الزامات انتخاب تجهیزات و طراحی شبکه توزیع ضمن در نظر گرفتن کلاسه‌بندی انجام شده در مرحله دوم اجرای پروژه ارائه شده است. واضح است که شرکت‌های توزیع با توجه به شرایط شبکه‌ی تحت پوشش خود، باید با درنظر گرفتن کلاسه‌بندی منطقه نسبت به رعایت قیود و الزامات ارائه شده در این سند در طراحی شبکه اقدام نمایند.

بنابراین، مرحله سوم فلسفه طراحی شامل شش فصل زیر ارائه می‌گردد:

- فصل اول: تعریف و تعیین قیود الزامی کلی شبکه توزیع در تأمین برق مطمئن و پایدار بارهای مصرفی و مبانی ارزیابی
- فصل دوم: قیود الزامی طراحی پست‌های فوق‌توزیع (از منظر شبکه توزیع)
- فصل سوم: قیود و الزامات طراحی شبکه فشار متوسط
- فصل چهارم: قیود و الزامات پست‌های توزیع
- فصل پنجم: قیود و الزامات شبکه فشار ضعیف
- فصل ششم: قیود و الزامات مرتبط با منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع

فهرست مطالب

عنوان..... صفحه

۱- فصل اول: قیود و الزامات کلی شبکه توزیع..... ۱
۱- ۱- مقدمه..... ۱
۱- ۲- سطوح مجاز پارامترهای کیفیت توان..... ۲
۱- ۲- ۱- شاخص‌ها و الزامات حوزه کیفیت توان..... ۳
۱- ۲- ۱- ۱- معیارها و الزامات فرکانس..... ۳
۱- ۲- ۱- ۲- معیارها و الزامات دامنه ولتاژ..... ۳
۱- ۲- ۱- ۳- معیارهای کمبود ولتاژ کوتاه مدت..... ۴
۱- ۲- ۱- ۴- معیارها و الزامات بیشبود ولتاژ کوتاه مدت..... ۵
۱- ۲- ۱- ۵- معیارها و الزامات قطعی موقت ولتاژ..... ۵
۱- ۲- ۱- ۶- معیارها و الزامات هارمونیک‌ها..... ۷
۱- ۲- ۱- ۷- الزامات هارمونیک ولتاژ..... ۷
۱- ۲- ۱- ۸- معیارها و الزامات فلیکر..... ۹
۱- ۲- ۱- ۹- معیارها و الزامات عدم تعادل ولتاژ..... ۹
۱- ۲- ۱- ۱۰- معیارها و الزامات میان هارمونیک‌ها..... ۱۰
۱- ۲- ۲- جمع‌بندی الزامات کیفیت توان..... ۱۰
۱- ۳- سطح آلودگی..... ۱۱
۱- ۳- ۱- الزامات طراحی شبکه بر اساس شدت آلودگی محیطی..... ۱۲
۱- ۳- ۱- ۱- الزامات طراحی شبکه بر مبنای کلاسه‌بندی شدت آلودگی..... ۱۲
۱- ۳- ۱- ۲- الزامات انتخاب تجهیزات بر مبنای کلاسه‌بندی شدت آلودگی..... ۱۳
۱- ۳- ۲- اقدامات پیشگیرانه در طراحی شبکه‌ی توزیع در مواجهه با آلودگی..... ۱۳
۱- ۳- ۳- منظور کردن رطوبت..... ۱۵
۱- ۴- سطح اتصال کوتاه در شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف..... ۱۶
۱- ۴- ۱- امپدانس اتصال کوتاه تجهیزات شبکه..... ۱۸
۱- ۴- ۲- بیشینه و کمینه جریان اتصال کوتاه..... ۱۸
۱- ۴- ۲- ۱- شبیه‌سازی تغییرات سطح اتصال کوتاه در طول فیدر فشارمتوسط..... ۱۹
۱- ۴- ۲- ۲- شبیه‌سازی سطح اتصال کوتاه در ابتدای فیدرهای فشارضعیف..... ۲۰
۱- ۴- ۳- ظرفیت تجهیزات شبکه..... ۲۱

۱- ۴- ۴- وضعیت کلید کوپلاژ در پست‌های فوق‌توزیع ۲۳
۱- ۴- ۵- استفاده از تجهیزات کاهش سطح اتصال کوتاه ۲۳
۱- ۴- ۶- مدت زمان تحمل جریان اتصال کوتاه ۲۴
۱- ۵- قیود و الزامات کلی در سطح گالوانیک مجاز در شبکه توزیع برق ۲۹
۱- ۵- ۱- نیروی الکتروموتوری ۳۰
۱- ۵- ۲- موارد تاثیرگذار بر خوردگی گالوانیک ۳۱
۱- ۵- ۳- مهمترین فاکتورهای اقلیمی و محیطی ۳۳
۱- ۵- ۴- مهمترین فاکتورهای هندسی ۳۳
۱- ۵- ۴- ۱- فاصله و مکان ۳۴
۱- ۵- ۴- ۲- سطح مقطع اتصال دو فلز ۳۴
۱- ۵- ۵- الزامات جلوگیری از خوردگی گالوانیک ۳۴
۱- ۵- ۶- حد مجاز جبران خوردگی ۳۶
۱- ۶- قیود و الزامات کلی در مبحث سطح عایقی و هماهنگی عایقی ۳۸
۱- ۶- ۱- شاخص‌های مهم در تعیین سطوح عایقی ۳۹
۱- ۶- ۲- قیود و الزامات کلی در مبحث سطوح عایقی بر مبنای کلاسه‌بندی پارامترها مؤثر ۴۱
۱- ۷- زون‌بندی شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف از لحاظ احداث هوایی و زمینی ۴۲
۱- ۷- ۱- عوامل مؤثر بر انتخاب طراحی شبکه به صورت هوایی یا زمینی ۴۳
۱- ۷- ۲- قیود و الزامات کلی در زون‌بندی طراحی شبکه هوایی یا زمینی بر مبنای پارامترهای مؤثر ۴۳
۱- ۸- قیود و الزامات کلی در حفاظت شبکه ۴۵
۱- ۸- ۱- تجهیزات حفاظتی مناسب برای بخش‌های مختلف شبکه ۴۶
۱- ۸- ۲- قیود و الزامات کلی در حفاظت الکتریکی شبکه بر مبنای پارامترهای مؤثر ۴۷
۱- ۸- ۳- قیود کلی در اعمال هماهنگی حفاظتی ۴۸
۱- ۸- ۳- ۱- انتخاب بین طرح‌های حفظ فیوز و یا تخریب فیوز ۴۸
۱- ۸- ۳- ۲- محدودیت‌های اصلی در تنظیمات حفاظتی ۴۹
۱- ۹- اقتصاد مهندسی و مهندسی ارزش ۵۰
۱- ۹- ۱- الزامات کلی در اقتصاد مهندسی ۵۱
۱- ۹- ۲- اصول و قیود کلی از دیدگاه محاسبات فنی و اقتصادی ۵۱
۱- ۹- ۳- تابع هدف و کلیات ارزیابی اقتصادی طرح‌ها ۵۲
۱- ۱۰- تاب‌آوری ۵۸
۱- ۱۰- ۱- معیارهای مهم در تاب‌آوری ۶۲

۱- ۱۰- ۱- ۱- هوشیاری وضعیتی و آمادگی ۶۲
۱- ۱۰- ۱- ۲- استقامت ۶۳
۱- ۱۰- ۱- ۳- قابلیت انطباق و دوام ۶۳
۱- ۱۰- ۱- ۴- بازیابی و سرعت عمل ۶۴
۱- ۱۰- ۲- قیود و الزامات کلی در مبحث تاب‌آوری ۶۴
۱- ۱۱- قابلیت اطمینان و قابلیت اعتماد ۶۶
۱- ۱۱- ۱- متوسط زمان خرابی MTBF و MTTF ۶۷
۱- ۱۱- ۲- میزان بارگذاری شبکه و قابلیت مانور ۶۷
۱- ۱۱- ۳- الزامات کلی در قابلیت اطمینان و قابلیت اعتماد ۶۹
۱- ۱۲- هوشمندسازی و اتوماسیون ۷۰
۱- ۱۲- ۱- اثرات هوشمند سازی شبکه توزیع و اتوماسیون ۷۰
۱- ۱۲- ۲- نیازمندی‌های کلی شبکه هوشمند ۷۰
۱- ۱۲- ۳- مخابرات و بانک اطلاعاتی در شبکه هوشمند و اتوماسیون شبکه توزیع برق ۷۲
۱- ۱۲- ۴- شاخص نفوذ اتوماسیون ۷۳
۱- ۱۲- ۵- قیود و الزامات کلی در مبحث هوشمند سازی و اتوماسیون شبکه توزیع برق ۷۳
۱- ۱۳- حفاظت از محیط زیست ۷۴
۱- ۱۳- ۱- حفاظت از محیط زیست در بخش انتخاب تجهیزات ۷۴
۱- ۱۳- ۱- ۱- استفاده از مواد خطرناک ۷۵
۱- ۱۳- ۱- ۲- مواد خطرناک - بی فنیل پلی کلرینه (PCB) ۷۵
۱- ۱۳- ۱- ۳- مواد شیمیایی- هگزا فلوراید سولفور (SF6) ۷۵
۱- ۱۳- ۱- ۴- انواع سوخت‌ها ۷۶
۱- ۱۳- ۲- حفاظت از محیط زیست در اجرا و بهره‌برداری از شبکه ۷۶
۱- ۱۳- ۳- جنگل ۷۸
۱- ۱۳- ۴- پرنده‌زدگی ۷۸
۱- ۱۳- ۵- زیستگاه آبی ۸۰
۱- ۱۳- ۶- استفاده از آفت‌کش‌ها ۸۰
۱- ۱۴- شاخص‌های تکمیلی کیفیت توان ۸۱
۱- ۱۴- ۱- شاخص‌های مرتبط با کمبود ولتاژ ۸۱
۱- ۱۴- ۲- شاخص‌های مرتبط با هارمونیک ۸۴
۱- ۱۴- ۳- شاخص های مرتبط با فلیکر ۸۷
۱- ۱۴- ۴- شاخص های مرتبط با عدم تعادل ۸۸

۲- فصل دوم: قیود و الزامات طراحی و جایابی پست فوق‌توزیع (از منظر شبکه توزیع) ... ۸۹
۲- ۱- مقدمه ۸۹
۲- ۲- برآورد بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع ۹۰
۲- ۲- ۱- اصول کلی تعیین بار فعلی شبکه توزیع ۹۰
۲- ۲- ۲- اصول کلی در محاسبات رشد بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع ۹۱
۲- ۲- ۳- اصول کلی در پیش‌بینی بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع ۹۲
۲- ۲- ۴- خلاصه الزامات و اصول کلی برآورد بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع ۹۳
۲- ۳- تعیین مکان، ظرفیت و تعداد ترانسفورماتور پست فوق‌توزیع ۹۴
۲- ۳- ۱- اصول کلی در تعیین مکان و ظرفیت پست فوق‌توزیع ۹۴
۲- ۴- تعیین آرایش باسبار سمت فشارمتوسط پست فوق‌توزیع ۹۶
۲- ۵- قیود و الزامات مکان و شعاع تغذیه پست‌های فوق‌توزیع ۹۸
۲- ۵- ۱- اصول کلی روش جایابی پست فوق‌توزیع از منظر شبکه توزیع برق ۹۸
۲- ۵- ۲- قیود و الزامات شعاع تغذیه پست‌های فوق‌توزیع ۱۰۰
۲- ۵- ۳- خلاصه‌ای از مهمترین الزامات تعیین مکان و ظرفیت پست‌های فوق‌توزیع ۱۰۱
۲- ۶- قیود الزامی نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط ۱۰۱
۲- ۶- ۱- محاسبات آنالیز تأمین زیرساخت ۱۰۱
۲- ۶- ۲- قیود الزامی نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط - فیدرهای عمومی ۱۰۲
۲- ۶- ۳- قیود الزامی نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط - فیدرهای اختصاصی ۱۰۳

۳- فصل سوم: قیود و الزامات طراحی شبکه فشار متوسط ۱۰۴
۳- ۱- مقدمه ۱۰۴
۳- ۲- ساختار شبکه فشارمتوسط ۱۰۵
۳- ۲- ۱- سطح ولتاژ و ساختار شبکه فشارمتوسط ۱۰۵
۳- ۲- ۲- ساختار کلی شبکه فشارمتوسط و ترکیب آن با شبکه فشارضعیف تا تغذیه مشترکین ۱۰۸
۳- ۲- ۳- نوع شبکه فشارمتوسط هوایی و زمینی ۱۱۱
۳- ۳- قدرت مانور ۱۱۵
۳- ۳- ۱- درجه اضطرار در طراحی شبکه فشارمتوسط ۱۱۵
۳- ۳- ۲- اتوماسیون شبکه توزیع برق ۱۱۹
۳- ۴- قیود و الزامات بازآرایی شبکه فشارمتوسط ۱۲۱
۳- ۴- ۱- مدلسازی صحیح و مناسب شبکه ۱۲۱

۳- ۵- انتخاب آرایش مکانیکی شبکه و انجام محاسبات مربوطه ۱۲۳
۳- ۵- ۱- هدف از انجام محاسبات مکانیکی..... ۱۲۳
۳- ۵- ۲- اهمیت و لزوم انجام محاسبات مکانیکی..... ۱۲۳
۳- ۵- ۳- مواردی که لازم است در محاسبات مکانیکی لحاظ گردد..... ۱۲۴
۳- ۵- ۴- نکات مهم در انتخاب مسیر شبکه هوایی..... ۱۲۵
۳- ۵- ۵- انتخاب آرایش پایه و کراس‌آرم..... ۱۲۶
۳- ۵- ۶- انتخاب پایه..... ۱۳۱
۳- ۵- ۷- انتخاب جنس مقره..... ۱۳۹
۳- ۵- ۸- تست طراحی و تجهیزات استفاده شده..... ۱۴۰
۳- ۵- ۹- مهار و توصیه‌های مربوط به آن..... ۱۴۰
۳- ۶- فاصله عمودی و افقی مجاز هادی از سطح زمین(کلیرنس)..... ۱۴۳
۳- ۶- ۱- انتخاب نوع مقره عبوری یا کششی..... ۱۴۵
۳- ۷- انتخاب مشخصات فنی تجهیزات شبکه فشارمتوسط..... ۱۴۷
۳- ۷- ۱- رعد و برق و چگونگی کاهش اثر مخرب آن بر شبکه..... ۱۴۷
۳- ۸- تعیین ظرفیت بارگذاری تجهیزات شبکه فشارمتوسط..... ۱۵۱
۳- ۹- تعیین حداکثر افت ولتاژ مجاز در شبکه..... ۱۵۴
۳- ۹- ۱- استفاده از بوستر و اتوبوستر برای جبران افت ولتاژ غیرمجاز شبکه..... ۱۵۵
۳- ۱۰- استفاده از خازن در شبکه فشارمتوسط..... ۱۵۹
۳- ۱۰- ۱- انواع خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع..... ۱۵۹
۳- ۱۰- ۲- بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات..... ۱۶۱
۳- ۱۰- ۳- طرح‌های ممکن برای خازن‌گذاری..... ۱۶۲
۳- ۱۰- ۴- رزونانس در بانک‌های خازنی..... ۱۶۳
۳- ۱۰- ۵- بررسی رزونانس در حالت واقعی..... ۱۶۴
۳- ۱۰- ۶- راکتور Detune و تاثیر آن در رخداد رزونانس..... ۱۶۶
۳- ۱۰- ۷- قیود و الزامات بانک‌های خازنی..... ۱۶۶
۳- ۱۰- ۸- ترکیب خازن و بوستر..... ۱۶۷
۳- ۱۱- تعریف فواصل مجاز شبکه و تجهیزات ۱۶۸
۳- ۱۲- قیود الزامی نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط..... ۱۶۸
۳- ۱۲- ۱- توجیه فنی انتخاب مرز یک مگاوات..... ۱۷۰
۳- ۱۳- حفاظت فیدرهای شبکه توزیع ۱۷۱

۳- ۱۳- ۱- هماهنگی حفاظتی بین فیوزها در طول فیدر فشار متوسط ۱۷۱
۳- ۱۴- اتصال زمین تجهیزات ۱۷۲

۴- فصل چهارم: قیود و الزامات طراحی پست هوایی و زمینی ۱۷۶
۴- ۱- مقدمه ۱۷۶
۴- ۲- قیود و الزامات انتخاب پایه ترانسفورماتور ۱۷۶
۴- ۳- برآورد بار با هدف جایابی پست توزیع ۱۷۸
۴- ۴- روش پیشنهادی برای تعیین تعداد مشترک قابل تغذیه از هر پست توزیع ۱۸۱
۴- ۴- ۱- ضریب تنوع یا Diversity Factor ۱۸۲
۴- ۴- ۲- ضریب همزمانی در مشترکین خانگی ۱۸۲
۴- ۴- ۳- ضریب همزمانی در سایر تعرفه‌ها ۱۸۵
۴- ۴- ۴- ضریب حداکثر بارگذاری مجاز پست توزیع ۱۸۶
۴- ۴- ۵- ضریب کاهش جریان مجاز در مناطق با آلودگی هارمونیکی ۱۸۹
۴- ۴- ۶- جمع‌بندی ضرایب بهره‌برداری پست توزیع ۱۹۰
۴- ۴- ۷- ضریب توان ۱۹۰
۴- ۴- ۸- بار روشنایی ۱۹۰
۴- ۴- ۹- تلفات شبکه فشارضعیف در پیک بار ۱۹۱
۴- ۴- ۱۰- محاسبه ظرفیت پست توزیع ۱۹۱
۴- ۴- ۱۱- تعریف مناطق کم مصرف و پر مصرف ۱۹۳
۴- ۴- ۱۱- ۱- تعریف محدوده‌های برآورد بار ۱۹۴
۴- ۴- ۱۱- ۲- جغرافیای مناطق کم مصرف، پر مصرف و متوسط در منطقه نمونه ۱۹۶
۴- ۴- ۱۲- ارائه خلاصه نتایج تعداد مشترک برای ترانسفورماتورهای مختلف ۱۹۷
۴- ۴- ۱۳- متوسط بار مشترکین خانگی ۱۹۷
۴- ۵- طراحی پست‌های توزیع بر اساس شرایط منطقه ۱۹۹
۴- ۶- انتخاب ترانسفورماتور از دیدگاه تلفات ۲۰۱
۴- ۷- قیود و الزامات بکارگیری ظرفیت‌های مختلف، شعاع تغذیه و فیدرگیری ۲۰۸
۴- ۸- حفاظت ترانسفورماتورهای توزیع ۲۰۹
۴- ۸- ۱- حفاظت ترانسفورماتورهای توزیع هوایی ۲۰۹
۴- ۸- ۱- ۱- الزامات و مراحل طراحی و انتخاب کات‌اوت فیوزها ۲۱۰
۴- ۸- ۱- ۲- الزامات و مراحل طراحی و انتخاب برقگیرها ۲۱۵

۴- ۸- ۲- حفاظت ترانسفورماتورهای توزیع زمینی..... ۲۱۸
۴- ۸- ۳- حفاظت پست‌های MOF..... ۲۱۸
۴- ۹- اتصال زمین تجهیزات..... ۲۱۸
۴- ۹- ۱- جنس الکترود..... ۲۲۱

۵- فصل پنجم: قیود و الزامات طراحی شبکه فشارضعیف..... ۲۲۳
۵- ۱- مقدمه..... ۲۲۳
۵- ۲- محاسبات و انتخاب نوع آرایش الکتریکی شبکه..... ۲۲۴
۵- ۳- انتخاب و محاسبه نوع هادی شبکه..... ۲۲۵
۵- ۴- محاسبات و انتخاب آرایش مکانیکی شبکه..... ۲۳۱
۵- ۵- پایه‌گذاری..... ۲۳۲
۵- ۵- ۱- انتخاب پایه..... ۲۳۳
۵- ۶- انتخاب مشخصات فنی و الزامات طراحی تجهیزات..... ۲۳۴
۵- ۷- تعیین ظرفیت بارگذاری مجاز تجهیزات خطوط فشار ضعیف..... ۲۳۷
۵- ۸- تعیین حداکثر افت ولتاژ مجاز حالات عادی و اضطراری سیستم فشار ضعیف..... ۲۳۹
۵- ۹- قیود الزامی نقاط تحویل فشار ضعیف..... ۲۴۰
۵- ۱۰- قیود و الزامات نقاط انشعاب مشترکین..... ۲۴۱
۵- ۱۱- اتصال زمین تجهیزات..... ۲۴۴
۵- ۱۲- خازن‌گذاری در شبکه فشار ضعیف..... ۲۴۷
۵- ۱۲- ۱- تعیین ظرفیت بانک خازنی..... ۲۴۷
۵- ۱۲- ۲- نصب بانک خازنی در محیط‌های هارمونیکی..... ۲۴۹

۶- فصل ششم: قیود مرتبط با نیروگاه‌های تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع..... ۲۵۰
۶- ۱- مقدمه..... ۲۵۰
۶- ۲- قیود و الزامات کلی در ارزیابی مکان و ظرفیت نیروگاه تولید پراکنده..... ۲۵۱
۶- ۲- ۱- قیود و الزامات کلی در ارزیابی تلفات در اثر اتصال نیروگاه تولید پراکنده..... ۲۵۵
۶- ۲- ۲- قیود و الزامات کلی در پیشنهاد نقاط مناسب برای اتصال به شبکه..... ۲۵۶
۶- ۳- قیود الزامی در لحاظ نمودن اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده..... ۲۵۷
۶- ۴- فلوچارت پیشنهادی برای تهیه نقشه راهنمای توسعه نیروگاه‌های تولید پراکنده..... ۲۵۹

۷- پیوست شماره یک ۲۶۱
۷- ۱- آنالیز اقتصادی طرح‌های اروپایی و امریکایی ۲۶۱

۸- پیوست شماره دو ۲۷۴
۸- ۱- محاسبات عملکرد فیوزها به عنوان پشتیبان در تنه اصلی فیدر فشار متوسط ۲۷۴

۹- پیوست شماره سه ۲۸۱
۹- ۱- مدلسازی برخورد صاعقه به شبکه برای محاسبه فاصله حفاظتی برقگیر ۲۸۱

۱۰- پیوست شماره چهار ۲۸۳
۱۰- ۱- شرایط رخداد بیشبود ولتاژ در شبکه‌های الکتریکی ناشی از خطاهای نامتقارن ۲۸۳
۱۰- ۲- خطای تکفاز به زمین ۲۸۳
۱۰- ۳- خطای دو فاز به هم ۲۸۵
۱۰- ۴- خطای دو فاز به هم به زمین ۲۸۶
۱۰- ۵- جمع‌بندی با توجه به سیستم زمین در شبکه‌های انتقال و توزیع ایران ۲۸۹

۱۱- مراجع ۲۹۰

فهرست شکل‌ها

عنوان..... صفحه

شکل (۱-۱) نمایی از یک مقره و فاصله‌ی خزشی آن ۱۴
شکل (۱-۲) منحنی تغییرات مقاومت بر حسب رطوبت برای دو نمونه مقره [۱۰] ۱۵
شکل (۱-۳) دوره زمانی معمول جریان اتصال کوتاه ۱۷
شکل (۱-۴) تغییرات جریان اتصال کوتاه در طول فیدر با سیم هاینا و سطوح مختلف اتصال کوتاه در پست فوق‌توزیع ۲۰
شکل (۱-۵) تغییرات جریان اتصال کوتاه در طول فیدر با کابل آلومینیوم ۱۸۵ و سطوح مختلف اتصال کوتاه در پست فوق‌توزیع ۲۰
شکل (۱-۶) تغییرات سطح اتصال کوتاه سمت فشارضعیف پست‌های توزیع با ظرفیت‌های مختلف ۲۱
شکل (۱-۷) نمونه تشکیل بافر بر اساس فاصله ۵ کیلومتری از پست فوق‌توزیع ۲۲
شکل (۱-۸) جلوگیری از اعمال تنش حرارتی بیش از حد به کابل ۲۴
شکل (۱-۹) جلوگیری از اعمال تنش حرارتی بیش از حد به کابل با حفاظت فیوزی ۲۵
شکل (۱-۱۰) پتانسیل الکتریکی فلزات مختلف ۳۲
شکل (۱-۱۱) استاندارد IEC 60815-3 در انتخاب مقره پلیمری بر اساس شاخص آلودگی SPS ۳۸
شکل (۱-۱۲) مقایسه کلی بین شبکه هوایی و زمینی توزیع برق ۴۲
شکل (۱-۱۳) منحنی بازگشت سرمایه برای مثال ذکر شده ۵۷
شکل (۱-۱۴) نمونه‌ای از منحنی شکنندگی [۳۱] ۶۱
شکل (۱-۱۵) قیود و الزامات کلی در مبحث تاب آوری ۶۵
شکل (۱-۱۶) شدت کمبود ولتاژ برای اغتشاشات مختلف بر اساس منحنی SEMI F47 [۲] ۸۳
شکل (۲-۱) نمونه محدوده‌بندی برای تعیین رشدبار ۹۲
شکل (۲-۲) نمونه دیاگرام تک خطی یک پست فوق‌توزیع ۹۷
شکل (۲-۳) نمونه مکانیابی و تعیین شعاع تغذیه پست‌های فوق‌توزیع ۱۰۰
شکل (۳-۱) سطح ولتاژ شبکه توزیع برق در کشورهای مختلف اروپایی [۳۶] ۱۰۵
شکل (۳-۲) نمونه‌ای از دو فیدر با قابلیت عملکرد به صورت دو سو تغذیه ۱۰۷
شکل (۳-۳) نمای کلی از مدل شبکه توزیع برق اروپایی ۱۰۸
شکل (۳-۴) نمای کلی از مدل شبکه امریکایی ۱۰۹
شکل (۳-۵) نمونه‌ای از یک فیدر فشار متوسط با دو نقطه مانور با فیدرهای مجاور ۱۱۷

شکل (۳-۶) نمونه‌ای از یک فیدر مورد مطالعه با یک ناحیه پرعارضه و صعب‌العبور ۱۱۹
شکل (۳-۷) نمایی از یک مقره اندازه‌گیری ۱۲۰
شکل (۳-۸) کراس‌آرم ۱/۵ متری ۱۲۷
شکل (۳-۹) شکل پایه‌های ۱، ۲، ۳ و ۴ مورد اشاره در جدول (۳-۵) [۵۲] ۱۲۸
شکل (۳-۱۰) برش سر تیر برای مناطق با حداقل دمای محتمل سنگین و فوق‌سنگین [۵۴] ۱۳۱
شکل (۳-۱۱) نمونه استفاده از پایه چدن نشکن در شبکه فشارمتوسط ۱۳۲
شکل (۳-۱۲) مقایسه چدن نشکن و آهن معمولی از دیدگاه خوردگی ۱۳۳
شکل (۳-۱۳) پایه‌های چدن نشکن و مقاومت در مقابل نیروهای وارده ۱۳۳
شکل (۳-۱۴) نمونه‌ای از استفاده از پایه‌های چدن نشکن ۱۳۴
شکل (۳-۱۵) پایه‌های کامپوزیتی ۱۳۷
شکل (۳-۱۶) مهار ساده یا معمولی [۵۴] ۱۴۱
شکل (۳-۱۷) مهار اسپن یا تیر به تیر [۵۴] ۱۴۱
شکل (۳-۱۸) مهار پیاده‌رویی یا زانویی [۵۴] ۱۴۱
شکل (۳-۱۹) مهار تیر توسط تیر دیگر در تپه‌های با شیب تند (مهار سر) [۵۴] ۱۴۲
شکل (۳-۲۰) نمایی از مقره مهار و نحوه اتصال قسمت‌های بالایی و پایینی سیم مهار به آن ۱۴۲
شکل (۳-۲۱) نمونه‌ای از استفاده از مقره کششی در نقاط با تغییر زاویه خط هوایی ۱۴۶
شکل (۳-۲۲) نمونه‌ای از استفاده از مقره کششی در پایه‌های انتهایی ۱۴۷
شکل (۳-۲۳) تعریف زاویه پوشش سیم گارد [۶۰] ۱۴۸
شکل (۳-۲۴) منحنی تغییرات ضریب انعکاس امواج عبوری با توجه به مقاومت برقگیر و با فرض امپدانس موجی ۴۰۰ اهم برای خط هوایی ۱۵۰
شکل (۳-۲۵) سیم گارد مجازی ۱۵۰
شکل (۳-۲۶) تغییرات درصد افت ولتاژ نسبت به تغییرات حاصلضرب مسافت در توان [۶۳] ۱۵۵
شکل (۳-۲۷) مدار داخلی بوستر و نحوه اتصال آن به شبکه ۱۵۷
شکل (۳-۲۸) تاثیرگذاری ظرفیت خازن بر افزایش ولتاژ ایجاد شده ناشی از نصب بانک خازنی [۶۵] ۱۶۱
شکل (۳-۲۹) تاثیرگذاری مکان نصب خازن بر افزایش ولتاژ ایجاد شده ناشی از نصب بانک خازنی [۶۵] ۱۶۱
شکل (۳-۳۰) نمای کلی از منحنی تلفات فیدر با توجه به ظرفیت خازن نصب شده در نقطه‌ای غیر از سر خط فیدر [۶۵] ۱۶۲
شکل (۳-۳۱) مقایسه طرح‌های مختلف خازن‌گذاری [۶۵] ۱۶۳

شکل (۳-۳۲) منحنی اندازه امپدانس معادل در مؤلفه‌های هارمونیکی مختلف در مدار رزونانس سری [۶۶] ۱۶۳
شکل (۳-۳۳) منحنی اندازه امپدانس معادل در مؤلفه‌های هارمونیکی مختلف در مدار رزونانس موازی [۶۶] ۱۶۴
شکل (۳-۳۴) مدار معادل بانک خازنی متصل به یک شین تحت بارگذاری [۶۶] ۱۶۵
شکل (۳-۳۵) سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از پست فوق‌توزیع با سطوح اتصال کوتاه مختلف در ابتدای فیدر با هادی هاینا ۱۷۱
شکل (۳-۳۶) روش استفاده از کابل کمکی ۱۷۳
شکل (۳-۳۷) اتصال تک نقطه‌ای (a)، اتصال دو نقطه‌ای (b)، و اتصال متقاطع (c) ۱۷۴
شکل (۴-۱) منحنی برازش ضریب همزمانی با معادله توانی ۱۸۴
شکل (۴-۲) منحنی برازش ضریب همزمانی با معادله لگاریتمی ۱۸۵
شکل (۴-۳) فلوچارت کلی تعیین ظرفیت پست توزیع ۱۹۲
شکل (۴-۴) دسته‌بندی تعدادی داده دوبعدی به دو دسته (الف) داده‌های خام قبل از دسته‌بندی (ب) نتیجه دسته‌بندی بعد از اعمال روش دسته‌بندی K-Means ۱۹۴
شکل (۴-۵) مناطق کم مصرف و پر مصرف و متوسط از دید منطقه A ۱۹۶
شکل (۴-۶) مناطق کم مصرف، پر مصرف و متوسط از دید امور برق B ۱۹۶
شکل (۴-۷) مقایسه بازدهی ترانسفورمانورهای هسته آمورف با ترانسفورماتورهای فولاد سیلیکون در درصدهای بارگذاری مختلف [۷۷] ۲۰۳
شکل (۴-۸) مقایسه تلفات و انتشار کربن دی‌اکسید ترانسفورمانورهای هسته آمورف با ترانسفورماتورهای فولاد سیلیکون [۷۷] ۲۰۴
شکل (۴-۹) نمودار تک خطی برای یک پست هوایی نمونه عمومی و متداول [۶۴] ۲۰۹
شکل (۴-۱۰) نمودار تک خطی برای یک پست هوایی نمونه اختصاصی [۶۴] ۲۱۰
شکل (۴-۱۱) فلوچارت الگوریتم انتخاب برقگیر [۶۴] ۲۱۷
شکل (۴-۱۲) اتصال سیستم زمین و نول ترانسفورماتور و شبکه فشارضعیف ۲۲۰
شکل (۵-۱) موارد تاثیرگذار بر دمای هادی در حالت عملکرد عادی ۲۲۸
شکل (۵-۲) موارد تاثیرگذار بر دمای هادی در حالت رخداد خطا ۲۲۸
شکل (۵-۳) مقایسه ارتفاع مفید پایه‌ها در شبکه فشار ضعیف در حالت استفاده از کابل خودنگهدار و شبکه پنج‌سیمه مسی برای پایه‌های ۹ متری ۲۳۴
شکل (۶-۱) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت منبع تولید پراکنده در فواصل مختلف از سرخط فیدر بی‌بار با هادی هاینا ۲۵۳
شکل (۶-۲) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت منبع تولید پراکنده در فواصل مختلف از سرخط فیدر بی‌بار با هادی مینک ۲۵۳

شکل (۶-۳) فلوچارت تهیه نقشه راهنمای توسعه نیروگاه‌های تولید پراکنده ۲۶۰
شکل (۷-۱) برقرسانی به مشترکین با طرح شماره یک ۲۶۱
شکل (۷-۲) برقرسانی به مشترکین با طرح شماره دو ۲۶۲
شکل (۷-۳) میانگین قیمت هر هزار فوت مکعب گاز طبیعی در امریکا ۲۶۳
شکل (۷-۴) منحنی بازگشت سرمایه‌ی طرح شماره دو نسبت به طرح شماره یک ۲۶۸
شکل (۷-۵) برقرسانی به مشترکین با طرح شماره یک ۲۶۸
شکل (۷-۶) برقرسانی به مشترکین با طرح شماره دو ۲۶۹
شکل (۷-۷) منحنی بازگشت سرمایه‌ی طرح شماره دو نسبت به طرح شماره یک ۲۷۳
شکل (۸-۱) منحنی معکوس استاندارد برای رله‌های سرخط فیدرهای فشار متوسط ۲۷۴
شکل (۸-۲) منحنی بزرگنمایی شده جریان اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر با هادی هاینا در مقادیر مختلف سطح اتصال کوتاه در محل پست فوق‌توزیع ۲۷۶
شکل (۸-۳) منحنی ذوب فیوزهای کندسوز با مقادیر نامی مختلف [۹۳] ۲۷۸
شکل (۸-۴) منحنی قطع فیوزهای کندسوز با مقادیر نامی مختلف [۹۳] ۲۷۹
شکل (۸-۵) منحنی بزرگنمایی شده جریان اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر با هادی هاینا در مقادیر مختلف سطح اتصال کوتاه در محل پست فوق‌توزیع ۲۸۰
شکل (۹-۱) منحنی V-I مقاومت غیرخطی برای مدلسازی برقگیر در نرم‌افزار DIgSILENT ۲۸۱
شکل (۱۰-۱) مدار معادل شبکه در شرایط رخداد خطای تکفاز به زمین [۹۴] ۲۸۳
شکل (۱۰-۲) تغییرات ولتاژ سه‌فاز در شرایط رخداد خطای تکفاز به زمین در یک شبکه‌ی زمین شده‌ی مستقیم..۲۸۵
شکل (۱۰-۳) تغییرات ولتاژ سه‌فاز در شرایط رخداد خطای تکفاز به زمین در یک شبکه‌ی زمین شده با امپدانس.۲۸۵
شکل (۱۰-۴) مدار معادل شبکه در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم [۹۴] ۲۸۶
شکل (۱۰-۵) مدار معادل شبکه در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم به زمین [۹۴] ۲۸۷
شکل (۱۰-۶) تغییرات ولتاژ سه‌فاز در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم به زمین در یک شبکه‌ی زمین شده‌ی مستقیم ۲۸۸
شکل (۱۰-۷) تغییرات ولتاژ سه‌فاز در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم به زمین در یک شبکه‌ی زمین شده‌ی با امپدانس ۲۸۸

فهرست جدول‌ها

عنوان..... صفحه

جدول (۱-۱) مقدار مجاز هارمونیک ولتاژ به تفکیک سطوح ولتاژ طبق استاندارد صنعت برق ایران [۱] ۷
جدول (۱-۲) حدود مجاز اعوجاج هارمونیک جریان مجاز ۸
جدول (۱-۳) محدودیت‌های فلیکر در شبکه‌های برق ایران مطابق با استاندارد ملی صنعت برق ایران [۱] ۹
جدول (۱-۴) محدوده مجاز تغییرات ولتاژ به صورت تابعی از $\left(\frac{\Delta S}{SSC}\right)_{Max}$ ۹
جدول (۱-۵) محدودیت‌های عدم تعادل در استانداردهای مختلف [۱, ۳] ۱۰
جدول (۱-۶) الزامات طراحی شبکه بر مبنای سطح آلودگی ۱۲
جدول (۱-۷) الزامات انتخاب تجهیزات بر مبنای سطح آلودگی ۱۳
جدول (۱-۸) حداقل فاصله خزشی مقره‌ها و بوشینگ‌ها با توجه به شدت آلودگی محیطی [۸] ۱۴
جدول (۱-۹) الزامات طراحی شبکه با توجه به شدت شرجی مناطق ۱۵
جدول (۱-۱۰) حد دمای حداکثر عایق‌های متداول کابل‌های فشارضعیف [۱۱] ۲۵
جدول (۱-۱۱) حد دمای حداکثری قابل تحمل عایق‌های متداول کابل‌های فشارمتوسط [۱۲] ۲۵
جدول (۱-۱۲) ضریب K با توجه به نوع کابل و مشخصات آن [۱۳] ۲۷
جدول (۱-۱۳) اطلاعات جریان مجاز اتصال کوتاه برای کابل‌های مسی یکی از شرکت‌های سازنده کابل به تفکیک نوع هادی برای مدت زمان یک ثانیه ۲۸
جدول (۱-۱۴) سری گالوانیک فلزات مهم [۱۸] ۳۱
جدول (۱-۱۵) موارد تاثیرگذار بر خوردگی گالوانیک ۳۳
جدول (۱-۱۶) حد مجاز جبران خوردگی بر اساس استاندارد IPS-E-TP-740 ..... ۳۶
جدول (۱-۱۷) قیود و الزامات مرتبط با خوردگی بر اساس کلاسه‌بندی شرایط محیط اتصال ۳۷
جدول (۱-۱۸) مقدار BIL پیشنهادی در استاندارد IEC 60071-1 برای سطوح مختلف ولتاژ [۲۳] ۴۰
جدول (۱-۱۹) مقدار BIL پیشنهادی در استاندارد IEEE Std C62.82.1™-2010 برای سطوح مختلف ولتاژ [۲۴] ..۴۱
جدول (۱-۲۰) قیودو الزامات کلی سطوح عایقی بر مبنای کلاسه‌بندی پارامترهای مؤثر ۴۱
جدول (۱-۲۱) قیود و الزامات کلی برای زون‌بندی انتخاب طراحی شبکه به صورت هوایی یا زمینی ۴۴
جدول (۱-۲۲) تجهیزات حفاظتی برای شبکه توزیع برق ۴۶
جدول (۱-۲۳) جدول نمونه برای انجام محاسبات بازگشت سرمایه با توجه به هزینه‌ها و درآمدهای یک طرح ۵۳
جدول (۱-۲۴) فرضیات مسئله ۵۴
جدول (۱-۲۵) نتایج محاسبات اقتصادی برای مثال ذکر شده ۵۵

جدول (۱-۲۶) جدول تعداد متوسط کلید و شاخص نفوذ اتوماسیون ۷۳
جدول (۱-۲۷) مقادیر مجاز هارمونیک ولتاژ در سطوح مختلف ولتاژ [۳۳] ۸۶
جدول (۱-۲۸) مقادیر مجاز هارمونیک جریان در سطوح ولتاژ کمتر از ۶۹ KV [۳۳] ۸۶
جدول (۱-۲۹) محدودیت‌های فلیکر فشارمتوسط مطابق با استاندارد IEEE Std 1453-2015 [۳۴] ۸۷
جدول (۱-۳۰) محدودیت‌های فلیکر فشارضعیف مطابق با استاندارد IEC EN 61000-3-3 [۳۵] ۸۷
جدول (۲-۱) نتایج شبیه‌سازی و محاسبه سطح اتصال کوتاه سمت فشارمتوسط پست‌های فوق‌توزیع ۹۵
جدول (۳-۱) مقایسه مدل‌های امریکایی و اروپایی ۱۰۹
جدول (۳-۲) قیود و الزامات کلی برای زون‌بندی انتخاب طراحی شبکه به صورت هوایی یا زمینی ۱۱۲
جدول (۳-۳) شرایط استفاده گزینه‌های مختلف شبکه هوایی فشارمتوسط ۱۱۴
جدول (۳-۴) درجه اضطرار و سطح آن برای انواع بارها ۱۱۵
جدول (۳-۵) شماره نبشی مورد استفاده در اسپن ۶۰ تا ۱۰۰ متر در پایه‌های میانی شبکه ۲۰ و ۳۳ کیلوولت برای شکل پایه‌های (۱، ۲، ۳ و۴) [۵۲] ۱۲۸
جدول (۳-۶) شماره نبشی مورد استفاده در اسپن از ۶۰ تا ۱۰۰ متر برای هادی‌های مختلف به صورت پایه گوشه‌ای برای شکل پایه‌های (۱،۲،۳ و ۴) [۵۲] ۱۲۹
جدول (۳-۷) شماره نبشی مورد استفاده در اسپن از ۶۰ تا ۱۰۰ متر برای هادی‌های مختلف به صورت پایه انتهایی [۵۲] ۱۳۰
جدول (۳-۸) ضخامت مورد نیاز پوشش گالوانیزه روی پایه‌های فلزی با عمر مفید ۳۰ سال [۵۴] ۱۳۵
جدول (۳-۹) اطلاعات تیرهای بتنی مسلح [۵۶] ۱۳۶
جدول (۳-۱۰) نیروی شکست پایه‌های چوبی [۵۷] ۱۳۶
جدول (۳-۱۱) مشخصات پایه‌های کامپوزیت مونتاژ شده [۵۸] ۱۳۸
جدول (۳-۱۲) مزایا و معایب انواع پایه‌ها ۱۳۹
جدول (۳-۱۳) فاصله مجاز قائم هادی‌ها از سطح زمین (متر) [۳۲] ۱۴۳
جدول (۳-۱۴) فاصله عمودی مجاز هادی‌های فشار متوسط از خطوط با سایر سطوح ولتاژ [۳۲] ۱۴۴
جدول (۳-۱۵) مقدار امپدانس موجی با توجه به ارتفاع و شعاع هادی [۶۲] ۱۴۹
جدول (۳-۱۶) انتخاب تجهیزات شبکه فشارمتوسط ۱۵۱
جدول (۳-۱۷) حداکثر جریان اتصال کوتاه نامقارن مجاز فاز به زمین (کابل‌های زره‌دار سیمی با عایق PVC و هادی آلومینیومی) برای سطح ولتاژ ۰,۶/۱ kV و مدت زمان خطای ۱ ثانیه [۶۳] ۱۵۲
جدول (۳-۱۸) شرایط کارکرد عادی کلید در شبکه ۱۵۳
جدول (۳-۱۹) ضریب تصحیح ارتفاع از سطح دریا برای کلیدها ۱۵۴

جدول (۳-۲۰) مزایا و معایب انواع روش‌های جبران افت ولتاژ غیرمجاز ۱۵۶
جدول (۳-۲۱) ظرفیت اتوبوستر پیشنهادی با توجه به جریان بار ۱۵۷
جدول (۳-۲۲) مرز بروز اضافه ولتاژ ناشی از نصب خازن فشارمتوسط ۱۶۰
جدول (۳-۲۳) احتمال رخداد رزونانس برای خازن‌های فشارمتوسط معمول ۱۶۵
جدول (۳-۲۴) قیود و الزامات بانک خازنی ۱۶۷
جدول (۴-۱) نوع پایه و نحوه قرارگیری ترانسفورماتور در پست‌های تک‌پایه [۵۳, ۶۹] ۱۷۷
جدول (۴-۲) فیلدهای پیشنهادی پلیگون‌های چگالی بار ۱۸۰
جدول (۴-۳) ضریب همزمانی مشترکین خانگی ۱۸۴
جدول (۴-۴) ضریب همزمانی ساختمان‌های عمومی [۷۲] ۱۸۶
جدول (۴-۵) شرایط محیطی عادی برای کارکرد ترانسفورماتور [۷۴] ۱۸۷
جدول (۴-۶) ضرایب تصحیح حداکثر دمای محیط [۷۳] ۱۸۷
جدول (۴-۷) ضرایب تاثیر ارتفاع از سطح دریا بر کاهش توان خروجی ترانسفورماتورها [۷۳] ۱۸۸
جدول (۴-۸) مثالی از توزیع هارمونیکی جریان ترانسفورماتور [۷۵] ۱۸۹
جدول (۴-۹) محدوده های قرائت مامورین و وضعیت مصرف انرژی در آن‌ها ۱۹۴
جدول (۴-۱۰) حداکثر تعداد مشترک خانگی مجاز برای ظرفیت های مختلف پست توزیع ۱۹۷
جدول (۴-۱۱) متوسط پیک بار به ازای هر مشترک به ازای تعداد مختلف از مشترکین خانگی (کیلووات) ۱۹۸
جدول (۴-۱۲) طراحی پست بر اساس شرایط منطقه ۱۹۹
جدول (۴-۱۳) وضعیت تلفات بار و بی‌باری در گروه‌های مختلف ۲۰۲
جدول (۴-۱۴) انتخاب گروه تلفاتی ترانسفورماتور بر اساس ضریب بار منطقه ۲۰۲
جدول (۴-۱۵) گروه تلفاتی برتر در شرایط ضریب بار متوسط کمتر از ۳۰٪ در طول سال (رنگ قرمز) ۲۰۵
جدول (۴-۱۶) گروه تلفاتی برتر در شرایط ضریب بار متوسط بین ۳۰٪ و ۵۰٪ در طول سال (رنگ قرمز) ۲۰۶
جدول (۴-۱۷) گروه تلفاتی برتر در شرایط ضریب بار متوسط بیش از ۵۰٪ در طول سال (رنگ قرمز) ۲۰۷
جدول (۴-۱۸) پارامترهای محیطی و شرایط کاری استاندارد برای کلیدخانه‌های سطوح ولتاژ متوسط [۶۴, ۷۸] ۲۱۱
جدول (۴-۱۹) محدوده مجاز افزایش دما برای اجزای فلزی کات‌اوت فیوز [۶۴] ۲۱۳
جدول (۴-۲۰) سطح نامی عایقی برای کات‌اوت فیوزها [۶۴, ۸۰] ۲۱۴
جدول (۴-۲۱) حداقل فاصله خزشی طبق استاندارد IEC 60185 [۶۴] ۲۱۴
جدول (۴-۲۲) ضرایب تصحیح جریان نامی و افزایش دمای مجاز برحسب تغییرات ارتفاع [۶۴] ۲۱۴
جدول (۴-۲۳) ضریب تصحیح سطوح عایقی برحسب تغییرات ارتفاع [۶۴] ۲۱۴

جدول (۴-۲۴) ضریب افزایشی مقاومت معادل در اثر افزایش رادها در سیستم زمین [۸۲] ۲۲۲
جدول (۵-۱) الزامات استفاده از انواع کابل‌های خودنگهدار با توجه به شرایط پهنه‌بندی محیطی [۸۳] ۲۲۷
جدول (۵-۲) حداکثر جریان مجاز کابل خودنگهدار سه‌فاز پنج رشته [۸۵] ۲۲۹
جدول (۵-۳) حداکثر جریان مجاز کابل خودنگهدار سه‌فاز شش رشته [۸۴] ۲۲۹
جدول (۵-۴) حداکثر جریان مجاز کابل خودنگهدار تکفاز [۸۴] ۲۳۰
جدول (۵-۵) جریان مجاز کابل خودنگهدار تکفاز و سرویس مشترکین [۸۶] ۲۳۰
جدول (۵-۶) ضریب تصحیح عمق دفن کابل برای کابل‌هایی دفنی ۲۳۸
جدول (۵-۷) مقاومت مخصوص حرارتی خاک ۲۳۸
جدول (۵-۸) ضریب تصحیح درجه حرارت محیط برای کابل‌های هوایی ۲۳۹
جدول (۵-۹) ظرفیت جریانی هادی‌های مسی خطوط هوایی فشار ضعیف در دمای محیطی ۳۵ درجه و سرعت باد ۰,۶ متر بر ثانیه ۲۳۹
جدول (۵-۱۰) حداقل ارتفاع سیم یا کابل انشعاب هوایی از سطح زمین (تا ولتاژ ۶۰۰ ولت) [۵۴] ۲۴۱
جدول (۵-۱۱) حداقل کشش مجاز سیم مهار، قلاب و کلمپ انتهایی ۲۴۲
جدول (۵-۱۲) انتخاب سطح مقطع کابل انشعاب [۵۴] ۲۴۴
جدول (۶-۱) مشخصات هادی‌های Hyena و Mink استفاده شده در شبیه‌سازی ۲۵۲
جدول (۷-۱) محاسبات انتخاب هادی برای هر فیدر فشار ضعیف ۲۶۲
جدول (۷-۲) هزینه‌های منظور شده در آنالیز اقتصادی بر مبنای اطلاعات دریافتی از شرکت توزیع نیروی برق شمال کرمان ۲۶۲
جدول (۷-۳) پارامترهای تاثیرگذار در نتیجه محاسبات اقتصادی ۲۶۴
جدول (۷-۴) نتایج محاسبات اقتصادی برای مقایسه‌ی طرح شماره یک و طرح شماره دو (وضعیت فعلی: طرح شماره یک، وضعیت آتی: طرح شماره دو) ۲۶۵
جدول (۷-۵) پارامترهای تاثیرگذار در نتیجه محاسبات اقتصادی ۲۶۹
جدول (۷-۶) نتایج محاسبات اقتصادی برای مقایسه‌ی طرح شماره یک و طرح شماره دو (وضعیت فعلی: طرح شماره یک، وضعیت آتی: طرح شماره دو) ۲۷۰
جدول (۹-۱) فاصله‌ی حفاظتی برقگیر با توجه به سطح مقطع هادی شبکه و جریان صاعقه ۲۸۲
جدول (۹-۲) فاصله‌ی حفاظتی برقگیر با توجه به سطح مقطع هادی زمین برقگیر و جریان صاعقه ۲۸۲

فصل اول: قیود و الزامات کلی شبکه توزیع

۱- ۱- مقدمه

قیود، چارچوب‌ها، اصول و الزامات کلی طراحی شبکه توزیع برق، شامل اجزای متعدد و متنوعی است که لازم است در باب هر موضوع مراجع و معیارهای مشخصی تعیین گردد. سرفصل‌های مد نظر در این بخش شامل آیتم‌های زیر است:

- سطوح مجاز پارامترهای کیفیت توان
- سطوح آلودگی
- اطلس طراحی و پهنه‌بندی جغرافیایی (از منظر آسیب‌های احتمالی محیطی)
- سطح اتصال کوتاه در شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف
- مدت زمان تحمل جریان اتصال کوتاه در شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف
- سطح گالوانیک مجاز شبکه
- سطح عایقی شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف و هماهنگی عایقی
- زونبندی شبکه‌های فشارمتوسط و فشارضعیف از لحاظ هوایی یا زمینی
- حفاظت الکتریکی و مکانیکی شبکه‌های توزیع
- اقتصاد مهندسی و مهندسی ارزش

- تاب آوری در برابر حوادث طبیعی
- قابلیت اطمینان و قابلیت اعتماد
- هوشمندسازی و اتوماسیون
- حفاظت از محیط زیست

تمامی سرفصل‌های فوق یک به یک در این گزارش مورد بحث و بررسی قرار گرفته و جداول و اطلاعات مهم از مراجع و منابع اصلی نیز در حد مناسب در گزارش درج شده است. بدیهی است به دلیل گستردگی موضوعات، تک تک موضوعات فوق تنها از دیدگاه شبکه توزیع برق و آن هم در چارچوب تعیین قیود و الزامات کلی مورد نظر می‌باشد.

۱- ۲- سطوح مجاز پارامترهای کیفیت توان

یکی از مهمترین مسائلی که امروزه در سیستم‌های قدرت مورد توجه قرار گرفته است، مسائل مربوط به حوزه‌ی کیفیت توان[۱] می‌باشد. با توجه به این مسئله که شبکه تولید، انتقال و توزیع انرژی الکتریکی در سرتاسر کشور به هم پیوسته است و اصطلاحاً تحت عنوان شبکه سراسری از آن یاد می‌شود، هر گونه اغتشاش ایجاد شده توسط مشترکین، به سرتاسر شبکه و علی الخصوص نقاط مجاور و با فاصله اهمی کم منتقل می‌شود. از مهمترین اغتشاشات کیفیت توان می‌توان به نوسانات فرکانس، دامنه ولتاژ ، هارمونیک‌ها، میان هارمونیک‌ها، فلیکر، کمبود ولتاژ[۲] بیشبود ولتاژ[۳] قطعی ولتاژ[۴] و نامتعادلی ولتاژ اشاره نمود.

با توجه به اینکه فرکانس یک متغیر سراسری بوده و در همه جای شبکه یکسان می‌باشد، هرگونه نوسان فرکانس بر همه‌ی تجهیزات و بارهای شبکه تاثیر می‌گذارد. لذا از این منظر، نوسانات فرکانس بالاترین اهمیت را به خود اختصاص می‌دهند. سایر اغتشاشات که در بالا به آن‌ها اشاره شد متغیرهای محلی بوده و در نقاط مختلف شبکه متفاوت می‌باشند و با توجه به شدت اغتشاشات و ساختار شبکه، محدوده‌ی خاصی از شبکه را تحت تاثیر قرار می‌دهند.

---

[۱] Power Quality

[۲] Voltage Sag

[۳] Voltage Swell

[۴] Voltage Interruption

۱- ۲- ۱- شاخص‌ها و الزامات حوزه کیفیت توان

هر کدام از اغتشاشات کیفیت توان با معیارهای خاصی مورد سنجش قرار می‌گیرند که در این بخش برای هر اغتشاش به طور جداگانه مطرح می‌گردد. حدود مجاز اغتشاشات مختلف در استاندارد صنعت برق ایران – مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق) – قسمت اول – کلیات، در جدول ۱ تا جدول ۹ ارائه شده است. در سایر قسمت‌های این استاندارد، جزئیات و توضیحات تکمیلی مربوطه ارائه شده است.

۱- ۲- ۱- ۱- معیارها و الزامات فرکانس

حدود مجاز فرکانس برای کل شبکه در سطوح مختلف ولتاژ یکسان و برابر با ۴۹/۵ هرتز تا ۵۰/۵ هرتز می‌باشد. بسته به میزان اختلاف فرکانس با مقدار مجاز فوق و تداوم آن عملکرد متفاوتی مطابق استاندارد صنعت برق ایران – مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق) - قسمت اول - کلیات در نظر گرفته شده است.

۱- ۲- ۱- ۲- معیارها و الزامات دامنه ولتاژ

هر گونه افت ولتاژ و یا اضافه ولتاژ دائمی می‌تواند منجر به آسیب‌دیدگی تجهیزات، کاهش عمر مفید آن‌ها و یا کاهش بازده عملکرد آن‌ها گردد. لذا اهمیت دارد که ولتاژ همواره در محدوده مشخصی قرار داشته باشد. البته کمبود و اضافه ولتاژهای گذرا مواردی هستند که در ادامه به طور جداگانه مورد بررسی قرار خواهند گرفت. الزامات دامنه ولتاژ بر روی متغیر RMS ولتاژ شبکه تعریف می‌شود. بر اساس استاندارد صنعت برق ایران – مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)، محدوده مجاز ولتاژ برای سطح ولتاژ ۴۰۰ ولت بدین صورت است:

- افزایش تا ۵ درصد
- کاهش تا ۱۰ درصد

برای سایر سطوح ولتاژ، تغییرات مجاز در شرایط عادی در محدوده ۵± می‌باشد و در شرایط برقدار کردن خطوط و پست‌ها و یا به صورت کوتاه مدت (حداکثر ۱۵ دقیقه)، ولتاژ می‌تواند تا ۱۰± نیز تغییر کند [۱]. با این وجود، لازم است سطح افت ولتاژ مجاز در شبکه فشارضعیف توزیع برق در زمان طراحی نیز ۵٪ در نظر گرفته شود تا در سال‌های بعدی با توجه به رشد سالیانه بارها و افزایش افت ولتاژ، با مرز ۱۰ درصد

مجاز استاندارد فاصله‌ی مناسبی داشته باشد. لذا به طور کلی، حداکثر افت ولتاژ مجاز در نقطه‌ی تحویل مشترک در زمان طراحی شبکه ۵ درصد می‌باشد.

۱- ۲- ۱- ۳- معیارهای کمبود ولتاژ کوتاه مدت

مطابق با استاندارد IEEE Std 1564™-2014 [۲]، افت ولتاژ غیرمجاز به صورت گذرا و کوتاه مدت را کمبود ولتاژ یا Voltage Sag می‌نامند. حد آستانه‌ی کمبود ولتاژ معمولاً ٪۹۰ یا ٪۹۵ مقدار نامی ولتاژ انتخاب می‌شود که با توجه به نوع کاربرد تعیین می‌گردد[۲]. بدین ترتیب، نقطه‌ی آغاز و پایان اغتشاش با توجه به این مقدار آستانه سنجیده می‌شود. در استانداردهای IEEE Std 1250-2018 [۳] و IEEE Std 1159-2019 [۴] از کاهش ولتاژ شبکه بین ۰/۱ تا ۰/۹ پریونیت در مدت زمان بین ۰/۵ سیکل فرکانس اصلی (معادل ۱۰ میلی ثانیه برای شبکه ایران) تا یک دقیقه به نام کمبود ولتاژ یاد شده است. با توجه به تاثیرگذاری پارامترهایی همچون مقدار RMS ولتاژ و مدت زمان اغتشاش بر شدت خسارات ناشی از آن، اندیس‌ها و معیارهای مختلفی برای این اغتشاش تعریف شده است. بروز این پدیده ناشی از عوامل مختلفی است که بروز اتصال کوتاه، برخی از کلیدزنی‌ها و ورود بارهای بزرگ به مدار از پر تکرارترین آن‌ها می‌باشد. توضیحات تکمیلی در مورد شاخص‌های مربوطه در انتهای همین فصل ارائه شده است.

رعایت پیشنهادات زیر می‌تواند در کاهش خسارات ناشی از کمبود کوتاه مدت ولتاژ مؤثر باشد:

- مشترکین دارای مدارهای کنترلی دقیق مانند کارخانجات نساجی به کمبود ولتاژ کوتاه مدت و تغییر زاویه فاز ولتاژ حساس هستند و لذا اتصال مشترکین تولید کننده اغتشاش مانند کارخانجات فولاد و دارای کوره‌های قوس الکتریکی و مشابه آن‌ها به فیدر یکسان و در فاصله الکتریکی کم، باعث خسارت زیاد به مشترکین حساس خواهد شد. لذا مشترکینی که به دلیل تغییرات شدید بار می‌توانند ایجادکننده‌ی این اغتشاش باشند، بایستی ملزم به نصب تجهیزات جبرانساز شده و محل تغذیه آن‌ها تا حد امکان به پست فوق‌توزیع نزدیک باشد تا مشکلات کمتری برای سایر مشترکین ایجاد کنند. به طور کلی، تاثیرگذاری مشترکین بر روی همدیگر ارتباط مستقیمی با فاصله الکتریکی بین آن‌ها دارد. توضیحات تکمیلی در مورد فاصله الکتریکی در استاندارد صنعت برق

ایران – مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت توان) قسمت سوم – فلش و قطعی ولتاژ، قابل دسترسی است.

- تعیین جهت و منبع اغتشاش کمبود ولتاژ کوتاه‌مدت به سادگی میسر نیست. انجام این مهم نیازمند اندازه‌گیری و شبیه‌سازی لازم و تحلیل نوسانات مشاهده شده می‌باشد و الزامات اندازه‌گیری طبق استاندارد صنعت برق ایران – مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت توان) قسمت نهم – دستورالعمل اندازه‌گیری کیفیت برق، بازرسی و اطمینان از کیفیت آن، بایستی رعایت شود.

۱- ۲- ۱- ٤- معیارها و الزامات بیشبود ولتاژ کوتاه مدت

به افزایش ولتاژ نامی شبکه بیشتر از ٪۱۰ مقدار نامی برای مدت زمان ۰/۵ سیکل فرکانس اصلی (۱۰ میلی ثانیه در شبکه ایران) تا ۱ دقیقه، بیشبود ولتاژ می‌گویند [۲-۴]. بیشبود ولتاژ دارای دو مؤلفه اصلی می‌باشد: مدت زمان اغتشاش بیشبود ولتاژ[۱] و اندازه‌ی بیشبود ولتاژ[۲] به فاصله‌ی زمانی بین لحظه‌ای که مقدار RMS ولتاژ از مقدار آستانه (معمولا ۱/۱ پریونیت) فراتر می‌رود تا زمانی که دوباره مقدار RMS ولتاژ به این مقدار باز می‌گردد، مدت زمان اغتشاش بیشبود ولتاژ می‌گویند [۲]. از بیشترین مقدار RMS ولتاژ که حین مدت زمان بروز اغتشاش بیشبود ولتاژ رخ می‌دهد تحت عنوان اندازه‌ی بیشبود ولتاژ یاد می‌شود [۲].

بروز پدیده بیشبود ولتاژ کوتاه مدت به مراتب کمتر از کمبود ولتاژ کوتاه مدت رخ می‌دهد. قطع بارهای بزرگ و خطاهای نامتقارن (تکفاز به زمین و دوفاز به زمین) از مهمترین عوامل بروز این پدیده است که توضیحات تکمیلی در "پیوست شماره چهار" ارائه شده است. میزان خسارات ناشی از این پدیده به دلیل تعدد کمتر آن و شدت کمتر آن، بسیار کمتر از Sag ولتاژ است. با این وجود رعایت الزامات پیشنهادی بخش کمبود ولتاژ کوتاه مدت در این بخش نیز مفید است.

۱- ۲- ۱- ٥- معیارها و الزامات قطعی موقت ولتاژ

مطابق با استاندارد IEC 61000-2-8 به قطعی‌های موقت ولتاژ تا ۱ دقیقه، قطعی موقت ولتاژ می‌گویند [۵]. در بعضی از ساختارها که در آن از ریکلوزرها استفاده می‌کنند، این زمان می‌تواند تا ۳ دقیقه نیز افزایش

---

[۱] Voltage Swell Duration

[۲] Voltage Swell Magnitude

یابد [۵]. در استاندارد IEEE Std 1159-2019، به کاهش مقدار RMS سیستم بین صفر تا ۰/۱ پریونیت، در بازه زمانی ۰/۵ سیکل مؤلفه اصلی (۱۰ میلی ثانیه برای شبکه ایران) تا ۳ ثانیه، قطعی آنی ولتاژ[۱] گفته می‌شود و برای اغتشاش‌هایی که تا ۱ دقیقه طول می‌کشد از اصطلاح قطعی موقت[۲] استفاده شده است [۴]. نقطه‌ی آستانه‌ی مقدار RMS ولتاژ در اغتشاش قطعی ولتاژ معمولاً در بازه‌ی صفر الی ٪۱۰ مقدار نامی منظور می‌شود [۲] ؛ که مقدار ٪۱۰ به عنوان آستانه‌ی پیشنهادی در استاندارد IEEE Std 1564-2014 مطرح شده است. مدت زمان اغتشاش قطعی را می‌توان مدت زمانی در نظر گرفت که مقدار RMS ولتاژ مؤلفه اصلی از مقدار آستانه‌ی قطعی ولتاژ کمتر می‌شود و دوباره به آن مقدار باز می‌گردد [۲].

با توجه به اینکه اغتشاش قطعی ولتاژ را می‌توان یک اغتشاش کمبود ولتاژ با آستانه‌ی بیشتر در نظر گرفت، بنابراین تمامی اندیس‌های تعریف شده برای کمبود ولتاژ قابل تعمیم به قطعی ولتاژ می‌باشد و در استانداردها به طور جداگانه مطرح نشده است. دقت شود که در اینجا با توجه به اینکه مباحث کیفیت توان مدنظر است، تمرکز صرفاً بر روی قطعی‌های موقت می‌باشد و قطعی‌های دائمی که با اندیس‌هایی همچون ENS[۳]، SAIDI[۴]،SAIFI[۵] در مطالعات قابلیت اطمینان سنجیده می‌شود مدنظر نیست. از نقطه نظر مدت زمان قطعی ولتاژ محدودیتی در استانداردهای کیفیت توان تعریف نشده است.

قطعی‌های موقت به دلایل مختلفی در شبکه رخ می‌دهند که از مهمترین آن‌ها برای شبکه توزیع برق خطاهای گذرا و عملکرد ریکلوزر می‌باشد. به دلیل خسارات ناشی از این اغتشاش، لازم است تا حد امکان فیدرهای صنعتی و کشاورزی (فیدرهای کشاورزی بیشتر در معرض خطاهای گذرا هستند) تفکیک شوند. علاوه بر این استفاده از هادی‌های روکش‌دار در مسیرهای در معرض برخورد شاخ و برگ درختان و استفاده از منحرف‌کننده‌ها و اقدامات لازم برای جلوگیری از پرنده‌زدگی مطابق با دستورالعمل "تعامل و

[۱] Momentary Voltage Interruption

[۲] Temporary Interruption

[۳] Energy Not Supplied

[۴] System Average Interruption Duration Index

[۵] System Average Interruption Frequency Index

تقابل پرندگان و شبکه‌های برق" پیشنهاد می‌گردد. نمونه‌ای از منحرف‌کننده‌ها در شکل (۱-۳۷) از گزارش مرحله دوم نشان داده شده است.

۱- ۲- ۱- ۶- معیارها و الزامات هارمونیک‌ها

هارمونیک‌ها ضرایب صحیحی از فرکانس اصلی هستند که در متغیرهای ولتاژ و جریان مشاهده می‌شوند و منجر به اعوجاج شکل موج آن‌ها می‌گردند. قسمت دوم از استاندارد صنعت برق ایران – مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق) به موضوع هارمونیک‌ها اختصاص دارد.

برای بررسی شدت هارمونیک در یک نقطه، معیارهای مختلفی تعریف شده است که از مهمترین آن‌ها می‌توان به فاکتور هارمونیک ولتاژ (HF_V) ، فاکتور هارمونیک جریان (HF_I)[۲]، اعوجاج تقاضای کل (TDD)[۳]، اعوجاج هارمونیکی کل ولتاژ (THD_V)[۴]، اعوجاج هارمونیکی کل جریان (THD_I)[۵]، جریان هارمونیکی کل (I_H) و ولتاژ هارمونیکی کل (V_H) اشاره نمود [۶]. تعریف هر کدام از معیارهای فوق، مطابق با استاندارد IEEE Std 519-1992 در انتهای همین فصل ارائه شده است. به منظور کنترل سطح هارمونیک شبکه، الزاماتی برای هارمونیک‌های ولتاژ و جریان در سطوح مختلف ولتاژ وضع شده است که در ادامه به طور جداگانه ارائه می‌شوند.

۱- ۲- ۱- ۷- الزامات هارمونیک ولتاژ

در استاندارد صنعت برق ایران – مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق) - قسمت اول، حدود مجاز هارمونیک با توجه به سطح ولتاژ مشخص شده است که در جدول (۱-۱) نشان داده شده است.

جدول (۱-۱) مقدار مجاز هارمونیک ولتاژ به تفکیک سطوح ولتاژ طبق استاندارد صنعت برق ایران [۱]

حداکثر هارمونیک ولتاژ مجاز در شینه‌های با ولتاژهای مختلف نسبت به ولتاژ نامی با فرکانس ۵۰ هرتز			
ولتاژ شینه	اوجاج تکی ولتاژ (IHD) (٪)		اعوجاج کل ولتاژ (THD) (٪)
	فرد	زوج	
۴۰۰ ولت، ۲۰ و ۳۳ کیلوولت	۳	۱،۵	۵
۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت	۱،۵	۰،۷	۲،۵
۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت	۱	۰،۵	۱،۵

[۱] Harmonic Factor for voltage
[۲] Harmonic Factor for Current
[۳] Total Demand Distortion
[۴] Total Harmonic Distortion for Voltage
[۵] Total Harmonic Distortion for current

همانطور که مشاهده می‌شود، هارمونیک ولتاژ مجاز با افزایش سطح ولتاژ کاهش می‌یابد. چرا که سطوح بالاتر ولتاژ بر سطوح پایین‌تر تاثیرگذاری بالایی دارند.

در استاندارد صنعت برق ایران – مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق) - قسمت اول - کلیات، در مورد شرایط اندازه‌گیری و فواصل زمانی هارمونیک‌ها الزاماتی ارائه شده است که طی آن، شرکت‌های بهره‌بردار شبکه باید مطالعات منظمی را به صورت دوره‌ای بر روی میزان هارمونیک شبکه داشته باشند. همچنین، در استاندارد مذکور در مورد اتصال مشترکین جدید به شبکه نکات و الزاماتی مطرح شده است که در مراحل مختلف بهره‌برداری از شبکه لازم‌الاجرا می‌باشد [۱].

حدود مجاز اعوجاج هارمونیک جریان در استاندارد صنعت برق ایران مطابق جدول (۱-۲) می‌باشد.

جدول (۱-۲) حدود مجاز اعوجاج هارمونیک جریان مجاز

بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی (دیماند) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه (R)	ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد نسبت به ماکزیمم جریان مصرف یا دیماند بدون هارمونیک مشترک										اعوجاج کلی جریان
	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک مرتبه n										
	n >۱۱		۱۱ ≤ n <۱۷		۱۷ ≤ n <۲۳		۲۳ ≤ n <۳۵		n ≥ ۳۵		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
$R > 5$	٤	۱/۰	۳/۰	۰/٥	۱/٥	۰/٤	۰/٦	۰/۱	۰/۳	۰/۱	٥
$5 \geq R > 2$	۷	۱/۷	۳/٥	۰/۹	۲/٥	۰/٦	۱/۰	۰/۳	۰/٥	۰/۱	۸
$2 \geq R > 1$	۱۰	۲/٥	٤/٥	۱/۱	٤/۰	۱/۰	۱/٥	۰/٤	۰/۷	۰/۲	۱۲
$1 \geq R > 0/1$	۱۲	۳/۰	٥/٥	۱/٤	٥/۰	۱/۲	۲/۰	۰/٥	۱/۰	۰/۲	۱٥
$R \leq 0/1$	۱٥	۳/۸	۷/۰	۱/۷	٦/۰	۱/٥	۲/٥	۰/٦	۱/٤	۰/۳	۲۰

همانطور که مشاهده می‌شود، با کاهش سطح اتصال کوتاه، مقادیر مجاز هارمونیک جریان کاهش می‌یابند. چرا که کاهش سطح اتصال کوتاه، معادل افزایش امپدانس معادل دیده شده از آن نقطه است و جریان هارمونیکی با ضرب شدن در این امپدانس، ولتاژ هارمونیکی بزرگتری را ایجاد می‌کند. لذا در نقاطی که سطح اتصال کوتاه پایین است، حدود مجاز هارمونیک جریان نیز کمتر است.

۱- ۲- ۱- ۸- معیارها و الزامات فلیکر

فلیکر عبارت است از تغییرات نور لامپ‌ها ناشی از نوسانات ولتاژ. با توجه به اینکه چشم انسان فرکانس‌های خاصی را احساس می‌کند، از یک محدوده‌ای به بعد فلیکر برای انسان آزاردهنده خواهد بود. در استاندارد صنعت برق ایران، محدوده‌های مجاز فلیکر مطابق با جدول (۱-۳) پیشنهاد شده است.

جدول (۱-۳) محدودیت‌های فلیکر در شبکه‌های برق ایران مطابق با استاندارد ملی صنعت برق ایران [۱]

سطح ولتاژ	۴۰۰ ولت (فشار ضعیف)	۲۰ و ۳۳ کیلو ولت (فشار متوسط)	۶۳، ۱۳۲، ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلو ولت (فشار قوی)
حد مجاز Pst	۱,۰	۰,۹	۰,۸
حد مجاز Plt	۰,۸	۰,۷	۰,۶

در دستورالعمل بهره‌برداری از مولدهای تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع، با توجه به تاثیرگذاری این منابع در نوسانات ولتاژ و فلیکر، الزام دیگری ذکر شده است که در جدول (۱-۴) نشان داده شده است.

جدول (۱-۴) محدوده مجاز تغییرات ولتاژ به صورت تابعی از $\left(\frac{\Delta S}{SSC}\right)_{Max}$

$\left(\frac{\Delta S}{SSC}\right)_{Max}$	تغییرات ولتاژ در هر دقیقه (r)
۰,۱۵	$r > 200$
۰,۲۳	$10 \le r < 200$
۰,۴۶	$r < 10$

در مورد مدت زمان لازم برای اندازه‌گیری فلیکر و محاسبه‌ی شاخص‌های Pst و Plt، لازم است به صفحه ۹ از استاندارد صنعت برق ایران [۱] مراجعه شود. همچنین، در حوزه بهره‌برداری، در مورد اتصال مشترکین جدید به شبکه و تاثیرگذاری آنان بر آلودگی فلیکر شبکه، در صفحات ۱۸ تا ۲۳ استاندارد صنعت برق ایران نکات و الزاماتی مطرح شده است که باید مورد توجه قرار گیرد.

۱- ۲- ۱- ۹- معیارها و الزامات عدم تعادل ولتاژ

عدم تعادل ولتاژ به وضعیتی گفته می‌شود که در آن اندازه‌ی ولتاژ سه فاز به هر دلیلی برابر نباشند و یا اختلاف فاز بین آن‌ها غیر از ۱۲۰ درجه باشد. در جدول (۱-۵) تعدادی از این محدودیت‌ها همراه با نام استاندارد وضع کننده‌ی محدودیت‌ها ذکر شده است.

جدول (۱-۵) محدودیت‌های عدم تعادل در استانداردهای مختلف [۱, ۳]

نام استاندارد	محدودیت عدم تعادل	
ANSI C84.1-2016	< 3%	
IEC 61000-2-2:2002	< 2%	
EN 50160:2010	< 2%	
IEEE Std 1250-2018	< 2%	
استاندارد صنعت برق ایران	۴۰۰ ولت و ۲۰ و ۳۳ کیلوولت	< 2%
	۶۳، ۱۳۲، ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت	< 1%

در صفحه ۱۳ از استاندارد صنعت برق ایران-مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق) – قسمت اول - کلیات، در مورد روش اندازه‌گیری عدم تعادل و فواصل زمانی اندازه‌گیری آن برای شرکت‌های برق الزاماتی ارائه شده است تا عدم تعادل ولتاژ به طور منظم مورد سنجش قرار گیرد.

۱- ۲- ۱- ۱۰- معیارها و الزامات میان هارمونیک‌ها

میان هارمونیک‌ها ضرایب غیرصحیحی از مؤلفه‌ی اصلی فرکانس شبکه می‌باشند. در مورد میان هارمونیک‌ها استاندارد مخصوصی ارائه نشده است. بیشترین تاثیر میان هارمونیک‌ها بر افزایش شدت فلیکر شبکه می‌باشد و به جای بررسی میان هارمونیک‌ها به طور خاص، معمولاً در مورد تاثیر آن‌ها بر فلیکر مطالبی ذکر شده است که به عنوان مرجع می‌توان به استاندارد IEEE Std 1453-2015 اشاره نمود. اما در استاندارد صنعت برق ایران به این نکته اشاره شده است که حد مجاز برای هر هارمونیک میانی برای سطح مختلف ولتاژ،حدود ۰,۲ درصد ولتاژ نامی تغذیه می‌باشد که باید همزمان با اندازه‌گیری‌های دوره‌ای که برای هارمونیک‌ها انجام می‌شود، مورد سنجش و ارزیابی قرار گیرد [۱].

۱- ۲- ۲- جمع‌بندی الزامات کیفیت توان

در اتصال مشترکین جدید به شبکه توزیع برق خصوصاً مشترکین ۱ مگاوات و بالاتر که یا دارای تجهیزات حساس باشند و یا از بارهای آلوده کننده باشند، انجام بررسی‌ها و ارزیابی‌های پیش از اتصال به شبکه در نقاط اتصال با سطح اتصال کوتاه پایین‌تر از ۵ کیلوآمپر ضروری است. (هارمونیک مجاز جریان به سطح اتصال کوتاه محل اتصال مشترک و به جریان نامی بار و مرتبه هارمونیک وابسته است. حداکثر دیماند درخواستی مشترک در سطح شبکه توزیع برق ۷ مگاوات است و بنابراین مرز سخت‌گیرانه‌ترین شروط

هارمونیک مجاز جریان برای نقاطی با سطح اتصال کوتاه ۴,۵ کیلوآمپر و پایین‌تر برقرار می‌باشد که به منظور ساده سازی ۵ کیلوآمپر طرح گردید. مشترکی با دیماند ۷ مگاوات و سطح مجاز هارمونیک جریان متداول (۱۰٪) باعث بروز اضافه ولتاژ غیر مجاز در سطح اتصال کوتاه ۲,۵ کیلوآمپر در هارمونیک مرتبه ۱۱ می‌شود. به این ترتیب بروز هارمونیک ولتاژ غیر مجاز در این شرایط خصوصاً با در نظر گرفتن هارمونیک پس زمینه بسیار محتمل خواهد بود.).

برای بارهای با توان مصرفی بیش از یک مگاوات، در صورتی که الزامات فوق برآورده نشود، مشترک موظف به نصب تجهیزات جبرانساز مناسب مانند فیلترهای هارمونیکی و یا SVC در نقطه اتصال به شبکه می‌باشد. برای این منظور لازم است مطالعات لازم را به انجام رسانده و طرح را تحت نظارت شرکت توزیع اجرایی نماید. لازم به ذکر است هر چه میزان تقاضای مشترک بیشتر و سطح اتصال کوتاه محل کمتر باشد، احتمال بروز مشکل بیشتر خواهد بود. صنایع آلوده کننده (مانند فولاد) و صنایع حساس (مانند نساجی) باید به طور ویژه مد نظر قرار گیرد.

۱- ۳- سطح آلودگی

همانطور که در مبحث پهنه‌بندی اشاره شد، یکی از مسائل مهم در طراحی شبکه‌های توزیع، بحث آلودگی محیطی می‌باشد. نوع آلودگی و میزان آن در طراحی شبکه و انتخاب تجهیزات تاثیرگذار است. یکی از مجموعه داده‌هایی که باید قبل از طراحی شبکه توزیع، نسبت به جمع‌آوری آن‌ها اقدام شود، اطلاعات وضعیت آلودگی محیطی می‌باشد. بر مبنای کلاسه‌بندی انجام شده، رعایت الزامات طرح شده در این گزارش ضروری می‌باشد. در این بخش، لیستی از تجهیزات مهم شبکه توزیع آورده شده است که سطح آلودگی در انتخاب آن‌ها تاثیرگذار است [۷]:

- ترانسفورماتور قدرت
- برقگیر
- مقره
- بوشینگ
- سرکابل
- کاور

- ریکلوزر
- سکسیونر
- بریکر[1]
- سکشنالایزر
- خازن‌های ۲۰ کیلو ولت
- کات اوت فیوز

لازم به ذکر است که میزان تاثیرگذاری و اهمیت آلودگی در طراحی و انتخاب تجهیزات فوق یکسان نیست و برای بعضی تاثیرگذاری بالاتری دارد که طراح باید در طراحی خود به آن توجه نماید.

۱- ۳- ۱- الزامات طراحی شبکه بر اساس شدت آلودگی محیطی

طراحان محترم لازم است بر اساس اطلاعات شدت آلودگی محیطی و کلاسه‌بندی مربوطه الزامات زیر را در طراحی شبکه و انتخاب تجهیزات رعایت نمایند. مطابق با استاندارد IEEE Std C57.19.100-2012، محیط‌های آلوده به چهار دسته‌ی سبک، متوسط، سنگین و فوق سنگین تقسیم‌بندی می‌شوند[۸].

۱- ۳- ۱- ۱- الزامات طراحی شبکه بر مبنای کلاسه‌بندی شدت آلودگی

در طراحی شبکه توزیع، شدت آلودگی بر اساس کلاسه‌بندی ارائه شده در جداول (۲-۱۳) و (۲-۱۵) گزارش مرحله دوم به صورت جدول (۱-۶) بایستی لحاظ گردد:

جدول (۱-۶) الزامات طراحی شبکه بر مبنای سطح آلودگی

سطح آلودگی	الزامات
سبک	الزاماتی برای انجام طراحی پیش بینی نشده است
متوسط	الزاماتی برای انجام طراحی پیش بینی نشده است
سنگین	تنه اصلی فیدر تا نقاط مانور اصلی زمینی طراحی شود. شبکه فشارضعیف با سیم لخت هوایی طراحی نشود.
خیلی سنگین	شبکه فشار متوسط به صورت زمینی طراحی شود. پست‌های توزیع زمینی بدون تهویه طبیعی طراحی شود. شبکه فشارضعیف به صورت سیم هوایی لخت طراحی نشود. در مسیریابی شبکه فشارمتوسط، حداقل طول مسیر در محدوده فوق سنگین قرار گیرد. مکان پیشنهادی برای پست فوق‌توزیع ترجیحاً خارج از محدوده فوق سنگین باشد.

[1] Breaker

۱- ۳- ۱- ۲- الزامات انتخاب تجهیزات بر مبنای کلاسه‌بندی شدت آلودگی

در انتخاب تجهیزات شبکه توزیع، شدت آلودگی بر اساس کلاسه‌بندی ارائه شده در جداول (۲-۱۳) و (۲-۱۵) گزارش مرحله دوم به صورت جدول (۱-۷) بایستی لحاظ گردد:

جدول (۱-۷) الزامات انتخاب تجهیزات بر مبنای سطح آلودگی

سطح آلودگی	الزامات
سبک	الزاماتی برای انتخاب تجهیزات پیش بینی نشده است
متوسط	الزاماتی برای انتخاب تجهیزات پیش بینی نشده است
سنگین	حداقل فاصله خزشی ۴۴ میلیمتر بر کیلوولت باشد.
خیلی سنگین	در طراحی، از مقره چینی استفاده نشود. استفاده از پوشش‌های محافظت کننده برای مقره‌های شبکه فشارمتوسط و بوشینگ پست‌های هوایی الزامی است. انتخاب مقره در شبکه متناسب با یک سطح ولتاژ بالاتر انجام شود. حداقل فاصله خزشی ۵۴ میلیمتر بر کیلوولت باشد.

استفاده مقره بدون لعاب در تمامی شرایط غیرمجاز است و بهتر است در طراحی‌های جدید استفاده از مقره‌های چینی تا حد امکان حتی در مناطق و شرایط عادی نیز محدود گردد. در مناطقی که شدت آلودگی بالایی وجود دارد و در زمره‌ی مناطق سنگین و فوق‌سنگین قرار می‌گیرند، به منظور کاهش خطاها و خسارت‌های ناشی از آلودگی و رطوبت بالا، توصیه می‌شود تا حد امکان از شبکه‌های زمینی به جای شبکه‌های هوایی استفاده شود. این کار علاوه بر کاهش تعداد خطاها و خسارات، هزینه‌های برنامه‌های دوره‌ای برای رفع آلودگی‌های محیطی را نیز کاهش می‌دهد. البته توجه به مسائلی همچون نوع خاک منطقه و بحث‌های خوردگی نیز در اینجا اهمیت پیدا می‌کند که باید قبل از احداث شبکه زمینی بررسی شوند.

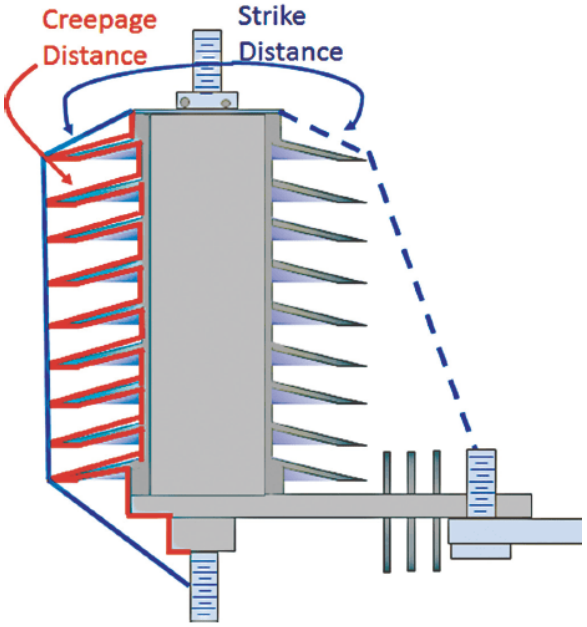
۱- ۳- ۲- اقدامات پیشگیرانه در طراحی شبکه‌ی توزیع در مواجهه با آلودگی

طراح شبکه توزیع باید اقدامات زیر را در طراحی خود مدنظر قرار دهد تا شبکه در مواجهه با آلودگی محیطی به مشکل برنخورد [۸]:

- رعایت حداقل فاصله خزشی[1] مقره‌ها و بوشینگ‌ها مطابق با جدول (۱-۸) با توجه به شدت آلودگی محیطی [۸]. لازم به ذکر است که منظور از فاصله‌ی خزشی، فاصله‌ی نشان داده شده در شکل (۱-۱) می‌باشد.

جدول (۱-۸) حداقل فاصله خزشی مقره‌ها و بوشینگ‌ها با توجه به شدت آلودگی محیطی [۸]

سطح آلودگی محیطی	حداقل فاصله خزشی (mm/kV)
سبک	۲۸
متوسط	۳۵
سنگین	۴۴
خیلی سنگین	۵۴ یا بالاتر



شکل (۱-۱) نمایی از یک مقره و فاصله‌ی خزشی آن

- استفاده از پوشش‌های محافظت کننده: از پوشش‌های محافظت کننده می‌توان برای بهبود عملکرد بوشینگ‌ها و مقره‌ها استفاده نمود. بعضی از پوشش‌های محافظت کننده، پوشش‌های موقت هستند که از مهمترین آن‌ها می‌توان به گریس‌های سیلیکونی اشاره نمود که نیاز به تعویض‌های دوره‌ای دارند. در مقابل، بعضی از پوشش‌ها دائمی هستند که غیرقابل تغییر هستند [۸].
- استفاده از عایق‌های کامپوزیتی ضد آلودگی و یا عایق‌های با لعاب شیشه‌ای.
- تدوین برنامه‌های متناوب پاکسازی آلودگی‌ها [۸].

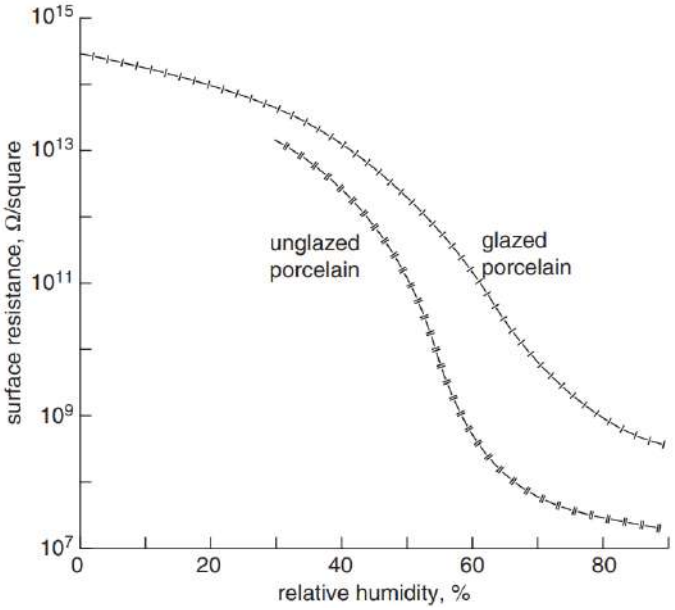
[1] Creepage Distance

- سطح مقره باید به گونه‌ای طراحی گردد که از هرگونه تجمع آلودگی بر روی سطح آن جلوگیری به عمل آید [۹].
- طراحی مقره باید به گونه‌ای باشد که آلودگی رسوب کرده بر روی آن در اثر وزش باد و یا بارش باران پاکسازی شود [۹].

۱- ۳- ۳- منظور کردن رطوبت

علاوه بر آلودگی محیطی، رطوبت نیز تاثیرگذاری بالایی در قدرت عایقی مقره‌ها دارد که باید در طراحی شبکه توزیع مدنظر قرار داده شود. منحنی تغییرات مقاومت الکتریکی بر حسب رطوبت برای دو نمونه مقره (لعاب دار و بی لعاب) در شکل (۱-۲) نشان داده شده است [۱۰]. با توجه به اینکه مقره‌های لعاب‌دار نسبت به مقره‌های بی‌لعاب دارای عملکرد بسیار بهتری هستند، لذا استفاده از مقره‌های بی‌لعاب منع می‌گردد.

معیار سنجش رطوبت بر اساس شاخص شدت شرجی یک منطقه صورت می‌گیرد و به چهار سطح شرجی ضعیف، متوسط،شدید و خیلی شدید تقسیم‌بندی می‌شود. اقداماتی که باید در هر منطقه با توجه به شدت شرجی آن منطقه صورت گیرد مطابق با جدول (۱-۹) می‌باشد.



شکل (۱-۲) منحنی تغییرات مقاومت بر حسب رطوبت برای دو نمونه مقره [۱۰]

جدول (۱-۹) الزامات طراحی شبکه با توجه به شدت شرجی مناطق

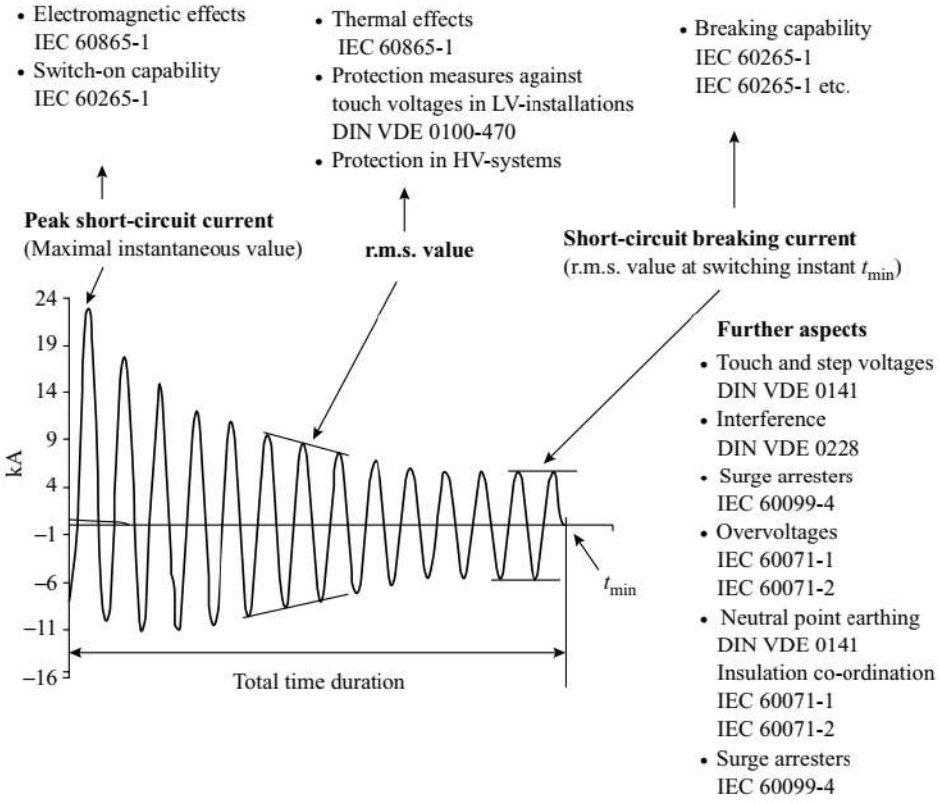
شدت شرجی	الزامات عملی
شدت شرجی ضعیف	-
شدت شرجی متوسط	استفاده از هادی روکش‌دار و کابل خودنگهدار برای احداث شبکه هوایی
شدت شرجی شدید	استفاده از هادی روکش‌دار و کابل خودنگهدار برای احداث شبکه هوایی - استفاده از پوشش برای مقره‌ها
شدت شرجی خیلی شدید	استفاده از شبکه زمینی در تنه اصلی فیدر فشار متوسط تغذیه کننده بارهای حساس و مهم

۱- ٤- سطح اتصال کوتاه در شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف

سیستم‌های قدرت الکتریکی باید به گونه‌ای برنامه‌ریزی، پیش‌بینی، احداث، راه‌اندازی و بهره‌برداری شوند که امکان تأمین ایمن، مطمئن و اقتصادی بار را فراهم کنند. با وجود برنامه‌ریزی و طراحی دقیق، نگهداری خوب و عملکرد کامل سیستم، نمی‌توان از خطاهایی مانند اتصال کوتاه در سیستم قدرت جلوگیری کرد. این به معنای تأثیرپذیری سیستم از عوامل بیرونی است، مانند اتصال کوتاهی که به دنبال ضربه‌های صاعقه به هادی‌های فاز خطوط هوایی و آسیب کابل‌ها و همچنین خطاهای داخلی که به دلایل مختلف مانند پیر شدن مواد عایق رخ می‌دهد. بنابراین جریان‌های اتصال کوتاه تأثیر مهمی در طراحی و کارکرد تجهیزات و سیستم‌های قدرت دارند. سوئیچ‌ها و فیوزها باید جریان اتصال کوتاه را در مدت زمان کوتاه و به روشی ایمن قطع کنند. زیرا عبور جریان اتصال کوتاه از تجهیزات شبکه موجب آسیب جدی به تجهیزات شده و هزینه‌های گزافی به دنبال خواهد داشت.

اتصال کوتاه نوسانات مکانیکی واحدهای ژنراتور را تحریک می‌کند که منجر به نوسانات توان اکتیو و راکتیو نیز می‌شود و بنابراین در فیدرهایی که نیروگاه‌های تولید پراکنده متصل هستند می‌تواند موجب مشکلات پایداری مولدها شود. علاوه بر این تجهیزات و تاسیسات باید در برابر اثرات گرمایی و الکترومغناطیسی (مکانیکی) مورد انتظار ناشی از جریان‌های اتصال کوتاه مقاومت کنند.

در شکل (۱-۳) دوره زمانی معمول جریان اتصال کوتاه نشان داده شده است که می‌تواند در تاسیسات فشارقوی در مجاورت نیروگاه‌های دارای ژنراتورهای سنکرون اندازه‌گیری شود که با تجزیه شدن اجزای AC و DC جریان مشخص می‌شود.



شکل (۱-۳) دوره زمانی معمول جریان اتصال کوتاه

فرض بر این است که اتصال کوتاه تقریباً برای ۱۴ سیکل پس از شروع خاموش می‌شود. به منظور دید بهتر، باید به چهار پارامتر جریان اتصال کوتاه توجه شود.

- **مدت زمان جریان اتصال کوتاه:** شامل زمان کارکرد دستگاه‌های محافظتی و کل زمان قطع شدن تابلو برق است.
- **پیک جریان اتصال کوتاه:** حداکثر مقدار لحظه‌ای جریان اتصال کوتاه است و تقریباً یک ربع سیکل پس از شروع اتصال کوتاه اتفاق می‌افتد. از آنجایی که نیروهای الکترومغناطیسی متناسب با مقدار لحظه‌ای جریان هستند، برای محاسبه نیروهای وارد شده به هادی‌ها و قطعات ساختاری متأثر از جریان اتصال کوتاه، لازم است جریان پیک اتصال کوتاه را بدانیم.
- **مقدار r.m.s. جریان اتصال کوتاه:** مقدار r.m.s. جریان اتصال کوتاه و مدت زمان تداوم آن، معیاری برای اندازه‌گیری اثرات حرارتی اتصال کوتاه است.
- **جریان قطع اتصال کوتاه:** مقدار r.m.s. جریان اتصال کوتاه در سوئیچینگ فوری، یعنی در زمان عملگر قطع‌کننده مدار است. در حین باز کردن کنتاکت‌های قطع‌کننده مدار، قوس داخل قطع‌کننده باعث گرم شدن اتصالات می‌شود، که البته به زمان قطع نیز بستگی دارد.

۱- ۴- ۱- امپدانس اتصال کوتاه تجهیزات شبکه

تمامی تجهیزات خط دارای امپدانس مشخصی هستند که در تعیین سطح اتصال کوتاه موثر است. فیدرهای شبکه، ژنراتورها، موتورها، ترانسفورماتورها، مبدل‌ها و بارهای دورانی از تجهیزات موثر در سطح اتصال کوتاه شبکه هستند.

راهنمای کامل شبیه‌سازی امپدانس هر یک از این تجهیزات در استاندارد IEC60909-0 ارائه شده است. از این میان شبکه بالادست و نیروگاه‌های تولید پراکنده، منابع اصلی جریان اتصال کوتاه هستند و در زمان انجام محاسبات بایستی به درستی مدل شده باشند. برای محاسبه جریان اتصال کوتاه تکفاز نیز وضعیت سیستم ارت و مقاومت نوترال، ترانسفورماتور زمین و NGRها از اهمیت کلیدی برخوردار است.

۱- ۴- ۲- بیشینه و کمینه جریان اتصال کوتاه

شرکت‌های برق منطقه‌ای بر اساس شرایط عملکرد شبکه غالباً دو سطح اتصال کوتاه حداقل و حداکثر را برای پست فوق‌توزیع ارائه می‌نمایند. علاوه بر این، بر اساس برنامه‌های آتی و شبکه پیش‌بینی شده برای سال‌های آتی نیز مقدار جریان اتصال کوتاه پیش بینی می‌شود. بارهای موتوری نیز وقتی در شبیه‌سازی وارد شوند، می‌توانند در جریان اتصال کوتاه مشارکت کنند و یا در شبیه‌سازی از اثر آن‌ها صرفنظر نمود. توسعه در بخش نیروگاه‌ها، شبکه انتقال و فوق‌توزیع باعث افزایش سطح اتصال کوتاه می‌شود. به همین دلیل نباید بر مبنای سطح اتصال کوتاه پایین کنونی در برخی از پست‌ها اقدام به خرید و نصب تجهیزاتی نمود که سطح اتصال کوتاه قابل تحمل آن‌ها بیش از اندازه پایین باشد.

در فیدرهایی که نیروگاه‌های تولید پراکنده از نوع ژنراتورهای دوار نصب شده است، سطح اتصال کوتاه متناسب با ظرفیت مولد، ولتاژ مولد و ترانسفورماتور استفاده شده افزایش می‌یابد. اتصال مولدهای تولید پراکنده به سایر فیدرهای یک پست فوق‌توزیع نیز موجب افزایش سطح اتصال کوتاه شبکه می‌شود که اثر آن باید در شبیه‌سازی شبکه بالادست مدل شود.

کلیدهای ابتدای فیدرهای فشارمتوسط در بسیاری از پست‌های فوق‌توزیع کنونی کشور قابلیت قطع ۲۵ کیلوآمپر جریان اتصال کوتاه را دارند که غالباً جریان اتصال کوتاه به ۸۰ درصد این مقدار محدود می‌شود. وضعیت نرمال کلید کوپلاژ پست‌های فوق‌توزیع برای کنترل سطح اتصال کوتاه می‌تواند باز در نظر گرفته

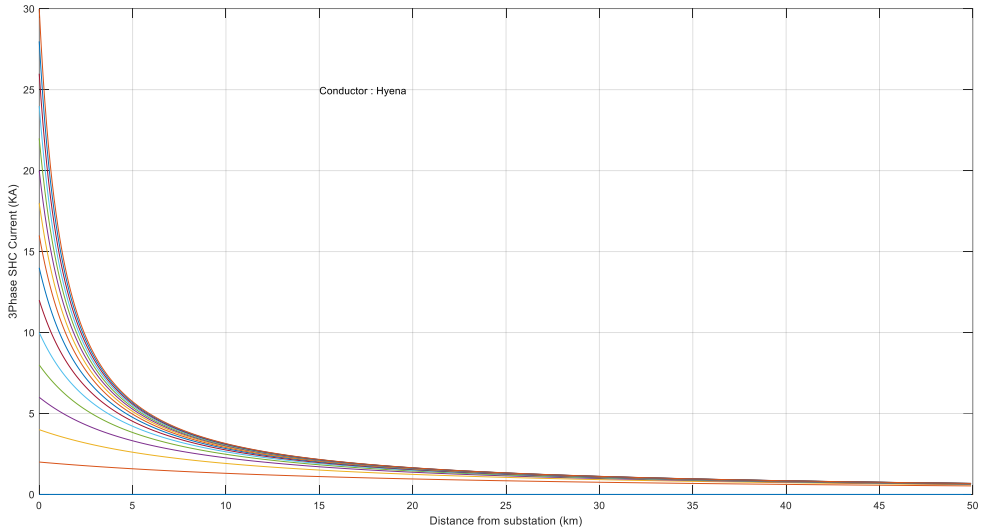
شود. افزایش سطح اتصال کوتاه به بیش از مقادیر مجاز معمولاً یا با نصب محدودکننده‌های جریان اتصال کوتاه[1] و راکتور کنترل می‌شود و یا تصمیم به افزایش قدرت اتصال کوتاه کلیدها به ۳۱,۵ کیلوآمپر گرفته می‌شود که بسیار هزینه‌بر خواهد بود. این مشکل به ابتدای فیدرهای فشارمتوسط در شبکه توزیع نیز سرایت می‌کند. از این رو در مناطق نزدیک به پست‌های فوق‌توزیع بایستی تدابیر لازم اندیشیده شود و در فاصله مناسبی از پست که در بخش بعدی شبیه‌سازی شده است، تجهیزات بازبینی و اصلاح شوند. لازم است در زمان برنامه‌ریزی برای پست‌های فوق‌توزیع جدید و یا توسعه آن‌ها، طراحان محترم به این موضوع توجه نمایند.

۱- ٤- ۲- ۱- شبیه‌سازی تغییرات سطح اتصال کوتاه در طول فیدر فشارمتوسط

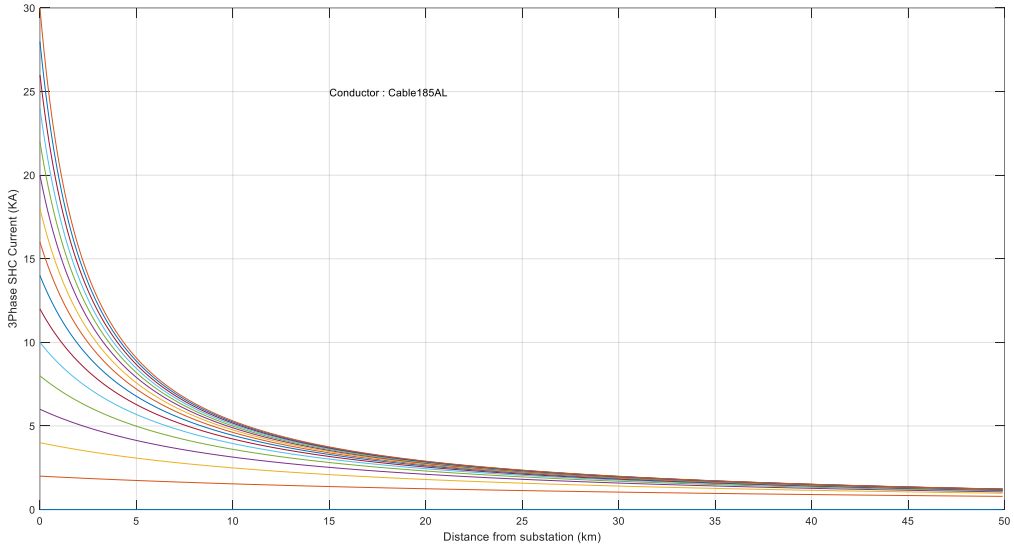
سطح اتصال کوتاه با فاصله گرفتن از پست فوق‌توزیع به شدت کاهش می‌یابد. نتایج شبیه‌سازی انجام شده برای هادی‌های هاینا و کابل ۱۸۵ آلومینیوم که بالاترین مقاطع متداول در شبکه توزیع برق هوایی است در شکل (۱-۴) و شکل (۱-۵) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود اگر سطح اتصال کوتاه در سمت ۲۰ کیلوولت پست فوق‌توزیع، ۲۰ کیلوآمپر باشد، در فاصله ۵ کیلومتری از پست با شبکه هاینا، سطح اتصال کوتاه به کمتر از ۵ کیلو آمپر می‌رسد. با کابل ۱۸۵ آلومینیوم مقدار سطح اتصال کوتاه در فاصله ۵ کیلومتری از پست به ۸ کیلو آمپر می‌رسد.

نکته دیگری که می‌توان از شبیه‌سازی انجام شده نتیجه گرفت آن است که اگر سطح اتصال کوتاه در شینه ۲۰ کیلوولت پست فوق‌توزیع، ۲۰ کیلوآمپر باشد، در فاصله ۵ کیلومتری از پست تفاوت آن با شرایطی که سطح اتصال کوتاه در پست ۵ کیلوآمپر بوده است به کمتر از ۳ کیلو آمپر می‌رسد. در فاصله ۱۰ کیلومتری از پست این اختلاف‌ها به شدت کاسته می‌شود و عملاً تفاوتی بین این دو حالت مشاهده نمی‌شود. سطح اتصال کوتاه در ابتدای فیدرهای فشارمتوسط به شدت رو به کاهش است اما با فاصله گرفتن از پست فوق‌توزیع این تغییرات به شدت کاسته می‌شود. این موضوع می‌تواند اثر خود را در امکان هماهنگی حفاظتی تجهیزات نشان دهد.

[1] Fault Current Limiter (FCL)



شکل (۱-۴) تغییرات جریان اتصال کوتاه در طول فیدر با سیم هاینا و سطوح مختلف اتصال کوتاه در پست فوق‌توزیع

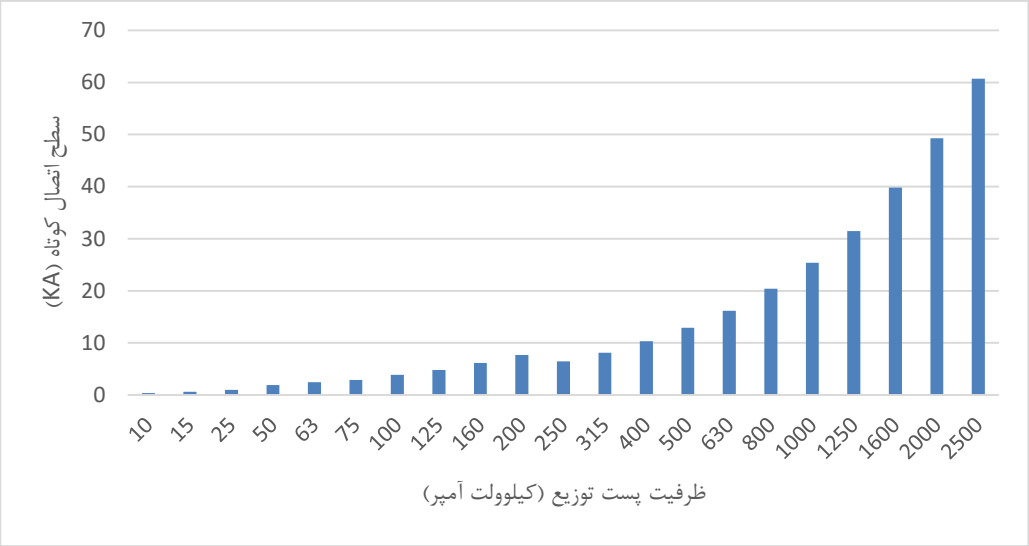


شکل (۱-۵) تغییرات جریان اتصال کوتاه در طول فیدر با کابل آلومینیوم ۱۸۵ و سطوح مختلف اتصال کوتاه در پست فوق‌توزیع

۱- ٤- ۲- ۲- شبیه‌سازی سطح اتصال کوتاه در ابتدای فیدرهای فشارضعیف

سطح اتصال کوتاه در سمت فشارضعیف پست‌های توزیع به مکان پست، سطح اتصال کوتاه فیدر ۲۰ کیلوولت و به شدت به ظرفیت ترانسفورماتور وابسته است. در شکل (۱-۶) می‌توان مقدار سطح اتصال کوتاه سمت فشار ضعیف ترانسورماتور از ظرفیت‌های مختلف را در فاصله ۱ کیلومتری از سر خط فیدر با

سطح اتصال کوتاه ۱۰ کیلوآمپر در سمت ۲۰ کیلوولت پست فوق‌توزیع با شبکه کابلی آلومینیوم ۱۸۵ را مشاهده نمود.



شکل (۱-۶) تغییرات سطح اتصال کوتاه سمت فشارضعیف پست‌های توزیع با ظرفیت‌های مختلف

در انتخاب تجهیزات سمت فشارضعیف پست‌های توزیع از دیدگاه سطح اتصال کوتاه بایستی به ظرفیت پست توزیع توجه ویژه داشت. پیشنهاد می‌شود در صورت تغییر ظرفیت پست‌های هوایی و زمینی، سطح اتصال‌کوتاه سمت فشار ضعیف بررسی شود و در صورت لزوم، تجهیزات استفاده شده در تابلوی پست نیز متناسب با سطح اتصال‌کوتاه ارتقا یابد.

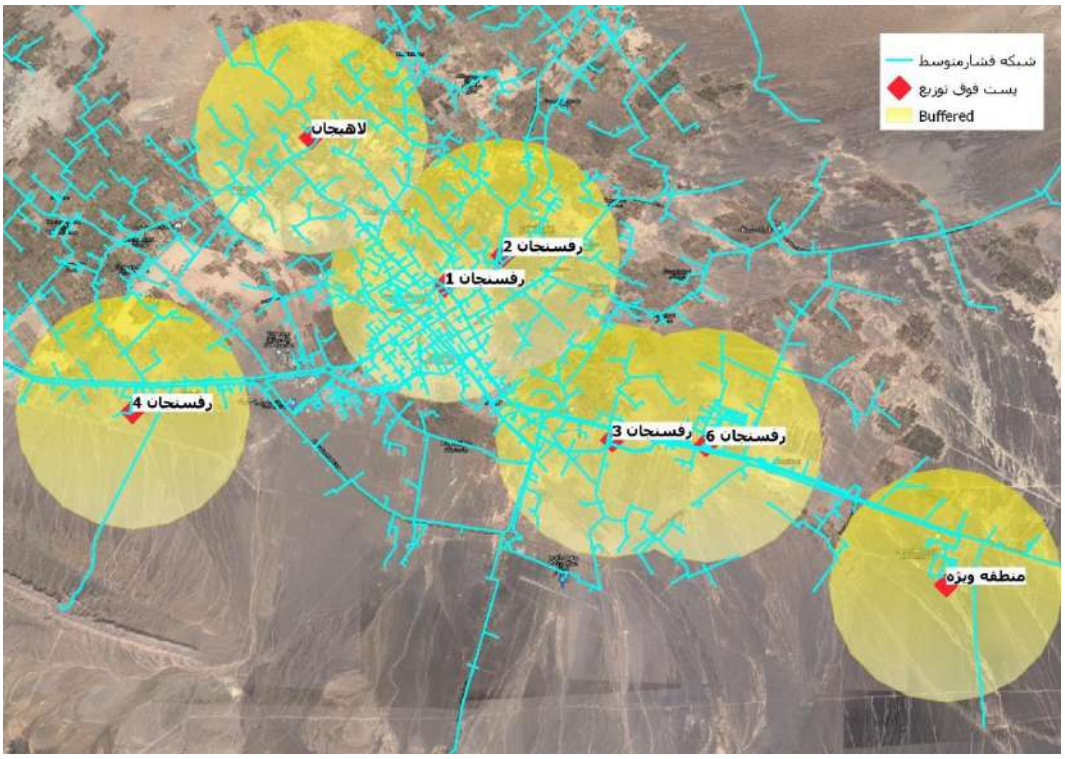
۱- ۴- ۳- ظرفیت تجهیزات شبکه

در مرحله‌ای که قدرت تجهیزات از سطوح اتصال کوتاه کمتر می‌گردد می‌توان اقدام به تعویض آن نمود و تجهیزاتی با قدرت بیشتر نصب کرد و همچنین با در نظر داشتن سطوح اتصال کوتاه آینده شبکه (با افق‌های مشخص برای طراحی و همچنین میزان گسترش شبکه، بار و پست‌ها) که برای فاصله زمانی مناسبی محاسبه گردیده ظرفیت تجهیزات مورد نظر را انتخاب نمود.

کاربرد این روش در شبکه‌هائی که زیاد گسترده نیستند معمول است و حتی در مورد شبکه‌های بسیار بزرگ هم تا جائی که امکانات اجازه می‌دهد محدودیتی وجود ندارد ولی از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست. انتخاب کلیدهایی با ظرفیت مناسب و در عین حال مقرون بصرفه در شبکه، لحاظ نمودن نقطه طراحی به

جهت نزدیکی به سرخط فیدر و پست یا در نقطه‌ای معمولی در میانه مسیر فیدر از این دست الزامات طراحی تجهیزات است.

مهمترین تجهیزاتی که در انتخاب آن‌ها بایستی دقت ویژه به کار گرفته شود تجهیزات قطع کننده در شبکه هستند تا در اثر عبور جریان اتصال کوتاه بیش از حد مجاز، به تجهیزات آسیب وارد نشود. نکته مهم و کلیدی در این موضوع امکان مانور فیدرها و تغییر سطح اتصال کوتاه است. به همین دلیل توصیه می‌شود در بررسی وضعیت کلیدها به جای استفاده از محاسبه سطح اتصال کوتاه هر نقطه بر اساس فیدر تغذیه کننده، از ترسیم بافرهای چندکیلومتری به دور پست‌های فوق‌توزیع استفاده شود و کلیدهای درون بافرهای مشخص شده و سطح اتصال کوتاه آن‌ها بررسی شود. این موضوع در واقع پوشش دهنده مانورها و توسعه و تقویت شبکه نیز می‌باشد. برای این منظور بهتر است نتایج شبیه‌سازی شبکه با سیم هاینا یا کابل ۱۸۵ آلومینیوم استفاده شود. نمونه ترسیم بافر در محدوده شهر و نواحی اطراف رفسنجان در شکل (۱-۷) قابل مشاهده است.



شکل (۱-۷) نمونه تشکیل بافر بر اساس فاصله ۵ کیلومتری از پست فوق‌توزیع

۱- ۴- ۴- وضعیت کلید کوپلاژ در پست‌های فوق‌توزیع

در حالت کلی و ایده آل طراحی ، منظور آن است که طرح پست‌ها و اتصالات به گونه‌ای باشند که قابلیت مانور فراوان و مناسب و با همپوشانی کم داشته باشند. از این رو وضعیت نرمال کلید کوپلاژ به صورت باز توصیه نمی‌شود اما یکی از محدودیت‌های مهم در این زمینه سطح اتصال کوتاه پست فوق‌توزیع است. در مناطق با بارهای حساس پیشنهاد می‌شود که از طریق سیستم‌های کاهش سطح اتصال کوتاه شرایط برای بسته بودن کلید کوپلاژ در شرایط نرمال فراهم شود.

۱- ۴- ۵- استفاده از تجهیزات کاهش سطح اتصال کوتاه

استفاده از سیستم‌های کاهش سطح اتصال کوتاه یکی از راهکارهای مهم در مناطقی است که سطح اتصال کوتاه در آن‌ها به مرزهای قابل تحمل کلیدها نزدیک شده است. این روش‌ها و سیستم‌ها دارای انواع متعددی است که برخی از مهمترین آن‌ها عبارتند از:

- راکتور محدود کننده جریان[۱]
- محدودکننده IS، فیوز با جریان محدودکننده
- محدود کننده امپدانسی همراه با کلید مکانیکی
- محدود کننده جریان خطای ابررسانای دمای بالا[۲]
- محدود کننده جریان خطای حالت جامد[۳]
- محدود کننده امپدانسی و مدار تشدید سوئیچ تریستوری
- محدود کننده جریان قابل بازیافت با مقاومت غیرخطی پلیمری

توصیه می‌شود که خرید و نصب این تجهیزات در سمت شبکه توزیع انجام نشود و محدودسازی سطح اتصال کوتاه به شبکه بالادست سپرده شود. سطح اتصال کوتاه تجهیزات در شبکه توزیع بهتر است بر اساس فاصله از پست فوق‌توزیع و وضعیت سطح اتصال کوتاه و کلیدهای پست و با رعایت ضرایب اطمینان

---

[۱] Current Limiting Reactor

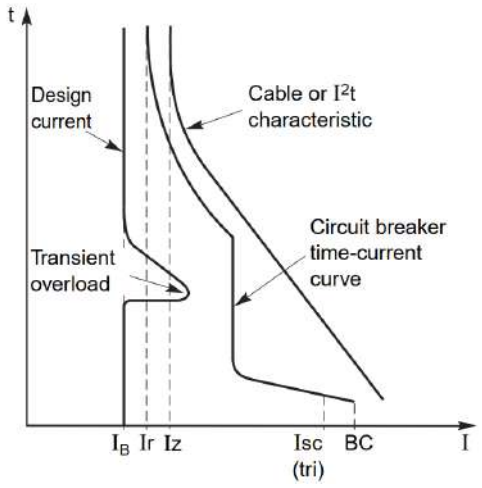
[۲] High Temperature Superconducting Fault Current Limiter (HTSFCL)

[۳] Solid-State Fault Current limiter (SSFCL)

مناسب انجام شود تا از تخریب تجهیزات و هزینه‌های مجدد گزاف جلوگیری شود و قابلیت اطمینان سیستم نیز حفظ گردد.

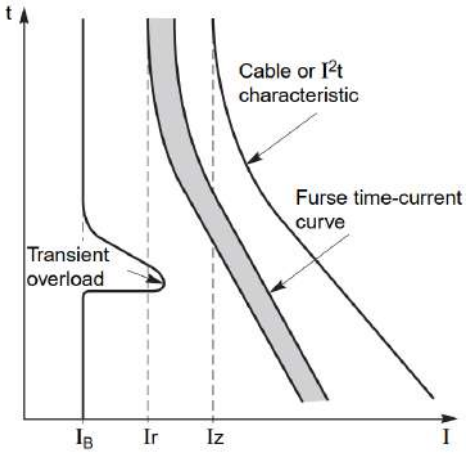
۱- ۴- ۶- مدت زمان تحمل جریان اتصال کوتاه

جریان اتصال کوتاه غالباً در مقایسه با جریان کار عادی شبکه بسیار بیشتر است. عبور این جریان اتصال کوتاه از تجهیزات شبکه اگر بیش از مقدار و زمان مورد تحمل آن‌ها باشد، باعث آسیب تجهیزات شده و عمر آن‌ها را کاهش داده و یا باعث تخریب یکباره آن‌ها می‌شود. مدت زمانی که کابل‌ها می‌توانند جریان اتصال کوتاه را تحمل کنند، محدود به میزان حرارت تولید شده و دمای کابل است که موجب تخریب عایق خواهد شد. به این ترتیب به سطح زیر منحنی توان دوم جریان در طول مدت اتصال کوتاه وابسته است. به طور کلی همانطور که در شکل (۱-۸) و شکل (۱-۹) قابل مشاهده است، بایستی تنظیمات حفاظتی در شبکه توزیع به گونه‌ای باشد که کابل‌ها از خطر تنش حرارتی[1] مربوط به اتصال کوتاه مصون باشند. به این ترتیب مدت زمان قابل تحمل جریان اتصال کوتاه به دمای کارکرد حالت عادی کابل، جنس هادی کابل، سطح مقطع آن و مقدار جریان اتصال کوتاه وابسته است.



شکل (۱-۸) جلوگیری از اعمال تنش حرارتی بیش از حد به کابل

[1] Thermal Stress



شکل (۱-۹) جلوگیری از اعمال تنش حرارتی بیش از حد به کابل با حفاظت فیوزی

بر اساس استاندارد IEC 60724 مقدار دمای قابل تحمل برای عایق‌های متداول کابل‌های فشارضعیف به صورت جدول (۱-۱۰) می‌باشد.

جدول (۱-۱۰) حد دمای حداکثر عایق‌های متداول کابل‌های فشارضعیف [۱۱]

Material [1]		Temperature °C
Paper		250
Polyvinyl chloride	(PVC/A)	
– conductor cross-section ≤300 mm²		160
– conductor cross-section >300 mm²		140
Cross-linked polyethylene	(XLPE)	250
Ethylene propylene rubber	(EPR and HEPR)	250
[1] Materials and designations according to IEC 60055 and IEC 60502-1.		

بر اساس استاندارد IEC 61443 مقدار دمای قابل تحمل برای عایق‌های متداول کابل‌های فشارمتوسط به صورت جدول (۱-۱۱) می‌باشد.

جدول (۱-۱۱) حد دمای حداکثری قابل تحمل عایق‌های متداول کابل‌های فشارمتوسط [۱۲]

Material [1]		Temperature °C
Impregnated paper in:		
– oil-filled metal-sheathed cables		250
– internal gas-pressure cables		160
– external gas-pressure (gas compression) cables		160
– oil-filled pipe-type cables		200
Low density thermoplastic polyethylene	(PE)	150
High density thermoplastic polyethylene	(HDPE)	180
Cross-linked polyethylene	(XLPE)	250
Ethylene propylene rubber	(EPR)	250
[1] Materials and designations according to IEC 60141 and IEC 60840.		

مطابق با استاندارد IEC 60364-4-43، باید تجهیزات حفاظتی مناسبی برای هادی‌ها در نظر گرفته شود تا تجهیزات مذکور قبل از اینکه جریان‌های اتصال کوتاه و اضافه بار منجر به آسیب‌دیدگی حرارتی و مکانیکی هادی‌ها شوند، نسبت به قطع جریان اتصال کوتاه اقدام شود. لذا تشخیص اضافه جریان و اتصال کوتاه باید در هر کدام از فازها صورت پذیرفته و هر سه فاز قطع شوند. لازم به ذکر است که در شبکه فشار ضعیف، قطع تکفاز مجاز است و کاهش انرژی تامین نشده و افزایش رضایتمندی مشترکین را درپی دارد. منحنی عملکرد تجهیزات حفاظتی برای محافظت از کابل در برابر جریان اضافه بار باید شرایط زیر را برآورده سازد:

$$I_B \le I_n \le I_Z$$ رابطه (۱-۱)

$$I_2 \le (1.45 \times I_Z)$$ رابطه (۱-۲)

که I_B جریانی است که طراحی شبکه بر اساس آن صورت می‌گیرد، I_Z جریان بیشینه‌ای است که کابل به صورت دائم می‌تواند از خود عبور دهد، I_n جریان نامی تجهیز حفاظتی است و I_2 نیز جریانی است که در صورت عبور آن از تجهیز حفاظتی، تجهیز مذکور حتما نسبت به آن واکنش مؤثری را در مدت زمانی که برای تجهیزات حفاظتی معمول است، از خود نشان خواهد داد. لازم به ذکر است که جریان I_2 توسط تولیدکننده‌ی تجهیز حفاظتی ارائه می‌شود.

برای کابل‌ها و هادی‌های عایق شده، همه‌ی جریان ایجاد شده ناشی از اتصال کوتاه در هر نقطه‌ای از شبکه، باید به گونه‌ای قطع شود که زمان آن بیشتر از مقداری نباشد که حد دمایی عایق هادی از مقدار مجاز فراتر رود. برای اتصال کوتاه‌های تا ۵ ثانیه، مدت زمانی که منجر به تخریب عایقی کابل‌ها می‌گردد مطابق با رابطه (۱-۳) محاسبه می‌گردد.

$$t = \left(\frac{K.S}{I} \right)^2$$ رابطه (۱-۳)

که در آن t مدت زمان اتصال کوتاه بر حسب ثانیه است، S سطح مقطع کابل بر حسب میلی‌متر مربع بوده، I جریان مؤثر (RMS) بر حسب آمپر می‌باشد و K ضریب کابل با توجه به مقاومت، جنس هادی، ظرفیت گرمایی و سایر پارامترهای فیزیکی است که مطابق با جدول (۱-۱۲) مشخص می‌گردد.

جدول (۱-۱۲) ضریب K با توجه به نوع کابل و مشخصات آن [۱۳]

Property/ condition	Type of conductor insulation							
	PVC Thermoplastic		PVC Thermoplastic 90°C		EPR XLPE Thermosetting	Rubber 60 °C Thermosetting	Mineral PVC sheathed	Mineral Bare unsheathed
Conductor cross-sectional area mm²	≤ 300	>300	≤ 300	>300				
Initial temperature °C	70		90		90	60	70	105
Final temperature °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Conductor material:								
Copper	115	103	100	86	143	141	115	135 -115 [a]
Aluminium	76	68	66	57	94	93	–	–
Tin-soldered joints in copper conductors	115	–	–	–	–	–	–	–

[a] This value shall be used for bare cables exposed to touch.

NOTE 1 Other values of *k* are under consideration for:

- small conductors (particularly for cross-sectional areas less than 10 mm²);
- other types of joints in conductors;
- bare conductors.

NOTE 2 The nominal current of the short-circuit protective device may be greater than the current-carrying capacity of the cable.

NOTE 3 The above factors are based on IEC 60724.

NOTE 4 See Annex A of IEC 60364-5-54:2002 for the calculation-method of factor *k*.

طراح شبکه باید با توجه به سطح اتصال کوتاه شبکه و بیشترین جریان اتصال کوتاه یک نقطه، تنظیمات حفاظتی، مدت زمان عملکرد تجهیزات حفاظتی و اطلاعات کارخانه سازنده‌ی کابل‌ها و هادی‌های مورد استفاده نسبت به عدم آسیب‌دیدگی هادی‌ها و کابل‌ها در صورت بروز اتصال کوتاه در بدترین شرایط اطمینان حاصل نماید. به عنوان نمونه اطلاعات کابل‌های یکی از شرکت‌های سازنده در جدول (۱-۱۳) ذکر شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، بدترین حالت مربوط به استفاده از هادی‌های آلومینیومی با روکش PVC است که اعداد کوچکتری را به خود اختصاص داده‌اند.

لازم به ذکر است که تطابق زمان قطع خطا، میزان جریان اتصال کوتاه، دمای مجاز هادی و سطح مقطع هادی باید در طراحی مدنظر قرار گیرد.

جدول (۱-۱۳) اطلاعات جریان مجاز اتصال کوتاه برای کابل‌های مسی یکی از شرکت‌های سازنده کابل به تفکیک نوع هادی برای مدت زمان یک ثانیه

سطح مقطع هادی (mm2)	(kA)	هادی مسی	(kA)	هادی آلومینیومی
	PVC	XLPE	PVC	XLPE
۱	۰/۱۱۱	۰/۱۴۳	–	–
۱/۵	۰/۱۶۷	۰/۲۱۵	–	–
۲/۵	۰/۲۷۸	۰/۳۵۸	–	–
۴	۰/۴۴۴	۰/۵۷۲	–	–
۶	۰/۶۶۶	۰/۸۵۸	–	–
۱۰	۱/۱۱	۱/۴۳	–	–
۱۶	۱/۷۸	۲/۲۹	۱/۱۸	۱/۵۱
۲۵	۲/۷۸	۳/۵۸	۱/۸۴	۲/۳۶
۳۵	۳/۸۹	۵/۰۱	۲/۵۸	۳/۳۱
۵۰	۵/۵۵	۷/۱۵	۳/۶۸	۴/۷۳
۷۰	۷/۷۷	۱۰/۰	۵/۱۵	۶/۶۲
۹۵	۱۰/۵	۱۳/۶	۶/۹۹	۸/۹۸
۱۲۰	۱۳/۳	۱۷/۲	۸/۸۳	۱۱/۳
۱۵۰	۱۶/۷	۲۱/۵	۱۱/۰	۱۴/۲
۱۸۵	۲۰/۵	۲۶/۵	۱۳/۶	۱۷/۵
۲۴۰	۲۶/۶	۳۴/۳	۱۷/۷	۲۲/۷
۳۰۰	۳۳/۳	۴۲/۹	۲۲/۱	۲۸/۴
۴۰۰	۳۹/۵	۵۷/۲	۲۶/۱	۳۷/۸
۵۰۰	۴۹/۴	۷۱/۵	۳۷/۷	۴۷/۳
۶۳۰	۶۲/۲	۹۰/۱	۴۱/۱	۵۹/۵
۸۰۰	–	–	–	۷۵/۶

۱- ۵- قیود و الزامات کلی در سطح گالوانیک مجاز در شبکه توزیع برق

هنگامی که دو فلز غیر همجنس در تماس با یکدیگر در مجاورت یک محلول هادی یا خورنده قرارمی‌گیرند، فلز با مقاومت خوردگی کمتر، خورده شده و فلز مقاوم‌تر محافظت می‌شود. به این نوع خوردگی، خوردگی گالوانیکی (دو فلزی) گفته می‌شود [۱۴-۱۶].

در عمل همه تجهیزات در معرض خوردگی قرار دارند. چرا که در حقیقت کلیه‌ی محیط‌ها خورنده هستند؛ اما شدت و قدرت خورندگی آن‌ها متفاوت است. مثال‌هایی در این مورد عبارتند از هوا، رطوبت،آب‌های تازه، آب مقطر، آب نمکدار، آب معدنی، اتمسفرهای روستایی، شهری، صنعتی، بخار و گازهای دیگر مثل کلر، آمونیاک، سولفور هیدروژن، دی‌اکسید گوگرد، گازهای سوختنی، اسیدهای معدنی، اسیدهای آلی، خاک‌ها، حلال‌ها، روغن‌های نباتی و نفتی و انواع محصولات غذایی [۱۴]. هر کدام از موارد مذکور در صنایع خاصی بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرند و عامل اصلی خوردگی در آن صنعت هستند.

واکنش‌های خوردگی دارای ماهیت الکتروشیمیایی هستند؛ یعنی در آن‌ها به طور همزمان یک واکنش شیمیایی صورت می‌گیرد که منجر به ایجاد یک جریان الکتریکی و جابجایی الکترون‌ها می‌گردد [۱۴].

هنگامی که دو فلز غیر همجنس که در تماس با یکدیگر هستند در معرض یک محلول هادی یا خورنده قرار گیرند، اختلاف پتانسیل بین آن دو باعث برقراری جریان الکترون بین آن‌ها می‌گردد [۱۵]. در این حالت و در مقایسه با زمانی که دو فلز با یکدیگر تماس نداشته باشند، خوردگی فلزی که مقاومت خوردگی کمتری دارد افزایش می‌یابد و در مقابل، خوردگی فلز مقاوم‌تر کاهش می‌یابد. فلزی که مقاومت خوردگی کمتری دارد آندی شده و فلز مقاوم‌تر از نظر خوردگی، کاتدی می‌شود. معمولاً در این حالت، فلز کاتدی خوردگی بسیار کمی در حد صفر دارد [۱۶]. شرط خوردگی گالوانیک این است که هر دو فلز به تنهایی در محیط مورد نظر دچار خوردگی شوند. نیروی محرکه لازم برای برقراری جریان و در نتیجه خوردگی، پتانسیلی است که بین دو فلز متصل به هم وجود دارد. این جریان از اختلاف نیروی الکتروموتوری دو فلز نتیجه می‌شود [۱۴].

برای وقوع خوردگی گالوانیک، فلزات درگیر باید دو نوع اتصال به همدیگر داشته باشند؛ یکی اتصال الکتریکی و دیگری اتصال یونی. اتصال الکتریکی از طریق تماس فیزیکی مستقیم و یا از طریق یک ماده‌ی هادی دیگر حاصل می‌شود تا جریان الکتریکی از یک فلز به فلز دیگر برقرار شود. اما اتصال یونی نیاز به

یک الکترولیت دارد؛ یعنی محلولی که حاوی یون‌هایی مانند نمک محلول، اسید و یا باز باشند. برای ایجاد تماس یونی لازم نیست که هر دو فلز کاملاً در محلول الکترولیت غوطه‌ور شوند؛ بلکه مرطوب شدن دو فلز با یک فیلم پیوسته از الکترولیت نیز کفایت می کند تا اتصال یونی فلزات برقرار شود و عملیات خوردگی آغاز شود [۱۷, ۱۸].

۱- ۵- ۱- نیروی الکتروموتوری

اختلاف پتانسیل بین فلزات تحت شرایط غیر خورنده، اساس پیش‌بینی تمایل به خوردگی است. لذا اولین معیار در تشخیص خوردگی، رجوع به جدول پتانسیل الکتریکی فلزات می‌باشد. با این وجود، با توجه به اینکه اکثر مواد مهندسی از آلیاژها تشکیل شده‌اند، پیش‌بینی رفتار گالوانیکی اطلاعات جامع‌تر و دقیق‌تری را می‌طلبد. به گونه‌ای که در کاربردهای حساس، گاهی از اوقات لازم می‌شود که آزمون‌های خوردگی در شرایطی مشابه با شرایط عملکرد فلز صورت گیرد تا بتوان رفتار گالوانیکی را به دقت پیش‌بینی نمود [۱۴].

در بین فلزات پرکاربرد، فلز آلومینیوم علیرغم داشتن پتانسیل منفی‌تر نسبت به فلز روی، توسط این فلز محافظت می‌شود. در شرایطی نظیر تاسیسات حرارت مرکزی که محلول موجود در آن‌ها از هوای اطراف عایق‌بندی می‌شود، اکسیژن اولیه در محلول به سرعت مصرف شده و جایگزین نمی‌شود. بنابراین جریان گالوانیک به مقدار ناچیزی کاهش می‌یابد. در این شرایط، مس و فولاد به راحتی در کنار یکدیگر قرار گرفته می‌شوند؛ اما در محیط‌های حاوی هوا، اتصال مس و فولاد باعث خوردگی فولاد و محافظت مس می‌شود [۱۴].

سری گالوانیک فلزهای مهم مختلف در جدول (۱-۱۴) ذکر شده است که در آن، فلزات از بالا به پایین فعال‌تر می‌شوند. به عبارت دیگر، در اثر اتصال دو فلز غیرهمجنس، فلزی که نسبت به فلز دیگر در جدول (۱-۱۴) پایین‌تر واقع شده است، دچار خوردگی گالوانیک می‌شود و فلز با موقعیت مکانی بالاتر در جدول (۱-۱۴) محافظت می‌شود [۱۷]. با توجه به اینکه اکثر هادی‌ها در ایران از جنس مس و یا آلومینیوم هستند، باید خوردگی گالوانیک را در اتصالات این هادی‌ها با سایر تجهیزات فلزی در نظر گرفت و نسبت به اتخاذ راهکارهای مناسب اقدام نمود. همانطور که مشاهده می‌شود، خوردگی آلومینیوم بیشتر از مس است و این

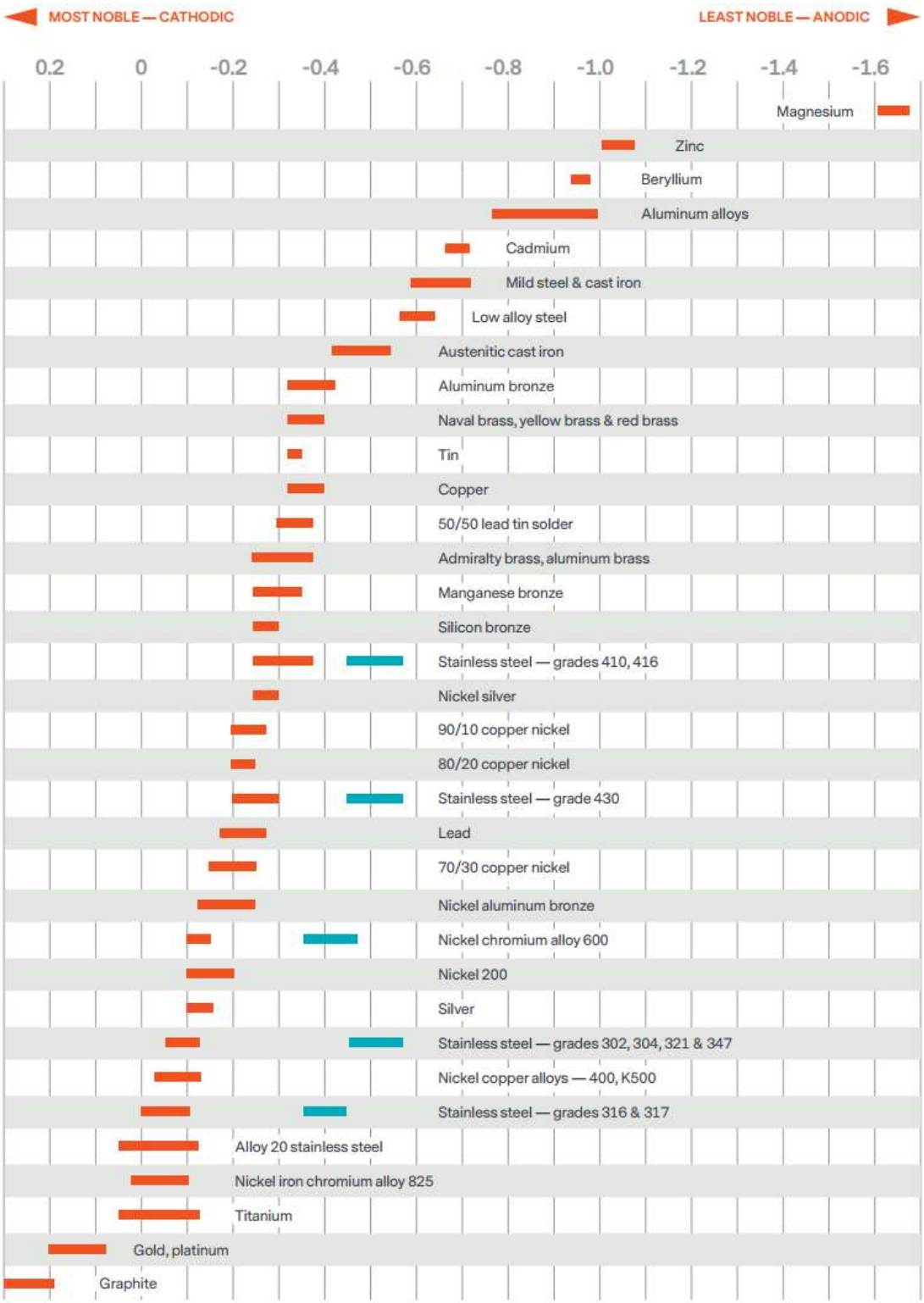
مسئله باید در اتصالات این دو فلز مورد توجه قرار گیرد. نمایی از پتانسیل الکتریکی فلزات مختلف در شکل (۱-۱۰) نشان داده شده است [۱۷].

۱- ۵- ۲- موارد تاثیرگذار بر خوردگی گالوانیک

مهمترین مسائلی که بر شدت خوردگی گالوانیک تاثیرگذار هستند شامل جدول (۱-۱۵) می‌باشد که طراح شبکه توزیع باید در طراحی خود آن‌ها را مدنظر قرار دهد [۱۶].

جدول (۱-۱۴) سری گالوانیک فلزات مهم [۱۸]

گرافیت (کربن)
پلاتین
طلا
فولاد ضد زنگ
نقره
نیکل
نیکل-مس با درصد وزنی ۷۰:۳۰
سرب
قلع
لحیم قلع-سرب با درصد وزنی ۵۰:۵۰
قلع
مس
برنج
کروم
فولاد ملایم، چدن
کادمیوم
آلیاژهای آلومینیوم
روی
منیزیم



شکل (۱-۱۰) پتانسیل الکتریکی فلزات مختلف

جدول (۱-۱۵) موارد تاثیرگذار بر خوردگی گالوانیک

دسته بندی کلی عوامل	عوامل	تأثیر در طراحی
واکنش‌ها	انحلال	در مرحله طراحی شبکه و انتخاب تجهیزات کاربردی نیست و برای اطلاع و دانش طراحان مناسب است.
	کاهش اکسیژن	
	واکنش با هیدروژن	
فاکتورهای وابسته به فلزات	عیار و درجه خلوص	
	عملیات حرارت‌دهی فلز	
مهمترین فاکتورهای اقلیمی و محیطی	PH	در انتخاب تجهیزات و طراحی شبکه مؤثر است و طراح بایستی مطابق جدول ارائه شده در پایان این بخش از گزارش، محدودیت‌های مصوب را رعایت نماید.
	رسانایی	
	دما	
	رطوبت	
	تابش خورشید	
مهمترین فاکتورهای هندسی	سطح	در طراحی و ساخت تجهیزات توسط سازندگان و در انتخاب آن‌ها توسط طراحان و شرکت‌های توزیع مورد توجه قرار گیرد.
	فاصله	
	مکان	
	شکل	

۱- ۵- ۳- مهمترین فاکتورهای اقلیمی و محیطی

خوردگی گالوانیک در اتمسفر نیز اتفاق می‌افتد. شدت خوردگی در اتمسفر به نوع و مقدار رطوبت هوا بستگی دارد. مثلا خوردگی در سواحل و مناطق نزدیک به دریا بیشتر از اتمسفر مناطق خشک می‌باشد. چرا که بخار هوا در نزدیک دریا حاوی نمک می‌باشد؛ لذا هادی‌تر و در نتیجه، خورنده‌تر می‌شود. آزمون‌های اتمسفری در نقاط مختلف نشان داده‌اند که روی در تمام موارد نسبت به فولاد آند است. آلومینیوم وضعیت متغیری داشته و قلع و نیکل نیز همواره کاتد هستند [۱۴]. لازم به ذکر است که هنگامی که فلزات کاملاً خشک باشند، خوردگی گالوانیک اتفاق نخواهد افتاد؛ زیرا الکترولیتی برای حمل جریان بین سطوح الکترودها وجود ندارد [۱۸].

۱- ۵- ۴- مهمترین فاکتورهای هندسی

فاکتورهای هندسی در میزان خوردگی گالوانیک بسیار اثرگذار است، لذا طراحان محترم بایستی با توجه به فاکتورهای مزبور در انتخاب تجهیزات عمل نمایند تا شرکت‌های سازنده نیز مطابق با نیاز شرکت‌های

توزیع و برای حصول حداقل خوردگی، نسبت به طراحی تجهیزات اقدام نمایند. در ادامه برخی از مهمترین این فاکتورها تشریح شده است.

۱- ۵- ٤- ۱- فاصله و مکان

با توجه به اینکه خوردگی گالوانیک در محل اتصال دو فلز شدیدتر است و با دور شدن از این نقطه، خوردگی کم می‌شود. لذا خوردگی گالوانیک از موضعی بودن آن در نزدیکی محل اتصال دو فلز به سهولت قابل تشخیص است [۱۴]. به دلیل افزایش مقاومت در شبکه در اثر ایجاد فاصله هوایی، نمی‌توان این فاکتور را برای کاهش خوردگی به کار گرفت. مکان اتصال دو فلز غیر همجنس اگر قابل تنظیم باشد، بهتر است در مکانی رخ دهد که سایر شرایط مورد نیاز برای ایجاد خوردگی گالوانیک کمتر مساعد باشد.

۱- ۵- ٤- ۲- سطح مقطع اتصال دو فلز

یکی دیگر از معیارهای مهم در خوردگی گالوانیک اثر سطح اتصال دو فلز می‌باشد. بدین ترتیب که برای یک مقدار معین جریان در محل اتصال دو فلز، چگالی جریان برای فلز با سطح مقطع کوچک‌تر به مراتب بیشتر از چگالی جریان برای فلز با سطح مقطع بزرگ‌تر است. هرچه چگالی جریان در فلز آند بیشتر باشد، سرعت خوردگی آن نیز بیشتر است [۱۴]. لذا همواره باید توجه نمود که در مواردی که دو فلز با خوردگی گالوانیک به هم متصل می‌شوند، سطح مقطع فلز آند باید بیشتر (یا حداقل برابر با) از فلز کاتد باشد تا چگالی جریان در آند کاهش یابد. تخلف از اصل ساده‌ی فوق، غالباً خسارات زیادی را به بار می‌آورد. در انتخاب تجهیزات مربوطه بایستی به این نکته مهم توجه ویژه داشت.

۱- ۵- ۵- الزامات جلوگیری از خوردگی گالوانیک

علاوه بر روش‌های معمول برای محافظت از انواع خوردگی همچون استفاده از پوشش‌ها، رنگ زدن، حفاظت آندی یا کاتدی [۱۵] و طراحی صحیح، روش‌های دیگری نیز به طور خاص برای خوردگی گالوانیک وجود دارد که می‌تواند خوردگی گالوانیک را به حداقل رساند. لذا رعایت الزامات زیر می‌تواند کمک شایانی به کاهش خوردگی گالوانیک نماید [۱۴]:

- حتی‌الامکان از تماس الکتریکی فلزات غیرهمجنس جلوگیری شود. در صورت امکان در تمام سیستم از یک نوع فلز با آلیاژهای هم خانواده استفاده شود؛

- در صورت نیاز به کاربرد فلزات غیر همجنس، تا حد امکان سعی شود فلزاتی انتخاب شود که موقعیت آن‌ها در جدول گالوانیکی به یکدیگر نزدیک باشد [۱۷]؛
- از نسبت سطحی نامطلوب (آند کوچک و کاتد بزرگ) به طور جدی پرهیز شود [۱۸]؛
- در صورت امکان، فلزات غیر همجنس از یکدیگر عایق شوند[۱۷]؛
- در صورت امکان برای کم کردن خورندگی محیط از ممانعت کننده‌ها استفاده شود؛
- قسمت‌های آندی طوری طراحی شوند که به سهولت قابل تعویض باشند؛
- قسمت‌های آندی ضخیم‌تر انتخاب شوند تا عمر بیشتری داشته باشند؛
- به اتصالات گالوانیکی، فلز سومی که نسبت به دو فلز قبلی آند باشد اضافه گردد؛

موارد مختلفی بر خوردگی گالوانیک تاثیرگذار هستند که می‌توان با توجه به کلاسه‌بندی هر کدام از آن‌ها نسبت به ارائه قیود و الزامات مرتبط با خوردگی گالوانیک اظهار نظر نمود. مهمترین این موارد شامل رطوبت هوا و خورندگی هوا برای هادی‌ها و تجهیزات نصب شده در هوای آزاد، و خورندگی خاک، رطوبت خاک و مقاومت الکتریکی خاک برای شبکه زمینی و تجهیزات دفنی می‌باشد.

با توجه به اینکه شرط لازم برای خوردگی گالوانیک، فراهم شدن شرایط محیطی آن یعنی محلول هادی یا خورنده می‌باشد، لذا در محیط‌هایی که میزان رطوبت بسیار پایین است، اقدام خاصی در راستای مقابله با خوردگی گالوانیک وجود ندارد و صرفاً می‌توان به رعایت الزامات پیشگیرانه عمل نمود.

بطور کلی، خاک‌های خورنده، اسیدی، مرطوب، سیاه رنگ و گرم بوده و دارای مواد ارگانیک هستند. خاک‌های غیر خورنده، معمولاً میزان اکسیژن کمی داشته، PH بالاتر، دما و رطوبت کمتری دارند، ساختار شنی داشته و رنگ آن‌ها روشن است، مواد ارگانیک در آن کمتر می‌باشد. با توجه به نکته ارائه شده و کلاسه‌بندی‌ها، ایجاد بستری که میزان خورندگی خاک را کاهش دهد توصیه می‌شود. توجه شود که میزان اصلاح و الزامات ارائه شده باید بگونه‌ای اجرا شود که تجهیز وارد محدوده کلاسه‌بندی امن و مطمئن که در مرحله دوم پروژه تعیین شده است، شود. هرگونه حفاظت شامل گالوانیزاسیون، حفاظت کاتدی یا استفاده از مواد و پوشش‌های کاهنده خوردگی باید بگونه‌ای باشد که ضریب خوردگی تجهیز وارد محدودی کلاسه‌بندی متوسط و یا کم برای مدت طول عمر هدف شبکه شود.

در کنار رطوبت، دیگر شرط لازم برای رخداد پدیده خوردگی گالوانیک، وجود آلودگی‌ها و رسوب‌های نمکی می‌باشد که در کنار رطوبت، محلول هادی و خورنده را تشکیل می‌دهند. طبیعتاً محیط‌هایی که دارای خورندگی بالایی می‌باشند نیز مستعد ایجاد شرایط برای رخداد پدیده خوردگی گالوانیک می‌باشند. لذا خوردگی محیط اعم از خورندگی اتمسفری یا خورندگی خاک را نیز می‌توان از موارد تاثیرگذار بر رخداد خوردگی گالوانیک قلمداد نمود.

۱- ۵- ۶- حد مجاز جبران خوردگی

بر اساس استاندارد IPS-E-TP-740 حداقل حد مجاز جبران خوردگی در نظر گرفته شده برای یک تجهیز، به حاصل ضرب عمر مفید مورد نیاز تجهیزات در نرخ خوردگی مورد نظر تحت شرایط فرآیندی بستگی دارد. این مسئله در رابطه (۱-۴) بیان شده است [۱۹]. به عبارت دیگر، استفاده از حداکثر تدابیر لازم برای جبران خوردگی در تمامی شرایط اقتصادی و مطلوب نیست.

$$C.A_{(mm)} \geq Life_{(year)} \times C.R_{(\frac{mm}{y})}$$ رابطه (۱-۴)

در این رابطه C.R نرخ خوردگی و C.A حد مجاز جبران خوردگی و $Life$ عمر مفید طرح می‌باشد. به عنوان نمونه اگر عمر مفید یک تجهیز ۲۰ سال باشد و نرخ خوردگی در آن منطقه ۰٫۱ میلیمتر در سال باشد، بعد از گذشت ۲۰ سال، شاهد ۲ میلیمتر خوردگی خواهیم بود. لذا هنگام طراحی باید حداقل ۲ میلیمتر بیشتر از حد طراحی شده منظور شود [۱۹].

جدول (۱-۱۶) حد مجاز جبران خوردگی بر اساس استاندارد IPS-E-TP-740

طبقه‌بندی	نرخ خوردگی متوسط (میلیمتر در سال)	مقدار مجاز جبران خوردگی برای طراحی با عمر ۲۰ سال
کم	کمتر از ۰٫۰۵	۱
متوسط	بین ۰٫۰۵ و ۰٫۱۵	۳
زیاد	بین ۰٫۱۵ و ۰٫۳	۶

به منظور جلوگیری از خوردگی انواع مختلفی از بازدارنده‌ها استفاده می‌شوند. میزان اثر بازدارنده‌ها به جنس و نحوه عملکرد آن‌ها، چگونگی و کیفیت پوشش سطح و محیط قرارگیری بازدارنده وابسته است. به طور کلی موضوع طراحی در شرایط وجود خوردگی، یک موضوع فنی-اقتصادی است و بایستی بین

مواد ارزان‌تر و خوردگی بیشتر و جایگزینی‌های بیشتر و انجام هزینه بیشتر برای کاهش خوردگی و کاهش میزان جایگزینی، طرح اقتصادی را انتخاب نمود.

به طور کلی، می‌توان از جدول (۱-۱۷) به عنوان کلیه‌ی پارامترهای تاثیرگذار بر شدت خوردگی گالوانیک، اعم از هوای آزاد و یا داخل خاک نام برد که در آن، قیود و الزامات هر پارامتر بر حسب کلاسه‌بندی انجام شده در گزارش‌های مراحل قبلی ارائه شده است. لازم به ذکر است که استفاده از کلمپ و اتصالات بی متال استاندارد برای تمامی نقاط اتصال مس و آلومینیوم در تمامی شرایط مندرج در جدول (۱-۱۷) الزامی است.

جدول (۱-۱۷) قیود و الزامات مرتبط با خوردگی بر اساس کلاسه‌بندی شرایط محیط اتصال

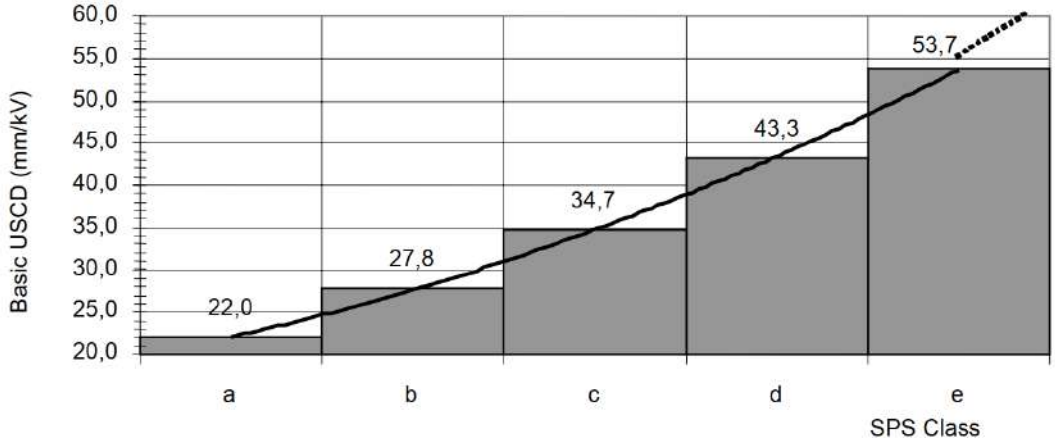
عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
رطوبت هوا	شدت شرجی متوسط	استفاده از هادی روکش‌دار و کابل خودنگهدار برای احداث شبکه هوایی، استفاده از حد "متوسط" جبران خوردگی
رطوبت هوا	شدت شرجی شدید	استفاده از هادی روکش‌دار و کابل خودنگهدار برای احداث شبکه هوایی، استفاده از حد "زیاد" جبران خوردگی
رطوبت هوا	شدت شرجی خیلی شدید	استفاده از حد "زیاد" جبران خوردگی، کاهش مستمر در استفاده از فلزات متفاوت در احداث شبکه و نیاز به نقاط اتصال آن‌ها، استفاده از شبکه زمینی در تنه اصلی فیدر فشارمتوسط تغذیه کننده بارهای حساس و مهم
خورندگی هوا	Cx، C5،C4	استفاده از هادی روکش‌دار و کابل خودنگهدار برای احداث شبکه هوایی استفاده از بازدارنده مناسب برای پوشش سطوح مستعد خوردگی، استفاده از شبکه زمینی در کلاس خوردگی Cx
خورندگی خاک	متوسط	استفاده از بازدارنده‌های مناسب در پوشش بخش پایینی پایه‌ها، پوشش کامل نقاط اتصال دو فلز غیر همجنس و کلمپ مربوطه
خورندگی خاک	شدید	استفاده از بازدارنده‌های مناسب در پوشش بخش پایینی پایه‌ها، استفاده از افزاینده‌های مقاومت الکتریکی خاک در اطراف فنداسیون پایه‌ها، استفاده از پایه‌های چدنی یا گرد پیش‌تنیده تقویت شده از لحاظ خوردگی، پوشش کامل نقاط اتصال دو فلز غیر همجنس و کلمپ مربوطه
مقاومت الکتریکی خاک	معمولی	استفاده از مواد افزاینده مقاومت ویژه الکتریکی خاک – این مواد بصورت پوششی و با دیواره‌های مناسب نزدیک به پایه استفاده شود تا سیستم زمین و عملکرد آن مختل نشود. تمامی الزامات کلاسه‌بندی خورندگی خاک شدید لازم الاجرا است.

۱- ٦- قیود و الزامات کلی در مبحث سطح عایقی و هماهنگی عایقی

شبکه توزیع برق ایران در بخش فشارمتوسط در سه سطح ولتاژ خط به خط ۱۱، ۲۰ و ۳۳ کیلوولت و در بخش فشارضعیف با ولتاژ خط به خط ۴۰۰ ولت طراحی و اجرا می‌شود. سطح ولتاژ بخش عمده شبکه فشارمتوسط توزیع برق کشور نیز ۲۰ کیلوولت است. در این بخش تنها قیود و الزامات کلی مربوطه بیان می‌شود. سه مبحث اصلی شامل موارد زیر است:

- فاصله هوایی بین هادی‌ها و سمت زمین شده‌ی پایه (در بخش طراحی شبکه فشار متوسط هوایی تبیین می‌شود)
- قدرت عایقی مقره‌ها
- قدرت و مکان برقگیرها [۲۰]

در تعیین سطوح عایقی مناسب لازم است به اضافه ولتاژهای احتمالی (ناشی از صاعقه و کلیدزنی) توجه شود و پارامترهایی مانند خورندگی و آلودگی هوا، رطوبت هوا، گرد و خاک و رعد و برق در پدیده‌های جوی در نظر گرفته شود. همانطور که در شکل (۱-۱۱) مشاهده می‌شود، انتخاب مقره پلیمری وابسته به شاخص آلودگی SPS محیط است.



شکل (۱-۱۱) استاندارد IEC 60815-3 در انتخاب مقره پلیمری بر اساس شاخص آلودگی SPS

برای هماهنگی عایقی دو معیار اصلی وجود دارد که طراح با توجه به اهمیت کار، یکی از آن‌ها را مبنای تصمیم گیری خود انتخاب می کند:

- روش سنتی: در این روش، کمترین قدرت تحمل تجهیزات عایقی برابر با بیشترین تنش وارده به تجهیزات انتخاب می‌شود.

- روش احتمالاتی: در این روش، قدرت عایقی تجهیزات بر مبنای معیارهای قابلیت اطمینان انتخاب می‌شود. در این روش، اندیس مورد بررسی یکی از موارد flashover/100 km.year 1 و یا MTBF[1] طی ۱۰۰ یا ۵۰۰ سال خواهد بود. لازم به ذکر است که معیار انتخابی و مقدار آن به نظر طراح و نوع تجهیز مورد حفاظت بستگی دارد. به عنوان نمونه MTBF یک پست باید بیشتر از یک خط عادی انتخاب شود؛ چرا که طبیعتاً میزان اهمیت پست از یک خط بیشتر است[۲۰].

۱- ۶- ۱- شاخص‌های مهم در تعیین سطوح عایقی

دو شاخص مهم و کلیدی در تعیین سطوح عایقی مناسب و استفاده از استاندارد IEC 60071.1 ، عبارتند از BIL[2] و BSL[3] که در سطوح ولتاژ شبکه توزیع برق غالباً BSL کاربردی نیست. مقدار BIL نیز بر اساس سطح ولتاژ شبکه و نوع تجهیز مشخص می‌شود که جداول کاربردی آن برای ترانسفورماتورها و بوشینگ‌ها، پست‌های Outdoor، بریکرها، قطع‌کننده‌ها، پست‌های GIS، کابل‌ها و سایر تجهیزات شبکه در کتاب "Insulation coordination for power systems" [۲۰] و استانداردهای زیر ذکر شده است:

- IEEE Standard Requirements for High Voltage Switches [21]
- IEC 517: Gas-Insulated Metal-Oxide Switchgear for Rated Voltages of 72.5 KV and above [22]
- IEC 60071-1: Insulation Coordination-Part 1: definitions, principles and rules [23]
- IEEE Std C62.82.1™-2010: IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules [24]

مقدار BIL پیشنهادی برای سطوح مختلف ولتاژ طبق استانداردهای IEC 60071-1 و IEEE Std C62.82.1™-2010 به ترتیب در جدول (۱–۱۸) و جدول (۱–۱۹) نشان داده شده است. با این وجود، هیچکدام از آن‌ها سطح ولتاژ ۲۰ kV را در جدول ذکر نکرده‌اند. مطابق با بررسی‌های انجام شده، در مطالعات شبکه توزیع نیز مقدار ۱۲۵ kV برای مقدار BIL در سطح ولتاژ ۲۰ kV، مقدار مرسومی است [۲۵, ۲۶]. نکته‌ای که در استفاده از جدول‌های مذکور وجود دارد، این است که برای بعضی از سطوح ولتاژ

[1] Mean Time Between Failure

[2] Basic Impulse Level Insulation Level

[3] Basic Switching Impulse Insulation Level

بیش از یک عدد برای BIL پیشنهاد شده است. مطابق با [۲۳]، برای انتخاب سطح BIL از بین اعداد پیشنهادی برای یک سطح ولتاژ باید به نکات زیر توجه نمود:

- برای تجهیزاتی که توسط برقگیر محافظت شده‌اند، انتخاب مقدار BIL کمتر کفایت می‌کند.
- برای تجهیزاتی که توسط برقگیر محافظت نشده‌اند، حد بالای BIL پیشنهادی برای آن سطح ولتاژ باید مورد استفاده قرار گیرد.

جدول (۱-۱۸) مقدار BIL پیشنهادی در استاندارد IEC 60071-1 برای سطوح مختلف ولتاژ [۲۳]

Highest voltage for equipment (U_m) kV (r.m.s. value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5 [a]	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170

جدول (۱-۱۹) مقدار BIL پیشنهادی در استاندارد IEEE Std C62.82.1™-2010 برای سطوح مختلف ولتاژ [۲۴]

Maximum system voltage (phase-to-phase) V_m kV, rms	Basic lightning impulse insulation level (phase-to-ground) BIL kV, crest	Low-frequency, short-duration withstand voltage[a] (phase-to-ground) kV, rms
15	95 110	34
26.2	125 150	40 50
36.2	150 200	50 70
48.3	250	95

۱- ۶- ۲- قیود و الزامات کلی در مبحث سطوح عایقی بر مبنای کلاسه‌بندی پارامترها مؤثر

تعیین قیود و الزامات کلی در موضوع سطوح عایقی و هماهنگی عایقی بر مبنای کلاسه‌بندی پارامترهای مختلف انجام شده در فاز دوم پروژه به طور خلاصه در جدول (۱-۲۰) آورده شده است.

جدول (۱-۲۰) قیودو الزامات کلی سطوح عایقی بر مبنای کلاسه‌بندی پارامترهای مؤثر

عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
خورندگی هوا	C4 و C5	حداقل فاصله خزشی ۴۴ mm/kv لحاظ شود.
خورندگی هوا	Cx	حداقل فاصله خزشی ۵۴ mm/kv استفاده از شبکه زمینی ارجح می‌باشد.
ریزگرد و آلودگی هوا	کلاسه‌های مختلف	مطابق جدول (۱-۸)
رعد و برق	سنگین	استفاده از برقگیر کلاس DM و رعایت الزامات استاندارد IEC 60099-4
رعد و برق	فوق سنگین	احداث سیم گارد در شبکه هوایی استفاده از برقگیر کلاس DH و رعایت الزامات استاندارد IEC 60099-4
اشعه فرابنفش	فوق سنگین	عدم استفاده از کابل هوایی با عمر مفید کمتر از ۲۰ سال تحت شرایط اشعه فرابنفش منطقه استفاده از پوشش‌های محافظ برای مقره‌ها
زیستگاه جانوری	خطرناک	استفاده از تمهیدات مناسب برای جلوگیری از تخریب کابل‌ها توسط جوندگان اعم از راهکارهای دورکننده جوندگان و یا انتخاب کابل زره‌دار

۱- ۷- زون‌بندی شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف از لحاظ احداث هوایی و زمینی

شبکه توزیع برق می‌تواند به صورت هوایی و یا زمینی اجرا شود. شبکه‌های هوایی خود دارای انواع هادی‌های لخت هوایی، سیم‌های روکش‌دار، کابل فاصله‌دار و کابل خودنگهدار هستند و شبکه زمینی به صورت کابلی اجرایی می‌شود. انتخاب میان اجرای شبکه فشارمتوسط یا ضعیف به صورت هوایی و یا زمینی، یکی از مهمترین سؤالات پیش روی طراحان شبکه است اما غالباً به دلیل هزینه بالاتر احداث شبکه زمینی و کمبود نقدینگی، تا حد امکان گزینه اجرای شبکه هوایی انتخاب می‌شود. تقریباً در سال‌های اخیر نیز با انتخاب اجرای شبکه هوایی فشارضعیف، بلافاصله گزینه اجرای شبکه به صورت کابل خودنگهدار مد نظر قرار می‌گیرد. در این بخش از فلسفه طراحی، قیود، الزامات و چارچوب‌هایی برای زون بندی شبکه برای انتخاب نوع شبکه به صورت هوایی و یا زمینی ارائه می‌گردد. در ابتدا مقایسه‌ای کلی (و در غالب اوقات صحیح) بین شبکه هوایی و زمینی مطابق شکل (۱-۱۲) انجام شده است.

شکل (۱-۱۲) مقایسه کلی بین شبکه هوایی و زمینی توزیع برق

۱- ۷- ۱- عوامل مؤثر بر انتخاب طراحی شبکه به صورت هوایی یا زمینی

انتخاب شبکه به صورت هوایی یا زمینی متأثر از عوامل گوناگونی است که لحاظ نمودن آن‌ها برای انتخاب نوع شبکه بستگی به شدت اهمیت و شدت وقوع پارامترهای مربوطه دارد. پارامترهای مؤثر عبارتند از :

- خورندگی هوا و آلودگی هوا
- مبلمان شهری
- قابلیت اطمینان
- اقتصادی بودن طرح
- امکان خطایابی و تعمیر
- زلزله
- سیل
- باد و طوفان
- عرض معابر و حریم
- تعداد فیدر در یک معبر
- رعد و برق
- برف و یخ

برخی از پارامترهای فوق به عنوان پارامترهای مهم و مؤثر در طراحی شبکه توزیع برق در فاز دوم مورد بررسی و مطالعه قرار گرفته و کلاسه‌بندی مناسب برای آن‌ها پیشنهاد شده است. برخی دیگر از پارامترها، کمتر بر سایر اجزای طراحی شبکه مؤثر بوده و در مرحله دوم به آن‌ها پرداخته نشده است اما در این بخش با توجه به اثر گذاری آن‌ها، در نظر گرفته می‌شوند.

۱- ۷- ۲- قیود و الزامات کلی در زون‌بندی طراحی شبکه هوایی یا زمینی بر مبنای پارامترهای مؤثر

انجام زون‌بندی برای اجرای شبکه به صورت هوایی یا زمینی، بیش از هر چیز به موضوع قابلیت اطمینان و اهمیت بارها، مبلمان شهری و وضعیت عرض معابر و حریم وابسته است. اما در مناطق با شرایط ویژه آلودگی، خورندگی هوا، زلزله و بارش سنگین برف که منجر به دسترسی دشوار به شبکه می‌شود (مناطق

مرزی و کوهستانی که بارش سنگین برف دارند و ماه‌ها دسترسی به خط امکان پذیر نیست) نیز می‌توان حداقل برای بارهای با درجه اهمیت حساس و حیاتی، شبکه زمینی فشارمتوسط را الزامی دانست. در "دستورالعمل کاربردی مقابله با حوادث و خسارات سنگین جانی و مالی ناشی از زلزله در مناطق روستائی و شهری" [۲۷] که در اردیبهشت ۹۶ ابلاغ شده است، عینا به این نکته اشاره شده است که: "شبکه‌های فشارضعیف و فشار متوسط بجای برقراری در مجاورت ساختمان‌ها، حتی‌المقدور در مجاورت دیوار حیاط احداث گردد. در گذرگاه‌هائی که حیاط وجود ندارد (مانند بازار و مراکز تجاری) در صورت امکان شبکه بصورت کابل زمینی دایر گردد."

جدول (۱-۲۱) قیود و الزامات کلی برای زون‌بندی انتخاب طراحی شبکه به صورت هوایی یا زمینی

عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
خورندگی هوا	CX	استفاده از شبکه زمینی ارجح است.
زلزله	اضطراری (پرخطر)	عدم استفاده از پست توزیع هوایی برای بارهای حیاتی و حساس
زلزله	خطرناک	تنه اصلی فیدر با بار بالای ۱۰۰ آمپر زمینی احداث شود. تمامی بارهای حیاتی، حساس و مهم از طریق پست زمینی، کمپکت یا کیوسکی با رعایت کلیه استانداردهای مقابله با زلزله تأمین شود. استفاده از پایه‌های بتونی گرد نسبت به سایر انواع پایه‌ها ارجح است. ضمن اینکه بتون‌ریزی در پای پایه‌ها از اصول مهم جهت افزایش مقاومت پایه‌ها در مواقع وقوع زلزله می‌باشند. شبکه‌های فشار ضعیف حتی فشار متوسط بجای برقراری در مجاورت ساختمان‌ها حتی‌المقدور در مجاورت دیوار حیاط احداث گردد. در گذرگاه‌هایی که حیاط وجود ندارد (مانند بازار و مراکز تجاری) در صورت امکان شبکه به صورت کابل زمینی دایر گردد.
سیل	خطرناک	شبکه به صورت زمینی طراحی و اجرا نشود. تابلو پست‌های هوایی حداقل فاصله یک متری از سطح زمین داشته باشند. کف پست‌های زمینی و کمپکت و کیوسکی حداقل باید از سطح معبر یک متر بالاتر باشد.
پدافند غیرعامل	بارهای اولویت یک از جدول ۴۳ مرحله دوم	شبکه زمینی برای تغذیه این بارها احداث شود.
مبلمان شهری	مناطق حریم‌دار	شبکه فشارمتوسط به صورت زمینی اجرا شود.

عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
مبلمان شهری	مناطق ویژه	شبکه فشارمتوسط و ضعیف و پست به صورت هوایی طراحی نشود.
وضعیت فیدر در پدافند غیرعامل و امنیت شهری	حساس و حیاتی	شبکه فشارمتوسط به صورت زمینی طراحی شود.
برف و یخ	مناطق خاص از فوق‌سنگین	در مناطقی که شرایط آب‌وهوایی به قدری سنگین است که خط هوایی زیر برف و کولاک قرار می‌گیرد و امکان بازگشایی جاده‌های دسترسی برای ماه‌ها وجود ندارد، باید از خطوط زمینی برای تامین برق استفاده نمود.
باد و طوفان و قطر یخ	مناطق فوق سنگین	استفاده از شبکه هوایی با طراحی مکانیکی ویژه با محاسبات دقیق و یا استفاده از شبکه زمینی در این مناطق توصیه می‌گردد.

۱- ۸- قیود و الزامات کلی در حفاظت شبکه

با وجود آنکه با طراحی دقیق و بهینه و استفاده از تجهیزات مناسب می‌توان نرخ وقوع خطا در شبکه توزیع را کاهش داد، اما همچنان بروز خطا در شبکه توزیع برق امری اجتناب ناپذیر است. تحقیقات نشان می‌دهد که به دلیل گستردگی شبکه توزیع برق و در دسترس بودن آن و قرار گرفتن در معرض عوامل گوناگون، بروز خطا در شبکه توزیع برق به مراتب بیش از شبکه فوق‌توزیع و انتقال است. از این رو اجرای طرح‌های حفاظت الکتریکی و مکانیکی در شبکه توزیع برای بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع و افزایش رضایتمندی مشترکین و کاهش انرژی توزیع نشده بسیار ضروری است. بسیاری از تجهیزات حفاظتی در شبکه توزیع نظیر رله و بریکر، ریکلوزر و سکشنالایزر، تجهیزاتی گران قیمت هستند و استفاده بهینه از آن‌ها در شبکه توزیع، نیازمند انجام مطالعات دقیق و مکفی است. از طرف دیگر به کارگیری تجهیزات به صورت نامناسب (گران قیمت مانند ریکلوزرها یا ارزان قیمت مانند کات اوت فیوزها) نه تنها باعث بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان نمی‌شود، بلکه می‌تواند موجب افزایش حوزه خاموشی و متأثر شدن تعداد بیشتری از مشترکین گردد. حفاظت الکتریکی در شبکه توزیع برق را می‌توان به چند بخش زیر تقسیم نمود:

- حفاظت ابتدای فیدر
- حفاظت در طول فیدر فشارمتوسط شامل تنه اصلی و انشعاب‌های بزرگ
- حفاظت ابتدای انشعاب‌های کوچک

- حفاظت ترانسفورماتور توزیع
- حفاظت ابتدای شبکه فشارضعیف
- حفاظت در طول شبکه فشارضعیف

هدف از حفاظت الکتریکی بهینه آن است که محدوده‌ی بروز خاموشی حداقل شود و در نتیجه، شاخص‌های قابلیت اطمینان بهبود یابند. از آنجا که اهمیت بارها و مقدار آن‌ها با هم متفاوت است و مکان و نوع کلیدها و شرایط قدرت مانور نیز با نوع و مکان تجهیزات حفاظتی مرتبط است، تهیه طرح حفاظتی بهینه برای شبکه توزیع برق نیازمند شبیه‌سازی شبکه و مکانیابی دقیق و بهینه تجهیزات با در نظر گرفتن تجهیزات و شرایط موجود و پیش‌بینی‌های کوتاه مدت تغییرات است. در این بخش از فلسفه طراحی، قیود و الزامات کلی در موضوع حفاظت الکتریکی بیان می‌شود که بایستی در تهیه و اجرای طرح‌های مربوطه رعایت شود.

۱- ۸- ۱- تجهیزات حفاظتی مناسب برای بخش‌های مختلف شبکه

نوع حفاظت‌های شبکه توزیع به زمینی یا هوایی بودن شبکه نیز وابسته است. بخشی از قیود و الزامات طرح شده در این بخش کلی است و به سطوح یا کلاسه‌های خاصی از پارامترهای پهنه‌بندی در گزارش مرحله دوم پروژه مرتبط نمی‌باشد. هر یک از بخش‌های حفاظتی ذکر شده در بالا، توسط تجهیزات خاصی قابل انجام است که در جدول (۱-۲۲) به آن‌ها پرداخته شده است. جزئیات تجهیزات و توابع حفاظتی مربوطه در دستورالعمل فنی حفاظت شبکه توزیع نیروی برق [۲۸] عنوان شده است که لازم است مطابق با آن عمل شود.

جدول (۱-۲۲) تجهیزات حفاظتی برای شبکه توزیع برق

بخش حفاظتی	تجهیزات قابل استفاده
حفاظت ابتدای فیدر فشارمتوسط	استفاده از کلید قدرت یا ریکلوزر همراه با رله حفاظتی توصیه می‌شود.
حفاظت در طول فیدر فشارمتوسط شامل تنه اصلی و انشعاب‌های بزرگ	رله حفاظتی با کلید قدرت، ریکلوزر و سکشانلایزر – کات اوت فیوز سه فاز همزمان (در فیدرهای طولانی و با سطح اتصال کوتاه مناسب به شرط کنترل دقیق هماهنگی و انتخاب فیوز لینک مناسب - پیوست شماره دو ملاحظه گردد.)
حفاظت ابتدای انشعاب‌های کوچک با بار کم	کات اوت فیوز (سه‌فاز همزمان)

بخش حفاظتی	تجهیزات قابل استفاده
حفاظت ترانسفورماتور	مطابق با دستورالعمل فنی حفاظت شبکه توزیع نیروی [۲۸] برق – ترانسفورماتورهای نصب شده به صورت هوایی: کات‌اوت فیوز (قطع سه‌فاز) – ترانسفورماتورهای نصب شده به صورت زمینی: نصب رله و دژنگتور بر ورودی ترانسفورماتور به منظور امکان جداسازی ترانسفورماتور از شبکه در زمان وقوع خطا سمت ترانسفورماتور
حفاظت ابتدای فشارضعیف	کلید کل اتوماتیک یا کلید هوایی - فیوز کاردی یا کلید اتوماتیک برای هر فیدر خروجی
حفاظت در طول شبکه فشارضعیف	در شبکه هوایی تا محل تابلو کنتور مشترکین حفاظت دیگری نیاز نیست. در شبکه زمینی برای ورودی و خروجی هر تابلو خیابانی فیوزهای کاردی یا کلید اتوماتیک نیاز است و در محل تابلو کنتور فیوز ورودی تابلو کنتور الزامی است. در خطوط هوایی که در آن‌ها از کابل خودنگهدار استفاده شده است، باید از کلید فیوزهای هوایی مخصوص کابل‌های خودنگهدار استفاده شود.

۱- ۸- ۲- قیود و الزامات کلی در حفاظت الکتریکی شبکه بر مبنای پارامترهای مؤثر

قیود و الزامات در بخش حفاظت الکتریکی، متأثر از برخی از پارامترهای مطالعه شده در مرحله دوم می‌باشد که می‌توان پارامترهای پرنده‌زدگی، پدافند غیرعامل و نیروگاه‌های تولید پراکنده را مؤثرترین آن‌ها دانست. برخی از الزامات پیشنهادی نیز مستقل از کلاسه‌بندی‌های مرحله دوم هستند که عبارتند از:

- استفاده از ریکلوزر در شبکه فشارمتوسط تماماً زمینی با غیرفعال کردن فانکشن وصل مجدد مجاز است.
- استفاده از بیش از یک تجهیزحفاظتی در تنه اصلی فیدر نیازمند محاسبات هماهنگی حفاظتی است.
- استفاده از ریکلوزر در مناطق با تعداد خطاهای گذرای زیاد (همچون مناطقی که از لحاظ پرنده‌زدگی در دسته‌ی خطرناک دسته‌بندی می‌شوند) ضروری است.
- استفاده از تجهیز حفاظتی مناسب، پس از نقطه اتصال بارهای حیاتی و حساس به سمت پایین‌دست فیدر ضروری است.
- استفاده از سکشنلایزر در شاخه‌هایی از فیدر با نرخ خطای گذرای بالا (همچون مناطقی که از لحاظ پرنده‌زدگی در دسته‌ی خطرناک دسته‌بندی می‌شوند) در پایین‌دست ریکلوزر می‌تواند برای بهبود قابلیت اطمینان مؤثر باشد.

- در تنظیم زمان وصل مجدد ریکلوزرها بایستی منحنی I^2t هادی‌ها را مد نظر داشت و به هادی‌ها فرصت کافی برای کاهش دما داده شود. جزئیات تنظیمات در دستورالعمل فنی حفاظت الکتریکی شبکه توزیع برق [۲۸] درج شده و مطابق آن عمل شود.

۱- ۸- ۳- قیود کلی در اعمال هماهنگی حفاظتی

هماهنگی حفاظتی نیازمند مدلسازی صحیح اتصال‌کوتاه در سرخط فیدرها و ورود اطلاعات صحیح منحنی عملکرد رله‌ها و فیوزها و سایر تجهیزات حفاظتی موجود می‌باشد. اصول و قواعد انجام این مطالعات در دستورالعمل فنی حفاظت شبکه توزیع نیروی برق [۲۸] درج شده است. در اینجا هدف ارائه برخی از قیود و الزامات کلی است که طراح بایستی به عنوان حداقل‌های مورد نیاز آن‌ها را رعایت نماید.

۱- ۸- ۳- ۱- انتخاب بین طرح‌های حفظ فیوز[۱] و یا تخریب فیوز[۲]

حفاظت اضافه جریان فیدرهای شبکه توزیع به دو صورت می‌تواند انجام شود. طراحی بر اساس حفظ فیوز و یا طراحی بر اساس تخریب فیوز.

همانطور که می‌دانیم، فیوزهای شبکه توزیع بعد از پاکسازی خطا از بین می‌روند و باید به صورت دستی تعویض شوند. لذا در صورت عملکرد فیوزها، علاوه بر هزینه‌ی تعویض فیوز، مشترکین تا اتمام تعویض فیوز متحمل خاموشی می‌شوند.

در طرح حفظ فیوز که از آن به طرح fast tripping نیز یاد می‌شود، سعی می‌شود از سوختن فیوزها با عملکرد هماهنگ ریکلوزر بالادست جلوگیری شود. در این طرح، ریکلوزر بالادست خطا را قبل از سوختن فیوز ایزوله می‌کند. در این صورت اگر خطا گذرا باشد، با عملکرد ریکلوزر خط دوباره برقدار می‌شود و سرویس‌دهی به مشترکین ادامه پیدا می‌کند. از مزیت‌های بکارگیری این طرح تداوم سرویس‌دهی به مشترکین در ۵۰-۹۰ درصد خطاهای شبکه‌ی توزیع می‌باشد. علاوه بر این، هزینه‌های عملیاتی شبکه ناشی از تعویض فیوزها نیز کاهش می‌یابد. اما در مقابل، همه‌ی مشترکین تحت پوشش

[۱] Fuse Saving Scheme

[۲] Fuse Blowing Scheme

ریکلوزر یک قطعی موقت را تجربه می‌کنند. هماهنگی مناسب بین فیوزها و ریکلوزر در این طرح برای مناطق با سطح اتصال کوتاه بالا ممکن است حاصل نشود [۲۹].

این مدل طراحی می‌تواند در فیدرهای طولانی روستایی یا فیدرهای با بارهای غیرصنعتی مورد استفاده قرار گیرد. پیاده‌سازی این طرح منوط به این است که منحنی عملکرد ریکلوزر و یا بریکر، سریع‌تر از منحنی MMC[۱] فیوز باشد. لازم به ذکر است، با توجه به اینکه خطاهای ترانسفورماتور معمولا دائمی هستند، فیوزهای حفاظت ترانسفورماتور نباید مشمول این طرح شوند و طرح مذکور فقط برای خطوط به کار می‌رود. لازم به ذکر است که با توجه به دائمی بودن خطاهای خطوط کابلی، در این خطوط باید از طراحی مبتنی بر تخریب فیوز استفاده شود.

۱- ۸- ۳- ۲- محدودیت‌های اصلی در تنظیمات حفاظتی

محدودیت‌های مهمی در تنظیمات حفاظتی تجهیزات درون فیدر وجود دارد که بایستی به درستی توسط طراح لحاظ شود.

- تنظیم رله، ریکلوزر و کات‌اوت فیوزهای درون فیدر بایستی به گونه‌ای باشد که این تجهیزات برای خطاهای پایین دست خود (خصوصاً خطاهای نزدیک به تجهیز) سریعتر از رله ابتدای فیدر عمل کنند تا حوزه خاموشی محدود شود.
- در فیدرهای طولانی، سطح اتصال کوتاه در پایین دست هر تجهیز حفاظتی به میزان زیادی متفاوت خواهد بود. (نقاط نزدیک به تجهیز و نقاط دور از آن) این موضوع سبب می‌شود که عملکرد مبتنی بر منحنی‌های inverse و مشابه آن‌ها برای بخشی از شبکه پایین دست به طور صحیح قابل تنظیم باشد و در بخشی دیگر این تنظیم منجر به عملکرد فیوز یا رله اصلی پس از رله پشتیبان شود که مناسب نخواهد بود. به همین دلیل استفاده از رله دیجیتال و کلید قدرت یا ریکلوزر در طول فیدر فشارمتوسط نیز توصیه می‌گردد. استفاده از کات اوت فیوز سری در شبکه فشارمتوسط، تنها در صورت انجام مطالعات هماهنگی حفاظتی لازم و با مشخص نمودن قطعی نوع فیوز لینک و مقید نمودن واحدهای بهره‌برداری و اتفاقات به استفاده از فیوز لینک مناسب مجاز خواهد بود (به پیوست شماره دو مراجعه شود).

[۱] Minimum Melt Curve

- دمای محیط در انتخاب فیوز لینک مؤثر است. لذا لازم است بر اساس دستورالعمل فنی حفاظت الکتریکی شبکه توزیع برق [۲۸]، ضرایب مورد نیاز در نظر گرفته شود.
- در صورت اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده به شبکه، سیستم حفاظت و هماهنگی حفاظتی مطابق دستورالعمل‌های مربوط به نیروگاه‌های تولید پراکنده [۳۰]، عملیاتی شود.

۱- ۹- اقتصاد مهندسی و مهندسی ارزش

از دیدگاه اقتصاد مهندسی، هدف اصلی تعیین مجموعه‌ای از سیاست‌ها است که سود خالص مصرف برق برای کل جامعه را به حداکثر برساند. مهندسی ارزش متدولوژی قدرتمندی است برای بازنگری طرح‌ها و پروژه‌های عمرانی و صنعتی با هدف ایجاد صرفه‌جویی مالی همزمان با حفظ یا ارتقای کیفیت طرح‌ها، افزایش رضایت مشتری و افزایش ارزش سرمایه‌گذاری است. مهندسی ارزش، مجموعه‌ای متشکل از چندین روش فنی است که با بازنگری و تحلیل اجزا و بخش‌های کار، قادر خواهد بود، اجرای کامل طرح را با کمترین هزینه و زمان تحقق بخشد.

رویکرد کلی در اقتصاد مهندسی در برق تأکید می‌کند که باید از منابع اقتصادی کمیاب برای به حداکثر رساندن سود خالص مصرف برق برای کل جامعه، با محدودیت‌های مختلف استفاده شود. در بخش سرمایه‌گذاری، ممکن است نشان داده شود که تحقق این هدف در اغلب موارد، معادل به حداقل رساندن هزینه منابع اقتصادی تأمین خدمات برق است. اما لزوماً انتخاب یک طرح کم هزینه‌تر به معنی انتخاب طرح اقتصادی نیست. زیرا هزینه تأمین خدمات برق، تنها شامل هزینه اولیه سرمایه‌گذاری مورد نیاز نیست بلکه هزینه‌های تعمیر و نگهداری، عمر مفید طرح و نیازهای توسعه در طرح اجرا شده، میزان تلفات انرژی و توان، قدرت مانور و انرژی توزیع نشده و کیفیت ولتاژ و توان تحویلی به مشترکین، همگی در این مبحث نقش دارند. به این ترتیب، تهیه طرح بهینه از دیدگاه اقتصادی، بایستی مبتنی بر دیدگاه بلند مدت و لحاظ کردن عوامل گوناگون مؤثر باشد.

۱- ۹- ۱- الزامات کلی در اقتصاد مهندسی

لازم است شرکت‌های توزیع برق به منظور ساماندهی به روند تعیین هزینه توسعه شبکه، مطالعات تعیین هزینه توسعه و تأمین هر کیلووات تقاضای دیماند را به تفکیک شهرستان و خصوصاً برای مناطق خاص و پر متقاضی در دستور کار قرار داده و دستورالعملی نیز به منظور اجرایی‌سازی آن تهیه و عملیاتی نمایند.

به منظور تهیه طرح اقتصادی و بهینه، الزامات زیر مد نظر قرار گیرد:

- وزن دهی مناسب به پارامترها بر اساس شرایط موجود، اهمیت شبکه، منطقه مربوطه، منابع تولید، بار اصلی شبکه، نوع مشترکین، مخاطرات موجود، احتمال گسترش شبکه و شعاع تامین نیرو
- حداقل‌سازی هزینه و توجه به مفهوم اقتصاد مهندسی
- حفظ کیفیت خدمات ارائه شده همزمان با لحاظ کردن هزینه طراحی و ارائه خدمات
- توازن صحیح بین هزینه‌ها (احداث، تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری) و خدمات و کیفیت برق ارائه شده برقرار باشد.
- نوع پروژه و اهداف آن و منبع سرمایه در محاسبات اقتصادی و تهیه طرح اعمال شود.

۱- ۹- ۲- اصول و قیود کلی از دیدگاه محاسبات فنی و اقتصادی

به منظور رعایت چارچوب‌های مناسب در تهیه طرح‌ها، لازم است اصول و قیود زیر مدنظر طراحان محترم باشد:

- واگذاری فیدر به صورت اختصاصی بر اساس الزامات مربوطه مجاز خواهد بود.
- هزینه تأمین زیرساخت برحسب ریال به ازای هر کیلووات حداقل در هر شهرستان به تفکیک منطقه داخل شهر و خارج شهر به صورت سالیانه محاسبه و مبنای محاسبات هزینه تأمین زیرساخت باشد.
- در طرح‌های کاهش تلفات، سرعت بازگشت سرمایه باید ملاک سنجش کیفیت طرح‌ها باشد.
- طرح‌های جامع با دوره بروزرسانی حداکثر ۵ ساله مبنای طراحی شبکه فشارمتوسط و تا حد امکان پست‌های توزیع عمومی باشد.

- توصیه می‌شود که مطالعات فنی و اقتصادی و مکانیابی بهینه تجهیزات حفاظتی و کلیدزنی با بروزرسانی حداکثر ۵ ساله مبنای احداث و جابجایی تجهیزات باشد.

۱- ۹- ۳- تابع هدف و کلیات ارزیابی اقتصادی طرح‌ها

طراحی بهینه شبکه توزیع برق به معنی تأمین استانداردها و حداقل‌های مجاز با حداقل هزینه است. حداقل هزینه تنها در زمان احداث طرح مد نظر نیست بلکه کل هزینه‌ها و منافع طرح در یک دوره زمانی مشخص بایستی مد نظر قرار گیرد. تحلیل و ارزیابی اقتصادی طرح با دو هدف کلی انجام می‌شود، نخست بررسی اقتصادی طرح از دید سرمایه‌گذار برای دستیابی به سود منطقی است و دوم ارزیابی به منظور اولویت‌بندی طرح‌ها با توجه به محدودیت منابع مالی است.

زمانی که برای رفع یک مشکل چند طرح مختلف قابل اجرا است، لازم است محاسبات اقتصادی برای همه‌ی طرح‌ها انجام شود و طرحی که بازگشت سرمایه سریع‌تری داشته باشد به عنوان طرح منتخب در اولویت اجرا قرار گیرد. طرح‌هایی که نرخ بازگشت سرمایه آن‌ها کمتر از ۵ سال باشد، از لحاظ اقتصادی قابل قبول می‌باشد.

با توجه به نرخ تورم و بهره بالا در کشور، لازم است توجه ویژه‌ای به محاسبات اقتصادی شود. نرخ بهره بر اساس نرخ بهره سرمایه‌گذاری بلند مدت تعریف شده توسط بانک مرکزی و نرخ تورم بر اساس میانگین تغییرات شاخص بهای رشته برق در فهرست بهای واحد پایه رشته توزیع نیروی برق سازمان برنامه و بودجه در دو سال منتهی به آخرین شاخص تعدیل آحاد بها در نظر گرفته شود. بدین منظور یک روش پیشنهادی بر اساس اصول اقتصاد مهندسی ارائه می‌گردد. قبل از بیان روش پیشنهادی، لازم است نمادهای استفاده شده در روش پیشنهادی معرفی گردند. بدین منظور متغیرهای مهم در تحلیل‌های اقتصادی به شرح زیر تعریف می‌گردد:

- C: هزینه سرمایه‌گذاری لازم برای اجرای طرح مدنظر
- D: نرخ استهلاک بر اساس درصدی از هزینه سرمایه‌گذاری (اگر طول عمر تجهیز m سال در نظر گرفته شود، نرخ استهلاک می‌تواند 1/m درنظر گرفته شود.)

- OM: هزینه بهره‌برداری و نگهداری سالیانه در سال صفرم بر اساس درصدی از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری
- L_0: تلفات انرژی سالیانه در وضعیت موجود (بدون اجرای طرح) بر اساس بار موجود شبکه
- L_N: تلفات انرژی سالیانه پس از اجرای طرح بر اساس بار موجود شبکه
- $LossGF$: ضریب رشد تلفات انرژی سالیانه (بزرگتر از ضریب رشد مصرف انرژی سالیانه می‌باشد)
- INF: نرخ تورم سالیانه پیش‌بینی شده
- INT: نرخ بهره اسمی (نرخ بهره بانکی یا مقداری بزرگتر از آن که سرمایه‌گذار انتظار دارد از سرمایه‌گذاری در طرح به آن بهره برسد.)
- INT_0: نرخ بهره واقعی با درنظر گرفتن بهره اسمی و تورم
- ELC: ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی
- $INFP$: نرخ تورم ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی که می‌تواند متفاوت از نرخ تورم باشد

در علم اقتصاد، ارزش فعلی F واحد پولی در سال n با درنظر گرفتن بهره اسمی و تورم مطابق با رابطه (۱-۵) محاسبه می‌گردد که در آن PW ارزش فعلی است. به طور مشابه از ضریب معکوس می‌توان برای انتقال ارزش پول در سال n به سال فعلی استفاده نمود.

رابطه (۱-۵)

$$PW = \frac{F}{(1+INT_0)^n} \quad , \quad INT_0 = INF + INT + INF.INT$$

با توجه به تعریف متغیرهای فوق، پیشنهاد می‌شود یک جدول مشابه با جدول (۱-۲۳) تهیه شود و محاسبات بازگشت سرمایه برای آن انجام شود. لازم به ذکر است که در این جدول محاسبات تا سال سوم نشان داده شده است، در حالیکه کاربر می‌تواند این محاسبات را تا سال‌های بیشتری ادامه دهد. ضمن اینکه منظور از سال n در جدول محاسبات، انتهای سال n می‌باشد و سال صفرم هم برای ساخت و احداث طرح درنظر گرفته شده است.

جدول (۱-۲۳) جدول نمونه برای انجام محاسبات بازگشت سرمایه با توجه به هزینه‌ها و درآمدهای یک طرح

متغیر	نماد ریاضی	سال اجرای طرح			
سال	n	۰	۱	۲	۳
هزینه سرمایه‌گذاری در سال صفر (ریال)	a	C	-	-	-
هزینه بهره‌برداری سالیانه (ریال)	b	$OM \times C$	اعمال تورم سالیانه	اعمال تورم سالیانه	اعمال تورم سالیانه
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	c	L_0	اعمال رشد تلفات انرژی	اعمال رشد تلفات انرژی	اعمال رشد تلفات انرژی
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	d	ELC	اعمال تورم ارزش تلفات	اعمال تورم ارزش تلفات	اعمال تورم ارزش تلفات
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	e	L_N	اعمال رشد تلفات انرژی	اعمال رشد تلفات انرژی	اعمال رشد تلفات انرژی
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	f	$c(0)\times d(0)$	$c(1)\times d(1)$	$c(2)\times d(2)$	$c(3)\times d(3)$
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	g	$e(0)\times d(0)$	$e(1)\times d(1)$	$e(2)\times d(2)$	$e(3)\times d(3)$
هزینه استهلاک سالیانه (ریال)	h	$C\times D\times(1/k(0))$	$C\times D\times(1/k(1))$	$C\times D\times(1/k(2))$	$C\times D\times(1/k(3))$
کل هزینه سالیانه (ریال)	i	-	$h(1)+b(1)$	$h(2)+b(2)$	$h(3)+b(3)$
کل درآمد سالیانه (ریال)	j	-	$g(1)-f(1)$	$g(2)-f(2)$	$g(3)-f(3)$
ضریب انتقال ارزش پول در سال n به سال صفرم	k	$\frac{1}{(1+INT_0)^0}$	$\frac{1}{(1+INT_0)^1}$	$\frac{1}{(1+INT_0)^2}$	$\frac{1}{(1+INT_0)^3}$
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفرم (ریال)	l	-	$k(1)\times(j(1)-i(1))$	$k(2)\times(j(2)-i(2))$	$k(3)\times(j(3)-i(3))$
سود تجمعی منتقل شده به سال صفرم (ریال)	m	-	$m(1)=l(1)$	$m(2)=m(1)+l(2)$	$m(3)=m(2)+l(3)$

برای مشخص شدن سال بازگشت سرمایه، مقدار هزینه سرمایه‌گذاری در سال صفرم (C) با پارامتر سود تجمعی منتقل شده به سال صفرم (m) مقایسه می‌گردد که در چه سالی، میزان سود تجمعی در آن سال با هزینه سرمایه‌گذاری برابر می‌شود.

برای شفاف‌سازی نحوه‌ی استفاده از روش پیشنهادی فوق، مثالی را در نظر بگیرید که فرضیات آن مطابق با جدول (۱-۲۴) می‌باشد.

جدول (۱-۲۴) فرضیات مسئله

هزینه‌ی سرمایه گذاری در سال صفر (ریال)	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰
تلفات قبل از اجرای طرح در سال صفر (کیلووات در پیک طبق نرم افزار Cyme)	۱۲۰

تلفات بعد از اجرای طرح در سال صفر (کیلووات در پیک طبق نرم افزار Cyme)	۹۰
ضریب تلفات فیدر (Loss Factor)	۰,۴۵۲
ارزش فعلی هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال)	۱۵۹۱۰
نرخ رشد تلفات	۲۲٪
تورم (هزینه‌ها)	۳۰٪
بهره اسمی	۱۸٪
نرخ بهره واقعی (بهره اسمی با در نظر گرفتن تورم مطابق با رابطه (۱-۵))	۵۳,۴٪
تورم (ارزش هر کیلووات ساعت برق)	۳۰٪
نرخ استهلاک	۵٪
هزینه بهره برداری سال صفر نسبت به هزینه سرمایه‌گذاری	۲٪

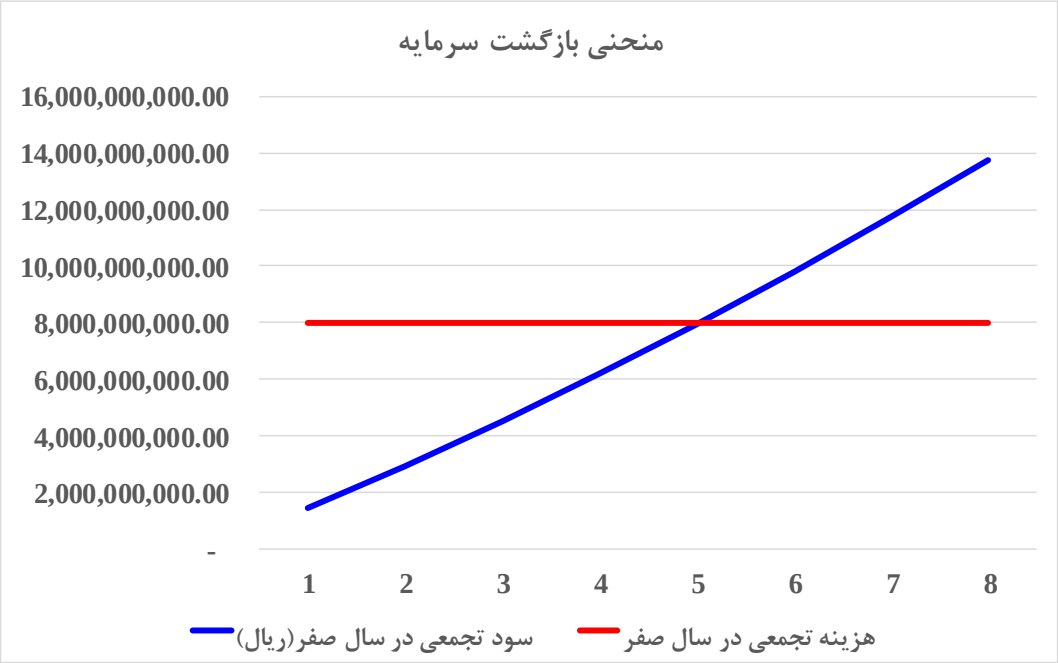
نتایج محاسبات برای ۸ سال اول مطابق با جدول (۱-۲۵) می‌باشد. همچنین، منحنی بازگشت سرمایه مطابق با شکل (۱-۱۳) به دست می‌آید که بازگشت سرمایه ۵ سال را نتیجه می‌دهد.

جدول (۱-۲۵) نتایج محاسبات اقتصادی برای مثال ذکر شده

سال	۰	۱	۲
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	۱۶۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲۰۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲۷۰،۴۰۰،۰۰۰،۰۰
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۴۷۵،۱۴۲،۴۰	۵۷۹،۶۷۳،۷۳	۷۰۷،۲۰۱،۹۵
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۱۵،۹۱۰،۰۰	۲۰،۶۸۳،۰۰	۲۶،۸۸۷،۹۰
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۳۵۶،۳۵۶،۸۰	۴۳۴،۷۵۵،۳۰	۵۳۰،۴۰۱،۴۶
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)		۱۱،۹۸۹،۳۹۱،۷۱۶،۲۲	۱۹،۰۱۵،۱۷۵،۲۶۱،۹۳
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)		۸،۹۹۲،۰۴۳،۷۸۷،۱۷	۱۴،۲۶۱،۳۸۱،۴۴۶،۴۵
هزینه استهلاک (ریال)		۶۱۳،۶۰۰،۰۰۰،۰۰	۹۴۱،۲۶۲،۴۰۰،۰۰
کل هزینه سالیانه (ریال)		۸۲۱،۶۰۰،۰۰۰،۰۰	۱،۲۱۱،۶۶۲،۴۰۰،۰۰
کل درآمد سالیانه (ریال)		۲،۹۹۷،۳۴۷،۹۲۹،۰۶	۴،۷۵۳،۷۹۳،۸۱۵،۴۸

ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۱,۰۰۰	۰,۶۵۲	۰,۴۲۵
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)		۱،۴۱۸،۳۴۹،۳۶۷,۰۵	۱،۵۰۵،۲۶۸،۴۲۰،۵۷
سود تجمعی در سال صفر (ریال)		۱،۴۱۸،۳۴۹،۳۶۷,۰۵	۲،۹۲۳،۶۱۷،۷۸۷،۶۲
هزینه تجمعی در سال صفر	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۳	۴	۵
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	۳۵۱،۵۲۰،۰۰۰،۰۰	۴۵۶،۹۷۶،۰۰۰،۰۰	۵۹۴،۰۶۸،۸۰۰،۰۰
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۸۶۲،۷۸۶،۳۸	۱،۰۵۲،۵۹۹،۳۸	۱،۲۸۴،۱۷۱،۲۴
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۳۴،۹۵۴،۲۷	۴۵،۴۴۰،۵۵	۵۹،۰۷۲،۷۲
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۶۴۷،۰۸۹،۷۸	۷۸۹،۴۴۹،۵۳	۹۶۳،۱۲۸،۴۳
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۳۰،۱۵۸،۰۶۷،۹۶۵،۴۲	۴۷،۸۳۰،۶۹۵،۷۹۳،۱۶	۷۵،۸۵۹،۴۸۳،۵۲۷،۹۵
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۲۲،۶۱۸،۵۵۰،۹۷۴،۰۷	۳۵،۸۷۳،۰۲۱،۸۴۴،۸۷	۵۶،۸۹۴،۶۱۲،۶۴۵،۹۶
هزینه استهلاک (ریال)	۱،۴۴۳،۸۹۶،۵۲۱،۶۰	۲،۲۱۴،۹۳۷،۲۶۴،۱۳	۳،۳۹۷،۷۱۳،۷۶۳،۱۸
کل هزینه سالیانه (ریال)	۱،۷۹۵،۴۱۶،۵۲۱،۶۰	۲،۶۷۱،۹۱۳،۲۶۴،۱۳	۳،۹۹۱،۷۸۲،۵۶۳،۱۸
کل درآمد سالیانه (ریال)	۷،۵۳۹،۵۱۶،۹۹۱،۳۶	۱۱،۹۵۷،۶۷۳،۹۴۸،۲۹	۱۸،۹۶۴،۸۷۰،۸۸۱،۹۹
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰,۲۷۷	۰,۱۸۱	۰,۱۱۸
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	۱،۵۹۱،۲۷۷،۵۹۷،۴۸	۱،۶۷۶،۹۳۴،۳۰۱،۳۹	۱،۷۶۲،۷۲۵،۰۹۸،۳۹
سود تجمعی در سال صفر (ریال)	۴،۵۱۴،۸۹۵،۳۸۵،۱۰	۶،۱۹۱،۸۲۹،۶۸۶،۵۰	۷،۹۵۴،۵۵۴،۷۸۴،۸۹
هزینه تجمعی در سال صفر	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۶	۷	۸
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	۷۷۲،۲۸۹،۴۴۰،۰۰	۱،۰۰۳،۹۷۶،۲۷۲،۰۰	۱،۳۰۵،۱۶۹،۱۵۳،۶۰

مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱،۵۶۶،۶۸۸,۹۲	۱،۹۱۱،۳۶۰,۴۸	۲،۳۳۱،۸۵۹,۷۸
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۷۶،۷۹۴,۵۳	۹۹،۸۳۲,۸۹	۱۲۹،۷۸۲,۷۶
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱،۱۷۵،۰۱۶,۶۹	۱،۴۳۳،۵۲۰,۳۶	۱،۷۴۸،۸۹۴,۸۴
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۱۲۰،۳۱۳،۱۴۰،۸۷۵,۳۳	۱۹۰،۸۱۶،۶۴۱،۴۲۸,۲۸	۳۰۲،۶۳۵،۱۹۳،۳۰۵,۲۵
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۹۰،۲۳۴،۸۵۵،۶۵۶,۵۰	۱۴۳،۱۱۲،۴۸۱،۰۷۱,۲۱	۲۲۶،۹۷۶،۳۹۴،۹۷۸,۹۴
هزینه استهلاک (ریال)	۵،۲۱۲،۰۹۲،۹۱۲,۷۲	۷،۹۹۵،۳۵۰،۵۲۸,۱۱	۱۲،۲۶۴،۸۶۷،۷۱۰,۱۳
کل هزینه سالیانه (ریال)	۵،۹۸۴،۳۸۲،۳۵۲,۷۲	۸،۹۹۹،۳۲۶،۸۰۰,۱۱	۱۳،۵۷۰،۰۳۶،۸۶۳,۷۳
کل درآمد سالیانه (ریال)	۳۰،۰۷۸،۲۸۵،۲۱۸,۸۳	۴۷،۷۰۴،۱۶۰،۳۵۷,۰۷	۷۵،۶۵۸،۷۹۸،۳۲۶,۳۱
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰,۰۷۷	۰,۰۵۰	۰,۰۳۳
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	۱،۸۴۹،۰۷۷،۰۰۳,۷۷	۱،۹۳۶،۳۶۷،۰۶۳,۳۸	۲،۰۲۴،۹۳۰،۴۹۰,۲۴
سود تجمعی در سال صفر (ریال)	۹،۸۰۳،۶۳۱،۷۸۸,۶۷	۱۱،۷۳۹،۹۹۸،۸۵۲,۰۴	۱۳،۷۶۴،۹۲۹،۳۴۲,۲۹
هزینه تجمعی در سال صفر	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰,۰۰	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰,۰۰	۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰,۰۰



شکل (۱-۱۳) منحنی بازگشت سرمایه برای مثال ذکر شده

لازم به ذکر است که نمونه‌هایی از بکارگیری مراحل فوق در "پیوست شماره یک" از همین گزارش و بخش "۳- ۷- بازآرایی و جایابی کلیدهای مانور" از گزارش مرحله چهارم فلسفه طراحی ارائه شده است. در صورت امکان محاسبه‌ی سایر منافع و هزینه‌های احتمالی (همچون فروش انشعاب، ارزش پیک‌سایی و ارزش کاهش انرژی توزیع نشده) در سال‌های مختلف، می‌توان تاثیر آن‌ها را نیز به طور مشابه در محاسبات لحاظ نمود. به عنوان نمونه، در بخش "۳- ۷- بازآرایی و جایابی کلیدهای مانور" از گزارش مرحله چهارم فلسفه طراحی، محاسبات بازگشت سرمایه با رویکرد کاهش انرژی توزیع نشده انجام شده است.

۱- ۱۰- تاب‌آوری

تاب آوری به عملکرد زمانی یک سیستم شامل استقامت، آسیب‌پذیری و برگشت‌پذیری در شرایط وقوع یک اغتشاش شدید اشاره دارد.

در یک سیستم مهندسی که تجهیزات آن در معرض خرابی است وعوامل مختلف ذاتی، طبیعی و انسانی دائما سلامت تجهیزات را تهدید می‌نمایند، نمی‌توان تنها با تمهیدات پیشگیرانه به عملکرد صحیح سیستم امیدوار بود. در این سیستم‌ها، نگهداری و تعمیرات تجهیزات جزء جدایی‌ناپذیری از فرآیند بهره‌برداری می‌باشد. همچنین، پس از وقوع یک حادثه و افت عملکرد سیستم، بازیابی سرویس و ترمیم ساختار شبکه ضرورتی گریزناپذیر و البته از نظر عملی امکانپذیر است. بنابراین، تعریف تاب‌آوری در سیستم‌های زیرساختی بایستی هر دو وجه زیر را شامل شود:

- استقامت در برابر حادثه
- بازیابی سریع پس از حادثه

توانایی سیستم برای کاهش مدت و شدت اغتشاشات یا به عبارت دیگر توانایی سیستم در پیش‌بینی، تحمل و تطبیق با اغتشاشات مختلف و بازیابی سریع، تاب‌آوری نامیده می‌شود. از این رو گستره وسیعی از طرح‌ها و پیشنهادات طراحان محترم می‌تواند در مجموعه ارتقای تاب‌آوری قرار گیرد.

در مورد سیستم قدرت، اگرچه تعریف فوق برای تاب‌آوری صحیح و قابل استفاده است ، باید تاکید گردد که منظور از اغتشاش، حوادث با اثر زیاد و احتمال کم می‌باشد. این حوادث که می‌توانند منشأ طبیعی یا انسانی داشته باشند، به ندرت اتفاق می‌افتند و یا هرگز تجربه نشده‌اند. رخداد اینگونه از اغتشاشات محدوده

جغرافیای وسیعی را در بر گرفته و تجهیزات متعددی را به صورت همزمان از مدار خارج می‌سازند و فرآیند بازیابی را پیچیده و البته طولانی می‌نمایند. ویژگی منحصر به فرد دیگر این اغتشاشات این است که اگر منشأ طبیعی داشته باشند، چندین سیستم زیرساختی مانند شبکه برق، سیستم مخابراتی، زیرساخت تأمین و توزیع گاز و شبکه آبرسانی را به صورت همزمان تحت تاثیر قرار می‌دهند. این شرایط بحرانی از طرفی عمق فاجعه رخ داده را بیشتر می‌کند و از سوی دیگر فرآیند بازیابی را دشوارتر می‌سازد. از پدیده‌های طبیعی که می‌تواند منجر به چنین شرایط بحرانی شود می‌توان به طوفان، سیل و زلزله اشاره نمود.

برای ارزیابی و بهبود تاب‌آوری شبکه‌ی توزیع گام‌های زیر باید انجام شود:

۱) شناسایی مخاطرات و تجهیزات آسیب‌پذیر در هر منطقه: با توجه به سوابق رخداد حوادث در هر منطقه، می‌توان مخاطرات آن منطقه و نوع تجهیزات آسیب‌پذیر در هر منطقه را شناسایی نمود. به عنوان نمونه مخاطره‌ی اصلی در یک منطقه ممکن است وزش بادهای شدید باشد که در اثر آن خطوط هوایی به دفعات دچار پارگی شده باشند، اما پست‌های هوایی به ندرت آسیب دیده باشند. بدین ترتیب می‌توان دریافت که حادثه‌ی غالب در آن منطقه وزش باد است و تجهیز آسیب‌پذیر نیز، هادی‌های هوایی هستند.

۲) تعیین منحنی شکنندگی برای هر تجهیز آسیب‌پذیر در برابر هر حادثه غالب شناسایی شده به تفکیک مناطق: بعد از شناسایی مخاطرات و تجهیزات آسیب‌پذیر، لازم است با توجه به سابقه رخداد حوادث و میزان خسارت وارد شده به شبکه، منحنی‌های شکنندگی به تفکیک هر تجهیز، هر حادثه و هر منطقه محاسبه و تعیین گردد. منحنی شکنندگی بیانگر احتمال خرابی تجهیزات برحسب تابعی از شدت حوادث می‌باشد. واضح است که این منحنی یک منحنی صعودی است که با افزایش شدت حادثه، احتمال خرابی آن تجهیز در آن منطقه بیشتر می‌شود. نمونه‌ای از منحنی شکنندگی برای دو نوع معمولی و تقویت‌شده از یک تجهیز در برابر طوفان در شکل (۱-۱۴) نشان داده شده است. برای تعیین منحنی شکنندگی باید با استفاده از سوابق رخداد حوادث، نقاط مختلفی را بر روی منحنی تعیین نمود و سپس با استفاده از برازش منحنی به یک رابطه‌ی ریاضی مناسب رسید. به عنوان نمونه فرض کنید در یک حادثه سرعت باد ۴۰ m/s بوده است و از تعداد ۱۰۰۰ پایه‌ی آن منطقه، ۲ پایه آسیب دیده است. لذا احتمال خرابی برای سرعت باد ۴۰ m/s برابر با ۰٫۰۰۲ می‌باشد. بنابراین، نقطه‌ی (۴۰ , ۰٫۰۰۲) یک

نقطه در صفحه‌ی x-y را تشکیل می‌دهد. به همین ترتیب برای سایر حوادث رخ داده می‌توان نقاط دیگری را در صفحه‌ی x-y تشکیل داد و از برازش منحنی برای دستیابی به یک رابطه‌ی ریاضی استفاده نمود.

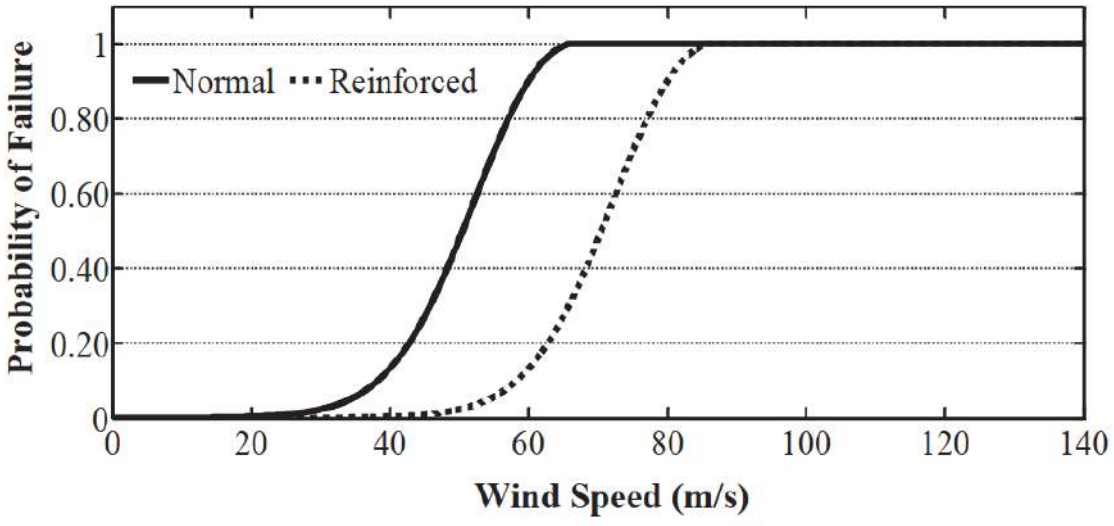
۳) تعیین احتمال رخداد حوادث در هر منطقه: در این مرحله لازم است با استفاده از اطلاعات در دسترس، یک تابع توزیع احتمال مناسب برای هر حادثه تعیین شود. به عنوان نمونه اگر طوفان به عنوان مخاطره‌ی طبیعی در یک منطقه مدنظر باشد، تابع توزیع احتمال سرعت باد با استفاده از حداکثر سرعت باد روزانه دریافتی از سازمان هواشناسی در آن منطقه قابل استحصال است.

۴) استفاده از روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو برای شناسایی نقاط آسیب‌پذیر: برای ارزیابی تاب‌آوری در هر منطقه و شناسایی نقاط آسیب‌پذیر، از روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو استفاده می‌شود. بدین ترتیب که برای تعداد سال‌های زیاد (مثلا ۱۰۰ سال) شبیه‌سازی با استفاده از فرآیند تکرار و با بکارگیری توابع توزیع احتمال رخداد حوادث و منحنی‌های شکنندگی انجام می‌شود. بدین منظور ابتدا با توجه به تابع توزیع احتمال حوادث (مثلا سرعت باد)، یک شدت حادثه برای هر روز تعیین می‌شود. سپس با مراجعه به منحنی شکنندگی، احتمال خرابی هر نوع تجهیز در هر منطقه با توجه به سرعت باد تعیین شده محاسبه می‌شود. سپس با توجه به تعداد تجهیز هر منطقه، اعداد تصادفی در بازه‌ی صفر تا یک ایجاد می‌شود. اعداد کوچکتر از احتمال خرابی محاسبه شده با منحنی شکنندگی بیانگر خرابی آن تجهیز می‌باشد. لذا می‌توان تعداد تجهیزات آسیب‌دیده و میزان انرژی تامین نشده یا هر شاخص دیگری را برای آن روز محاسبه نمود. در این راستا استفاده از مقادیر منطقی برای مدت زمان تعمیر و میزان بار از دست رفته با توجه به مکان تجهیز خراب شده و میزان بار فیدر ضروری است. نهایتا با تکرار زیاد، نتایج شبیه‌سازی به صورت سالیانه دسته‌بندی شده و نتایج برای تعداد سال‌های زیاد میانگین‌گیری می‌شود. چون شبیه‌سازی به دفعات زیاد تکرار شده است، مقدار میانگین به دست آمده، مقداری قابل استناد است.

۵) رویکرد تعیین نقاط آسیب‌پذیر: با توجه به اینکه راهکارهای اصلاحی بهبود تاب‌آوری شبکه به دو دسته‌ی مقاوم‌سازی تجهیزات شبکه (مثل استفاده از پایه‌های قوی‌تر، بتن‌ریزی در پای پایه‌ها، استفاده از اتصالات قوی‌تر) و افزایش انعطاف‌پذیری شبکه (استفاده از کلیدهای مانور، استفاده از تجهیزات حفاظتی برای ایزوله کردن خطاها) تقسیم‌بندی می‌شود، لذا تعیین نقاط آسیب‌پذیر نیز می‌تواند با دو

رویکرد مختلف انجام شود. در یک رویکرد، تعداد تجهیزات آسیب‌دیده و میزان خسارت وارده به تجهیزات شبکه معیار قرار می‌گیرد. برای این نقاط آسیب‌پذیر، استفاده از تجهیزات با مقاومت مکانیکی قوی‌تر و استفاده از راهکارهای مقاوم‌سازی شبکه در اولویت قرار خواهد داشت. در رویکرد دیگر می‌توان میزان انرژی تامین نشده یا هر شاخص دیگری را به عنوان معیار رتبه‌بندی نقاط آسیب‌پذیر شبکه قرار داد. برای این دسته از نقاط آسیب‌پذیر، می‌توان از روش‌های افزایش انعطاف‌پذیری شبکه نیز استفاده نمود. واضح است که نقاطی از شبکه می‌تواند با هر دو معیار جزء مناطق آسیب‌پذیر قرار گیرد.

۶) محاسبات اقتصادی: در نهایت با توجه به راهکارهای در دسترس برای مقاوم‌سازی شبکه یا افزایش انعطاف‌پذیری شبکه با در نظر گرفتن نوع حادثه و نوع تجهیزات آسیب‌پذیر شناسایی شده، باید محاسبات اقتصادی انجام شده و نرخ بازگشت سرمایه محاسبه شود. در این مرحله، لازم است به میزان تاثیر راهکار بر کاهش نرخ خرابی تجهیزات یا بهبود شاخص انتخابی توجه ویژه‌ای شود. به طور کلی با توجه به محاسبات اقتصادی می‌توان اولویت استفاده‌ی بودجه‌ی موجود را برای بهبود تاب‌آوری کدام تجهیز در کدام منطقه در برابر چه مخاطره‌ای تعیین نمود.



شکل (۱-۱۴) نمونه‌ای از منحنی شکنندگی [۳۱]

در این راستا توجه به نکات زیر خالی از لطف نمی‌باشد:

- ممکن است طراحی سیستم به گونه‌ای باشد که تاب‌آوری سیستم در برابر یک حادثه بیشتر شود ولی همزمان تاب‌آوری آن در برابر یک حادثه دیگر کاهش یابد. برای مثال اگر طراح شبکه برای تاب‌آور

ساختن آن در برابر طوفان و تندباد تصمیم بگیرد فیدرهای توزیع برق را توسط کابل‌های زمینی اجرا نماید، تاب‌آوری سیستم در مقابل سیل و آب‌گرفتگی (نسبت به حالتی که از فیدرهای هوایی استفاده شود) کمتر می‌شود.

- هرچقدر هم که متولی شبکه، نسبت به مقاوم‌سازی و افزایش انعطاف‌پذیری شبکه اقدام کند، باز هم ممکن است حوادث با شدت بالا رخ دهد و منجر به خسارت شدید شبکه شود. همچون سیل سال ۱۳۹۸ در پلدختر لرستان که در این شرایط اگر هر مقدار مقاوم‌سازی هم برای شبکه انجام شده بود، باز هم شدت خسارات بالا می‌بود. چرا که شدت حادثه بسیار بالا و بی‌سابقه بود. این مسئله منافاتی با مطالعات تاب‌آوری ندارد.
- طول عمر تجهیزات در منحنی شکنندگی تاثیرگذار است. واضح است که احتمال خرابی در تجهیزات با طول عمر بالاتر، بیشتر است. در نظر گرفتن این معیار در تعیین منحنی‌های شکنندگی با توجه به وسعت بالای شبکه‌های توزیع عملا غیرممکن یا بسیار سخت است. با این وجود تفکیک مناطق تا حدودی از خطای محاسبات می‌کاهد. به عنوان پیشنهاد، هنگام ثبت آمار خسارت‌ها، به طول عمر تجهیز نیز توجه شود تا در آینده امکان تاثیر دادن طول عمر تجهیزات در مدلسازی فراهم شود.

۱- ۱۰- ۱- معیارهای مهم در تاب‌آوری

اجزای تشکیل دهنده تاب‌آوری شامل موارد قبل حادثه، حین حادثه و بعد از حادثه است. باید در گردآوری این بخش دقت زیادی داشت. قیود کلی برای هر بخش در زیر ارائه شده است:

۱- ۱۰- ۱- ۱- هوشیاری وضعیتی و آمادگی

با بهره‌مندی از ابزار پایش گسترده و بلادرنگ که هم داده‌های مربوط به سیستم مورد نظر و هم داده‌های محیطی را جمع‌آوری و به مرکز کنترل ارسال می‌نمایند، بهره‌بردار از شرایط واقعی سیستم و تهدیدات بالقوه آن آگاه می‌شود. توسعه شبکه هوشمند و اتوماسیون در شبکه توزیع برق می‌تواند در راستای هوشیاری وضعیتی و آمادگی نقش کلیدی داشته باشد.

شناخت نقاط ضعف شبکه در مقابل عوامل حادثه‌خیز و نقاط مهم و کلیدی شبکه از دیدگاه تأمین برق مشترکین، می‌تواند در مرحله هوشیاری وضعیتی و آمادگی نقش کلیدی داشته باشد. در این راستا لازم

است مطالعات ویژه و اختصاصی توسط شرکت‌های توزیع برق در دستور کار قرار گرفته و شناخت لازم از وضعیت شبکه حاصل گردد.

۱- ۱۰- ۱- ۲- استقامت

این جزء مربوط به پیش از وقوع حادثه می‌باشد. تمامی ابزارها و تمهیدات زیر ساختی باید قبل از وقوع حادثه اندیشیده شوند تا عواقب رخداد احتمالی محدود شود. زیرساخت تجهیزاتی شبکه باید تقویت شود تا از ایستادگی مناسبی در مقابل اغتشاشات شدید برخوردار باشد. برای نمونه اگر هدف، ارتقای تاب‌آوری یک سیستم در برابر طوفان و تند باد است، پایه‌های شبکه توزیع برق باید از نظر استحکام مکانیکی قوی‌تر باشند و یا اینکه از شبکه زیرزمینی برای توزیع انرژی الکتریکی بهره برد. استقامت به طراحی یک سیستم مربوط می‌شود و روشی غیرفعال و سخت‌افزاری برای ارتقای تاب‌آوری محسوب می‌گردد. همانطور که شرح داده شد، طراحان در ارتقای استقامت شبکه در مبحث تاب‌آوری نقش کلیدی دارند. جزئیات الزامات مربوطه در بخش‌های مربوط شبکه فشارمتوسط، فشارضعیف و پست‌های توزیع قابل دسترسی است.

۱- ۱۰- ۱- ۳- قابلیت انطباق و دوام

با وقوع یک اغتشاش شدید، ابتدا سیستم به دلیل تمهیداتی که در مرحله طراحی اندیشیده شده است مقداری استقامت از خود نشان می‌دهد. در ادامه با طولانی شدن یا تشدید اغتشاش، برخی از اجزای سیستم صدمه دیده و از مدار خارج می‌شوند و به این ترتیب سطح عملکرد کاهش می‌یابد. در این مرحله اگر سیستم نتواند خود را با حادثه تطبیق دهد، عملکرد کلی آن مختل شده و حتی بسیاری از تجهیزاتی که آسیب ندیده‌اند هم از مدارخارج می‌شوند. برای جلوگیری از این امر، باید نکات زیر مدنظر قرار گیرد:

- سیستم‌های حفاظتی فقط تجهیزات و بخش‌های آسیب دیده را از مدار خارج کنند به گونه‌ای که سایر بخش‌های سالم در مدار باقی بماند و حداقل مقدار ممکن بار بی‌برق شود.
- تغذیه بارهای مهم و حیاتی در اولویت قرار گیرند. این اولویت‌بندی بر اساس تقاضا و بر اساس ماهیت بار (مطابق کلاسه‌بندی پدافند غیرعامل) باید انجام شود.
- قابلیت انطباق یک سیستم در برابر حوادث شدید نیازمند آن است که بخش‌های باقی مانده در سیستم در صورتی که از بدنه اصلی سیستم جدا شده باشند، بتوانند به کار خود ادامه دهند.

یک سیستم تاب‌آور باید از مجموعه‌ای از زیرسیستم‌های کوچک‌تر تشکیل شده باشد که در حالت عادی به صورت یکپارچه و در حالت اضطراری به صورت جداگانه قابل بهره‌برداری باشند.

- شبکه‌های برق مراکز بیمارستانی، امنیتی، نظامی، مسکونی، اداری و صنعتی به صورت ریزشبکه‌هایی که قابلیت کار جدا از شبکه سراسری را دارند طراحی و پیاده‌سازی شوند.
- ابزارهای تحلیلی و نرم‌افزارهای مراکز کنترلی هوشمند بمنظور بهره‌گیری بهره‌برداران و طراحان مستقر شده باشد.

۱- ۱۰- ۱- ٤- بازیابی و سرعت عمل

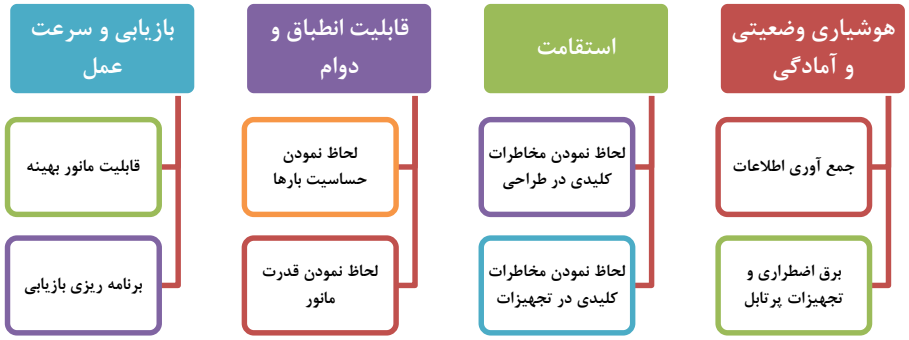
پس از رخداد یک اغتشاش و آسیب دیدن تعدادی از تجهیزات، سیستم بر حسب قابلیت انطباقی که دارد (بر حسب طراحی از پیش) خود را به نحو مناسبی با شرایط پس از حادثه تطبیق می‌دهد تا میزان خاموشی و وقفه در خدمت‌رسانی حداقل گردد.

- بهره‌برداران باید با ابزار مناسب و کافی از وسعت و شدت آسیب، تجهیزات سالم، منابع تولید موجود و بارهای دچار خاموشی و وقفه آگاه شوند.
- با توجه به محدودیت منابع به‌منظور بازیابی بهینه، تعمیر و اصلاح شبکه اقدام شود.

همانطور که ملاحظه شد، نقش طراحان در ارتقای عملکرد اجزای مختلف یک سیستم تاب‌آور نقشی کلیدی است. تعیین شرایط اقلیمی و آب‌وهوایی و سایر مشخصات محل شبکه مورد طراحی اگر به درستی انجام شود، رعایت مفاد فلسفه طراحی می‌تواند به تاب‌آوری شبکه توزیع برق کمک ویژه‌ای نماید. لذا می‌توان گفت یکی از اقدامات مهم و کلیدی و الزامات اصلی و کلی در مبحث تاب‌آوری شبکه توزیع برق، جمع‌آوری اطلاعات و انجام مطالعات پهنه‌بندی و کلاسه‌بندی پارامترها و خصوصاً مخاطرات بزرگ محتمل در نقاط مختلف تحت پوشش هر شرکت توزیع برق است.

۱- ۱۰- ۲- قیود و الزامات کلی در مبحث تاب‌آوری

دسته‌بندی قیود و الزامات کلی قابل طرح در مبحث تاب‌آوری شبکه توزیع برق را می‌توان به اختصار در شکل (۱-۱۵) مشاهده نمود.



شکل (۱-۱۵) قیود و الزامات کلی در مبحث تاب آوری

- جمع‌آوری اطلاعات و انجام مطالعات پهنه‌بندی پارامترها و مخاطرات کلیدی
- اعمال کلاسه‌بندی مخاطرات کلیدی مانند زلزله، سیل، طوفان، یخ و برف سنگین در طراحی شبکه و انتخاب تجهیزات.
- عدم احداث شبکه در مناطق پرخطر مانند مجاور مسیر سیلاب و رودخانه (با رعایت کلاسه‌بندی پیشنهادی در جدول (۱-۱۱) از گزارش مرحله دوم).
- مسیریابی بهینه شبکه و اعمال مخاطراتی مانند احتمال ریزش کوه و سقوط بهمن در مناطق کوهستانی
- اجرایی نمودن دستورالعمل مقاوم‌سازی
- شناسایی نقاط ضعف شبکه و اولویت‌بندی مقاوم‌سازی
- شناسایی نقاط ضعف شبکه و طراحی مانور ویژه تأمین بارهای حساس و حیاتی
- طراحی تنه اصلی فیدرها متناسب با قدرت مانور مناسب و مکانیابی بوسترهای اضطراری برای تغذیه بارهای حساس و حیاتی از طریق شبکه فشارمتوسط طولانی از پست‌های فوق‌توزیع مجاور و دوردست.
- فراهم نمودن امکانات تأمین برق جزیره‌ای در مناطق ویژه
- انجام مطالعات n-1 Contingency برای هر ترانسفورماتور هر پست فوق‌توزیع و تهیه طرح لازم برای تأمین بار تحت این شرایط. بدین منظور، مطالعات با فرض اینکه هر کدام از ترانسفورماتورهای پست‌های فوق‌توزیع از مدار خارج گردد انجام می‌شود.
- ایجاد نقاط رینگ مناسب در شبکه فشارمتوسط بین شهرستان‌های همجوار توصیه می‌شود. این مهم برای شهرستان‌های دارای یک پست فوق‌توزیع الزامی است. نقاط مانور تحت شرایط اضطراری طراحی و برنامه‌ریزی شود.
- در هر شهرستان بارهای مهم، حیاتی و حساس شناسایی شده و چگونگی تأمین آن‌ها تحت شرایط خروج کامل پست فوق‌توزیع تغذیه‌کننده، بررسی و راهکار مناسب طراحی و پیشنهاد گردد.

۱- ۱۱- قابلیت اطمینان و قابلیت اعتماد

در ابتدا بایستی تفاوت دو عبارت قابلیت اطمینان و قابلیت اعتماد تشریح گردد.

- سیستمی قابلیت اعتماد بالایی دارد که در مدت زمان طولانی بدون خرابی کار کند.
- سیستمی قابلیت اطمینان بالایی دارد که به ندرت از بین رفته و در صورت بروز مشکل سریعاً به سرویس باز گردد.

این دو مفهوم در عمل و در شبکه توزیع برق تقریباً همراهی زیادی با هم دارند اما در حالت کلی لزوماً مناسب بودن شاخص‌های قابلیت اطمینان یک سیستم به معنی قابلیت اعتماد بالای آن نیست. عواملی که باعث کاهش وقوع خطا شوند، همزمان هم به بهبود قابلیت اعتماد سیستم کمک می‌کنند و هم به بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان منجر می‌شوند. به این ترتیب به منظور بهبود قابلیت اعتماد سیستم، پیشنهادات زیر قابل ارائه است:

- انتخاب صحیح تجهیزات و لحاظ نمودن کلاسه‌بندی‌ها و پهنه‌بندی‌ها
- طراحی صحیح منطبق بر کلاسه‌بندی‌ها و پهنه‌بندی‌ها
- کاهش حداکثری عوامل ایجاد کننده خطا

با وجود آنکه موارد فوق همگی به بهبود قابلیت اطمینان سیستم کمک می‌کند، لزوماً راهکارهای زیر که منجر به بهبود قابلیت اطمینان سیستم می‌شود، بهبود قابلیت اعتماد را در پی ندارد.

- مکانیابی بهینه تجهیزات حفاظتی و محدود سازی حوزه خطا
- مکانیابی بهینه تجهیزات کلیدزنی و کاهش مدت زمان خاموشی

مفهوم قابلیت اطمینان شامل ویژگی‌های ترکیبی زیر است:

• در دسترس بودن: توانایی ارائه خدمات صحیح در صورت لزوم. به عبارت دیگر، این احتمال وجود دارد که یک سیستم در صورت لزوم وارد عملیات شود و فعال باشد.

• قابلیت اطمینان: تداوم سرویس صحیح، که می‌توان گفت احتمالاً نقص در یک دوره زمانی مشخص رخ نمی‌دهد.

• ایمنی: عدم وجود عواقب فاجعه‌بار برای کاربران و محیط زیست.

• یکپارچگی: عدم وجود تغییرات نامناسب در سیستم یا تغییرات بدون مجوز.

• قابلیت نگهداری: توانایی انجام اصلاحات و تعمیرات.

به منظور ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه توزیع برق لازم است اطلاعات مکفی از خاموشی‌های رخ داده در یک بازه زمانی چندساله شامل علل بروز خطا و مکان آن‌ها و اطلاعات مدت خاموشی و انرژی توزیع نشده در اختیار باشد. شاخص‌های قابلیت اطمینان دارای تعاریف مشخصی هستند که در مراجع مختلف قابل دستیابی است. با توجه به کمبود اطلاعات شبکه و مدلسازی مربوطه، دستورالعمل توانیر در محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع با اطلاعات محدود، می‌تواند مبنای عمل قرار گیرد.

۱- ۱۱- ۱- متوسط زمان خرابی MTBF[۱] و MTTF[۲]

متوسط زمان خرابی یکی از شاخص‌هایی است که برای مطالعات قابلیت اعتماد در شبکه‌های الکتریکی مورد استفاده قرار می‌گیرد. برای این شاخص با توجه به نوع تجهیزات از دو تعریف MTBF و MTTF استفاده می‌شود. MTBF متوسط زمان بین دو خرابی یک تجهیز را نشان می‌دهد. این تعریف برای تجهیزاتی که قابلیت تعمیر دارند مطرح می‌شود. در مقابل، MTTF به عنوان متوسط زمان خرابی یک تجهیز برای تجهیزاتی به کار می‌رود که قابلیت تعمیر ندارند و بعد از هر خرابی، تجهیز مورد نظر باید با یک تجهیز سالم از همان نوع جایگزین شود.

اطلاعات خاموشی که به طور متداول در شرکت‌های توزیع برق ثبت می‌شود برای انجام مطالعات قابلیت اطمینان کاربردی هستند و برای انجام ارزیابی‌های قابلیت اعتماد که می‌تواند خصوصاً در مبحث انتخاب تجهیزات بسیار مفید باشد، لازم است دیتابیس‌های مناسب تشکیل و اطلاعات لازم ثبت و آنالیز شود. به این ترتیب طراحان نیز می‌توانند با انتخاب تجهیزات دارای قابلیت اعتماد بالاتر، به بهبود شاخص‌های فنی و مالی شرکت توزیع برق کمک نمایند.

۱- ۱۱- ۲- میزان بارگذاری شبکه و قابلیت مانور

بار فیدرهای شبکه فشارمتوسط اگر در شرایط نرمال شبکه به مقادیر نامی جریان مجاز هادی‌ها و کابل‌ها و سایر تجهیزات درون شبکه نزدیک باشد، امکان مانور بخشی از بار خطوط مجاور نیز وجود نخواهد داشت.

---

[۱] Mean Time Between Failures

[۲] Mean Time To Failures

از طرف دیگر اگر یک فیدر فشارمتوسط دچار مشکل شود، به دلیل بالا بودن بار فیدر، محدودیت در جابه‌جایی بار از طریق مانور نیز افزایش می‌یابد. به عنوان مثال شبکه‌ای که چند فیدر مجاور هم تقریباً هر یک حدود ۲۰۰ آمپر بار داشته باشد، اگر تمام هادی‌های این فیدر و فیدرهای مجاور از سیم Hyena باشد (که معمولاً بالاترین سطح مقطع شبکه فشارمتوسط در ایران است) از آنجا که مقدار جریان مجاز این سیم، طبق جدول (۶-۲) از کتاب خطوط هوایی شبکه‌های توزیع برق [۳۲] معادل با ۲۸۷ آمپر است، برای انتقال بار این فیدر به فیدرهای مجاور حداقل به سه نقطه بسیار مناسب برای مانور بار نیاز خواهد بود به نحوی که هر یک از این نقاط ۳۳ درصد از کل بار فیدر را به فیدر مجاور منتقل کنند. طراحی چنین نقاط مانوری نیازمند آن است که این فیدرها دارای امکان اتصال متعدد باشند و همپوشانی نیز وجود نداشته باشد و بتوان نقاط کلیدهای نرمال بسته درون فیدر را نیز به گونه‌ای مشخص نمود که هر یک به صورت تقریبی، یک سوم بار فیدر را تفکیک کنند. این موضوع به شدت به ساختار کلی فیدر و شاخه‌های آن و تمرکز بار در نقاط مختلف و همچنین وضعیت معابر و نقاط ممکن برای اتصال به فیدرهای مجاور بستگی دارد.

تجربه نشان می‌دهد که تمامی شرایطی که در بالا به آن‌ها اشاره شد، به سختی فراهم می‌شوند زیرا استفاده از هادی‌های Mink و Fox در شبکه زیاد است و یافتن و اجرای چنین نقاط مانوری در بسیاری از فیدرها غیر ممکن است. بنابراین برای دستیابی به قابلیت اطمینان بالاتر و کاهش انرژی توزیع نشده، لازم است حداکثر بار فیدرها در مقادیر کمتری تنظیم شود تا امکان مانور بهتر فراهم گردد. علاوه بر این، مقدار نامی شبکه با سیم هاینا در دمای محیط بالاتر و ارتفاع از سطح دریای بیشتر در مقایسه با مقدار نامی افت کرده و به ۲۶۳ آمپر نزدیک می‌شود.

مقدار بارگذاری حداکثری هر فیدر فشارمتوسط عمومی در زمان طراحی ۱۵۰ آمپر پیشنهاد می‌شود. این میزان بارگذاری حداکثر سبب می‌شود که با دو نقطه مانور در صورت استفاده از سیم Hyena یا Dog بتوان بار فیدر را به فیدر مجاور منتقل نمود. علاوه بر این در نقاط مانور با سیم Mink (جریان نامی ۱۷۴ آمپر) و یا سیم Fox (جریان نامی ۱۴۷ آمپر) مانور در شرایط اضطراری میسر خواهد بود. همچنین در این شرایط یک نقطه نرمال بسته نیز در بسیاری از فیدرها کفایت خواهد کرد. بدیهی است پایین‌تر بودن بار فیدر و فیدرهای مجاور به سهولت و موفق بودن مانور کمک خواهد نمود. البته کاهش متوسط بار فیدرها به اعداد

پایین، موجب افزایش هزینه سرمایه‌گذاری و احداث شبکه می‌شود که توجیه فنی و اقتصادی شبکه را تحت تأثیر قرار می‌دهد. الزامات کلی در این بخش عبارتند از :

- بار حداکثری فیدر در شرایط عادی کار کمتر از ۱۵۰ آمپر طراحی شود.
- تنه اصلی فیدرهای فشارمتوسط از سطح مقطع ۱۱۸ میلیمتر مربع (هادی Dog) و بالاتر انتخاب شود.
- انتخاب هادی شاخه‌های فرعی که امکان توسعه آن‌ها و اتصال به فیدرهای مجاور وجود دارد مشابه تنه اصلی باشد و از هادی‌های ضعیف‌تر استفاده نشود.

۱- ۱۱- ۳- الزامات کلی در قابلیت اطمینان و قابلیت اعتماد

شرکت‌های توزیع برق لازم است برای رعایت قیود و الزامات کلی زیر در مبحث قابلیت اطمینان برنامه‌ریزی نموده و طراحان در راستای ارتقای شاخص‌های مربوطه با رعایت الزامات زیر عمل نمایند.

- به حداقل رساندن عوامل ایجادکننده خطا از طریق مطالعات پهنه‌بندی دقیق و اعمال صحیح آن در طراحی و انتخاب تجهیزات
- مکانیابی صحیح تجهیزات حفاظتی و برقراری هماهنگی حفاظتی برای به حداقل رساندن حوزه خطا،
- تعیین جدول ضرایب اهمیت بارها به منظور اعمال در مطالعات جایابی تجهیزات حفاظتی و کلیدزنی
- طراحی نقاط مانور و استفاده از تجهیزات کلیدزنی بهینه
- افزایش ضریب نفوذ اتوماسیون[1] و افزایش قابلیت‌های مانیتورینگ و کنترل در سیستم
- ثبت مکان محور اطلاعات خاموشی به صورت دقیق، مختصات محل هر خطا و علت و زمان آن ثبت شود. ثبت اطلاعات تنها با نام فیدر و یا شاخه مربوطه کافی نیست.
- تشکیل و ثبت و ضبط اطلاعات مربوط به قابلیت اعتماد تجهیزات به صورت مکان محور
- مطالعه، دسته بندی و برنامه‌ریزی کاهش اثر عوامل ایجاد کننده خطا بر اساس نوع و محل و علت خاموشی
- تعریف شاخص‌های هدف در مبحث انرژی توزیع نشده به تفکیک مناطق شهری، صنعتی و کشاورزی- روستایی و ارزیابی سالانه آن‌ها

[1] Automation Intensity Level (AIL)

- تعادل بار فیدرها به صورت سالانه با بازآرایی بهینه اصلاح شود. حداکثر بار فیدرهای فشارمتوسط در حد ۵۰ تا ۶۰ درصد جریان نامی هادی طراحی شود. تکه فیدرهای با بارگذاری بالای ۸۰ درصد در اولویت اصلاح و ساماندهی قرار داده شود.

۱- ۱۲- هوشمندسازی و اتوماسیون

فراگیری تکنولوژی‌های مخابراتی با پهنای باند بالا و قابل اطمینان و گستردگی استفاده از آن و توسعه اینترنت اشیاء توانسته است تأثیری چشمگیر بر سرعت اتوماسیون شبکه و توسعه شبکه هوشمند داشته باشد. وجود اطلاعات اندازه‌گیری از نقاط مختلف شبکه، ذخیره اطلاعات فراوان و توسعه ابزارها و نرم‌افزارهای تحلیلگر این دیتاهای بزرگ در راستای بهبود کیفیت برق نقش مهمی یافته است.

۱- ۱۲- ۱- اثرات هوشمند سازی شبکه توزیع و اتوماسیون

هوشمندسازی و اتوماسیون شبکه توزیع برق می‌تواند منجر به تغییرات زیر شود:

- شناسایی سریع محل خطا
- امکان جداسازی سریع محل خطا
- بازیابی سریع بخشی از بارهای شبکه
- کاستن مخارج بهره‌برداری واتفاقات
- مدیریت بار خطوط و تعادل بار فیدرها
- کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ
- پایگاه داده کاربردی و مفید از اطلاعات دینامیکی نقاط مختلف شبکه
- امکان مدیریت منابع تولید پراکنده

۱- ۱۲- ۲- نیازمندی‌های کلی شبکه هوشمند[1]

شبکه هوشمند مبتنی بر بسیاری از فناوری‌های ارتباطی و کنترلی برای بهینه‌سازی عملکرد شبکه برق است. برخی از فناوری‌های شبکه هوشمند که امروزه مورد استفاده قرار می‌گیرند عبارتند از:

[1] Smart Grid

- آگاهی و تجزیه و تحلیل زمان واقعی وضعیت سیستم توزیع[۱] که می‌تواند باعث بهبود عملکردهای عملیاتی سیستم شود که به نوبه خود قابلیت اطمینان را بهبود می‌بخشد.
- محل عیب و جداسازی[۲] که با ایجاد قطعی سرعت بازیابی سیستم را تسریع می‌کند و این امکان را به گروه‌های تعمیر و نگهداری می‌دهد تا جستجو برای مکان خطا را به شدت محدود کنند و سرعت ببخشند.
- اتوماسیون پست[۳] شبکه را قادر می‌سازد تا تجهیزات را به صورت غیرمتمرکز برنامه‌ریزی، نظارت و کنترل کند. بنابراین از بودجه‌های نگهداری بهتر استفاده می‌شود و قابلیت اطمینان افزایش می‌یابد.
- کنتورهای هوشمند[۴] به مشتریان امکان می‌دهد تا در برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان استفاده شرکت کنند و کنترل بیشتری بر مصرف انرژی و هزینه آن‌ها داشته باشند.
- توابع SCADA/DMS[۵] قابلیت تجزیه و تحلیل و کنترل بیشتری را در اختیار اپراتورهای شبکه قرار می‌دهد.
- کنترل ولتاژ[۶]، از طریق جبران توان راکتیو و کاربرد وسیع‌تر الکترونیک قدرت، ظرفیت انتقال خطوط موجود را افزایش می‌دهد و انعطاف‌پذیری سیستم قدرت را بهبود می‌بخشد.

برای اینکه شبکه برق موجود به یک شبکه هوشمند تبدیل شود، نیاز به فناوری‌های مهندسی برق برای پاسخگویی به تقاضای انرژی و استراتژی‌های کنترل آن وجود دارد. شبکه هوشمند می‌تواند از فناوری‌های جدید مانند وسایل نقلیه الکتریکی پلاگین هیبریدی[۷] (PHEV)، انرژی خورشیدی و منابع تولید پراکنده، اندازه‌گیری هوشمند، سیستم‌های مدیریت روشنایی، اتوماسیون توزیع و بسیاری دیگر استفاده کند. مباحث کلیدی در شبکه هوشمند شامل موارد زیر است که تعیین قیود و الزامات لازم در این زمینه بایستی در دستورالعمل مستقل و با جزئیات انجام شود.

---

[۱] Real time situation awareness and analysis of the distribution system

[۲] Fault location and isolation

[۳] Substation automation

[۴] Smart meters

[۵] Supervisory Control, and Data Acquisition

[۶] Voltage control

[۷] Plug-in Hybrid Electric Vehicles

- پاسخ تقاضا و بهره‌وری انرژی مصرف‌کننده[۱]
- آگاهی از وضعیت یک سیستم گسترده[۲]
- ذخیره‌سازی انرژی[۳]
- حمل‌ونقل الکتریکی[۴]
- زیرساخت اندازه‌گیری پیشرفته[۵]
- مدیریت شبکه توزیع[۶]
- امنیت سایبری[۷]
- ارتباطات شبکه[۸]

۱- ۱۲- ۳- مخابرات و بانک اطلاعاتی در شبکه هوشمند و اتوماسیون شبکه توزیع برق

در راستای توسعه شبکه هوشمند و اتوماسیون شبکه توزیع، سیستم مخابراتی نقش مهم و کلیدی دارد. وجود کانال مخابراتی برای مخابره نمودن اطلاعات و داده‌های برداشته و پردازش شده توسط سنسورها و سایر وسائل مورد استفاده به اتاق کنترل توزیع یا مغز متفکر پردازشگر برای برآورده نمودن اقدامات، لازم و ضروری است.

امنیت سایبری منجر به پیشگیری از استفاده غیرمجاز و سوءاستفاده از داده‌ها، اطلاعات الکترونیکی، بازیابی اطلاعات الکتریکی و سرویس‌های خدمات ارتباطی و اطلاعاتی که در آنجا وجود دارد می‌شود. با توجه به حجم بزرگ اطلاعات در شبکه هوشمند و گستردگی آن و لزوم فراهم نمودن دسترسی مشترکین به بخشی از این اطلاعات، لازم است برای ارتقای امنیت سیستم‌های اطلاعات شبکه و کنترل و مانیتورینگ، تدابیر لازم اندیشیده شود.

---

[۱] Demand Response and Consumer Energy Efficiency

[۲] Wide Area Situational Awareness

[۳] Energy Storage

[۴] Electric Transportation

[۵] Advanced Metering Infrastructure

[۶] Distribution Grid Management

[۷] Cyber Security

[۸] Network Communication

۱- ۱۲- ۴- شاخص نفوذ اتوماسیون

نسبت تعداد نقاط اتوماسیون به تعداد فیدر فشارمتوسط در هر منطقه را ضریب نفوذ اتوماسیون در آن منطقه می‌نامند. منظور از تعداد تقسیمات در نظر گرفته شده در هر فیدر تعداد بخش‌های قابل تفکیک در هر فیدر برای انتقال بار به فیدر مجاور است. بر اساس توضیحات قبلی این عدد معمولاً بین ۲ تا ۴ نقطه در نظر گرفته می‌شود. تعداد کلیدهای مورد نیاز در حالات مختلف در جدول (۱-۲۶) قابل مشاهده است.

جدول (۱-۲۶) جدول تعداد متوسط کلید و شاخص نفوذ اتوماسیون

شاخص نفوذ اتوماسیون	تعداد متوسط کلید معمولاً بسته به ازای هر فیدر	تعداد متوسط کلید معمولاً باز به ازای هر فیدر	تعداد تقسیمات متوسط هر فیدر
۲	۱	۱	۲
۳/۵	۲	۱/۵	۳
۵	۳	۲	۴

همانطور که مشاهده می‌شود، برای منطقه‌ای که نفوذ اتوماسیون ۲ در نظر گرفته شود، تقریباً به ازای هر فیدر به طور متوسط ۱ کلید نرمال بسته و یک کلید نرمال باز نیاز است و تقریباً نصف بار فیدرها نیز باید به فیدر مجاور قابل انتقال باشد. شاخص نفوذ اتوماسیون نیز برابر با حاصل تقسیم جمع تعداد کلیدهای نرمال بسته و نرمال باز در کل منطقه بر تعداد فیدرهای فشارمتوسط منطقه خواهد بود. البته گاه در طول فیدر فشارمتوسط بخش‌هایی وجود دارد که قابل مانور با فیدر مجاوری نیستند و یا با توجه به طول شبکه بالادست محل نقطه نرمال بسته، تعداد دفعات نیاز به چنین مانوری بسیار کم است. لذا نمی‌توان گفت که مشخص کردن یک شاخص نفوذ اتوماسیون به صورت یک قید و الزام در طراحی سیستم اتوماسیون تمام مناطق، اقتصادی است. پیشنهاد می‌شود که در مناطق شهری حداقل شاخص نفوذ اتوماسیون، ۲ در نظر گرفته شود. در فیدرهای دارای بارهای حیاتی و حساس با مقدار بار بالای ۵۰۰ کیلووات، ضریب نفوذ اتوماسیون حداقل برابر با ۳ در نظر گرفته شود و بارهای مزبور قابل تغذیه از فیدرهای مجاور باشد.

۱- ۱۲- ۵- قیود و الزامات کلی در مبحث هوشمند سازی و اتوماسیون شبکه توزیع برق

حرکت گام به گام به سمت شبکه توزیع برق هوشمند، نیازمند انجام مطالعات لازم و تهیه نقشه راه در هر شرکت توزیع بر مبنای وضعیت موجود آن شرکت، گستردگی شبکه، تنوع و مقدار بار در نقاط مختلف و اهمیت آن‌ها است. از آنجا که جهت‌گیری کلی نهایتاً و به تدریج به سمت اتوماسیون شبکه توزیع برق و برپایی شبکه هوشمند

خواهد بود، لازم است طراحان محترم به منظور حرکت در جهت ارتقای اتوماسیون شبکه توزیع و افزایش بهره‌وری و بهبود قابلیت اطمینان، الزامات کلی زیر را رعایت نمایند:

- کلیه سکسیونرها حداقل به صورت موتوردار و قابل قطع زیر بار پیشنهاد شود.
- ضریب نفوذ اتوماسیون در فیدرهای شهری حداقل ۲ باشد.
- در فیدرهای دارای بارهای حیاتی و حساس، ضریب نفوذ اتوماسیون حداقل ۳ باشد.
- تمامی پست‌های زمینی به کنتور هوشمند قابل قرائت از راه دور مجهز شود.
- مطالعات توسعه شبکه هوشمند به ترتیب اولویت و اهمیت مناطق، در دستور کار قرار گیرد.
- مطالعات مکانیابی بهینه کلیدهای دستی و کنترل از راه دور با بررسی همپوشانی کلیدها و جابه‌جایی امکانات موجود در اولویت قرار گیرد.
- مطالعات مکانیابی بهینه کلیدها و جابه‌جایی تجهیزات موجود و اولویت‌بندی این اقدامات حداقل هر ۵ سال یکبار به روزرسانی شود.
- در راستای افزایش مشاهده‌پذیری سیستم و ارتقای کیفی سیستم حفاظت، دستورالعمل فنی حفاظت شبکه‌های توزیع نیروی برق [۲۸] در انتخاب تجهیزات و طراحی، اجرایی گردد.

۱- ۱۳- حفاظت از محیط زیست

حفاظت از محیط زیست از دیدگاه طراحی شبکه توزیع برق می‌تواند به سه بخش کلی تفکیک شود. نخست خسارات محیط زیستی در مرحله تولید تجهیزات شبکه و چگونگی بازیابی آن‌ها و یا بازگشت مواد تشکیل دهنده آن‌ها به طبیعت؛ دوم خسارات محیط زیستی در زمان اجرا و به موجب اجرای شبکه برق و بهره‌برداری از شبکه و سوم خسارات محیط زیستی بعد از اجرای شبکه. طراحان نقش کلیدی در بهبود حفاظت از محیط زیست در هر سه بخش دارند و طراحی شبکه باید به گونه‌ای انجام شود که خسارات محیط زیستی و حیات وحش به حداقل برسد.

۱- ۱۳- ۱- حفاظت از محیط زیست در بخش انتخاب تجهیزات

طراحان لازم است از انواع مواد خطرناک و تأثیرات زیست محیطی استفاده از آن‌ها آگاه شوند. کاهش استفاده از تجهیزاتی که در آن‌ها از مواد آسیب‌رسان به محیط‌زیست استفاده شده است، به سرعت تاثیر

خود را بر حفظ محیط‌زیست نشان می‌دهد. لذا لازم است طراحان شبکه توزیع در این زمینه اطلاعات کافی داشته باشند و در طراحی‌های خود منظور کنند.

۱- ۱۳- ۱- ۱- استفاده از مواد خطرناک

مواد خطرناک و شیمیایی این بخش را مواد عایق مانند انواع ایزومرهای کلردار بی فنیل(PCB)، هگزا فلورید سولفور (SF6) و انواع سوخت‌ها تشکیل می‌دهند.

۱- ۱۳- ۱- ۲- مواد خطرناک - بی فنیل پلی کلرینه (PCB)

روغن‌های عایق‌کننده با درجه خلوص بالا برای خنک کردن ترانسفورماتورها به کار رفته و بین مواد موجود، یک عایق الکتریکی ایجاد می‌کنند که بیشترین مقادیر آن‌ها در پست‌های برق و کارگاه‌های تعمیر و نگهداری وجود دارد. بی فنیل پلی کلرینه(PCB) به طور گسترده‌ای به عنوان یک مایع دی‌الکتریک برای ایجاد عایق الکتریکی استفاده می‌شود. استفاده از این ماده به علت تاثیرات مضر بالقوه برسلامت انسان و محیط زیست، ممنوع شده است. در خصوص PCB توصیه‌های مدیریتی عبارتند از:

- جایگزینی مبدل‌های موجود و سایر تجهیزات الکتریکی حاوی PCB، ذخیره‌سازی آن‌ها با رعایت استانداردهای لازم، آلودگی‌زدایی و دفع واحدهای آلوده
- قبل از دفن نهایی، مبدل‌های بلامصرف و تجهیزات حاوی PCB باید روی یک بالشتک بتونی با تسمه‌های کافی که بتواند مواد مایعی که از این مخازن تراوش می‌کند را نگه دارد، قرار گیرند.
- انبار ذخیره‌سازی این ماده برای حفاظت از ریزش باران، لازم است مسقف باشد.
- جهت انتقال و دفن ایمن زایدات خطرناک از جمله PCB باید تسهیلات مناسب در نظر گرفته شود.

۱- ۱۳- ۱- ۳- مواد شیمیایی- هگزا فلورید سولفور (SF6)

هگزا فلورید سولفور (SF6) ممکن است به عنوان عایق گازی تجهیزات الکتریکی استفاده شود. همچنین این ماده ممکن است به عنوان یک جایگزین برای عایق روغنی به کار رود. با این وجود، استفاده از این گاز گلخانه‌ای با توجه به پتانسیل قابل ملاحظه‌ی آن در ایجاد گرمایش جهانی نسبت به دی‌اکسیدکربن (CO_2)، باید به حداقل برسد. در مواردی که همچنان از این گاز استفاده می‌شود، ضریب نشتی آن حداقل باشد.

۱- ۱۳- ۱- ٤- انواع سوخت‌ها

از سوخت‌هایی همچون نفت و یا گازوئیل ممکن است در وسایل نقلیه و سایر تجهیزات استفاده گردد و در نتیجه باید در تمامی موارد زیست محیطی (حفظ پوشش گیاهی و جلوگیری از آتش سوزی) تدابیر لازم اندیشیده شود.

۱- ۱۳- ۲- حفاظت از محیط زیست در اجرا و بهره‌برداری از شبکه

می‌توان گفت که یکی از مراحل مقدماتی در طراحی شبکه توزیع، انتخاب مسیر برای احداث شبکه است. در این مرحله طراحان محترم بایستی از دیدگاه زیست محیطی و به دلیل تأثیر متقابل شبکه و گیاهان و جانوران منطقه بر هم، فاکتور محیط زیست گیاهی و جانوری را در انتخاب مسیر وارد نمایند. وارد نمودن این فاکتور موجب کاهش هزینه‌های احداث شبکه، احداث تجهیزات منحرف‌کننده و موانع بروز خطا، کاهش مرگ و میر جانوران و پرندگان، کاهش هزینه‌های مربوط به شاخه‌بری و حذف گیاهان مزاحم می‌شود. دستورالعمل تعامل و تقابل پرندگان و شبکه‌های برق در این زمینه تهیه گردیده که لازم است مدنظر قرار گیرد. بنابراین قطعاً انتخاب مسیری که به عنوان زیست‌گاه جانوری و پرندگان محسوب می‌شود و یا نیازمند قطع درختان و حذف گیاهان دیگر است، جز در موارد ضرور و با کسب مجوزهای لازم مجاز نمی‌باشد. علاوه بر این در انتخاب زمان اجرای طرح نیز بایستی قیود زیست محیطی خصوصاً برای پرندگان و جانوران رعایت شود.

گاهی اوقات عملیات ایجاد حریم منجر به تغییراتی در زیستگاه‌ها می‌گردد که به ویژگی‌های پوشش گیاهی موجود و ارتفاع نصب خطوط شبکه بستگی دارد. نمونه‌هایی از تغییر زیستگاه‌های خشکی در اثر عملیات ایجاد حریم عبارتند از:

- نابودی زیستگاه‌های جنگلی
- از بین رفتن زیستگاه‌های حیات وحش نظیر از بین رفتن لانه‌ها
- تثبیت و ایجاد گونه‌های گیاهی غیر بومی
- اختلالات سمعی و بصری ناشی از استقرار و فعالیت ماشین آلات، کارگران و تجهیزات

رسیدگی به گیاهان واقع در حریم شبکه برق ضروری است. رشد درختان بلند قد، انباشتگی و تراکم گیاهان در حریم‌ها ممکن است به اثراتی همچون قطع برق به خاطر تماس شاخه‌ها و درختان با خطوط شبکه، آتش‌سوزی جنگل، خوردگی تأسیسات از جنس استیل، ایجاد مانعی برای دسترسی به تاسیسات و تداخل در عملکرد تأسیسات زیرزمینی منجر شود. اقدامات ذیل جهت جلوگیری و کنترل اثرات بر زیستگاه‌های خشکی طی مراحل ساخت حریم، توصیه می‌گردد:

- تا حد امکان از تجهیزات موجود استفاده گردد، همچنین از جاده‌ها و مسیرهای موجود، برای دسترسی به مکان پروژه‌های جدید بهره گرفته شود تا بدین طریق از تخریب زیستگاه‌ها جلوگیری شود.
- به منظور جلوگیری از پاک‌تراشی زمین (قطع درختان و گیاهان و از بین بردن پوشش گیاهی)، خطوط شبکه برق باید در ارتفاعی بالاتر از پوشش گیاهی موجود نصب شوند.
- در صورت امکان از فعالیت‌های مربوط به مرحله ساخت در طول فصل زادآوری و دیگر فصول حساس، پرهیز شود.
- برای حفاظت از حریم‌ها، استفاده از روش‌های مکانیکی ضروری به نظر می‌رسد. البته لازم به ذکر است که بکارگیری این روش‌ها مثل ماشین هرس یا استفاده از علف‌کش‌ها منجر به از بین رفتن زیستگاه‌ها و حیات وحش می‌گردد. عدم مدیریت صحیح در کنترل رشد گیاهان ممکن است اثرات اقتصادی زیان‌باری بر تأسیسات زیربنایی بگذارد. منظور از مدیریت گیاهان این نیست که کل گیاهان از بین بروند بلکه هدف، کنترل رشد گیاهان و درختان در محدوده مورد نظر و جلوگیری از ورود گونه‌های گیاهی مهاجم به منطقه می‌باشد.
- اجرای یک برنامه مدیریتی در مورد پوشش گیاهی و انتخاب گونه‌های درختان با رشد زیاد (بلند قد) و فراهم آوردن زمینه‌ای برای رشد علف‌ها و بوته‌های کوتاه یکی از معمول‌ترین روش‌ها در مدیریت پوشش گیاهی واقع در حریم خطوط می‌باشد.

مدیریت گیاهان باید بر مبنای شرایط زیست محیطی منطقه باشد. در ذیل توصیه‌هایی برای حفظ حریم‌ها در این مورد ارائه شده است:

- حفظ و احیای پوشش گیاهی بومی به خصوص در مناطق آسیب دیده

- جابجایی و حذف گونه‌های گیاهی مهاجم و در صورت امکان کشت گونه‌های گیاهی بومی
- استفاده از علف‌کش‌ها برای از بین بردن علف‌های هرز با سرعت رشد زیاد و جلوگیری از انتقال و ورود علف‌کش‌ها به محیط‌های خاکی و آبی اطراف
- جلوگیری از نشت و تخلیه مواد سوختی و روغن‌ها به محیط

۱- ۱۳- ۳- جنگل

اگر رشد درختان جنگلی در حریم خطوط شبکه از کنترل خارج شود و یا شاخه‌های بریده شده در این حریم‌ها انباشته شوند، خطر آتش سوزی در محدوده خطوط شبکه افزایش می‌یابد. اقداماتی که برای پیشگیری و کنترل خطر آتش سوزی توصیه می‌شود، عبارتند از:

- پایش پوشش گیاهی در محدوده خطوط شبکه با توجه به احتمال خطر آتش‌سوزی
- جلوگیری از انباشت مواد قابل احتراق توسط باد و دیگر عوامل
- اقدامات حفظ و نگهداری جنگل مانند بریدن و هرس کردن (درختان و گیاهان) با یک زمانبندی مشخص برای جلوگیری از ایجاد و یا افزایش امکان آتش‌سوزی
- انتقال شاخه‌های بریده شده به وسیله کامیون یا سوزاندن آن‌ها به طورکنترل شده، یعنی این اقدام باید طبق مقررات و با رعایت الزامات و تجهیزات آتش‌نشانی صورت گیرد و حضور فرد ناظر نیز در محل الزامی است.
- مدیریت و کاشت گونه‌های مقاوم به آتش در حریم‌های خطوط شبکه برق

۱- ۱۳- ۴- پرنده‌زدگی

پایه‌ها و خطوط برق، توانایی بالقوه در ایجاد خطر برق‌گرفتگی پرندگان را دارند. بسیاری از پرندگان به ویژه گونه‌های صیاد، پایه‌های برق را برای نشستن و یا آشیانه‌سازی مورد استفاده قرار می‌دهند. اگر جثه‌ی یک پرنده به صورت جای خالی بین دو قسمت حامل انرژی و یا یک قسمت حامل انرژی و فلز اتصال به زمین را به یکدیگر وصل نماید، جریان الکتریسیته از آن عبور کرده و بدین ترتیب پرنده دچار برق‌گرفتگی می‌شود.

پرنده‌زدگی معمولا در مواردی که سیم‌های هادی جریان (هدایت کننده) نزدیک به یکدیگر قرار گرفته باشند بیشتر رخ می‌دهد تا در شرایطی که پرنده‌ها بر روی پایه‌ها می‌نشینند. از آنجا که سیم‌های هادی خطوط توزیع نسبت به خطوط انتقال ولتاژ بالا به یکدیگر نزدیکترند، پرندگان بیشتر تمایل به نشستن روی خطوط مذکور را دارند که در نتیجه برق‌گرفتگی از طریق این خطوط توزیع، افزایش می‌یابد (علیرغم آنکه ولتاژ این خطوط پائین‌تر است). لازم به ذکر است که برخورد پرندگان با خطوط انتقال برق اگر در مسیر کوچ و مهاجرت پرندگان باشد، می‌تواند بارها رخ دهد که این امر به خاموشی برق و آتش‌سوزی می‌انجامد. برای جلوگیری از برق‌گرفتگی پرندگان رهنمودهای زیر توصیه می‌گردد:

- طراحی خطوط باید به گونه‌ای صورت پذیرد که تا حد امکان در مسیر مهاجرت پرندگان نباشد.
- در مناطق حساس مثل زیستگاه‌های طبیعی بحرانی (گونه های در حال انقراض و کمیاب)، خطوط انتقال و توزیع در زیرزمین نصب گردد.
- نصب اشیایی جهت تقویت میدان دید پرندگان (ازجمله بالن‌ها، بازدارنده‌ها و منحرف‌کننده‌ها) ضروری است.
- جایگاه‌های مناسب برای لانه‌سازی پرندگان (بالاتر از محل عبور سیم‌های برق) و یا موانع لازم برای جلوگیری از برق‌گرفتگی پرندگان ایجاد شوند.
- عدم استفاده از مقره‌های پایه کوتاه و رأس تیر کوتاه در مناطق پرنده‌خیز
- استفاده از هادی روکش‌دار، کابل خودنگهدار یا کابل فاصله‌دار در مناطق پرنده‌خیز شدید بر اساس کلاسه‌بندی انجام شده در مرحله دوم
- استفاده از هادی روکشدار یا کابل در جمپرها در مناطق پرنده‌خیز
- استفاده از کراس‌آرم‌های کامپوزیتی در مناطق پرنده‌خیز
- عایق‌کاری کراس‌آرم در شبکه‌های موجود در مناطق پرنده‌خیز
- استفاده از سموم برای دفع هجوم پرندگان و حیوانات ممنوع می‌باشد.
- استفاده از پوشش عایقی هادی‌ها در نزدیکی پایه‌ها، پوشش عایقی بوشینگ ترانسفورماتورها، پوشش عایقی کات‌اوت فیوزها و حفاظ عایقی کراس‌آرم‌ها در مناطقی که زیستگاه پرندگان است توصیه می‌شود.

۱- ۱۳- ۵- زیستگاه آبی

ساخت خطوط توزیع برق، تاسیسات و راه‌های دسترسی مورد نیاز برای این خطوط در زیستگاه‌های آبی منجر به تخریب بستر رودها، تالاب‌ها و از بین رفتن گیاهان زیستگاه آبی می‌گردد. همچنین رسوب و فرسایش حاصل از فعالیت‌های مرحله ساخت، توفان‌های شدید و جاری شدن سیلاب در منطقه منجر به گل‌آلود شدن زیستگاه‌های آبی مذکور می‌شود. توصیه‌های لازم برای جلوگیری و کنترل اثرات بر زیستگاه‌های آبی عبارتند از:

- جلوگیری از ساخت پایه‌های برق و پست‌های فرعی در زیستگاه‌های آبی به ویژه آبراه‌ها، تالاب‌ها و مناطقی که محل تخم‌ریزی ماهیان هستند.
- هنگام ایجاد تقاطع بین خطوط برق و آبراه‌ها، لازم است راه دسترسی برای ماهیان از جمله پل‌ها، زیرگذرها و یا سایر روش‌های تایید شده، لحاظ گردد.
- به حداقل رساندن پاکتراشی و تخریب گیاهان در حاشیه و مجاورت زیستگاه‌های آبی
- عدم استفاده از ماشین آلات در محدوده آبراه‌ها
- حتی المقدور از عبورکابل‌ها از زیستگاه‌های حساس آبی (دارای گونه‌های گیاهی و جانواری در حال انقراض، کمیاب و گران قیمت) خودداری شود. در غیر اینصورت کابل‌های برق در داخل لوله‌ها قرارداده شده، سپس نصب شوند و امکان کنترل و پایش آن‌ها از راه دور نیز وجود داشته باشد.
- مسیر عبور کابل‌ها در مکان زیست و تردد پستانداران دریایی، پایش و بررسی شود.
- از عبور و نیزکارگذاری کابل‌های زیردریایی در طول دوران جفت‌گیری، زاد و ولد پستانداران دریایی و فصل تخم‌ریزی ماهیان خودداری شود.

۱- ۱۳- ۶- استفاده از آفت‌کش‌ها

لازم به ذکر است سطح زیادی از پایه‌های چوبی از آفت‌کش‌ها (به عنوان نگهدارنده) پوشانده می‌شوند تا از فاسد شدن در برابر باکتری‌ها، حشرات و قارچ‌ها جلوگیری شود. معمولاً آفت‌کش‌هایی که برای محافظت از پایه‌های برق به کار برده می‌شوند، از نوع روغنی می‌باشند (مانندکرزئوزوت و پنتاکلروفنل). لازم به ذکر است در استفاده از این مواد محافظ به علت اثرات سمی که بر محیط زیست وارد می‌کنند،

محدویت‌هایی وجود دارد. توصیه‌های لازم جهت کنترل و جلوگیری از اثرات مواد محافظ چوب پایه‌ها، عبارتند از:

- پایه‌ها به عنوان تجهیزات ضروری باید در مقابل شسته شدن و تغییرات شیمیایی مقاوم باشند.
- برآورد هزینه و منفعت در خصوص استفاده از پایه‌هایی که از موادی چون بتون، فایبرگلاس و استیل ساخته شده‌اند انجام شود و در صورت مناسب بودن جایگزین شوند.
- استفاده از مواد نگهدارنده دیگری چون نیترات مس به جای آفت‌کش‌ها
- دفن بهداشتی پایه‌های استفاده شده به نحوی که مواد زائد جامد، فعالیت های شیمیایی نداشته باشند.
- دفع پایه‌ها از طریق سوزاندن یا بازیافت باید به علت انتشار گازهای ناشی از سوزاندن به هوا و فعل و انفعالات شیمیایی با مراقبت ویژه صورت پذیرد.

۱- ۱٤- شاخص‌های تکمیلی کیفیت توان

۱- ۱۴- ۱- شاخص‌های مرتبط با کمبود ولتاژ

- مدت زمان اغتشاش کمبود ولتاژ[۱]: بازه‌ی زمانی بین لحظه‌ای که مقدار RMS ولتاژ به کمتر از مقدار آستانه‌ی کمبود ولتاژ افت می‌کند تا لحظه‌ای که مقدار RMS ولتاژ دوباره به بالاتر از مقدار آستانه برمی‌گردد، مدت زمان اغتشاش کمبود ولتاژ می‌گویند [۲].
- اندازه‌ی کمبود ولتاژ[۲]: کمترین مقدار RMS ولتاژ در طول مدت زمان اغتشاش کمبود ولتاژ که بر حسب ولت، پریونیت و یا درصد از مقدار نامی ولتاژ بیان می‌گردد [۲].
- اندیس SARFI-X[۳]: این اندیس برای Xهای کمتر از ۱۰۰ تعریف می‌گردد و عبارت است از تعداد رخداد اغتشاش کمبود ولتاژ در یک سال در یک نقطه‌ی خاص از شبکه با اندازه‌ی کمبود ولتاژ کمتر از X درصد [۲].
- انرژی کمبود ولتاژ[۴]: با وجود اینکه از لفظ "انرژی" در این اندیس استفاده شده است، این اندیس بر حسب زمان می‌باشد و وابسته به مدت زمان اغتشاش و شکل موج ولتاژ در طول مدت زمان بروز اغتشاش

---

[۱] Voltage Sag Duration

[۲] Voltage Sag Magnitude

[۳] System Average RMS variation Frequaency Index

[۴] Voltage Sag Energy

می‌باشد. معمولا انرژی کمبود ولتاژ را بر حسب ثانیه، میلی ثانیه و سیکل کاری (متناسب با مؤلفه اصلی) بیان می‌کنند. رابطه (۱-۶) ، فرم ریاضی محاسبه‌ی این اندیس را بیان می‌کند که در آن V_{nom} ولتاژ نامی سیستم، T مدت زمان اغتشاش و $V(t)$ نیز ولتاژ لحظه‌ای در محل مورد نظر است. واضح است که این اندیس برای هر اغتشاش کمبود ولتاژ به صورت جداگانه مطرح و محاسبه می‌شود [۲].

$$E_{VS} = \int_0^T \left[1 - \left\{ \frac{V(t)}{V_{nom}} \right\}^2 \right] dt$$ رابطه (۱-۶)

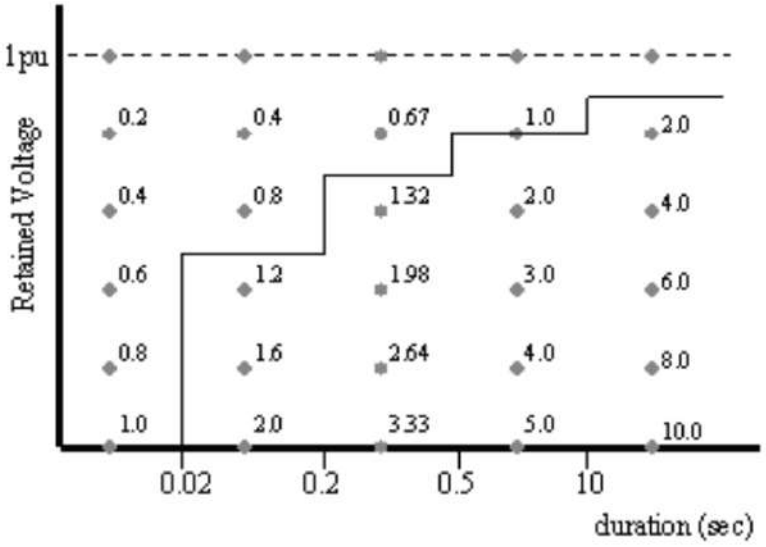
این اندیس معادل با مدت زمان یک اغتشاش قطعی ولتاژ می‌باشد که منجر به از دست رفتن همین مقدار انرژی برای یک بار امپدانسی می‌گردد. به عبارتی، انرژی از دست رفته و نرسیده به بار ناشی از این اغتشاش، معادل انرژی‌ای است که هنگام قطعی بار به مدت زمان E_{VS} از دست می‌رود [۲]. در مواردی که اغتشاش کمبود ولتاژ بیش از یک فاز را درگیر می‌کند، انرژی کمبود ولتاژ از حاصل جمع انرژی کمبود ولتاژ در فازهای درگیر محاسبه می‌شود [۲].

- شدت کمبود ولتاژ: این اندیس بر اساس مقایسه‌ی اندازه‌ی کمبود ولتاژ (بر حسب پریونیت)، مدت زمان اغتشاش و یک منحنی مبنا محاسبه می‌گردد. در استاندارد IEEE Std 1564™-2014، استفاده از منحنی‌های Information Technology Industry Council (ITI) یا Semiconductor Equipment and Materials International Group (SEMI) F47 Curve پیشنهاد شده است. نحوه‌ی محاسبه‌ی اندیس شدت کمبود ولتاژ مطابق با معادله‌ی رابطه (۱-۷) می‌باشد [۲].

$$S_e = \frac{1-V}{1-V_{curve}(d)}$$ رابطه (۱-۷)

که V اندازه‌ی کمبود ولتاژ ، d مدت زمان اغتشاش و $V_{curve}(d)$ مقدار مرجعی است که برای یک اغتشاش با مدت زمان اغتشاش d، از روی منحنی تعیین می‌گردد. مطابق با رابطه (۱-۷)، برای یک اغتشاش بر روی منحنی مبنا، شدت کمبود ولتاژ برابر با مقدار واحد خواهد بود؛ برای یک اغتشاش که بالاتر از نمودار مبنا قرار می‌گیرد، شدت کمبود ولتاژ کمتر از مقدار واحد خواهد بود و برای اغتشاش‌هایی که زیر منحنی مبنا قرار می‌گیرند، شدت کمبود ولتاژ بیشتر از مقدار واحد خواهد بود. برای اغتشاشاتی که اندازه‌ی کمبود ولتاژ آن‌ها بالاتر از مقدار آستانه‌ی کمبود ولتاژ (۹۰٪ مقدار نامی) باشد، شدت کمبود ولتاژ صفر خواهد شد. در شکل (۱-۱۶) اندیس شدت کمبود ولتاژ برای اغتشاشات مختلف با زمان و اندازه‌ی کمبود ولتاژ

متفاوت، بر اساس منحنی مبنای SEMI F47 محاسبه شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، اغتشاشاتی که زمان بیشتر و افت ولتاژ بیشتری را دارند، شدت کمبود ولتاژ بیشتری را به خود اختصاص داده‌اند [۲]. در [۳] از سه منحنی مبنا با نام‌های CBEMA، ITIC و SEMI F47 تحت عنوان منحنی‌های مبنا نام برده شده است.



شکل (۱-۱۶) شدت کمبود ولتاژ برای اغتشاشات مختلف بر اساس منحنی SEMI F47 [۲]

مشابه با اغتشاش کمبود ولتاژ، برای بیشبود ولتاژ نیز اندیس SARFI-X تعریف می‌گردد. با این تفاوت که در اینجا X مقداری بیشتر از ۱۰۰ می‌باشد. بنابراین SARFI-X برای اغتشاش بیشبود ولتاژ عبارت است از تعداد اغتشاشات بیشبود ولتاژ رخ داده در یک سال در یک نقطه یا یک ناحیه که در آن اندازه‌ی بیشبود ولتاژ بیشتر از X درصد مقدار نامی می‌باشد [۲].

اندیس انرژی بیشبود ولتاژ با کمی تغییر نسبت به اندیس انرژی کمبود ولتاژ تعریف می‌گردد. مشابه با انرژی کمبود ولتاژ، این اندیس نیز بر حسب زمان می‌باشد و عموما با ثانیه، میلی ثانیه و یا تعداد سیکل کاری فرکانس اصلی، مطابق با رابطه (۱-۸) بیان می‌شود [۲].

$$E_{VS} = \int_0^T \left[\left\{ \frac{V(t)}{V_{nom}} \right\}^2 - 1 \right] dt$$ رابطه (۱-۸)

که $V(t)$ اندازه‌ی بیشبود ولتاژ حین بروز اغتشاش بوده، V_{nom} ولتاژ نامی‌است و T مدت زمان بروز اغتشاش بیشبود ولتاژ می‌باشد [۲]. برای محدود کردن انرژی بیشبود ولتاژ می‌توان مقادیر بیشینه‌ای برای مدت زمان بیشبود ولتاژ و یا اندازه‌ی بیشبود ولتاژ در نظر گرفت که با توجه به میزان حساسیت بارها به بیشبود ولتاژ

تعیین می‌گردد. با کمی تغییر نسبت به شدت کمبود ولتاژ، شدت بیشبود ولتاژ مطابق با رابطه (۱-۹) بیان می‌گردد [۲]. در مورد منحنی‌های مبنای شدت بیشبود ولتاژ مطلبی در استاندارد [۲] مطرح نشده است.

$$S_e = \frac{V-1}{V_{curve}(d)-1}$$ رابطه (۱-۹)

۱- ۱۴- ۲- شاخص‌های مرتبط با هارمونیک

فاکتور هارمونیک ولتاژ: فاکتور هارمونیک ولتاژ مطابق با رابطه (۱-۱۰) محاسبه می‌گردد [۶].

$$\text{harmonic factor (for voltage)} = \frac{\sqrt{E_3^2 + E_5^3 + E_7^2 + \ldots}}{E_1}$$ رابطه (۱-۱۰)

فاکتور هارمونیک جریان: فاکتور هارمونیک جریان مطابق با رابطه (۱-۱۱) تعریف می‌شود [۶].

$$\text{harmonic factor (for current)} = \frac{\sqrt{I_3^2 + I_5^3 + I_7^2 + \ldots}}{I_1}$$ رابطه (۱-۱۱)

اعوجاج هارمونیکی کل ولتاژ: این شاخص برای بررسی تاثیر مؤلفه‌های هارمونیکی بر ولتاژ شبکه تعریف شده است و در سطوح مختلف ولتاژ استفاده می‌شود. این معیار طبق رابطه (۱-۱۲) بر حسب درصدی از مؤلفه‌ی اصلی ولتاژ تعریف می‌گردد [۶].

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2}}{V_1}.100\%$$ رابطه (۱-۱۲)

اعوجاج هارمونیکی کل جریان: این شاخص برای بررسی تاثیر مؤلفه‌های هارمونیکی بر جریان یک نقطه تعریف شده است. این معیار طبق رابطه (۱-۱۳) بر حسب درصدی از مؤلفه‌ی اصلی جریان تعریف می‌گردد [۶].

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_1}.100\%$$ رابطه (۱-۱۳)

در مواقعی که بار خاموش می‌شود یا به صورت موقت از مدار خارج می‌گردد، شاهد کاهش جریان مؤلفه‌ی اصلی خواهیم بود، لذا مقدار I_1 در مخرج THD_I مقدار کوچکی خواهد شد که منجر به بزرگ شدن این اندیس می‌شود. به عبارت دیگر، جریان مبنایی که مؤلفه‌های هارمونیکی نسبت به آن سنجیده می‌شود، می‌تواند تغییرات شدیدی داشته باشد و منجر به برداشت‌های ناصحیح از سطح هارمونیک جریان شود. به منظور جلوگیری از برداشت ناصحیح در حوزه‌ی هارمونیک جریان، معمولا از TDD به جای THD_I

استفاده می‌شود. لازم به ذکر است که در هارمونیک ولتاژ، به جز مواقعی که خطا رخ می‌دهد، همواره سطح ولتاژ در حد مشخصی برقرار است و از بزرگ شدن بی‌جهت THD_V جلوگیری می‌کند [۶].

ولتاژ هارمونیکی کل: این اندیس به نوعی ولتاژ معادل هارمونیکی همه‌ی مؤلفه‌ها را مطابق با رابطه (۱-۱۴) بیان می‌نماید [۶].

$$V_H = \sqrt{\sum_{2}^{\infty} V_h^2}$$ رابطه (۱-۱۴)

جریان هارمونیکی کل: این اندیس بیانگر جریان معادل هارمونیکی همه‌ی مؤلفه‌ها می‌باشد که مطابق با رابطه (۱-۱۵) محاسبه می‌شود [۶].

$$I_H = \sqrt{\sum_{2}^{\infty} I_h^2}$$ رابطه (۱-۱۵)

اعوجاج تقاضای کل: این اندیس به منظور جلوگیری از تغییرات شدید جریان مبنا در THD_I تعریف شده است. بدین ترتیب که در هر بازه‌ی ۱۵ یا ۳۰ دقیقه‌ای، مقدار بیشینه جریان ثبت می‌شود و بجای I_1 در مخرج رابطه (۱-۱۳) قرار می‌گیرد [۶]. به عبارتی، می‌توان رابطه (۱-۱۶) را برای محاسبه‌ی TDD ارائه نمود.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_{\max}^{interval}}.100\%$$ رابطه (۱-۱۶)

با توجه به اینکه بیشینه جریان در بازه‌های ۱۵ یا ۳۰ دقیقه‌ای استفاده شده در رابطه (۱-۱۶) می‌تواند تغییر کند، می‌توان از یک مقدار مبنای ثابت برای مبنای محاسبه‌ی TDD استفاده نمود و از آن در مخرج رابطه‌ی مذکور استفاده نمود تا همواره مؤلفه‌های هارمونیکی جریان بر حسب آن سنجیده شوند.

مطابق با استاندارد IEEE Std 519-2014 [۳۳] که نسخه‌ی بازبینی شده‌ی IEEE Std 519-1992 می‌باشد، الزامات هارمونیک ولتاژ در نقطه‌ی اتصال مشترک به شبکه به شرح زیر می‌باشد:

- مقادیر روزانه‌ی صدک ۹۹م برای اندازه‌گیری‌های خیلی کوتاه مدت (۳ ثانیه‌ای) باید کمتر از ۱/۵ برابر مقادیر ذکر شده در جدول (۱-۲۷) باشد [۳۳].
- مقادیر هفتگی صدک ۹۵ام برای اندازه‌گیری‌های کوتاه مدت (۱۰ دقیقه‌ای) باید کمتر از مقادیر ذکر شده در جدول (۱-۲۷) باشد [۳۳].
- همه‌ی مقادیر ارائه شده در جدول (۱-۲۷) باید نسبت به مقدار RMS مؤلفه اصلی سنجیده شوند [۳۳].

جدول (۱-۲۷) مقادیر مجاز هارمونیک ولتاژ در سطوح مختلف ولتاژ [۳۳]

سطح ولتاژ	هارمونیک تکی (درصد)	اغتشاش هارمونیک کل (درصد)
V ≤ 1 kv	5	8
1 kv < V ≤ 69 kv	3	5
69 kv < V ≤ 161 kv	1.5	2.5
161 kv < V	1	1.5

در مورد الزامات هارمونیک جریان، استاندارد IEEE Std 519-2014 الزامات مختلفی را با توجه به سطح ولتاژ ارائه نموده است. مطابق با استاندارد مذکور، الزامات مؤلفه‌های هارمونیکی جریان برای سطوح ولتاژ کمتر از ۶۹ KV که سطوح ولتاژ فشار ضعیف و فشار متوسط را شامل می‌شود مطابق جدول (۱-۲۸) است[۳۳].

جدول (۱-۲۸) مقادیر مجاز هارمونیک جریان در سطوح ولتاژ کمتر از ۶۹ KV [۳۳]

Maximum Harmonic Current Distortion in Percent of I_L						
Individual Harmonic Order (Odd Harmonics)[1] و [2]						
$\frac{I_{sc}}{I_L}$ [3]	$3 \le h < 11$	$11 \le h < 17$	$17 \le h < 23$	$23 \le h < 35$	$35 \le h \le 50$	TDD
< 20[4]	4	2	1.5	0.6	0.3	5
20 < 50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
50 < 100	10	4.5	4	1.5	0.7	12
100 < 1000	12	5.5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2.5	1.4	20

- مقادیر روزانه‌ی صدک ۹۹م برای اندازه‌گیری‌های خیلی کوتاه مدت (۳ ثانیه‌ای) مؤلفه‌های مختلف جریان هارمونیکی باید کمتر از ۲ برابر مقادیر داده شده در جدول (۱-۲۸) باشد [۳۳].
- مقادیر هفتگی صدک ۹۹م برای اندازه‌گیری‌های کوتاه مدت (۱۰ دقیقه‌ای) مؤلفه‌های مختلف جریان هارمونیکی باید کمتر از ۱٫۵ برابر مقادیر داده شده در جدول (۱-۲۸) باشد [۳۳].
- مقادیر هفتگی صدک ۹۵م برای اندازه گیری‌های کوتاه مدت (۱۰ دقیقه‌ای) مؤلفه‌های مختلف جریان هارمونیکی باید کمتر از مقادیر داده شده در جدول (۱-۲۸) باشد [۳۳].

---

[۱] حدود هارمونیک‌های زوج برابر با ۲۵ ٪ حدود مجاز هارمونیک‌های فرد می‌باشد

[۲] اعوجاجاتی که منجر به dc offset در جریان شوند، به هیچ وجه مجاز نیستند.

[۳] I_{sc} بیشترین جریان اتصال کوتاه در نقطه‌ی اتصال مشترک.

[۴] کلیه‌ی منابع تولیدکننده توان صرفنظر از مقدار $\frac{I_{sc}}{I_L}$ در این محدوده قرار می‌گیرند.

- همه‌ی مقادیر باید نسبت به بیشترین جریان بار (I_L) سنجیده شود. مقدار I_L عبارت است از میانگین بیشینه جریان دوازده ماه پیشین بار [۳۳].

۱- ۱۴- ۳- شاخص های مرتبط با فلیکر

مطابق با استاندارد IEEE Std 1453-2015، شدت فلیکر توسط دو اندیس P_{st} و P_{lt} اندازه‌گیری می‌شود. P_{st} عبارت است از شدت فلیکر کوتاه مدت که مطابق با دستورالعمل UIE IEC برای بازه‌های ۱۰ دقیقه‌ای اندازه‌گیری می‌شود. P_{lt} شدت فلیکر بلند مدت نام دارد و از ۱۲ نمونه‌ی متوالی P_{st} طی یک بازه‌ی ۲ ساعتی مطابق با رابطه (۱-۱۷) محاسبه می گردد [۳۴].

رابطه (۱-۱۷)

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12}\sum_{i=1}^{12} P_{st_i}^3}$$

محدودیت‌هایی که در استاندارد IEEE Std 1453-2015 برای فلیکر وضع شده است برای سطوح ولتاژ MV[۱]، HV[۲] و EHV[۳] مطابق با جدول (۱-۲۹) می‌باشد [۳۴].

جدول (۱-۲۹) محدودیت‌های فلیکر فشارمتوسط مطابق با استاندارد IEEE Std 1453-2015 [۳۴]

سطح ولتاژ	MV	HV-EHV
حد مجاز P_{st}	۰,۹	۰,۸
حد مجاز P_{lt}	۰,۷	۰,۶

دیگر استاندارد موجود در زمینه‌ی فلیکر، استاندارد IEC EN 61000-3-3 می‌باشد که برای شبکه‌های LV[۴] محدودیت‌هایی را مطابق با جدول (۱-۳۰) برای P_{st} و P_{lt} وضع نموده است [۳۵].

جدول (۱-۳۰) محدودیت‌های فلیکر فشارضعیف مطابق با استاندارد IEC EN 61000-3-3 [۳۵]

معیار	حد مجاز
P_{st}	۱
P_{lt}	۰,۶۵

[۱] Medium Voltage

[۲] High Voltage

[۳] Extra High Voltage

[۴] Low Voltage

۱- ۱۴- ۴- شاخص های مرتبط با عدم تعادل

در استاندارد IEEE Std 1250-2018، سه معیار مختلف برای سنجش میزان عدم تعادل ولتاژ ارائه شده است. اولین معیار اندازه‌گیری میزان عدم تعادل بر اساس میانگین ولتاژ فاز به فازِ سه فاز محاسبه می‌شود. بدین منظور، برای محاسبه‌ی ولتاژ عدم تعادل از رابطه (۱-۱۸) استفاده می‌شود که در آن، V_{un} ولتاژ عدم تعادل می‌باشد، V_{ab}، V_{bc} و V_{ca} ولتاژهای فاز به فاز می‌باشند و V_{avg} میانگین ولتاژ فاز به فازِ سه‌فاز می‌باشد[۳].

$$V_{un} = \frac{\max\left(\left|V_{ab} - V_{avg}\right|, \left|V_{bc} - V_{avg}\right|, \left|V_{ca} - V_{avg}\right|\right)}{V_{avg}} \times 100$$ رابطه (۱-۱۸)

دیگر معیاری که برای سنجش ولتاژ عدم تعادل در استاندارد مذکور ارائه شده است، استفاده از مؤلفه‌های توالی مثبت و منفی ولتاژ می‌باشد. بدین ترتیب، ولتاژ عدم تعادل مطابق با رابطه (۱-۱۹) از تقسیم مؤلفه‌ی منفی ولتاژ بر مؤلفه‌ی مثبت ولتاژ به دست می‌آید [۳].

$$V_{un} = \frac{V_2}{V_1} \times 100$$ رابطه (۱-۱۹)

معیار سوم برای سنجش عدم تعادل ولتاژکه در استاندارد صنعت برق ایران به آن اشاره شده است، مشابه معیار ارائه شده در رابطه (۱-۱۹) می‌باشد؛ با این تفاوت که به جای ولتاژ توالی منفی از ولتاژ توالی صفر استفاده می‌شود و نسبت ولتاژ توالی صفر به ولتاژ توالی مثبت سنجیده می‌شود [۱].

در استاندارد IEEE Std 1159-2019 از همان رابطه (۱-۱۹) برای سنجش میزان عدم تعادل استفاده شده است. محدودیت‌های عدم تعادل در استانداردهای مختلف، متفاوت می‌باشد.

فصل دوم: قیود و الزامات طراحی و جایابی پست فوق‌توزیع (از منظر شبکه توزیع)

۲- ۱- مقدمه

قیود، چارچوب‌ها، اصول و الزامات کلی طراحی و جایابی پست فوق‌توزیع از منظر شبکه توزیع برق در این فصل مدنظر می‌باشد. همانطور که در عنوان فصل نیز درج شده است، هدف ورود به جزئیات طراحی و جایابی پست فوق‌توزیع در حالت کامل نیست بلکه تنها بخش‌هایی از طراحی پست فوق‌توزیع که از منظر شبکه توزیع بسیار مهم و اثرگذار است، در این فصل طرح می‌گردد. در گذشته برای مکانیابی و تعیین طرح‌های توسعه پست‌های فوق‌توزیع و تعیین ظرفیت آن‌ها کمتر به شبکه توزیع منطقه توجه می‌شد. همین موضوع سبب گردید که تعداد قابل توجهی از پست‌های فوق‌توزیع از دیدگاه شبکه توزیع در مکان مناسبی احداث نشده باشند و نه تنها هزینه بالایی برای احداث شبکه توزیع و فیدرگیری از آن‌ها صرف گردیده، بلکه تلفات انرژی قابل توجهی را به شبکه تحمیل نموده و کیفیت ولتاژ نیز افت یافته است.

هدف آن است که با رعایت الزامات و چارچوب‌هایی که در فلسفه طراحی تدوین شده است، طراحی و جایابی پست فوق‌توزیع با نگرش صحیح‌تری انجام شود و قیود شبکه توزیع در آن لحاظ گردد.

۲- ۲- برآورد بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع

هم‌اکنون تقریباً تمامی شرکت‌های توزیع برق در سراسر کشور، اطلاعات GIS شبکه فشارمتوسط محدوده پوشش خود را در اختیار دارند. این اطلاعات در کنار اطلاعات منحنی بار و پیک بار فیدرهای فشارمتوسط و بارگیری پست‌های فوق‌توزیع، اطلاعات پایه‌ای و اساسی در مطالعات برآورد بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع را تشکیل می‌دهند. در کنار این اطلاعات لازم است به صورت مستمر اطلاعات تقاضاهای دیماند برقدار نشده (خصوصاً تقاضاهای ۲۵۰ کیلووات و بالاتر)، اطلاعات شهرک‌های مسکونی و صنعتی برنامه‌ریزی شده و یا در حال توسعه توسط واحد برنامه‌ریزی جمع‌آوری و بروزرسانی شود.

با توجه به اهمیت مطالعات جایابی پست فوق‌توزیع و با توجه به تنوع و تعدد گزینه‌های قابل طرح، توصیه می‌شود که شرکت‌های توزیع مطالعات و طرح‌های پیشنهادی خود را بر اساس مطالعات طرح جامع تهیه نمایند و یا خود را به ابزاری برای مطالعات برآورد بار و جایابی پست فوق‌توزیع مجهز نمایند و به صورت سالانه، اولویت‌های مورد نظر خود را استخراج و طی جلسات مستمر، هماهنگی لازم را با شرکت‌های برق منطقه‌ای محدوده خود به عمل آورند.

۲- ۲- ۱- اصول کلی تعیین بار فعلی شبکه توزیع

تعیین بار فعلی شبکه توزیع برق را می‌توان قدم نخست برای ارائه پیشنهادات لازم در طراحی پست فوق‌توزیع دانست. از دیدگاه پست فوق‌توزیع، میزان بار همزمان فیدرهای فشارمتوسط محدوده پوشش آن پست فوق‌توزیع اهمیت بالایی دارد. مقدار بار همزمان فیدرهای فشارمتوسط یک پست فوق‌توزیع، قطعاً از جمع پیک بار غیرهمزمان فیدرهای آن پست کمتر یا برابر است که دلیل آن غیر همزمان بودن پیک بار فیدرهای مختلف فشارمتوسط است. البته این اختلاف در پست‌هایی که دارای فیدرهای صنعتی هستند نسبت به سایر پست‌ها کمتر می‌باشد. با تجمیع منحنی بار (اطلاعات بار ساعات متناظر با هم جمع شود) فیدرهای مختلف فشارمتوسط یک پست می‌توان منحنی بار کل پست فوق‌توزیع و مقدار پیک بار پست را تعیین نمود.

مقدار پیک بار فیدرهای فشارمتوسط برای حوزه اصلی (پس از جداسازی اطلاعات بار فیدر در زمان‌های مانور) به صورت سالانه تعیین می‌شود. حوزه فیدرهای فشارمتوسط در زمان پیک (که قاعدتاً بایستی با

اطلاعات پیک بار فیدر فشارمتوسط تطابق داشته باشد) نیز ملاک عمل قرار می‌گیرد. جمع ظرفیت پست‌های توزیع تغذیه شده از هر فیدر فشارمتوسط از اطلاعات GIS استخراج شده و درصد بارگذاری متوسط پست‌های توزیع تغذیه شده از هر فیدر تعیین می‌گردد. سپس در محل هر پست توزیع، باری معادل با حاصلضرب درصد متوسط بارگیری و ظرفیت پست توزیع فرض می‌شود.

پیشنهاد می‌شود شرکت‌های توزیع حوزه فیدرهای فشارمتوسط در پیک بار هر سال (تابستان هر سال) را به عنوان تاریخچه GIS به منظور مطالعات برآورد بار و آنالیز وضعیت خاموشی، ذخیره نمایند.

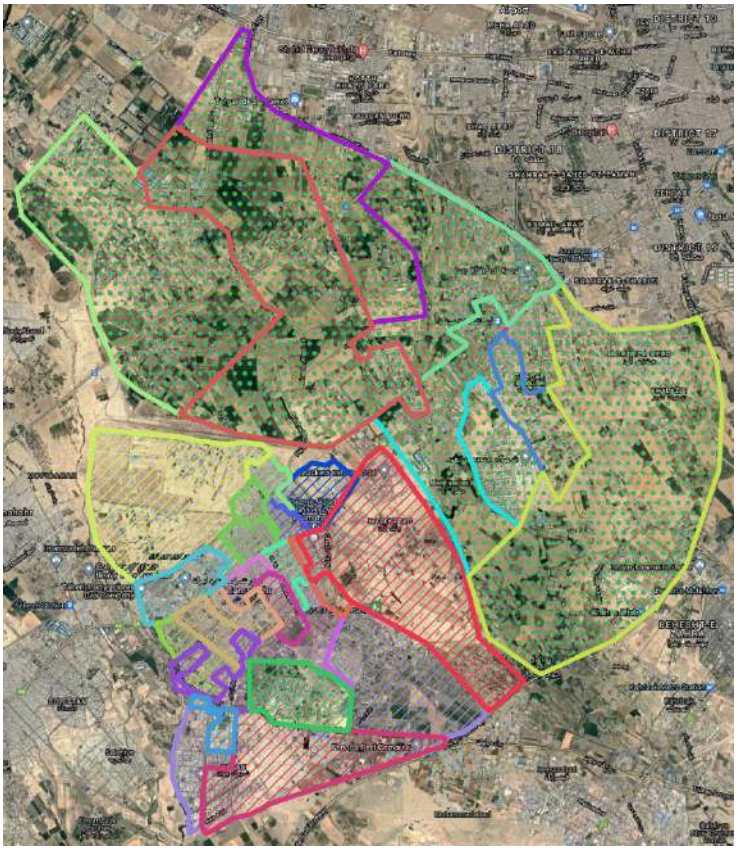
درصورتیکه اطلاعات بارگیری با کیفیت از پست‌های توزیع وجود داشته باشد، می‌توان با محاسبه و اعمال ضریب همزمانی بین جمع پیک بار غیرهمزمان پست‌های توزیع هر فیدر و پیک بار کلی فیدر، درصد بارگیری همزمان پست‌های توزیع را مشخص نمود و در تعیین بار هر پست توزیع، دقت را افزایش داد.

توجه شود که جمع پیک بار پست‌های توزیع که از اطلاعات بارگیری حاصل می‌شود، بزرگتر یا مساوی با پیک بار فیدر فشارمتوسط تغذیه‌کننده آن پست‌ها است. در اینجا ذکر این نکته ضروری است که لازم است ارتباط یک به یک بین اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع و GIS برقرار باشد.

در تعیین بار فیدرهای فشارمتوسطی که مولدهای تولید پراکنده به آن متصل هستند به این نکته مهم بایستی توجه نمود که منحنی تولید مولد بایستی با منحنی بار فیدر تجمیع شود. به عبارت دیگر، بار فیدر در شرایط عدم اتصال نیروگاه تعیین شود.

۲- ۲- ۲- اصول کلی در محاسبات رشد بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع

از آنجا که برآوردبار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع نیازمند میزان رشد بار و محل رشد بار می‌باشد، لازم است منطقه مطالعاتی به مناطق کوچکتری که میزان رشد بار در آن‌ها متفاوت است تقسیم شود. این مناطق می‌تواند به صورت پلیگون‌هایی با شکل نامنظم باشد. پیشنهاد می‌شود که در مناطق شهری این تقسیم‌بندی بر اساس محدوده پوشش مأمورین قرائت کنتور و یا بر اساس تفاوت سابقه سال‌های اخیر هر منطقه بر اساس میزان ساخت‌وساز انجام شود. نمونه‌ای از این محدوده‌بندی در شکل (۲-۱) برای منطقه اسلامشهر و چهاردانگه از توزیع برق استان تهران قابل مشاهده است.



شکل (۲-۱) نمونه محدوده‌بندی برای تعیین رشدبار

در مناطق خارج از شهر بهتر است تفکیک بر اساس نوع بار صنعتی، کشاورزی و یا روستایی انجام شود. میزان رشد بار سالانه در هر محدوده بر اساس متوسط رشد مصرف انرژی سالانه مشترکین آن محدوده تعیین شود. در مناطق شهری، ترکیب تعرفه‌های مختلف در نظر گرفته شود. نرخ رشد بار محاسبه شده در این مرحله بر بار فعلی پست‌های توزیع موجود در هر محدوده قابل اعمال باشد. پیشنهاد می‌شود که شرکت‌های توزیع برق برای سهولت انجام این مطالعات، نوع بار هر پست توزیع را به صورت درصدی از تعرفه‌های مختلف با دقت مناسب تعیین کنند.

۲- ۲- ۳- اصول کلی در پیش‌بینی بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع

پس از تعیین بار فعلی در محل هر پست توزیع و تشکیل پلیگون‌های محدوده‌های رشد بار و تعیین میزان رشد بار سالانه در هر محدوده، از ترکیب اطلاعات رشد بار و بار فعلی و اضافه نمودن رشد بارهای خاص، می‌توان با دقت مناسب بار سال‌های آتی را با هدف جایابی پست فوق‌توزیع تعیین نمود.

برای این منظور لازم است اطلاعات تقاضاهای دیماند و شهرک‌های صنعتی و مسکونی نیز در محاسبات وارد شود. این موارد نیز بر اساس اطلاعات به‌روز و به صورت بارهای نقطه‌ای به پیش‌بینی بار افزوده می‌شود. در نهایت می‌توان برای سال افق مورد نظر، میزان بار هر محدوده دلخواه را تعیین نمود. این محاسبات می‌تواند با استفاده از سایت‌بندی منظم خلاصه‌سازی و ساده‌سازی شود. ابعاد سایت‌های مطالعاتی بر اساس چگالی بار مناطق مختلف لازم است تعیین شود. این ابعاد از ۲۰۰ تا ۲۰۰۰ متر می‌تواند مد نظر قرار گیرد. در مناطق با چگالی معمول در بسیاری از شهرستان‌های کشور، ابعاد ۱۰۰۰ متری بسیار مناسب خواهد بود ولی در مناطق شهری بزرگ ابعاد کمتر از ۵۰۰ متر توصیه می‌شود. اگر ابعاد سایت‌ها بیش از اندازه بزرگ انتخاب شود، از دقت مکانیابی پست فوق‌توزیع و بارگذاری آن کاسته می‌شود.

۲- ۲- ۴- خلاصه الزامات و اصول کلی برآورد بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع

همانطور که مشاهده شد، قیود و الزامات و اصول برآورد بار با هدف جایابی پست فوق‌توزیع به امکانات نرم‌افزاری و بانک اطلاعاتی مورد نیاز انجام این محاسبات و اصول کلی روش انجام اشاره دارد. لازم است شرکت‌های توزیع برق در سراسر کشور، برای فراهم شدن امکان انجام این مطالعات، مقدمات زیر را فراهم نمایند:

- اطلاعات به روز GIS شبکه فشارمتوسط شامل حوزه صحیح فیدرها، ترانسفورماتورهای تغذیه شده از هر فیدر و درج نوع بار ترانسفورماتورهای توزیع در اطلاعات توصیفی آن‌ها تهیه گردد.
- اطلاعات مکانی و میزان تقاضا و وضعیت به روز از تمامی تقاضاهای دیماند خصوصاً ۲۵۰ کیلووات و بالاتر در بانک اطلاعات GIS وارد شود.
- اطلاعات مکانی و میزان تقریبی نیاز هر شهرک مسکونی در حال ساخت یا تصویب شده در اختیار باشد.
- اطلاعات مکانی و میزان تقریبی نیاز هر شهرک صنعتی در حال ساخت یا تصویب شده در اختیار باشد.
- حوزه فیدرهای فشارمتوسط در پیک بار هر سال ذخیره گردد.
- منحنی بار ابتدای فیدرهای فشارمتوسط و مولدهای تولید پراکنده متصل به هر فیدر در اختیار باشد.
- ارتباط یک به یک بین اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع و GIS تا حد امکان میسر باشد.
- پلیگون‌های آنالیز رشد بار آماده‌سازی شده و مقادیر سالانه رشد بار به صورت اطلاعات توصیفی به این پلیگون‌ها وارد شود.

۲- ۳- تعیین مکان، ظرفیت و تعداد ترانسفورماتور پست فوق‌توزیع

مکان مناسب برای پست‌های فوق‌توزیع تابع عوامل بسیار گوناگونی است. مسیر شبکه فوق‌توزیع، ظرفیت و امکانات فوق‌توزیع، امکان آزادسازی مسیر، هزینه اجرای شبکه فوق‌توزیع، وضعیت بارگذاری شبکه فوق‌توزیع و انتقال و پست‌های بالادست، سطح اتصال کوتاه، امکان تأمین زمین، مطالعات زمین‌شناسی منطقه، امکان فیدرگیری فشارمتوسط با توجه به معابر و تأسیسات موجود، مقدار شبکه مورد نیاز برای اتصال به پست فوق‌توزیع، مرکز ثقل بارهای موجود، امکان بارگذاری مناسب پست با توجه به تراکم و محل بارها و موقعیت پست‌های فوق‌توزیع مجاور، روند رشد بار در سال‌های آینده، بارفعلی و میزان بارگذاری پست‌های فوق‌توزیع منطقه، قابلیت اطمینان و امکان مانور از جمله مهمترین مواردی است که بایستی در تعیین مکان پست‌های فوق‌توزیع و البته ظرفیت و تعداد ترانسفورماتورهای پست به آن توجه نمود.

قسمتی از موارد فوق از منظر شبکه توزیع برق قابل طرح است. لذا شرکت‌های توزیع برق بایستی به صورت فعال در امر تعیین مکان و ظرفیت پست‌های فوق‌توزیع مشارکت نمایند و نظرات ایشان نیز در تصمیم‌گیری به درستی اعمال گردد. لازم به ذکر است که نقاط پیشنهادی پست فوق‌توزیع از منظر شبکه توزیع و شبکه بالادست اگر متفاوت باشد و همگرایی لازم حاصل نگردد، لحاظ نمودن کلیه عوامل و آنالیز فنی و اقتصادی، نتیجه نهایی را تعیین می‌کند و در این شرایط در گزارش نهایی، بایستی موارد مرتبط با شبکه توزیع نیز به طور کامل منعکس و در هزینه طرح لحاظ گردد.

۲- ۳- ۱- اصول کلی در تعیین مکان و ظرفیت پست فوق‌توزیع

از دیدگاه قابلیت اطمینان، طراحی پست‌های فوق‌توزیع حداقل بایستی برای نصب دو ترانسفورماتور هم ظرفیت انجام شود. لذا در تعیین گزینه‌های مختلف ظرفیت پست فوق‌توزیع بایستی به این نکته مهم توجه نمود. به منظور بهبود کیفیت توان در شبکه توزیع برق، سطح اتصال کوتاه پایین منجر به بروز و افزایش مشکلات کیفیت ولتاژ از جمله هارمونیک ولتاژ، فلیکر، کمبود و بیشبود ولتاژ می‌شود. به این ترتیب، یکی از محدودیت‌های کلیدی در انتخاب ترکیب ترانسفورماتورها، سطح اتصال کوتاه سمت فشارمتوسط است. بهتر است طراحی و سطح اتصال کوتاه به گونه‌ای باشد که کلید کوپلاژ بین باسبارهای فشارمتوسط به صورت نرمال بسته باشد. اما غالباً محدودیت‌های تأمین زمین، مسیر شبکه فوق‌توزیع و محدودیت‌های

فیدرگیری و شبکه فشارمتوسط و ظرفیت مورد نیاز در منطقه، محدودیت‌های اصلی هستند و سایر موارد بایستی از این محدودیت‌ها تبعیت کنند. به این ترتیب گزینه‌های ممکن برای انتخاب مکان و ظرفیت پست تعداد فراوانی نخواهد داشت. در جدول (۲-۱) می‌توان نتایج شبیه‌سازی و محاسبه سطح اتصال کوتاه سه فاز برای چند حالت نمونه را مشاهده نمود. در این شبیه‌سازی فرض بر آن است که اگر پست فوق‌توزیع دارای دو ترانسفورماتور است، تمامی کوپلاژها بسته هستند. به عبارت دیگر، سطح اتصال کوتاه شرایط کوپلاژ باز را می‌توان در حالت تک ترانسه بودن پست مشاهده نمود.

جدول (۲-۱) نتایج شبیه‌سازی و محاسبه سطح اتصال کوتاه سمت فشارمتوسط پست‌های فوق‌توزیع

سطح اتصال کوتاه سه فاز سمت ۶۳ کیلوولت (کیلوآمپر)	تعداد ترانسفورماتور پست فوق‌توزیع	ظرفیت ترانسفورماتورهای پست فوق‌توزیع (مگاولت آمپر)	سطح اتصال کوتاه سه فاز سمت ۲۰ کیلوولت (کیلوآمپر)
۳۰	۱	۴۰	۸,۸۷
۳۰	۲	۴۰	۱۶,۲۲
۳۰	۱	۳۰	۷,۱۱
۳۰	۲	۳۰	۱۳,۲۳
۳۰	۱	۱۵	۳,۶۸
۳۰	۲	۱۵	۷,۰۹
۲۰	۱	۴۰	۸,۴۷
۲۰	۲	۴۰	۱۴,۹۵
۲۰	۱	۳۰	۶,۸۵
۲۰	۲	۳۰	۱۲,۳۷
۲۰	۱	۱۵	۳,۶۱
۲۰	۲	۱۵	۶,۸۴

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود، مهمترین عامل در تعیین سطح اتصال کوتاه سمت فشارمتوسط، جمع ظرفیت ترانسفورماتورهای موازی شده در پست فوق‌توزیع با کلید کوپلاژ بسته در سمت فشارمتوسط است. به عبارت دیگر سطح اتصال کوتاه یک پست با ۴ ترانسفورماتور ۱۵ مگاولت آمپر با پست دیگری با دو ترانسفورماتور ۳۰ مگاولت آمپر به هم بسیار نزدیک خواهد بود. از نظر امکان بارگذاری پست نیز ظرفیت‌های پایین چندان مناسب نیستند. زیرا اگر کلید کوپلاژ باز باشد، به عنوان مثال در پستی با ترانسفورماتورهای ۱۵ مگاولت آمپر، بارگذاری مناسب ترانسفورماتور با ۳ فیدر خروجی بسیار مشکلتر از بارگذاری مناسب ترانسفورماتور ۳۰ مگاولت آمپر با ۶ فیدر خروجی یا ترانسفورماتور ۴۰ مگاولت آمپر با

۸فیدر خروجی خواهد بود. در زیر و به طور خلاصه اثر تعداد ترانسفورماتور پست فوق‌توزیع بر ویژگی‌های مختلف پست فوق‌توزیع بیان شده است:

- برای اینکه پیچیدگی پست فوق‌توزیع کمتر باشد، بهتر است تعداد ترانسفورماتور کمتر باشد.
- به منظور بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان، استفاده از پست تک‌ترانسه بجز در موارد خاص همچون موارد با بارگذاری کم، مجاز نمی‌باشد.

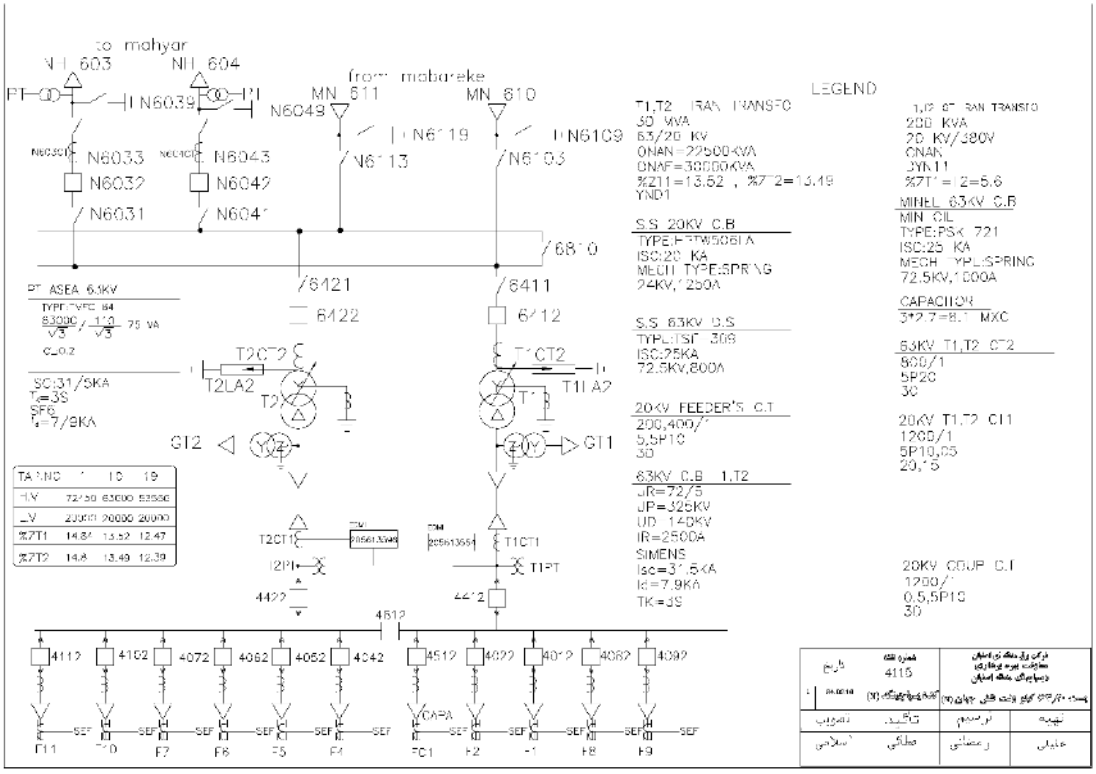
احداث پست فوق‌توزیع با ظرفیت کمتر از ۲×۳۰ مگاولت آمپر نیازمند توجیه ویژه می‌باشد. احداث پست فوق‌توزیع با ظرفیت‌های بالا نظیر ۲×۵۰ مگاولت آمپر و بیشتر نیز در بسیاری از نقاط کشور توجیه فنی-اقتصادی نخواهد داشت. زیرا وجود تراکم بار به میزان مناسب و ظرفیت پست‌های مجاور و بارگذاری آن‌ها و رشد بار منطقه و همچنین امکان خروج بیش از ۲۰ فیدر فشارمتوسط به نحو مطلوب از پست و بارگذاری مناسب پست در این شرایط بایستی به دقت مورد بررسی قرار گیرد. لازم به ذکر است که در شهرهای بزرگ به دلیل محدودیت امکان تأمین زمین و همچنین تراکم بار بالا و تراکم خطوط فشارمتوسط و نیز در شهرک‌های صنعتی بزرگ و پر رونق، احداث پست فوق‌توزیع با ظرفیت‌های ۲×۵۰ مگاولت آمپر و بیشتر، می‌تواند دارای توجیه فنی و اقتصادی بهتری در مقایسه با ظرفیت‌هایی نظیر ۲×۳۰ مگاولت آمپر باشد.

تعیین مکان و ظرفیت بهینه برای پست‌های فوق‌توزیع بایستی با افق بلندمدت بررسی گردد. پیشنهاد می‌شود که افق ۱۰ ساله به عنوان برنامه بلند مدت و برای شناخت نیازهای منطقه، مورد بررسی قرار گیرد و افق ۵ ساله برای تصمیم‌گیری قطعی و پیگیری برای اجرایی شدن پست‌ها مورد استفاده باشد. این مطالعات به صورت سالانه بر اساس پیش‌بینی بار به روز شده انجام و نتایج به صورت گزارش‌های مختصر و مفید و اطلاعات GIS مربوطه آماده‌سازی شود.

۲- ٤- تعیین آرایش باسبار سمت فشارمتوسط پست فوق‌توزیع

به طور متداول در پست‌های فوق‌توزیع معمول به تعداد ترانسفوراتورهای پست فوق‌توزیع، باسبار فشارمتوسط وجود دارد و هر دو باسبار با یک کلید کوپلاژ به یکدیگر متصل هستند. به عبارت دیگر اگر یک پست فوق‌توزیع دارای دو ترانسفورماتور باشد، دو باسبار وجود خواهد داشت که هر باسبار دارای

یک کوبیکل ورودی، تعدادی کوبیکل برای خروجی‌ها و کوبیکل کلید کوپلاژ بین دو باسبار خواهد بود. شکل (۲-۲) نمونه‌ای از دیاگرام تک خطی پست‌های فوق‌توزیع متداول در ایران را نشان می‌دهد. همانطور که در قسمت پایین تصویر مشاهده می‌شود، آرایش باسبار ساده و با یک کلید کوپلاژ است.



شکل (۲-۲) نمونه دیاگرام تک خطی یک پست فوق‌توزیع

آرایش باسبار فوق این امکان را فراهم می‌کند که در صورت خروج هر یک از ترانسفورماتورها، فیدرهای خروجی تغذیه شده از باسبار آن ترانسفورماتور، از طریق کلید کوپلاژ از باسبار مجاور تغذیه شود. امکان اینکه باسبار تغذیه‌کننده هر فیدر خروجی به طور مستقل قابل تعیین باشد در چنین آرایش‌هایی وجود ندارد. فراهم نمودن چنین امکانی نیازمند اجرای آرایش‌هایی مانند ۱٫۵ یا ۲ کلیده می‌باشد که هزینه اجرای فیدرهای خروجی را به شدت افزایش خواهد داد.

بسیاری از فیدرهای فشارمتوسط در طول مسیر خود نقاط مانور مختلفی با فیدرهای دیگر همین پست و سایر پست‌های مجاور خواهند داشت و به همین دلیل، بجز در مورد پست‌های فوق‌توزیع خاص، اجرای آرایش‌های پرهزینه‌تر توجیه فنی-اقتصادی نخواهد داشت.

نکته‌ای که در اینجا لازم است به آن پرداخته شود، چگونگی توزیع فیدرهای فشارمتوسط روی باسبارهای مختلف پست فوق‌توزیع است. برای این منظور بایستی نکات زیر در طراحی و بازآرایی شبکه لحاظ گردد:

- منحنی بار فیدرها بررسی شود و فیدرهای هر باسبار با تنوع نوع بار انتخاب شود تا پیک بار همزمان فیدرهای یک ترانسفورماتور کاهش یابد.
- فیدرهای مجاور از نظر مسیر و حوزه پوشش، ترجیحاً از دو باسبار مختلف تغذیه شود تا نقاط مانور درون فیدر بتواند امکان جابجایی بار بین دو ترانسفورماتور را فراهم کند.
- فیدرهای هر دو باسبار با فیدرهای تغذیه شده از سایر پست‌های فوق‌توزیع دارای نقطه مانور باشند.
- فیدرهایی که امکان مدیریت بار آن‌ها در فصول پیک بار میسر است، روی دو باسبار توزیع شوند.

۲- ۵- قیود و الزامات مکان و شعاع تغذیه پست‌های فوق‌توزیع

یکی از مهمترین نکات در تعیین مکان مناسب برای پست‌های فوق‌توزیع جدید، فاصله مکان پیشنهادی از پست‌های فوق‌توزیع مجاور است. اگر پست فوق‌توزیع جدید در نزدیکی پست فوق‌توزیع موجود اجرا شود، بارگیری مناسب پست موجود و پست جدید الاحداث با مشکل مواجه خواهد شد. در این حالت نیاز به احداث شبکه فشارمتوسط نیز افزایش خواهد یافت. این موضوع سبب می‌شود که حجم شبکه مورد نیاز برای احداث در مجاورت پست بسیار زیاد شود و محدودیت مسیر، فیدرگیری از پست را با مشکل مواجه کند. یکی دیگر از معایب مهم چنین انتخابی، هدر رفت سرمایه صرف شده برای احداث شبکه‌های فشارمتوسطی است که بین دو پست نزدیک به هم قرار می‌گیرند. زیرا این بخش از شبکه پیش از احداث پست فوق‌توزیع جدید سر خط فیدرهای فشارمتوسط بوده و بنابراین چندین مدار موازی وجود دارد که با اجرای پست فوق‌توزیع جدید، این بخش از شبکه کارایی خود را از دست خواهد داد.

از دیدگاه شبکه توزیع، بایستی پیش از پیشنهاد مکان جدید برای پست فوق‌توزیع به نزدیکی مکان پیشنهادی به مرکز بار و رشد بار آتی و خصوصاً امکان فیدرگیری و بارگذاری مناسب پست توجه نمود.

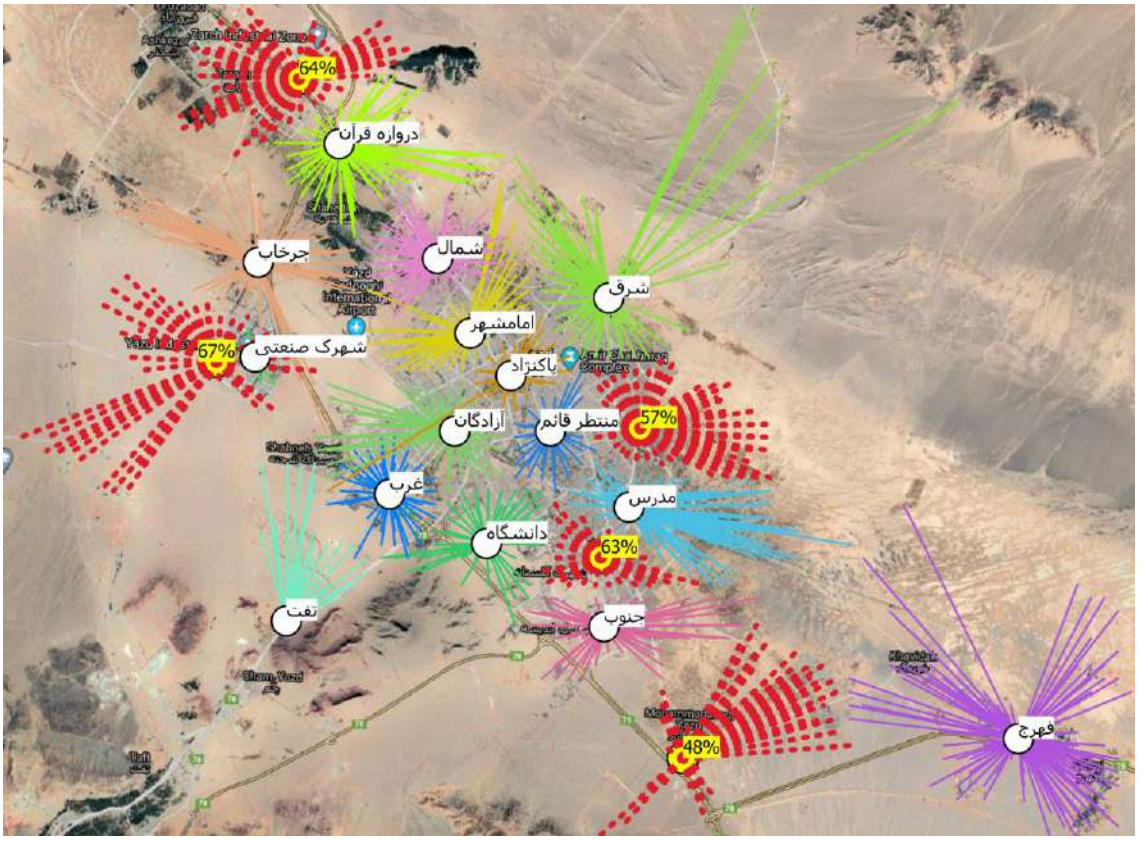
۲- ۵- ۱- اصول کلی روش جایابی پست فوق‌توزیع از منظر شبکه توزیع برق

به منظور تعیین مکان بهینه پست‌های فوق‌توزیع از منظر شبکه توزیع، پس از پیش‌بینی بار با افق مورد نظر و افزودن اطلاعات شهرک‌های صنعتی و شهرک‌های مسکونی و همچنین تقاضاهای دیماند، لازم است منبع تأمین بارهای مختلف به صورت بهینه تعیین شود. در شکل (۲-۳) نمونه‌ای از نتایج مطالعات مکانیابی و

تعیین شعاع تغذیه پست‌های فوق‌توزیع نشان داده شده است. اصول و چارچوب کلی انجام این مطالعات عبارت است از:

- نقاط بار شامل پست‌های توزیع، تقاضاهای دیماند و شهرک‌های جدید صنعتی و مسکونی هستند.
- نقاط بار می‌توانند به صورت بار سایت‌های منظم با ابعاد مناسب که پیش از این تشریح شد خلاصه‌سازی شوند.
- هر نقطه بار بهتر است از نزدیک‌ترین پست فوق‌توزیع تغذیه شود.
- هر پست فوق‌توزیع بهتراست تمامی نقاط بار نزدیک خود را تغذیه کند.
- در صورت وجود موانع جغرافیایی و یا نیاز به شبکه فشارمتوسط جدید و طولانی، در صورت امکان، نقاط بار از پست موجود دیگری تغذیه شوند.
- مطالعات بروز یک رخداد برای خروج یک ترانسفورماتور هر پست فوق‌توزیع انجام شود و امکان تأمین بار با ظرفیت باقیمانده بررسی گردد.
- در تعیین نقاط کاندید، امکان تأمین زمین و مسیر شبکه فوق‌توزیع و امکان تغذیه پست و هزینه اجرای شبکه مورد نیاز در بخش فوق‌توزیع در نظر گرفته شود.
- با اجرای پست‌های فوق‌توزیع جدید، تعادل مناسبی در بارگذاری پست‌های موجود ایجاد شود و از بروز شرایط بحرانی جلوگیری شود.

در شکل (۲-۳) نقاط زرد رنگ که در مرکز خطوط قرمز قرار گرفته‌اند، محل پست‌های فوق‌توزیع جدید هستند. حوزه تغذیه هر پست نیز مشخص شده و میزان بارگذاری پست‌های جدید برای سال افق نیز در شکل درج شده است. انجام این مطالعات و برنامه‌ریزی برای توسعه آتی، دیدگاه طراحان برای بررسی شرایط آینده و ارزیابی نقاط کاندید را تقویت می‌کند. به این ترتیب طراح برای تهیه طرح‌های شبکه فشارمتوسط، توسعه‌های آتی و اجرایی شدن پست‌های فوق‌توزیع جدید را لحاظ می‌نماید.



شکل (۲-۳) نمونه مکانیابی و تعیین شعاع تغذیه پست‌های فوق‌توزیع

پیشنهاد می‌شود این مطالعات در قالب مطالعات طرح جامع توسط شرکت‌های توزیع و مشاوران ایشان انجام شده و نتایج به صورت سالانه به روزرسانی شده و مذاکرات به صورت مستمر با شرکت‌های برق منطقه‌ای برای نهایی کردن نقاط بهینه انجام شود.

۲- ۵- ۲- قیود و الزامات شعاع تغذیه پست‌های فوق‌توزیع

تعیین شعاع تغذیه مجاز پست‌های فوق‌توزیع یا به عبارتی طول فیدر فشارمتوسط مجاز به صورت یک عدد مشخص امکانپذیر نیست. این موضوع به سطح ولتاژ شبکه فشارمتوسط، چگالی بار، پراکندگی بارها، مکان پست‌های فوق‌توزیع مجاور، جنس و سطح مقطع هادی شبکه و شرایط دمایی منطقه وابسته است. رعایت مرز ۳ درصد افت ولتاژ در طول شبکه فشارمتوسط در تمامی مناطق اقتصادی نیست و برای شبکه‌های تغذیه‌کننده بارهای کشاورزی و روستایی، رعایت چنین مرزی نیازمند سرمایه‌گذاری بسیار زیادی خواهد بود. مرز افت ولتاژ مجاز در بخش "۳- ۹- تعیین حداکثر افت ولتاژ مجاز در شبکه" ارائه خواهد شد.

۲- ۵- ۳- خلاصه‌ای از مهمترین الزامات تعیین مکان و ظرفیت پست‌های فوق‌توزیع

خلاصه‌ای از مهمترین الزامات در بخش تعیین مکان و ظرفیت پست‌های فوق‌توزیع در ادامه آورده شده است. لازم است شرکت‌های توزیع مطالعات مستمری در این زمینه انجام دهند.

- بروزرسانی مطالعات به صورت سالیانه برای پست‌های با بارگذاری بالای ۷۰ درصد الزامی است.
- پیشنهادها شامل احداث پست جدید، دائمی کردن پست‌های سیار، افزایش ظرفیت پست‌های موجود با لحاظ قیود اجرایی تهیه شود.
- انتخاب مکان پست از میان نقاط کاندیدی که قابلیت اجرای پست در آن‌ها سنجیده شده است انجام شود.
- پست‌های فوق‌توزیع با بارگذاری بیش از ۷۰ درصد در گزارش سالیانه بررسی و گزینه‌های تعدیل بار عنوان شود.
- برنامه‌های فوری برای تعدیل بار پست‌های فوق‌توزیع با بارگذاری بیش از ۸۰ درصد در گزارش سالانه ارائه شود.
- گزارش سالانه حاوی اولویت اجرای پست‌های فوق‌توزیع مورد نیاز و سال حتمی نیاز به پست باشد.
- شرکت‌های برق منطقه‌ای ظرفیت و مکان پیشنهادی شرکت‌های توزیع را مبنای طرح قرار داده و کارگروه مشترک، نتیجه را نهایی کند.

۲- ٦- قیود الزامی نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط

فیدرهای فشارمتوسط خروجی پست‌های فوق‌توزیع، نقطه تحویل شبکه فشارمتوسط از منظر پست‌های فوق‌توزیع محسوب می‌شوند. به طور کلی این فیدرها در دو گروه فیدرهای عمومی (که مالکیت آن‌ها در اختیار شرکت توزیع بوده و هزینه اجرا و بهره‌برداری آن نیز بر عهده شرکت‌های توزیع است) و فیدرهای اختصاصی (که توسط مشترک و برای تغذیه همان مشترک اجرا می‌شود و کنتور مشترک در ابتدای فیدر و درون پست فوق‌توزیع نصب می‌گردد) تقسیم می‌شوند. در ادامه بر اساس همین تقسیم‌بندی، قیود و الزامات کلی مربوطه نیز تفکیک شده است.

۲- ۶- ۱- محاسبات آنالیز تأمین زیرساخت

هزینه‌های انشعاب برق در ایران با واقعیت هزینه‌های تأمین برق فاصله زیادی دارد. در این شرایط نمی‌توان امکانات و زیرساخت‌های موجود در هر منطقه را به متقاضیان دیماند خصوصاً متقاضیان ۱۰۰ کیلووات و

بالاتر بدون در نظر گرفتن امکان تأمین رشد بار سایر مشترکین واگذار نمود. شرایط و زیرساخت‌های موجود در زمینه پست‌های فوق‌توزیع و شبکه فشارمتوسط موجود در شهرستان‌ها و مناطق مختلف کشور متفاوت است. رشد بار و نیاز به زیرساخت‌های فوق در سال‌های آتی نیز در مناطق مختلف بسیار متفاوت است. در برخی مناطق امکان اجرای شبکه به صورت هوایی میسر نیست و هزینه تأمین زیرساخت‌های لازم به صورت شبکه زمینی نیز به مراتب بیشتر است. لذا لازم است دستورالعملی برای نحوه محاسبه ارزش زیرساخت شبکه توزیع در مناطق مختلف تهیه گردد و شرکت‌های توزیع موظف باشند تا سالانه بر اساس دستورالعمل مزبور، وضعیت زیرساخت‌های هر شهرستان را بررسی و نرخ‌هایی را نیز به صورت ریال به ازای هر کیلووات تقاضای دیماند به تفکیک مناطق مختلف تحت پوشش خود تهیه نمایند.

بر اساس آنالیز فوق، طراحان لازم است در تهیه طرح‌های مربوط به تقاضاهای دیماند به گونه‌ای عمل نمایند که زیرساخت‌های موجود، جوابگوی رشد بار معمول شبکه تا ۳ سال آینده باشد.

۲- ۶- ۲- قیود الزامی نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط - فیدرهای عمومی

در ابتدای فیدرهای فشارمتوسط عمومی، لازم است قیود و الزامات زیر توسط طراحان اجرایی شود. هدف از این الزامات کاهش هزینه‌های توسعه، تعمیر و نگهداری در سال‌های آینده است. سایر الزامات مربوط به شبکه فشارمتوسط در "فصل سوم: قیود و الزامات طراحی شبکه فشار متوسط" ارائه خواهد شد.

- تحت هیچ شرایطی، ظرفیت کابل فیدر خروجی از پست فوق‌توزیع کمتر از ظرفیت کابل ۱۸۵ آلومینیوم نباشد.
- در صورت اجرای پست فوق‌توزیع در مجاورت بزرگراه یا موانع مهم دیگر که اجرای شبکه عرضی در آن‌ها با مشکلات و هزینه‌های بالایی قابل انجام است، برای عبور فیدرهای خروجی عرضی و فراهم نمودن امکان توسعه آتی، اجرای کانال آدم رو بعد از اخذ مجوز از اداره راه مسئول، پیشنهاد می‌گردد.
- به منظور فراهم شدن بستر افزایش تعداد فیدر خروجی پست فوق‌توزیع، در ابتدای فیدرهای فشارمتوسط (خروجی پست‌های فوق‌توزیع تا انشعاب‌های نخست) تا حد امکان، طراحی شبکه هوایی و زمینی به صورت دو مداره انجام شود.

۲- ۶- ۳- قیود الزامی نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط - فیدرهای اختصاصی

واگذاری فیدر فشارمتوسط به صورت اختصاصی بایستی بر اساس ضوابط و مقررات مربوطه و در نظر گرفتن قید وجود زیرساخت‌های لازم برای رشد ۳ ساله معمول منطقه انجام شود. به طور کلی اختصاص بخشی از ظرفیت پست فوق‌توزیع و فیدرخانه آن به یک مشترک، باعث ایجاد محدودیت برای تغذیه سایر مشترکین می‌شود. این موضوع خصوصاً در پست‌های فوق‌توزیع واقع در مناطق پرتراکم و پر رشد، شرکت‌های توزیع را دچار مشکل خواهد نمود. تعداد قابل توجهی از مشترکینی که تملک فیدرهای اختصاصی را در اختیار دارند، بخش کمی از ظرفیت اختصاص یافته را استفاده می‌کنند. به منظور واگذاری فیدر به صورت اختصاصی لازم است قیود زیر رعایت شود:

- پست فوق‌توزیع ظرفیت و امکان این واگذاری را داشته باشد.
- تجهیزات حفاظتی و توابع مربوط به ابتدای فیدر مطابق دستورالعمل فنی حفاظت شبکه توزیع نیروی برق [۲۸]انتخاب و تنظیم گردد.
- مسیر اجرای شبکه‌ی اختصاصی و نوع آن (هوایی یا زمینی) می‌بایست به منظور عدم تداخل با مسیر فیدرهای عمومی موجود یا آتی، به تایید شرکت توزیع برسد.
- انتخاب سطح مقطع هادی و کابل شبکه تنها بر اساس بار فعلی متقاضی انجام نشود. احتمال تغییر مالکیت شبکه و استفاده عمومی با توجه به مسیر فیدر و امکان بارگذاری آن در نظر گرفته شود.
- بارگذاری مجاز کابل‌ها بر اساس ضرایب مربوط به همجواری کابل‌ها و مطابق با مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشارمتوسط و فشارضعیف (نشریه شماره ۳۷۴) در نظر گرفته شود. تحت هیچ شرایطی کابل ابتدای فیدر با ظرفیتی کمتر از ظرفیت کابل ۱۸۵ آلومینیوم انتخاب نشود.
- در صورت عدم وجود فیدر خالی در پست فوق‌توزیع یا نیاز به افزایش تعداد فیدرهای عمومی در کوتاه مدت با توجه به رشد بار معمول منطقه، واگذاری فیدر اختصاصی همراه با توسعه‌ی فیدرخانه‌ی پست فوق‌توزیع باشد.

فصل سوم: قیود و الزامات طراحی شبکه فشار متوسط

۳- ۱- مقدمه

شبکه فشارمتوسط توزیع برق نقش اساسی و اصلی در تأمین برق مشترکین شبکه توزیع برق را دارد. شبکه فشار متوسط از پست‌های فوق‌توزیع شروع و تا بوشینگ فشار متوسط پست‌های توزیع ادامه می‌یابد. شبکه‌های فشارمتوسط به دلیل گستردگی زیاد و همچنین نزدیکی به محل سکونت انسان، در معرض مخاطرات بسیار متنوع و متعددی است. از طرف دیگر حفظ ایمنی کاربران شبکه و مردم عادی به دلیل سطح بالای ولتاژ شبکه فشارمتوسط از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است.

با توجه به اینکه از طرفی بخش بزرگی از مصرف انرژی الکتریکی در شبکه توزیع برق توسط مشترکینی انجام می‌شود که فاقد شبکه فشارضعیف هستند، و از طرف دیگر تامین شبکه فشار ضعیف توسط شبکه فشار متوسط انجام می‌گیرد، خطوط فشارمتوسط نقش مهمی در تلفات شبکه توزیع برق دارند. با وجود اینکه درصد تلفات در شبکه فشارمتوسط کمتر از شبکه فشارضعیف است، اما به دلیل آنکه میزان انرژی تأمین شده از شبکه فشارمتوسط بسیار بیشتر از شبکه فشارضعیف است، میزان تلفات انرژی در شبکه فشارمتوسط چشمگیر است.

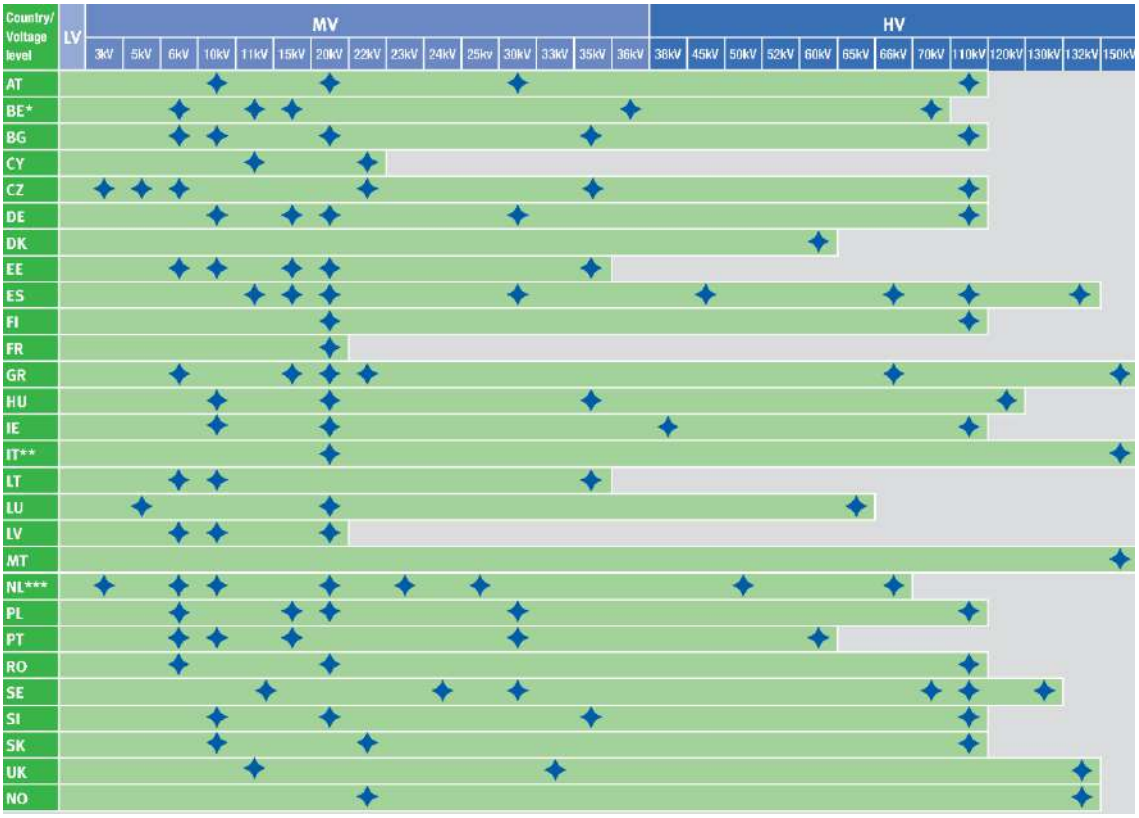
خاموشی‌های گسترده مشترکین نیز ناشی از خطا در شبکه فشارمتوسط است. زیرا تعداد مشترکینی که از یک خطا در شبکه فشارمتوسط متأثر می‌شوند، بسیار بیشتر از شبکه فشارضعیف است. از این رو طراحی استاندارد و ایمن شبکه فشارمتوسط نقش کلیدی در تأمین برق مطمئن و پایدار در شبکه توزیع برق دارد.

۳- ۲- ساختار شبکه فشارمتوسط

قیود و الزامات کلی قابل طرح در زمینه ساختار شبکه فشارمتوسط شامل آرایش شبکه، سطح ولتاژ، استفاده از شبکه هوایی، زمینی و کابل خودنگهدار در این بخش ارائه می گردد.

۳- ۲- ۱- سطح ولتاژ و ساختار شبکه فشارمتوسط

سطح ولتاژ در شبکه توزیع برق کشورهای مختلف اروپایی در شکل (۳-۱) قابل مشاهده است. همانطور که مشاهده می‌شود سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت از متداول‌ترین آن‌هاست. از دیگر سطوح ولتاژ متداول می‌توان به ۶ و ۱۰ کیلوولت اشاره نمود. سطح ولتاژ ۳۳ کیلوولت نیز تنها در انگلستان استفاده می‌شود.



شکل (۳-۱) سطح ولتاژ شبکه توزیع برق در کشورهای مختلف اروپایی [۳۶]

علت آنکه در برخی از کشورها سطوح ولتاژ بالاتر نیز مشاهده می‌شود، آن است که آن سطوح ولتاژ نیز در محدوده عملکرد شرکت‌های توزیع قرار دارند. شبکه فشارمتوسط برق در ایران در سه سطح ولتاژ ۳۳

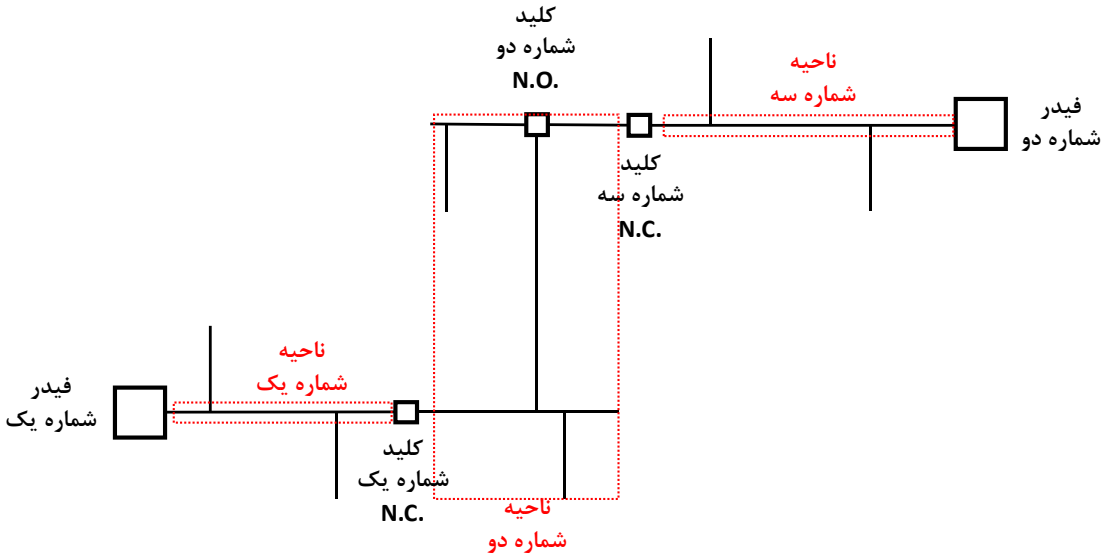
کیلوولت، ۱۱ کیلوولت و در اغلب نقاط کشور در سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت احداث می‌شود. سطح ولتاژ ۱۱ کیلوولت محدودیت‌های زیادی برای تأمین بار مشترکین ایجاد می‌کند و لازم است تا حد امکان از توسعه شبکه ۱۱ کیلوولت اجتناب گردد و برنامه‌ریزی لازم برای جایگزینی شبکه ۲۰ کیلوولت به جای شبکه ۱۱ کیلوولت انجام گیرد. در مناطقی که در حال حاضر شبکه در سطح ولتاژ ۱۱ کیلوولت موجود است، انتخاب تجهیزات و احداث شبکه بایستی بر اساس سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت انجام شود تا به تدریج سطح ولتاژ ۱۱ کیلوولت حذف و ۲۰ کیلوولت جایگزین گردد. جایگزینی سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت بجای سطح ولتاژ ۱۱ کیلوولت به تنوع زدایی ولتاژ شبکه و به تبع آن تجهیزات شبکه نیز کمک مؤثری خواهد کرد. استفاده از سطح ولتاژ فشارمتوسط میانی نمی‌تواند مفید و مؤثر باشد. مطالعات نشان می‌دهد که فاصله ایمن از سطوح ولتاژی مانند ۶ کیلوولت، تفاوت چندانی با ۲۰ کیلوولت ندارد. از این رو اضافه کردن سطح ولتاژ میانی نمی‌تواند در فواصل ایمن لازم و به تبع آن حریم خطوط تغییری ایجاد کند. چرا که در جداول حریم، تفاوت چندانی بین حریم خطوط ۱۱ و ۲۰ کیلوولت دیده نمی‌شود [۳۲, ۳۷]. به این ترتیب ایجاد سطح ولتاژ میانی مفید و مؤثر نخواهد بود. مشکلات و موانع فیزیکی و مشکلات ناشی از آن‌ها برای تأمین برق مشترکین بایستی از طرقی مانند احداث شبکه زمینی یا کابل خودنگهدار رفع شود. بنابراین، در مورد شرکت‌های توزیعی که دو سطح ولتاژ فشار متوسط متفاوت دارند، توصیه می‌شود حتی المقدور به سمت شبکه فشار متوسط با یک سطح ولتاژ حرکت نمایند.

ساختار شبکه فشارمتوسط بایستی حتی‌الامکان در زمان طراحی امکان تغذیه از دو سمت را داشته باشد و شیوه بهره‌برداری از آن شعاعی باشد. لازم است به منظور افزایش تاب‌آوری شبکه، شبکه فشارمتوسط شهرستان‌های مختلف و محدوده‌های شرکت‌های توزیع برق حتی‌الامکان جزیره‌ای طراحی نشود. به عنوان نمونه دو فیدر نشان داده شده در شکل (۳-۲) را درنظر بگیرید که در حالت عادی کلیدهای ۱ و ۳ به صورت بسته (NC) و کلید ۲ به صورت باز (NO[1]) هستند و با رخداد خطا این امکان وجود دارد که یکی از کلیدهای NC را باز نموده و کلید NO شماره ۲ بسته شود تا قسمتی از بار ناحیه ۲ بازیابی شود. استفاده

[1] Normally Close

[2] Normally Open

از کلید برای دوسوتغذیه کردن فیدرها باید با برآورد اقتصادی همراه باشد و در صورت توجیه‌پذیر بودن، اقدام به این کار شود.



شکل (۳-۲) نمونه‌ای از دو فیدر با قابلیت عملکرد به صورت دو سو تغذیه

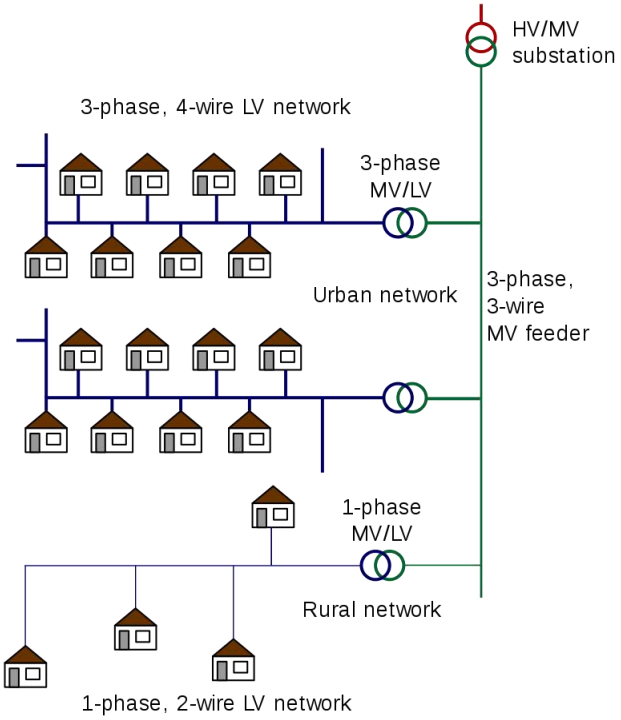
به عنوان مثال، با فرض اینکه در ابتدای شاخه‌های فرعی کات‌اوت فیوز نصب شده باشد، مواردی که در محاسبات اقتصادی دخیل است عبارتند از:

- نرخ خطای ناحیه شماره ۱ در هر کیلومتر در هر سال
- طول ناحیه شماره ۱
- نرخ خطای ناحیه ۳ در هر کیلومتر در هر سال
- طول ناحیه شماره ۳
- میزان بار ناحیه ۲
- مدت زمان متوسط بازیابی قبل از نصب کلیدها
- مدت زمان بازیابی بعد از نصب کلیدها که در صورتی که کلیدها دستی باشند به کمتر از نیم ساعت می‌تواند کاهش یابد و در صورتی که کلیدها کنترل از راه دور باشند، به کمتر از ۵ دقیقه می‌تواند کاهش یابد.
- ارزش انرژی تامین نشده که توسط شرکت توزیع مشخص می‌گردد.
- قیمت کلیدها

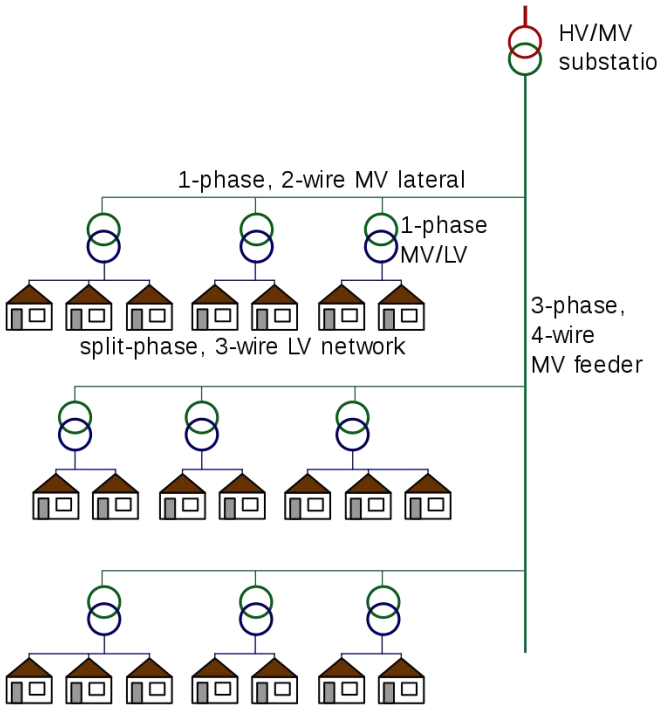
با داشتن موارد فوق و با مدلسازی دو فیدر فوق در نرم‌افزار DIgSILENT و استفاده از محاسبات قابلیت اطمینان، می‌توان میزان کاهش در انرژی تامین نشده سالیانه را محاسبه نموده و با توجه به ارزش انرژی تامین نشده و قیمت کلیدها، مدت زمان بازگشت سرمایه را محاسبه نمود. طرح‌هایی که مدت زمان بازگشت سرمایه آن‌ها حداکثر ۵ سال است در اولویت قرار گیرد.

۳- ۲- ۲- ساختار کلی شبکه فشارمتوسط و ترکیب آن با شبکه فشارضعیف تا تغذیه مشترکین

ساختار کلی شبکه توزیع برق تا محل کنتور مشترکین به طور کلی قابل تفکیک به دو مدل کلی است. در طرح شماره یک که به مدل اروپایی نیز مشهور است، تأمین برق مشترکین با شبکه فشارضعیف و پست‌های توزیع پرظرفیت‌تر انجام می‌شود. در این طرح، کنتور مشترک در محل اتصال مشترک نصب می‌شود. در طرح شماره دو که به مدل امریکایی نیز مشهور است، تأمین برق مشترکین با پست‌های توزیع کم‌ظرفیت، شبکه فشارمتوسط طولانی‌تر و شبکه فشارضعیف کوتاه انجام می‌شود [۳۸]. شکل (۳-۳) نمای کلی از مدل اروپایی و شکل (۳-۴) نمای کلی از مدل امریکایی را نشان می‌دهد.



شکل (۳-۳) نمای کلی از مدل شبکه توزیع برق اروپایی



شکل (۳-۴) نمای کلی از مدل شبکه امریکایی

هر یک از طرح‌های شماره یک یا شماره دو دارای مزایا و معایبی هستند. در جدول (۳-۱) به طور خلاصه مقایسه‌ای بین مدل‌های اروپایی و امریکایی ارائه شده است.

جدول (۳-۱) مقایسه مدل‌های امریکایی و اروپایی

معیار		طرح ارجح	دلیل ارجحیت
هزینه سرمایه‌گذاری	هادی‌های هوایی	طرح شماره دو	طولانی‌تر بودن شبکه فشار ضعیف چهارسیمه در طرح شماره یک
	ترانسفورماتورهای توزیع	طرح شماره یک	تعداد بیشتر ترانسفورماتورهای توزیع در طرح شماره دو
ایمنی		طرح شماره یک	کمتر بودن طول شبکه متوسط در طرح شماره یک
تلفات		طرح شماره دو	طولانی‌تر بودن شبکه فشار ضعیف در طرح شماره یک
استفاده‌ی غیرمجاز از برق		طرح شماره دو	کمتر بودن طول شبکه فشارضعیف در طرح شماره دو

ساختار بخش عمده‌ای از بارهای شهری ایران از نظر وسعت زمین مشترکین و فاصله بین اشتراک‌های مختلف و چگالی بار و همچنین وضعیت معابر به طرح شماره یک نزدیک است. تغذیه بارهای روستایی،

مناطق ویلایی و به طور کلی مناطق با تراکم مشترکین سبک، مشابه طرح شماره دو است. به این ترتیب نمی‌توان یک نسخه کلی از این دیدگاه برای شبکه برق ایران پیشنهاد نمود. اما با توجه به چگالی بار و پراکندگی جغرافیایی می‌توان یکی از دو طرح را انتخاب نمود. بدین ترتیب پیشنهاد می‌شود در مناطق با چگالی بار بالا، شبکه‌ی فشار ضعیف گسترش پیدا کند و ظرفیت ترانسفورماتورهای منصوبه افزایش پیدا کند و در مقابل، در مناطق با چگالی بار پایین و پراکندگی جغرافیایی بالا، شبکه فشار متوسط گسترش پیدا کند و از ترانسفورماتورهای کوچک با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ KVA استفاده شود. در مناطقی که امکان توسعه شبکه فشار متوسط وجود دارد، اولویت با توسعه شبکه فشار متوسط و استفاده از ترانسفورماتورهای کوچک با ظرفیت ۱۰۰ KVA می‌باشد. لازم به ذکر است که با استفاده از اطلاعات GIS این امکان وجود دارد که با تقسیم ظرفیت ترانسفورماتورهای منصوبه یا مجموع توان مشترکین با احتساب ضریب همزمانی، بر مساحت تحت پوشش، شاخصی برای سنجش چگالی بار یا تراکم مشترکین به دست آورد.

استفاده از ترانسفورماتور تک فاز یا سه فاز بستگی به نوع بار و تعداد مشترک قابل تغذیه از هر پست دارد. استفاده از ترانسفورماتورهای کم‌ظرفیت و حذف شبکه فشارضعیف از نظر قابلیت اطمینان، پدافند غیرعامل، تاب‌آوری شبکه و کاهش تعداد و زمان خاموشی مشترکین در صورت بروز حادثه در ترانس، دارای مزیت می‌باشد. ولیکن پیاده‌سازی این مدل، برای هر نوع شبکه توزیع مناسب نیست. توجه شود که در ساختار مذکور، متوسط میزان ظرفیت ترانسفورماتور نصب شده برای هر مشترک بسیار زیاد خواهد بود زیرا ضریب همزمانی بار برای پست‌های توزیع کم‌ظرفیت به گونه‌ای است که ناچار به لحاظ نمودن کل دیماند قابل مصرف برای هر مشترک خواهیم بود.

به طور کلی می‌توان توصیه‌های زیر را برای طرح انتخابی برای اتصال مشترکین منظور نمود:

- مشترکین عادی مطابق با طرح شماره یک، روی فیدر عمومی فشار ضعیف متصل شوند.
- تقاضاهای دیماندی ۳۰ تا ۱۵۰ کیلووات روی ترانس عمومی با فیدر فشار ضعیف اختصاصی و مطابق با طرح شماره دو متصل شوند.
- تقاضاهای دیماندی ۱۵۰ و بالاتر از طریق محل یا پست اهدایی مشترک تأمین برق می‌شود و کنتور در محل پست قرار خواهد گرفت. به عبارت دیگر طرح امریکایی یا طرح شماره ۲ برای این موارد مناسب است.

نمونه برآورد اقتصادی برای انتخاب طرح شماره یک یا طرح شماره دو در یک مثال عملیاتی در پیوست شماره یک ارائه شده است. لازم به ذکر است که این برآورد، صرفا یک مثال است و با اینکه سعی شده است اعداد استفاده شده واقعی باشند، ولی با توجه به تغییرات دائمی هزینه‌ها، طراح باید صحت هر کدام از اعداد استفاده شده در برآورد اقتصادی را جستجو کند.

۳- ۲- ۳- نوع شبکه فشارمتوسط هوایی و زمینی

قیود و الزامات مرتبط با انتخاب شبکه به صورت هوایی و زمینی در بخش "۱- ۷- زون‌بندی شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف از لحاظ احداث هوایی و زمینی" مورد اشاره قرار گرفت. از مهمترین تفاوت‌های شبکه هوایی و زمینی، تفاوت این دو شبکه از دیدگاه قابلیت اطمینان است. به دلیل آنکه شبکه زمینی در معرض خطرات کمتری قرار دارد، قابلیت اطمینان بالاتری دارد. به عبارت دیگر، نرخ وقوع خطا در شبکه زمینی در مقایسه با شبکه هوایی عموماً کمتر است. (البته شبکه زمینی فرسوده و عدم رعایت استانداردهای مربوطه می‌تواند تحلیل فوق را به کلی متفاوت کند). در مقابل مدت زمان تعمیر برای شبکه هوایی به طور معمول کمتر از زمان تعمیر در شبکه زمینی است. با وجود آنکه مدت زمان قطع برق در واقع نتیجه حاصل ضرب تعداد خاموشی در زمان متوسط بی‌برق بودن مشترک است، شبکه زمینی از دیدگاه تعداد وقوع خطا کمتر و از دید مدت تعمیر بیشتر است و می‌تواند نتیجه به هم نزدیک شود. اما به دلیل وجود امکان مانور متعدد در شبکه زمینی (ورود و خروج هر پست توزیع) با رعایت ضوابط تعیین شده برای طراحی نقاط مانور، قابلیت اطمینان در شبکه زمینی بالاتر خواهد بود. به همین دلیل در مناطق حساس و برای بارهای پر اهمیت، استفاده از شبکه زمینی توصیه می‌شود.

جدول (۳-۲) قیود و الزامات کلی برای زون‌بندی انتخاب طراحی شبکه به صورت هوایی یا زمینی

عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
خورندگی هوا	Cx	طراحی شبکه فشار متوسط به صورت زمینی ارجح می‌باشد.
زلزله	پر خطر	برای تغذیه بارهای حساس، طراحی شبکه و پست‌ها به صورت زمینی مدنظر قرار گیرد.
زلزله	خطرناک	تنه اصلی فیدر با بار بالای ۱۰۰ آمپر به صورت زمینی طراحی گردد. طراحی شبکه‌های تغذیه‌کننده بارهای حیاتی، حساس و مهم از طریق پست زمینی، کمپکت یا کیوسکی با رعایت کلیه استانداردهای مقابله با زلزله انجام گیرد. در چنین شرایطی، طراحی با استفاده از پایه‌های بتونی گرد نسبت به پایه‌های چهارگوش ارجح است. ضمن اینکه بتون‌ریزی در پای پایه‌ها از اصول مهم جهت افزایش مقاومت پایه‌ها در مواقع وقوع زلزله می‌باشند. شبکه‌های فشار ضعیف حتی فشار متوسط حتی‌الامکان در مجاورت ساختمان‌ها طراحی نشود و در عوض در مجاورت دیوار حیاط طراحی گردد. در گذرگاه‌هایی که حیاط وجود ندارد (مانند بازار و مراکز تجاری) در صورت امکان شبکه به صورت کابل زمینی طراحی گردد. در مناطقی که خطر وقوع زلزله در آن‌ها خطرناک می‌باشد، در صورت وقوع خرابی‌های زمین در اثر زلزله (روانگرایی، زمین لغزش و ناپایداری شیب‌ها) در محدوده تحت تأثیر این خرابی‌ها، تغییر شکل‌های زیادی در زمین ایجاد شده و خطوط زمینی موجود در این محدوده، دچار خسارت (عمدتاً به صورت شکست مجراهای عبور کابل، پارگی یا خرابی کابل‌ها) خواهند شد. به منظور جلوگیری از وقوع اینگونه مسائل، بهتر است با ایجاد انحنا به میزان لازم در مسیر کابل (همراه با افزایش طول آن) ظرفیت پذیرش جابجایی‌های حاصل از تغییرشکل ماندگار زمین بدون ایجاد خرابی در کابل‌ها ایجاد شود. همین مسئله برای نقاطی که مشترکین به شبکه زمینی متصل می‌شوند قابل اجرا است [۳۹].
سیل	خطرناک	شبکه به صورت زمینی طراحی و اجرا نشود. تابلوهای پست‌های هوایی و سایر تابلوها در ارتفاع حداقل یک متری طراحی شوند و کف پست‌های زمینی، کمپکت و کیوسکی باید حداقل یک متر از سطح معبر ارتفاع داشته باشند.
شدت رعد و برق	سنگین	استفاده از شبکه هوایی بدون سیم گارد مجاز نمی‌باشد.
شدت رعد و برق	فوق سنگین	توصیه می‌شود شبکه به صورت زمینی اجرا شود. در غیراینصورت، استفاده از شبکه هوایی بدون سیم گارد مجاز نمی‌باشد.
تعداد روزهای وقوع رعد و برق در سال	فوق سنگین	استفاده از شبکه هوایی بدون سیم گارد مجاز نمی‌باشد.

عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
پدافند غیرعامل	بارهای اولویت یک از جدول ۴۳ مرحله دوم	شبکه به صورت زمینی طراحی شود. (*)
مبلمان شهری	مناطق حریم دار	شبکه فشارمتوسط به صورت زمینی طراحی شود. در صورت عدم امکان اجرای شبکه زمینی، شبکه هوایی با کابل خودنگهدار اجرا شود.
مبلمان شهری	مناطق ویژه	شبکه فشارمتوسط و پست به صورت هوایی طراحی نشود.
نوع فیدر	حساس و حیاتی	شبکه فشارمتوسط به صورت زمینی طراحی شود. در صورتی که امکان احداث شبکه زمینی وجود نداشته باشد، توصیه می‌شود اولا شبکه هوایی با کابل روکش‌دار احداث گردد تا نرخ وقوع خطا در آن‌ها کمتر باشد و دوما از نقاط رینگ به منظور کاهش مدت زمان خاموشی استفاده شود. تعداد و مکان نقاط مانور باید بر اساس "دستورالعمل و الزامات فنی مورد نیاز جهت جایابی بهینه نقاط مانور و رینگ در شبکه توزیع" باشد.
برف و یخ	مناطق خاص از فوق سنگین	در مناطقی که شرایط آب‌وهوایی به قدری سنگین است که خط هوایی زیر برف و کولاک قرار می‌گیرد و امکان بازگشایی جاده‌های دسترسی برای ماه‌ها وجود ندارد، تا حدی که زمین منطقه امکانش را داشته باشد، خطوط و پست‌ها باید به صورت زمینی طراحی شوند.
باد و طوفان و قطر یخ	مناطق فوق سنگین	در صورت امکان شبکه به صورت زمینی احداث شود. در غیراینصورت طراحی مکانیکی شبکه هوایی بر اساس شرایط آب و هوایی منطقه به صورت دقیق انجام شود.

* اگر بار با اولویت ۱ از جدول ۴۳ مرحله دوم در منطقه سیل‌خیز قرار گرفته باشد، شبکه فشار متوسط آن باید به صورت هوایی طراحی شود. اما تمهیداتی همچون استفاده از هادی هوایی روکش‌دار و در نظر گرفتن نقاط مانور برای آن اندیشیده شود.

تذکر: در مناطقی که منطقه صعب‌العبور است و جنس زمین اجازه‌ی احداث شبکه‌ی زمینی را نمی‌دهد، احداث شبکه زمینی با هزینه‌های گزافی همراه خواهد بود. لذا در این مناطق باید شبکه هوایی با محاسبات مکانیکی بر اساس شرایط آب و هوایی منطقه اجرا گردد و از تجهیزات مقاوم در مقابل خطرات بالقوه استفاده شود.

طراحی با کابل خودنگهدار فشارمتوسط، هادی روکش‌دار فشارمتوسط و کابل‌های فاصله‌دار فشارمتوسط به جای شبکه با سیم لخت هوایی در موارد زیر پیشنهاد یا منع می‌گردد. لازم به ذکر است که طبق [۴۰]،

در صورت برخورد صاعقه به هادی روکش‌دار، وجود روکش از حرکت قوس روی هادی ممانعت می‌کند و لذا موجب ایجاد حرارت موضعی شدید می‌گردد که منجر به صدمه دیدن هادی می‌گردد.

جدول (۳-۳) شرایط استفاده گزینه‌های مختلف شبکه هوایی فشارمتوسط

عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
برف و یخ	سنگین و فوق سنگین	در چنین مناطقی از کابل فاصله‌دار و کابل خودنگهدار در طراحی شبکه استفاده شود.
باد و طوفان و قطر یخ	سنگین و فوق سنگین	
امکان برخورد شاخ و برگ درختان	اضطراری	طراحی شبکه‌ها با استفاده از هادی‌های روکشدار انجام گیرد. با توجه به امکان و میزان سایش شاخ و برگ درختان با هادی‌ها، بین هادی‌های روکش‌دار معمولی و هادی‌های روکش‌دار ضخیم تصمیم‌گیری شود.
	خطرناک	طراحی شبکه‌ها با استفاده از هادی‌های روکشدار ضخیم انجام گیرد. اگر مسائلی همچون مبلمان شهری و یا پدافند غیرعامل مطرح بود، بهتر است از شبکه زمینی استفاده شود.
اشعه فرابنفش	فوق سنگین	از هادی‌های روکش‌دار استفاده شود.
پرنده‌زدگی	شدید و فوق شدید	در این مناطق بهتر است از شبکه با سیم لخت هوایی استفاده نشود. در صورت پیاده‌سازی تدابیری همچون استفاده از کاورهای عایق، نشانگرها و موانعی که برای جلوگیری از نشستن پرندگان استفاده می‌گردند، امکان طراحی شبکه با سیم لخت هوایی وجود دارد.
شدت رعد و برق	فوق سنگین	استفاده از شبکه هوایی با هادی روکش‌دار مجاز نمی‌باشد.
تعداد روزهای وقوع رعد و برق در سال	فوق سنگین	استفاده از شبکه هوایی با هادی روکش‌دار مجاز نمی‌باشد.
خورندگی اتمسفر	خیلی زیاد و بیش از اندازه	استفاده از هادی لخت هوایی مجاز نمی‌باشد و باید از هادی‌های روکش‌دار استفاده شود.
سطح آلودگی	خیلی سنگین	
شدت شرجی	شرجی خیلی شدید	
خورندگی اتمسفر	زیاد	توصیه می‌شود از هادی‌های روکش‌دار استفاده شود. در صورت استفاده از هادی لخت هوایی، از هادی‌های AAC* و AAAC استفاده شود و بکارگیری هادی‌های ACSR مجاز نمی‌باشد. خوردگی هادی‌های AAC و AAAC کمتر از ACSR می‌باشد. در جاهایی که نیاز به برقراری
سطح آلودگی	سنگین	
شدت شرجی	شرجی شدید	

عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
		جمپر می‌باشد، از دوراهی آلومینیومی استاندارد استفاده شود و استفاده از کلمپ‌های چند پیچی مجاز نمی‌باشد. در اتصال بین هادی‌ها (جاهایی که هادی تمام می‌شود و یا جنس هادی عوض می‌شود)، از موف‌های مخصوص با گریس مخصوص ضدزنگ آلومینیوم استفاده شود.

* در مناطقی که نیروی وارد بر هادی زیاد است، استفاده از هادی‌های AAC به دلیل مقاومت مکانیکی کم آن‌ها مجاز نمی‌باشد.

۳- ۳- قدرت مانور

یکی از مهمترین بخش‌هایی که طراحان شبکه فشارمتوسط بایستی مد نظر داشته باشند، قدرت مانور در شبکه فشارمتوسط است. به منظور فراهم شدن این امکان رعایت قیود و چارچوب‌های مندرج در این بخش الزامی است.

۳- ۳- ۱- درجه اضطرار در طراحی شبکه فشارمتوسط

به دلیل مسائل اقتصادی و محدودیت‌های فیزیکی و معابر در اجرای شبکه، نمی‌توان درجه اضطرار یک را برای تمامی بارهای شبکه رعایت نمود. به عبارت دیگر نمی‌توان شبکه فشارمتوسط را به گونه‌ای طراحی نمود که با خروج فیدر اصلی تغذیه کننده هر نقطه بار (پست توزیع)، فیدر دیگری با مسیر مناسب بتواند تأمین کننده بار باشد. اما طراحی شبکه با این خصوصیات در برخی از مناطق ضروری است. در جدول (۳-۴) درجه اضطرار یک و سطح پیشنهادی برای بخش‌هایی از شبکه پیشنهاد شده است. نقاطی که امکان تامین بار آن‌ها با خروج فیدر تغذیه‌کننده وجود ندارد، جز نقاط با درجه اضطرار دو می‌شوند.

جدول (۳-۴) درجه اضطرار و سطح آن برای انواع بارها

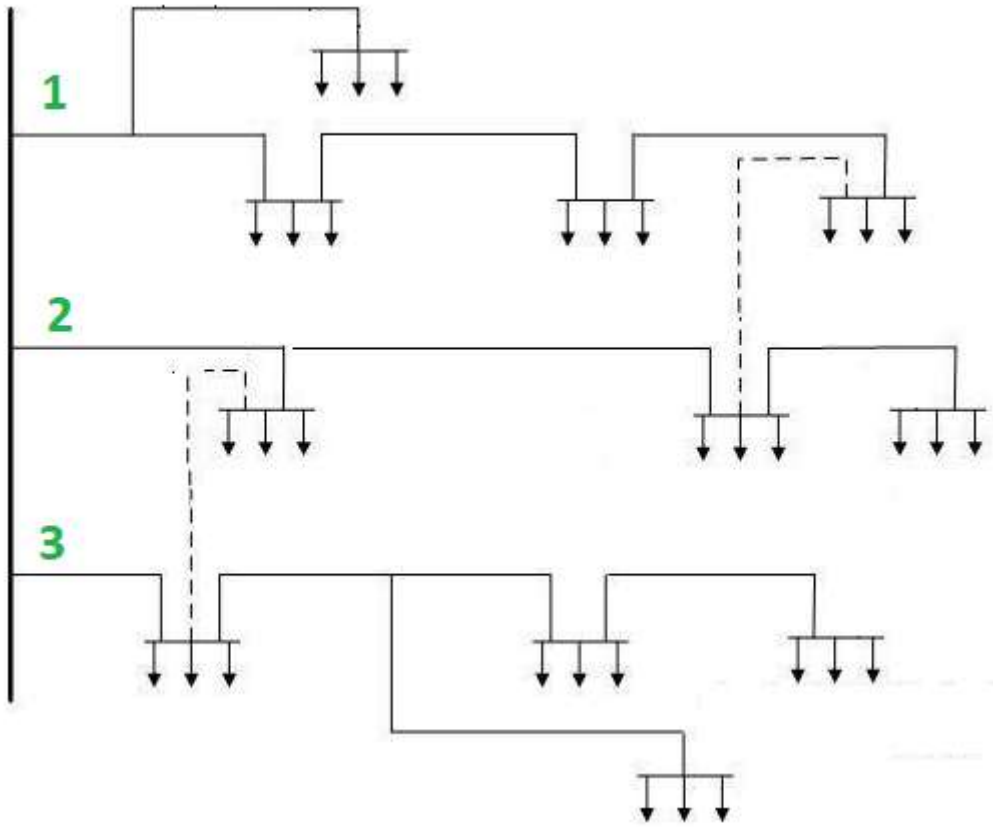
سطح	درجه اضطرار	شرح
فیدرفشارمتوسط	یک	محدوده داخل شهر مراکز شهرستان
یک ترانسفورماتور پست فوق‌توزیع	یک	بارهای مهم، حساس
پست فوق‌توزیع	یک	بارهای حیاتی و مراکز فرماندهی بحران

بر این اساس بایستی شبکه فشارمتوسط دارای نقاط مانور لازم و ظرفیت کافی برای انجام این مانورها باشد.

به این منظور لازم است محدودیت‌های زیر در نظر گرفته شود:

- در طراحی تنه اصلی فیدر و مسیرهایی که قابلیت مانور در آن‌ها وجود دارد از هادی های با ظرفیت آمپردهی کمتر از ۲۵۰ آمپر استفاده نشود. البته در این انتخاب مسائل دیگری همچون افت ولتاژ مجاز و فواصل مجاز نیز مطرح است که در ادامه گزارش، قیود و الزامات مربوطه ارائه گردیده است.
- بارحداکثر فیدرهای فشارمتوسط در زمان طراحی و با افق رشد بار ۵ ساله از ۱۵۰ آمپر تجاوز ننماید. لازم به ذکر است این افق زمانی به معنی طراحی شبکه برای افق ۵ ساله نیست. بلکه شبکه بایستی حداقل ۲۰ سال بتواند پابرجا بوده و در تأمین برق مشترکین استفاده شود. با اضافه نمودن تدریجی فیدرهای فشارمتوسط جدید، بار فیدرها بایستی به طور مکرر کنترل و حوزه آن‌ها بهینه‌سازی شود.
- پخش بار در شرایط مانور بررسی و نقاط ضعف شبکه و مسیرهای فرسوده شناسایی شده و طرح‌های اصلاحی تهیه و اجرا گردد.
- توزیع فیدرهای به صورت زوج و فرد (منشعب شده از باسبار ۲۰ کیلوولت ترانسفورماتور فرد یا زوج پست فوق‌توزیع) در مجاورت هم به منظور افزایش قدرت مانور مد نظر قرار گیرد.
- کلیدهای نقاط مانور از نوع قابل قطع و وصل زیر بار انتخاب شده و خصوصاً در مناطق صعب‌العبور، محل بارهای مهم، حساس و حیاتی در اولویت اتوماسیون قرار گیرد.
- به دلیل هزینه بالای ایجاد نقاط مانور، در طراحی نقاط مانور بایستی به عدم همپوشانی آن‌ها، مفید بودن هر نقطه مانور از دیدگاه دو فیدر دخیل در آن نقطه و بروز تنها یک خطا به صورت همزمان توجه داشت. چنین نقاط مانوری که امکان جابجایی یک چهارم تا یک دوم بار فیدرهای دو طرف را فراهم می‌کنند نقطه مانور مناسب گفته می‌شود.
- نقاط مانور نرمال بسته‌ی اصلی در هر فیدر فشارمتوسط که امکان تفکیک بار فیدر به دو یا سه بخش (فیدرهای کشاورزی-روستایی و فیدرهای شهری-صنعتی) را فراهم می‌کند، از نوع قابل قطع و وصل زیر بار انتخاب گردد.
- در هر فیدر کشاورزی و روستایی حداقل یک نقطه مانور مطلوب با فیدرهای مجاور در نظر گرفته شود.

- در هر فیدر صنعتی حداقل دو نقطه مانور مناسب با فیدرهای مجاور در نظر گرفته شود. به عنوان نمونه فیدر فشار متوسط شماره ۲ در شکل (۳-۵) با دو فیدر فشار متوسط شماره ۱ و ۳ دارای مانور می‌باشد که در صورت رخداد هرگونه قطعی، می‌توان انرژی مورد نیاز آن را از فیدرهای مجاور تامین نمود.



شکل (۳-۵) نمونه‌ای از یک فیدر فشار متوسط با دو نقطه مانور با فیدرهای مجاور

- در هر فیدر شهری، حداقل سه نقطه مانور مناسب با فیدرهای مجاور در نظر گرفته شود.
- در مناطقی که امکان ایجاد نقطه مانور با فیدر مجاور وجود ندارد و بار بیش از یک مگاوات بوده و امکان ایجاد حلقه باز در شبکه وجود دارد، این حلقه می‌تواند در کاهش انرژی توزیع نشده بارهای درون حلقه کمک نماید در صورتیکه حداقل سکسیونرهای معمولی (غیر قابل قطع زیر بار – غیر اتوماسیون) برای تفکیک بخش آسیب دیده در نظر گرفته شود.
- در هنگام توسعه شبکه و برنامه‌ریزی برای اتصال مشترکین جدید بالای یک مگاوات، بررسی و بروزرسانی نقاط مانور الزامی است. (*)

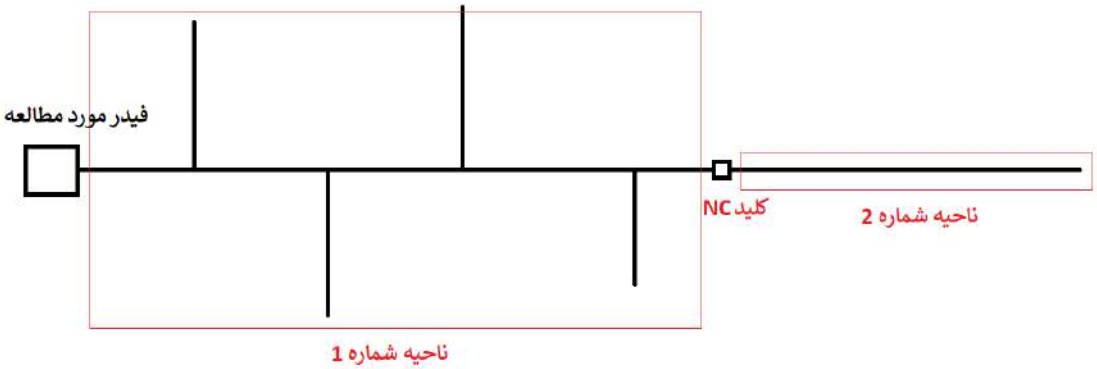
- در هنگام ایجاد فیدر خروجی جدید و یا در مدار آمدن پست فوق‌توزیع جدید، بروزرسانی و مکانیابی مجدد کل نقاط مانور الزامی است. (*)
- نصب کلید برای فیدرهای طولانی و پر عارضه و صعب‌العبور که عیب‌یابی آن‌ها زمانبر است در دستور کار قرار گیرد.
- نقاطی که به راحتی قابل دسترسی هستند و قبل یا بعد از نقاط غیرقابل‌دسترس هستند به عنوان نقاط کاندید منظور شوند. به عنوان نمونه نقاط نزدیک جاده که قبل یا بعد از جنگل‌ها یا کوهستان‌ها قرار دارند.
- در طراحی شبکه فشار متوسط زمینی برای بارهای حساس و حیاتی، به جای شبکه‌های فشار متوسط با سه رشته کابل تکفاز، از چهار رشته کابل استفاده شود و یکی از رشته‌ها به عنوان رزرو منظور شود.

*: بروزرسانی نقاط مانور باید طبق فرآیند پیشنهادی در "دستورالعمل والزامات فنی مورد نیاز جهت جایابی بهینه نقاط مانور و رینگ در شبکه توزیع" [۴۱] انجام شده و الزامات فنی مذکور در دستورالعمل را برآورده سازد.

در فیدرهایی که قسمتی از فیدر کم‌بار یا طولانی و پرعارضه با زمان تعمیرات طولانی می‌باشد، استفاده از کلید در ابتدای ناحیه پرعارضه و صعب‌العبور برای جداسازی ناحیه مذکور می‌تواند توجیه اقتصادی داشته باشد. بدین ترتیب، فیدر مورد مطالعه باید در نرم‌افزار مطالعات (DIgSILENT/Cyme) مدلسازی شده و با استفاده از محاسبات قابلیت اطمینان، میزان کاهش در انرژی تامین نشده برآورد گردد و مدت زمان بازگشت سرمایه محاسبه شود. طرح‌های با زمان بازگشت سرمایه حداکثر ۵ سال در اولویت اجرا قرار گیرد. به عنوان نمونه اگر فیدر مورد مطالعه مطابق با شکل (۳-۶) باشد و ناحیه شماره ۲ به عنوان ناحیه صعب‌العبور و پرعارضه منظور گردد، موارد زیر در محاسبات اهمیت خواهد داشت:

- نرخ خطا در هر کیلومتر در هر سال در ناحیه ۲
- طول ناحیه شماره ۲
- میزان بار ناحیه شماره ۱
- قیمت کلید

- ارزش انرژی تامین نشده که توسط شرکت توزیع مشخص می‌گردد.



شکل (۳-۶) نمونه‌ای از یک فیدر مورد مطالعه با یک ناحیه پرعارضه و صعب‌العبور

۳- ۳- ۲- اتوماسیون شبکه توزیع برق

پیاده‌سازی صحیح و بهینه اتوماسیون شبکه توزیع برق نیازمند انجام مطالعات کافی و تصویب دستورالعمل‌های مربوطه در توانیر و رعایت آن توسط طراحان محترم می‌باشد. تا تحقق اهداف فوق، مجموعه‌ای از قیود و الزامات کلی در این زمینه که در این بخش و در فصل یکم عنوان گردید توصیه می‌گردد.

- با توجه به هزینه تأمین بستر مخابراتی مناسب برای مانیتورینگ و اتوماسیون در سطح توزیع با پوشش‌دهی مناسب مکانی (در طول شبکه فشارمتوسط و پست‌های توزیع)، مخابرات عمومی سلولی در حال حاضر اقتصادی‌ترین روش است. برای این منظور بایستی تدابیر لازم امنیتی و سایبری در نظر گرفته شود.
- کلیدهای فشارمتوسط قابل قطع زیر بار تنها به صورت موتوردار و با امکان نصب RTU و مودم، طراحی شوند.
- نشانگرهای خطا مجهز به قابلیت ارسال اطلاعات در طراحی توصیه می‌شود.
- به صورت سالیانه مطالعات مکانیابی بهینه کلیدهای کنترل از راه دور انجام و اولویت‌های نصب تعیین شده و بر اساس آن برنامه‌ریزی و اجرایی شود.
- ضریب نفوذ اتوماسیون مطابق با بخش "۱- ۱۲- هوشمندسازی و اتوماسیون" در نظر گرفته شود.
- به منظور فراهم شدن امکان برپایی سیستم مدیریت سمت توزیع و سیستم مدیریت خاموشی، لازم است امکان مانیتورینگ پارامترهای ولتاژ و جریان شبکه افزایش یابد. لذا مانیتورینگ پارامترهای شبکه در محل کلیدهای فشارمتوسط، ریکلوزرها و سکشنالایزرها توصیه می‌گردد. استفاده از مقره‌های اندازه‌گیری

مشابه با شکل (۳-۷) و جمع‌آوری اطلاعات از نشانگرهای خطا در محل تجهیزات مذکور با بار بالای ۲۰ آمپر (در صورت عدم وجود قابلیت اندازه‌گیری در تجهیزات فوق) توصیه می‌گردد. از مهمترین کاربردهای این مقره‌ها می‌توان به کاربرد در رؤیت‌پذیری، اتوماسیون توزیع، بهبود ضریب مانیتورینگ، ثبت اطلاعات ولتاژ و جریان، اندازه‌گیری انرژی در نقاط تبادل و فروش در انشعابات دیماندی، اندازه‌گیری کیفیت توان و ثبت حوادث اشاره نمود [۴۲].

شکل (۳-۷) نمایی از یک مقره اندازه‌گیری

- در شبکه‌های فشارمتوسط زمینی، با توجه به ظرفیت بالای پست‌های زمینی، قابلیت مانیتورینگ و کنترل کلید فیدر خروجی پست‌های زمینی پیشنهاد می‌شود.
- استفاده از عملکرد بازبست دوباره (ریکلوز) در فیدرهایی که به صورت ترکیبی از هادی لخت هوایی و هادی‌های دیگر باشد، محدودیت‌هایی دارد که به طور خلاصه می‌توان گفت:
  - در صورتی که در بخشی از طول فیدر، از هادی روکش‌دار، کابل خودنگهدار یا کابل زمینی استفاده شود و مجموع زمان عبور جریان خطا در وصل مجددهای متوالی فیدر، بیش از حد

تحمل حرارتی باشد، برای جلوگیری از آسیب حرارتی به عایق لازم است از ریکلوزر استفاده نشود یا تعداد مراحل وصل مجدد محدود شود [۴۳].

- در صورتی که بیش از ۲۰ درصد یک فیدر هوایی از هادی روکش‌دار، کابل خودنگهدار، هادی/کابل فاصله‌دار یا کابل زمینی تشکیل شده است، استفاده از ریکلوزر توصیه نمی‌شود [۴۳].
- در صورتی که بیش از نصف فیدر از کابل زمینی یا کابل خودنگهدار تشکیل شده است، استفاده از ریکلوزر قابل قبول نمی‌باشد. زیراً عموما در بخش کابلی اتصال کوتاه گذرا اتفاق نمی‌افتد و وصل مجدد در خطای بخش کابلی باعث افزایش آسیب به عایق کابل می‌شود [۴۳].

علاقه‌مندان به حوزه اتوماسیون شبکه توزیع می‌توانند برای کسب اطلاعات بیشتر در این زمینه به کتاب "CONTROL and AUTOMATION of ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION SYSTEMS" [۴۴] مراجعه کنند. همچنین، چندین نرم‌افزار با قابلیت‌های مشابه تحت عنوان "Feeder Automation" توسط شرکت‌هایی همچون Eaton، Schneider، Siemens و Hitachi ارائه شده است که می‌توانند منابع مفیدی در این حوزه باشند.

۳- ٤- قیود و الزامات بازآرایی شبکه فشارمتوسط

یکی از مهمترین اقداماتی که طراحان شبکه فشارمتوسط می‌توانند با انجام آن و با کمترین هزینه، کیفیت ولتاژ و توان را بهبود بخشیده و تلفات را کاهش دهند، بازآرایی شبکه فشارمتوسط است. بازآرایی مناسب شبکه می تواند با جداسازی قسمت‌های کم بار و پرمعضل از سایر قسمت‌ها، شاخص‌های قابلیت اطمینان همچون ENS، SAIDI و SAIFI را بدون هزینه مازاد، بهبود دهد. برای انجام این مهم با کیفیت مطلوب، لازم است قیود و الزامات ذیل در نظر گرفته شود.

۳- ۴- ۱- مدلسازی صحیح و مناسب شبکه

از آنجا که بازآرایی مطلوب تنها محدود به جابجایی بار بین دو فیدر نیست و ممکن است بازآرایی مطلوب نیازمند جابجایی آبشاری بار بین فیدرهای مختلف باشد، لازم است فیدرهای مورد مطالعه در کنار هم مدل شوند و در زمان بازآرایی، امکان احداث شبکه جدید بررسی شود.

- بهتراست به منظور سادگی انتقال اطلاعات و یافتن نقاط طرح، مدلسازی در مختصات واقعی انجام شود. ابزارهای تبدیلی که مختصات شبکه را جابجا می‌کنند و یا در ضرایبی آن را ضرب می‌کنند، طراحان را برای یافتن مختصات واقعی دچار مشکل می‌کنند.
- در مطالعات بازآرایی لازم است پیک بار فیدرها در نظر گرفته شود و حوزه فیدر با مقدار پیک بار تطابق داشته باشد. (در زمان تبدیل شبکه ممکن است حوزه فیدر با حوزه فیدر در زمان پیک بار تفاوت داشته باشد) در "دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی شبکه‌های توزیع" [۴۵] و "دستورالعمل مطالعات جایابی کلید در شبکه‌های توزیع" [۴۶] به شیوه مدلسازی بار و مطالعات مربوطه اشاره شده است.
- برای انجام مطالعات بازآرایی فیدر پیشنهاد می‌شود که اثر مولدهای تولید پراکنده موجود در بار فیدر در کاهش بار فیدر در نظر گرفته شده و محاسبات بدون حضور مولد انجام شود. منظور آن است که مقادیر بار اندازه‌گیری شده مربوط به ابتدای فیدر در وضعیت کنونی با حضور نیروگاه است و مقدار واقعی، بیش از مقدار اندازه‌گیری‌شده می‌باشد.
- با توجه به عدم قطعیت تولید توسط نیروگاه‌های تولید پراکنده، خصوصاً نیروگاه‌های بادی و خورشیدی، نباید عدم تولید نیروگاه‌های تولید پراکنده و خروج آن‌ها از مدار باعث بروز افت ولتاژ غیرمجاز و یا بارگذاری غیرمجاز در شبکه شود.
- در انجام مطالعات بازآرایی دقت شود که فیدر تغذیه کننده مولدهای تولید پراکنده تغییر داده نشود. در صورت نیاز به تغییر فیدر محل اتصال نیروگاه تولید پراکنده، لازم است مطالعات مربوطه انجام و اصلاحات لازم در شبکه انجام شود.
- در مطالعات بازآرایی میزان بارگذاری پست‌های فوق‌توزیع و بارگذاری هر ترانسفورماتور آن در نظر گرفته شود. قیود و الزامات مربوطه در فصل دوم درج شده است. در صورت عبور از مرزهای مشخص شده، تعادل بار ترانسفورماتورها در نظر گرفته شود.
- ساختار شعاعی شبکه حفظ شود و امکان مانور در نظر گرفته شود. از مکان کلیدهای موجود استفاده شود و یا طرح جابجایی کلیدها و احداث کلیدهای جدید نیز پیشنهاد شود.
- فیدرهای مهم و حساس حداقل باید دارای ۳ نقطه مانور مناسب باشند. در صورت تغییر فیدر تغذیه‌کننده بارهای مهم و حساس و حیاتی، لازم است نقاط مانور مناسب نیز برای آن طراحی شود.

- رعایت افت ولتاژ مجاز و حداکثر بارگذاری ۸۰ درصد تجهیزات قید الزامی در مطالعات بازآرایی است. لازم است بار فیدرها تا حد امکان از ۱۵۰ آمپر فراتر نرفته و تلفات کمینه شود. علت در نظر گرفتن ۱۵۰ آمپر در بخش "۱- ۱۱- ۲- میزان بارگذاری شبکه و قابلیت مانور" توضیح داده شد. البته اگر هادی ابتدای فیدر از سطح مقطع مناسب (مانند کابل آلومینیوم ۱۸۵ و یا سیم هاینا و داگ) نباشد، شرط حداکثر بارگذاری ۸۰ درصد محدودکننده خواهد بود. در سایر نقاط شبکه نیز شرط ۸۰ درصد بارگذاری لازم است رعایت شود.

۳- ۵- انتخاب آرایش مکانیکی شبکه و انجام محاسبات مربوطه

تأمین برق مطمئن و پایدار در شبکه توزیع به شدت به طراحی مکانیکی صحیح شبکه وابسته است. متاسفانه اهمیت موضوع طراحی مکانیکی بهینه به درستی مورد توجه قرار نگرفته و این موضوع سبب افزایش بی‌دلیل هزینه برخی از طرح‌ها و ناپایداری و آسیب‌دیدگی شدید برخی از شبکه‌ها گردیده است. پیش از این به موضوع کلاسه‌بندی پارامترهای مختلف مؤثر بر طراحی پرداخته شده است. بر مبنای کلاسه‌بندی‌های انجام شده و با تهیه نقشه‌های پهنه‌بندی لازم در محدوده هر شرکت توزیع برق، لازم است محاسبات و طراحی مکانیکی شبکه بر اساس نقشه‌های پهنه‌بندی مربوطه انجام شود.

۳- ۵- ۱- هدف از انجام محاسبات مکانیکی

هر خط انتقال انرژی باید علاوه بر داشتن مشخصات لازم برای پایداری الکتریکی دارای یک سری مشخصات مکانیکی نیز باشد تا در تمام شرایط جوی، پایداری خود را حفظ کند. در طراحی مکانیکی خطوط توزیع انرژی الکتریکی هدف این است که خط طرح شده در تمام شرایط جوی احتمالی پایداری خود را با ضریب اطمینان لازم حفظ کرده و در عین حال از نظر اقتصادی هم مقرون به صرفه باشد.

۳- ۵- ۲- اهمیت و لزوم انجام محاسبات مکانیکی

محاسبات مکانیکی به دلایل زیر پر اهمیت بوده و انجام آن لازم است

- احداث شبکه های هوایی به دلیل گستردگی و وسعت زیاد آن‌ها با هزینه زیادی همراه می‌باشد و نگهداری شبکه‌های هوایی نیز هزینه‌های مستمری را می‌طلبد. در صورت طراحی غیرفنی و یا اجرای نادرست آن خسارت زیادی متوجه شرکت‌های توزیع خواهد شد.

- خطوط هوایی در معرض آسیب‌های محیطی قرار دارند و هرگونه حادثه در شبکه‌های هوایی که منجر به قطعی برق مشترکین گردد علاوه بر بروز نارضایتی آن‌ها ، موجب زیان‌های اقتصادی نیز می‌گردد.
- بروز حادثه در شبکه‌های هوایی می‌تواند حوادث جانبی دیگری از جمله خطرات جانی وبرق گرفتگی را در پی داشته باشد.

۳- ۵- ۳- مواردی که لازم است در محاسبات مکانیکی لحاظ گردد

محاسبات مکانیکی با استفاده از روابط و فرمول‌ها و توضیحات و جداولی که در استاندارد ۱-۵۱ وزارت نیرو تحت عنوان "استاندارد خطوط هوایی توزیع - جلد اول: مبانی طراحی و جداول کاربردی" [۴۷] و "دستورالعمل محاسبات مکانیکی شبکه‌های توزیع هوایی" [۴۸] به تفصیل ارائه شده انجام می‌گیرد و بدلیل محاسبات پر حجم و تکراری، استفاده از نرم‌افزارهای محاسبات مکانیکی اجتناب‌ناپذیر می‌باشد. پس از مشخص نمودن کراس‌آرم‌ها، مقره‌ها و پایه‌ها، محاسبات مکانیکی بر اساس استاندارد ۱-۵۱ وزارت نیرو و "دستورالعمل محاسبات مکانیکی شبکه‌های توزیع هوایی" انجام می‌گیرد و برای انجام این محاسبات بایستی به سایر پارامترهای تاثیر گذار نیز توجه کرد. برای انجام طراحی صحیح بایستی طراحان شبکه‌های هوایی دارای اطلاعات فنی و تجربی لازم به شرح زیر باشند:

- مسیریابی: مسیریابی یکی از مهمترین مراحل طراحی شبکه‌های هوایی می‌باشد و علاوه بر تاثیر مستقیم در هزینه تمام شده احداث خط و هزینه‌های مستمر بهره‌برداری، بر زمان بازدید ، عیب‌یابی، رفع عیب خط و پایداری خط نیز اثرگذار است. مسیریابی شبکه توزیع باید بر اساس دستورالعمل "مسیریابی و نقشه‌برداری شبکه توزیع نیروی برق" [۴۹] انجام شود.
- تعیین هادی‌های شبکه هوایی: قبل از شروع به طراحی مکانیکی، باید محاسبات الکتریکی انجام گیرد و هادی(های) مناسب تعیین و مشخص گردد. لیست هادی‌های قابل استفاده در شبکه‌های هوایی در استانداردهای وزارت نیرو معین شده است. لازم به ذکر است که در انتخاب هادی‌های مناسب، قیود و الزامات مندرج در فلسفه طراحی از دیدگاه الکتریکی و بارگذاری و امکان گسترش شبکه و مانور الزامی است.

۳- ۵- ۴- نکات مهم در انتخاب مسیر شبکه هوایی

معمولا مسیرهای مختلفی برای احداث خطوط هوایی وجود دارد ولیکن با در نظر گرفتن نکات زیر باید مناسب‌ترین مسیر را انتخاب کرد.

- حتی‌الامکان کوتاه‌ترین طول برای خط هوایی انتخاب شود؛
- ازایجاد زوایای بی مورد اجتناب شود؛
- از مناطق کوهستانی با شیب زیاد عبور داده نشود؛
- مناطق شهری و توسعه آن‌ها (فرودگاه، اتوبان، مناطق مسکونی با تراکم مشترکین سنگین و شهرک‌ها) در نظر گرفته شود؛
- از مناطق نظامی و میدان های رزمی عبور داده نشود،
- راه آهن، لوله آب و گاز و نفت و کلیه مواردی از این قبیل با زاویه مناسب و حتی‌الامکان زاویه‌ای نزدیک به ۹۰ درجه با مسیر خط داشته باشند تا علاوه بر کاهش القای ولتاژ از به کار بردن پایه‌های بلند نیز اجتناب شود؛
- در صورت موازی بودن خط راه‌آهن، لوله‌های آب و نفت و گاز و خطوط تلفن، طول موازی کنترل شود تا القاء ولتاژ بیش از مقدار مجاز نگردد؛
- رودخانه‌ها و مسیل‌ها در نقاط کم عرض و با زاویه مناسب (حتی الامکان نزدیک به ۹۰ درجه) قطع شوند تا در اثر سیلاب‌ها، خط هوایی آسیب نبیند؛ رعایت حریم مناسب الزامی است. نقشه‌ها و اطلاعات مسیل‌ها دریافت و در مسیریابی استفاده شود.
- دسترسی به مسیر امکان‌پذیر باشد تا نصب و تعمیر خط به راحتی صورت گیرد؛
- جنس خاک و نوع زمین و مقاومت مکانیکی آن بررسی شود. حفاری در زمین‌های نیمه‌سنگی و سنگی زمانبر بوده و با هزینه‌ی بالایی انجام می‌گیرد.
- در خاک‌های سست بایستی از پی‌ریزی مناسب برای نصب پایه‌ها استفاده شود.
- در مناطق کوهستانی به مسئله ریزشی بودن کوه‌ها توجه شود؛
- مسیر از باتلاق‌ها و شالیزارها عبور نکند؛
- مسیر خط از مناطقی که دارای هوای آلوده بوده و باعث آلودگی زیاد مقره‌ها می‌شود عبور نکند؛

- برای اجتناب از وارد کردن خسارت به کشاورزان و منابع طبیعی سعی شود خط تلاقی کمتری با باغات، جنگل‌ها و روستاها داشته باشد زیرا در حریم خط باید تمام ساختمان‌ها تخریب و درختان قطع شوند.
- نقشه گسل‌های فعال بررسی و مسیریابی با توجه به شرایط گسل‌ها انجام شود.

برای تعیین مسیر ابتدا روی نقشه معمولی یا ماهواره‌ای با توجه به عوارض زمین (کوه‌ها، دره‌ها، رودخانه‌ها، جاده‌ها و شهرها) مناسب‌ترین مسیر تعیین گردد. سپس بازدید میدانی انجام گرفته و در صورت لزوم مسیر اصلاح و نهایی شود. زوایا روی نقشه و زمین علامت‌گذاری گردد. برای نقشه‌برداری می‌توان از پهپادهای نقشه‌برداری و یا دوربین‌های تئودولیت استفاده نمود. (نقشه‌برداری عبارت است از برداشت عوارض طبیعی و مصنوعی جزئی زمین تپه‌ها، دره‌ها، ساختمان‌ها و جاده‌ها)

۳- ۵- ۵- انتخاب آرایش پایه و کراس‌آرم

برای انجام محاسبات مکانیکی باید آرایش پایه‌ها مشخص گردد. منظور از آرایش پایه‌ها، تعیین نوع، شکل، ابعاد و جنس کراس‌آرم می‌باشد. بخشی از هزینه‌های اساسی خطوط هوایی، کراس‌آرم می‌باشد. بعضی از کراس‌آرم‌ها بیش از سه برابر کراس‌آرم‌های دیگر هزینه دارند. انتخاب کراس‌آرم مناسب به عوامل زیادی مرتبط می‌باشد و لازم است طراح با اطلاعات کافی در این مورد اقدام نماید.

در انتخاب کراس‌آرم باید به موارد زیر توجه نمود:

جنس کراس‌آرم: کراس‌آرم‌ها عموماً از جنس فلزگالوانیزه، چوب و کامپوزیت می‌باشند. کراس‌آرم‌های چوبی علیرغم انجام عملیات شیمیایی به‌منظور افزایش طول عمر و جلوگیری ازآسیب حشرات، نسبت به کراس‌آرم‌های فلزی گالوانیزه، عمر کمتری دارند ولی در مناطق پرنده‌خیز، کراس‌آرم‌های چوبی و کامپوزیتی از نظر پایداری خط و حفظ جان پرندگان عملکرد بهتری دارند.

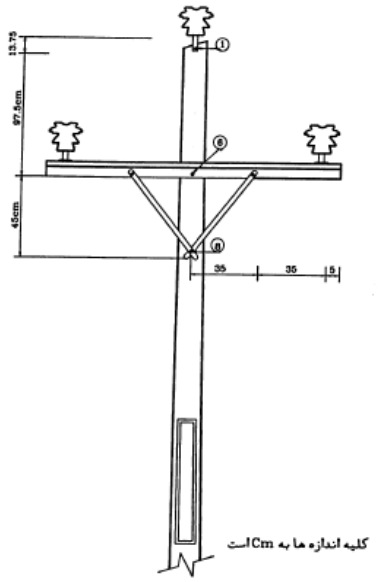
در انتخاب کراس‌آرم توجه گردد که تنوع کراس‌آرم‌های یک خط، محدود و حداقل ممکن باشد تا علاوه بر اجرای آسان‌تر خط و بهره‌برداری مطلوب‌تر آن، مبلمان شهری نیز رعایت گردد.

انتخاب کراس‌آرم با نوع مقره(سوزنی، میخی و یا بشقابی)، سطح ولتاژ خط، فواصل مجاز افقی و عمودی، و همچنین جنس و قطر سیم و میزان فلش(شکم) سیم رابطه مستقیم دارد. در صورت افزایش فلش سیم و یا افزایش سطح ولتاژ خط، فاصله هادی‌ها باید بیشتر گردد و این به معنی افزایش ابعاد کراس‌آرم می‌باشد.

از طرفی بعضی از کراس‌آرم‌ها در سه نقطه از ارتفاع پایه نصب می‌گردند و طراح باید توجه نماید که در این حالت ارتفاع مفید پایه کوتاه‌تر می‌گردد و برای رعایت فاصله مجاز سیم از زمین باید پیش‌بینی‌های لازم از جمله استفاده از پایه‌های بلندتر و یا طراحی با اسپن‌های کوتاه‌تر مدنظر قرار گیرد.

برای انتخاب آرایش پایه‌ها می‌توان از استاندارد وزارت نیرو و همچنین "دستورالعمل آرایش شبکه‌های هوایی فشار متوسط با پایه‌های چهارگوش و گرد بتنی" [۵۰] استفاده نمود. در انتخاب شکل و ابعاد کراس‌آرم، علاوه بر توجه به مقدار نیروی وارده بر کراس‌آرم، بایستی به رعایت حریم خط نیز توجه نمود؛ به‌گونه‌ای که فاصله افقی مجاز از تاسیسات ساختمانی به طور کامل رعایت گردد. لذا در مواردی که پایه‌ها به دلیل محدودیت عرض معبر به ناچار در مجاورت دیوار طراحی می‌گردند استفاده از کراس‌آرم‌های یک‌طرفه ضرورت پیدا می‌کند.

پیشنهاد می‌شود که طول کراس‌آرم بین گزینه‌های ۱٫۵، ۲ یا ۳ متری انجام شود و ضایعات کاسته شود. کراس‌آرم ۳ متری در استاندارد NS128 [۵۱] توصیه شده است. انتخاب طول مناسب کراس‌آرم بر اساس محاسبات مکانیکی و به منظور بهبود قابلیت اطمینان بایستی انجام شود.



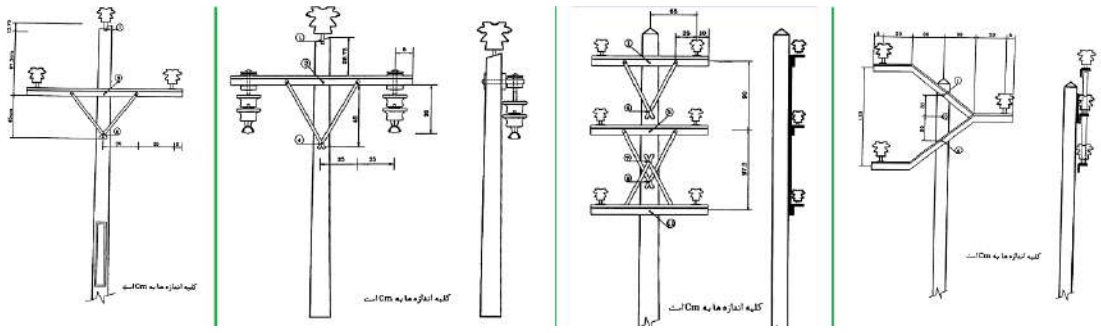
شکل (۳-۸) کراس‌آرم ۱/۵ متری

سایز کراس‌آرم‌ها نیز براساس نیروهای وارده بر آن تعیین می‌گردد. با عنایت به اینکه نیروی وارده به کراس‌آرم‌ها بر اساس نوع هادی، طول اسپن، شرایط آب‌وهوایی، زاویه خط و سایر پارامترهای مربوطه تعیین می‌گردد با استفاده از جداول مندرج در"استاندارد خطوط هوایی توزیع-کراس‌آرم‌ها و آرایش

پایه‌های به کار رفته در شبکه توزیع" [۵۲] می‌توان سایز مناسب کراس‌آرم‌های فلزی را تعیین کرد. در زیر نمونه‌هایی از جداول مذکور برای آرایش T شکل فلزی ۱,۵ متری و برای پایه‌های میانی، زاویه و انتهایی ارائه داده شده است.

جدول (۳-۵) شماره نبشی مورد استفاده در اسپن ۶۰ تا ۱۰۰ متر در پایه‌های میانی شبکه ۲۰ و ۳۳ کیلوولت برای شکل پایه‌های (۱، ۲، ۳ و۴) [۵۲]

شرایط آب و هوایی / نوع هادی	سبک	متوسط	سنگین	فوق‌سنگین
فاکس تا ۶۰ متر	۴۰×۴	۶۰×۶	۷۰×۷	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۵۰×۵	۶۰×۶	–	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۵۰×۵	۸۰×۸	–	–
مینک تا ۶۰ متر	۵۰×۵	۶۰×۶	۷۰×۷	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۵۰×۵	۶۰×۶	–	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۵۰×۵	۷۰×۷	–	–
هاینا تا ۶۰ متر	۵۰×۵	۶۰×۶	۸۰×۸	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۵۰×۵	۷۰×۷	۸۰×۸	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۶۰×۶	۷۰×۷	۹۰×۹	–
لینکس تا ۶۰ متر	۶۰×۶	۷۰×۷	۸۰×۸	۱۲۰×۱۲
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۶۰×۶	۸۰×۸	۹۰×۹	۱۲۰×۱۲
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۷۰×۷	۸۰×۸	۱۰۰×۱۰	–



شکل (۳-۹) شکل پایه‌های ۱، ۲، ۳ و ۴ مورد اشاره در جدول (۳-۵) [۵۲]

به عنوان مثال در صورت استفاده از هادی مینک و اسپن‌های تا ۶۰ متر، سایز نبشی کراس‌آرم T شکل ۱٫۵متری پایه‌های میانی، در منطقه سبک برابر 50×5 و در منطقه متوسط 60×6 و در منطقه سنگین 70×7 میلیمتر می‌باشد.

جدول (۳-۶) شماره نبشی مورد استفاده در اسپن از ۶۰ تا ۱۰۰ متر برای هادی‌های مختلف به صورت پایه گوشه‌ای برای شکل پایه‌های (۱،۲،۳ و ۴) [۵۲]

شرایط آب و هوایی	سبک			متوسط			سنگین			فوق‌سنگین		
نوع هادی / زاویهٔ هادی	۳۰°	۶۰°	۹۰°	۳۰°	۶۰°	۹۰°	۳۰°	۶۰°	۹۰°	۳۰°	۶۰°	۹۰°
فاکس تا ۶۰ متر	۵۰×۵	۵۰×۵	۵۰×۵	۶۰×۶	۷۰×۷	۶۰×۶	۷۰×۷	۷۰×۷	۸۰×۸	–	–	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۵۰×۵	۶۰×۶	۶۰×۶	۶۰×۶	۶۰×۶	۷۰×۷	–	–	–	–	–	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۵۰×۵	۶۰×۶	۶۰×۶	۷۰×۷	۷۰×۷	۷۰×۷	–	–	–	–	–	–
مینک تا ۶۰ متر	۵۰×۵	۵۰×۵	۵۰×۵	۶۰×۶	۶۰×۶	۶۰×۶	۷۰×۷	۸۰×۸	۸۰×۸	–	–	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۶۰×۶	۶۰×۶	۶۰×۶	۷۰×۷	۷۰×۷	۷۰×۷	–	–	–	–	–	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۶۰×۶	۶۰×۶	۶۰×۶	۷۰×۷	۷۰×۷	۷۰×۷	–	–	–	–	–	–
هاینا تا ۶۰ متر	۷۰×۷	۶۰×۶	۵۰×۵	۷۰×۷	۷۰×۷	۶۰×۶	۸۰×۸	۸۰×۸	۸۰×۸	–	–	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۶۰×۶	۶۰×۶	۶۰×۶	۷۰×۷	۷۰×۷	۷۰×۷	۹۰×۹	۹۰×۹	۹۰×۹	–	–	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۷۰×۷	۶۰×۶	۶۰×۶	۸۰×۸	۸۰×۸	۸۰×۸	۹۰×۹	۹۰×۹	۹۰×۹	–	–	–
لینکس تا ۶۰ متر	۷۰×۷	۷۰×۷	۶۰×۶	۹۰×۹	۸۰×۸	۷۰×۷	۹۰×۹	۹۰×۹	۸۰×۸	۱۲۰×۱۲	۱۲۰×۱۲	۱۲۰×۱۲
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۷۰×۷	۷۰×۷	۷۰×۷	۸۰×۸	۸۰×۸	۸۰×۸	۱۰۰×۱۰	۹۰×۹	۹۰×۹	۱۰۰×۱۰دوبل	۱۰۰×۱۰دوبل	۱۰۰×۱۰دوبل
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۸۰×۸	۷۰×۷	۷۰×۷	۹۰×۹	۹۰×۹	۸۰×۸	۱۰۰×۱۰	۱۰۰×۱۰	۱۰۰×۱۰	–	–	–

به عنوان مثال در صورت استفاده از هادی مینک و اسپن‌های تا ۶۰ متر، سایز نبشی کراس‌آرم T شکل ۱٫۵ متری در پایه‌های زاویه، در منطقه سبک برای زوایای تا ۹۰ درجه برابر 50×5 و در منطقه متوسط برای زوایای تا ۹۰ درجه برابر 60×6 و در منطقه سنگین تا زاویه ۳۰ درجه برابر 70×7 و برای زوایای بیش از ۳۰ تا ۹۰ درجه برابر 80×8 میلیمتر می‌باشد.

جدول (۳-۷) شماره نبشی مورد استفاده در اسپن از ۶۰ تا ۱۰۰ متر برای هادی‌های مختلف به صورت پایه انتهایی [۵۲]

شرایط آب و هوایی / نوع هادی	سبک	متوسط	سنگین	فوق‌سنگین
فاکس تا ۶۰ متر	۶۰×۶	۶۰×۶	۷۰×۷	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۶۰×۶	۶۰×۶	–	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۷۰×۷	۷۰×۷	–	–
مینک تا ۶۰ متر	۶۰×۶	۶۰×۶	۸۰×۸	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۷۰×۷	۷۰×۷	–	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۷۰×۷	۷۰×۷	–	–
هاینا تا ۶۰ متر	۷۰×۷	۷۰×۷	۸۰×۸	–
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۸۰×۸	۷۰×۷	۹۰×۹	–
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۸۰×۸	۸۰×۸	۹۰×۹	–
لینکس تا ۶۰ متر	۸۰×۸	۸۰×۸	۹۰×۹	۱۲۰×۱۲
" ۶۰ تا ۸۰ متر	۹۰×۹	۸۰×۸	۹۰×۹	۱۰۰×۱۰دوبل
" ۸۰ تا ۱۰۰ متر	۹۰×۹	۹۰×۹	۱۰۰×۱۰	–

به عنوان مثال در صورت استفاده از هادی مینک و اسپن‌های تا ۶۰ متر، سایز نبشی کراس‌آرم T شکل ۱,۵ متری پایه‌های انتهایی، در منطقه سبک برابر 6×60 ودر منطقه متوسط 6×60 و در منطقه سنگین 8×80 میلیمتر می‌باشد.

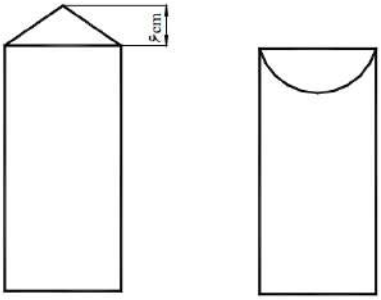
لازم به ذکر است که سایزهای ذکر شده در استاندارد بر اساس حداکثر فلش مجاز است. ممکن است در عمل فلش انتخابی کمتر و در نتیجه نیرو بیشتری به کراس‌آرم وارد شود. لذا لازم است قدرت نامی کراس‌آرم‌ها مورد توجه قرار گیرد و در صورت نیاز، کراس‌آرم قوی‌تر استفاده شود.

لازم به ذکر است که در آرایش پرچمی یا عمودی، سکوی کات‌اوت فیوز و برقگیر باید با توجه به رعایت فواصل مجاز از هادی خطوط و همچنین با فاصله مناسب از سکوی ترانسفورماتور نصب شوند. مناسب‌ترین فاصله بین سکوی ترانسفورماتور تا سکوی کات‌اوت فیوز ۲۸۵ سانتیمتر است [۵۳].

۳- ۵- ۶- انتخاب پایه

پایه خط یکی از تجهیزات گران شبکه بوده که با توجه به تعداد بالای آن‌ها در خط هوایی، نقش اساسی در تعیین هزینه‌های احداث خط هوایی دارد. ارتفاع پایه‌های مورد استفاده در شبکه‌های توزیع محدود به سه تا پنج مورد می‌باشد و از نظر جنس پایه نیز مطابق استانداردهای وزارت نیرو، مشخصات پایه‌های چوبی، بتونی، چدنی، کامپوزیتی و مشبک فلزی در دسترس می‌باشد.

پایه‌های چوبی با توجه به وزن کمتر آن‌ها، از نظر حمل‌ونقل و نصب آن بهتر از پایه‌های بتنی و چدنی می‌باشد. اما پوسیدگی پایه‌های چوبی، به مرور باعث کاهش مقاومت مکانیکی و کاهش عمر این پایه‌ها در مقایسه با پایه‌های بتنی و چدنی می گردد. برای افزایش طول عمر و استحکام پایه‌های چوبی، در مناطقی که در پهنه‌بندی حداقل دمای هوای محتمل جزء نواحی سنگین و فوق‌سنگین می‌شوند، باید از برش سر تیر مطابق با شکل (۳-۱۰) استفاده نمود. برش سر تیر برای جلوگیری از ترکیدن پایه در رأس پایه در اثر باقی ماندن و نشت برف و باران و ایجاد یخ‌زدگی در سر تیر استفاده می‌شود.



شکل (۳-۱۰) برش سر تیر برای مناطق با حداقل دمای محتمل سنگین و فوق‌سنگین [۵۴]

در مورد انتخاب ارتفاع مناسب پایه‌های خطوط فشار متوسط هوایی نیز بایستی به امکان توسعه آتی و احداث شبکه‌های هوایی فشار ضعیف و روشنایی معابر روی پایه‌های مشترک توجه گردد و اسپن مناسب نیز با رعایت چنین مواردی تعیین گردد.

شکل پایه‌های بتونی به صورت چهارگوش و گرد می‌باشد و پایه‌های گرد به دلیل تقارن فیزیکی آن‌ها، از نظر طراحی، ساخت، توسعه آتی و پایداری شبکه بر پایه‌های چهارگوش ارجحیت دارند. در احداث خطوط با پایه‌های چهارگوش بایستی به زاویه نصب پایه توجه نمود تا برآیند نیروهای وارده در جهت درستی به پایه اعمال گردد ولیکن در پایه های گرد به رعایت چنین موردی نیاز نیست.

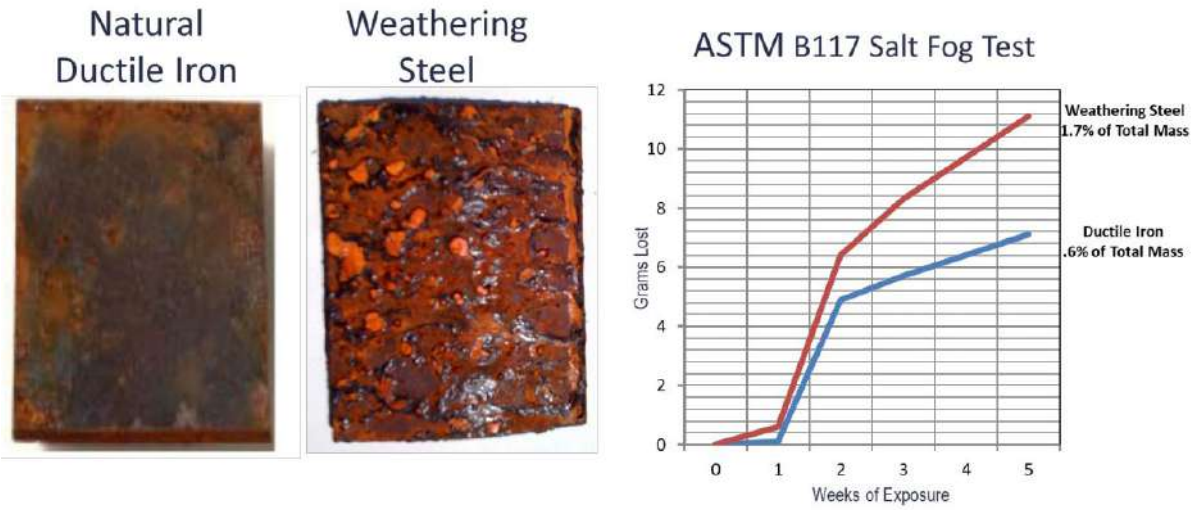
از نظر نیروی وارد بر پایه ناشی از باد نیز پایه‌های گرد وضعیت مطلوب‌تری دارند و با توجه به اینکه ضریب باد در پایه‌های گرد کوچک‌تر از پایه‌های چهارگوش می‌باشد، در یک سطح باد خور مساوی، نیروی کمتری به پایه‌های گرد وارد می‌گردد. لذا در مناطق با حداکثر سرعت باد محتمل با کلاسه‌بندی سنگین و فوق‌سنگین توصیه می‌شود از پایه‌های گرد به جای پایه‌های چهارگوش استفاده شود.

در مواردی پس از شکست و فروریزش یک پایه در خط (معمولاً در اثر برخورد ابنیه مجاور،زلزله، تصادف و سایر حوادث معمول) و کشیده شدن سیم‌های متصل به آن، سایر پایه‌های خط (یا مقره‌ها و کراس‌آرم‌های متصل به آن‌ها) نیز به صورت پی‌درپی دچار شکست می‌گردند که به این حالت، خرابی زنجیره‌ای نیز گفته می‌شود. برای محدود کردن خسارت لازم است پایه‌هایی با استحکام بیشتر به عنوان پایه ستونی در فواصل مناسب (حدود ۱ الی ۱,۵ کیلومتر) استفاده شود.

در انتخاب جنس پایه‌ها، علاوه بر مسائل اقتصادی بایستی به مزایای هر یک از آن‌ها نیز توجه نمود. مطابق استاندارد وزارت نیرو مشخصات فنی چهار نوع پایه در دسترس می‌باشد. الف – پایه چوبی، ب – پایه بتونی چهارگوش، ج – پایه بتونی گرد و د-پایه چدنی.

شکل (۳-۱۱) نمونه استفاده از پایه چدن نشکن در شبکه فشارمتوسط

استفاده از چدن نشکن در تولید پایه‌های شبکه توزیع برق مزایای ویژه‌ای را به دنبال خواهد داشت. طول عمر بیشتر این پایه‌ها در مقایسه با پایه‌های بتنی، سبک‌تر بودن آن‌ها، تاب‌آوری بالاتر در مقابل طوفان و شرایط آب‌وهوایی سنگین، خوردگی کم و امکان بازیافت را می‌توان از مزایای مهم این پایه‌ها دانست.



شکل (۳-۱۲) مقایسه چدن نشکن و آهن معمولی از دیدگاه خوردگی

نکته بسیار مهم از دیدگاه تاب‌آوری شبکه در مقابل رخدادهای طبیعی، واکنش شبکه به رخداد و برگشت به حالت طبیعی بدون شکست و قطع سیستم می‌باشد. به همین دلیل میزان خمش پایه‌های برق در مقابل طوفان و در شرایط آب‌وهوایی سنگین و فوق‌سنگین، از اهمیت بسیار برخوردار است.

پایه‌های چدن نشکن در این ارزیابی نیز موفق عمل نموده‌اند. نتایج ارزیابی پایه‌های توزیع برق از جنس چدن نشکن نشان می‌دهد که به عنوان مثال پایه کلاس ۱ توانسته است در مقابل نیروی ۱۷۳ درصد مقدار نامی خود با ۱۰۳ اینچ خمش، همچنان در مقابل شکستن مقاومت کند.

شکل (۳-۱۳) پایه‌های چدن نشکن و مقاومت در مقابل نیروهای وارده

شکل (۳-۱۴) نمونه‌ای از استفاده از پایه‌های چدن نشکن

از مزایای دیگر این پایه‌ها می‌توان به قابلیت دریل و سوراخکاری در نقاط دلخواه و سبک‌تر بودن آن (۲۵ تا ۳۰ درصد) در مقایسه با پایه چوبی اشاره نمود. لازم به ذکر است که بعد از اکسید شدن لایه خارجی، همین لایه باعث جلوگیری از خوردگی بعدی خواهد شد و ظاهر پایه نیز شبیه به پایه‌های چوبی خواهد شد. البته می‌توان روکش‌های روی اجرا نمود و یا با رنگ‌های دلخواه آن را رنگ‌آمیزی نمود. با توجه به رسانا بودن پایه‌های چدنی، این پایه‌ها باید مطابق با متن صریح "استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" [۵۵]، با هادی مناسب زمین شوند. استاندارد مذکور تاکید می‌کند که کلیه‌ی بدنه‌های هادی تجهیزات و ترانسفورماتورها باید طبق مقررات مربوط زمین شوند. اتصال زمین بدنه هادی تجهیزات فشار متوسط باید دارای اتصال زمین (الکترود زمین) و هادی زمین مختص به خود باشند. هادی‌های هر سیستم باید مجزا از یکدیگر کشیده شده و به الکترود زمین مربوط به خود وصل شوند و نیز الکترودهای زمین هر سیستم باید در خارج از حوزه الکترودهای زمین سیستم‌های دیگر قرار گیرد. در صورت وجود یک اتصال زمین خوب که در بیش از یک نقطه زمین شده باشد و کل مقاومت اتصال زمین آن کم باشد، می‌توان به جای رعایت موارد فوق، اتصال زمین هر سیستم را به صورت جداگانه به شینه این اتصال زمین (الکترود زمین) متصل نمود [۵۵].

پایه‌های فلزی در طول زمان بهره‌برداری باید سرویس و رنگ‌آمیزی شوند. استفاده از پوشش گالوانیزه روی پایه فلزی یک روش مناسب برای حفاظت در مقابل خوردگی می‌باشد. ضخامت این پوشش بایستی با توجه به شرایط مختلف محیطی، مطابق با جدول (۳-۸) انتخاب شود.

جدول (۳-۸) ضخامت مورد نیاز پوشش گالوانیزه روی پایه‌های فلزی با عمر مفید ۳۰ سال [۵۴]

شرایط محیطی	ضخامت (µm)
محل سرپوشیده خشک	کوچکتر از ۵۰
محل سرباز، غیر آلوده در خشکی	۱۰۰
محل سرپوشیده مرطوب	۱۵۰
محل سرباز، غیر آلوده ساحلی	۱۷۰
محل سرباز، آلوده در خشکی	۲۲۰
محل سرباز آلوده ساحلی	۲۷۰
زیر آب دریا، غوطه‌ور	بزرگتر از ۳۰۰

در مناطق صعب‌العبور، سبکی پایه‌های چوبی و امکان حمل آن توسط افراد گزینه مناسبی خواهد بود. یکی دیگر از مزایای پایه‌های چوبی نسبت به پایه‌های بتونی، امکان ایجاد سوراخ در هر جای دلخواه در بدنه پایه می‌باشد. از طرفی پایه‌های چوبی به طور متوسط عمر کوتاه‌تری نسبت به پایه‌های بتونی دارند و علاوه بر آن نیاز به کنترل و نگهداری و احیانا تقویت آن‌ها و در نهایت جایگزین نمودن آن‌ها وجود دارد. پایه‌های چوبی از محل دفن در خاک و همچنین بدنه به تدریج دچار پوسیدگی شده و از استحکام آن‌ها کاسته می‌شود و لازم است با ابزار مناسبی میزان این پوسیدگی بررسی و اقدام لازم صورت گیرد.

پایه‌های بتونی دارای وزن زیادی می‌باشند و برای حمل و نصب آن‌ها باید از تجهیزات مناسب و خودروهای سنگین استفاده نمود. سایز پایه‌های بتونی بر اساس کیلوگرم نیرو تعریف می‌گردد بر اساس استاندارد وزارت نیرو، مشخصات فنی پایه‌های بتونی مطابق جدول زیر می‌باشد.

جدول (۳-۹) اطلاعات تیرهای بتنی مسلح [۵۶]

طول تیر (متر)	قدرت اسمی (کیلوگرم‌نیرو)	مقاومت در مرحله ارتجاعی (کیلوگرم‌نیرو)	مقاومت نهایی (کیلوگرم‌نیرو)
۹	۲۰۰	۳۰۰	۶۰۰
۹	۴۰۰	۶۰۰	۱۲۰۰
۹	۶۰۰	۹۰۰	۱۵۰۰
۹	۸۰۰	۱۲۰۰	۲۰۰۰
۱۲	۲۰۰	۳۰۰	۶۰۰
۱۲	۴۰۰	۶۰۰	۱۲۰۰
۱۲	۶۰۰	۹۰۰	۱۵۰۰
۱۲	۸۰۰	۱۲۰۰	۲۰۰۰
۱۲	۱۲۰۰	۱۸۰۰	۳۰۰۰
۱۵	۴۰۰	۶۰۰	۱۲۰۰
۱۵	۶۰۰	۹۰۰	۱۵۰۰
۱۵	۸۰۰	۱۲۰۰	۲۰۰۰
۱۵	۱۲۰۰	۱۸۰۰	۳۰۰۰

مطابق استاندارد وزارت نیرو ضریب اطمینان پایه‌های بتونی سایزهای ۲۰۰ و ۴۰۰ برابر سه و سایزهای ۶۰۰ تا ۱۲۰۰ برابر دو و نیم می‌باشد. سایز پایه‌های چوبی بر اساس کلاس تعریف می‌گردد بر اساس استاندارد وزارت نیرو، نیروی شکست پایه‌های چوبی مطابق جدول زیر می‌باشد.

جدول (۳-۱۰) نیروی شکست پایه‌های چوبی [۵۷]

کلاس	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷
نیروی شکست (کیلوگرم‌نیرو)	۲۰۰۰	۱۷۰۰	۱۳۵۰	۱۱۰۰	۹۰۰	۷۰۰	۵۵۰

رعایت ضریب اطمینان سه برای کلاس‌های ۵ تا ۷ و ضریب اطمینان دو و نیم برای کلاس‌های ۱ تا ۴ توصیه می‌گردد.

امروزه علاوه بر پایه‌های چوبی و بتنی، استفاده از پایه‌های کامپوزیتی نیز در کشورهای پیشرفته متداول شده است. این پایه‌ها از الیاف شیشه FRP[1] ساخته می‌شود. در فرآیند تولید آن‌ها، دسته‌ای از الیاف پیوسته، پس

[1] Fiber Reinforced Polymer

از آغشته شدن به رزین، به طور منظم و کنترل شده، با آرایش خاص به دور یک محور دوار پیچیده می‌شود. سپس قطعه‌ی حاصل پخته می‌شود و پس از پخت قطعه، محور دوار از آن خارج می‌شود و محصول آماده استفاده می‌گردد. سبک‌تر بودن پایه‌های کامپوزیتی منجر به سهولت در حمل و نقل این پایه‌ها می‌گردد و امکان نصب ساده‌تر آن‌ها در مناطق صعب‌العبور نسبت به پایه‌های بتنی و چوبی را فراهم می‌سازد. این ویژگی در کنار مقاومت بالای این نوع از پایه‌ها در برابر رطوبت، خوردگی، و جانوران جونده، استفاده از این پایه‌ها در مناطق صعب‌العبور با ویژگی‌های مذکور را به‌صرفه می‌نماید. لذا در مناطق صعب‌العبور با رطوبت بالا، خورندگی بالا و مناطق با حضور جانوران جونده، استفاده از پایه‌های کامپوزیتی به جای پایه‌های چوبی توصیه می‌گردد. در مقابل، تکنولوژی ساخت این پایه‌ها هنوز به جایی نرسیده است که مقاومت آن‌ها بیشتر از پایه‌های چوبی و بتنی باشد و بیشترین قدرت پایه تولید شده، ۱۰۰۰ کیلوگرم نیرو است که در امکان استفاده از آن‌ها در شرایط آب و هوایی سنگین و فوق سنگین تردید ایجاد می‌کند. نمونه‌ای از این پایه‌ها در شکل (۳-۱۵) نشان داده شده است. همچنین، مشخصات پایه‌های کامپوزیت مونتاژ شده در جدول (۳-۱۱) از پیش‌نویس دستورالعمل تعیین الزامات، معیارهای فنی و آزمون‌های پایه‌های کامپوزیتی که در آبان‌ماه ۱۳۹۹ منتشر شده است اقتباس شده است.

شکل (۳-۱۵) پایه‌های کامپوزیتی

جدول (۳-۱۱) مشخصات پایه‌های کامپوزیت مونتاژ شده [۵۸]

	طول (m)	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵	۸٫۵
	قدرت (kgf)	۲۰۰	۳۰۰	۴۰۰	۵۰۰	۶۰۰	۷۰۰	۸۰۰	۹۰۰	۱۰۰۰	۱۱۰۰	۱۲۰۰	۱۳۰۰	۱۴۰۰	۱۵۰۰	۱۶۰۰
پایه نهایی	D_{Base} (mm)	۳۱۹	۳۸۹	۴۶۴	۵۴۱	۳۸۹	۴۶۴	۴۶۴	۵۴۱	۴۶۴	۵۴۱	۷۱۰	۶۳۰	۷۱۰	۵۴۱	۸۷۵
	D_{tip} (mm)	۲۲۳	۲۶۰	۲۳۵	۴۰۵	۲۱۰	۲۸۲	۲۸۲	۳۴۸	۲۱۰	۲۸۲	۴۸۱	۴۰۰	۲۸۲	۳۴۸	۵۹۶
قطعه پایینی	D_{Base1} (mm)	۳۱۹	۳۸۹	۴۶۴	۵۴۱	۳۸۹	۴۶۴	۴۶۴	۵۴۱	۴۶۴	۵۴۱	۷۱۰	۶۳۰	۷۱۰	۵۴۱	۸۷۵
	D_{tip1} (mm)	۲۱۰	۲۸۲	۳۴۸	۴۲۱	۲۸۲	۳۴۸	۳۴۸	۴۲۱	۳۴۸	۴۲۱	۴۹۱	۴۲۱	۴۲۱	۴۲۱	۶۵۵
	L_1 (m)	۵٫۴	۵٫۳	۵٫۸	۵٫۸	۵٫۳	۵٫۸	۵٫۸	۵٫۸	۵٫۸	۵٫۸	۱۰٫۶	۱۰٫۶	۱۰٫۶	۵٫۸	۱۰٫۹
	$Th._1$ (mm)	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۴	۱۰	۱۴	۱۰	۱۰	۱۰	۱۲	۱۰	۱۲
قطعه میانی	D_{Base2} (mm)							۳۸۹	۴۶۴						۴۶۴	
	D_{tip2} (mm)							۲۸۲	۳۴۸						۳۴۸	
	L_2 (m)							۵٫۳	۵٫۸						۵٫۸	
	$Th._2$ (mm)							۱۰	۱۰						۱۰	
	$OverLap_2$ (m)							۰٫۹	۰٫۹						۱	
	$L_{pin\ 2}$															
قطعه بالایی	D_{Base3} (mm)	۲۴۸	۳۱۹	۳۸۹	۴۶۴	۳۱۹	۳۸۹	۳۸۹	۴۶۴	۳۸۹	۳۱۹	۵۴۱	۴۶۴	۳۸۹	۴۶۴	۷۱۰
	D_{tip3} (mm)	۲۲۳	۲۶۰	۳۳۵	۴۰۵	۲۱۰	۲۸۲	۲۸۲	۳۴۸	۲۱۰	۲۸۲	۴۸۱	۴۰۰	۲۸۲	۳۴۸	۵۹۶
	L_3 (m)	۲٫۶	۲٫۷	۲٫۶	۲٫۷	۵٫۴	۵٫۳	۵٫۳	۵٫۸	۵٫۴	۵٫۳	۲٫۳	۲٫۳	۵٫۳	۵٫۸	۵٫۶
	$Th._3$ (mm)	۱۲	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۴	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۵٫۳
	$OverLap_3$ (cm)	۰٫۵	۰٫۵	۰٫۹	۱	۰٫۷	۰٫۹	۰٫۹	۱	۰٫۹	۰٫۷	۱	۰٫۹	۰٫۹	۱	۱٫۶
	$L_{pin\ 3}$ (cm)	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰
کلاهک	L_{Cap} (cm)	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰
	h_{Cap} (cm)	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰
	$Th._{Cap}$ (mm)	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵
صفحه زیرین	$D1_{baseplate}$ (mm)	۳۳۴	۴۰۴	۴۷۹	۵۵۶	۴۰۴	۴۷۹	۴۷۹	۵۵۶	۴۷۹	۴۷۹	۷۲۵	۶۴۵	۵۵۶	۷۲۵	۸۹۰
	$D2_{baseplate}$ (mm)	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
	$L_{baseplate}$ (cm)	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵
	$Th_{baseplate}$	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵	۵
	وزن نهایی (kg)	۱۴۰	۱۸۰	۲۰۰	۲۳۰	۱۹۰	۲۴۰	۲۴۰	۳۲۰	۲۸۸	۳۵۰	۴۸۰	۴۱۸	۴۰۰	۴۸۳	۷۵۰
	قطعات	۲ و ۱	۳ و ۲	۴ و ۳	۵ و ۴	۳ و ۲	۴ و ۳	۴ و ۳	۵ و ۴	۴و۳و۲	۵و۴و۳	۷و۶و۵	۶و۵و۴	۵و۴و۳	۷و۶و۵	۹و۸و۷

پایه‌های مشبک فلزی گالوانیزه نیز در طراحی و احداث شبکه‌های توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرند. یکی از مزایای این نوع پایه‌ها، امکان ساخت آن‌ها به صورت چند تکه بوده و لذا حمل‌ونقل آن‌ها آسان می‌باشد. بسته به نحوه طراحی آن‌ها، نیروی قابل اعمال به این پایه‌ها متفاوت می‌باشد ولیکن تاکنون استانداردی برای این نوع پایه‌ها توسط وزارت نیرو تدوین نشده است.

هر کدام از پایه‌های مذکور دارای مزایا و معایب خاص خودشان می‌باشند که با توجه به منطقه مورد استفاده انتخاب می‌شوند. مزایا و معایب هر کدام از پایه‌ها در جدول (۳-۱۲) ذکر شده است. انتخاب پایه باید با در نظر گرفتن پهنه‌بندی منطقه مورد استفاده و محاسبات مکانیکی انجام شود.

جدول (۳-۱۲) مزایا و معایب انواع پایه‌ها

نوع پایه	مزایا	معایب
چوبی	عایق طبیعی ارزان در مناطقی که چوب فراوان می‌باشد سبکی و حمل‌ونقل آسان	پوسیدگی آسیب‌های ناشی از مزاحمت حیوانات دربرداشتن هزینه ارزی مبلمان شهری نامناسب
بتنی	استحکام بالا مبلمان شهری مناسب عمر زیاد	وزن زیاد و مشکلات حمل‌ونقلی
فولادی	استحکام بالا عمر زیاد و قابل بازیافت	زنگ‌زدگی و نیاز به پوشش گالوانیزه
چدن نشکن	استحکام بالا سبک بودن عمر زیاد و قابل بازیافت	محدودیت تولید و هزینه سرمایه گذاری بالا
کامپوزیتی	مقاوم در برابر خوردگی، پوسیدگی و ضربه مقاوم در برابر پرتوهای فرابنفش مقاوم در برابر حشرات و دارکوب‌ها وزن کم	هزینه سرمایه‌گذاری بالا
مشبک فلزی	چند تکه بودن و حمل‌ونقل آسان	-

۳- ۵- ۷- انتخاب جنس مقره

جنس مقره‌های فشار متوسط عموماً سه نوع می‌باشد. الف-پورسلین(چینی) ب-شیشه‌ای ج-کامپوزیت. یکی از مشکلات مقره‌های پورسلین بروز ترک مویی در آن‌ها می‌باشد که می‌تواند در اثر برخورد اجسام خارجی بروز نماید در این حالت شناسایی مقره معیوب بسیار سخت و زمانبر می‌باشد، زیرا که از نظر ظاهری مقره سالم به نظر می‌رسد و با بازدیدهای میدانی این نوع عیب قابل شناسایی نیست. مقره‌های شیشه‌ای و کامپوزیتی فاقد این مشکل می‌باشند در مقره‌های شیشه‌ای ترک مویی رخ نمی‌دهد و در صورت برخورد

جسم خارجی به مقره، یا مقره آسیب نمی‌بیند و یا کاملا شکسته و خرد شده و از دور قابل رویت می‌باشد. ولیکن مقره‌های کامپوزیت اگر با کیفیت استاندارد تولید گردند از نظر بهره‌برداری از هر دو نوع مذکور مطلوب‌تر می‌باشند.

مقره‌های میخی ارتفاع مفید پایه را حدود ۲۵ سانتی‌متر افزایش می‌دهند و مقره‌های بشقابی آویزی حدود ۵۰ سانتی‌متر ارتفاع مفید پایه را کاهش می‌دهند. اجرای خط با مقره‌های میخی آسان‌تر و اقتصادی‌تر می‌باشد و پایداری خط با مقره‌های بشقابی آویزی بیشتر است. لذا طراح با در نظر گرفتن موارد مذکور و لحاظ کردن نیروهای وارده بر مقره، می‌تواند انتخاب مطلوب را انجام دهد.

برای یک طراحی اقتصادی بایستی به موارد فوق توجه گردد و انتخاب بهینه زمانی اتفاق می‌افتد که علاوه بر دقت در انتخاب تجهیزات با کیفیت مطلوب، هزینه‌های احداث و همچنین بهره‌برداری نیز مدنظر قرار گیرد.

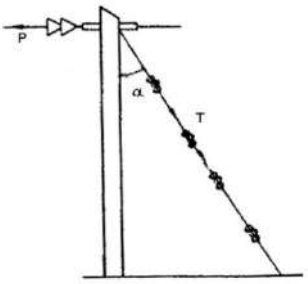
۳- ۵- ۸- تست طراحی و تجهیزات استفاده شده

بعد از تعیین همه‌ی تجهیزات و با توجه به ساختار شبکه،لازم است مطابق با اطلاعات سازندگان تجهیزات و شرایط آب‌وهوایی و بارگذاری تجهیزات از نظر مکانیکی و الکتریکی، شبکه مورد مطالعه مشابه با فرآیندی که در پیوست ب از "دستورالعمل محاسبات مکانیکی شبکه‌های توزیع هوایی" [۴۸] ارائه شده است، مدلسازی شده و از صحت طراحی مکانیکی اطمینان لازم حاصل شود. علاوه بر این، لازم است کلیه‌ی تجهیزات استفاده شده در شبکه مطابق با دستورالعمل‌های مربوط به هر تجهیز در حوزه تعیین الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های لازم، آزمون‌های لازم را گذرانده باشند و تاییدیه آن به شرکت‌های توزیع استفاده‌کننده از این تجهیزات ارائه گردد.

۳- ۵- ۹- مهار و توصیه‌های مربوط به آن

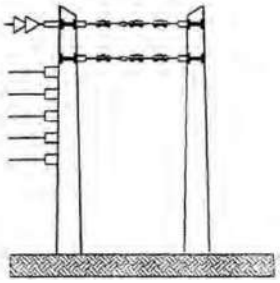
در مواردی که پایه‌ها قدرت تحمل نیروهای وارد بر آن‌ها را ندارند و یا محل نصب به گونه‌ای است که قدرت تحمل پایه در برابر نیروهای وارد بر آن کم می‌شود (مانند زمین شیب‌دار، زمین باتلاق و سایر موارد)، باید از سیم مهار استفاده شود.

برای مقابله با نیروی برآیند کشش سیم وارد بر پایه روی تپه باید از مهار ساده یا معمولی استفاده شود. بدین منظور برای مقابله با نیروی کشش وارد از تپه به پایه در جهت عکس شیب تپه از این نوع مهار استفاده می‌شود. شکل این نوع مهار در شکل (۳-۱۶) نشان داده شده است.



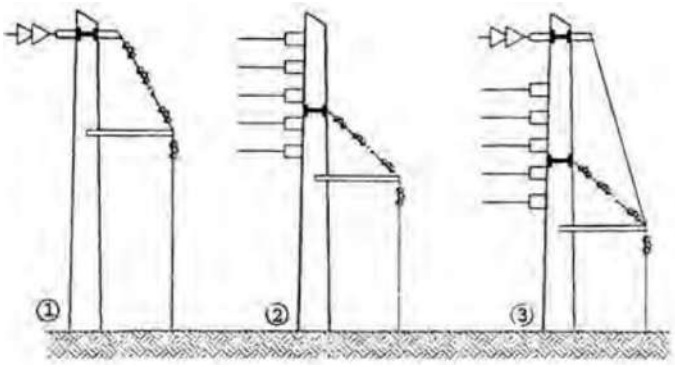
شکل (۳-۱۶) مهار ساده یا معمولی [۵۴]

در صورتی که فاصله کافی برای نصب مهار معمولی در پشت تیر موجود نباشد، از مهار اسپن یا تیر به تیر استفاده می‌شود. در این حالت،مطابق با شکل (۳-۱۷)، پایه توسط پایه دیگری که در نقطه مناسب نصب می‌گردد مهار می‌شود و دو پایه توسط سیم فولادی مهار به یکدیگر متصل می‌شوند.



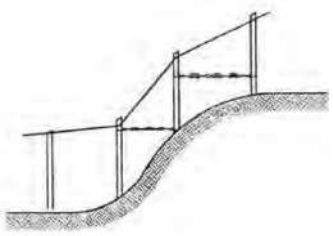
شکل (۳-۱۷) مهار اسپن یا تیر به تیر [۵۴]

در مواردی که با محدودیت فضا مواجه هستیم و فاصله‌ای بیش از یکی دو متر در پشت تیر برای نصب مهار موجود نباشد، از مهار پیاده‌رویی یا زانویی مطابق با شکل (۳-۱۸) استفاده می‌گردد.



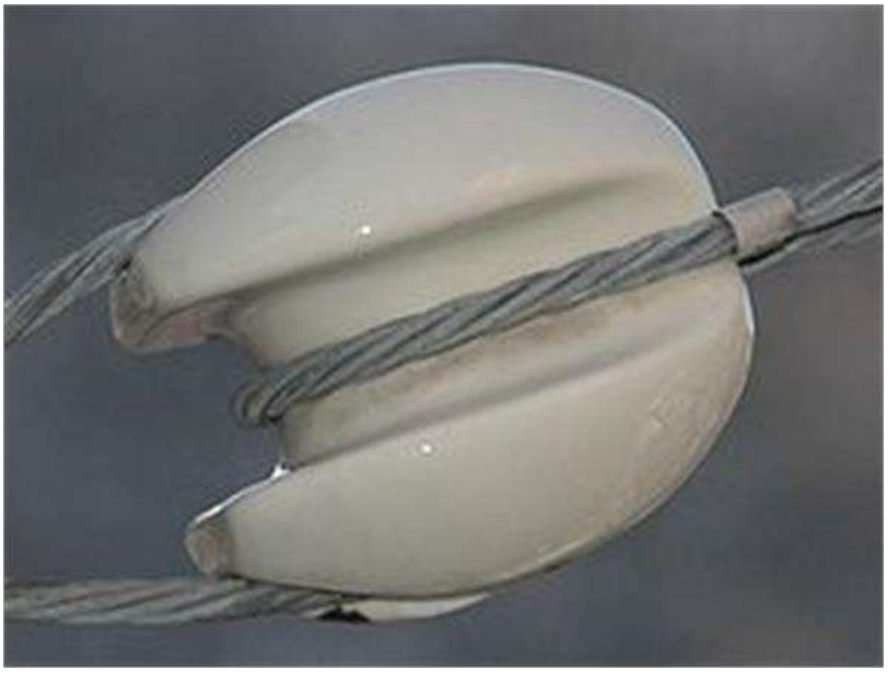
شکل (۳-۱۸) مهار پیاده‌رویی یا زانویی [۵۴]

توصیه می‌شود در مواردی که خط از روی تپه‌هایی با شیب تند عبور می‌کند، هر تیر برای استحکام بیشتر و جلوگیری از کشیده شدن به طرف پایین، مطابق با شکل (۳-۱۹) توسط تیر دیگر مهار شود.



شکل (۳-۱۹) مهار تیر توسط تیر دیگر در تپه‌های با شیب تند (مهار سر) [۵۴]

استفاده از سیم‌های مهار باید همراه با مقره‌ی مهار باشد. از مقره‌های مهار در مسیر سیم‌های مهار پایه‌های خطوط به منظور عایق‌سازی قسمت پایین سیم مهار از قسمت بالایی آن برای حفظ ایمنی جان افراد در پای مهار مورد استفاده قرار می‌گیرد. همچنین، با عایق نمودن قسمت بالایی سیم مهار از زمین، امنیت جان سیمبان در هنگام کار بر روی تیر تامین می‌گردد. این مقره‌ها به گونه‌ای طراحی و ساخته می‌شوند که در صورت شکسته شدن مقره، سیم مهار رها نگردد. نمایی از مقره مهار و نحوه اتصال سیم‌های قسمت بالایی و پایینی سیم مهار به آن در شکل (۳-۲۰) نشان داده شده است. همانطور که در شکل مذکور مشاهده می‌شود، در صورت شکست مقره مهار، قسمت بالایی و پایینی سیم مهار به هم قفل می‌شوند و سیم مهار بر روی زمین نمی‌افتد.



شکل (۳-۲۰) نمایی از مقره مهار و نحوه اتصال قسمت‌های بالایی و پایینی سیم مهار به آن

۳- ٦- فاصله عمودی و افقی مجاز هادی از سطح زمین(کلیرنس)

بر اساس استاندارد وزارت نیرو برای انواع ولتاژ شبکه‌های هوایی، رعایت حداقل فاصله مجاز هادی از سطح زمین ضروری می‌باشد، لذا طراح باید انواع معابر مسیر خط را به درستی شناسایی و کلیرنس را رعایت نماید. جدول فواصل عمودی مجاز هادی از سطح مطابق جدول (۳-۱۳) است. علاوه بر این، با توجه به تغییر قوانین حریم ارگان‌های مختلف، توصیه می‌شود هنگام طراحی شبکه از ارگان‌های مربوطه مذکور در جدول زیر به صورت به‌روز استعلام گرفته شود.

جدول (۳-۱۳) فاصله مجاز قائم هادی‌ها از سطح زمین (متر) [۳۲]

	۳۸۰V	۱۱KV	۲۰KV	۳۳KV
خطوط آهن غیربرقی		۹	۹	۹
خیابان اصلی (متقاطع و موازی)	۵/۵	۶/۱	۶/۷	
کوچه‌ها (متقاطع و موازی)	۵/۵	۶/۱	۶/۷	
پیاده‌رو	۳	۴/۶	۵/۲	
عبور از جاده‌های اصلی (متقاطع)	۶/۵	۷	۷/۵	
مدخل وسایل نقلیه به گاراژهای معمولی	۴/۶	۶/۱	۶/۷	
بموازات جاده‌ها در مناطق روستایی (در تقاطعهای فرعی)	۴/۶	۵/۵	۶/۱	
آبها (با سطح کمتر از ۸ هکتار)		۶/۲	۶/۲	

به منظور رعایت فواصل مجاز افقی و عمودی به ترتیب به اثر باد و اثر بارگذاری وزنی—حرارتی خط توجه گردد. بدین منظور بایستی میزان انحراف هادی از مسیر مستقیم توسط نرم‌افزارهای محاسبات مکانیکی محاسبه گردد.

حداقل فاصله مجاز شبکه فشار متوسط با سایر سطوح ولتاژ باید مطابق با جدول (۳-۱۴) باشد. با این وجود، استعلام حداقل فاصله شبکه فشارمتوسط از شبکه‌های فوق‌توزیع و انتقال از شرکت‌های برق منطقه‌ای (به علت احتمال افزایش فلش خط در بارگذاری‌های اضطراری) الزامی می‌باشد.

جدول (۳-۱۴) فاصله عمودی مجاز هادی‌های فشار متوسط از خطوط با سایر سطوح ولتاژ [۳۲]

خط بالایی	خطوط مخابراتی	تا ۱ kv	از ۱ تا kv ۸۶	۱۳۲ kv	۲۳۰ kv	۴۰۰ kv	۵۰۰ kv	۷۵۰ kv	۱۰۰۰ kv	۱۲۰۰ kv
فاصله تا خط پایینی (m)	۱,۸	۰,۶	۰,۶	۱,۲۶	۲,۳۰	۳,۰۰	۳,۵۶	۴,۹۳	۶,۴۴	۷,۶۵

شرایط آب‌وهوایی: برای انجام محاسبات مکانیکی خطوط هوایی بایستی شرایط آب‌وهوایی منطقه در دسترس باشد. نیروهای وارده از شرایط آب‌وهوایی ناشی از دما، یخ، باد و ترکیبی از این‌ها می‌باشد. نیروهای مذکور به سیم‌ها، مقره‌ها، پایه‌ها وارد می‌شوند و تجهیزات مذکور باید با ضریب اطمینان مناسبی بتوانند این نیروها را تحمل نمایند.

مطابق استاندارد وزارت نیرو برای انجام محاسبات مکانیکی، چهار منطقه آب‌وهوایی در نظر گرفته شده است. با توجه به تغییر شرایط آب‌وهوایی لازم است در دوره‌های مناسب ۲۰ یا ۲۵ ساله این شرایط آب‌وهوایی مجدداً بررسی و در صورت نیاز اصلاح لازم صورت گیرد. بر اساس کلاسه‌بندی انجام شده در فلسفه طراحی و پهنه‌بندی لازم در محدوده هر شرکت توزیع برق، طراحان محترم بایستی بر اساس منطقه اقلیمی شبکه، اقدام نمایند.

خلاصه اهم قیود و الزامات قابل بیان در این بخش عبارتند از :

- استاندارد خطوط هوایی توزیع شماره ۱-۵۱ جلد اول: مبانی طراحی و جداول کاربردی که در فصل‌های چهار، پنج و شش به ترتیب به "محاسبات مربوط به طراحی مکانیکی"، "تعیین اسپن معادل طراحی و اسپن‌های کاربردی، نوع و ارتفاع پایه‌ها و مشخصات خط در زمان اجرا"، و "مهار و انواع آن" پرداخته است [۴۷].
- نشریه شماره ۳۷۴ سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور تحت عنوان مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشار متوسط و فشار ضعیف می‌تواند به منظور دسترسی سریع به برخی از محاسبات و جداول مورد استفاده قرار گیرد.

- کراس‌آرم در خطوط دو مداره باید به گونه‌ای طراحی گردد که با قطع یک مدار در زمان تعمیرات، نیاز به قطع مدار دیگر نباشد و کل شبکه بی‌برق نشود. به عبارت دیگر بهتر است از دید فوقانی دو مدار در کنار هم قرار گرفته باشند.
- در محاسبات مکانیکی فاصله مجاز افقی و عمودی سیم با زمین، اشیا و دیگر سطوح ولتاژ در تمامی شرایط بهره‌برداری خط باید از فواصل مجاز تعریف شده در بخشنامه حریم [۵۹] (ابلاغ شده در سال ۱۳۹۴) کمتر نباشد.
- پایه نباید در مرداب، رودخانه، جاده یا حریم آن‌ها از جمله مراکز مخابراتی، فرودگاه‌ها، لوله‌های نفت و گاز و آب، بناهای تاریخی و مناطق حفاظت شده سازمان میراث فرهنگی قرار گیرد. در صورت اجبار، بهتر است قبل و بعد از مناطق مذکور، از پایه‌های بلندتر و با اسپن‌های طولانی استفاده کرد تا خط هوایی از مناطق مذکور عبور نماید.
- در انتخاب مسیر خط، ضمن اینکه باید شبکه به سهولت قابل دسترسی باشد، حتی‌الامکان از عبور شبکه از مناطق صعب‌العبور، جنگل‌ها، کوه‌های مرتفع، دره‌ها، مسیل‌ها، مناطق دارای باد شدید و کولاک‌خیز اجتناب گردد.
- در پیوست ت از [۴۷]، فواصل هوایی مجاز خطوط و تجهیزات خط از زمین بیان شده است.
- توصیه می‌شود در مواردی که به هر دلیلی، تعداد فیدرهای عبوری از یک نقطه زیاد است و رعایت فواصل مجاز با محدودیت روبرو می‌گردد، از نسل جدید هادی‌های پرظرفیت HTLS استفاده شود.

۳- ۶- ۱- انتخاب نوع مقره عبوری یا کششی

یکی دیگر از مسائلی که در انتخاب مقره مطرح می‌باشد، انتخاب نوع مقره کششی یا عبوری می‌باشد. معمولا به ازای هر ۵ الی ۱۰ اسپن، یکی از پایه‌ها با مقره کششی استفاده می‌شود. این مسئله در فیدرهای طولانی برون‌شهری مطرح می‌باشد و برای فیدرهای شهری با توجه به تعدد انشعابات، خود به خود رعایت می‌شود. از مقره کششی در موارد زیر استفاده می‌شود:

- استفاده در پایه‌هایی که در محل تغییر زاویه خط هوایی قرار دارند. در این شرایط، استفاده از مقره‌های عبوری باعث می‌شود نیروهای نامتعادل ناشی از تغییر زاویه خط هوایی به مقره و پایه وارد شود. بدین ترتیب در این شرایط لازم است از مقره‌های کششی استفاده شود. نمونه‌ای از استفاده از مقره کششی در اثر تغییر زاویه خط هوایی در شکل (۳-۲۱) نشان داده شده است.

- پایه‌های انتهایی: در این پایه‌ها با توجه به اینکه هادی از پایه عبور نمی‌کند، امکان استفاده از مقره‌های عبوری وجود ندارد و باید از مقره‌های کششی استفاده شود. نمونه‌ای از استفاده از مقره کششی در پایه‌های انتهایی در شکل (۳-۲۲) نشان داده شده است.
- بهبود قابلیت اطمینان در اثر پارگی خطوط: یکی دیگر از اثرات استفاده از مقره‌های کششی، کاهش زمان تعمیرات ناشی از پارگی خطوط است.

لازم به ذکر است که در مواقع پارگی خطوط، در لحظه اولیه در اثر عدم تعادل نیروهای وارد بر پایه، یک تنش اولیه به پایه‌های نزدیک به محل پارگی خط وارد می‌شود. استفاده از مقره‌های کششی تاثیری در افزایش پایداری مکانیکی پایه‌ها ندارد و صرفا بر روی مدت زمان تعمیرات تاثیرگذار است. لذا انتخاب محاسبات مکانیکی باید برای حالت پارگی خط نیز شبیه‌سازی شده و از قدرت پایه‌ها اطمینان لازم حاصل شود. یکی از راهکارهایی که می‌توان تنش اولیه را کاهش داد، افزایش فلش سیم می‌باشد. با توجه به اینکه در خطوط هوایی برون‌شهری، مشکلات فواصل مجاز و حریم کمتر مطرح می‌باشد و طراح آزادی عمل بیشتری دارد، افزایش فلش سیم می‌تواند تنش‌های اولیه ناشی از پارگی خطوط را جبران نماید.

شکل (۳-۲۱) نمونه‌ای از استفاده از مقره کششی در نقاط با تغییر زاویه خط هوایی

شکل (۳-۲۲) نمونه‌ای از استفاده از مقره کششی در پایه‌های انتهایی

۳- ۷- انتخاب مشخصات فنی تجهیزات شبکه فشارمتوسط

انتخاب تجهیزات در طراحی شبکه فشارمتوسط بر اساس محاسبات و طرح بهینه شبکه و از میان تجهیزات استانداردی که الزامات مشخصات فنی مصوب توانیر را تأمین می‌کنند انجام می‌شود. در انتخاب برخی از تجهیزات مهم شبکه علاوه بر قیود و الزامات فوق، بایستی با اعمال اثر شرایط جغرافیایی، اقلیمی و الکتریکی منطقه، گزینه مطلوب را انتخاب نمود.

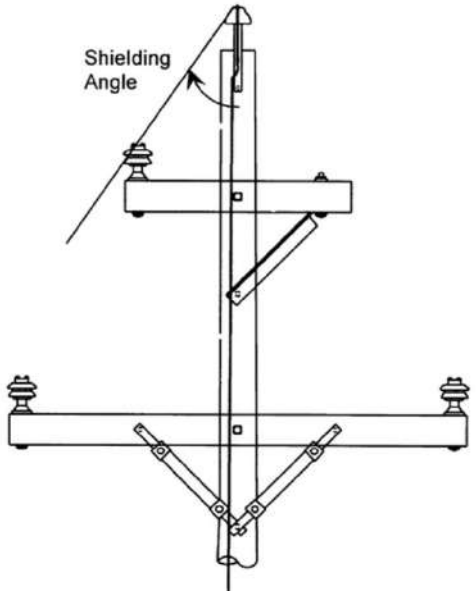
۳- ۷- ۱- رعد و برق و چگونگی کاهش اثر مخرب آن بر شبکه

هنگامی که خط با ثابت‌های توزیع شده در معرض یک اغتشاش مانند برخورد صاعقه یا عمل کلیدزنی قرار می‌گیرد، امواج ولتاژ و جریان به وجود می‌آیند و این امواج در طول خط با سرعتی نزدیک به سرعت سیر نور به حرکت در می‌آیند به محض رسیدن این امواج به ترمینال های خط امواج ولتاژ و جریان انعکاسی به وجود می‌آیند و در طول خط برمی‌گردند و با امواج اولیه ترکیب می‌شوند. به خاطر وجود تلفات، امواج سیار بعد از چند انعکاس تضعیف شده و از بین می‌روند.

به طور متداول در شبکه فشارمتوسط برق ایران، در محل هر پست توزیع یک ست برقگیر نصب می‌شود. با احداث برقگیر از ورود اضافه ولتاژ ناشی از رعد و برق و یا کلیدزنی به ترانسفورماتور و آسیب تجهیزات جلوگیری می‌شود. این شیوه هرچند در برخی نقاط خصوصا در مناطق شهری و یا مناطق با رعد و برق

بسیار کم می‌تواند اجرا نشود، اما به دلیل قیمت بالای ترانسفورماتور از این موضوع صرفنظر می‌شود. در مناطق با شدت رعد و برق فوق‌سنگین، توصیه می‌شود که تجهیزات شبکه با نصب سیم گارد و یا سیم گارد مجازی محافظت شوند.

در مواردی که سیم گارد نصب می‌شود، مقاومت زمین کردن سیم گارد باید با توجه به ولتاژ شکست بحرانی (CFO) انتخاب شود. در مواردی که CFO کمتر از ۲۰۰ کیلوولت می‌باشد، مقاومت زمین باید کمتر از ۱۰ اهم باشد و در مواردی که CFO تا ۳۰۰-۳۵۰ کیلوولت افزایش می‌یابد، افزایش مقاومت زمین تا ۳۰ اهم نیز مجاز می‌باشد. علاوه بر این، سیم گارد باید در هر پایه زمین شود تا کارآیی مناسب را داشته باشد [۶۰, ۶۱]. برای خطوط با ارتفاع کمتر از ۱۵ متر و فاصله کمتر از ۲ متر بین هادی‌ها، زاویه پوشش سیم گارد ۴۵ درجه یا کمتر توصیه می‌شود. برای خطوط با ارتفاع بیشتر از ۱۵ متر، زاویه پوشش سیم گارد باید کمتر باشد [۶۰]. زاویه پوشش سیم گارد مطابق با شکل (۳-۲۳) تعریف می‌شود.



شکل (۳-۲۳) تعریف زاویه پوشش سیم گارد [۶۰]

سیم گارد مجازی در آرایش‌های عمودی مطرح است که سیم فاز بالاتر را همزمان به عنوان سیم گارد نیز در نظر می‌گیرند و آن را با برقگیر ارت می‌کنند تا در صورت رخداد حادثه به عنوان سیم گارد عمل کند. هادی بالاتر در هر ۳ یا ۴ اسپن با استفاده از برقگیر ارت می‌شود. در صورتی که مقاومت برقگیر به اندازه

[۱] Critical FlashOver Voltage

کافی کم باشد می‌تواند از آسیب‌دیدگی شبکه ناشی از صاعقه جلوگیری کند [۶۰]. برای بررسی مقدار مناسب مقاومت برقگیر، نیاز به تحلیل حالت گذرا می‌باشد. در صورتی که موج صاعقه به خط با امپدانس موجی Z_l برخورد کند و با عبور از خط به برقگیر با مقاومت R برسد، قسمتی از موج عبوری از برقگیر عبور می‌کند و قسمتی دیگر به سمت خط برمی‌گردد. ضریب انعکاس موج در محل تقاطع خط و برقگیر (ρ) مطابق با رابطه (۳-۱) تعیین می‌گردد

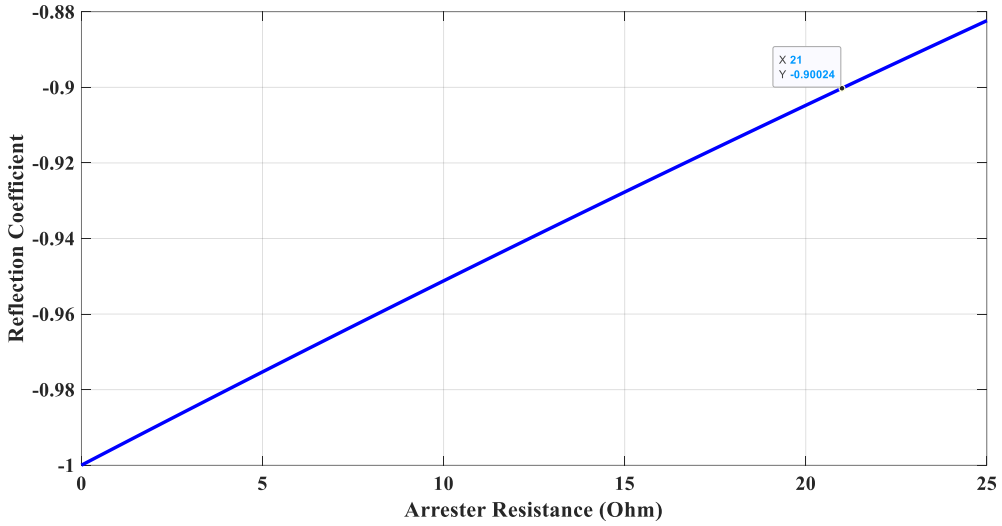
$$\rho = \frac{R - Z_l}{R + Z_l}$$ رابطه (۳-۱)

بررسی‌ها نشان می‌دهد که مقدار امپدانس موجی خطوط توزیع به ارتفاع هادی‌ها و شعاع هادی‌ها بستگی دارد. در جدول (۳-۱۵) با توجه به مقادیر مختلف ارتفاع و شعاع هادی، مقدار امپدانس موجی خطوط اندازه‌گیری شده است [۶۲].

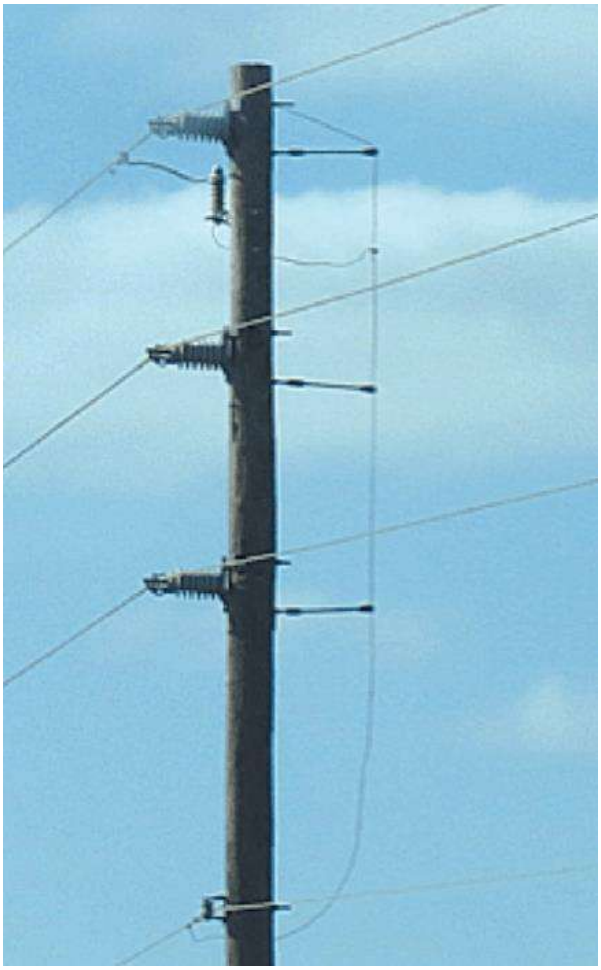
جدول (۳-۱۵) مقدار امپدانس موجی با توجه به ارتفاع و شعاع هادی [۶۲]

امپدانس موجی اندازه‌گیری شده (ohm)	شعاع هادی (mm)	ارتفاع (m)
۳۲۰	۲۵,۴	۱۵
۴۵۹	۲,۵	۱۵
۴۳۲	۲,۵	۹
۴۲۴	۲,۵	۶
۱۸۱	۵۰	۳
۲۳۵	۲۵	۳
۳۷۳	۲,۵	۳
۳۴۵	۲,۵	۲
۱۱۲	۴۳,۳۷۵	۰,۶۰۸
۱۸۰	۹,۴۵	۰,۶۰۸
۲۵۰	۳,۱۱۲۵	۰,۶۰۸

مطابق با جدول فوق، رنج امپدانس موجی خطوط توزیع در حدود ۴۰۰ اهم قابل قبول است. بنابراین با توجه به رابطه (۳-۱) می‌توان ضریب انعکاس موج عبوری از خط را در محل رسیدن موج به برقگیر محاسبه نمود. مطابق با منحنی شکل (۳-۲۴)، با انتخاب برقگیر با مقاومت کمتر از ۲۱ اهم، ضریب انعکاس موج صاعقه ۰,۹- می‌گردد و می‌توان گفت حدود ۹۰ درصد از ولتاژ موج صاعقه را حذف می‌کند. بنابراین حداکثر مقاومت برقگیر برای استفاده‌ی هادی بالاتر به عنوان سیم گارد مجازی ۲۱ اهم توصیه می‌گردد.



شکل (۳-۲۴) منحنی تغییرات ضریب انعکاس امواج عبوری با توجه به مقاومت برقگیر و با فرض امپدانس موجی ۴۰۰ اهم برای خط هوایی



شکل (۳-۲۵) سیم گارد مجازی

سایر قیود و الزامات برای انتخاب تجهیزات شبکه فشار متوسط با توجه به پهنه‌بندی شبکه در جدول (۳-۱۶) ارائه شده است.

جدول (۳-۱۶) انتخاب تجهیزات شبکه فشارمتوسط

تجهیز	عنوان پارامتر	کلاسه	قیود و الزامات
مقره	در تمامی شرایط		استفاده از مقره بدون لعاب غیرمجاز است
مقره	آلودگی	شدید و فوق شدید	استفاده از مقره چینی غیرمجاز است.
سیم گارد	رعد و برق	فوق‌سنگین	استفاده از سیم گارد مجازی یا حقیقی در شبکه فشارمتوسط با موقعیت قرارگیری استاندارد و زاویه پوشش مناسب توصیه می‌گردد.
برقگیر	رعد و برق	سنگین و فوق‌سنگین	جریان تخلیه نامی بالای ۱۵ کیلوآمپر و مطابق با استاندارد IEC 60099-4 - برقگیر در محل پست‌های توزیع هوایی، پست‌های توزیع زمینی متصل به شبکه هوایی و نقاط اتصال شبکه زمینی به شبکه هوایی الزامی است. همچنین، کلیدها، بوسترها و اتوبوسترها نیز نیاز به برقگیر دارند. تفکیک بین نقاط شهری و غیر شهری انجام نمی‌شود و ملاک کلاسه‌بندی پارامتر رعد و برق و کلاس‌های سنگین و فوق سنگین است.
کات اوت	در تمامی شرایط		کات اوت فیوز برای استفاده در طول فیدر بایستی دارای مکانیزم قطع سه فاز همزمان باشد.
کابل زمینی	زیستگاه جانوران	خطرناک	استفاده از کابل زمینی غیر زره‌دار فقط در مناطقی که به هیچ وجه امکان آسیب ناشی از جوندگان، سایش کابل در زمان احداث و یا برخورد اجسام آسیب زننده پس از آن وجود ندارد مجاز خواهد بود.
سکسیونر	حداقل دمای هوای محتمل	کمتر از -۳۰ درجه	در مناطق سردسیر که دمای هوا به کمتر از ۳۰- درجه سانتی‌گراد می‌رسد از سکسیونر SF6 استفاده نشود.

۳-۸- تعیین ظرفیت بارگذاری تجهیزات شبکه فشارمتوسط

به دلیل عدم قطعیت بار و نیز تأثیر شرایط محیطی و اقلیمی مانند دمای هوا و جنس خاک بر ظرفیت قابل تحمل بسیاری از تجهیزات و یا شبکه زمینی و به منظور در نظر گرفتن امکان مانور بار بین فیدرها، لازم است در زمان طراحی شبکه حداکثر از ۸۰ درصد ظرفیت نامی تجهیزات (ظرفیت الکتریکی تجهیزاتی همچون هادی‌ها، کابل‌ها، ترانسفورماتورها و کلیدها) پس از اعمال تمامی ضرایب تصحیح مربوطه استفاده شود. مهمترین قیود و الزامات قابل طرح در این بخش عبارتند از:

- انتخاب تجهیزات در فیدرهایی که مولدهای تولید پراکنده به آن‌ها متصل هستند بایستی با بررسی بدترین شرایط از میان در مدار بودن و نبودن مولد و شرایط مختلف بارگذاری شبکه انجام شود.
- تعیین میزان بارگذاری مجاز کابل‌ها به محل قرارگیری آن‌ها، آرایش کابل، جنس هادی و روکش کابل، سطح مقطع کابل، عمق و شرایط دفن کابل وابسته است. در جلد ۵ استاندارد کابل‌های وزارت نیرو چگونگی محاسبه مقادیر مجاز بارگذاری آورده شده است. برای سادگی می‌توان به جدول مقادیر بارگذاری مجاز کابل در "مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشارمتوسط و فشارضعیف – نشریه ۳۷۴" [۶۳] نیز مراجعه نمود.
- میزان بارگذاری مجاز شبکه هوایی تحت تأثیر دمای هوا و تابش آفتاب کاهش می‌یابد. اعداد مقادیر نامی مربوط به دمای درج شده در جداول هادی‌ها می‌باشد و در صورتیکه دمای محیط متفاوت باشد، بایستی بر اساس رابطه‌های موجود ظرفیت عبور جریان تصحیح گردد.
- در انتخاب تجهیزات شبکه از دیدگاه تحمل جریان اتصال کوتاه، باید توجه شود که زمان قطع خطا، میزان جریان اتصال کوتاه، دمای مجاز و سطح مقطع هادی‌ها با هم تطابق داشته باشد. نمونه‌ای از جریان اتصال کوتاه قابل تحمل کابل‌های رایج در شبکه توزیع برای مدت زمان خطای ۱ ثانیه در جدول (۳-۱۷) نشان داده شده است.

جدول (۳-۱۷) حداکثر جریان اتصال کوتاه نامقارن مجاز فاز به زمین (کابل‌های زره‌دار سیمی با عایق PVC و هادی آلومینیومی) برای سطح ولتاژ ۰٫۶/۱ kV و مدت زمان خطای ۱ ثانیه [۶۳]

سطح مقطع هادی (mm^2)	زره فولادی			زره آلومینیومی
	چهار رشته‌ای (kA)	سه رشته‌ای (kA)	دو رشته‌ای (kA)	تک رشته‌ای (kA)
۱۶	۲/۷	۱/۸	۱/۶	–
۲۵	۳/۲	۲/۷	۲/۴	–
۳۵	۳/۵	۳/۱	۲/۶	–
۵۰	۵/۰	۳/۵	۴/۰	۲/۸
۷۰	۵/۵	۵/۰	۴/۴	۳/۲
۹۵	۶/۵	۵/۷	۴/۸	۳/۶
۱۲۰	۸/۹	۶/۱	–	۵/۲
۱۵۰	۹/۷	۸/۴	–	۵/۷
۱۸۵	۱۰/۸	۹/۵	–	۶/۲
۲۴۰	۱۲/۱	۱۰/۶	–	۷
۳۰۰	۱۳/۴	۱۱/۷	–	۷/۶

- بر اساس استاندارد IEC 62271-100 شرایط عادی بکارگیری کلیدهای قدرت و سکسیونرها و تجهیزات مشابه به صورت جدول (۳-۱۸) می‌باشد. در صورتی که شرایط منطقه خارج از محدوده مندرج در این جدول باشد، بایستی تدابیر لازم اندیشیده شود. برخی از مهمترین حالات نقض این شرایط عادی در ایران عبارت است از:
  - ارتفاع از سطح دریا: معمولا تا حدود ۲۰۰۰ متر از سطح دریا، تغییری در شرایط کلیدها ایجاد نمی‌شود. به طور کلی لازم است ضریب تصحیح ارتفاع (K_a) محاسبه و در سطوح عایقی خارجی لحاظ گردد. به منظور پرهیز از بروز مشکلات ناشی از ارتفاع از سطح دریا، رعایت جدول (۳-۱۹) توصیه می گردد.
  - خروج از محدوده دمایی: در این شرایط گزینه‌های مناطق گرمسیر و سردسیر وجود دارد. در مناطق گرمسیر محدوده دمایی ۵- تا ۵۰ درجه و در مناطق سردسیر محدوده دمایی ۵۰- تا ۴۰ درجه برای انتخاب تجهیزات در نظر گرفته شود [۶۴].
- در مواردی که ظرفیت بارگذاری هادی‌ها با محدودیت روبرو می گردد، توصیه می‌شود از نسل جدید هادی‌های پر ظرفیت HTLS استفاده شود.

جدول (۳-۱۸) شرایط کارکرد عادی کلید در شبکه

پارامتر محیطی	شرایط کارکرد استاندارد	
	کلیدخانه‌های داخلی	کلیدخانه‌های خارجی
حداکثر دمای روزانه	۴۰ °C	۴۰ °C
حداکثر دمای متوسط روزانه	۳۵ °C	۳۵ °C
حداقل دمای روزانه	۵- °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۵ داخلی	۱۰- °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۱۰ خارجی
	۱۵- °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۱۵ داخلی	۲۵- °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۲۵ خارجی
	۲۵- °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۲۵ داخلی	۴۰- °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۴۰ خارجی
تابش خورشید	-	کمتر از ۱۰۰۰ وات بر متر مربع
آلودگی	محیط بایستی عاری از خاک و گرد و غبار و گازهای خورنده باشد	طبق استاندارد IEC 60815 حداکثر آلودگی محیط درجه II یا متوسط باشد.
ارتفاع محل نصب	کمتر از ۱۰۰۰ متر	کمتر از ۱۰۰۰ متر
متوسط رطوبت در ۲۴ ساعت	کمتر از ۹۵ درصد	-
متوسط رطوبت ماهیانه	کمتر از ۹۰ درصد	-
سرعت باد	-	کمتر از ۳۴ متر بر ثانیه
ضخامت یخ	-	کمتر از ۱ میلیمتر برای کلاس ۱
	-	کمتر از ۱۰ میلیمتر برای کلاس ۱۰
	-	کمتر از ۲۰ میلیمتر برای کلاس ۲۰

جدول (۳-۱۹) ضریب تصحیح ارتفاع از سطح دریا برای کلیدها

Altitude		Rated Continuous Current	Rated Voltage
(ft)	(m)		
6600 and below	2000 and below	1.00	1.00
8500	2600	0.99	0.95
13000	3900	0.96	0.80

NOTE: Values for intermediate altitudes may be derived by linear interpolation.

۳- ۹- تعیین حداکثر افت ولتاژ مجاز در شبکه

ولتاژ قابل قبول در نقطه تحویل انشعاب برق به مشترک در محدوده ۵± درصد ولتاژ نامی تعیین گردد و در طرح‌های اصلاح ولتاژ می‌بایست با توجه به اعتبارات تخصیص یافته نسبت به بهبود وضعیت ولتاژ به صورت بهینه اقدام گردد.

توجه شود که دستیابی به این حد مجاز بایستی بدون اعمال اثر نیروگاه‌های تولید پراکنده محقق شده باشد. چرا که نیروگاه‌های تولید پراکنده به هر علتی ممکن است برای مدت زمانی کوتاه یا طولانی از مدار خارج شوند. علاوه بر این، وضعیت بارگذاری فیدرها باید به گونه‌ای باشد که مقادیر مذکور در شرایط مانور نیز برقرار باشد و حدود مجاز ولتاژ رعایت شود.

در موارد خاص که طول شبکه فشار ضعیف کوتاه و افت ولتاژ آن ناچیز است، افت ولتاژ در شبکه فشار متوسط مجاز به افزایش است. بنابراین طراح باید همواره به این مسئله توجه داشته باشد که افت ولتاژ مجاز در نقطه تحویل توان به مشترکین حداکثر ۵٪ می‌باشد.

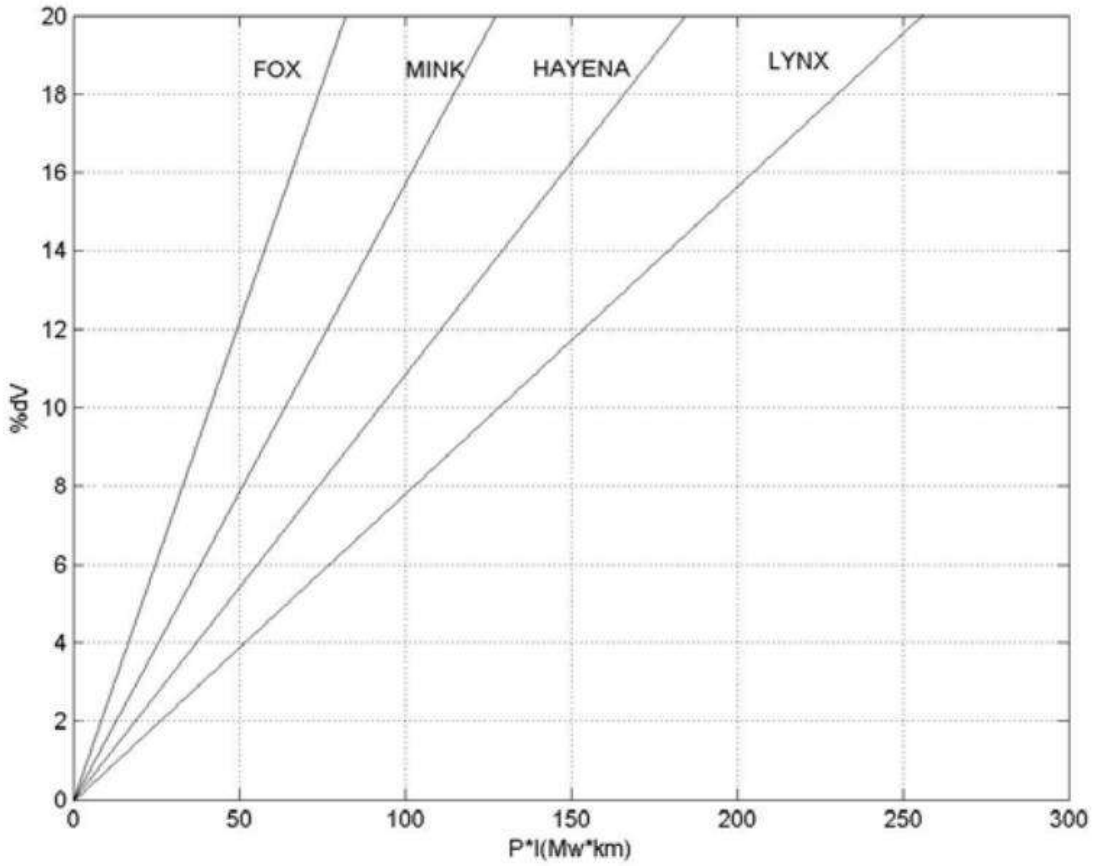
ذکر این نکته ضروری است که با وجود امکان جبران حدود ۵ درصد افت ولتاژ شبکه فشار متوسط به وسیله Tap ترانسفورماتورهای توزیع، با توجه به رشد بار و عوامل پیش‌بینی نشده که منجر به افزایش افت ولتاژ در طول عمر شبکه می‌شود، مقادیر فوق مقادیر معقولی می‌باشند تا حاشیه امنیتی برای افت ولتاژ مجاز شبکه تا رسیدن به مشترک نهایی باقی بماند.

رعایت اصول و چارچوب‌های زیر برای دستیابی به اهداف فوق ضروری است:

- بارگذاری فیدر مطابق با قیود و الزامات بیان شده باشد.
- در تنه اصلی فیدر از هادی‌های با جریان مجاز کمتر از ۲۵۰ آمپر استفاده نشود.

- بارها از کوتاه‌ترین مسیر ممکن تغذیه شوند.
- بار بین فیدرهای فشارمتوسط از تعادل مناسب برخوردار باشد.
- مکان و ظرفیت پست‌های فوق‌توزیع بهینه باشد و قادر به تأمین بارهای نزدیک به خود باشند.
- در مواردی که برای رعایت افت ولتاژ مجاز مجبور به افزایش فیدرها هستیم و از طرفی با محدودیت تعداد فیدر خروجی پست فوق‌توزیع و یا رعایت فواصل مجاز روبرو هستیم، توصیه می‌شود از نسل جدید های‌های پرظرفیت HTLS استفاده شود.

نمونه‌ای از افت ولتاژ هادی‌های مختلف با توجه به مسافت و توان انتقالی در شکل (۳-۲۶) نشان داده شده است.



شکل (۳-۲۶) تغییرات درصد افت ولتاژ نسبت به تغییرات حاصلضرب مسافت در توان [۶۳]

۳- ۹- ۱- استفاده از بوستر و اتوبوستر برای جبران افت ولتاژ غیرمجاز شبکه

بوستر و اتوبوستر یکی از اجزای کمکی شبکه فشار متوسط می‌باشد که نقش اساسی آن‌ها در ارتقا کیفیت ولتاژ تحویلی به مشترکین است و وظیفه تنظیم ولتاژ در رنج استاندارد به صورت تنظیم دستی (بوستر) یا

خودکار (اتوبوستر) در شبکه فشار متوسط را برعهده دارند. لذا در مواردی که افت ولتاژ فیدر فشار متوسط غیرمجاز می‌باشد، می‌توان از نصب بوستر یا اتوبوستر در اواسط فیدر برای تنظیم ولتاژ بهره برد. در جدول (۳-۲۰)، راهکارهای مختلف جبران افت ولتاژ مطرح شده‌اند و مزایا و معایب هرکدام با هم مقایسه شده است.

جدول (۳-۲۰) مزایا و معایب انواع روش‌های جبران افت ولتاژ غیرمجاز

راهکار	مزایا	معایب
ساخت یک پست فوق‌توزیع کوچک	دامنه تغییرات بالا	هزینه سرمایه‌گذاری زیاد – مدت زمان زیاد
تغییر فیدر همچون جابجایی بار، تقویت هادی و یا دومداره کردن فیدر	دامنه تغییرات بالا	هزینه سرمایه‌گذاری زیاد – مدت زمان زیاد
تغییر وضعیت کلید Tap بر روی ترانسفورماتور	هزینه سرمایه‌گذاری کم – سرعت اجرای بالا	دامنه تنظیم کم
نصب خازن جبرانسار	هزینه سرمایه‌گذاری کم – سرعت اجرای بالا	دامنه تنظیم کم
نصب بوستر و یا اتوبوستر	هزینه سرمایه‌گذاری کم – دامنه تنظیم وسیع‌تر	-

مکان نصب بوستر و اتوبوستر نیاز به بررسی افت ولتاژ شبکه دارد. باید توجه شود که در شرایط کم باری، حضور بوستر نباید منجر به بروز اضافه ولتاژ غیرمجاز گردد.

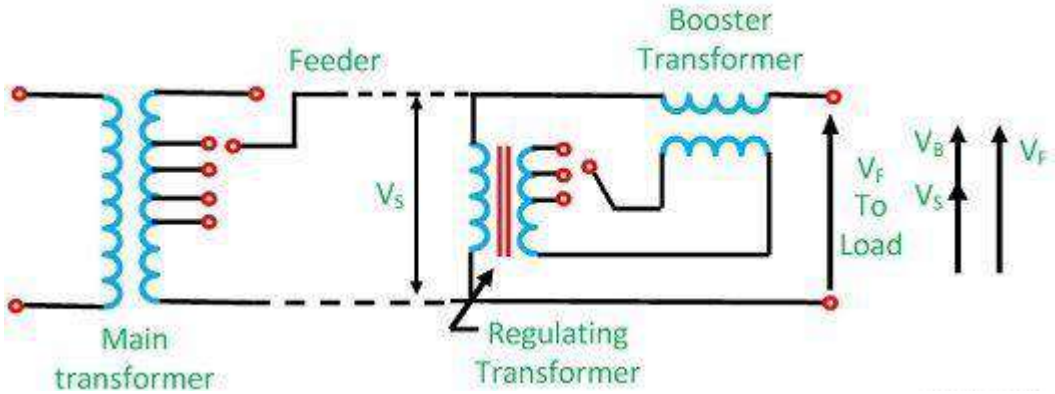
از مزیت‌های اصلی استفاده از بوستر و اتوبوستر، امکان جابجایی آن‌ها و استفاده در مکان‌های دیگر می‌باشد. بنابراین، در مکان‌هایی با احتمال توسعه پست فوق‌توزیع در آینده که در آن هزینه تقویت شبکه بالا باشد، رشد بار کم باشد و امکان بازآرایی برای جبران افت ولتاژ غیرمجاز وجود نداشته باشد، استفاده از بوستر به صورت فصلی و یا اتوبوستر، یک انتخاب اقتصادی می‌باشد. در این صورت بعد از احداث پست فوق‌توزیع، امکان جابجایی آن‌ها نیز وجود دارد و هزینه سرمایه‌گذاری شده از دست نخواهد رفت.

اقتصادی بودن استفاده از بوستر و اتوبوستر ناشی از این است که این تجهیزات مطابق با شکل (۳-۲۷) به صورت سری در مدار قرار می‌گیرند و لذا ولتاژی که روی آن‌ها قرار می‌گیرد، تنها شامل بخشی از ولتاژ شبکه می‌باشد. لذا هزینه آن در مقایسه با ترانسفورماتورهای معمول به شدت کاهش می‌یابد. به عنوان نمونه، ظرفیت اتوبوسترها برای یک سازنده داخلی، با توجه به جریان بار آن نقطه مطابق با جدول (۳-۲۱) ارائه

شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، ظرفیت اتوبوستر انتخابی تنها حدود ۱۰ درصد توان ظاهری نقطه‌ی مورد نظر است.

جدول (۳-۲۱) ظرفیت اتوبوستر پیشنهادی با توجه به جریان بار

سطح ولتاژ (KV)	جریان فیدر (A)	توان ظاهری بار (KVA)	توان ظاهری اتوبوستر مورد نیاز (KVA)	نسبت توان ظاهری بوستر به توان ظاهری بار (٪)
۱۱	۵۰	۹۵۲,۶۲	۹۵	۹,۹۷
۱۱	۱۰۰	۱۹۰۵,۲۵	۱۹۱	۱۰,۰۲
۱۱	۱۵۰	۲۸۵۷,۸۸	۲۸۶	۱۰,۰۱
۱۱	۲۰۰	۳۸۱۰,۵۱	۳۸۱	۱۰,۰۰
۱۱	۳۰۰	۵۷۱۵,۷۶	۵۷۲	۱۰,۰۱
۱۱	۴۰۰	۷۶۲۱,۰۲	۷۶۲	۱۰,۰۰
۱۱	۵۰۰	۹۵۲۶,۲۷	۹۵۳	۱۰,۰۰
۱۱	۶۰۰	۱۱۴۳۱,۵۴	۱۱۴۳	۱۰,۰۰
۲۰	۵۰	۱۷۳۲,۰۵	۱۹۱	۱۱,۰۳
۲۰	۱۰۰	۳۴۶۴,۱۰	۳۸۱	۱۱,۰۰
۲۰	۱۵۰	۵۱۹۶,۱۵	۵۷۲	۱۱,۰۱
۲۰	۲۰۰	۶۹۲۸,۲۰	۷۶۲	۱۱,۰۰
۲۰	۳۰۰	۱۰۳۹۲,۳۰	۱۱۴۳	۱۱,۰۰
۲۰	۴۰۰	۱۳۸۵۶,۴۱	۱۵۲۴	۱۱,۰۰
۳۳	۵۰	۲۸۵۷,۸۸۴	۲۸۶	۱۰,۰۱
۳۳	۱۰۰	۵۷۱۵,۷۶۸	۵۷۲	۱۰,۰۱
۳۳	۱۵۰	۸۵۷۳,۶۵۱	۸۵۷	۱۰,۰۰
۳۳	۲۰۰	۱۱۴۳۱,۵۴	۱۱۴۳	۱۰,۰۰



شکل (۳-۲۷) مدار داخلی بوستر و نحوه اتصال آن به شبکه

نصب بوستر و اتوبوستر باعث تغییر در سطح اتصال کوتاه پایین‌دست آن نقطه می‌شود؛ چرا که بوستر به صورت سری در مدار قرار می‌گیرد و امپدانس آن با امپدانس خط جمع می‌گردد. لذا لازم است هماهنگی حفاظتی بین تجهیزات بررسی شود.

بوستر و اتوبوستر برای جبران افت ولتاژ ناشی از راه‌اندازی موتورهای خیلی بزرگ مناسب نیست و برای افت ولتاژ در حالت عادی شبکه قابل استفاده است. چرا که با توجه به اضافه شدن امپدانس بوستر به امپدانس خط، در صورتی که یک بار موتوری خیلی بزرگ بخواهد در پایین‌دست بوستر راه‌اندازی شود، راه‌اندازی آن به درستی انجام نمی‌شود و حتی در مواقعی غیرممکن نیز می‌شود. لذا استفاده از بوستر یا اتوبوستر در بالادست نقاطی که راه‌اندازی موتورهای خیلی بزرگ دارند مجاز نمی‌باشد. به طور کلی استفاده از بوستر و اتوبوستر با توجه به طول مسیر، توزیع بار و نوع بار، دارای ملاحظاتی است که باید درنظر گرفته شود.

مکانیابی بوستر و اتوبوستر بر اساس پروفیل ولتاژ قابل انجام است. مکان آن‌ها بهتر است در جایی انتخاب شود که با کمترین جریان عبوری، مشکل افت ولتاژ در پیک بار حل شود. افزایش ولتاژ بیش از ۵ درصد برای بوستر توصیه نمی‌شود. چرا که ممکن است به هر دلیلی بار پایین دست بوستر قطع شود. در این حالت و در بدترین شرایط، ولتاژ از ۱٫۰۵ p.u. بیشتر نمی‌شود. البته رشد بار حداقل برای بازه ۵ ساله را بایستی مدنظر قرار داد. لذا توصیه می‌شود حاشیه امنیتی در حد ۱٪ پریونیت در مکانیابی بوستر لحاظ شود و بوستر در مکانی نصب شود که ولتاژ فیدر به مرز ۰٫۹۶ پریونیت می‌رسد. از این لحاظ، محدودیتی برای اتوبوستر وجود ندارد؛ چرا که به صورت خودکار نسبت به تغییر پله‌ها اقدام می‌کند.

در صورت افزایش ولتاژ فیدر تا بیشتر از ۱ پریونیت در شرایط پیک بار با حضور بوستر، احتمال رخداد اضافه ولتاژ غیرمجاز در شرایط کم‌باری بیشتر خواهد بود. لذا توصیه می‌شود در صورت امکان با جابجایی بوستر یا تغییر پله‌ی آن، مشکل مذکور رفع گردد. درغیراینصورت، از اتوبوستر استفاده شود. علاوه بر این، در فیدرهای با کم‌باری فصلی و توجیه‌پذیر بودن تغییر پله بوستر به صورت دستی نیز می‌توان از بوستر استفاده نمود.

استفاده از دو بوستر در یک فیدر مجاز نمی‌باشد. چون می‌تواند باعث افزایش ولتاژ در ساعات کم‌باری یا در شرایط قطع قسمتی از فیدر گردد. این مسئله باید برای فیدرهایی که امکان مانور آن‌ها با هم وجود دارد نیز درنظر گرفته شود. در صورت نیاز می‌توان از یک دستگاه بوستر و یک دستگاه اتوبوستر به صورت

همزمان در یک فیدر استفاده نمود که باید در مکان مناسب با توجه به پروفیل ولتاژ و بار فیدر نصب شود. در این موارد، مطالعات فنی برای بررسی تمامی جوانب استفاده همزمان از بوستر و اتوبوستر در یک فیدر الزامی است. ضمن اینکه مکانیابی آن‌ها از سمت ابتدای فیدر به انتهای فیدر انجام می‌شود. همچنین، در این شرایط توصیه می‌شود اتوبوستر فاصله کمتری تا سر خط فیدر در مقایسه با بوستر داشته باشد تا تغییرات خودکار پله‌ی اتوبوستر از بروز اضافه ولتاژ غیرمجاز در شرایط کم‌باری فیدر جلوگیری کند.

۳- ۱۰- استفاده از خازن در شبکه فشارمتوسط

شبکه‌های توزیع با توجه به ساختار شعاعی شبکه، همواره با مسائلی همچون افت ولتاژ انتهای فیدرها و افزایش تلفات با افزایش مصرف انرژی مواجه هستند. با توجه به اینکه قسمتی از افت ولتاژ و تلفات ایجاد شده ناشی از توان راکتیو جاری شده در فیدر برای تامین توان راکتیو مشترکین است، جبرانسازی توان راکتیو با خازن یکی از سریع‌ترین و مؤثرترین راهکارها برای رفع مشکلات فوق می‌باشد. اما چالش اصلی در این زمینه، تعیین محل و ظرفیت بهینه‌ی خازن می‌باشد.

۳- ۱۰- ۱- انواع خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع

خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع معمولاً به یکی از چهار صورت زیر می‌باشد:

- خازن‌گذاری ثابت در سطح شبکه فشار متوسط
- خازن‌گذاری ثابت در سطح شبکه فشار ضعیف
- خازن‌گذاری ثابت و متغیر (رگولاتوری) در پست‌های توزیع
- خازن‌گذاری ثابت و متغیر (رگولاتوری) در سمت مشترکین

با توجه به اینکه در این بخش تمرکز بر قیود و الزامات شبکه فشارمتوسط است، به بخش استفاده از خازن در شبکه فشارمتوسط پرداخته می‌شود.

استفاده از خازن فشارمتوسط به منظور کاهش افت ولتاژ با مطالعه و بررسی بروز اضافه ولتاژ احتمالی در شرایط کم‌باری فیدر و همچنین بررسی پدیده تشدید و در نظر گرفتن تدابیر لازم برای حفظ سلامت خازن خصوصاً در فیدرهای دارای بارهای هارمونیکی، مجاز خواهد بود. حداقل ظرفیت و فاصله خازن از سر

خط شبکه در یک شبکه یک مداره بدون بار برای وقوع اضافه ولتاژ با در نظر گرفتن هادی هاینا یا مینک در شبکه فشارمتوسط مطابق جدول (۳-۲۲) است.

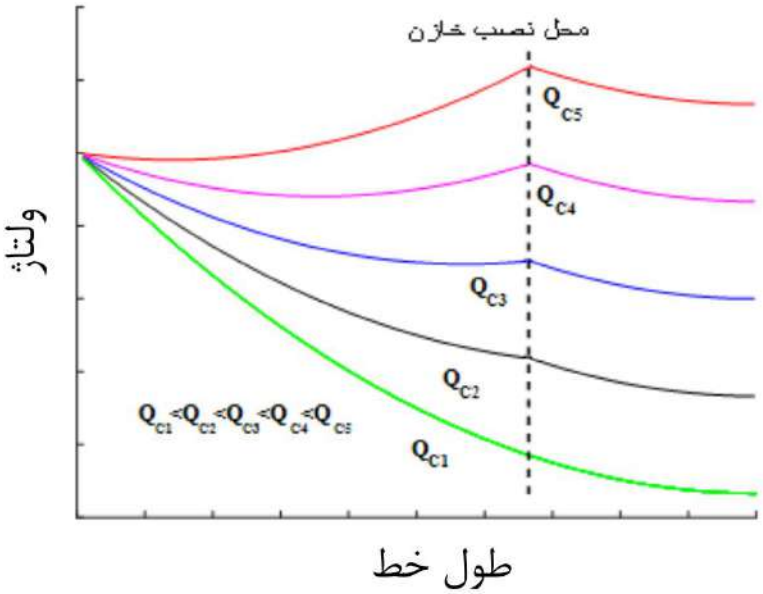
جدول (۳-۲۲) مرز بروز اضافه ولتاژ ناشی از نصب خازن فشارمتوسط

Hyena			Mink		
Capacity (Mvar)	Distance (km)	Voltage (pu)	Capacity (Mvar)	Distance (km)	Voltage (pu)
۰,۱۵	بیشتر از ۲۰۰		۰,۱۵	بیشتر از ۲۰۰	
۰,۳	۱۸۷	۱,۰۵۰۳	۰,۳	بیشتر از ۲۰۰	
۰,۴۵	۱۴۶	۱,۰۵۰۴	۰,۴۵	۱۷۳	۱,۰۵۰۲
۰,۶	۱۱۸	۱,۰۵۰۴	۰,۶	۱۳۰	۱,۰۵۰۳
۰,۷۵	۹۸	۱,۰۵۰۲	۰,۷۵	۱۰۴	۱,۰۵۰۳
۰,۹	۸۴	۱,۰۵۰۴	۰,۹	۸۷	۱,۰۵۰۴
۱,۰۵	۷۳	۱,۰۵۰۴	۱,۰۵	۷۵	۱,۰۵۰۶
۱,۲	۶۵	۱,۰۵۰۷	۱,۲	۶۵	۱,۰۵۰۲
۱,۳۵	۵۸	۱,۰۵۰۵	۱,۳۵	۵۸	۱,۰۵۰۴
۱,۵	۵۲	۱,۰۵۰۱	۱,۵	۵۲	۱,۰۵۰۲
۱,۶۵	۴۸	۱,۰۵۰۷	۱,۶۵	۴۸	۱,۰۵۰۹
۱,۸	۴۴	۱,۰۵۰۵	۱,۸	۴۴	۱,۰۵۰۹
۱,۹۵	۴۱	۱,۰۵۰۹	۱,۹۵	۴۰	۱,۰۵۰۲
۲,۱	۳۸	۱,۰۵۰۷	۲,۱	۳۷	۱,۰۵۰۰
۲,۲۵	۳۶	۱,۰۵۱۴	۲,۲۵	۳۵	۱,۰۵۰۷
۲,۴	۳۳	۱,۰۵۰۱	۲,۴	۳۳	۱,۰۵۰۹
۲,۵۵	۳۲	۱,۰۵۱۶	۲,۵۵	۳۱	۱,۰۵۰۸
۲,۷	۳۰	۱,۰۵۱۱	۲,۷	۲۹	۱,۰۵۰۴
۲,۸۵	۲۸	۱,۰۵۰۳	۲,۸۵	۲۸	۱,۰۵۱۳
۳	۲۷	۱,۰۵۱۱	۳	۲۶	۱,۰۵۰۲

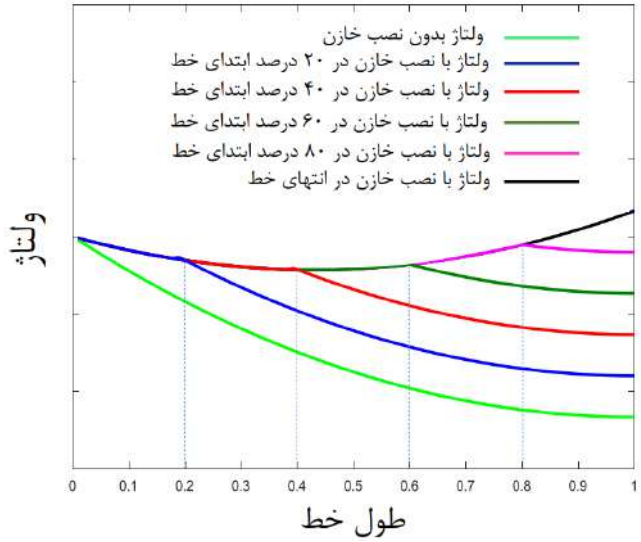
در جدول فوق می‌توان مشاهده نمود که درشبکه‌ای با هادی Hyena اگر یک خازن ۳۰۰ کیلوواری در فاصله ۱۸۷ کیلومتری ابتدای فیدر نصب شود، در شرایط بی باری فیدر، موجب بروز اضافه ولتاژ در نزدیکی محل خازن خواهد شد. نصب نزدیک به ۳ مگاوار خازن در فیدر فشارمتوسط در فاصله ۲۷ کیلومتری از ابتدای فیدر، منجر به بروز اضافه ولتاژ خواهد شد. به این ترتیب مشاهده می‌شود که اضافه ولتاژ در اثر خازن گذاری، به سادگی رخ نخواهد داد.

۳- ۱۰- ۲- بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات

میزان بهبود پروفیل ولتاژ متأثر از ظرفیت و محل نصب خازن می‌باشد. ظرفیت خازن و سطح اتصال کوتاه در محل نصب خازن به ترتیب تاثیر مستقیم و معکوس با میزان افزایش ولتاژ دارند. سطح اتصال کوتاه با فاصله گرفتن از پست کاهش می‌یابد. لذا می‌توان گفت با افزایش ظرفیت خازن و افزایش فاصله از پست، میزان افزایش ولتاژ در اثر نصب بانک خازنی نیز افزایش می‌یابد. در شکل (۳-۲۸) و شکل (۳-۲۹) به ترتیب تاثیر ظرفیت و مکان نصب خازن در طول فیدر بر پروفیل ولتاژ نشان داده شده است.

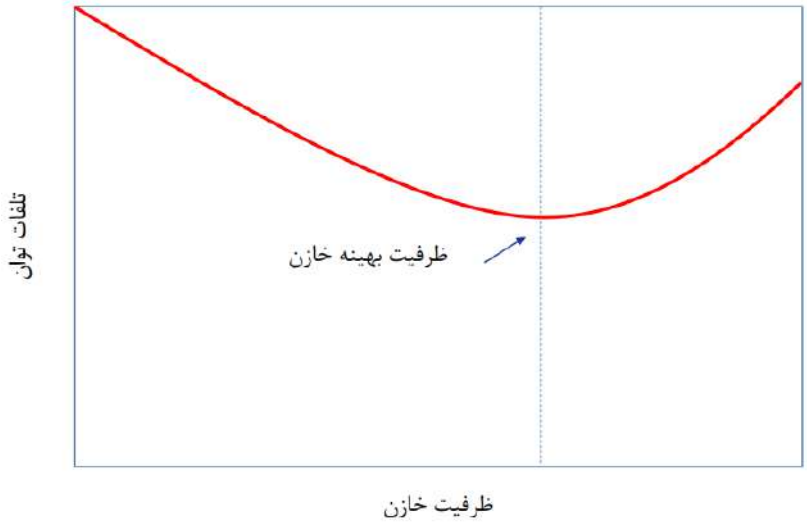


شکل (۳-۲۸) تاثیرگذاری ظرفیت خازن بر افزایش ولتاژ ایجاد شده ناشی از نصب بانک خازنی [۶۵]



شکل (۳-۲۹) تاثیرگذاری مکان نصب خازن بر افزایش ولتاژ ایجاد شده ناشی از نصب بانک خازنی [۶۵]

یکی دیگر از تاثیرات مثبت بانک خازنی، کاهش تلفات شبکه می‌باشد. کاهش تلفات تنها در صورت انتخاب صحیح مکان و ظرفیت خازن رخ می‌دهد. با توجه به اینکه تلفات با مجذور جریان نسبت مستقیم دارد، لذا کاهش تلفات به فرم یک منحنی درجه دوم می‌باشد. به طور کلی می‌توان گفت که منحنی تلفات بر حسب ظرفیت خازن مشابه با شکل (۳-۳۰) می‌باشد که در یک نقطه از آن، ظرفیت خازن بهینه می‌باشد.



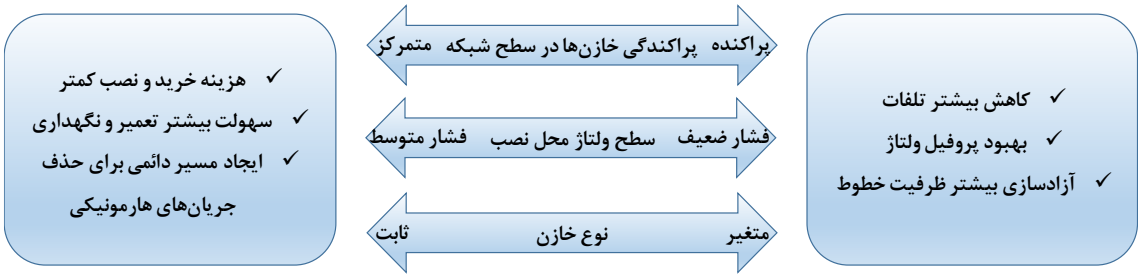
شکل (۳-۳۰) نمای کلی از منحنی تلفات فیدر با توجه به ظرفیت خازن نصب شده در نقطه‌ای غیر از سر خط فیدر [۶۵]

۳- ۱۰- ۳- طرح‌های ممکن برای خازن‌گذاری

خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع به صورت‌های مختلف قابل پیاده‌سازی می‌باشد که از سه نقطه نظر قابل مقایسه هستند.

- خازن‌گذاری متمرکز در مقابل خازن‌گذاری توزیع شده
- خازن‌گذاری ثابت در مقابل خازن‌گذاری متغیر
- نصب خازن در سطح ولتاژ فشار متوسط در مقابل سطح ولتاژ فشار ضعیف

هر کدام از طرح‌های خازن‌گذاری دارای مزایا و معایب خاص خود می‌باشند که به طور خلاصه در شکل (۳-۳۱) به آن اشاره شده است.

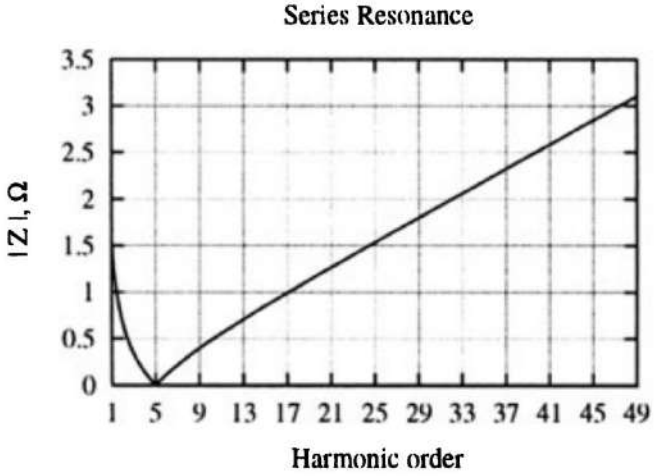


شکل (۳-۳۱) مقایسه طرح‌های مختلف خازن‌گذاری [۶۵]

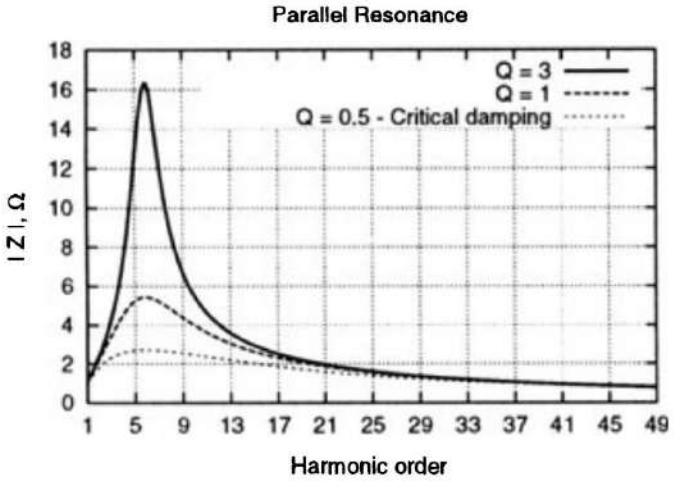
۳- ۱۰- ۴- رزونانس در بانک‌های خازنی

یکی از مشکلاتی که استفاده از بانک‌های خازنی در شبکه‌ها به وجود می‌آورند، مسئله‌ی رزونانس می‌باشد. رزونانس به دو صورت سری و موازی رخ می‌دهد. در رزونانس سری، راکتانس خازن با راکتانس سلف معادل شبکه در فرکانس رزونانس در حالت تشدید قرار گرفته و مجموع راکتانس دیده شده صفر می‌شود. لذا یک ولتاژ کوچک در مرتبه‌ی رزونانس می‌تواند منجر به جاری شدن جریان بزرگی در مدار شود. در مقابل و در رزونانس موازی، راکتانس خازن با راکتانس سلف معادل شبکه در یک مدار LC موازی برابر شده و راکتانس معادل در مرتبه‌ی رزونانس مقدار بزرگی می‌شود. لذا یک جریان کوچک در مرتبه‌ی رزونانس می‌تواند منجر به ایجاد یک ولتاژ بزرگ شود.

نمونه‌ای از منحنی‌های امپدانسی در رزونانس سری و موازی به ترتیب در شکل (۳-۳۲) و شکل (۳-۳۳) نشان داده شده است.



شکل (۳-۳۲) منحنی اندازه امپدانس معادل در مؤلفه‌های هارمونیکی مختلف در مدار رزونانس سری [۶۶]



شکل (۳-۳۳) منحنی اندازه امپدانس معادل در مؤلفه‌های هارمونیکی مختلف در مدار رزونانس موازی [۶۶]

فرکانس رزونانس در هر دو حالت سری و موازی مطابق با رابطه (۳-۲) است [۶۶].

$$f_r = \frac{1}{2.\pi.\sqrt{L.C}} = \frac{f_0}{\omega_0.\sqrt{L.C}} = f_0.\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}\ Hz$$

رابطه (۳-۲)

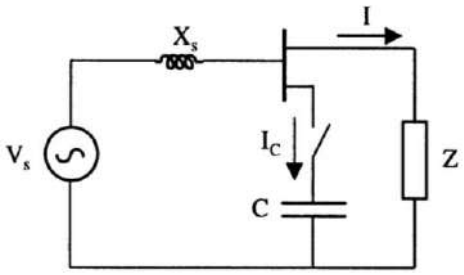
که در آن:

- f_0 فرکانس نامی شبکه بر حسب هرتز است.
- ω_0 فرکانس نامی شبکه بر حسب رادیان بر ثانیه است.
- f_r فرکانس رزونانس مدار RLC سری یا موازی است.

احتمال رخداد رزونانس در شبکه‌های با آلودگی هارمونیکی بالا بیشتر است. لذا علاوه بر رعایت الزامات و قیود کیفیت توان که به آن اشاره شد، استفاده از راکتور Detune که در ادامه معرفی می‌شود، به منظور کاهش ریسک رخداد رزونانس در طراحی تابلوهای خازنی ضروری است.

۳- ۱۰- ۵- بررسی رزونانس در حالت واقعی

مدار شکل (۳-۳۴) را در نظر بگیرید که در آن شبکه با منبع ولتاژ و راکتانس معادل تونن آن منظور شده است. در شین مورد بررسی، بار با امپدانس Z متصل است و یک بانک خازنی با ظرفیت خازنی C سوئیچ شده و وارد مدار می‌گردد. قدرت اتصال کوتاه در شین را SCC در نظر بگیرید.



شکل (۳-۳۴) مدار معادل بانک خازنی متصل به یک شین تحت بارگذاری [۶۶]

فرکانس رزونانس طبق رابطه (۳-۳) قابل محاسبه است [۶۶].

$$f_r = \frac{1}{2.\pi.\sqrt{L_S.C}} = \frac{\omega_0}{2.\pi.\sqrt{\frac{X_{S_{p.u.}}}{X_{C_{p.u.}}}}} = f_0.\sqrt{\frac{X_{C_{p.u.}}}{X_{S_{p.u.}}}} = f_0.\sqrt{\frac{SCC_{p.u.}}{Q_{C_{p.u.}}}}$$

رابطه (۳-۳)

با توجه به رابطه (۳-۳)، مرتبه‌ی هارمونیکی که در آن امکان ایجاد رزونانس خواهد بود (h_r) برابر است با $\sqrt{\frac{SCC_{p.u.}}{Q_{C_{p.u.}}}}$. بنابراین بر اساس یک حساب کتاب ساده می‌توان مرتبه‌ی هارمونیکی که در آن رزونانس رخ می‌دهد را تعیین نمود. به عنوان نمونه، در صورتی که سطح اتصال کوتاه ۲۵ برابر ظرفیت بانک خازنی باشد، امکان رخداد رزونانس در مرتبه پنجم خواهد بود. نمونه‌ای از محاسبات برای مرتبه رزونانس و سطح اتصال کوتاه برای دو ظرفیت ۱۵۰ و ۳۰۰ کیلووار در جدول (۳-۲۳) نشان داده شده است.

جدول (۳-۲۳) احتمال رخداد رزونانس برای خازن‌های فشارمتوسط معمول

ظرفیت خازن (کیلووار)	سطح اتصال کوتاه (آمپر)	امکان رخداد رزونانس در هارمونیک مرتبه (n)
۱۵۰	۱۰۸	۵
۱۵۰	۲۱۲	۷
۱۵۰	۵۲۴	۱۱
۱۵۰	۷۳۲	۱۳
۳۰۰	۲۱۷	۵
۳۰۰	۴۲۴	۷
۳۰۰	۱۰۴۸	۱۱
۳۰۰	۱۴۶۴	۱۳

همانطور که مشاهده می‌شود، در فیدرهای طولانی فشارمتوسط، نصب خازن در نقاط انتهایی فیدر می‌تواند احتمال بروز پدیده رزونانس را افزایش دهد.

۳- ۱۰- ۶- راکتور Detune و تاثیر آن در رخداد رزونانس

کاربرد راکتور Detune بدین صورت است که در قالب یک راکتور با خازن استفاده شده در بانک خازنی سری می‌شود. به منظور جلوگیری از رخداد رزونانس، سلف انتخاب شده باید به گونه‌ای باشد که فرکانس تشدید آن با خازن، کمتر از کوچکترین هارمونیک غالب در آن نقطه باشد. معمولا طراحی راکتور Detune بر اساس ضریب $p\%$ صورت می‌گیرد. تعریف $p\%$ مطابق با رابطه (۳-۴) می‌باشد [۶۵].

$$p\% = \left(\frac{f_n}{f_r}\right)^2 \times 100 = \frac{X_L}{X_C} \times 100$$ رابطه (۳-۴)

آنچه در طراحی‌ها معمول است، ضریب $p\%$ را ۵,۶۷، ۷ یا ۱۴ درصد انتخاب می‌کنند که به ترتیب معادل فرکانس رزونانس ۲۱۰، ۱۸۹ و ۱۳۳ هرتز برای مجموعه خازن و راکتور می‌باشد.

با استفاده از راکتور Detune، راکتانس سلف و خازن استفاده شده در فرکانس‌های بالاتر از فرکانس تشدید آن‌ها، رفتار سلفی خواهد داشت. چرا که در آن فرکانس‌ها، راکتانس سلف بر راکتانس خازن غلبه می‌کند. لذا احتمال رزونانس بانک خازنی با راکتانس معادل شبکه به صفر می‌رسد و جای هیچگونه نگرانی نخواهد بود.

لازم به ذکر است که نصب خازن باعث می‌شود ولتاژ دو سر خازن بیشتر از ولتاژ شبکه شود. این مسئله در شرایط استفاده از راکتور Detune شدیدتر می‌شود. لذا هنگام طراحی بانک خازنی با یا بدون راکتور Detune باید به این مسئله توجه شود تا از آسیب رسیدن به خازن‌ها جلوگیری شود. توضیحات تکمیلی در این مورد در "دستورالعمل خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع برق" [۶۵] ارائه شده است.

۳- ۱۰- ۷- قیود و الزامات بانک‌های خازنی

با توجه به موارد فوق، رعایت قیود و الزامات زیر برای طراحی بانک‌های خازنی ضروری است.

جدول (۳-۲۴) قیود و الزامات بانک خازنی

موضوع		قیود مربوطه
پروفیل ولتاژ		مکان و ظرفیت بانک خازنی باید به گونه‌ای انتخاب شود که اضافه ولتاژ ایجاد شده در ساعات کم‌باری از حد مجاز اضافه ولتاژ تجاوز ننماید.
تلفات		مکان و ظرفیت بانک خازنی باید به گونه‌ای انتخاب شود که منجر به افزایش تلفات نگردد و حتی‌الامکان به نقطه‌ی بهینه‌ی نشان داده شده در شکل (۳-۳۰) نزدیک باشد.
نوع خازن‌گذاری	خازن‌گذاری ثابت	ظرفیت خازن‌های ثابت از کل توان راکتیو مورد نظر برای جبرانسازی در کم‌باری تجاوز نکند.
	خازن‌گذاری متغیر	خازن سوئیچ شونده با توجه به هزینه بالای اجرای طرح در سطح شبکه فشارمتوسط توصیه نمی‌شود.
رزونانس		استفاده از راکتور Detune برای تابلوهای بانک خازنی صرفنظر از وضعیت هارمونیکی نقطه توصیه می‌شود. بدین منظور، در صورتی که نسبت $\frac{I_3}{I_5}$ بیشتر از ۲۰ درصد باشد، ضریب $p\%$ برابر با 14% انتخاب شود. در غیراینصورت، در صورتی که THD_V بین ۳ تا ۱۰ درصد باشد، ضریب $p\%$ برابر با 7% یا 5.67% انتخاب شود.
اضافه ولتاژ		با توجه به سطح اتصال کوتاه نقطه‌ی نصب بانک خازنی، مطالعه‌ی اضافه ولتاژ ایجاد شده ناشی از ورود خازن به مدار در مرحله طراحی ضروری است. در صورتی که اضافه ولتاژ ایجاد شده بیشتر از حد تحمل خازن با توجه به مشخصات خازن استفاده شده باشد، خازن‌های خریداری شده باید در یک سطح ولتاژ بالاتر انتخاب شوند. در صورتی که خازن با ولتاژ بالاتر انتخاب شود، باید به این مسئله توجه نمود که با کاهش ولتاژ کاری خازن، توان راکتیو تولیدی آن هم کاهش می‌یابد.
حفاظت		برای حفاظت از خازن‌ها در مقابل اضافه ولتاژ، استفاده از وریستور یا برقگیر به صورت موازی با سطح ولتاژ و جریان متناسب با خازن، در طراحی لحاظ شود. رعایت الزامات حفاظتی در "دستورالعمل خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع" [۶۵] با توجه به سطح ولتاژ نصب خازن‌ها (فشار ضعیف/فشار متوسط) ضروری است.
آرایش بانک خازنی		آرایش بانک خازنی برای شبکه فشار متوسط به صورت ستاره زمین نشده پیشنهاد می‌شود.

۳- ۱۰- ۸- ترکیب خازن و بوستر

استفاده از خازن منجر به جبران توان راکتیو و بهبود وضعیت ولتاژی فیدر می‌شود و نیاز به بوستر را کاهش می‌دهد. در مواردی که استفاده از یک بوستر برای جبران ولتاژ فیدر کفایت نمی‌کند، می‌توان از ترکیب بوستر و خازن برای بهبود پروفیل ولتاژ فیدر استفاده نمود. نصب خازن قبل و یا بعد از بوستر مانعی ندارد. در صورتی که خازن قبل از بوستر نصب شود، پروفیل ولتاژ فیدر باید در حضور خازن بررسی شود و

مکانیابی بوستر بر اساس آن انجام شود. نصب خازن بعد از بوستر باعث کاهش بارگذاری بوستر می‌گردد و نسبت به نصب خازن درقبل از بوستر ارجحیت دارد.

۳- ۱۱- تعریف فواصل مجاز شبکه و تجهیزات

حریم خطوط انتقال و توزیع برق طی مصوبه شماره ۱۲۷۲۷/ت۵۰۷۳۲ ه ابلاغی مورخ ۱۳۹۴/۰۲/۰۶ که به تصویب هیئت وزیران رسیده است به شرح زیر می‌باشد. هرگونه تغییر در حدود این حریم بایستی بر اساس آخرین مصوبه‌های ابلاغی مد نظر قرار گیرد.

- حریم خطوط هوایی فشار ضعیف: حریم خطوط نیروی برق کمتر از یک کیلوولت، به صورت زمینی بوده که حداکثر آن یک متر و ۳۰ سانتی‌متر می‌باشد.
- حریم خطوط هوایی فشار متوسط: الف) حریم خطوط نیروی برق ردیف ولتاژ ۱ تا ۲۰ کیلوولت به صورت زمینی بوده که حداکثر ۲ متر و ۱۰ سانتی‌متر می‌باشد. ب) حریم خطوط نیروی برق ردیف ولتاژ ۳۳ کیلوولت به صورت زمینی بوده که حداکثر ۳ متر و ۵۰ سانتی‌متر می‌باشد.

به منظور حفظ ایمنی فاصله عمودی و افقی تجهیزات شبکه در استاندارد ۱-۵۱ مشخص شده است که رعایت آن‌ها الزامی است. توجه شود که فواصل مذکور بایستی با لحاظ نمودن شرایط آب و هوایی منطقه و طبق توضیحات مندرج در استاندارد مذکور بررسی و طراحی شود.

۳- ۱۲- قیود الزامی نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط

منظور از نقاط تحویل شبکه فشارمتوسط، محل اتصال مشترکین ولتاژ اولیه، محل اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده به شبکه فشارمتوسط است. مبحث نیروگاه‌های تولید پراکنده در "فصل ششم: قیود مرتبط با نیروگاه‌های تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع" ارائه خواهد شد و در اینجا تنها نقاط تحویل مشترکین ولتاژ اولیه مد نظر می‌باشد.

- حفاظت در نقطه PCC[1] مشترک به نحوی در نظر گرفته شود، که بروز خطا در شبکه داخلی مشترک، منجر به عملکرد آنی حفاظت داخلی مشترک شده و این خطا شبکه توزیع را متأثر نکند.

[1] Point of Common Coupling

- پیشنهاد می‌شود شرکت توزیع برای مشترکین بالای یک مگاوات و از نوع مشترکین منابع هارمونیک و یا حساس به کیفیت توان، دستگاه‌های آنالیز کیفیت توان را به صورت دائم در نقطه اتصال به شبکه مشترک نصب نماید و یا سالانه مطالعات کیفیت توان را توسط مشاور دارای صلاحیت انجام دهد. توجیه فنی برای تعیین مرز یک مگاوات در بخش "۳- ۱۲- ۱- توجیه فنی انتخاب مرز یک مگاوات" ارائه شده است.
- در مطالعات بررسی اتصال به شبکه مشترک و برای بررسی افت ولتاژ شبکه، رشد بار ۵ سال آینده بر اساس متوسط رشد بار منطقه (استخراج شده از مطالعات طرح جامع – در نبود آن بر اساس اطلاعات رشد بار منطقه و متوسط رشد بار سالانه منطقه در دفترچه برآورد بار و انرژی شهرستان) اعمال گردد. نیازهای توسعه شبکه و یا بازآرایی احتمالی مورد نیاز در نظر گرفته شود.
- لازم است پس از اتصال مشترک جدید، افت ولتاژ و بارگذاری مجاز شبکه رعایت شده باشد.
- نوع ادوات مانور و حفاظت در نقطه تحویل در دو حالت پست زمینی و MOF بایستی به نحوی باشد که هرگونه خطا در سمت مشترک، در محل اتصال جداسازی شود و به شبکه منتقل نشود.
- پیشنهاد می‌شود موارد زیر برای بررسی شرایط اتصال به شبکه مشترکین جدید بر اساس محاسبات و شبیه‌سازی لازم تعیین و مبنای تصویب و تهیه طرح قرار گیرد.
  - طول فیدر فشارمتوسط محل اتصال و فاصله الکتریکی مشترک از پست فوق‌توزیع
  - حداقل ولتاژ کنونی فیدر، محدوده شبکه با بارگذاری بالای ۸۰ درصد و تلفات در پیک بار فیدر (بدون اتصال مشترک مورد مطالعه)
  - حداقل ولتاژ فیدر، محدوده شبکه با بارگذاری بالای ۸۰ درصد و تلفات در پیک بار فیدر (پس از اتصال مشترک مورد مطالعه)
  - بررسی امکان بازآرایی و بهبود تعادل بار و کاهش تلفات
  - بررسی وضعیت قدرت مانور و ارائه راهکارهای بهبود
  - محدوده توسعه و یا افزایش سطح مقطع شبکه
  - میزان بارگذاری ترانسفورماتورهای پست فوق‌توزیع

۳- ۱۲- ۱- توجیه فنی انتخاب مرز یک مگاوات

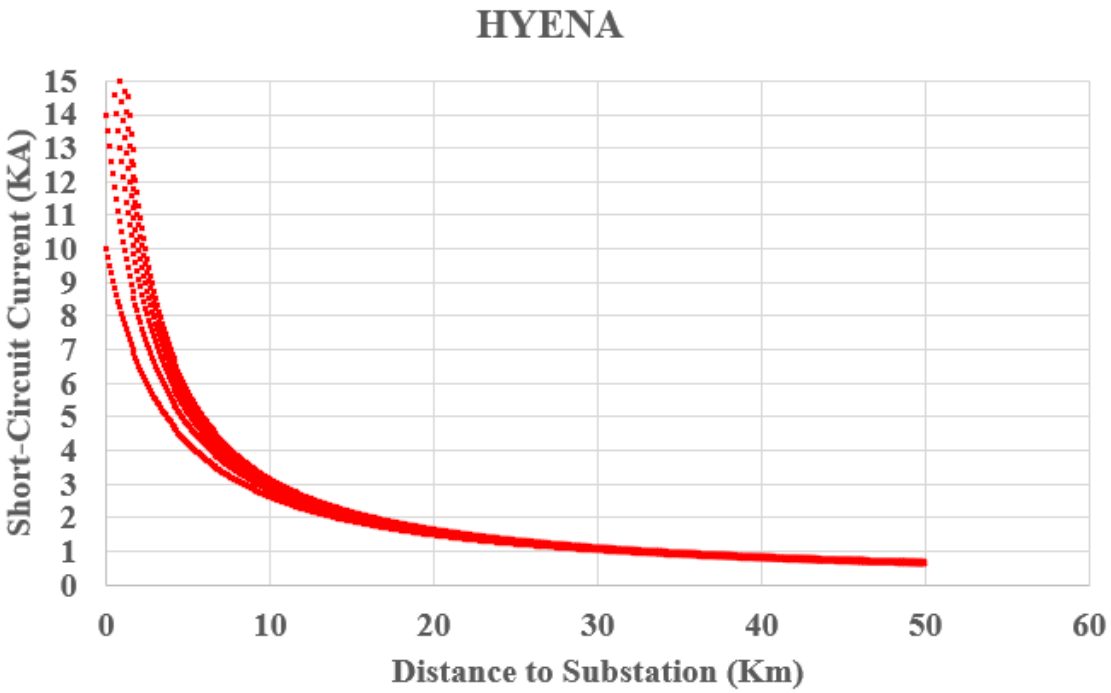
همانطور که در بخش قبل به آن اشاره شد، توصیه می‌شود شرکت توزیع برای مشترکین بالای یک مگاوات از نوع منابع هارمونیکی و یا حساس به هارمونیک، اقدام به نصب دائمی دستگاه‌های پایش کیفیت توان و یا مطالعات سالانه توسط مشاورین ذیصلاح نماید. با فرض اینکه ضریب قدرت مشترک برابر با ۰,۹ باشد و با توجه به اینکه مشترکین با این دیماند قراردادی به سطح ولتاژ ۲۰ kv متصل می‌شوند، جریان این مشترک حدود ۳۲ آمپر خواهد بود. مطابق با قیود و الزامات مربوط به جریان هارمونیکی و به عنوان مثال، در صورتی که سطح اتصال کوتاه نسبت به جریان بار، ۵۰ الی ۱۰۰ برابر باشد (۱۶۰۰ الی ۳۲۰۰ آمپر)، حد مجاز جریان هارمونیکی مرتبه هفتم ۱۰ درصد می‌باشد. بنابراین فرض می‌شود جریان هارمونیکی مرتبه هفتم مشترک در محدوده مجاز و برابر با ۳,۲ آمپر باشد. از طرف دیگر، رنج مجاز هارمونیک ولتاژ در هر مؤلفه هارمونیکی در سطح ولتاژ ۲۰ kv برابر با ۳٪ می‌باشد که معادل با ۶۰۰ ولت می‌باشد. بنابراین، مطابق با رابطه (۳-۵) اگر امپدانس هارمونیکی مشترک در مرتبه هفتم ۱۰۸,۲۶ اهم باشد، با جریان ۳,۲ آمپری به مرز هارمونیک غیرمجاز ۶۰۰ ولتی خواهیم رسید. امپدانس هارمونیکی ۱۰۸,۲۶ اهمی در مرتبه هفتم معادل امپدانس ۱۵,۴۶ اهمی در مرتبه اصلی می‌باشد. امپدانس ۱۵,۴۶ اهمی در مرتبه اصلی مطابق با رابطه (۳-۶)، حدودا معادل با سطح اتصال کوتاه ۷۴۷ آمپر می‌باشد.

$$\frac{600}{3.2\times\sqrt{3}}=108.26$$ رابطه (۳-۵)

$$\frac{20000}{15.46\times\sqrt{3}}=746.92$$ رابطه (۳-۶)

طبق شکل (۳-۳۵)، با هر سطح اتصال کوتاهی در ابتدای فیدر فشار متوسط با هادی هاینا، سطح اتصال کوتاه در فاصله بیش از ۳۰ کیلومتری از ابتدای فیدر کمتر از یک کیلوآمپر می‌باشد. برای رسم این شکل از مقادیر ۰,۲۷۱۲ و ۰,۲۴۶۴ اهم بر کیلومتر، به ترتیب برای مقاومت و راکتانس در واحد طول هادی هاینا در نرم‌افزار DIgSILENT استفاده شده است. به طور دقیق، در فاصله ۴۳,۳ کیلومتری از ابتدای فیدر، سطح اتصال کوتاه به ۷۴۷ آمپر می‌رسد. شرایطی که رخ دادن آن بعید نیست. بعلاوه اینکه در محاسبات فوق، هارمونیک پس‌زمینه منظور نشده است و با حضور هارمونیک پس‌زمینه، با جریان هارمونیکی مجاز مشترک

در فاصله کمتری از ابتدای فیدر به سطح اتصال کوتاه معادل هارمونیک ولتاژ غیرمجاز خواهیم رسید. بنابراین، می‌توان گفت حد یک مگاوات مقدار قابل توجیهی است.



شکل (۳-۳۵) سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از پست فوق‌توزیع با سطوح اتصال کوتاه مختلف در ابتدای فیدر با هادی هاینا

۳- ۱۳- حفاظت فیدرهای شبکه توزیع

در مورد طرح حفاظت فیدرهای شبکه فشار متوسط، توضیحات کامل و جامع در "دستورالعمل فنی حفاظت الکتریکی شبکه توزیع برق" [۴۳] که در سال ۱۴۰۰ منتشر گردیده است، ارائه شده است. لذا برای کلیه‌ی فیدرهای شبکه فشار متوسط لازم است الزامات مربوطه در دستورالعمل مذکور رعایت گردد. علاوه بر این، به مسائلی همچون هماهنگی حفاظتی بین تجهیزات مختلف همچون ریکلوزر و کات‌اوت فیوز نیز در دستورالعمل مذکور اشاره شده است که لازم است در تنظیمات حفاظتی تجهیزات و انتخاب آن‌ها منظور شود.

۳- ۱۳- ۱- هماهنگی حفاظتی بین فیوزها در طول فیدر فشار متوسط

یکی از مسائلی که در بحث حفاظت فیدرهای شبکه توزیع دارای اهمیت است، هماهنگی حفاظتی بین فیوزهای منصوبه در طول فیدر است. مرسوم است که در ابتدای شاخه‌های فرعی فیدر، فیوز نصب شود تا

در صورت رخداد خطا در یکی از شاخه‌های فرعی، شاخه اصلی فیدر و سایر شاخه‌های فرعی به عملکرد خود ادامه دهند. اما مسئله‌ای که از اهمیت بالایی برخوردار است، امکان نصب فیوز در شاخه اصلی و بررسی امکان هماهنگی حفاظتی بین آن‌ها و رله‌ی حفاظتی سرخط فیدر است.

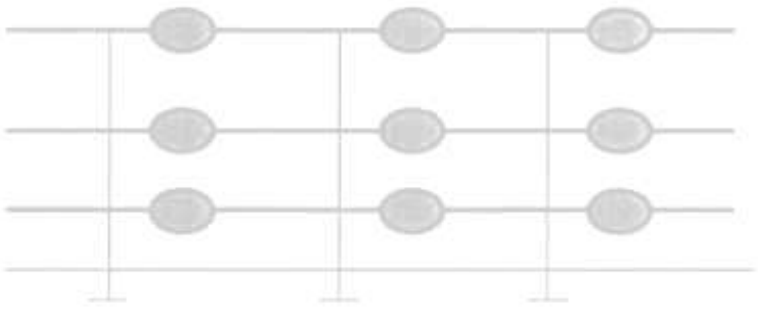
مطابق با محاسبات و توضیحات ارائه شده در پیوست ب، استفاده از کات اوت فیوز در طول تنه اصلی به عنوان حفاظت پشتیبان جز در موارد خاص نمی‌تواند مفید باشد. قرار دادن فیوزهای متعدد در تنه اصلی فیدر نه تنها باعث بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان و محدود شدن حوزه خطا نمی‌شود بلکه در موارد بسیاری حوزه خطا را نیز گسترده می‌کند. در اکثر شرایط بهتر است از ریکلوزر در شبکه هوایی و یا رله و دژنکتور در شبکه زمینی به عنوان حفاظت پشتیبان استفاده نمود و منحنی را با رله ابتدای فیدر هماهنگ نمود. بنابراین با توجه به توضیحات ارائه شده در پیوست ب که امکان استفاده از فیوز در تنه اصلی فیدر را محدود می‌کند و با توجه به اینکه منحنی‌های ذوب و قطع فیوزهای ساخت داخل به خوبی ارائه نمی‌شود و در مواردی هم که ارائه می‌شود، با عملکرد واقعی فیوزها مطابقت ندارد، توصیه می‌شود که در تنه اصلی فیدر از کات‌اوت فیوز استفاده نشود.

۳- ١٤- اتصال زمین تجهیزات

اتصال زمین نقش کلیدی در حفظ ایمنی، کاهش خرابی تجهیزات، کیفیت ولتاژ شبکه و عملکرد صحیح تجهیزات حفاظتی دارد. با توجه به تفکیک موضوع اتصال زمین در سند فلسفه طراحی برای شبکه فشارمتوسط، پست‌های توزیع و شبکه فشارضعیف، در این بخش تنها به موضوعات مرتبط با شبکه فشارمتوسط پرداخته خواهد شد. رعایت قیود و الزامات زیر در این زمینه پیشنهاد می‌شود:

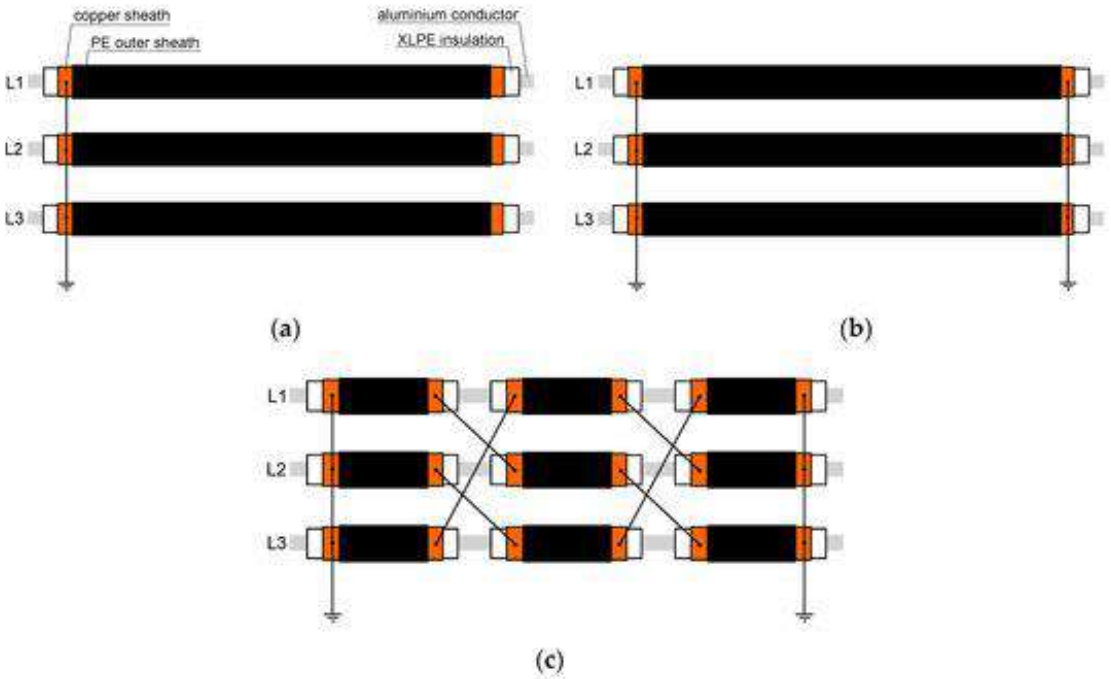
- چاه ارت و سیستم مربوط به آن برای حفاظت در مقابل صاعقه از ارت مرکز ستاره ترانسفورماتور و شبکه فشارضعیف مجزا و در فاصله مناسب (حداقل ۲۰ متر) قرار داشته باشد.
- بدنه هادی کلیه تجهیزات، ترانسفورماتورها و تابلوها بایستی زمین شود.
- در کابل‌های زره‌دار و برقگیرهای مربوطه همبندی در سیستم زمین اعمال گردد.
- در صورتیکه از هادی‌های مجزای سیستم زمین استفاده می‌شود این هادی‌ها باید به نقطه خنثی ترانسفورماتور منبع متصل شده و در همان کانال کابل اصلی قرار گیرد.
- بدنه پایه‌های فلزی بایستی زمین شوند.

- مطابق با "استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" استفاده از تسمه فولاد گالوانیزه به مقطع ۳۰*۳ میلیمتر مربع برای اتصال بدنه تجهیزات و برقگیر به سیستم زمین قابل استفاده می‌باشد [۵۵].
- شیلد کابل‌های قدرت فشارمتوسط کاربرد چندگانه دارد. یکی از کاربردهای مهم شیلد در کابل‌های فشارمتوسط، جلوگیری از شکست عایقی لایه ژاکت کابل است. ژاکت کابل در کابل‌های فشارمتوسط بر خلاف لایه عایق اصلی کابل، متناسب با سطح ولتاژ ضخیم‌تر نمی‌شود. لذا در اثر بروز نقص مکانیکی و یا خراب شدن عایق کابل در شرایط خاص، هادی کابل اگر با لایه‌های بعدی در ارتباط قرار گیرد، می‌تواند ژاکت کابل که معمولا نقش هم‌بندی سایر لایه‌ها و نقش آخرین محافظ کابل در برابر گرد و غبار، باران و سایر شرایط محیطی را دارد را دچار شکست عایقی نماید. وجود شیلد در این حالت می‌تواند باعث انتقال جریان و ایجاد سطح ولتاژ صفر فرضی در پشت لایه ژاکت شود. برای این منظور لازم است شیلد به زمین متصل شده باشد. در حالت استفاده از کابل‌های تک رشته‌ای شیلدها همبندی شده و به زمین متصل می‌شوند.
- زمین کردن شیلد کابل بسته به طول کابل با یکی از سه روش تک نقطه‌ای، دو نقطه‌ای یا متقاطع لازم است انجام شود. در پست‌ها و مدارات کوتاه به صورت دو نقطه‌ای، در کابل‌های با طول کمتر از یک کیلومتر به صورت تک نقطه‌ای همراه با برقگیر محدودکننده اضافه ولتاژ[۱] در سمت باز شیلد (NS260) و در مدارات بلندتر به صورت متقاطع تا جریان چرخشی باعث محدود شدن ظرفیت حرارتی کابل نشود. البته استفاده از کابل کمکی نیز در صورت مشکلات اجرایی برای روش متقاطع می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.



شکل (۳-۳۶) روش استفاده از کابل کمکی

[۱] Sheath voltage limiters (SVL)



شکل (۳-۳۷) اتصال تک نقطه‌ای (a)، اتصال دو نقطه‌ای (b)، و اتصال متقاطع (c)

- حصارهای مربوط به محدوده تجهیزات لازم است زمین شوند. این حصارها در صورت وجود دهانه لازم است همبند شوند. با سیستم زمین تجهیزات داخلی نیز بایستی همبندی اعمال گردد.
- جریان مجاز کوتاه مدت هادی یا هادی‌های اتصال زمین باید برای عبور جریان‌های زیاد ضربه صاعقه یا جریان دنبال آن کافی باشد. بدین منظور، با توجه به نوع کاربرد، ضخامت هادی انتخابی باید مطابق با الزامات استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع [۵۵] باشد. بهترین انتخاب برای جنس هادی زمین، فولاد با گالوانیزه گرم است که حداقل ضخامت فلز روی در آن، ۷۰ میکرومتر باشد. همچنین، مس با روکش سربی به ضخامت حداقل یک میلیمتر نیز انتخاب مناسبی می‌باشد.
- قدرت تحمل جریان مجاز کوتاه مدت هادی‌ها برای اتصال زمین تجهیزات، معبر مدارها، کابل‌ها، غلاف کابل‌ها و سایر تجهیزات با توجه به زمان قطع وسایل حفاظتی طراحی شود.
- مطابق با استاندارد سیستم زمین وزارت نیرو [۵۵]، بدنه تجهیزات ۲۰ کیلوولت (مانند سکسیونرها، ریکلوزرها، خازن‌ها و سایر تجهیزات) یا واقع در حوزه اثر سیستم زمین حفاظتی ۲۰ کیلوولت، الزاما باید به همان سیستم زمین وصل گردند و از سیستم نول فشارضعیف جدا باشد.
- پیچ های فولادی ضد زنگ نباید بخشی از مدار حامل جریان باشند. آن‌ها فقط می‌توانند برای بستن اجزای حامل جریان به هم استفاده شوند.

- رعایت کلیه‌ی الزامات ذکر شده در "استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" [۵۵] و "دستورالعمل اجرایی سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" [۶۷] الزامی است.

فصل چهارم: قیود و الزامات طراحی پست هوایی و زمینی

٤- ١- مقدمه

پست‌های توزیع برق نقش تبدیل ولتاژ شبکه فشارمتوسط به فشارضعیف و تأمین نیاز مشترکین را بر عهده دارند. پست‌های توزیع از دیدگاه چگونگی اجرا به پست‌های هوایی، پست‌های ساختمانی، پست‌های کیوسکی، پست‌های کمپکت و پست‌های زیرزمینی قابل تقسیم هستند. اجرای پست به صورت هوایی با هزینه کمتری قابل انجام است اما به دلیل وزن ترانسفورماتور، کاهش قابلیت اطمینان و کاهش تاب‌آوری شبکه، اجرای پست هوایی با ظرفیت‌های بیش از ۵۰۰ کیلوولت آمپر مجاز نمی‌باشد [۶۸].

در این فصل، فلسفه طراحی شبکه توزیع برق در بخش پست‌های توزیع هوایی و زمینی ارائه خواهد شد. قیود و الزامات عنوان شده در این بخش می‌تواند به بهینه‌سازی شبکه و کاهش هزینه‌ها و افزایش قابلیت اطمینان و تاب‌آوری شبکه کمک نماید.

٤- ٢- قیود و الزامات انتخاب پایه ترانسفورماتور

انتخاب پایه و سکوی ترانسفورماتور باید با توجه به ظرفیت ترانسفورماتور صورت گیرد. لذا رعایت قیود و الزامات زیر در انتخاب پایه و سکوی ترانسفورماتورهای هوایی الزامی است:

- حداکثر ظرفیت پست تک‌پایه ۱۰۰ KVA می‌باشد. در شرایط خاص حداکثر تا ۲۰۰ KVA با رعایت محاسبات فنی مربوطه قابل استفاده می‌باشد [۵۳].

- ظرفیت حداکثر پست دو پایه ۵۰۰ KVA می‌باشد [۶۸]. ترانسفورماتور ۵۰۰ KVA در این مناطق به صورت هوایی احداث نشود: منطقه فوق سنگین در پارامتر باد، منطقه خطرناک در پارامتر زلزله، مقاومت مکانیکی خاک در سطح بد یا خاک تیپ چهار.
- در شرایط معمول و با توجه به احتمال افزایش قدرت پست، ارتفاع و قدرت پایه‌ها ۱۲/۶۰۰ و ۹/۶۰۰ انتخاب گردد که عدد سمت راست ممیز به قدرت پایه (kg.f) اشاره دارد و عدد سمت چپ ممیز به ارتفاع پایه (m) اشاره دارد [۵۳]. با این وجود، انجام محاسبات مکانیکی ضروری است و ذکر این اعداد دلیلی بر چشم‌پوشی از محاسبات مکانیکی نمی‌باشد.
- در شبکه‌های فشار متوسط زمینی، برای احداث پست هوایی از دو پایه ۱۲ متری که به صورت موازی قرار دارند استفاده شود که قدرت پایه‌ها در شرایط معمول و با توجه به احتمال افزایش قدرت پست ۱۲/۶۰۰ لحاظ می گردد [۵۳].
- انتخاب نوع پایه در پست‌های تک‌پایه بر اساس جدول (۴-۱) پیشنهاد می گردد. با این وجود، انجام محاسبات مکانیکی ضروری است و ذکر این اعداد دلیلی بر چشم‌پوشی از محاسبات مکانیکی نمی‌باشد.
- در پست‌های هوایی دوپایه، نحوه قرارگیری پایه‌ها (نر و ماده) به سمت و سوی نیروهای وارد بر پایه بستگی دارد. به عنوان مثال، اگر شبکه فشار متوسط از یک سوی خیابان با دو پایه ۱۲ متری به پست هوایی سمت دیگر خیابان منتقل شود و احداث شبکه فشار ضعیف خروجی از پست کابلی باشد، هر دو پایه در یک جهت نصب خواهند شد. اما بجز در موارد خاص، در سایر مواقع جهت این دو پایه عمود بر هم انتخاب می‌شود.

جدول (۴-۱) نوع پایه و نحوه قرارگیری ترانسفورماتور در پست‌های تک‌پایه [۵۳, ۶۹]

نوع ترانسفورماتور	پایه بتنی مسلح چهارگوش نصب ترانسفورماتور در جهت نری	پایه بتنی مسلح چهارگوش نصب ترانسفورماتور در جهت مادگی	پایه بتنی پیش‌تنیده
۲۵ KVA	۱۲/۴۰۰	۱۲/۴۰۰	۱۲/۴۰۰
۵۰ KVA	۱۲/۶۰۰	۱۲/۸۰۰	۱۲/۶۰۰
۱۰۰ KVA	۱۲/۸۰۰	۱۲/۱۲۰۰	۱۲/۸۰۰
۲۰۰ KVA	۱۲/۱۲۰۰	۱۲/۱۲۰۰	۱۲/۱۲۰۰

در پیوست 5A از کتاب Electrical distribution engineering [۷۰]، راهنمای مرحله به مرحله برای انتخاب پایه‌های عبوری، زاویه‌دار و انتهایی ارائه شده است. در این راهنما مراحل انتخاب پایه‌های پست‌های هوایی بدین صورت ذکر شده است که ابتدا نیروی افقی ناشی از هادی خط را بر پایه محاسبه نموده و با احتساب ضریب اطمینان مناسب، پایه‌ی مناسب انتخاب می‌شود؛ سپس وزن تجهیزات پست هوایی بر روی پایه محاسبه شده و با بیشینه وزن قابل تحمل پایه تطبیق داده می‌شود و در صورتی که پایه‌ی انتخابی در مرحله قبل قادر به تحمل وزن تجهیزات پست هوایی نباشد، پایه با قدرت بالاتری انتخاب شود. روش مذکور دارای دو ایراد اساسی است. یکی اینکه بحث نیروی ناشی از باد به بدنه ترانس منظور نشده است و دیگری اینکه تاثیر زلزله در آن دیده نشده است. از طرف دیگر، در حال حاضر اطلاعاتی مبنی بر مقدار وزن قابل تحمل پایه‌ها در مشخصات و آزمون‌های مربوط به پایه‌ها در دسترس نمی‌باشد. بدین ترتیب، اولا پیشنهاد می‌شود که استانداردی مبنی بر نحوه‌ی محاسبه و انتخاب پایه‌های پست‌های هوایی در اولویت تدوین قرار گیرد. دوما، میزان وزن قابل تحمل پایه‌ها به عنوان یک پارامتر مهم در تصمیم‌گیری، با لحاظ کردن شرایط زلزله، در دستورالعمل الزامات ساخت و تست پایه‌های فشار متوسط گنجانده شود و دستورالعمل‌های موجود با اضافه شدن این موضوع ویرایش شوند.

٤- ۳- برآورد بار با هدف جایابی پست توزیع

قدم نخست در طراحی پست توزیع تعیین مکان و ظرفیت مناسب برای احداث پست است. به دلیل وابستگی ظرفیت و مکان هر پست توزیع به مکان و ظرفیت پست‌های مجاور، در واقع گزینه‌های متعددی برای تعیین مکان پست‌های توزیع و ظرفیت آن‌ها قابل طرح است که انتخاب از میان آن‌ها به بهترین شکل ممکن، می‌تواند تأثیر بسیار زیادی در وضعیت ولتاژ و تلفات شبکه فشارضعیف داشته باشد.

پست‌های توزیع اگر به منظور تأمین برق مشترکین صنعتی و یا کشاورزی و یا به صورت اختصاصی احداث شوند، غالباً نیاز به مطالعات مکانیابی چندانی ندارند و در بهترین مکان ممکن از نظر محدودیت‌های حریم که کمترین فاصله را با محل تغذیه مشترک یا مشترکین داشته باشد، پست توزیع طراحی و اجرا می‌شود. زمانیکه برای مشترکین تعرفه‌های تجاری و عمومی نیز با بار بزرگ و نقطه‌ای مانند پاساژ و یا ادارات بزرگ مواجه باشیم، تأمین زمین پست از همان مشترک انجام شده و موضوع مکانیابی و تعیین ظرفیت، پیچیده

نخواهد بود. لازم به ذکر است برای تعیین تکلیف زمین پست‌های زمینی مورد نیاز مربوط به مجتمع‌های جدید، به آیین‌نامه تکمیلی تعرفه‌های برق توجه شود. هر چند رعایت قیود و الزاماتی در این بخش نیز مفید خواهد بود که در ادامه به آن‌ها پرداخته خواهد شد. اما برای تعیین مکان و ظرفیت پست‌های توزیعی که مشترکین معمول خانگی و تجاری را تغذیه می‌کنند و غالباً با شبکه فشارضعیف طولانی نیز همراه است، اهمیت برآورد بار و تعیین مکان بهینه پست، بسیار بیشتر خواهد بود. زیرا بهره‌گیری مناسب از ظرفیت پست و کاهش تلفات در شبکه فشارضعیف، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره برداری را به شدت تحت تأثیر قرار داده و آن را کاهش می‌دهد.

برآورد بار با هدف جایابی پست، نیازمند انجام محاسبات با رزولوشن مناسب است. رزولوشن این محاسبات به چگالی بار منطقه وابسته است و نمی‌توان یک عدد یکسان برای انجام این مطالعات در حالات مختلف عنوان نمود. به منظور بهبود روند مطالعات برآورد بار با هدف جایابی پست‌های توزیع موارد زیر پیشنهاد می‌گردد:

- درصورتیکه اطلاعات GIS مشترکین موجود است، بر اساس محله‌های مختلف و تفاوت‌های آن‌ها از نظر میزان مصرف مشترکین و همچنین میزان ساخت‌وساز، تقسیم‌بندی لازم انجام و پلیگون‌هایی برای این منظور ترسیم گردد. اطلاعات مشترکین درون هر محدوده از تعرفه‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفته و روند رشد تعداد مشترکین و سرانه مصرف آن‌ها شناسایی و در قالب لایه GIS مناسب در بانک اطلاعاتی شرکت‌های توزیع قرار داده شود. این اطلاعات می‌تواند به دید طراحان هر منطقه برای شناخت وضعیت مصرف و روند رشد مناطق کمک نماید. به این ترتیب برای هر منطقه شهری، تعدادی پلیگون در لایه پیشنهادی ترسیم می‌شود که کل منطقه شهری را پوشش می‌دهد. در هر پلیگون محاسبه و درج نتایج در فیلدهای زیر پیشنهاد می‌گردد.

جدول (۴-۲) فیلدهای پیشنهادی پلیگون‌های چگالی بار

ردیف	شرح	نام فیلد
۱	نام امور برق یا کد امور و ارتباط با جدول	D_Area
۲	نام محدوده	D_Name
۳	کد محدوده	D_Code
۴	تعداد مشترک خانگی	D_NRes
۵	تعداد مشترک تجاری	D_NCom
۶	جمع انرژی سالانه مشترکین خانگی (آخرین سال)	D_ERes
۷	جمع انرژی سالانه مشترکین تجاری (آخرین سال)	D_ECom
۸	مساحت محدوده	D_CalArea
۹	ضریب بار خانگی اشباع شده	D_LFRes
۱۰	ضریب بار تجاری اشباع شده	D_LFCom
۱۱	متوسط درصد رشد تعداد مشترک خانگی در ۳ سال گذشته	D_GFRes
۱۲	متوسط درصد رشد تعداد مشترک تجاری در ۳ سال گذشته	D_GFCom
۱۳	تعداد فروش انشعاب خانگی در سال گذشته	D_NSRes
۱۴	تعداد فروش انشعاب تجاری در سال گذشته	D_NSCom
۱۵	چگالی تعداد مشترک خانگی (D_NRes/ D_CalArea)	D_DNRes
۱۶	چگالی تعداد مشترک تجاری (D_NCom/ D_CalArea)	D_DNCom
۱۷	چگالی انرژی خانگی (D_ERes/ D_CalArea)	D_DERes
۱۸	چگالی انرژی تجاری (D_ECom/ D_CalArea)	D_DECom

- درصورتیکه اطلاعات GIS مشترکین موجود نیست، بر اساس حوزه قرائت مأمورین پلیگون‌های محدوده قرائت‌ها ترسیم و برای حوزه هر مأمور مطالعات رشد تعداد مشترک و سرانه مصرف برای تعرفه‌های مختلف انجام و نتایج به صورت لایه GIS در بانک اطلاعاتی شرکت توزیع قرار گیرد. لازم به ذکر است در مواردی که احیاناً حوزه قرائت هر مأمور پراکنده و در نقاط مختلف شهر می‌باشد، این تفکیک نمی‌تواند کمک چندانی نماید و لازم است به اطلاعات روزکارهای مختلف ورود شود و یا حوزه قرائت مامورین اصلاح گردد. در نهایت به طور مشابه با جدول (۴-۲) می‌توان فیلدهای پلیگون حوزه مامورین را محاسبه نمود.
- اطلاعات کاربری اراضی که در نقشه‌های طرح تفصیلی و طرح جامع شهری درج می‌شود برای طراحی شبکه برق و خصوصاً مطالعات برآوردبار کاربردی است و لازم است دریافت و بروزرسانی لایه‌های کلیدی در دستور کار قرار گیرد.

- شهرداری‌ها در زمان صدور پروانه ساخت می‌توانند اطلاعاتی مانند مکان و تعداد واحد و مساحت آن‌ها را به صورت بانک اطلاعات GIS و یا لیست اکسل در اختیار شرکت‌های توزیع برق قرار دهند. این موضوع اگر در زمان صدور پروانه ساخت انجام شود، می‌تواند در برآوردبار و پیش‌بینی نیاز مصرف منطقه برای ۱ تا ۳ سال آینده و همچنین در تأمین مکان مناسب برای پست‌های توزیع ساختمانی کمک مهمی نماید. به طور کلی پیش‌بینی کوتاه مدت بار که در موضوع مطالعات جایابی پست‌های توزیع مورد نیاز است، بیشتر بر اساس ساخت و سازهای در حال انجام و یا قریب‌الوقوع تحت تأثیر قرار می‌گیرد و رشد مصرف سرانه تأثیر چندانی نخواهد داشت. اضافه کردن این اطلاعات در قالب لایه GIS نیز به خوبی در تعیین مکان و ظرفیت بهینه پست‌های توزیع و کاهش هزینه‌های مربوطه کمک خواهد نمود. لذا لازم است شرکت‌های محترم توزیع برق مذاکرات لازم برای دریافت دوره‌ای اطلاعات از شهرداری‌ها را به عمل آورده و این اطلاعات را دریافت و در سامانه GIS در اختیار طراحان قرار دهند.
- بر اساس حداکثر انرژی مصرفی مشترکین خانگی و تجاری هر منطقه لازم است تعداد مشترک قابل تغذیه از پست توزیع با توجه به ظرفیت پست، با در نظر گرفتن ضریب همزمانی تعیین شود. این موضوع در استفاده بهینه از ظرفیت پست‌های توزیع و جلوگیری از بارگذاری کم و پرباری ترانسفورماتورها نقش بسیار مهم دارد. روش پیشنهادی برای این بخش در ادامه آورده شده است.

٤- ٤- روش پیشنهادی برای تعیین تعداد مشترک قابل تغذیه از هر پست توزیع

در "دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی شبکه‌های توزیع" [۴۵]، روش مناسبی برای تعیین تعداد مشترک قابل تغذیه از هر پست توزیع ارائه شده است. هرچند توصیه می‌شود که کارشناسان طراحی در امور برق مناطق مختلف برای انجام طراحی‌های متداول، دانش خود در زمینه مدلسازی بار و اطلاعات انرژی سرانه مناطق تحت پوشش خود را افزایش دهند و بر آن مسلط باشند، اما پیشنهاد می‌شود، روشی مشابه با آنچه در این گزارش برای مناطق محدوده شهرستان کرمان ارائه می‌شود، برای تمامی مناطق تحت پوشش هر شرکت توزیع و ترجیحاً به تفکیک مناطق اصلی شهرستان‌ها و روستاها یا مناطق غیر از بخش مرکزی و پر مصرف، جداولی برای استفاده همکاران واحد طراحی تولید شود.

لازم به ذکر است که روش استفاده شده در این گزارش ترکیبی از اطلاعات ارائه شده در

- استاندارد NFC14-100
- استاندارد IEC61439
- اطلاعات مدلسازی بار در محدوده شهرستان کرمان
- اعمال منحنی خطی برای تطبیق اشباع بار

می‌باشد.

۴- ۴- ۱- ضریب تنوع یا Diversity Factor

ضریب تنوع عبارت است از حاصل تقسیم جمع بیشینه هر کدام از بارها بر بیشینه جمع همزمان همه‌ی بارها بر اساس رابطه (۴-۱) [۷۱].

$$f_{Diversity} = \frac{\sum_{i=1}^{n} Max\left(Load_i\right)}{\max\left(\sum_{i=1}^{n} Load_i\right)}$$

رابطه (۴-۱)

به عبارت دیگر اگر ۱۰۰ مشترک خانگی (با فرض ۵ کیلووات در قرارداد هر مشترک) از یک پست توزیع تغذیه شوند و در طول مدت اندازه‌گیری، هر کدام از آن‌ها حداقل یک مرتبه بیشینه توان قراردادی خود را مصرف کنند، جمع بار حداکثر این مشترکین خانگی برابر با ۵۰۰ کیلووات است. حال اگر بیشینه توان مصرفی پست، ۲۰ کیلووات باشد، آنگاه طبق رابطه (۴-۱)، ضریب تنوع این پست برابر با ۲۵ خواهد بود. با توجه به اینکه امکان اندازه‌گیری برای همه‌ی مشترکین و محاسبه‌ی صورت کسر رابطه (۴-۱) به سادگی وجود ندارد، معمولا از ضریب همزمانی به جای ضریب تنوع در محاسبات استفاده می‌شود.

۴- ۴- ۲- ضریب همزمانی در مشترکین خانگی

نسبت حداکثر تقاضای همزمان به حداکثر دیماند مجموعه‌ای از مشترکین را ضریب همزمانی می‌نامند. به عبارت دیگر، اگر بیشینه قدرت قراردادی مشترکین در طول زمان برای هر مشترک رخ دهد، ضریب همزمانی معکوس ضریب تنوع خواهد بود.

برای محاسبه ضریب همزمانی مشترکین خانگی در هر منطقه، لازم است گام‌های زیر به ترتیب انجام شود:

۱) با توجه به تجربه، ضریب همزمانی برای تعداد محدودی مشترک برابر با ۱ فرض می‌شود. پیشنهاد می‌شود این تعداد بین ۱ تا حداکثر ۴ مشترک فرض شود.

۲) ضریب همزمانی برای تعداد مشترکین زیاد تقریبا ثابت است که در ادامه از آن تحت عنوان ضریب اشباع نام می‌بریم. برای محاسبه‌ی ضریب اشباع، باید اندازه‌گیری بر روی یک پست با تعداد مشترک زیاد انجام شود (پیشنهاد می‌شود بالاتر از ۲۰۰ مشترک) و ضریب همزمانی مشترکین در پیک بار تعیین گردد. این عدد را می‌توان از طریق نصب چند ثبات در پست‌های با تعداد مشترک بالا و سپس تقسیم بار حداکثر بر تعداد مشترکین محاسبه نمود. همچنین می‌توان از تقسیم متوسط مصرف انرژی هر مشترک منطقه بر ضریب بار همان تعرفه، به عدد اشباع شده بار مشترکین منطقه دست یافت.

۳) برای مشترکین بین تعداد محدود مفروض در بند ۱ (۱ تا ۴) تا ۲۰۰ (یا هر تعداد مشترکی که برای ضریب اشباع انتخاب می‌شود) لازم است اندازه‌گیری بر روی پست‌ها با تعداد مشترکین کمتر انجام شود و ثبت شود.

۴) بعد از به دست آوردن تعداد نقاط کافی، باید اقدام به برازش منحنی با استفاده از منحنی توانی یا لگاریتمی شود. بدین ترتیب، یک منحنی بر روی نقاط به دست آمده برازش می‌شود که محور افقی تعداد مشترکین را نشان می‌دهد و محور عمودی ضریب همزمانی را مشخص می‌کند.

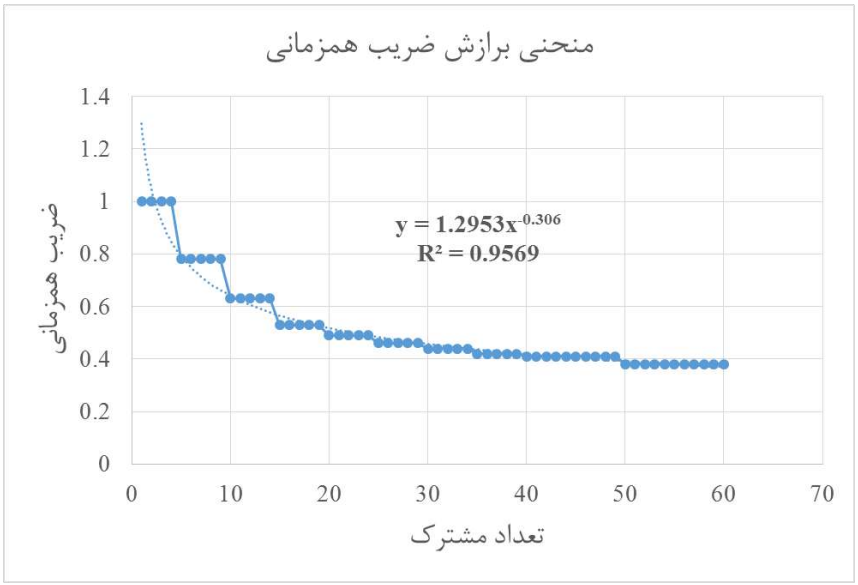
لازم به تذکر است که بین منحنی توانی یا لگاریتمی، منحنی‌ای انتخاب می‌گردد که مقدار معیار R^2 آن به عدد ۱ نزدیک‌تر باشد. بدین ترتیب منحنی برازش شده با نقاط اندازه‌گیری شده تطابق بیشتری خواهد داشت و به عبارتی، منحنی برازش شده دقت بالاتری دارد.

به عنوان نمونه، جدول (۴-۳) در استاندارد فرانسوی NFC14-100 ارائه شده است. این جدول در واقع ضریب همزمانی را برای تعداد متفاوتی از مشترکین خانگی برای یک آپارتمان نشان می‌دهد. در این استاندارد، ضریب اشباع برای تعداد مشترک بالای ۵۰ مشترک درنظر گرفته شده است.

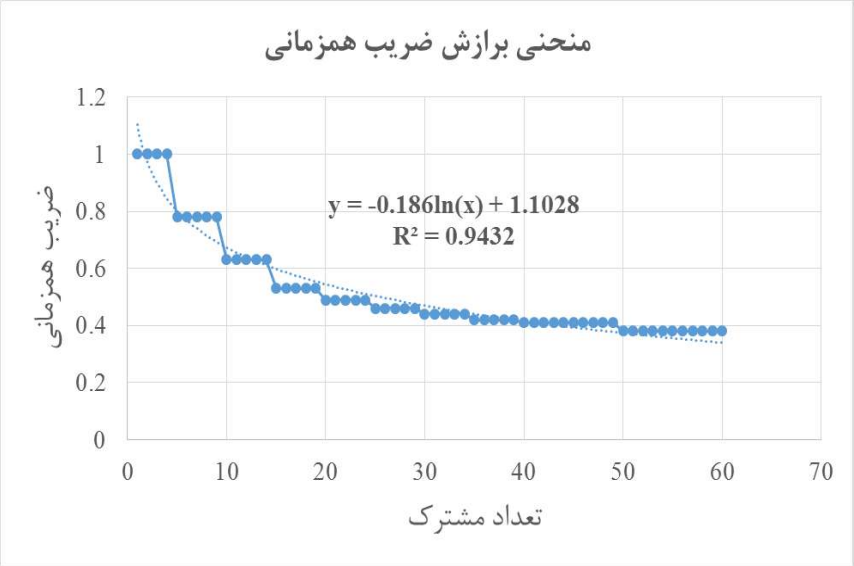
جدول (۴-۳) ضریب همزمانی مشترکین خانگی

تعداد مشترک	ضریب همزمانی
۱ تا ۴	۱
۵ تا ۹	۰,۷۸
۱۰ تا ۱۴	۰,۶۳
۱۵ تا ۱۹	۰,۵۳
۲۰ تا ۲۴	۰,۴۹
۲۵ تا ۲۹	۰,۴۶
۳۰ تا ۳۴	۰,۴۴
۳۵ تا ۳۹	۰,۴۲
۴۰ تا ۴۹	۰,۴۱
۵۰ و بیشتر	۰,۳۸

بهترین ابزار برای برازش منحنی ضریب همزمانی نرم‌افزار Excel یا جعبه ابزار cftool در نرم‌افزار MATLAB می‌باشد. به عنوان مثال با استفاده از نرم‌افزار Excel، دو برازش منحنی با استفاده از روابط توانی و لگاریتمی بر روی اعداد جدول (۴-۳) صورت گرفته است که به ترتیب در شکل (۴-۱) و شکل (۴-۲) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، منحنی توانی بر روی این اعداد با دقت بیشتری منطبق شده است؛ چرا که مقدار R^2 در منحنی توانی به عدد ۱ نزدیک‌تر است.



شکل (۴-۱) منحنی برازش ضریب همزمانی با معادله توانی



شکل (۴-۲) منحنی برازش ضریب همزمانی با معادله لگاریتمی

با این وجود، امکان تعمیم جدول فوق و معادلات برازش شده به مناطق با مشخصات جغرافیایی و فرهنگی دیگر وجود ندارد؛ لذا طراح محترم باید قبل از طراحی، نسبت به محاسبه ضریب همزمانی مشترکین خانگی در منطقه مورد نظر مطابق با روش گفته شده اقدام نماید. در ادامه ضریب همزمانی را با SC[1] نشان خواهیم داد.

۴- ۴- ۳- ضریب همزمانی در سایر تعرفه‌ها

با توجه به اینکه الگوی مصرف سایر تعرفه‌ها در مناطق مختلف با هم متفاوت است، از روش مشابه مشترکین خانگی، می‌توان نسبت به محاسبه‌ی ضریب همزمانی مشترکین استفاده نمود. در صورتی که اطلاعات در دسترس نباشد یا بکارگیری روش پیشنهادی ممکن نباشد، می‌توان از ضرایب تجربی هر شرکت توزیع استفاده نمود. به عنوان نمونه و برای ساختمان‌های عمومی، ضریب همزمانی مطابق با جدول (۴-۴) پیشنهاد شده است.

[1] Simultaneity Coefficient

جدول (۴-۴) ضریب همزمانی ساختمان‌های عمومی [۷۲]

ردیف	عنوان	ضریب همزمانی
۱	هتل‌ها پانسیون‌ها-آپارتمان‌های مبله	۰,۶-۰,۸
۲	اداره (دفتر) کوچک	۰,۵-۰,۷
۳	ساختمان‌های اداری بزرگ بانک‌ها، شرکت‌های بیمه، ادارات دولتی	۰,۷-۰,۸
۴	مغازه‌ها	۰,۵-۰,۷
۵	فروشگاه‌های بزرگ	۰,۷-۰,۹
۶	مدارس	۰,۶-۰,۷
۷	بیمارستان‌ها	۰,۵-۰,۷۵
۸	محل‌های اجتماع مساجد، میدان‌های ورزشی تئاترها، رستوران‌ها	۰,۶-۰,۸
۹	ساختمان ترمینال، فرودگاه، راه‌آهن	باید با مطالعه انتخاب شود

۴- ۴- ۴- ضریب حداکثر بارگذاری مجاز پست توزیع

ترانسفورماتورها غالباً به گونه‌ای طراحی و ساخته می‌شوند که می‌توانند بارگذاری بیش از ۱۰۰٪ را برای مدتی کوتاه تحمل نمایند، اما در طراحی شبکه بایستی به گونه ای عمل نمود که پست توزیع در مرز این شرایط قرار نگیرد. بدین منظور می‌توان از "دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع" استفاده نمود [۷۳]. با این وجود، در این سند یک روش دیگر به عنوان روش پیشنهادی مطرح می‌گردد. این روش برگرفته از مطالعات مشابه در نقاط مختلف کشور است و موضوع تفاوت ظرفیت پست به ازای تعداد مشترک را در ظرفیت‌های مختلف پست به خوبی نشان می‌دهد.

بر اساس استاندارد IEC60076 شرایط عادی کارکرد ترانسفورماتورهای توزیع به صورت جدول (۴-۵) می‌باشد.

جدول (۴-۵) شرایط محیطی عادی برای کارکرد ترانسفورماتور [۷۴]

ردیف	عنوان	مقدار
۱	حداکثر درجه حرارت هوا	۴۰ درجه سانتیگراد
۲	حداقل درجه حرارت هوا	منفی ۲۵ درجه سانتیگراد
۳	حداکثر دمای متوسط ماهانه هوا در گرمترین ماه	۳۰ درجه سانتیگراد
۴	حداکثر میانگین دمای سالیانه	۲۰ درجه سانتیگراد
۵	ارتفاع محل نصب	۱۰۰۰ متر از سطح دریا

از آنجا که طراحی ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت فعلی بر اساس استاندارد IEC 60076 صورت می‌پذیرد لذا بسیاری از نقاط کشور را نمی‌توانند تحت پوشش مستقیم قرار دهند و بایستی با اجرای دقیق دستورالعمل‌های بهره‌برداری که بر مبنای کاهش حداکثر توان خروجی مجاز ترانسفورماتور در شرایط دما و ارتفاع زیاد می‌باشد، تا حدودی اثرات این شرایط محیطی را بهبود بخشید.

اولین مسئله‌ی تاثیرگذار در ظرفیت بارگذاری مجاز ترانسفورماتور، دمای محیط می‌باشد. در دماهای بالای محیط، به منظور حفظ روند پیرشدگی نرمال سیستم عایقی ترانسفورماتور، میزان بارگذاری مجاز ترانسفورماتورها بایستی کاهش یابد. در غیر این صورت نرخ پیرشدگی سیستم عایقی ترانسفورماتور به نحو محسوسی افزایش می‌یابد. واضح است که طراحی باید برای بدترین شرایط دمایی منطقه صورت گیرد. بنابراین لازم است ضرایب تصحیح حداکثر دمای محیط با توجه به محل نصب ترانسفورماتور مطابق با جدول (۴-۶) درنظر گرفته شود. واضح است که برای مناطقی که حداکثر دمای آن‌ها کمتر از ۴۰ درجه سانتیگراد باشد، ضریب تصحیح دمایی برابر با مقدار واحد است. لازم به ذکر است که جدول مذکور برای شرایط بارگذاری دائمی ترانسفورماتور است و محاسبات دقیق‌تر با توجه به تغییرات بارگذاری ترانسفورماتور و دمای هوا، در استانداردهای IEC676 یا IEEE Std. C57.91 ذکر شده است.

جدول (۴-۶) ضرایب تصحیح حداکثر دمای محیط [۷۳]

منطقه	ضریب تصحیح
مناطقی که حداکثر دمای آن‌ها کمتر از ۴۰ درجه سانتیگراد است.	۱,۰۰
مناطقی که حداکثر دمای آن‌ها بین ۴۰ تا ۴۵ درجه سانتیگراد است.	۰,۸۸
مناطقی که حداکثر دمای آن‌ها بین ۴۵ تا ۵۰ درجه سانتیگراد است.	۰,۸۰
مناطقی که حداکثر دمای آن‌ها بالاتر از ۵۰ درجه سانتیگراد است.	۰,۷۲

با تغییر ارتفاع از سطح دریا، فشار هوا نیز تغییر می‌کند. تغییر فشار هوا باعث تغییر قدرت خنک کنندگی و در نتیجه تغییر حداکثر توان خروجی ترانسفورماتور خواهد شد. ضرایب تاثیر ارتفاع از سطح دریا بر کاهش توان خروجی ترانسفورماتورها در جدول (۴-۷) ارائه شده است.

جدول (۴-۷) ضرایب تاثیر ارتفاع از سطح دریا بر کاهش توان خروجی ترانسفورماتورها [۷۳]

ارتفاع منطقه	ضریب تصحیح ارتفاع
مناطق با ارتفاع کمتر از ۱۰۰۰ متر	۱,۰۰۰
مناطق با ارتفاع بین ۱۰۰۰ تا ۱۵۰۰ متر، معادل با ۱۵۰۰ متر	۰,۹۷۵
مناطق با ارتفاع بین ۱۵۰۰ تا ۲۰۰۰ متر، معادل با ۲۰۰۰ متر	۰,۹۵۰
مناطق با ارتفاع بیش از ۲۰۰۰ متر (که بسیار محدود می‌باشند)، معادل با ۲۵۰۰ متر	۰,۹۲۵

علاوه بر این در زمان طراحی پست هدف آن نیست که در سال نخست، پست طراحی شده در مرز حداکثر بارگیری قرار گیرد. راندمان پست در زمان بارگذاری در حدود ۷۵٪ ظرفیت نامی بیشترین مقدار است. اما به دلیل تغییرات منحنی بار در طول شبانه روز و خصوصاً در طول سال، طراحی و تعیین ظرفیت پست‌های توزیع با هدف بارگذاری در حد ۷۵ درصد در پیک بار نیز بهینه نخواهد بود.

نکته‌ای که بایستی در این مبحث مورد توجه قرار گیرد آن است که در زمان طراحی، محدودیت‌های اجرایی و ساختار خیابان‌ها و کوچه‌ها و محل مشترکین به گونه‌ای می‌باشد که نمی توان به صورت دقیق تعداد مشترک دلخواه را از یک پست مشخص تغذیه نمود. اگر طراحی با هدف بارگذاری نهایی پست در پیک بار به میزان ۸۰ یا ۸۵ درصد باشد، به دلیل آنکه در عمل دقیقا نمی‌توان به محدوده تغذیه مورد نظر رسید، بارگذاری نهایی کمتر خواهد شد.

اعداد و نتایج ارائه شده در این گزارش بر مبنای ارتفاع از سطح دریا و محدودیت نهایی پست تعیین شده است. لازم است همکاران طراح، با بررسی منطقه و برآورد رشد تعداد مشترکین در محدوده مورد نظر، مشخص نمایند که پست جدید مناسب است که چه تعداد از این مشترکین را تغذیه کند و سپس ظرفیت مناسب را مشخص نمایند. البته توصیه می‌شود که ۲ یا سه حالت مختلف از ترکیب پست‌های توزیع را بررسی نمایند زیرا همانطور که در جداول دیده می‌شود، با افزایش تعداد مشترکین، ظرفیت مورد نیاز پست برای تغذیه هر مشترک کمتر می‌شود و می‌توان از طریق مقایسه چند حالت، به ترکیب مناسب رسید.

۴- ۴- ۵- ضریب کاهش جریان مجاز در مناطق با آلودگی هارمونیکی

در مناطقی که آلودگی هارمونیکی شبکه زیاد می‌باشد، باید به این نکته توجه شود که جریان هارمونیکی که از ترانسفورماتورها کشیده می‌شود، مقداری از ظرفیت آن‌ها را اشغال می‌کند و باید درصدی از ظرفیت ترانسفورماتور ناشی از جریان‌های هارمونیکی منظور شود. به عبارت دیگر، قسمتی از ظرفیت ترانسفورماتور توسط جریان‌های هارمونیکی اشغال می‌شود که باید در میزان بارگذاری ترانسفورماتور و انتخاب ظرفیت آن منظور شود. روابط کامل مربوط به این مسئله در استاندارد IEEE Std C57.110™-2018 [۷۵] ذکر شده است. رابطه نهایی که در این استاندارد ارائه شده است مطابق با رابطه (۴-۲) می‌باشد.

$$I_{\max}(pu) = \sqrt{\frac{P_{LL-R}(pu)}{1 + F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)}}$$ رابطه (۴-۲)

که در آن $I_{max}(pu)$ بیشترین مقدار مجاز جریان بار تحت شرایط نامی ترانسفورماتور است، $P_{LL\text{-}R}(pu)$ مقدار پریونیت تلفات بار تحت شرایط نامی می‌باشد، F_{HL} ضریب تلفات هارمونیکی برای جریان گردابی می‌باشد، و $P_{EC\text{-}R}(pu)$ نیز بیانگر تلفات گردابی پریونیت تحت شرایط نامی است. نحوه محاسبه هر کدام از موارد فوق در استاندارد مذکور شرح داده شده است. به عنوان مثال، اگر یک ترانسفورماتور با جریان نامی ۱۲۰۰ آمپر با توزیع هارمونیکی مطابق با جدول (۴-۸) و تلفات گردابی برابر با ۱۵ درصد تلفات بار نامی منظور شود، بیشترین جریان قابل بارگذاری آن طبق رابطه (۴-۳) حدود ۱۰۶۲ آمپر می‌باشد.

جدول (۴-۸) مثالی از توزیع هارمونیکی جریان ترانسفورماتور [۷۵]

h	۱	۵	۷	۱۱	۱۳	۱۷	۱۹
$\frac{I_h}{I_1}$	۱,۰۰	۰,۲۳	۰,۱۱	۰,۰۴۲	۰,۰۲۷	۰,۰۱۳	۰,۰۰۸۰

$$I_{\max}(pu) = 0.885$$
$$I_{\max}(A) = 1200 * 0.885 = 1062\ A$$ رابطه (۴-۳)

طبیعی است که داشتن اطلاعات لازم از مدل و طیف هارمونیکی جریان بار برای محاسبه‌ی ضریب تصحیح هارمونیک ضروری است. در صورتی که این اطلاعات در دسترس نباشد، می‌توان از این ضریب تصحیح چشم‌پوشی نمود.

۴- ۴- ۶- جمع‌بندی ضرایب بهره‌برداری پست توزیع

به طور کلی می‌توان گفت که ظرفیت نامی تصحیح شده ترانسفورماتور یا به عبارت دیگر، حداکثر توان ظاهری که یک ترانسفورماتور می‌تواند در آن بهره‌برداری شود و دمای روغن آن از میزان استاندارد افزایش نداشته باشد و یا طول عمر مفید ترانسفورماتور کاهش نیابد، به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$S_{operation} = K_t . K_H . K_{THD} . S_{Rated}$$ رابطه (۴-۴)

که در آن S_{Rated} ظرفیت نامی ترانسفورماتور است، K_{THD} ضریب کاهش بارگذاری مجاز ناشی از هارمونیک است، K_H ضریب کاهش بارگذاری مجاز ناشی از ارتفاع است و K_t نیز ضریب کاهش بارگذاری مجاز ناشی از دما است. نحوه محاسبه‌ی ضرایب فوق در بخش‌های قبلی شرح داده شده است. اطلاعات تکمیلی در این رابطه در "دستورالعمل الزامات پیاده‌سازی محاسبات الکتریکی شبکه‌های توزیع" [۷۶] موجود است. ضریب نهایی بدست آمده برای بارگذاری حداکثری ممکن برای ترانسفورماتور در منطقه را T می‌نامیم. منظور از T، نسبت $S_{operation}$ به S_{Rated} می‌باشد.

۴- ۴- ۷- ضریب توان

بار مشترکین بر حسب کیلووات تحلیل و محاسبه می‌شود و غالباً برای تبدیل این عدد به ظرفیت پست، ضریب توان ۰٫۹ برای مشترکین در نظر گرفته می‌شود. در صورتیکه پیک بار ظهرگاهی باشد، به دلیل پایین بودن ضریب توان در این ساعات (به دلیل استفاده از کولر) مناسب‌تر است که این ضریب به ۰٫۸۵ کاسته شود. با توجه به اینکه ویژگی‌های جغرافیایی و فرهنگی مناطق مختلف بر این مورد تاثیرگذار است، توصیه می‌شود بر اساس منحنی ضریب توان ابتدای فیدرهای فشارمتوسط، در پلیگون اطلاعات مشترکین هر منطقه، ضریب توان ظهرگاهی و ضریب توان ابتدای شب نیز گنجانده شود. این ضریب را PF می‌نامیم.

۴- ۴- ۸- بار روشنایی

ممکن است که ترانسفورماتوری که در حال طراحی است تغذیه کننده بار روشنایی نباشد، اما متداول آن است که بخشی از بار پست به تغذیه روشنایی در حوزه تغذیه پست اختصاص می‌یابد. بسته به نوع روشنایی‌های مورد استفاده، مقدار بار مربوطه متفاوت است. لذا برای تعیین ظرفیت پست توزیع، باید برآوردی از میزان روشنایی صورت پذیرد و به عنوان قسمتی از ظرفیت پست درنظر گرفته شود.

لازم به ذکر است که اگر پیک بار ظهرگاهی باشد می‌توان این بخش را حذف نمود؛ اما اگر پیک بار در ساعات شب باشد، همزمانی بار روشنایی ۱۰۰٪ است و مقدار برآوردی برای روشنایی قابل حذف نمی‌باشد. در ادامه، مقدار توان ظاهری اختصاص یافته به روشنایی را با نماد S_{LL}[1] نمایش خواهیم داد.

۴- ۴- ۹- تلفات شبکه فشارضعیف در پیک بار

تلفات ایجاد شده در شبکه فشارضعیف (از خروجی پست توزیع تا کنتور مشترکین) بایستی توسط پست توزیع تأمین شود. نکته حائز اهمیت آنکه تلفات مؤثر در تعیین ظرفیت پست تلفات توان یا تلفات در پیک بار است.

میزان تلفات توان متاثر از عوامل مختلف همچون طول شبکه فشار ضعیف، نوع هادی و میزان بار روشنایی است. علاوه بر این، تلفات توان غالباً متاثر از ظرفیت پست توزیع بکارگرفته شده نیز می‌باشد. به عبارت دیگر، برای پست توزیع با ظرفیت ۵۰ کیلوولت آمپر و تعداد مشترک محدود و طول شبکه کوتاه، میزان تلفات توان کمتر از میزان تلفات توان در محدوده یک پست با ظرفیت ۳۱۵ کیلوولت آمپر با بیش از ۲۰۰ مشترک است.

با توجه به تاثیرگذاری موارد مختلف بر تلفات پیک، عدد ثابتی نمی‌توان برای تلفات تعیین نمود. لذا لازم است شبیه‌سازی مناسب در نرم‌افزار مطالعاتی همچون DIgSILENT انجام شود و برآوردی از تلفات پیک تعیین گردد. لازم به ذکر است که مقدار توان تلفاتی باید به صورت توان ظاهری محاسبه گردد. چرا که ظرفیت پست بر اساس توان ظاهری تعیین می‌گردد. در ادامه، توان ظاهری تلفاتی را با S_{Loss} نمایش خواهیم داد.

۴- ۴- ۱۰- محاسبه ظرفیت پست توزیع

برای محاسبه ظرفیت پست توزیع، با توجه به موارد فوق می‌توان رابطه (۴-۵) را پیشنهاد داد.

$$S_{Transformer} = \frac{S_{Loss} + S_{LL} + \frac{SC \times D \times N_C \times LG}{\cos\phi}}{T}$$

رابطه (۴-۵)

که متغیرها در این رابطه به صورت زیر تعریف می‌گردند:

[1] Lighting Load

SC: ضریب همزمانی بر اساس تعداد مشترک مورد نظر و رابطه برازش شده

D: عدد معادل با قدرت قراردادی مشترک بر اساس آمپر و تعداد فاز بر حسب کیلووات

LG[1]: ضریب معادل با رشد بار پنج ساله

$\cos\phi$: ضریب توان

S_{LL}: توان ظاهری مربوط به روشنایی (در صورتی که پیک بار در ساعات شب باشد)

S_{Loss}: توان ظاهری مربوط به تلفات پیک

T: ضریب حداکثر بارگذاری مجاز تراسنفورماتور بر اساس ارتفاع، بیشینه دمای محیط و میزان هارمونیک جریان

لازم به ذکر است که با توجه به منظور نمودن ضریب رشد بار ۵ ساله، نیازی به احتساب ظرفیت جداگانه برای رزرو نمی‌باشد.

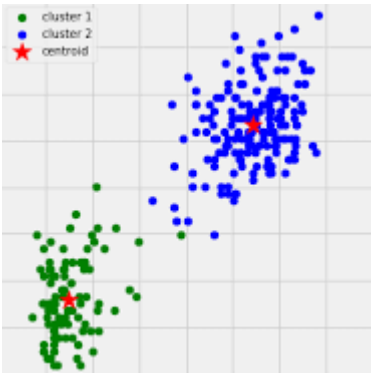
فلوچارت کلی محاسبه‌ی ظرفیت پست در شکل (۴-۳) نشان داده شده است.

شکل (۴-۳) فلوچارت کلی تعیین ظرفیت پست توزیع

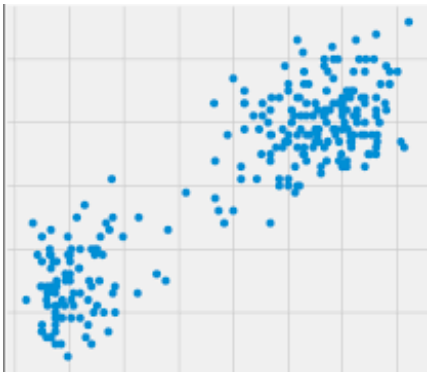
[1] Load Growth

۴- ۴- ۱۱- تعریف مناطق کم مصرف و پر مصرف

مناطق کم مصرف در هر امور برق یا منطقه، به محدوده‌هایی گفته می‌شود که میزان سرانه مصرف مشترکین خانگی در آن‌ها کمتر از متوسط مصرف در کل آن امور برق یا منطقه باشد. در محدوده شهرهایی که تنوع میزان مصرف زیاد است، سه دسته مصرف زیاد، کم و متوسط در نظر گرفته شود. با توجه به تنوع مصرف در مناطق مختلف و شهرهای مختلف، امکان تعیین اعداد مشخص برای دسته مصارف کم، متوسط و زیاد وجود ندارد. بهترین راهکار ممکن، استفاده از الگوریتم دسته‌بندی K-Means می‌باشد. مطابق با این روش، با توجه به تعداد دسته‌های مشخص شده که در اینجا سه دسته مد نظر است، سه نقطه به عنوان نماینده و مرکز هر دسته از داده‌ها مشخص می‌شود. سپس فاصله‌ی نقاط هر دسته با مرکز آن محاسبه می‌شود و تغییر نقطه مرکز به گونه‌ای انجام می‌شود که مجموع فاصله همه‌ی نقاط از مرکز دسته‌ی خود، کمینه شود. بنابراین، خروجی این روش عبارت است از مرکز هر دسته و تعیین دسته‌ی همه‌ی نقاط. با بکارگیری این روش، سه عدد به عنوان نماینده سطوح مصرف کم، متوسط، و زیاد مشخص می‌گردد. لازم به ذکر است که داده‌های غلط یا پرت، ممکن است منجر به ایجاد یک دسته مصرف خیلی کم و یا خیلی زیاد شود. بنابراین توصیه می‌شود در صورتی که دسته‌های مصرف نامتعارف به عنوان خروجی این الگوریتم به دست آمد، نسبت به اصلاح داده‌ها و حذف داده‌های نامتعارف اقدام شود. به عنوان مثال اگر یک دسته مصرف خیلی کم که مقدار آن نامتعارف بود تشکیل شد، داده‌ها مرتب شود و ۵ درصد از کوچکترین داده‌ها حذف شود و یک بار دیگر عملیات دسته‌بندی K-Means بر روی داده‌های باقیمانده اجرا شود. در صورتی که باز هم مرکز دسته مصرف کم، عددی نامتعارف بود، حذف ۵ درصد داده‌های کوچکتر ادامه پیدا کند تا مقادیر به دست آمده به عنوان مرکز دسته‌های مصرف کم، متوسط و زیاد مقادیر متعارفی باشند. نمونه‌ای از بکارگیری الگوریتم K-Means برای دسته‌بندی تعدادی داده دو بعدی به دو دسته در شکل (۴-۴) نشان داده شده است که مشابه آن قابل بکارگیری در داده‌های مصرف مشترکین و دسته‌بندی آن‌ها به سه دسته مصرف می‌باشد.



(ب)



(الف)

شکل (۴-۴) دسته‌بندی تعدادی داده دوبعدی به دو دسته (الف) داده‌های خام قبل از دسته‌بندی (ب) نتیجه دسته‌بندی بعد از اعمال روش دسته‌بندی K-Means

٤- ٤- ١١- ١- تعریف محدوده‌های برآورد بار

محدوده‌های آنالیز بار و مصرف می‌تواند بر اساس شناخت طراحان و بهره برداران هر شهرستان از مناطق تحت پوشش و بر اساس متوسط مصرف سالانه انرژی مشخص گردد. یکی دیگر از روش‌های مناسب استفاده از حوزه قرائت مامورین و بررسی متوسط مصرف مشترکین در حوزه هر مامور و روزکار می‌باشد. جدول (۴-۹) به عنوان مثال خلاصه‌ای از اطلاعات سرانه مصرف و رشد متوسط در حوزه مامورین مختلف در محدوده شهرستان نمونه را نشان می‌دهد. شماره کد منطقه و مامور بر اساس کدگذاری‌های واحد خدمات مشترکین می‌باشد. تقسیم‌بندی میزان مصرف کم، زیاد و متوسط برای هر منطقه جداگانه انجام شده است.

جدول (۴-۹) محدوده های قرائت مامورین و وضعیت مصرف انرژی در آن‌ها

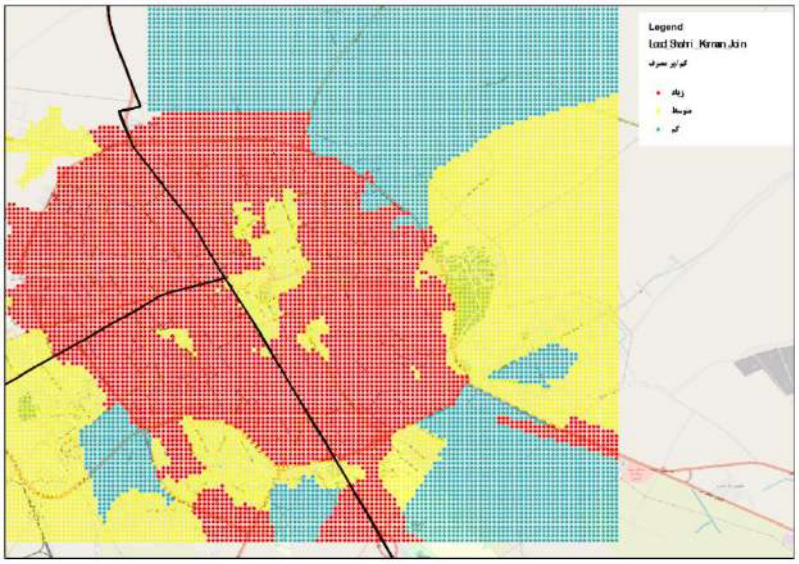
منطقه	نوع مصرف	ضریب رشد تجاری	ضریب رشد عمومی	ضریب رشد خانگی	سرانه تجاری (کیلووات ساعت در سال)	سرانه عمومی (کیلووات ساعت در سال)	سرانه خانگی (کیلووات ساعت در سال)	کد منطقه و مامور
A	متوسط	۱,۰۲۳	۱,۰۳۴	۱,۰۳۰	۲۳۱۹	۵۷۷۹	۲۱۳۹	۱۰۱۰۱
A	زیاد	۱,۰۲۲	۱,۰۵۱	۱,۰۳۰	۲۴۰۲	۴۴۸۸	۲۲۵۸	۱۰۱۰۲
A	زیاد	۱,۰۲۰	۱,۰۵۲	۱,۰۳۲	۳۰۴۶	۵۸۳۴	۲۴۴۹	۱۰۱۰۳
A	زیاد	۱,۰۴۱	۱,۰۴۳	۱,۰۳۱	۲۳۷۷	۳۲۶۳	۲۳۴۲	۱۰۱۰۴
A	زیاد	۱,۰۲۵	۱,۰۰۰	۱,۰۲۲	۲۱۰۹	۴۸۷۲	۲۲۷۶	۱۰۱۰۵
A	زیاد	۱,۰۵۹	۱,۰۲۲	۱,۰۲۸	۲۳۸۵	۶۱۷۴	۲۳۵۰	۱۰۱۰۶
A	متوسط	۱,۰۴۱	۱,۰۰۱	۱,۰۴۰	۲۸۰۰	۶۸۹۷	۲۰۱۰	۱۰۱۰۷
A	کم	۱,۰۳۳	۱,۰۲۴	۱,۰۵۰	۳۲۴۹	۴۱۸۵	۱۸۱۱	۱۰۱۰۸

منطقه	نوع مصرف	ضریب رشد تجاری	ضریب رشد عمومی	ضریب رشد خانگی	سرانه تجاری (کیلووات ساعت در سال)	سرانه عمومی (کیلووات ساعت در سال)	سرانه خانگی (کیلووات ساعت در سال)	کد منطقه و مامور
A	متوسط	۱,۰۳۳	۱,۰۶۴	۱,۰۶۰	۲۵۲۱	۳۶۷۶	۱۸۶۷	۱۰۱۰۹
A	زیاد	۱,۰۲۴	۱,۰۶۰	۱,۰۱۲	۱۲۱۳۲	۲۶۱۶۱	۳۱۰۸	۱۰۱۵۲
A	متوسط	۱,۰۴۲	۱,۰۵۳	۱,۰۳۲	۲۶۹۰	۴۱۰۱	۲۱۶۹	۱۰۲۰۱
A	زیاد	۱,۰۲۳	۱,۰۴۳	۱,۰۳۴	۲۸۶۲	۵۴۰۶	۲۵۰۳	۱۰۲۰۲
A	زیاد	۱,۰۳۸	۱,۰۴۶	۱,۰۲۷	۲۹۲۱	۴۸۱۸	۲۳۹۷	۱۰۲۰۳
A	زیاد	۱,۰۳۸	۱,۰۳۶	۱,۰۳۷	۲۴۲۸	۶۰۷۹	۲۳۴۸	۱۰۲۰۴
A	زیاد	۱,۰۳۸	۱,۰۵۹	۱,۰۳۲	۲۸۴۷	۵۳۶۶	۲۴۷۱	۱۰۲۰۵
A	زیاد	۱,۰۵۹	۱,۰۵۶	۱,۰۴۹	۲۶۱۵	۳۸۴۴	۲۳۸۹	۱۰۲۰۶
A	کم	۱,۰۵۲	۱,۰۷۴	۱,۰۷۱	۱۷۷۲	۴۲۶۲	۱۹۶۹	۱۰۲۰۷
A	کم	۱,۰۴۴	۱,۰۰۹	۱,۰۲۸	۲۳۸۹	۲۵۶۴	۱۷۶۸	۱۰۲۰۸
A	کم	۱,۰۵۷	۰,۹۹۸	۱,۰۴۲	۱۵۶۵۶	۲۱۵۱۴	۱۳۸۸	۱۰۲۵۱
A	زیاد	۱,۰۴۳	۰,۰۰۰	۱,۰۲۱	۴۰۶۰	۰	۲۴۱۱	۱۰۲۵۲
B	زیاد	۱,۰۴۴	۱,۰۶۳	۱,۰۳۲	۲۷۴۳	۴۰۶۳	۲۵۰۰	۲۰۴۰۱
B	زیاد	۱,۰۴۳	۱,۰۵۵	۱,۰۴۲	۲۸۳۴	۴۷۲۳	۲۴۹۲	۲۰۴۰۲
B	زیاد	۱,۰۲۵	۱,۰۳۶	۱,۰۲۶	۳۵۸۹	۳۴۴۶	۲۴۷۱	۲۰۴۰۳
B	زیاد	۱,۰۴۰	۱,۰۵۹	۱,۰۳۲	۲۴۷۷	۳۳۹۹	۲۶۱۰	۲۰۴۰۴
B	زیاد	۱,۰۳۴	۱,۰۶۶	۱,۰۴۲	۳۸۰۶	۴۵۸۴	۲۷۵۶	۲۰۴۰۵
B	زیاد	۱,۰۳۶	۱,۰۶۴	۱,۰۴۰	۳۸۳۵	۴۲۶۵	۲۷۵۴	۲۰۴۰۶
B	زیاد	۱,۰۶۵	۱,۰۶۸	۱,۰۳۴	۵۶۲۰	۵۵۷۵	۳۰۹۸	۲۰۴۰۷
B	زیاد	۱,۰۴۵	۱,۰۶۱	۱,۰۲۳	۴۶۸۹	۳۶۴۲	۲۶۲۷	۲۰۴۰۸
B	متوسط	۱,۰۶۰	۱,۰۴۹	۱,۰۵۹	۴۵۴۷	۶۲۷۳	۲۱۲۵	۲۰۴۰۹
B	زیاد	۱,۰۵۷	۱,۰۷۲	۱,۰۴۸	۳۳۲۶	۳۲۴۵	۲۵۷۰	۲۰۴۱۰
B	زیاد	۱,۰۵۷	۱,۰۶۰	۱,۰۴۱	۳۱۸۸	۳۱۲۱	۲۵۱۹	۲۰۴۱۱
B	متوسط	۱,۰۵۱	۱,۰۸۴	۱,۰۶۸	۳۷۳۵	۳۸۳۱	۲۳۵۰	۲۰۴۱۲
B	کم	۱,۰۶۴	۱,۰۶۸	۱,۰۵۸	۳۳۲۳	۳۲۷۲	۲۰۳۷	۲۰۴۱۳
B	کم	۱,۰۵۰	۱,۰۵۶	۱,۰۵۶	۴۱۱۱	۴۸۶۲	۲۰۰۰	۲۰۴۱۴
B	کم	۱,۰۳۸	۱,۰۰۹	۱,۰۳۱	۱۹۷۲	۲۶۰۸	۱۹۴۵	۲۰۴۱۵
B	متوسط	۱,۰۴۳	۱,۰۶۸	۱,۰۵۹	۳۳۱۴	۳۳۳۲	۲۳۱۸	۲۰۴۱۶
C	کم	۱,۰۲۱	۱,۰۱۸	۱,۰۲۴	۲۰۱۳	۶۱۰۵	۱۸۶۶	۵۳۰۰۶
C	زیاد	۱,۰۲۸	۱,۰۲۱	۱,۰۲۸	۲۹۷۱	۴۰۹۵	۲۰۹۸	۵۳۰۰۷
C	کم	۱,۰۱۸	۱,۰۰۴	۱,۰۲۸	۲۳۴۷	۳۳۴۷	۱۸۶۳	۵۳۰۰۸
D	زیاد	۱,۰۲۲	۱,۰۲۳	۱,۰۳۲	۱۴۰۶	۳۸۳۶	۱۱۹۹	۵۴۵۰۸

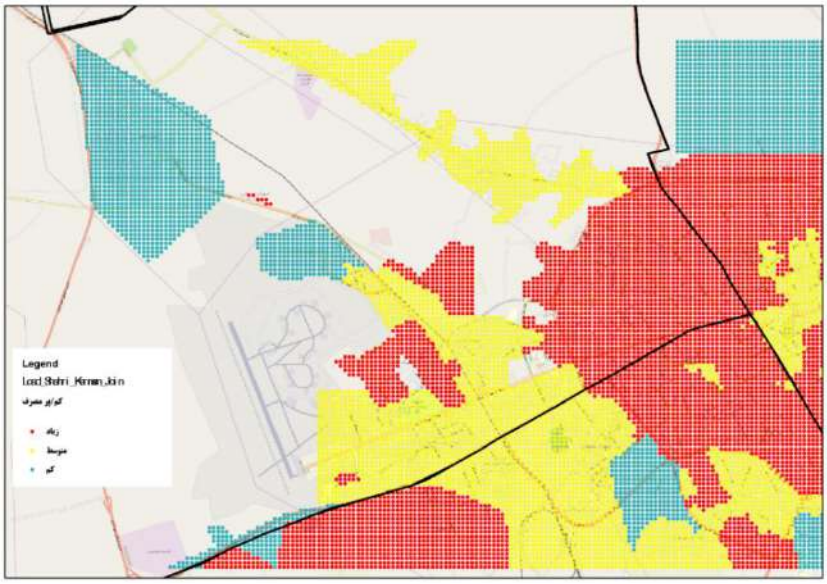
منطقه	نوع مصرف	ضریب رشد تجاری	ضریب رشد عمومی	ضریب رشد خانگی	سرانه تجاری (کیلووات ساعت در سال)	سرانه عمومی (کیلووات ساعت در سال)	سرانه خانگی (کیلووات ساعت در سال)	کد منطقه و مامور
D	متوسط	۱,۰۲۵	۱,۰۳۰	۱,۰۱۳	۱۶۰۷	۳۹۸۴	۱۱۶۵	۵۴۵۰۹
D	کم	۱,۰۵۲	۱,۰۳۸	۱,۰۴۱	۴۶۶۲	۴۹۷۸	۱۱۱۷	۵۴۵۱۰

٤- ٤- ١١- ٢- جغرافیای مناطق کم مصرف، پر مصرف و متوسط در منطقه نمونه

در منطقه نمونه و از دید امور برق مختلف، این تقسیم‌بندی انجام شده است. تصاویر زیر محدوده‌های کم‌مصرف و پر مصرف و متوسط را نشان می‌دهد.



شکل (۴-۵) مناطق کم مصرف و پر مصرف و متوسط از دید منطقه A



شکل (۴-۶) مناطق کم مصرف، پر مصرف و متوسط از دید امور برق B

۴- ۴- ۱۲- ارائه خلاصه نتایج تعداد مشترک برای ترانسفورماتورهای مختلف

بر اساس رابطه (۴-۵) زمانیکه ظرفیت معادل مناسب برای هر تعداد مشترک محاسبه شود، می‌توان تعداد مشترک مناسب برای هر ظرفیت ترانسفورماتور را در هر منطقه مشخص نمود. همانطور که در جدول (۴-۱۰) به طور نمونه ملاحظه می‌شود، به دلیل پایینتر بودن پیک بار مشترکین در مناطق کم مصرف، تغذیه تعداد بیشتری مشترک امکان‌پذیر شده است. البته تلفات به تدریج افزایش می‌یابد.

جدول (۴-۱۰) حداکثر تعداد مشترک خانگی مجاز برای ظرفیت های مختلف پست توزیع

ظرفیت پست (کیلوولت آمپر)	۲۵	۵۰	۱۰۰	۱۲۵	۱۶۰	۲۰۰	۲۵۰	۳۱۵
پرمصرف D	۱۵	۳۷	۹۴	۱۲۸	۱۸۴	۲۳۳	۲۸۴	*
کم مصرف D	۲۰	۴۸	۱۱۹	۱۶۲	۲۱۹	۲۶۷	*	*
پرمصرف C	۹	۲۲	۵۴	۷۳	۱۰۲	۱۴۰	۱۹۶	۲۴۳
کم مصرف C	۱۲	۲۸	۷۰	۹۳	۱۳۰	۱۷۶	۲۲۶	۲۷۸
پرمصرف A	۸	۱۸	۴۵	۶۱	۸۵	۱۱۶	۱۶۰	۲۱۵
کم مصرف A	۱۰	۲۴	۵۹	۷۸	۱۰۹	۱۴۷	۲۰۱	۲۴۷
پرمصرف B	۶	۱۵	۳۷	۵۰	۷۰	۹۵	۱۳۰	۱۸۳
کم مصرف B	۸	۲۰	۴۸	۶۵	۹۰	۱۲۱	۱۶۴	۲۱۸

*نصب این ظرفیت پست در این منطقه توصیه نمی‌شود.

همانطور که ملاحظه می‌شود، استفاده از پست با ظرفیت ۷۵ کیلوولت آمپر برای مناطقی مانند D می‌تواند مفید باشد. زیرا اختلاف تعداد مشترکین مناسب برای پست‌های ۵۰ و ۱۰۰ زیاد است که می‌تواند باعث غیر بهینه شدن طرح‌های پیشنهادی شود. از طرف دیگر در این منطقه اجرای پست با ظرفیت ۲۵۰ کیلوولت آمپر و بیشتر به دلیل متوسط بار پایین مشترکین و طولانی شدن شبکه فشارضعیف توصیه نمی‌گردد. البته در سایر مناطق نیز بایستی توجه نمود که پارامتر دیگر در تعیین ظرفیت پست، چگالی مشترکین و شعاع تغذیه است که در ادامه به این موضوع پرداخته خواهد شد.

۴- ۴- ۱۳- متوسط بار مشترکین خانگی

همانگونه که می‌دانیم، احتمال استفاده همزمان از وسایل برقی در یک خانه مانند روشنایی، جاروبرقی، ماشین لباسشویی، کولر، اتو، اجاق برقی، تلویزیون، یخچال، فریز و ماکروویو کم است و غالبا در ساعات مختلف، تعدادی از این وسایل به تناوب استفاده می‌شوند. در بخش بزرگی از کشور، کمتر مواقعی بار یک

مشترک خانگی (بدون کولر گازی و اسپلیت) از ۳,۵ کیلووات عبور می کند. حال اگر دو واحد آپارتمانی را در یک مجموعه آپارتمانی در نظر بگیریم، به خوبی می‌توان مشاهده نمود که احتمال استفاده همزمان از وسایل برقی باز هم کم‌تر می‌شود. به همین دلیل ارائه یک عدد برای توان متوسط مشترکین بدون در نظر گرفتن تعداد مشترک، صحیح نیست و باعث خطا در برآورد و طراحی می‌شود. در جدول (۴-۱۱) مقدار بار متوسط هر مشترک در منطقه نمونه بر اساس تعداد مجموعه مشترکینی که مورد مطالعه و طراحی هستند ارائه شده است.

جدول (۴-۱۱) متوسط پیک بار به ازای هر مشترک به ازای تعداد مختلف از مشترکین خانگی (کیلووات)

تعداد مشترک	پرمصرف D	کم مصرف D	پرمصرف C	کم مصرف C	پرمصرف A	کم مصرف A	پرمصرف B	کم مصرف B
۱۰	۱,۵۱	۱,۲۲	۲,۲۸	۱,۸۴	۲,۶۰	۲,۱۰	۳,۰۰	۲,۴۲
۱۵	۱,۳۸	۱,۱۲	۲,۰۸	۱,۶۸	۲,۳۸	۱,۹۲	۲,۷۴	۲,۲۲
۲۰	۱,۲۹	۱,۰۵	۱,۹۵	۱,۵۸	۲,۲۲	۱,۸۰	۲,۵۶	۲,۰۸
۲۵	۱,۲۳	۱,۰۰	۱,۸۴	۱,۵۰	۲,۱۱	۱,۷۱	۲,۴۳	۱,۹۷
۳۰	۱,۱۷	۰,۹۵	۱,۷۶	۱,۴۴	۲,۰۱	۱,۶۴	۲,۳۲	۱,۸۹
۳۵	۱,۱۳	۰,۹۲	۱,۶۹	۱,۳۸	۱,۹۳	۱,۵۸	۲,۲۳	۱,۸۲
۴۰	۱,۰۹	۰,۸۹	۱,۶۴	۱,۳۴	۱,۸۷	۱,۵۳	۲,۱۵	۱,۷۶
۴۵	۱,۰۵	۰,۸۶	۱,۵۸	۱,۳۰	۱,۸۱	۱,۴۸	۲,۰۹	۱,۷۱
۵۰	۱,۰۲	۰,۸۴	۱,۵۴	۱,۲۶	۱,۷۶	۱,۴۴	۲,۰۳	۱,۶۶
۶۰	۰,۹۷	۰,۸۰	۱,۴۶	۱,۲۱	۱,۶۷	۱,۳۸	۱,۹۲	۱,۵۹
۷۰	۰,۹۳	۰,۷۷	۱,۴۰	۱,۱۶	۱,۵۹	۱,۳۲	۱,۸۴	۱,۵۲
۸۰	۰,۸۹	۰,۷۴	۱,۳۴	۱,۱۱	۱,۵۳	۱,۲۷	۱,۷۷	۱,۴۷
۹۰	۰,۸۶	۰,۷۲	۱,۲۹	۱,۰۸	۱,۴۸	۱,۲۳	۱,۷۰	۱,۴۲
۱۰۰	۰,۸۳	۰,۶۹	۱,۲۵	۱,۰۵	۱,۴۳	۱,۱۹	۱,۶۴	۱,۳۸
۱۱۰	۰,۸۰	۰,۶۸	۱,۲۱	۱,۰۲	۱,۳۸	۱,۱۶	۱,۵۹	۱,۳۴
۱۲۰	۰,۷۸	۰,۶۶	۱,۱۷	۰,۹۹	۱,۳۴	۱,۱۳	۱,۵۵	۱,۳۰
۱۳۰	۰,۷۶	۰,۶۴	۱,۱۴	۰,۹۶	۱,۳۰	۱,۱۰	۱,۵۰	۱,۲۷
۱۴۰	۰,۷۴	۰,۶۲	۱,۱۱	۰,۹۴	۱,۲۷	۱,۰۷	۱,۴۶	۱,۲۴
۱۵۰	۰,۷۲	۰,۶۱	۱,۰۸	۰,۹۲	۱,۲۳	۱,۰۵	۱,۴۲	۱,۲۱
۱۶۰	۰,۷۰	۰,۶۰	۱,۰۵	۰,۹۰	۱,۲۰	۱,۰۲	۱,۳۹	۱,۱۸
۱۸۰	۰,۶۷	۰,۵۷	۱,۰۰	۰,۸۶	۱,۱۴	۰,۹۸	۱,۳۲	۱,۱۳
۲۰۱	۰,۶۴	۰,۵۵	۰,۹۶	۰,۸۲	۱,۰۹	۰,۹۴	۱,۲۶	۱,۰۸
۲۲۰	۰,۶۴	۰,۵۵	۰,۹۶	۰,۸۲	۱,۰۹	۰,۹۴	۱,۲۶	۱,۰۸

٤- ٥- طراحی پست‌های توزیع بر اساس شرایط منطقه

پارامترهای مختلفی بر انتخاب ظرفیت و شرایط طراحی پست‌های توزیع اثرگذار هستند که در این بخش سعی خواهد شد مهمترین آن‌ها بر اساس کلاسه‌بندی انجام شده در مرحله دوم ارائه گردد.

جدول (۴-۱۲) طراحی پست بر اساس شرایط منطقه

عنوان پارامتر	کلاس منطقه	پیشنهادات
زلزله	اضطراری (پرخطر)	شتاب افقی زلزله بر اساس کلاسه‌بندی مرحله ۲ لحاظ شود. پست تغذیه کننده بارهای حیاتی و حساس زمینی و با رعایت الزامات ساختمان احداث شود.
	خطرناک	شتاب افقی زلزله بر اساس کلاسه‌بندی مرحله ۲ لحاظ شود. نقشه گسل‌های فعال لحاظ شده و در نزدیکی آن‌ها در صورت لزوم به احداث پست هوایی، حداکثر ظرفیت ۱۰۰ کیلوولت آمپر به صورت تک پایه احداث شود. احداث پست برای ظرفیت‌های بیشتر و برای تمامی بارهای مهم و حیاتی، ساختمانی و با رعایت کلیه الزامات مربوطه باشد. قدرت و ارتفاع پایه‌های انتخابی از نوع ۹/۸۰۰ یا ۱۲/۱۲۰۰ انتخاب شود. از پایه‌های با سطح مقطع گرد به جای چهارگوش استفاده شود. حداکثر دهانه (اسپن) مورد نظر برای خطوط توزیع فشار ضعیف، فشار متوسط با پایه‌های ۱۲ متری و فشار متوسط با پایه‌های ۱۵ متری به ترتیب باید برابر ۳۵، ۵۵ و ۷۰ متر باشد [۳۹]. اتصال ترانسفورماتور هوایی و تابلو مربوطه به تکیه‌گاه خود (سکوی فلزی) توسط پیچ، تقویت گردد. جزئیات بهسازی پست‌های هوایی، بهسازی پست‌های زمینی و بهسازی پایه‌های هوایی توزیع به ترتیب مطابق با پیوست‌های ۵-۲، ۵-۳ و ۵-۴ از دستورالعمل "ارزیابی آسیب‌پذیری و بهسازی لرزه‌ای شبکه‌های توزیع برق" رعایت شود. جزئیات طراحی لرزه‌ای شبکه‌های توزیع جدیدالاحداث مطابق با بخش ۳-۱ از دستورالعمل "تهیه برنامه مدیریت بحران زلزله در شبکه‌های توزیع برق" رعایت شود.
سیل	معمولی و حساس	رعایت فواصل مندرج در کلاسه‌بندی مرحله دوم فلسفه طراحی و اجرای فونداسیون بتنی پایه‌ها
	خطرناک	اجرای فنداسیون پایه‌ها به صورت بتنی باشد. رعایت فاصله مندرج در جدول گزارش مرحله دوم الزامی است. ارتفاع نصب تابلو و کف پست زمینی باید حداقل ۶۰ سانتی‌متر و یا بیشتر از بالاترین ارتفاع سیلی باشد که توسط مراجع ذیصلاح منطقه گزارش شده است. راهی برای نفوذ آب به کانال‌ها و زیر زمین احتمالی پست تا افزایش آب در معبر به میزان یک متر به کلی وجود نداشته باشد.
دمای حداکثر معمول	معمولی	ضریب کاهش بارگذاری نیاز نیست.
	سنگین	ضریب ۰/۸۸ در ظرفیت نامی
	فوق سنگین	ضریب ۰/۸ در ظرفیت نامی

عنوان پارامتر	کلاس منطقه	پیشنهادات
ارتفاع از سطح دریا	سنگین و فوق سنگین	طراحی بوشینگ از لحاظ فاصله خزشی فاز به زمین و فاز به فاز، بایستی مطابق با استاندارد IEC 60137 انجام پذیرد. فاصله جرقه را باید به مقدار مناسبی افزایش داد که مقدار افزایش فاصله جرقه، ۰/۱ درصد افزایش به ازای هر ۱۰۰ متر افزایش ارتفاع، نسبت به ارتفاع ۱۰۰۰ متر از سطح دریا می‌باشد.
خورندگی اتمسفر	شدید	پوشش رنگ مناسب حداقل ۲۰۰ میکرون و دو لایه برای فولاد کم کربن و ۱۶۰ میکرون ۲ لایه برای گالوانیزه. حداقل فاصله خزشی بوشینگ ۴۳/۳ میلیمتر بر کیلوولت با رعایت استاندارد IEC 60815 بکارگیری پوشش‌های محافظ و آبگریز می‌تواند منجر به بهبود خاصیت دی الکتریک سطح بوشینگ شود. نصب بوشینگ‌های پلیمری ارجح می‌باشد.
	فوق شدید	پوشش رنگ مناسب حداقل ۲۶۰ میکرون و سه لایه برای فولاد کم کربن و ۲۰۰ میکرون ۲ لایه برای گالوانیزه. حداقل فاصله خزشی بوشینگ ۵۳/۷ میلیمتر بر کیلوولت با رعایت استاندارد IEC 60815 بکارگیری پوشش‌های محافظ و آبگریز می‌تواند منجر به بهبود خاصیت دی الکتریک سطح بوشینگ شود. نصب بوشینگ‌های پلیمری ارجح می‌باشد.
رطوبت	شرجی شدید و خیلی شدید	پوشش رنگ مناسب حداقل ۲۶۰ میکرون و سه لایه برای فولاد کم کربن و ۲۰۰ میکرون ۲ لایه برای گالوانیزه. پوشش سوم رنگی مقاوم در مقابل رطوبت، تابش آفتاب و تغییرات دما با ضخامت حداقل ۱۵۰ میکرون. داخل تابلوی کنترل و تابلوهای دیگر باید با سه لایه که لایه سوم مقاوم در مقابل رطوبت باشد رنگ‌آمیزی گردد. استفاده از ترانسفورماتورهای توزیع نوع هرمتیک، استفاده از بوشینگ‌های با عایق آبگریز، حفاظت کاتدی
رعد و برق	سنگین و فوق سنگین	رعایت الزامات انتخاب برقگیر و طراحی سیستم ارت مطابق "فصل سوم: قیود و الزامات طراحی شبکه فشار متوسط"
محیط زیست و جانوران و پرندگان		فواصل عایقی جرقه مطابق IEEE Std C57.12.00 رعایت شود. ترجیحاً از عایق‌های پلیمری بر روی شینه‌های پست استفاده شود. از تورهای محافظ و یا سایر ممانعت‌کننده‌های ورود حیوانات و پرندگان و جوندگان به پست‌های زمینی استفاده شود.
سرعت باد	سنگین	محاسبات مکانیکی مربوطه الزامی است.
	فوق سنگین	تا حد امکان کمترین زاویه با جهت وزش معمول بادهای پرسرعت داشته باشد. محاسبات مکانیکی مربوطه الزامی است. برای نصب مهار بادگیر لازم است ابتدا محاسبات مکانیکی انجام شود و در صورت لزوم نسبت به نصب آن اقدام شود.
چگالی بار و فاصله	سبک و متوسط	استفاده از پست زمینی برای مشترکین خانگی و تجاری توصیه نمی‌شود.

عنوان پارامتر	کلاس منطقه	پیشنهادات
متوسط مشترکین	سنگین	استفاده از پست زمینی با مکانیابی مناسب و پیش‌بینی فیدرهای خروجی مناسب مجاز است.
مبلمان شهری	ویژه	پست هوایی مجاز نیست.
پدافند غیرعامل	بارهای حساس و حیاتی	تغذیه از پست زمینی توصیه می‌شود.

در صورتی که فضای مناسب برای احداث پست هوایی و یا زمینی وجود نداشته باشد، توصیه می‌شود از پست‌های دفنی استفاده شود. همچنین، در این شرایط می‌توان از ترانس خشک در پشت‌بام آپارتمان‌ها نیز استفاده نمود. بعلاوه اینکه در معابر عمومی که محدودیت فضا وجود دارد و تمایل به ساختن ساختمان نمی‌باشد، بهتر است از پست‌های کیوسکی پیش‌ساخته استفاده شود.

٤- ٦- انتخاب ترانسفورماتور از دیدگاه تلفات

تعیین مکان و ظرفیت پست‌های توزیع نقش مهمی در تلفات شبکه خصوصاً در بخش ترانسفورماتور و شبکه فشارضعیف دارد. علاوه بر این انتخاب نوع ترانسفورماتور مناسب نیز می‌تواند از دیدگاه فنی و اقتصادی مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرد. انتخاب ترانسفورماتور در گروه A از دیدگاه تلفات بار و از گروه 'B بر اساس تلفات بی‌باری (حد وسط در هر دو حالت) در اغلب شرایط توصیه می‌شود. اما در انتخاب گروه تلفاتی بهینه بایستی به ضریب بار منطقه و منحنی تداوم آن نیز توجه نمود. جدول میزان تلفات بار و بی‌باری در "تعیین الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های ترانسفورماتورهای روغنی توزیع ۲۰کیلوولت" با جزئیات ارائه شده است. در شرایطی که ضریب بار مشترکین تغذیه شده از پست پایین باشد، تعداد ساعات پرباری پست کم و تعداد ساعات کم‌باری آن زیاد خواهد بود. در این شرایط اولویت اصلی بر انتخاب ترانسفورماتور با تلفات بی‌باری کم است و تلفات بار در درجه دوم اهمیت قرار دارد. به عنوان مثال ترانسفورماتور یک پست عمومی اداری با ظرفیت ۲۰۰ کیلوولت آمپر در نظر گرفته شود. جدول (۴-۱۳) شرایط تلفات در حالات مختلف را نشان می‌دهد.

جدول (۴-۱۳) وضعیت تلفات بار و بی‌باری در گروه‌های مختلف

ظرفیت ترانسفورماتور (KVA)	تلفات بار (وات)			تلفات بی باری (وات)		
	A	B	C	A'	B'	C'
۲۰۰	۲۷۶۰	۳۵۶۰	۲۳۴۰	۵۴۰	۴۴۰	۳۵۵

اختلاف تلفات در بار نامی بین گروه A و B برابر با ۸۰۰ وات است. با توجه به مقدار بارگذاری پایین در ساعات اولیه صبح و همچنین بار پایین در فصول معتدل و سرد سال می‌توان تخمین زد که اگر در حداکثر بار مشترکین، ترانسفورماتور ۹۰ درصد نیز بارگذاری شده باشد، به طور متوسط در ساعات بارداری پست، میزان بار پست از ۵۰ درصد ظرفیت نامی بیشتر نخواهد بود. به این ترتیب از آنجا که تلفات بار با مجذور جریان در ارتباط است میزان اختلاف تلفات بار به طور میانگین برای این پست برابر با ۲۵٪ عدد ۸۰۰ وات یا معادل با ۲۰۰ وات خواهد بود که معمولاً نهایتا در حدود ۸ ساعت از شبانه روز در چنین مقدار بارگذاری خواهد بود. در سایر ساعات میزان بار بسیار کم و غالباً کمتر از ۲۰ درصد است. حال آنکه تلفات بی‌باری ثابت و در تمامی ساعات شبانه روز وجود خواهد داشت. به این ترتیب برای چنین شرایطی اولویت با تلفات بی‌باری است و انتخاب ترانسفورماتور حتی از گروه BC’ با لحاظ کردن قیمت ترانسفورماتور می‌تواند اقتصادی‌تر باشد. اگر قیمت ترانسفورماتور برای هر یک از گروه‌های AB’ ، BC’ و CA’ یکسان باشد، آنگاه گزینه برتر را می‌توان بر اساس ضریب بار مشترکین مربوطه مشخص نمود. برای ترانسفورماتور ۲۰۰ کیلوولت آمپر نتیجه جدول (۴-۱۴) حاصل می‌شود.

جدول (۴-۱۴) انتخاب گروه تلفاتی ترانسفورماتور بر اساس ضریب بار منطقه

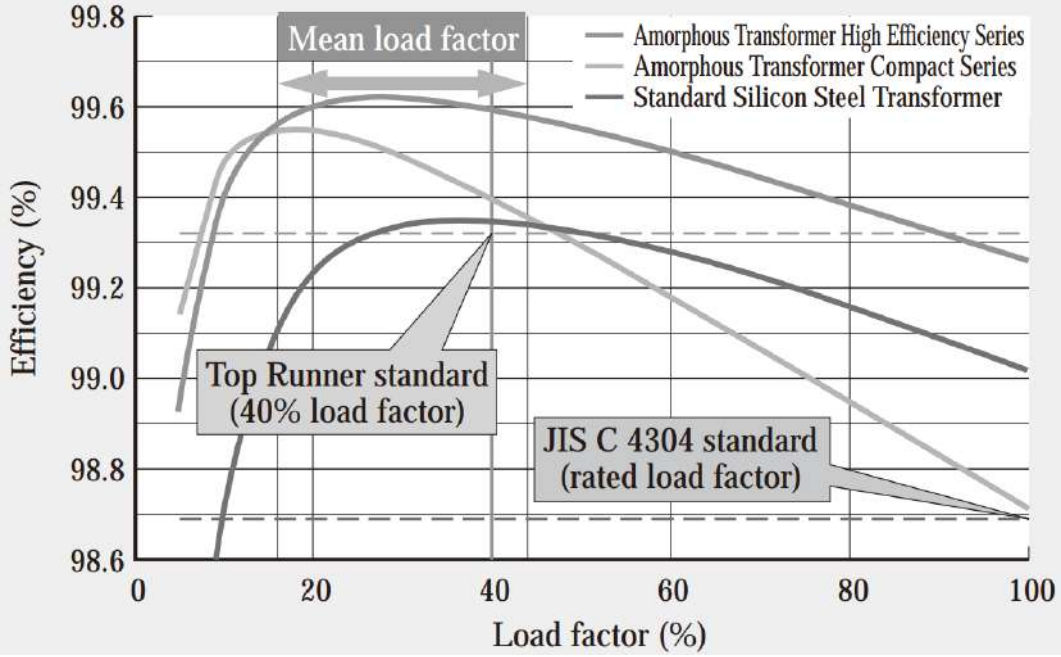
مقدار ضریب بار (درصد)	کمتر از ۳۲٪	بین ۳۲٪ تا ۵۰٪	بیش از ۵۰٪
گروه تلفاتی بهینه	BC’	AB’	CA’

مطالعه و بررسی وضعیت تلفات در ضریب بار مختلف در جدول (۴-۱۵) تا جدول (۴-۱۷) نشان داده شده است. همانطور که ملاحظه می‌شود مرز تغییر گزینه برتر برای اغلب ترانسفورماتورها، ضرایب بار ۳۰٪ و ۵۰٪ است. البته این ضرایب در واقع حاصلضرب ضریب بار مشترکین تغذیه شده از پست توزیع در میزان حداکثر بارگذاری پست توزیع است.

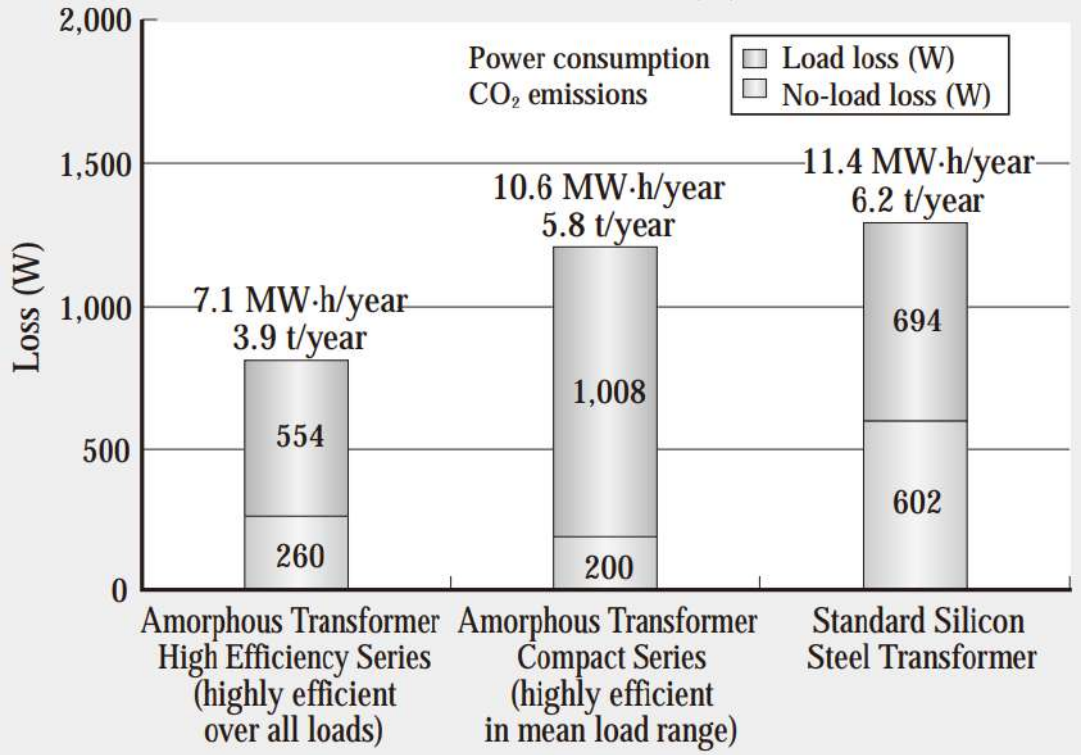
انتخاب گروه تلفاتی ترانسفورماتور بر تلفات شبکه پایین‌دست پست توزیع اثر چندانی نخواهد داشت؛ اما تعیین مکان و ظرفیت بهینه پست‌های توزیع اگر با رعایت توضیحات ارائه شده در بخش قبل و برآورد

صحیح بار منطقه و فراهم نمودن اطلاعات لازم برای انجام طراحی بهینه توسط طراحان همراه باشد، می‌تواند هم باعث کاهش تلفات ترانسفورماتور و هم تلفات شبکه فشارضعیف شود.

نسل جدیدی از ترانسفورماتورها تحت نام ترانسفورماتورهای هسته آمورف از نقطه نظر تلفات دارای مزایای قابل توجهی هستند. در ترانسفورماتورهای با هسته آمورف، میزان تلفات هسته به شدت کاهش می‌یابد. این ترانسفورماتورها در درصدهای بارگذاری پایین که در ترانسفورماتورهای توزیع امری معمول است، بازدهی بسیار خوبی از خود نشان می‌دهند. مقایسه‌ای بین بازدهی ترانسفورماتورهای جنس آمورف با ترانسفورماتورهای معمولی فولاد سیلیکون در شکل (۴-۷) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، استفاده از جنس آمورف به عنوان هسته باعث افزایش بازدهی، مخصوصا در ضرایب بارگذاری پایین می‌شود. همچنین، مقایسه‌ای در میزان تلفات بی‌باری و میزان انتشار گاز کربن دی‌اکسید (CO_2) در شکل (۴-۸) نشان داده شده است که نشان دهنده‌ی مزیت استفاده از این ترانسفورماتورها نسبت به ترانسفورماتورهای فولاد سیلیکونی است [۷۷].



شکل (۴-۷) مقایسه بازدهی ترانسفورمانورهای هسته آمورف با ترانسفورماتورهای فولاد سیلیکون در درصدهای بارگذاری مختلف [۷۷]



شکل (۴-۸) مقایسه تلفات و انتشار کربن دی‌اکسید ترانسفورمانورهای هسته آمورف با ترانسفورماتورهای فولاد سیلیکون [۷۷]

جدول (۴-۱۵) گروه تلفاتی برتر در شرایط ضریب بار متوسط کمتر از ۳۰٪ در طول سال (رنگ قرمز)

ظرفیت ترانسفورماتور	تلفات بار (وات)			تلفات بی باری (وات)			ضریب بار	تلفات در ۲۴ ساعت گروه 'BC	تلفات در ۲۴ ساعت گروه 'AB	تلفات در ۲۴ ساعت گروه 'CA
(KVA)	A	B	C	'A	'B	'C				
۲۵	۷۰۰	۹۴۰	۶۰۰	۱۲۰	۹۰	۸۲	۰,۲۵	۳۳۷۸	۳۲۱۰	۳۷۸۰
۵۰	۱۱۰۰	۱۳۵۰	۸۷۵	۱۹۰	۱۴۵	۱۲۵	۰,۲۵	۵۰۲۵	۵۱۳۰	۵۸۷۳
۷۵	۱۴۲۰	۱۷۶۷	۱۱۷۱	۲۵۷	۲۰۳	۱۶۸	۰,۲۵	۶۶۸۳	۷۰۰۲	۷۹۲۵
۱۰۰	۱۷۵۰	۲۱۵۰	۱۴۷۵	۳۲۰	۲۶۰	۲۱۰	۰,۲۵	۸۲۶۵	۸۸۶۵	۹۸۹۳
۱۲۵	۱۹۹۰	۲۵۲۰	۱۶۸۵	۳۷۵	۳۰۵	۲۴۵	۰,۲۵	۹۶۶۰	۱۰۳۰۵	۱۱۵۲۸
۱۶۰	۲۳۵۰	۳۱۰۰	۲۰۰۰	۴۶۰	۳۷۵	۳۰۰	۰,۲۵	۱۱۸۵۰	۱۲۵۲۵	۱۴۰۴۰
۲۰۰	۲۷۶۰	۳۵۶۰	۲۳۴۰	۵۴۰	۴۴۰	۳۵۵	۰,۲۵	۱۳۸۶۰	۱۴۷۰۰	۱۶۴۷۰
۲۵۰	۳۲۵۰	۴۲۰۰	۲۷۵۰	۶۵۰	۵۳۰	۴۲۵	۰,۲۵	۱۶۵۰۰	۱۷۵۹۵	۱۹۷۲۵
۳۱۵	۳۸۴۰	۵۰۰۰	۳۲۱۰	۷۷۵	۶۲۵	۵۰۵	۰,۲۵	۱۹۶۲۰	۲۰۷۶۰	۲۳۴۱۵
۴۰۰	۴۶۰۰	۶۰۰۰	۳۸۵۰	۹۳۰	۷۵۰	۶۱۰	۰,۲۵	۲۳۶۴۰	۲۴۹۰۰	۲۸۰۹۵
۵۰۰	۵۳۷۰	۷۰۲۰	۴۵۰۰	۱۱۰۰	۸۴۰	۷۱۵	۰,۲۵	۲۷۶۹۰	۲۸۲۱۵	۳۳۱۵۰
۶۳۰	۶۷۵۰	۸۷۰۰	۵۶۰۰	۱۲۰۰	۹۴۰	۸۰۰	۰,۲۵	۳۲۲۵۰	۳۲۶۸۵	۳۷۲۰۰
۸۰۰	۸۴۵۰	۱۰۶۹۰	۷۴۵۰	۱۴۳۵	۱۱۵۵	۹۶۰	۰,۲۵	۳۹۰۷۵	۴۰۳۹۵	۴۵۶۱۵
۱۰۰۰	۱۰۵۰۰	۱۳۰۰۰	۹۵۰۰	۱۷۰۰	۱۴۰۰	۱۱۰۰	۰,۲۵	۴۵۹۰۰	۴۹۳۵۰	۵۵۰۵۰
۱۲۵۰	۱۳۱۸۰	۱۵۹۲۰	۱۱۳۵۰	۲۰۷۵	۱۷۶۰	۱۴۲۰	۰,۲۵	۵۷۹۶۰	۶۲۰۱۰	۶۶۸۲۵
۱۶۰۰	۱۷۰۰۰	۲۰۰۰۰	۱۴۰۰۰	۲۶۰۰	۲۲۰۰	۱۷۰۰	۰,۲۵	۷۰۸۰۰	۷۸۳۰۰	۸۳۴۰۰
۲۰۰۰	۲۱۲۵۰	۲۵۲۵۰	۱۶۰۰۰	۳۱۴۰	۲۸۰۰	۲۴۰۰	۰,۲۵	۹۵۴۷۵	۹۹۰۷۵	۹۹۳۶۰
۲۵۰۰	۲۶۵۰۰	۳۲۰۰۰	۲۲۰۰۰	۳۸۰۰	۳۲۰۰	۲۵۰۰	۰,۲۵	۱۰۸۰۰۰	۱۱۶۵۵۰	۱۲۴۲۰۰

جدول (۴-۱۶) گروه تلفاتی برتر در شرایط ضریب بار متوسط بین ۳۰٪ و ۵۰٪ در طول سال (رنگ قرمز)

ظرفیت ترانسفورماتور	تلفات بار (وات)			تلفات بی باری (وات)			ضریب بار	تلفات در ۲۴ ساعت گروه 'BC	تلفات در ۲۴ ساعت گروه 'AB	تلفات در ۲۴ ساعت گروه 'CA
(KVA)	A	B	C	'A	'B	'C				
۲۵	۷۰۰	۹۴۰	۶۰۰	۱۲۰	۹۰	۸۲	۰,۴	۵۵۷۸	۴۸۴۸	۵۱۸۴
۵۰	۱۱۰۰	۱۳۵۰	۸۷۵	۱۹۰	۱۴۵	۱۲۵	۰,۴	۸۱۸۴	۷۷۰۴	۷۹۲۰
۷۵	۱۴۲۰	۱۷۶۷	۱۱۷۱	۲۵۷	۲۰۳	۱۶۸	۰,۴	۱۰۸۱۷	۱۰۳۲۵	۱۰۶۶۵
۱۰۰	۱۷۵۰	۲۱۵۰	۱۴۷۵	۳۲۰	۲۶۰	۲۱۰	۰,۴	۱۳۲۹۶	۱۲۹۶۰	۱۳۳۴۴
۱۲۵	۱۹۹۰	۲۵۲۰	۱۶۸۵	۳۷۵	۳۰۵	۲۴۵	۰,۴	۱۵۵۵۷	۱۴۹۶۲	۱۵۴۷۰
۱۶۰	۲۳۵۰	۳۱۰۰	۲۰۰۰	۴۶۰	۳۷۵	۳۰۰	۰,۴	۱۹۱۰۴	۱۸۰۲۴	۱۸۷۲۰
۲۰۰	۲۷۶۰	۳۵۶۰	۲۳۴۰	۵۴۰	۴۴۰	۳۵۵	۰,۴	۲۲۱۹۰	۲۱۱۵۸	۲۱۹۴۶
۲۵۰	۳۲۵۰	۴۲۰۰	۲۷۵۰	۶۵۰	۵۳۰	۴۲۵	۰,۴	۲۶۳۲۸	۲۵۲۰۰	۲۶۱۶۰
۳۱۵	۳۸۴۰	۵۰۰۰	۳۲۱۰	۷۷۵	۶۲۵	۵۰۵	۰,۴	۳۱۳۲۰	۲۹۷۴۶	۳۰۹۲۶
۴۰۰	۴۶۰۰	۶۰۰۰	۳۸۵۰	۹۳۰	۷۵۰	۶۱۰	۰,۴	۳۷۶۸۰	۳۵۶۶۴	۳۷۱۰۴
۵۰۰	۵۳۷۰	۷۰۲۰	۴۵۰۰	۱۱۰۰	۸۴۰	۷۱۵	۰,۴	۴۴۱۱۷	۴۰۷۸۱	۴۳۶۸۰
۶۳۰	۶۷۵۰	۸۷۰۰	۵۶۰۰	۱۲۰۰	۹۴۰	۸۰۰	۰,۴	۵۲۶۰۸	۴۸۴۸۰	۵۰۳۰۴
۸۰۰	۸۴۵۰	۱۰۶۹۰	۷۴۵۰	۱۴۳۵	۱۱۵۵	۹۶۰	۰,۴	۶۴۰۹۰	۶۰۱۶۸	۶۳۰۴۸
۱۰۰۰	۱۰۵۰۰	۱۳۰۰۰	۹۵۰۰	۱۷۰۰	۱۴۰۰	۱۱۰۰	۰,۴	۷۶۳۲۰	۷۳۹۲۰	۷۷۲۸۰
۱۲۵۰	۱۳۱۸۰	۱۵۹۲۰	۱۱۳۵۰	۲۰۷۵	۱۷۶۰	۱۴۲۰	۰,۴	۹۵۲۱۳	۹۲۸۵۱	۹۳۳۸۴
۱۶۰۰	۱۷۰۰۰	۲۰۰۰۰	۱۴۰۰۰	۲۶۰۰	۲۲۰۰	۱۷۰۰	۰,۴	۱۱۷۶۰۰	۱۱۸۰۸۰	۱۱۶۱۶۰
۲۰۰۰	۲۱۲۵۰	۲۵۲۵۰	۱۶۰۰۰	۳۱۴۰	۲۸۰۰	۲۴۰۰	۰,۴	۱۵۴۵۶۰	۱۴۸۸۰۰	۱۳۶۸۰۰
۲۵۰۰	۲۶۵۰۰	۳۲۰۰۰	۲۲۰۰۰	۳۸۰۰	۳۲۰۰	۲۵۰۰	۰,۴	۱۸۲۸۸۰	۱۷۸۵۶۰	۱۷۵۶۸۰

جدول (۴-۱۷) گروه تلفاتی برتر در شرایط ضریب بار متوسط بیش از ۵۰٪ در طول سال (رنگ قرمز)

ظرفیت ترانسفورماتور	تلفات بار (وات)			تلفات بی باری (وات)			ضریب بار	تلفات در ۲۴	تلفات در ۲۴	تلفات در ۲۴
								ساعت گروه 'BC	ساعت گروه 'AB	ساعت گروه 'CA
(KVA)	A	B	C	'A	'B	'C				
۲۵	۷۰۰	۹۴۰	۶۰۰	۱۲۰	۹۰	۸۲	۰,۵۵	۸۷۹۲	۷۲۴۲	۷۲۳۶
۵۰	۱۱۰۰	۱۳۵۰	۸۷۵	۱۹۰	۱۴۵	۱۲۵	۰,۵۵	۱۲۸۰۱	۱۱۴۶۶	۱۰۹۱۳
۷۵	۱۴۲۰	۱۷۶۷	۱۱۷۱	۲۵۷	۲۰۳	۱۶۸	۰,۵۵	۱۶۸۶۰	۱۵۱۸۱	۱۴۶۶۹
۱۰۰	۱۷۵۰	۲۱۵۰	۱۴۷۵	۳۲۰	۲۶۰	۲۱۰	۰,۵۵	۲۰۶۴۹	۱۸۹۴۵	۱۸۳۸۹
۱۲۵	۱۹۹۰	۲۵۲۰	۱۶۸۵	۳۷۵	۳۰۵	۲۴۵	۰,۵۵	۲۴۱۷۵	۲۱۷۶۷	۲۱۲۳۳
۱۶۰	۲۳۵۰	۳۱۰۰	۲۰۰۰	۴۶۰	۳۷۵	۳۰۰	۰,۵۵	۲۹۷۰۶	۲۶۰۶۱	۲۵۵۶۰
۲۰۰	۲۷۶۰	۳۵۶۰	۲۳۴۰	۵۴۰	۴۴۰	۳۵۵	۰,۵۵	۳۴۳۶۶	۳۰۵۹۸	۲۹۹۴۸
۲۵۰	۳۲۵۰	۴۲۰۰	۲۷۵۰	۶۵۰	۵۳۰	۴۲۵	۰,۵۵	۴۰۶۹۲	۳۶۳۱۵	۳۵۵۶۵
۳۱۵	۳۸۴۰	۵۰۰۰	۳۲۱۰	۷۷۵	۶۲۵	۵۰۵	۰,۵۵	۴۸۴۲۰	۴۲۸۷۸	۴۱۹۰۵
۴۰۰	۴۶۰۰	۶۰۰۰	۳۸۵۰	۹۳۰	۷۵۰	۶۱۰	۰,۵۵	۵۸۲۰۰	۵۱۳۹۶	۵۰۲۷۱
۵۰۰	۵۳۷۰	۷۰۲۰	۴۵۰۰	۱۱۰۰	۸۴۰	۷۱۵	۰,۵۵	۶۸۱۲۵	۵۹۱۴۶	۵۹۰۷۰
۶۳۰	۶۷۵۰	۸۷۰۰	۵۶۰۰	۱۲۰۰	۹۴۰	۸۰۰	۰,۵۵	۸۲۳۶۲	۷۱۵۶۵	۶۹۴۵۶
۸۰۰	۸۴۵۰	۱۰۶۹۰	۷۴۵۰	۱۴۳۵	۱۱۵۵	۹۶۰	۰,۵۵	۱۰۰۶۴۹	۸۹۰۶۷	۸۸۵۲۷
۱۰۰۰	۱۰۵۰۰	۱۳۰۰۰	۹۵۰۰	۱۷۰۰	۱۴۰۰	۱۱۰۰	۰,۵۵	۱۲۰۷۸۰	۱۰۹۸۳۰	۱۰۹۷۷۰
۱۲۵۰	۱۳۱۸۰	۱۵۹۲۰	۱۱۳۵۰	۲۰۷۵	۱۷۶۰	۱۴۲۰	۰,۵۵	۱۴۹۶۵۹	۱۳۷۹۲۷	۱۳۲۲۰۱
۱۶۰۰	۱۷۰۰۰	۲۰۰۰۰	۱۴۰۰۰	۲۶۰۰	۲۲۰۰	۱۷۰۰	۰,۵۵	۱۸۶۰۰۰	۱۷۶۲۲۰	۱۶۴۰۴۰
۲۰۰۰	۲۱۲۵۰	۲۵۲۵۰	۱۶۰۰۰	۳۱۴۰	۲۸۰۰	۲۴۰۰	۰,۵۵	۲۴۰۹۱۵	۲۲۱۴۷۵	۱۹۱۵۲۰
۲۵۰۰	۲۶۵۰۰	۳۲۰۰۰	۲۲۰۰۰	۳۸۰۰	۳۲۰۰	۲۵۰۰	۰,۵۵	۲۹۲۳۲۰	۲۶۹۱۹۰	۲۵۰۹۲۰

با وجود همه موارد ذکر شده در این قسمت مبنی بر انتخاب ترانسفورماتور با توجه به گروه تلفاتی، مسائل دیگری هم در انتخاب ترانسفورماتور تاثیرگذار است که از جمله آن‌ها می‌توان به قیمت انرژی، نرخ بهره سالیانه، هزینه خرید ترانسفورماتور، نرخ افزایش سالیانه قیمت برق، تجهیزات جانبی ترانسفورماتور، طول عمر ترانسفورماتور، سطح ولتاژ ترانسفورماتور (۱۱، ۲۰ یا ۳۳ کیلوولت) و تلفات متفاوت ترانسفورماتورها (در سطوح مختلف ولتاژ) اشاره نمود. بدین ترتیب، بهتر است انتخاب ترانسفورماتور به طور دقیق با توجه به محاسبات اقتصادی انجام شود.

٤- ۷- قیود و الزامات بکارگیری ظرفیت‌های مختلف، شعاع تغذیه و فیدرگیری

شعاع تغذیه پست‌های توزیع (فاصله محل پست توزیع تا دورترین مشترک مربوطه) بهتر است بیش از ۳۰۰ متر نباشد. البته شرایط جغرافیایی محل و معابر موجود گاه طراحان را ناچار به ارائه طرح‌هایی با شعاع تغذیه بیشتر می‌کند. جزئیات مربوط به طول شبکه فشارضعیف و شعاع تغذیه مناسب در فصل شبکه فشارضعیف عنوان خواهد شد. در برخی از شرکت‌های توزیع تعدادی از ظرفیت های متداول پست‌های توزیع خصوصاً ظرفیت‌های ۷۵ ، ۱۲۵، گاهی ۱۶۰ و ۲۵۰ به دلیل نزدیکی به ظرفیت‌های متداول دیگر و مشکلات مربوط به مسائل انبارداری و کاهش تعدد اقلام مصرفی استفاده نمی‌شود. لازم است نکات زیر در انتخاب ظرفیت پست‌های توزیع و تعیین مکان پست و طراحی پست‌های زمینی و هوایی در نظر گرفته شود.

- انتخاب ظرفیت غیرکاربردی بین ظرفیت‌های ۷۵ تا ۱۶۰ کیلوولت آمپر بر اساس تحلیل ضریب همزمانی مشترکین در مناطق مختلف تحت پوشش انجام شود و حذف ظرفیت‌هایی مانند ۱۲۵ یا ۷۵ کیلوولت آمپر بدون تحلیل مذکور مجاز نیست.
- ظرفیت‌های ۲۵ و ۵۰ کیلوولت آمپر در مناطق ویلایی با پهنه‌بندی چگالی بار و فاصله متوسط مشترکین سبک مناسب خواهد بود. به طور کلی ایجاد شعاع تغذیه بیش از ۳۰۰ متر در شبکه فشارضعیف جز در مواقع ضرور مجاز نمی‌باشد.
- مکان پست‌های زمینی و هوایی عمومی به نحوی انتخاب گردد که حتی‌المقدور در مرکز ثقل بار باشد و همچنین، امکان فیدرگیری مناسب به تعداد مورد نیاز وجود داشته باشد.
- در پست‌های توزیع زمینی عمومی، فضا برای نصب حداقل ۳ کوبیکل فشارمتوسط در نظر گرفته شود. در مناطق مرکزی شهر و مناطقی که شبکه فشارمتوسط به طور کامل زمینی می‌باشد، فضا برای ۴ کوبیکل

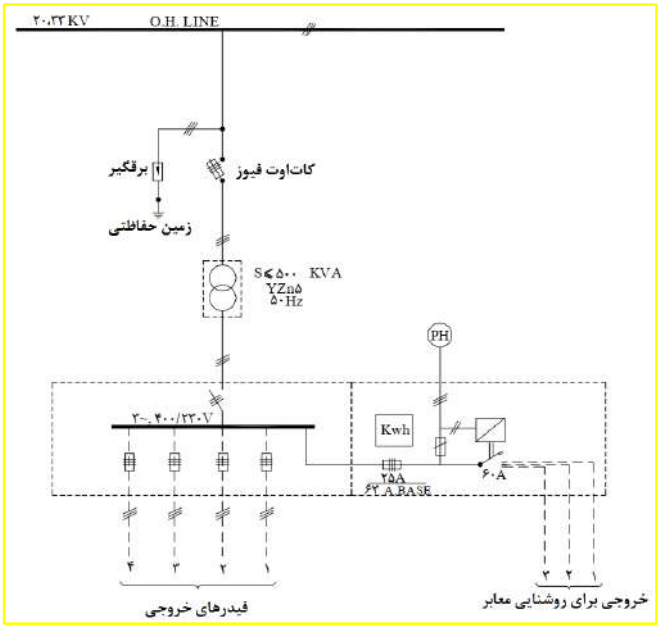
فشارمتوسط در نظر گرفته شود تا امکان احداث انشعاب‌های جدید و بازآرایی شبکه و تغذیه پست‌های جدید و توسعه شبکه فشارمتوسط فراهم باشد.

- بارگیری ترانسفورماتورهای عمومی موجود و همچنین ولتاژ انتهای فیدرهای فشار ضعیف به صورت سالیانه اندازه‌گیری شود. بر اساس نتایج، پروژه‌های نصب پست‌های توزیع جدید و یا افزایش ظرفیت ترانسفورماتورها با هدف افزایش تعداد فیدرهای عمومی و بهبود سطح ولتاژ انجام گیرد.
- به منظور استفاده بهینه از ظرفیت ترانسفورماتورهای موجود، پروژه‌های ترانس‌گردانی به منظور جابجایی پست‌های کم‌بار و پربار در دست اقدام قرار گیرد.
- به منظور کاهش افت ولتاژ، کاهش تلفات و امکان مانور بین فیدرهای فشارضعیف، توصیه می‌شود فیدرگیری به گونه‌ای باشد که بار هر فیدر فشارضعیف حتی‌الامکان از ۱۰۰ آمپر فراتر نرود.

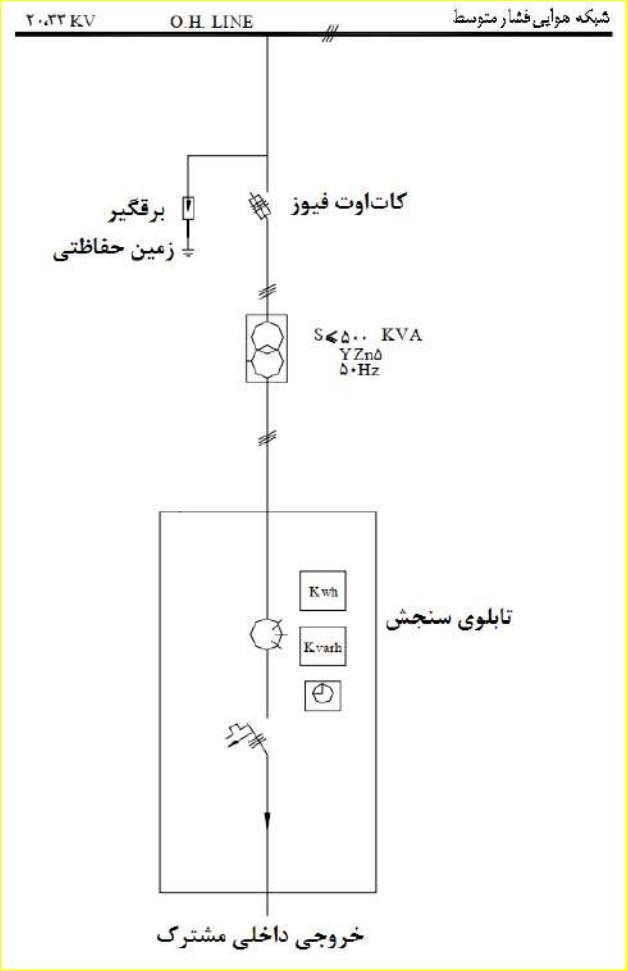
٤- ۸- حفاظت ترانسفورماتورهای توزیع

۴- ۸- ۱- حفاظت ترانسفورماتورهای توزیع هوایی

با توجه به اینکه ترانسفورماتورهای هوایی ظرفیت پایین‌تر و تعداد بالاتری در سطح شبکه دارند، سیستم حفاظتی آن‌ها ساده‌تر از ترانسفورماتورهای زمینی می‌باشد. ترانسفورماتورهای هوایی دارای دو تجهیز حفاظتی مهم می‌باشند: کات‌اوت فیوز و برقگیر. دیاگرام تک‌خطی سیستم حفاظتی پست‌های هوایی عمومی و اختصاصی به ترتیب در شکل (۴-۹) و شکل (۴-۱۰) نشان داده شده است.



شکل (۴-۹) نمودار تک خطی برای یک پست هوایی نمونه عمومی و متداول [۶۴]



شکل (۴-۱۰) نمودار تک خطی برای یک پست هوایی نمونه اختصاصی [۶۴]

کات‌اوت فیوزها دارای یک عنصر ذوب‌شونده می‌باشند که به هنگام عبور جریان خطا و در اثر افزایش دما ذوب شده و جریان عبوری از آن قطع می‌شود. معمولا کات‌اوت فیوزها در شبکه فشار متوسط در نقاط به شرح زیر نصب می‌شوند:

- در محل انشعابات از سیستم هوایی
- در محل پست‌های هوایی [۶۴]

۴- ۸- ۱- ۱- الزامات و مراحل طراحی و انتخاب کات‌اوت فیوزها

گام اول: تعیین شرایط بهره‌برداری که از عوامل مهم و تعیین‌کننده در انتخاب کات‌اوت فیوز می‌باشد. پارامترهای محیطی و شرایط کاری عادی طبق استاندارد IEC 62271-100 در جدول (۴-۱۸) ذکر شده است.

جدول (۴-۱۸) پارامترهای محیطی و شرایط کاری استاندارد برای کلیدخانه‌های سطوح ولتاژ متوسط [۶۴, ۷۸]

پارامتر محیطی	شرایط کارکرد استاندارد	
	کلیدخانه‌های داخلی	کلیدخانه‌های خارجی
حداکثر دمای روزانه	۴۰ °C	۴۰ °C
حداکثر دمای متوسط روزانه	۳۵ °C	۳۵ °C
حداقل دمای روزانه	-۵ °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۵ داخلی	-۱۰ °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۱۰ خارجی
	-۱۵ °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۱۵ داخلی	-۲۵ °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۲۵ خارجی
	-۲۵ °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۲۵ داخلی	-۴۰ °C برای کلیدهای با کلاس منهای ۴۰ خارجی
تابش خورشید	-	کمتر از ۱۰۰۰ وات بر متر مربع
آلودگی	محیط بایستی عاری از خاک و گرد و غبار و گازهای خورنده باشد	طبق استاندارد IEC 60815 حداکثر آلودگی محیط درجه II یا متوسط باشد.
ارتفاع محل نصب	کمتر از ۱۰۰۰ متر	کمتر از ۱۰۰۰ متر
متوسط رطوبت در ۲۴ ساعت	کمتر از ۹۵ درصد	-
متوسط رطوبت ماهیانه	کمتر از ۹۰ درصد	-
سرعت باد	-	کمتر از ۳۴ متر بر ثانیه
ضخامت یخ	-	کمتر از ۱ میلیمتر برای کلاس ۱
	-	کمتر از ۱۰ میلیمتر برای کلاس ۱۰
	-	کمتر از ۲۰ میلیمتر برای کلاس ۲۰

در صورتی که کات‌اوت فیوز برای شرایط کاری غیر از آنچه در جدول (۴-۱۸) آمده است طراحی گردد، بایستی نکاتی به شرح زیر رعایت گردد:

- اگر دمای هوای محیط از مقادیر ارائه شده در جدول تجاوز نماید، محدوده دمای کاری برای مناطق سردسیر از ۵۰- تا ۴۰ درجه سانتیگراد و برای مناطق گرمسیر از ۵- الی ۵۰ درجه سانتیگراد لحاظ می‌گردد [۶۴].
- برای کلیدخانه‌های داخلی و نواحی گرمسیر مقدار متوسط رطوبت روزانه را می‌توان ۹۸ درصد درنظر گرفت [۶۴].
- برای تعیین سطوح عایقی با توجه به میزان آلودگی محیط یکی از سطوح آلودگی طبق استاندارد IEC 60815 [۷۹] بایستی انتخاب گردد [۶۴].
- اگر ارتفاع محل نصب بیشتر از ۱۰۰۰ متر باشد، سطح ولتاژ عایقی خارجی طبق شرایط جوی باید در ضریب K_a ضرب گردد که این ضریب مطابق با رابطه (۴-۶) قابل محاسبه است:

رابطه (۴-۶)

$$K_a = e^{\frac{m(H-1000)}{8150}}$$

که در آن H ارتفاع نصب برحسب متر و m مقدار ثابتی است. برای ولتاژهای با فرکانس قدرت، ضربه صاعقه و ولتاژ ضربه کلیدزنی فاز به فاز مقدار m برابر با ۱ منظور می‌شود؛ برای ولتاژهای ضربه صاعقه طولانی مدت مقدار m برابر با ۰,۹۵ انتخاب می‌شود؛ و برای ولتاژهای ضربه فاز به زمین نیز مقدار m برابر با ۰,۷۵ منظور می‌شود [۶۴].

گام دوم: انتخاب نوع کات‌اوت فیوز نیز مسئله‌ی مهم دیگری است که باید در طراحی منظور شود. کات‌اوت فیوزها از لحاظ مشخصه عملکرد زمانی در برابر جریان‌های خطا طبق استاندارد IEC 60282-2 [۸۰] به سه دسته تندکار (K)، کندکار (T) و تند-کند (TK) تقسیم‌بندی می‌شوند که این تقسیم‌بندی با توجه به منحنی مشخصه جریان-زمان آن‌ها انجام می‌پذیرد. انتخاب مشخصه عملکرد کات‌اوت فیوز باید با توجه به نوع کاربرد و جداول و منحنی‌های عملکردی سازنده کات‌اوت فیوز انجام شود [۶۴].

گام سوم: انتخاب جریان نامی گام بعدی در انتخاب کات‌اوت فیوز می‌باشد. فیوز انتخابی بایستی توانایی تحمل جریان نامی سیستم در طولانی مدت با درنظر گرفتن مشخصات سیستم و اضافه جریان‌های موقت و هارمونیک‌های جریان را داشته باشد. جریان دائمی مذکور نبایستی باعث ایجاد افزایش دمایی بیش از مقادیر مندرج در جدول (۴-۱۹) گردد [۶۴].

گام چهارم: انتخاب کلاس کاری کات‌اوت فیوز گام چهارم در طراحی کات‌اوت فیوز می‌باشد. کات‌اوت فیوزها با توجه به ولتاژ بازیابی گذرا به سه کلاس کاری A، B و C تقسیم‌بندی می‌شوند. از کلاس A برای حفاظت ترانسفورماتورها و بانک‌های خازنی نصب شده در فواصل دور از پست‌های بزرگ استفاده می‌شود. کلاس B برای حفاظت ترانسفورماتورها و خازن‌های موازی در پست‌های بزرگ مورد استفاده قرار می‌گیرد. از فیوزهای کلاس C نیز برای حفاظت ترانسفورماتورها،بانک‌های خازنی و فیدرها در پست‌های بزرگی که بار موازی به ترانسفورماتور نصب نشده باشد استفاده می‌گردد [۶۴].

جدول (۴-۱۹) محدوده مجاز افزایش دما برای اجزای فلزی کات‌اوت فیوز [۶۴]

قسمت			حداکثر دمای مجاز شرایط کاری (°C)	حداکثر افزایش دما (°C)
هادی‌های نصب شده در هوا	هادی‌های فنری زیر بار (مسی یا مس روکش‌دار)	بدون روکش	۷۵	۹۵
		با روکش نقره یا نیکل	۱۰۵	۶۵
		با روکش قلع	۹۵	۵۵
	پیچ‌ها و ادوات مشابه (مسی، آلیاژ مس و یا آلیاژ آلومینیوم)	بدون روکش	۹۰	۵۰
		با روکش قلع	۱۰۵	۸۵
		با روکش نقره یا نیکل	۱۱۵	۷۵
کنتاکت‌های داخلی روغن (آلیاژ مس)	هادی‌های فنری زیر بار	بدون روکش	۸۰	۴۰
		با روکش نقره، نیکل و یا قلع	۹۰	۵۰
	پیچ‌ها	بدون روکش	۸۰	۴۰
		با روکش نقره یا قلع و یا نیکل	۱۰۰	۶۰
ترمینال‌های در هوا		بدون روکش	۹۰	۵۰
		با روکش نقره، نیکل و یا قلع	۱۰۵	۶۵
مواد عایق مورد استفاده برای عایق‌کاری*		کلاس Y	۹۰	۵۰
		کلاس A	۱۰۰	۶۰
		کلاس E	۱۲۰	۸۰
		کلاس B	۱۳۰	۹۰
		کلاس F	۱۵۵	۱۱۵
روغن			۹۰	۵۰
سایر اجزای فلزی			۱۰۰	۶۰

* کلاس‌های عایقی بایستی مطابق با استاندارد IEC 600185 انتخاب شود.

گام پنجم: انتخاب سطوح عایقی دیگر مسئله‌ی مهم در انتخاب کات‌اوت فیوزها می‌باشد. برای فیوز و یا پایه فیوز، سطوح عایقی به صورت قابلیت تحمل در مقابل تنش‌های الکتریکی ناشی از ولتاژ با فرکانس قدرت و ضربه تعریف می‌گردد. طبق استاندارد IEC 60282-2 [۸۰]، سطوح عایقی انتخابی برای کات‌اوت فیوزها بایستی شرایط مندرج در جدول (۴-۲۰) را برآورده سازد. میزان فاصله خزشی انتخابی نیز با توجه به نوع و میزان آلودگی طبق جدول (۴-۲۱) انتخاب می‌شود [۶۴].

گام ششم: تصحیح مقادیر انتخابی با توجه به شرایط کاری آخرین گام در طراحی کات‌اوت فیوز می‌باشد. مقادیر انتخابی برای کات‌اوت فیوز بایستی با استفاده از ضرایب تصحیح جدول (۴-۲۲) و جدول (۴-۲۳) برای شرایط کاری غیرطبیعی اصلاح شوند.

جدول (۴-۲۰) سطح نامی عایقی برای کات‌اوت فیوزها [۶۴, ۸۰]

ولتاژ نامی کات‌اوت فیوز (kV)	مقادیر نامی موثر ولتاژ استقامت کوتاه مدت (۱ دقیقه) در فرکانس قدرت (kV)		مقادیر نامی حداکثر ولتاژ استقامت در برابر ضربه صاعقه (kV)	
	A*	B**	A	B
۱۲	۲۸	۳۲	۷۵	۸۵
۲۴	۵۰	۶۰	۱۲۵	۱۴۵
۳۶	۷۰	۸۰	۱۷۰	۱۹۵

A*: نسبت به زمین، بین پل‌ها و پایه‌های فیوز بدون وجود لینک فیوز

B**: بین فاصله‌های عایقی پایه‌های فیوز

جدول (۴-۲۱) حداقل فاصله خزشی طبق استاندارد IEC 60185 [۶۴]

سطح آلودگی	حداقل فاصله خزشی نامی بین فاز و زمین (فاز به فاز mm/kV)	حداقل فاصله خزشی کل به فاصله قوس
I سبک II متوسط	۱۶ ۲۰	≤ ۳/۵
III سنگین IV خیلی سنگین	۲۵ ۳۱	≤ ۴

جدول (۴-۲۲) ضرایب تصحیح جریان نامی و افزایش دمای مجاز برحسب تغییرات ارتفاع [۶۴]

ارتفاع محل نصب از سطح دریا (m)	ضریب تصحیح جریان نامی	ضریب تصحیح افزایش دما مجاز
تا ۱۰۰۰	۱	۱
از ۱۰۰۰ تا ۱۵۰۰	۰/۹۹	۰/۹۸
از ۱۵۰۰ تا ۳۰۰۰	۰/۹۶	۰/۹۲

جدول (۴-۲۳) ضریب تصحیح سطوح عایقی برحسب تغییرات ارتفاع [۶۴]

ارتفاع محل نصب از سطح دریا (m)	ضریب تصحیح سطح عایقی
تا ۱۰۰۰	۱
از ۱۰۰۰ تا ۱۵۰۰	۱/۰۶
از ۱۵۰۰ تا ۲۰۰۰	۱/۱۳
از ۲۰۰۰ تا ۲۵۰۰	۱/۲
از ۲۵۰۰ تا ۳۰۰۰	۱/۲۸

۴- ۸- ۱- ۲- الزامات و مراحل طراحی و انتخاب برقگیرها

برقگیرها در شبکه توزیع برای مهار اضافه ولتاژ ناشی از عواملی همچون کلیدزنی و صاعقه به کار می‌رود که با توجه به سطوح ولتاژ مورد استفاده در سطح توزیع، کلیدزنی اهمیت کمتری دارد و صاعقه از اهمیت بالاتری برخوردار می‌شود؛ مسئله‌ای که در سطوح ولتاژ فوق‌توزیع و انتقال برعکس است. برای جلوگیری از این حوادث و مهار اضافه ولتاژها از برقگیرها به موازات تجهیزات زیر در پست‌های توزیع استفاده می‌شود:

- ترانسفورماتورها
- خازن‌ها و راکتورهای شنت
- کلیدها
- پایانه‌های خطوط انتقال و محل اتصال خطوط کابلی به خطوط هوایی [۶۴]

سازنده برقگیر موظف است منحنی ولتاژ اعمالی بر حسب زمان قابل تحمل برقگیر را در فرکانس قدرت به خریدار ارائه دهد. درصورتی که سازنده برقگیر مقدار U_{eq} (مقدار اضافه ولتاژ موقتی که برقگیر حداکثر به مدت ۱۰ ثانیه می‌تواند آن را تحمل کند) را مشخص نماید، زمان قابل تحمل توسط برقگیر به ازای سایر اضافه ولتاژهای موقت مطابق با رابطه (۴-۷) به دست می‌آید [۶۴].

$$U_{eq} = U_t \left(\frac{T_t}{10}\right)^m \quad [Volt] \qquad \text{رابطه (۴-۷)}$$

که در آن U_t دامنه اضافه ولتاژ موقت برحسب ولت است، T_t زمان استمرار اضافه ولتاژ موقت می‌باشد و m نیز ضریب مشخصه برقگیر می‌باشد که مقدار میانگین آن ۰٫۰۲ است [۶۴].

ولتاژ کار دائم برقگیر با توجه به ولتاژ نامی برای شبکه‌های ۱۱، ۲۰ و ۳۳ کیلوولت به ترتیب برابر با ۱۲، ۲۴ و ۳۶ کیلوولت انتخاب شود. علاوه بر این، برقگیرهای مورد استفاده باید برای کار در محدوده فرکانسی ۴۸ تا ۶۲ هرتز طراحی شده باشند [۶۴].

در انتخاب سطوح عایقی برقگیر، مقدار فاصله مجاز خزشی می‌بایست با توجه به میزان آلودگی محیط تعیین گردد. حداقل فاصله خزشی برحسب سطح آلودگی محیطی طبق استاندارد IEC 60815 مطابق با جدول (۴-۲۱) می‌باشد.

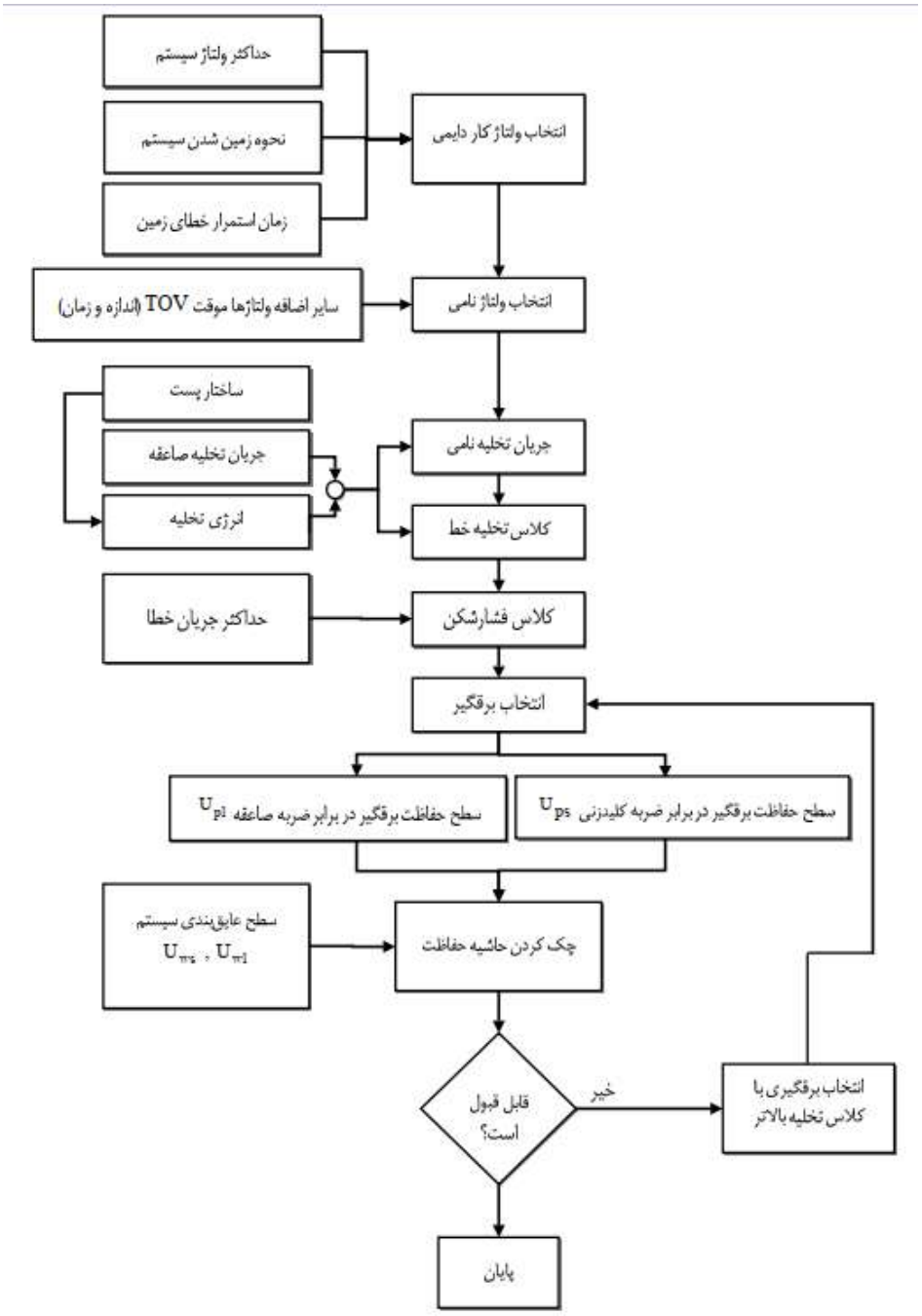
بدنه برقگیر باید بتواند در مقابل تنش‌های ولتاژ و جریان استقامت کافی از خود نشان دهد. بر اساس استاندارد IEC 60099-4، در طراحی بدنه عایقی برقگیر بایستی موارد زیر منظور شود:

- توانایی تحمل ولتاژهای ضربه با دامنه ۱٫۳ برابر سطح حفاظت برقگیر در مقابل ضربه صاعقه را داشته باشد.
- برقگیرهای طراحی شده برای نصب در محیط‌های مرطوب باز و بسته بایستی توانایی تحمل ولتاژ با فرکانس قدرت را داشته باشند.
- برقگیرهای ۱۵۰۰، ۲۵۰۰ و ۵۰۰۰ آمپر و نیز برقگیرهای خاص طراحی شده برای مناطق با احتمال وقوع دفعات صاعقه فوق‌سنگین، بایستی توانایی تحمل سطح ولتاژی با دامنه ۸۸ درصد سطح حفاظت صاعقه در فرکانس قدرت به مدت یک دقیقه را داشته باشند.
- برقگیرهای ۱۰۰۰۰ و ۲۰۰۰۰ آمپر باید توانایی تحمل سطح ولتاژی با دامنه ۱۰۶ درصد سطح ولتاژ حفاظتی کلیدزنی به مدت یک دقیقه را داشته باشند [۶۴].

سایر قیود و الزامات مربوط به برقگیر به شرح زیر بیان می‌گردد:

- محفظه برقگیر بایستی از عایق چینی یا پلیمری ساخته شده باشد و برای نصب در شرایط محیطی مشخص شده مناسب باشد. عایق باید مطابق با استاندارد IEC 60085 طراحی و ساخته شود و مورد آزمایش قرار گیرد.
- جداکننده برقگیر بایستی تحمل جریان‌های خطای عبوری از برقگیر را طبق استاندارد IEC 60099-1 داشته باشند.
- شمارنده برقگیر بایستی در مسیر سیم نول آن نصب گردد. شمارنده نباید تاثیری بر روی امپدانس سیم نول داشته باشد و باید قادر به تحمل جریان‌های خطا باشد [۶۴].

فلوچارت انتخاب برقگیر در شکل (۴-۱۱) نشان داده شده است. جزئیات مراحل مختلف طراحی برقگیر در "مشخصات فنی عمومی و اجرایی پست‌های توزیع هوایی و زمینی ۲۰ و ۳۳ کیلوولت نشریه شماره ۳۷۵" [۶۴] ذکر شده است.



شکل (۴-۱۱) فلوچارت الگوریتم انتخاب برقگیر [۶۴]

فاصله‌ی حفاظتی برقگیرها در استفاده از آن‌ها مسئله‌ی مهمی است که به عواملی همچون هادی شبکه، هادی سیستم زمین، مقاومت زمین و جریان صاعقه وابسته است. نتایج بررسی‌های نشان می‌دهد که فاصله‌ی حفاظتی برقگیرها فاصله‌ی کمی است و با توجه به فاصله‌ی معمول بین پست‌های توزیع، حتی در مناطق آپارتمانی هم نمی‌توان از یک برقگیر برای حفاظت دو پست توزیع استفاده نمود. همچنین، مشخص نبودن جریان صاعقه و مکان برخورد آن به خط، موارد دیگری هستند که استفاده از یک برقگیر برای دو پست

را با محدودیت مواجه می‌کند. در بهترین شرایط، در صورتی که سه پست توزیع در فاصله‌ی کمی از هم قرار گرفته باشند و فاصله‌ی حفاظتی برقگیرها بیشتر از فاصله‌ی پست‌ها از هم باشد (با دانستن جریان صاعقه)، می‌توان برقگیر پست توزیع میانی را حذف نمود. با این وجود، با توجه به اختلاف قیمت برقگیر و ترانسفورماتور، حذف برقگیر ترانسفورماتور توصیه نمی‌شود. نمونه محاسبات و نتایج اقتباس شده از [۲۶] در "پیوست شماره سه" ارائه شده است که می‌تواند نگرش مناسبی نسبت به این موضوع به دست دهد.

۴- ۸- ۲- حفاظت ترانسفورماتورهای توزیع زمینی

ترانسفورماتورهای توزیع زمینی در هر دو سمت فشار متوسط و فشار ضعیف نیاز به حفاظت دارند. لیست توابع حفاظتی و نظارتی الزامی برای ترانسفورماتور توزیع زمینی در دستورالعمل فنی حفاظت الکتریکی شبکه توزیع برق [۴۳] به تفصیل ارائه شده است. لذا لازم است کلیه‌ی موارد ذکر شده در دستورالعمل مذکور رعایت گردد.

۴- ۸- ۳- حفاظت پست‌های MOF[1]

روش‌های متداول واگذاری انشعاب‌های ولتاژ اولیه به صورت زمینی (پست‌های پاساژ، کمپکت و...)، هوایی (با استفاده از سه CT و دو یا سه PT قابل نصب در هوای آزاد و مقره‌های ولتاژ و جریان) و یا استفاده از ترانسفورماتور ترکیبی اندازه‌گیری انرژی می‌باشد [۸۱]. سیستم حفاظتی این پست‌ها باید به گونه‌ای باشد که بتواند خطای شبکه داخلی مشترکین را جدا کند؛ در غیراینصورت هر خطای داخلی مشترک منجر به عملکرد یکی از تجهیزات حفاظتی شبکه فشار متوسط می‌گردد. لذا برای حفاظت پست‌های MOF همواره باید از سیستم حفاظت دژنکتوری با تمامی توابع حفاظتی (دژنکتور هوایی یا ریکلوزر با ریکلوز غیرفعال) استفاده شود.

٤- ۹- اتصال زمین تجهیزات

با اتصال شبکه به زمین، یک منبع الکتریکی با یک مرجع الکتریکی که زمین است، فراهم می‌شود. با اتصال یک نقطه مشخص از یک مجموعه به منبع برق دارای اتصال زمین، اطمینان حاصل می‌شود که سایر نقاط مجموعه نیز اختلاف پتانسیل مشخصی با زمین مرجع دارند. با اتصال بدنه تجهیزات فلزی به زمین، سطوح

[1] Metering OutFit

فلزی تجهیزات الکتریکی دارای اتصال زمین، همواره در پتانسیل زمین باقی می‌مانند و در نتیجه در صورت اتصال با افراد، ایمن هستند. علاوه بر این سیستم اتصال زمین مسیری با مقاومت الکتریکی پایین برای تخلیه بارهای استاتیکی و جرقه‌ها و صاعقه‌های ناشی از پدیده‌های طبیعی فراهم می‌کند و بنابراین تجهیزات حساس و پرسنل در مقابل آن‌ها دچار آسیب نخواهند شد. یکی از اهداف مهم اتصال زمین این است که امکان شناسایی خطای زمین فراهم شود. اتصال زمین با ایجاد مسیری برای شارش جریان از نقطه شکست به زمین و بازگرداندن آن به منبع، شناسایی خطا را ممکن می‌سازد.

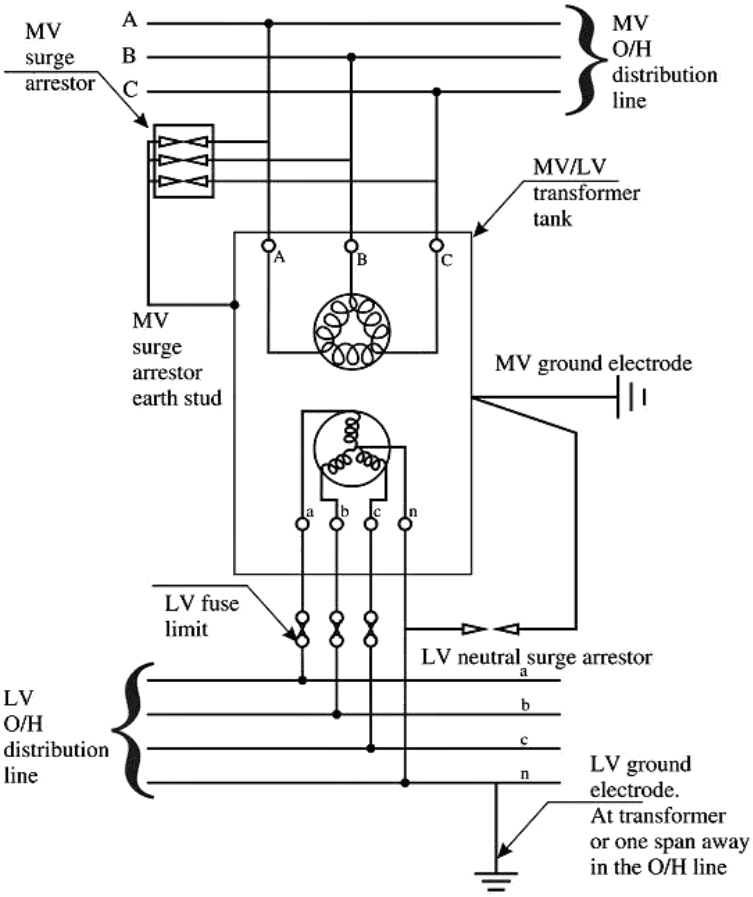
یکی از مهمترین استانداردهایی که در خصوص سیستم‌های اتصال زمین وجود دارد، استاندارد BS7430 است که به بررسی کیفیت و همچنین تعیین مشخصات فنی لازم برای سیستم‌های اتصال زمین می‌پردازد. در این استاندارد جنس پیشنهادی برای هریک از اجزای شبکه و همچنین سطح مقطع پیشنهادی آن‌ها ذکر شده است.

قیود و الزامات زیر باید برای اتصال زمین تجهیزات درنظر گرفته شود:

- مطابق با شکل (۴-۱۲)، سیستم ارت و سیستم مربوط به آن برای حفاظت در مقابل صاعقه از ارت مرکز ستاره ترانسفورماتور و شبکه فشارضعیف مجزا و در فاصله مناسب (حداقل ۲۰ متر) قرار داشته باشد.
- بدنه هادی کلیه تجهیزات، ترانسفورماتورها و تابلوها بایستی زمین شود.
- بر اساس National Electrical Code (NEC) section 250-56 مقاومت الکترود به زمین باید ۲۵ اهم یا کمتر باشد و در صورتی که مقاومت الکترود به زمین بیشتر از ۲۵ اهم باشد، باید از الکترودهای بیشتری استفاده شود. البته در استاندارد IEEE 142[1]، مقاومت بین ۰,۵ تا ۵ اهم توصیه شده است.
- در کابل‌های زره‌دار و برقگیرهای مربوطه همبندی در سیستم زمین اعمال گردد.
- پیشنهاد می‌شود در صورت امکان نول فشارضعیف از ارت حفاظتی مستقل باشد. به دلیل اجتناب از اثر سیستم زمین حفاظتی ۲۰ کیلوولت بر روی شبکه فشارضعیف ، لازم است ارت بدنه تابلو و ترانسفورماتور و سکو از ارت نول جدا باشد. در سایر نقاط شبکه فشارضعیف می‌توان از اتصال ارت بدنه و هادی نول استفاده نمود.

[1] "IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems"

- توصیه می‌شود اتصالات اضافی بین پرده‌های عایق‌بندی، غلاف هادی‌ها و سیستم زمین ایجاد شود. اتصال زمین مکرر برای کابل‌های زره‌دار خصوصاً در محل مفصل‌ها توصیه می‌شود.
- در صورتیکه از هادی‌های مجزای سیستم زمین استفاده می‌شود این هادی‌ها باید به نقطه خنثی ترانسفورماتور منبع متصل شده و در همان کانال کابل اصلی قرار گیرد.
- حصارهای مربوط به محدوده تجهیزات لازم است زمین شوند. این حصارها در صورت وجود دهانه لازم است همبند شوند. با سیستم زمین تجهیزات داخلی نیز بایستی همبندی اعمال گردد.



شکل (۴-۱۲) اتصال سیستم زمین و نول ترانسفورماتور و شبکه فشارضعیف

- جریان مجاز کوتاه مدت هادی یا هادی‌های اتصال زمین باید برای عبور جریان‌های زیاد ضربه صاعقه یا جریان دنبال آن کافی باشد. لذا برای اتصال نقطه خنثی برقگیر به زمین باید از کابل مناسب که الزامات "استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" [۵۵] را برآورده کند، استفاده نمود. این کابل در محل‌های اتصال به خروجی برقگیر لخت شده و پس از اتصال به برقگیر به سمت چاه حفاظتی هدایت می‌گردد و سیستم همبندی ارتینگ در محل سکوی ترانسفورماتور به آن متصل می‌گردد. علاوه بر این،

توصیه می‌شود برای اتصال نقطه خنثی برقگیر به زمین به نوع برقگیر و دستورالعمل سازنده نیز توجه شود [۵۳].

۴- ۹- ۱- جنس الکترود

جنس الکترودها می‌تواند از فولاد زنگ نزن آستنیتی[1] مس، فولاد با غلاف مسی و یا فولاد گالوانیزه باشد. بر اساس استاندارد IEEE 80، انتخاب جنس با توجه به ترکیب خاک و شرایط طراحی انجام می‌شود. انتخاب مناسب جنس هادی، یکپارچگی یک سیستم زمین را برای سال‌ها حفظ می‌کند.

رعایت قیود و الزامات زیر برای الکترود انتخابی لازم است:

- رعایت کلیه‌ی الزامات ذکر شده در "استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" و [۵۵]"دستورالعمل اجرایی سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" [۶۷] الزامی است.
- الکترود انتخابی باید مقاومت کافی در برابر خوردگی خاک را داشته باشد. بهترین جنس از این لحاظ، استیل زنگ‌نزن (Stainless Steel) می‌باشد.
- در حالاتی که احتمال خوردگی وجود دارد بهتر است اقدامات زیر انجام شود:
  - روی فلزات قربانی (آندی) با روکش‌های پلاستیکی و یا قیر پوشانده شود.
  - از لوله‌ها و مجراهای غیر فلزی استفاده شود.
- هادی باید طول عمر در نظر گرفته شده برای سیستم زمین، قدرت مقاومت در برابر صدمات مکانیکی و خورندگی را داشته باشد.
- هادی باید دارای رسانایی کافی برای جلوگیری از هرگونه ولتاژ خطرناک احتمالی را داشته باشد.
- دمای هادی بایستی برای عدم قطع آن در محدوده مجاز حفظ شود.
- زمان استمرار جریان خطا با توجه به طراحی رله‌ها و مدار قطع‌کن شبکه حفاظتی تعیین می‌شود.
- در شرایطی که مقاومت خاک بالا است، می‌توان با افزایش طول راد و نفوذ به عمق بیشتر خاک، با توجه به افزایش رطوبت، به مقاومت کمتری برای سیستم ارت دست پیدا کرد.

[1] Austenitic stainless steel

- اگر طول راد A باشد، برای اثرگذاری بهتر لازم است فاصله بین رادها حداقل A باشد و بهتر است در صورت وجود فضای کافی، 2A درنظر گرفته شود.
- درنظر گرفتن ضریب افزایشی مقاومت معادل در اثر افزایش تعداد رادها در سیستم زمین، مطابق با جدول (۴-۲۴) ضروری است.
- در شبکه‌های توزیع کوچک که جریان زمین آن‌ها نسبتا کم است، استفاده از فونداسیون پست به عنوان سیستم ارت یک منبع آماده از الکترودهای زمین در سازه را فراهم می‌کند که لازم است فقط اتصالات مناسب و کافی ایجاد شود. توجه شود که سایز نامناسب میلگرد و جریان خطای بالا می‌تواند باعث آسیب‌دیدگی بتن گردد.
- زمین کردن شیلد کابل‌های کنترلی و مخابراتی الزامی است.

جدول (۴-۲۴) ضریب افزایشی مقاومت معادل در اثر افزایش رادها در سیستم زمین [۸۲]

تعداد راد	ضریب افزایشی
۲	۱,۱۶
۳	۱,۲۹
۴	۱,۳۶
۸	۱,۶۸
۱۲	۱,۸
۱۶	۱,۹۲
۲۰	۲
۲۴	۲,۱۶

فصل پنجم: قیود و الزامات طراحی شبکه فشارضعیف

۵- ۱- مقدمه

شبکه فشارضعیف آخرین قسمت از سیستم قدرت برای تحویل انرژی به مشترکین می‌باشد که با توجه به وسعت مناطق شهری و روستایی از گستردگی زیادی برخوردار است. از طرفی با توجه به نزدیکی اکثر مصرف‌کنندگان با این سطح ولتاژ، شبکه فشارضعیف در معرض مخاطرات زیادی است. لذا حفظ ایمنی کاربران شبکه از الزامات مهم در طراحی شبکه است. به دلیل آنکه هر فیدر فشارضعیف و یا محدوده پست توزیع معمولاً تعداد کمی از مشترکین را تغذیه می‌کند، بروز خطا در این شبکه منجر به انرژی توزیع نشده بالایی نخواهد شد؛ اما تعداد زیاد خطاها و یا متأثر شدن شبکه فشارمتوسط از این خطاها می‌تواند اثرگذاری این دسته از خطاها را افزایش دهد.

به دلیل سطح ولتاژ شبکه فشارضعیف و بالا بودن جریان و از طرف دیگر مقاومت بالای هادی‌های شبکه در مقایسه با شبکه فشارمتوسط، درصد تلفات در شبکه فشارضعیف بالاتر از شبکه فشارمتوسط است. به دلیل رشد مصرف مشترکین و طولانی بودن شبکه فشارضعیف در بسیاری از مناطق، افت ولتاژ در نقطه اتصال مشترکین به وفور مشاهده می‌شود که سبب بروز خسارت به مشترکین می‌گردد.

بهبود شرایط شبکه فشارضعیف نیازمند توجه ویژه به قیود و الزامات طراحی در این بخش است تا به تدریج شبکه به شرایط مناسب دست یابد.

۵- ۲- محاسبات و انتخاب نوع آرایش الکتریکی شبکه

شبکه فشارضعیف باید به صورت شعاعی بهره‌برداری شود. چگونگی طراحی شبکه فشارضعیف از دیدگاه کلی بستگی به نوع شبکه خواهد داشت.

در شبکه فشارضعیف هوایی با هادی لخت به دلیل آنکه امکان تغییر حوزه تغذیه پست‌ها از طریق قطع و وصل نمودن جمپرها وجود دارد، توصیه می‌شود که با استفاده از مقره‌های جداگانه و نه اتصال هادی به شیارهای مختلف یک مقره، نقاط باز شبکه اجرایی شود.

در شبکه فشارضعیف با کابل خودنگهدار، نمی‌توان مشابه با آنچه در شبکه فشارضعیف با هادی‌های لخت انجام می‌شود، از طرق جمپر به خوبی و با مقاومت کم، حوزه تغذیه پست‌ها و فیدرهای فشارضعیف مربوطه را تغییر داد. به همین دلیل استفاده از کلیدهای هوایی کابل خودنگهدار در مناطقی که استعداد بازآرایی در آن‌ها وجود دارد، شرایط بازآرایی در آینده را فراهم نمود تا از آسیب به کابل خودنگهدار و فرسودگی آن و افزایش مقاومت در نقاط اتصال و مشکلات اتصال صحیح فازها جلوگیری شود. برای شناسایی نقاط مستعد بازآرایی معیارهای زیر در نظر گرفته شود.

در شبکه فشارضعیف زمینی، امکان بازآرایی از طریق تابلوهای خیابانی و نصب کلیدهای اتوماتیک لازم قابل ایجاد است. در نظر گرفتن فضای کافی در تابلوهای خیابانی برای توسعه شبکه و تغییر حوزه پست‌های توزیع خصوصاً در مناطق دارای رشد بار به کاهش هزینه اجرای شبکه زمینی در آینده کمک خواهد نمود.

در مناطقی که در پهنه‌بندی خطر وقوع زلزله جزء مناطق خطرناک هستند، باید روش‌های برقرسانی اضطراری به مشترکین خاص (که در پیوست ۱ از "دستورالعمل تهیه برنامه مدیریت بحران در شبکه‌های توزیع برق" مشخص شده‌اند) (درصورتیکه از شبکه فشارضعیف تغذیه می‌شوند) هنگام وقوع شرایط بحرانی بررسی شده و از میان آن‌ها حداقل سه روش انتخاب گردد. مهمترین روش‌های برق‌رسانی اضطراری عبارتند از:

- استفاده از مولدهای ثابت یا سیار برق
- احیاء سامانه برق اضطراری موجود
- بای‌پس کردن پست‌های آسیب دیده
- انتقال بار به فیدرهای مجاور از طریق باز و بسته کردن نقاط از پیش تعیین شده
- استفاده از کابل‌کشی و احداث پست‌های سیار.

علاوه بر موارد فوق، توصیه می‌شود که امکان مانور برای مشترکین خاص هم در شبکه فشارمتوسط و هم در شبکه فشارضعیف پیش‌بینی شود تا در مواقع اضطراری، حتی‌الامکان برق‌رسانی به مشترکین مذکور صورت پذیرد.

با توجه به اینکه سیستم‌های فشارضعیف معمولا با پنج هادی احداث می‌شوند (سه فاز مشترکین، فاز روشنایی معابر و سیم نول)، در مناطق با کلاسه‌بندی پارامتر رعدوبرق سنگین و فوق‌سنگین، باید سیم نول بالاتر از ۴ سیم دیگر نصب شود تا در صورت رخداد صاعقه، سیم نول به عنوان سیم حفاظتی درگیر صاعقه شود.

۵- ۳- انتخاب و محاسبه نوع هادی شبکه

به طور کلی برای انتخاب هادی شبکه فشار ضعیف باید موارد زیر مدنظر قرار گیرد:

- الزامات الکتریکی شامل جریان بار و جریان خطا، تلفات و افت ولتاژ
- الزامات مکانیکی شامل دمای عملیاتی، ازدیاد طول دائمی، استقامت، قطر هادی و شکم هادی
- الزامات محیطی و مرتبط با آلودگی برای پیشگیری از آسیب‌های ناشی از خوردگی
- الزامات اقتصادی برای هزینه تلفات، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، مشخصات بار، نرخ بهره، رشد بار و هزینه‌های ساخت

استفاده از هادی‌های لخت هوایی در شبکه‌های فشار ضعیف مشکلاتی به دنبال دارد که مهمترین آن‌ها عبارتند از:

- گران بودن و سنگین بودن هادی‌های مسی و مشکلات ناشی از سرقت آن‌ها
- خوردگی بالا و مقامت مکانیکی پایین هادی‌های لخت آلومینیومی

- امکان استفاده غیرمجاز برق مخصوصاً در مناطق با شبکه‌های فشار ضعیف نابسامان
- نرخ بالای رخداد خطا در هادی‌های لخت هوایی
- مبلمان شهری نامناسب و لزوم رعایت حریم هادی‌ها
- امکان برخورد درختان با هادی‌ها، تلفات نشتی و خطر برق‌گرفتگی برای انسان‌ها در اثر برقدار شدن درخت خصوصاً در زمان بارندگی و همچنین هزینه‌های بالای هرس دوره‌ای درختان

با توجه به مشکلات فوق، توصیه می‌شود در طراحی‌های جدید حتی‌الامکان از کابل‌های خودنگهدار در شبکه‌های فشارضعیف استفاده شود تا مشکلات فوق برطرف گردد. علاوه بر موارد فوق، کابل‌های خودنگهدار مزایای دیگری هم دارد که می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

- امکان احداث تعداد مدارات بیشتر (۳، ۴ و ۵ مدار)
- کاهش هزینه تجهیزات
- کاهش هزینه اجرا
- کاهش زمان اجرا

کابل‌های خودنگهدار در سه نوع کابل‌های باندل شده با یک نول مسنجر عایق، کابل‌های باندل شده با یک نول مسنجر فاقد عایق، و چهار کابل باندل شده با هادی‌های خودنگهدار و فاقد مسنجر موجود می‌باشند که استفاده از هر کدام در مناطق با مشخصات جغرافیایی و آب‌وهوایی خاص مناسب‌تر است [۸۳]. در جدول (۵-۱) الزامات استفاده از هر کدام از این کابل‌ها با توجه به پهنه‌بندی‌های مختلف ارئه شده است.

باتوجه به عدم وجود سیستم اتصال زمین در سمت مشترکین فشارضعیف شبکه‌های توزیع در ایران، وجود نول و یا به عبارتی تامین سیستم زمین الکتریکی و حفاظتی مناسب از اهمیت بسیار بالایی در حفظ پایداری، قابلیت اطمینان و افزایش کیفیت به خصوص در سمت مشترکین شبکه‌های توزیع ایران برخوردار است. لذا بکارگیری کابل خودنگهدار شش رشته که هادی نول و نگهدارنده (مسنجر) در این نوع کابل از هم جدا می‌باشد به دلیل غیرممکن بودن احتمال قطع شدن هادی نول ناشی از بار مکانیکی از مزیت نسبی برخوردار می‌باشد. باتوجه به اهمیت تعیین مشخصات فنی و کنترل کیفیت تجهیزات و معیارهای فنی به دلیل تأثیر در عملکرد آن‌ها، رعایت کلیه‌ی الزامات استفاده از این نوع کابل خودنگهدار مطابق با

"دستورالعمل تعیین مشخصات فنی و الزامات کابل خودنگهدار فشار ضعیف شش رشته سه فاز و فشار ضعیف تک فاز" [۸۴] الزامی است.

جدول (۵-۱) الزامات استفاده از انواع کابل‌های خودنگهدار با توجه به شرایط پهنه‌بندی محیطی [۸۳]

پارامتر پهنه‌بندی	کلاسه	کابل های باندل شده با یک نول مسنجر عایق	کابل‌های باندل شده با یک نول مسنجر فاقد عایق	چهار کابل باندل شده با هادی‌های خودنگهدار و فاقد مسنجر
حداکثر سرعت باد محتمل مناطق مستعد/غیر مستعد سقوط درختان	سنگین و فوق سنگین	مطلوب	مطلوب	نامطلوب
شاخص یخ منطقه	سنگین و فوق سنگین	مطلوب	مطلوب	نامطلوب
باد، دما و ضخامت یخ به صورت ترکیبی	سنگین و فوق سنگین	مطلوب	مطلوب	نامطلوب
شدت رعد و برق و تعداد روزهای وقوع آن در سال	سنگین و فوق سنگین	مطلوب	نامطلوب	مطلوب
رطوبت هوا	شرجی شدید و خیلی شدید	مطلوب	نامطلوب	مطلوب
آلودگی هوا	سنگین و خیلی سنگین	مطلوب	نامطلوب	مطلوب
خوردگی اتمسفر	زیاد،خیلی زیاد و بیش از اندازه	مطلوب	نامطلوب	مطلوب

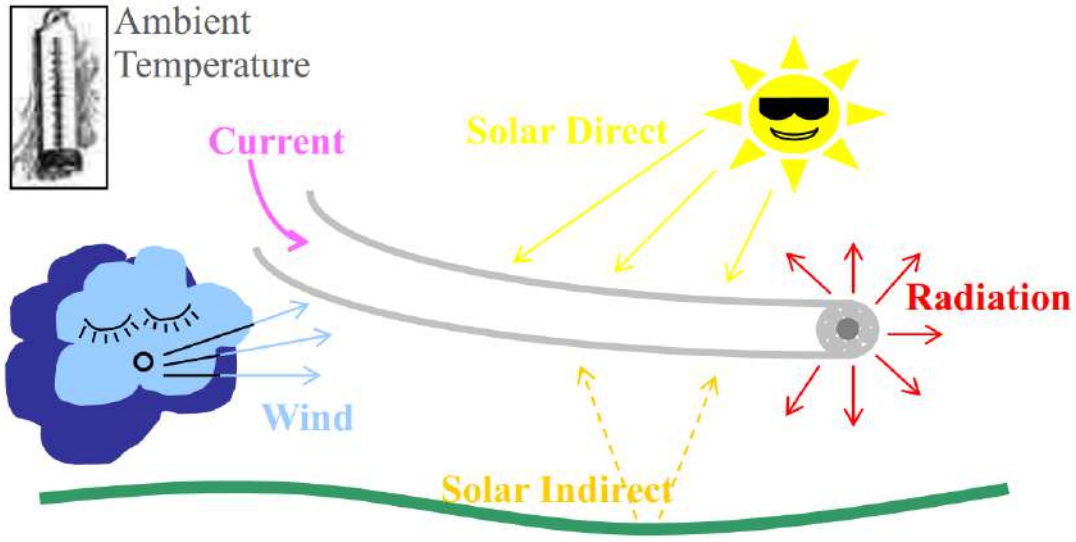
در مناطق با مشخصات زیر الزاما باید از هادی روکش‌دار در طراحی شبکه هوایی فشارضعیف استفاده شود و استفاده از هادی لخت مجاز نمی‌باشد:

- در مناطقی که در مجاورت پوشش گیاهی (حال یا آینده) قرار دارند.
- در مواردی که احتمال افتادن اجسام روی خطوط هوایی وجود دارد.
- جایی که پوشش جانوری منطقه باعث قطعی‌های متعدد شود.
- خطوطی که در مجاورت سازه‌های با ارتفاع بیش از ۹ متر قرار دارند.

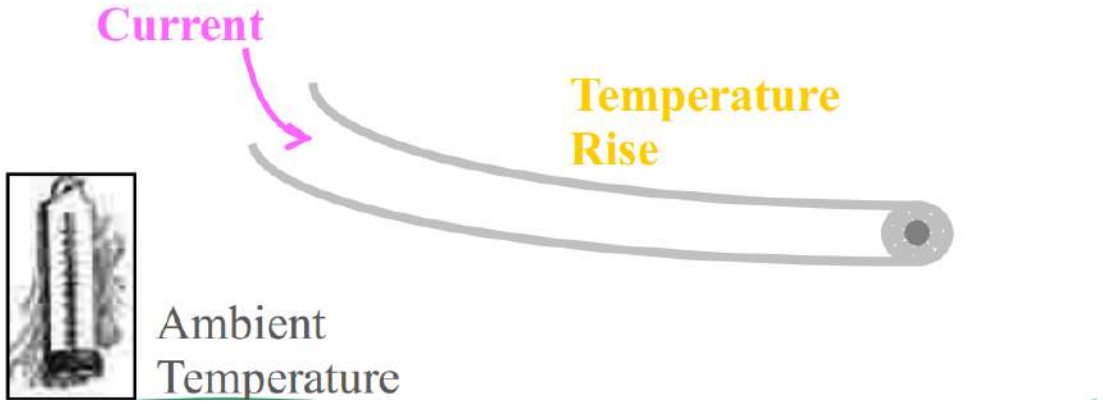
در سایر مناطق، استفاده از هادی‌های لخت هوایی مجاز می‌باشد.

در انتخاب سطح مقطع هادی‌های انتخابی باید جریان و افت ولتاژ مجاز هادی درنظر گرفته شود. علاوه بر این، باید ضریب رشد بار و ضریب اصلاحی دمای محیط نیز منظور شود. علاوه بر این باید توجه شود که انتخاب سطح مقطع هادی باید به گونه‌ای باشد که منجر به افزایش غیرمجاز دمای هادی و از دست رفتن خواص مکانیکی آن نشود. لذا حداکثر دمای مجاز کارکرد هادی در شرایط عادی و شرایط رخداد خطا

باید منظور شود. دمای هادی در شرایط معمول ناشی از دمای هوای بیرون، جریان هادی، تابش مستقیم و غیرمستقیم خورشید، تابش از سطح هادی، بارش باران و سرعت باد در آن منطقه می‌باشد که در شکل (۵-۱) نشان داده شده است. در شرایط خطا، با توجه به اینکه زمان رخداد خطا بسیار کوتاه است و حرارت ایجاد شده ناشی از جریان خطا بر سایر موارد غلبه دارد، دمای محیط بیرون، مقدار و مدت زمان جریان خطا تعیین‌کننده دمای هادی پس از رخداد خطا می‌باشد. شکل (۵-۲) شماتیکی از این مسئله را نشان می‌دهد.



شکل (۵-۱) موارد تاثیرگذار بر دمای هادی در حالت عملکرد عادی



شکل (۵-۲) موارد تاثیرگذار بر دمای هادی در حالت رخداد خطا

حداکثر جریان مجاز کابل‌های خودنگهدار سه‌فاز پنج رشته، سه‌فاز شش رشته و تکفاز، به همراه شاخص افت ولتاژ آن‌ها در ضریب قدرت ۰٫۸ بر اساس دمای محیط معمول به ترتیب مطابق با جدول (۵-۲)، جدول

(۵-۳)و جدول (۵-۴) می‌باشد. با این وجود، طراح باید ملاک اصلی را اطلاعات سازنده قرار دهد. رعایت حداکثر بارگذاری ۸۰ درصد کابل‌ها و هادی‌های شبکه فشارضعیف نیز الزامی است.

در انتخاب کابل سرویس مشترکین باید به جریان مجاز کابل سرویس و افت ولتاژ آن با توجه به مسیر کابل سرویس توجه شود. در جدول (۵-۵) درصد افت ولتاژ با توجه به سطح مقطع کابل‌های خودنگهدار برای دمای محیط ۳۰ درجه سانتیگراد ذکر شده است. با این وجود، طراح باید ملاک اصلی را اطلاعات سازنده قرار دهد. در شرایط محیطی متفاوت، باید ضرایب اصلاحی دمایی منظور شود.

جدول (۵-۲) حداکثر جریان مجاز کابل خودنگهدار سه‌فاز پنج رشته [۸۵]

شاخص افت ولتاژ هادی فاز در ضریب قدرت ۰٫۸ (V/A.km)	حداکثر جریان مجاز مداوم بر اساس دمای محیط ۳۰ درجه سانتیگراد و حداکثر دمای هادی معادل ۹۰ درجه سانتیگراد		سطح مقطع رشته‌ها (mm2)
	هادی روشنایی	هادی شبکه سه‌فاز کشیده شده بین پایه‌ها	
۱٫۶۵	۸۳	۱۳۸	3×35+16+50
۱٫۲۷	۸۳	۱۶۸	3×50+16+50
۰٫۸۷	۸۳	۲۱۳	3×70+16+70
۰٫۶۷	۱۱۱	۲۵۸	3×95+25+70
۰٫۵۵	۱۱۱	۳۰۰	3×120+25+70

جدول (۵-۳) حداکثر جریان مجاز کابل خودنگهدار سه‌فاز شش رشته [۸۴]

شاخص افت ولتاژ هادی فاز در ضریب قدرت ۰٫۸ (V/A.km)	حداکثر جریان مجاز مداوم بر اساس دمای محیط ۳۰ درجه سانتیگراد و حداکثر دمای هادی معادل ۹۰ درجه سانتیگراد		سطح مقطع رشته‌ها (mm2)
	هادی روشنایی	هادی شبکه سه‌فاز کشیده شده بین پایه‌ها	
۱٫۶۵	۱۲۲	۱۳۸	3×35+35+25+25
۱٫۲۷	۱۲۲	۱۶۸	3×50+50+25+25
۰٫۸۷	۱۲۲	۲۱۶	3×70+70+25+25
۰٫۶۷	۱۲۲	۲۵۸	3×95+95+25+25
۰٫۵۵	۱۲۲	۳۰۰	3×120+120+25+25

جدول (۵-۴) حداکثر جریان مجاز کابل خودنگهدار تکفاز [۸۴]

شاخص افت ولتاژ هادی فاز در ضریب قدرت ۰٫۸ (V/A.km)	حداکثر جریان مجاز مداوم بر اساس دمای محیط ۳۰ درجه سانتیگراد و حداکثر دمای هادی معادل ۹۰ درجه سانتیگراد		سطح مقطع رشته‌ها (mm2)
	هادی روشنایی	هادی شبکه سه‌فاز کشیده شده بین پایه‌ها	
۲٫۵۴	۹۳	۱۲۲	1×25+25+16+16
۱٫۶۵	۹۳	۱۳۸	1×35+35+16+25
۳٫۹۸	-	۹۳	1×16+16+16
۲٫۵۴	-	۱۲۲	1×25+25+16

جدول (۵-۵) جریان مجاز کابل خودنگهدار تکفاز و سرویس مشترکین [۸۶]

شاخص افت ولتاژ هادی فاز در ضریب قدرت ۰٫۸ (V/A.km)	حداکثر جریان مجاز مداوم بر اساس دما محیط ۳۰ درجه سانتیگراد و حداکثر دمای هادی معادل ۹۰ درجه سانتیگراد (A)			سطح مقطع رشته‌ها (mm2)
	داخل لوله یا زیر روکش محافظ	روی دیوار	در هوا با حداکثر دمای ۳۰ درجه سانتیگراد	
۳٫۹۸	۷۲	۸۳	۹۳	۱۶
۲٫۵۴	۹۵	۱۱۱	۱۲۲	۲۵

در کارگاه‌های پرخطر، آزمایشگاه‌های علمی، مشترکین مرتبط با صنایع نفت، گاز و پتروشیمی، پمپ بنزین‌ها،کارگاه‌های جوشکاری و مکان‌هایی که وجود جانوران موذی احساس می‌شود، کابل سرویس مشترکین باید از نوع کابل‌های زره‌دار استفاده شود.

در تعیین حداکثر طول کابل یا سیم انشعاب هوایی باید نکات زیر رعایت گردد:

- حداقل ارتفاع کابل یا سیم با در نظر گرفتن فلش در گرم‌ترین فصل سال انتخاب شود.
- حداقل کشش مجاز سیم مهار و یراق‌آلات مربوطه محاسبه شود.
- حداکثر طول مجاز انشعاب برای کابل ۳۰ متر می‌باشد.
- طول کابل باید طوری باشد که مقادیر حداقل کشش مجاز سیم مهار و یراق‌آلات مربوطه رعایت شود.

در صورت استفاده از کابل PVC برای انشعاب هوایی، باید سیم مهار به همراه بست‌های مناسب به کار برده شود. برای انتخاب سطح مقطع کابل باید علاوه بر در نظر گرفتن جریان انشعاب، میزان افت ولتاژ مجاز نیز مد نظر قرار گیرد. لازم به ذکر است شرکت‌هایی که از سیم مجزا برای هادی حفاظتی استفاده می‌کنند

باید از یک رشته سیم علاوه بر تعداد رشته‌های مورد نیاز مشترک و هم‌مقطع با سایر هادی‌های فاز کابل مربوطه استفاده نمایند. لازم به ذکر است که حداقل سطح مقطع کابل انشعاب ۶ میلیمتر مربع می‌باشد [۵۴]. در مناطقی که سابقه سرقت انرژی از کابل‌های انشعاب وجود دارد، استفاده از کابل هم‌محور برای انشعاب توصیه می‌شود.

قیود و الزامات کلی در انتخاب شبکه فشارضعیف :

- استفاده از شبکه تکفاز در کوچه‌های غیر بن‌بست غیرمجاز است.
- استفاده از کابل خودنگهدار آلومینیوم کمتر از سطح مقطع ۷۰ میلیمتر مربع یا هادی مسی لخت هوایی با سطح مقطع ۳۵ میلیمتر مربع در معابر اصلی که شبکه فشارضعیف از آن منشعب می‌شود، غیرمجاز است.
- در انتهای شبکه فشارضعیف معابر اصلی و در نقطه اتصال به شبکه فشارضعیف پست مجاور، کلید هوایی فشارضعیف برای کابل خودنگهدار لحاظ شود.
- پیشنهاد می‌شود در مسیر تنه اصلی فیدر فشارضعیف با کابل خودنگهدار، به منظور فراهم شدن امکان بازآرایی‌های آینده، برای هر بخش با بار نزدیک به ۵۰ آمپر یک کلید هوایی نصب گردد.

۵- ٤- محاسبات و انتخاب آرایش مکانیکی شبکه

با وجود اینکه شبکه فشارضعیف و مشترکین تغذیه شده از آن دارای اهمیت کمتری هستند و همچنین، این شبکه‌ها در مناطق شهری و روستایی قرار دارند و شدت مخاطرات در این مناطق کمتر بوده و طول اسپن‌ها کوتاه‌تر است، اما در بسیاری از موارد شبکه فشار ضعیف به صورت دو مداره و یا روی پایه مشترک با شبکه فشار متوسط نصب می‌شود. لذا نمی‌توان گفت که محاسبات مکانیکی و طراحی مکانیکی برای شبکه فشارضعیف کم‌اهمیت است. بنابراین، پیشنهاد می‌شود هر شرکت توزیع مطابق با شرایط آب و هوایی مناطق تحت پوشش، معیارهای انتخاب قدرت پایه‌های فشارضعیف را مشخص و در اختیار طراحان قرار دهد. بدین منظور لازم است کلیه‌ی محاسبات مکانیکی با توجه به شرایط آب‌وهوایی منطقه طراحی مطابق با "استاندارد خطوط هوایی توزیع – جلد اول" [۴۷] و استاندارد NS220 [۸۷] انجام گردیده و چهار قید زیر در شرایط مربوطه بررسی گردد.

- فاصله مجاز عمودی هادی با زمین یا اشیاء: در شرایط بهره‌برداری بیشینه دمای هادی یا شرایط برف سنگین منطقه
- فاصله مجاز عمودی هادی با دیگر خطوط برق: در شرایط بهره‌برداری بیشینه دمای هادی و در شرایط بهره‌برداری کمینه دمای هادی دیگر
- فاصله مجاز افقی: در شرایط بهره‌برداری باد شدید و جابجایی افقی هادی
- فاصله مجاز فازهای مختلف خط خودی یا با دیگر خطوط در وسط اسپن: در شرایط بیشینه دمای محیط

در مواردی که جنس پایه بتنی باشد، عموما پایه انتهایی در خطوط فشار ضعیف ۸۰۰-۹ و در خطوط فشار متوسط ۱۲۰۰-۱۲ می‌باشد و یا به صورت دوبل ۴۰۰-۹ و ۶۰۰-۱۲ اجرا می‌شود. با توجه به اسپن طراحی و شرایط آب و هوایی منطقه، موارد فوق قابل تغییر است [۳۹].

۵- ۵- پایه‌گذاری

رعایت اصول و الزامات زیر برای پایه‌گذاری خطوط فشار ضعیف الزامی است:

- در مناطق زلزله‌خیز استفاده از پایه‌های بتنی گرد نسبت به سایر پایه‌ها ارجح است. ضمن اینکه بتون‌ریزی در پای پایه‌ها از اصول مهم برای افزایش مقاومت پایه‌ها در مواقع بروز زلزله می‌باشد [۲۷].
- در مواردی پس از شکست و فروریزش یک پایه در خط (معمولاً در اثر برخورد ابنیه مجاور) و کشیده شدن سیم‌های متصل به آن، سایر پایه‌های خط (یا مقره‌ها و کراس‌آرم‌های متصل به آن‌ها) نیز بصورت پی‌درپی دچار شکست می‌گردند که به این حالت، خرابی زنجیره‌ای نیز گفته می‌شود. برای محدود کردن خسارت لازم است پایه‌هایی با استحکام بیشتر به عنوان پایه ستونی در فواصل مناسب (حدود ۱ الی ۱,۵ کیلومتر) استفاده شود.
- حتی‌الامکان از نصب پایه‌ها در مسیل‌ها پیشگیری شود. بدین منظور شبکه فشارضعیف دو طرف مسیل از هم مجزا شود.

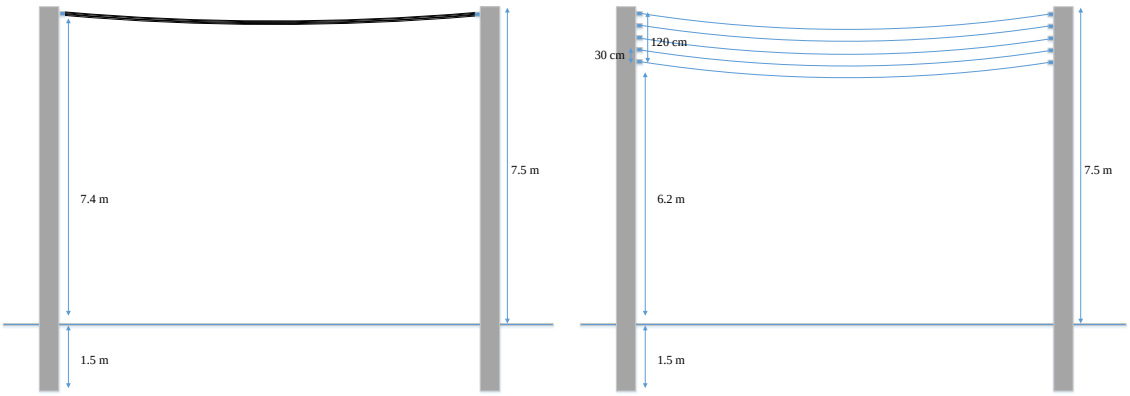
- حداکثر ارتفاع بار در وسایل نقلیه طبق مقررات ۴/۵ متر از سطح زمین می‌باشد. با در نظر گرفتن حداقل ۱ متر فاصله اطمینان، می‌توان گفت که در شبکه‌های عرضی نباید فاصله پایین‌ترین هادی از سطح زمین کمتر از ۵/۵ متر باشد.
- در مناطقی که امکان برخورد شاخه درختان با هادی‌های بدون روکش وجود دارد، رعایت حریم مطابق با قانون حریم خطوط هوایی انتقال و توزیع برق [۵۹] ضروری است.
- پایه‌گذاری حتی‌الامکان در سمت خانه‌هایی که حیاط آن‌ها مماس با معبر است مناسب‌تر است.
- در نقاطی که امکان برخورد وسایل نقلیه با پایه‌های شبکه فشار ضعیف وجود دارد، لازم است طبق "دستورالعمل اجرایی حفاظت ایمن پایه‌های در معرض برخورد خودرو" که در مهرماه ۱۳۹۵ منتشر شده است، اقدامات پیشگیرانه برای حفاظت از پایه و جان انسان‌ها اندیشیده شود.
- در مواردی که خط فشار ضعیف و خط فشار متوسط هم‌مسیر هستند از پایه‌های مشترک استفاده شود. بدین صورت که هادی‌های فشار متوسط و فشار ضعیف حداقل ۱,۵ متر فاصله عمودی داشته باشند [۴۷]. در این موارد، با توجه به اینکه اسپن شبکه فشار متوسط معمولا دو برابر شبکه فشار ضعیف می‌باشد، پایه‌های انتخابی به صورت یکی در میان، ۱۲ و ۹ متری انتخاب شوند.
- برای هادی‌های خطوط فشار ضعیف هوایی اعم از هادی‌های لخت و یا کابل‌های خودنگهدار، رعایت فواصل افقی و عمودی مجاز مطابق با [۵۹] الزامی است.

۵- ۵- ۱- انتخاب پایه

پایه خط یکی از گران‌قیمت‌ترین تجهیزات شبکه بوده و از طرفی یکی از پرکاربردترین تجهیزات شبکه می‌باشد و نقش اساسی در تعیین هزینه‌های احداث خط هوایی دارد. ارتفاع پایه‌های مورد استفاده در شبکه‌های توزیع محدود به سه تا پنج مورد می‌باشد و از نظر جنس پایه نیز مطابق استاندارد های وزارت نیرو، مشخصات پایه‌های چوبی و بتونی در دسترس می‌باشد. برای احداث شبکه‌های هوایی فشار ضعیف عموماً از پایه‌های ۹ متری استفاده می‌گردد و با احتساب یک و نیم متر عمق دفن پایه، ارتفاع مفید پایه حدود هفت و نیم متر می‌باشد. در مواردی که مشکل رعایت حریم عمودی وجود دارد، لازم است از پایه‌های ۱۲ متری استفاده شود.

بر روی پایه‌های فشار ضعیف، علاوه بر احداث خطوط هوایی، چراغ‌های روشنایی معابر نیز نصب می‌گردد. لذا به منظور طراحی روشنایی معابر مطلوب، رعایت فاصله پایه‌ها در حدود ۲۵ تا ۳۵ متر ضروری می‌باشد ولیکن اسپن مناسب، بر اساس عوارض معابر و محاسبات مکانیکی و محاسبات روشنایی معابر تعیین می‌گردد.

با توجه به اینکه طی سال‌های اخیر توسعه شبکه‌های فشار ضعیف هوایی با استفاده از کابل‌های خودنگهدار انجام می‌گیرد و مطابق با شکل (۵-۳)، ارتفاع مفید پایه در حالت استفاده از کابل‌های خودنگهدار حدود ۱۲۰ سانتی‌متر کمتر از حالت استفاده از سیم‌های مسی است، لذا توصیه می‌شود بجای پایه‌های ۹ متری، از پایه‌های ۸ متری استفاده شود. علاوه بر این، دقت شود که کابل‌های خودنگهدار سبک‌تر از هادی‌های مسی هستند و امکان کشش بالاتری نیز دارند و این مسئله نیز منجر به افزایش ارتفاع مفید پایه‌ها در حالت استفاده از کابل خودنگهدار می‌گردد.



شکل (۵-۳) مقایسه ارتفاع مفید پایه‌ها در شبکه فشار ضعیف در حالت استفاده از کابل خودنگهدار و شبکه پنج‌سیمه مسی برای پایه‌های ۹ متری

۵- ٦- انتخاب مشخصات فنی و الزامات طراحی تجهیزات

در مورد مشخصات فنی تجهیزات و الزامات طراحی، نکات زیر قابل بیان است:

۱) در مناطقی که خطر وقوع زلزله در آن‌ها خطرناک می‌باشد، در صورت وقوع خرابی‌های زمین در اثر زلزله (روانگرایی، زمین لغزش و ناپایداری شیب‌ها) در محدوده تحت تأثیر این خرابی‌ها، تغییر شکل‌های زیادی در زمین ایجاد شده و خطوط زمینی موجود در این محدوده، دچار خسارت (عمدتاً به صورت شکست مجراهای عبور کابل، پارگی یا خرابی کابل‌ها) خواهند شد. به منظور جلوگیری از وقوع اینگونه مسائل، بهتر است با ایجاد انحنا به میزان لازم در مسیر کابل (همراه با افزایش طول آن)

ظرفیت پذیرش جابجایی‌های حاصل از تغییرشکل ماندگار زمین بدون ایجاد خرابی در کابل‌ها ایجاد شود. همین مسئله برای نقاطی که مشترکین به شبکه زمینی متصل می‌شوند قابل اجرا است [۳۹].

۲) در شبکه‌های هوایی که پهنه‌بندی خطر وقوع زلزله در آن‌ها خطرناک می‌باشد، می‌توان با افزایش خیز سیم‌ها با رعایت فواصل مجاز، نیروهای وارده برپایه‌ها، مقره‌ها و کراس‌آرم‌ها را کاهش داد [۳۹].

۳) پایه‌های انتهایی خطوط فشار ضعیف که مطابق با محاسبات مکانیکی از استحکام کافی برخوردار نیستند، باید توسط سیم مهار تقویت شود. زاویه سیم مهار با سطح افقی زمین بهتر است بین ۴۵ تا ۶۰ درجه باشد.

۴) مشخصات هادی، عایق، سیم نگهدارنده کابل، طرح کابل، علائم و مشخصات آن باید مطابق با پیوست پ از جلد دوم "استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع" باشد.

۵) در مناطقی که خورندگی خاک شدید است، نفوذ رطوبت به داخل بتن سبب زنگ‌زدگی و خوردگی میلگردهای استفاده شده در پایه‌های بتنی می‌شود و در اثر انبساط میلگردها، بتن پایه جدا شده و کنده می‌شود. در این شرایط، رعایت موارد زیر الزامی است:

- از نصب پایه‌هایی که دارای ترک سطحی هستند اجتناب شود.
- انبارش، جایجایی و حمل‌ونقل پایه‌ها با رعایت کلیه‌ی اصول مطابق با "دستورالعمل الزامات انبارش، جایجایی، حمل‌ونقل و نصب پایه‌های بتنی" باشد.
- عایق‌بندی آرماتورهای پایه‌های بتنی با پوشش‌های عایق مناسب
- عایق کردن قسمت انتهایی پایه
- استفاده از پایه‌های چدن نشکن و کامپوزیتی و کاهش میزان خوردگی نیز می‌تواند مد نظر قرار گیرد.

۶) در مناطقی که خورندگی خاک شدید است، پایه‌های کامپوزیتی و یا چدن نشکن با پوشش‌های مناسب توصیه می‌شود.

۷) در مناطقی که تابش آفتاب و سطح تابش اشعه فرابنفش زیاد است، برای محکم کردن انتهای کابل‌های خودنگهدار باید از بست‌های کمری مقاوم در برابر اشعه فرابنفش استفاده نمود. همچنین، کلیه‌ی کابل‌های روکش‌دار استفاده شده باید دارای تاییدیه آزمون پیرشدگی آب‌وهوایی باشند.

۸) در مناطق با پهنه‌بندی آب و هوایی سنگین و فوق سنگین، به منظور جلوگیری از برخورد فازها و قطعی برق در شبکه‌های فشار ضعیف در اثر باد، باران، برف، یخ‌زدگی، برخورد شاخه درختان و همچنین، جلوگیری از سرقت سیم‌های شبکه لازم است از فاصله‌دهنده‌های (Spacer) بین فازی فشار ضعیف استفاده شود [۸۸]. فاصله‌دهنده‌های مورد نظر باید ویژگی‌های زیر را دارا باشند:

- وزن کم و قدرت مکانیکی مناسب در برابر نیروهای وارده
- دارای سیستم محدودکننده قدرت کشش در مناطق با خطر وقوع زلزله اضطراری و خطرناک به منظور جلوگیری از بروز خسارت به سایر تجهیزات شبکه پس از وقوع زمین‌لرزه
- دارای سطح تحمل عایقی ۱۰۰۰ ولت
- مقاومت در مقابل رطوبت ۱۰۰ درصد و سرما و گرمای هوا بین ۴۰- تا ۷۰+ درجه سانتیگراد
- طول عمر بالا و مقاوم در برابر اشعه فرابنفش [۸۸]

۹) در مواردی که امکان آسیب‌دیدگی کابل به دلیل فشار زیاد وجود دارد و یا پوشش جانوری منطقه به گونه‌ای است که کابل‌های زیرزمینی در معرض خطر جویده شدن توسط جانوران می‌باشند، لازم است از کابل‌های زره‌دار به منظور افزایش استقامت مکانیکی کابل‌ها استفاده شود.

۱۰) برای طراحی مسیر کابل بایستی موارد زیر منظور شود:

- بهترین مسیر برای کابل‌کشی پیاده‌رو می‌باشد. در این حالت بهتر است کانال از کنار پایه‌های روشنایی عبور کند. در این صورت علاوه بر اینکه می‌توان کابل‌های روشنایی را به همراه کابل‌های اصلی در این کانال قرار داد، انشعاب گرفتن از کابل روشنایی ساده‌تر انجام می‌شود.
- هنگامی‌که مسیر کابل از نزدیکی خطوط راه‌آهن، تاسیسات آب و... عبور کند، رعایت فواصل مجاز و حریم مطابق با [۵۹] الزامی است.
- در محل‌هایی که تعداد کابل‌های عبوری زیاد است، رعایت فواصل مجاز ناشی از همجواری کابل‌ها مطابق با [۸۹] ضروری است. عرض کانال برای دو رشته کابل ۵۰ سانتی‌متر می‌باشد که باید ۲۰ سانتی‌متر بین دو کابل و ۱۵ سانتی‌متر از طرفین کانال فاصله باشد.
- در صورتی که کابل‌های کنترل و یا مخابرات در مسیر طولانی موازی هستند، باید مسائل ناشی از تداخل امواج را مطابق با [۸۹] در نظر داشت.

- فاصله بالاترین کابل فشار ضعیف زیرزمینی از سطح زمین در پیاده‌رو نباید از ۶۰ سانتی‌متر کمتر و در زیر سطح خیابان نباید از یک متر کمتر باشد. این عمق در مورد کابل‌های تا ۱۱ کیلوولت ۳۰ سانتی‌متر و در مورد کابل‌های تا ۳۳ کیلوولت ۴۰ سانتی‌متر اضافه گردد [۸۹].
- در صورتی که تعداد کابل‌ها زیاد باشند، بهتر است به جای قرار دادن کابل‌ها بر روی یکدیگر، آن‌ها را با فاصله حداقل ۲۰ سانتی‌متری پهلوی همدیگر قرار داد [۸۹].
- هنگامی که مسیر کابل با جاده‌ها، خطوط راه‌آهن و... تقاطع دارد، کابل بایستی از میان لوله و یا کانال بتونی عبور داده شود. محل لوله‌های کابل بایستی به نحوی انتخاب شود که در عمل، تحت تاثیر حداقل تداخل از کارهای دیگر قرار گیرد. قطر داخلی کانال یا لوله باید حداقل ۱,۵ برابر قطر کابل و یا دسته‌کابل‌های کشیده شده داخل آن باشد.

۵- ۷- تعیین ظرفیت بارگذاری مجاز تجهیزات خطوط فشار ضعیف

مهمترین موارد تاثیرگذار بر ظرفیت نامی جریان کابل‌ها عبارتند از: دما، طرح کابل، شرایط نصب و اثرات کابل‌های مجاور. حداکثر دمای کار برای کابل‌های با عایق‌های PVC، PE و XLPE به ترتیب برابر است با ۷۰، ۷۰ و ۹۰ درجه سانتیگراد [۹۰]. از نقطه نظر شرایط نصب می‌توان به مواردی همچون عمق دفن کابل و مقاومت مخصوص حرارتی خاک اشاره نمود. با تغییر عمق دفن کابل، ظرفیت جریان‌دهی کابل تغییر می‌کند که لازم است ضرایب تصحیح مربوطه مطابق با جدول (۵-۶) درنظر گرفته شود [۹۰]. همانطور که مشاهده می‌شود، میزان جریان‌دهی کابل‌ها با افزایش عمق دفن متر می‌شود. لازم به ذکر است که این ضرایب برای کابل‌های عبوری از داکت متفاوت می‌باشد که ضرایب آن در [۹۰] بیان شده است. مقاومت مخصوص حرارتی خاک مستقیما به رطوبت خاک وابسته است که طبق استاندارد IEC287 مقادیر جدول (۵-۷) برای انواع خاک‌ها و شرایط آب‌وهوایی پیشنهاد می‌شود.

جدول (۵-۶) ضریب تصحیح عمق دفن کابل برای کابل‌هایی دفنی

عمق دفن (m)	کابل‌های تک‌رشته		کابل‌های سه‌رشته
	سطح مقطع کابل (mm^2)		
	> 185 mm^2	≤ 185 mm^2	
۰,۵۰	۱,۰۶	۱,۰۴	۱,۰۴
۰,۶۰	۱,۰۴	۱,۰۲	۱,۰۳
۱,۰۰	۰,۹۷	۰,۹۸	۰,۹۸
۱,۲۵	۰,۹۵	۰,۹۶	۰,۹۶
۱,۵۰	۰,۹۳	۰,۹۵	۰,۹۵
۱,۷۵	۰,۹۱	۰,۹۴	۰,۹۴
۲,۰۰	۰,۹۰	۰,۹۳	۰,۹۳
۲,۵۰	۰,۸۸	۰,۹۱	۰,۹۱
۳,۰۰	۰,۸۶	۰,۹۰	۰,۹۰

جدول (۵-۷) مقاومت مخصوص حرارتی خاک

وضعیت آب‌وهوا	شرایط خاک	مقاومت حرارتی (K.m/W)
پیوسته مرطوب	خیلی مرطوب	۰,۷
بارانی	مرطوب	۱
بندرت بارانی	خشک	۲
بدون باران و یا باران کم	خیلی خشک	۳

برای انواع مختلف خاک و برای کابل‌هایی که در طول سال بار ثابتی حمل می‌کنند یا بار متغیر دارند، مقاومت حرارتی خاک در جلد پنجم "استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع" مشخص شده است.

ضرایب تصحیح درجه حرارت‌های مختلف برای کابل‌های نصب شده در هوا، ضرایب تصحیح دماهای مختلف زمین برای کابل های دفن شده در زمین، ضرایب تصحیح مقاومت حرارتی خاک برای کابل‌های دفن شده در زمین، ضرایب تصحیح کابل‌های گروهی و ضرایب تصحیح عمق دفن کابل در جلد پنجم "استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع" ذکر شده است. با توجه به اهمیت ضریب تصحیح

درجه حرارت محیط برای تعیین جریان مجاز کابل‌های هوایی، ضریب تصحیح درجه حرارت محیط کابل‌های هوایی در جدول (۵-۸) ذکر شده است.

جدول (۵-۸) ضریب تصحیح درجه حرارت محیط برای کابل‌های هوایی

نوع کابل	دمای مجاز رسانا (°C)	دمای هوا (°C)								
		۱۰	۱۵	۲۰	۲۵	۳۰	۳۵	۴۰	۴۵	۵۰
		ضریب تصحیح جریان‌دهی								
کابل‌های XLPE	۹۰	۱/۱۵	۱/۱۲	۱/۰۸	۱/۰۴	۱/۰	۰/۹۶	۰/۹۱	۰/۸۷	۰/۸۲
کابل‌های PE	۷۰	۱/۲۲	۱/۱۷	۱/۱۲	۱/۰۶	۱/۰	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۷۹	۰/۷۱
کابل‌های PVC	۷۰	۱/۲۲	۱/۱۷	۱/۱۲	۱/۰۶	۱/۰	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۷۹	۰/۷۱

نتیجه اعمال کلیه ضرایب مربوط به تعیین میزان جریان دهی مجاز کابل‌ها در سطح مقطع‌های مختلف و با هادی‌ها و عایق‌های مختلف در فصل هفتم از [۵۴] درج شده است.

جریان مجاز هادی‌های مسی شبکه فشار ضعیف با توجه به سطح مقطع آن‌ها در شرایط محیطی ۳۵ درجه سانتیگراد و سرعت باد ۰,۶ متر بر ثانیه در جدول (۵-۹) ذکر شده است. در صورت ساکن درنظر گرفتن هوا، مقادیر ذکر شده در جدول به میزان ۳۰ درصد کاهش می‌یابد.

جدول (۵-۹) ظرفیت جریانی هادی‌های مسی خطوط هوایی فشار ضعیف در دمای محیطی ۳۵ درجه و سرعت باد ۰,۶ متر بر ثانیه

ظرفیت جریانی (A)	سطح مقطع نامی (mm^2)
۱۲۵	۱۶
۱۶۰	۲۵
۲۰۰	۳۵
۲۵۰	۵۰
۳۱۰	۷۰

۵- ۸- تعیین حداکثر افت ولتاژ مجاز حالات عادی و اضطراری سیستم فشار ضعیف

ولتاژ قابل قبول در نقطه تحویل انشعاب برق به مشترک در محدوده ۵± درصد ولتاژ نامی تعیین گردد و در طرح‌های اصلاح ولتاژ می‌بایست با توجه به اعتبارات تخصیص یافته نسبت به بهبود وضعیت ولتاژ به صورت بهینه اقدام گردد.

توجه شود که دستیابی به این حد مجاز بایستی بدون اعمال اثر نیروگاه‌های تولید پراکنده محقق شده باشد. چرا که نیروگاه‌های تولید پراکنده به هر علتی ممکن است برای مدت زمانی کوتاه یا طولانی از مدار خارج شوند.

درصد افت ولتاژ در سطح شبکه فشار ضعیف مطابق با رابطه (۵-۱) محاسبه می‌شود.

$$\Delta V\ \% = \frac{\sqrt{3}LI\ (E\ \cos\theta + X\ \sin\theta)}{V} \times 100$$ رابطه (۵-۱)

که در آن L طول هادی برحسب متر است، R مقاومت هادی برحسب اهم بر متر می‌باشد، X راکتاس هادی بر حسب اهم بر متر است، I جریان هادی است، V ولتاژ نامی شبکه است و θ زاویه بین ولتاژ و جریان است. انتخاب هادی باید به گونه‌ای باشد که مقدار افت ولتاژ در شبکه فشارضعیف با احتساب بیشترین جریان بار، کمتر از مقدار مجاز باشد [۵۴]. برای این کار می‌توان از منحنی‌های مشابه که برای شبکه فشار متوسط ارائه گردید استفاده نمود و با توجه به جریان عبوری و طول خط، میران افت ولتاژ آن را محاسبه نمود.

در اغلب شبکه‌های فشارضعیف افت ولتاژ کمتر از ۵ درصد در صورت رعایت قیود افت ولتاژ در سطح فشارمتوسط، مناسب خواهد بود.

حداکثر افت ولتاژ در مسیر انشعاب از خط سرویس (انشعاب) تا نقطه تحویل نباید از یک درصد بالاتر رود [۵۴]. این مقدار برای انشعاب از شبکه هوایی و یا زمینی تفاوتی ندارد.

۵- ۹- قیود الزامی نقاط تحویل فشار ضعیف

در صورتی که تاسیسات برق مشترک باعث ایجاد اختلال در برق سایر مشترکین شود و به تجهیزات آسیب برساند، مشترک ملزم است تجهیزات اصلاحی را که شرکت توزیع پیشنهاد می‌نماید به هزینه خود تهیه و نصب نماید.

در صورتی که مشترک برای تامین برق مصرفی خود طبق ضوابط و با مجوز وزارت نیرو و یا شرکت توزیع، اقدام به نصب نیروگاه و یا ژنراتور اختصاصی متصل به شبکه نماید، باید مشخصات فنی نیروگاه یا ژنراتور را ارایه دهد و مطابق روند مربوطه اقدام به اخذ مجوز نماید. همچنین مشترک موظف است کلیه لوازم حفاظتی را با هزینه خود و با تایید و نظارت شرکت توزیع نصب نماید [۵۴].

برای تعیین ضریب همزمانی مشترکین در هر منطقه و تعیین میزان بار معادل هر تعداد مشترک، استفاده از روش پیشنهادی در فلسفه طراحی (بخش "۴- ۴- ۲- ضریب همزمانی در مشترکین خانگی") توصیه می‌شود. در برآورد جریان فیدرهای فشارضعیف، محاسبه سایز هادی‌ها، ظرفیت ترانسفورماتورها، سایز کابل‌های سرویس و سایر مسائل مرتبط با طراحی شبکه فشارضعیف می‌توان از این روش استفاده نمود.

۵- ۱۰- قیود و الزامات نقاط انشعاب مشترکین

برقراری انشعاب از شبکه هوایی فشارضعیف در مجموع تا ۳۰ کیلووات (۵۰ آمپر سه‌فاز در صورت فراهم بودن شرایط) مجاز می‌باشد [۵۴] و در غیراینصورت مشترک باید اقدام به نصب فیدر اختصاصی فشارضعیف با نظارت شرکت توزیع نماید. همچنین، برقراری انشعاب از شبکه زمینی عمومی شامل انشعاب یک فاز و سه‌فاز ۲۵×۳ آمپر و در مجموع کمتر از ۶۰ کیلووات مجاز می‌باشد [۵۴].

حداقل ارتفاع کابل یا سیم‌های انشعاب از سطح معابر عمومی سواره‌رو، پیاده‌رو و دیگر مکان‌ها باید با مقادیر مندرج در جدول (۵-۱۰) مطابقت داشته باشد.

جدول (۵-۱۰) حداقل ارتفاع سیم یا کابل انشعاب هوایی از سطح زمین (تا ولتاژ ۶۰۰ ولت) [۵۴]

موقعیت سطح زیر سیم یا کابل	حداقل ارتفاع (m)	
	کابل	سیم
راه‌آهن	۷,۲	۷,۵
بزرگراه	۶,۲	۶,۴
خیابان و جاده	۵	۵,۵
پیاده‌رو	۳,۷۵	۴

برای تعیین حداکثر کشش و نیروی وارده بر تجهیزات، تعیین شرایط آب‌وهوایی حائز اهمیت است. در جدول (۵-۱۱) حداقل مقادیر کشش مجاز تجهیزات با توجه به نوع کابل برای مناطق چهارگانه آب‌وهوایی ذکر شده است. این جدول برای کابل‌هایی که یک رشته اضافی نیز داشته باشند صادق است [۵۴].

جدول (۵-۱۱) حداقل کشش مجاز سیم مهار، قلاب و کلمپ انتهایی

نوع کابل انشعاب	حداقل کشش مجاز سیم مهار قلاب و کلمپ انتهایی (kN)	
	منطقه سبک و متوسط	منطقه سنگین و فوق‌سنگین
۲×۶	۱/۵	۲
۲×۱۰	۲	۲/۵
۳×۶ و ۴×۶	۲	۲/۵
۳×۱۰ و ۴×۱۰	۲/۵	۳/۵
۴×۱۶	۳	۴
۴×۲۵	۵	۷

در مواردی که اتصال انشعاب به دیوار مشترک برقرار می‌باشد، قطر لوله استفاده باید حداقل ۵ سانتیمتر باشد. در مسیرهای کوتاه اگر از سیم مهار بعلاوه کابل انشعاب یا کابل مهار سرخود استفاده نشود، باید به جای آن کابل را به وسیله وینچ کلمپ و قلاب به دیوار محکم نمود. برای ادامه دادن مسیر کابل بر روی دیوار یا لوله، باید از بست‌های کابل با جنس PVC با حداکثر فاصله ۲۰ برابر قطر کابل استفاده شود [۵۴]. در مناطق با پهنه‌بندی احتمال وقوع زلزله خطرناک، احتمال پارگی کابل انشعاب هوایی یا اتصال آن به کنتور و بدنه ساختمان در اثر زلزله و کشیده شدن کابل وجود دارد. در اینصورت لازم است در کابل انشعاب با ایجاد انحنا، خلاصی مناسب برای جلوگیری از کشیده شدن هنگام زلزله ایجاد گردد [۳۹].

رعایت نکات زیر برای نصب جعبه انشعاب هوایی که به منظور حفاظت و قطع و وصل وسایل اندازه‌گیری و انشعاب مشترکین بر روی دیوار نصب می‌گردد الزامی است:

- ارتفاع نصب آن باید بین ۲ تا ۲,۵ متر باشد.
- جعبه باید دارای پایه مخصوص برای اتصال به دیوار باشد.
- ورودی و خروجی کابل از زیر جعبه بوده و در مقابل نفوذ آب، رطوبت و گرد و غبار محافظت شده باشد.
- به زمین حفاظتی متصل باشد.

در انشعاب از شبکه زمینی، آن قسمت از کابل انشعاب که از زمین بیرون می‌آید و در هوای آزاد قرار می‌گیرد و در معرض صدمات مکانیکی است باید از داخل لوله فولادی گالوانیزه عبور داده شود. قطر لوله

باید دو برابر قطر کابل و حداقل ۵ سانتیمتر باشد و ارتفاع لوله از سطح زمین ۱۷۰ سانتیمتر در نظر گرفته شود. لوله محافظ باید حداقل در دو نقطه به وسیله بست مناسب به دیوار محکم شده و از قسمت انتهایی آن به اندازه ۳۰ سانتیمتر در عمق زمین قرار گیرد. برای نصب کابل‌های خروجی از جعبه ترمینال یا فیوز روی دیوار، باید از بست‌های PVC مناسب با حداقل فاصله بست‌ها برابر با ۲۰ برابر قطر کابل استفاده گردد. شعاع خمش کابل باید حداقل ۱۲ برابر قطر کابل بوده و فاصله کابل از دیوار حداقل ۲ سانتیمتر باشد. فاصله جعبه ترمینال انشعاب از کف زمین باید ۲ تا ۲,۵ متر بوده و فاصله لوله از جعبه انشعاب ۳۰ سانتیمتر باشد. اگر ارتفاع دیوار مورد نظر از ۲ متر کمتر باشد باید برای نصب جعبه انشعاب و ترمینال تمهیداتی در نظر گرفته شود که موجب برخورد با عابرین نشود و دور از دسترس عابرین باشد. طول کابل سرویس نبایستی بیش از ۳۰ متر باشد. در غیر این صورت باید در صورت امکان و مقرون به صرفه بودن، شبکه عمومی زمینی احداث گردد و در صورت اقتصادی نبودن این امر باید طرح جدیدی مانند گسترش شبکه هوایی تهیه شود.

انشعابات از ۳۰ تا ۱۰۰ کیلووات با توجه به امکانات و ظرفیت شبکه، از شبکه عمومی فشار ضعیف یا به طور مستقیم از پست‌های عمومی توزیع تامین می‌گردد. در صورتی که برقراری انشعاب از شبکه عمومی مقدور نباشد، برق مشترک از پست‌های عمومی فشار ضعیف و با رعایت موارد زیر تامین می‌گردد. در این صورت برق مشترک از پست عمومی تا نقطه تحویل باید به وسیله کابل اختصاصی تامین شود.

- کابل انشعاب باید در داخل پست بر روی کلید فیوز یا پایه فیوز تابلوی فشارضعیف یا فیدر اختصاصی بسته شود و نصب فیوز معادل در مسیر کابل ضروری است.
- در موقع نصب کابل باید دقت شود که آن قسمت از کابل انشعاب که در داخل محوطه و تاسیسات متقاضی قرار می‌گیرد روکار باشد و در غیر این صورت باید در داخل کانال بتونی یا سیمانی با ابعاد تقریبی ۴۰×۴۰ سانتیمتر محصور گردد.
- برای انشعابات با تقاضای بیش از ۱۰۰ کیلووات پیشنهاد می‌گردد داخل پست عمومی زمینی یا در محوطه پست هوایی عمومی تابلو فشارضعیف اختصاصی مجهز به کلید قابل قطع زیر بار با رله حرارتی و مغناطیسی معادل با آمپراژ انشعاب، به طور انحصاری برای استفاده مشترک نصب و کابل انشعاب از این تابلو تغذیه گردد.

انتخاب سطح مقطع کابل انشعاب باید با توجه به جریان و طول انشعاب و با درنظر گرفتن حداکثر افت ولتاژ مجاز (۱ درصد) انتخاب شود. در جدول (۵-۱۲) مقادیر نمونه برای سطح مقطع کابل انشعاب برای فواصل ۱۵ تا ۲۵ متری داده شده است.

جدول (۵-۱۲) انتخاب سطح مقطع کابل انشعاب [۵۴]

انشعاب	فاصله ۱۵ متری از شبکه عمومی سطح مقطع × تعداد رشته (mm^2)	فاصله ۲۵ متری از شبکه عمومی سطح مقطع × تعداد رشته (mm^2)
۱۵ آمپر تک فاز	۲×۶	۲×۶
۲۵ آمپر تک فاز	۲×۶	۲×۱۰
۱۵ آمپر سه فاز	۴×۶	۴×۱۰
۲۵ آمپر سه فاز	۴×۱۰	۴×۱۶
انشعابات در مجموع تا ۳۰ کیلووات	۴×۱۶	۴×۲۵ یا ۳×۲۵+۶

۵- ۱۱- اتصال زمین تجهیزات

در شبکه فشار ضعیف، سه نوع سیستم نیرو معمول می‌باشد که عبارتند از سیستم TN، سیستم TT و سیستم IT. سیستم TN خود به سه نوع TN-C-S، TN-S و TN-C تقسیم می‌شود. حرف اول از سمت چپ (T یا I) مشخص کننده رابطه سیستم با زمین به شرح زیر است:

- T: یک نقطه از سیستم مستقیما به زمین وصل است (معمولا 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 (N یا T) مشخص کننده رابطه بدنه‌های هادی تاسیسات با زمین به شرح است:

- N: بدنه‌های هادی از نظر الکتریکی مستقیما به نقطه زمین شده نیرو وصل می‌شوند.
- T: بدنه‌های هادی از نظر الکتریکی مستقیما و 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 بکارگیری هادی‌های حفاظتی (PE) و خنثی (N) استفاده می‌شود که به شرح زیر می‌باشند:

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

همه سیستم‌های فشار ضعیف و شبکه‌های عمومی فشار ضعیف باید با اتصال مستقیم به زمین و اتصال بدنه‌های هادی تجهیزات الکتریکی (TN) به نقطه خنثی اجرا شوند. تا نقطه تحویل نیرو به مشترک (کابل سرویس مشترک) در این سیستم، از نقطه خنثی و زمین (PEN) استفاده می‌شود. در سیستم‌های سه فاز، نقطه‌ای از منبع تغذیه که باید زمین شود، نقطه خنثی یا مرکز ستاره یا مرکز زیگزاگ می‌باشد.

در شبکه فشار ضعیف، اتصال به زمین باید در سه محل برقرار شود:

- اتصال به زمین اصلی منبع تغذیه در مبدا هر سیستم (ترانسفورماتور یا ژنراتور)
- اتصال زمین‌های اضافی در طول خطوط توزیع که در ادامه شرح خواهد داده شد
- اتصال زمین‌های فرعی در محل تحویل نیرو به مشترکین که این اتصال زمین به عهده مشترک است. بدین منظور به مبحث ۱۳ از مقررات ملی ساختمان ایران رجوع شود.

علاوه بر اتصال زمین اصلی در هر پست، هادی خنثی باید در نقاط متعددی در طول هر یک از خطوط خروجی به الکترودهای زمین وصل شود به نحوی که یک اتصال زمین در هر ۴۰۰ متر از طول خط یا کسری از آن، بدون احتساب زمین اصلی پست و الکترودهای اختصاصی مشترکین وجود داشته باشد. لازم به ذکر است که در هر صورت، تعداد الکترودهای هر خط بدون توجه به طول آن نباید از ۲ الکترود کمتر باشد؛ لذا برای خطوط کوتاه‌تر از ۴۰۰ متر، سر و ته خط باید به الکترودهای زمین وصل شود. اتصال زمین هادی نول در شبکه فشارضعیف در یک اسپن پس از پست توزیع و در یک اسپن قبل از انتهای شبکه و در ابتدای انشعاب‌های بزرگ توصیه می‌شود.

در انشعاب‌هایی که از شبکه زمینی گرفته می‌شود، به منظور رعایت حفاظت و ایمنی باید کلیه تجهیزات با استفاده از سیم مسی اتصال زمین شوند و مواردی به شرح زیر رعایت گردد [۵۴]:

- برای زمین جعبه انشعاب باید از یک لوله جداگانه استفاده شود.

- سیم زمین باید از نوع روپوشدار باشد.
- برای اتصال هادی مسی به جعبه انشعاب باید حتما از گیره بیمتال استفاده شود.

در مناطقی که از نظر سرقت تجهیزات شبکه در پهنه‌بندی خطرناک قرار دارند، استفاده از فولاد با روکش مس به جای مس توصیه می‌شود.

هادی اتصال به زمین باید به نحوی انتخاب شود که با توجه به جریان اتصال کوتاه عبوری از آن، قابلیت تحمل جریان اتصال کوتاه را داشته باشد و از لحاظ فیزیکی و ساختاری دچار آسیب نشود. در همه موارد، هادی‌های زمین باید از جنس مس یا فلزات دیگر یا ترکیبی از فلزات ساخته شده باشد؛ به نحوی که در شرایط موجود و در طول عمر مفید پیش‌بینی شده آن‌ها، دچار خوردگی نشوند و در صورت عملی بودن باید بدون هیچ نوع اتصال و دو راهی یا چندراهی باشند. در مواردی که وجود اتصالات اجتناب‌ناپذیر باشد، این اتصالات باید به نحوی اجرا و نگهداری شوند که تاثیرگذاری کمی بر مقاومت الکتریکی هادی زمین داشته باشند و مشخصه‌های مربوط به استقامت مکانیکی، الکتریکی و خوردگی آن‌ها نیز مناسب باشد. در مناطق با خوردگی خاک بالا، از هادی مس به عنوان هادی زمین استفاده شود تا خوردگی کمتری داشته باشد. استفاده از هادی روکش‌دار در مناطق با خوردگی بالا می‌تواند یک راه‌حل دیگر برای مقابله با خوردگی باشد. در این صورت در محل اتصال هادی به الکترود باید عایق‌بندی مناسب انجام شود.

هادی زمین باید به نحوی انتخاب شود که بتواند بدون آنکه ذوب شود یا در اثر نیروهای وارده پاره شود، جریان اتصال کوتاه را در مدت زمان عملکرد وسیله حفاظتی تحمل نماید. اگر هادی زمین دارای عایق‌بندی باشد، شدت جریان مجاز آن، جریانی است که به عایق‌بندی آسیبی وارد نکند. انتخاب هادی مناسب سیستم زمین باید با توجه به شرایط و بر اساس "استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" [۵۵] صورت گیرد. جنس اتصالات هادی زمین با هادی نول، باید با جنس دو طرف اتصال هماهنگ باشد. در صورت مغایرت جنس دو طرف اتصال، باید از اتصالات بی‌متال استفاده شود. در مناطقی که در پهنه‌بندی زلزله جزء مناطق اضطراری (پرخطر) و خطرناک می‌باشند، آن بخش از هادی اتصال زمین که مستقیما در زمین دفن می‌شود باید بدون اعمال کشش و با ایجاد انحنا در زمین خوابانده شوند تا در صورت حرکت یا نشست زمین، هادی زمین ظرفیت پذیرش جابجایی‌های حاصل از تغییر شکل ماندگار در زمین را داشته باشد و دچار پارگی نشود.

لازم به ذکر است که رعایت کلیه‌ی الزامات ذکر شده در "استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" [۵۵] و "دستورالعمل اجرایی سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع" [۶۷] الزامی است.

۵- ۱۲- خازن‌گذاری در شبکه فشار ضعیف

مهمترین اهداف از خازن‌گذاری در شبکه فشار ضعیف شامل بهبود پروفیل ولتاژ، کاهش تلفات توان، آزادسازی ظرفیت سیستم و بهبود ضریب قدرت مشترکین می‌باشد. به منظور دستیابی به نتیجه مطلوب، خازن نباید تا حد امکان به محل بارهای القایی نزدیک بوده و ظرفیت آن برابر با توان راکتیو بارهای محدوده نصب خازن باشد. در شبکه فشار ضعیف، دو نوع خازن‌گذاری ممکن است: نصب خازن ثابت و یا قابل کلیدزنی در طول خطوط شبکه فشار ضعیف و نصب خازن ثابت یا رگولاتوری در سمت مشترکین که مورد دوم توسط مشترکین انجام می‌شود. خازن‌های ثابت نصب شده در طول خطوط شبکه فشار ضعیف برای شبکه‌های فشار ضعیف طولانی که تغییرات بار زیادی ندارند مناسب است. در مقابل، با توجه به احتمال اضافه ولتاژ در شرایط کم‌باری، ظرفیت خازن قابل نصب در شبکه فشار ضعیف بسیار محدود می‌باشد. در نصب خازن‌های قابل کلیدزنی اتوماتیک در شبکه فشارضعیف بایستی توجه نمود که انواعی که بر اساس میزان جریان عبوری از شبکه و یا توان راکتیو عبوری عمل می‌کنند در مقایسه با عملکرد بر اساس ولتاژ مناسب‌تر خواهند بود. در نصب این خازن‌ها بایستی به محل قرارگیری کلمپ جریان توجه ویژه نمود. بیشتر خازن‌گذاری‌ها در شبکه فشار ضعیف مربوط به خازن‌های نصب شده در محل مصرف مشترکین دیماندی با هدف افزایش ضریب قدرت آن‌ها به مقدار ۰,۹ می‌باشد. آرایش بانک خازنی در شبکه فشار ضعیف، به صورت آرایش مثلث پیشنهاد می‌شود.

۵- ۱۲- ۱- تعیین ظرفیت بانک خازنی

طرح خازن‌گذاری در طول خطوط فشار ضعیف باید به گونه‌ای باشد که در شرایط کم‌باری اندازه ولتاژ محل نصب خازن از مقدار مجاز بالاتر نرود. همچنین، توصیه می‌شود که ظرفیت خازن از حداقل بار راکتیو فیدر فشار ضعیف بیشتر نباشد. در عمل، مقدار حداکثر خازن را می‌توان از رابطه تقریبی زیر به دست آورد [۶۵]:

رابطه (۵-۲)

$$Q_{C\min} < Q_{t\min}\left(1+\frac{\frac{P_{t\min}}{Q_{t\min}}R}{x}\right)$$

که $Q_{C\min}$ حداکثر خازن مجاز، $P_{t\min}$ و $Q_{t\min}$ به ترتیب توان اکتیو و راکتیو شبکه در شرایط کم‌باری و R و X به ترتیب مقاومت و راکتانس غالب شبکه می‌باشند [۶۵].

در شبکه‌های فشارضعیف با توجه به اینکه تامین ولتاژ قابل تحمل خازن‌ها به سادگی امکانپذیر است و مشکلات عایقی در این زمینه وجود ندارد، از اتصال مثلث استفاده می‌شود تا ولتاژ دو سر خازن بیشتر بوده و توان راکتیو تولیدی آن در اثر استفاده از آرایش ستاره کاهش نیابد.

خازن‌های ثابت و سوئیچ‌شونده روی شبکه فشارضعیف غالباً بدون حفاظت نصب می‌شوند. وجود بارهای هارمونیکی در سطح شبکه فشارضعیف باعث بروز رزونانس شده و خازن‌های فشارضعیف آسیب می‌بینند. برای جلوگیری از هدر رفت سرمایه در این بخش باید به توضیحات ارائه شده در بخش "۵- ۱۲- ۲- نصب بانک خازنی در محیط‌های هارمونیکی" توجه نمود.

در بانک‌های خازنی نصب شده در شبکه داخلی مشترکین و یا بانک‌های خازنی تابلویی در شبکه توزیع، حفاظت اتصال کوتاه هر پله از بانک خازنی توسط فیوز انجام می‌شود. فیوزها باید از نوع HRC باشند. مطابق با "دستورالعمل خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع برق"، عملکرد مطمئن این فیوزها نیازمند در نظر گرفتن ملاحظات زیر است:

- قابلیت تحمل جریان هجومی تا ۱۰۰ برابر جریان نامی خازن
- قابلیت تحمل جریان بهره‌برداری پیوسته تا ۱,۵ برابر جریان نامی خازن (با در نظر گرفتن هارمونیک)
- قابلیت تحمل افزایش ولتاژ تا ۱,۲ برابر در حین دوره‌های کم‌باری به مدت ۵ دقیقه
- قابلیت تحمل تلرانس ظرفیت (و درنتیجه تلرانس جریان) ۱۵ درصد
- قابلیت تحمل نوسان معمولی ولتاژ تا ۱,۱ برابر در مدت ۸ ساعت

بنابراین جریان نامی فیوز به گونه‌ای انتخاب می‌شود که:

- جریان‌های هجومی، المنت فیوز را ذوب یا تخریب نکنند.

- اضافه جریان‌های بالقوه، منجر به عملکرد نابهنگام فیوز نشوند

در "دستورالعمل خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع برق"، فیوزهای مناسب برای خازن‌های فشار ضعیف با ظرفیت و سطح ولتاژ مختلف ارائه شده است. همچنین، سطح مقطع کابل‌ها بر اساس جریان نامی فیوز انتخاب می‌شوند.

۵- ۱۲- ۲- نصب بانک خازنی در محیط‌های هارمونیکی

در محیط‌هایی که سطح هارمونیک در آن‌ها زیاد است، استفاده از خازن منفرد می‌تواند منجر به رخداد رزونانس در خازن و سلف معادل شبکه و آسیب‌دیدگی و انفجار خازن گردد. لذا در این شرایط استفاده از سلف یا راکتور Detune در تابلوهای بانک خازنی در کنار خازن‌ها ضروری می‌باشد. محاسبه‌ی راکتور مورد نیاز در خازن‌گذاری فشار ضعیف باید مطابق با "دستورالعمل خازن گذاری در شبکه‌های توزیع برق" انجام شود. توصیه می‌شود ضریب Detune در سطح شبکه فشار ضعیف برابر با ۷ درصد انتخاب شود. هنگام استفاده از راکتورهای Detune، ولتاژ خازن از ولتاژ شبکه بیشتر می‌شود که این ولتاژ مطابق با رابطه (۵-۳) محاسبه می‌شود [۶۵]. لذا انتخاب خازن و طراحی آن با سطح ولتاژ بالاتر از سطح ولتاژ شبکه الزامی است.

رابطه (۵-۳)

$$V_C = \frac{U_S}{1-p\%}$$

که در آن، V_C ولتاژ دو سر خازن است، p ضریب Detune بوده و U_S ولتاژ شبکه است. اگر ولتاژ شبکه ۴۰۰ ولت فرض شود، ضریب Detune نیز ۷ درصد منظور شود، ولتاژ خازن حدودا ۴۳۰ ولت خواهد بود. لذا باید خازن‌های انتخابی قابلیت تحمل ولتاژ دائمی ۴۴۰ ولت را داشته باشند.

تجهیزات قطع و وصل کننده در طرح های خازن‌های پله‌ای باید از نوع کنتاکتورهای خازنی و یا رله‌های SSR انتخاب شود و استفاده از کنتاکتورهای معمولی مجاز نمی‌باشد.

فصل ششم: قیود مرتبط با نیروگاه‌های تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع

٦- ١- مقدمه

نیروگاه‌های تولید پراکنده از کمترین ظرفیت (در حد یک یا چند کیلووات) تا ۷ مگاوات در حوزه شبکه توزیع برق قرار گرفته و مجوزهای خود را از شرکت‌های توزیع (در صورت نیاز با هماهنگی شرکت‌های برق منطقه‌ای) دریافت می‌کنند. اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده به شبکه توزیع بر اساس دستورالعمل‌های مربوطه انجام می‌شود و لازم است مراحل مندرج در دستورالعمل‌های مربوطه با دقت و به طور کامل اجرایی شود. در اینجا قیود و الزامات کلی در رابطه با نیروگاه‌های تولید پراکنده در سطح توزیع پرداخته می‌شود. هدف از قیود و الزامات درج شده در این فصل از گزارش، تأمین برق مطمئن و پایدار با وجود اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده است و به جزئیات سیستم حفاظت و شرایط اتصال به شبکه ورود نمی‌شود.

قیود و الزامات مندرج در این فصل به معنی عدم اعمال و یا تسهیل موارد مندرج در "دستورالعمل اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق ایران" [۹۱] و پیوست‌های مربوطه نیست و رعایت تمام و کمال آن‌ها الزامی می‌باشد.

٦- ٢- قیود و الزامات کلی در ارزیابی مکان و ظرفیت نیروگاه تولید پراکنده

نیروگاه‌های تولید پراکنده اگر در ظرفیت و مکان مناسب به شبکه توزیع متصل شوند، می‌توانند موجب کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ شوند. البته اتصال آن‌ها با ظرفیت نامناسب در مکان نامناسب نیز می‌تواند باعث بروز اضافه ولتاژ، افزایش تلفات و همچنین تجاوز سطح اتصال کوتاه از مقادیر مجاز تجهیزات و یا افزایش سطح هارمونیک شبکه به مقادیر غیر مجاز و برخی معضلات دیگر گردد.

نیروگاه‌های تولید پراکنده در "دستورالعمل اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق ایران" بر اساس فاکتورهای مختلفی دسته‌بندی شده‌اند. به منظور ارزیابی شرایط اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده به شبکه و ارائه لیست نقاط کاندید برای این منظور لازم است دسته‌بندی دیگری بر مبنای ساعات تولید منابع تولید پراکنده نیز انجام شود.

به طور کلی حداکثر ظرفیت نیروگاه‌های تولید پراکنده در یک فیدر که از آن به ظرفیت میزبان‌پذیری فیدر یاد می‌شود از چند منظر می‌تواند برای فیدر مشکل‌آفرین شود که مهمترین آن‌ها عبارتند از تلفات، اندازه ولتاژ و سطح اتصال کوتاه. در این راستا، نوع منابع تولید پراکنده تاثیرگذار است و نیروگاه‌های تولید پراکنده فتوولتائیک با توجه به خاموش بودن در ساعاتی از روز، با سایر منابع متفاوت منظور می‌شود. حداکثر مجموع ظرفیت قابل اتصال منابع تولید پراکنده به فیدر فشار متوسط نباید از ۷ مگاوات بیشتر شود [۹۱]. همچنین، مجموع ظرفیت منابع فتوولتاییک و منابع غیرفتوولتاییک باید از پنجاه درصد مجموع ظرفیت ترانسفورماتورهای پست (توزیع یا فوق‌توزیع) بالادست یا میانگین بار مصرفی آن پست (مجموع بارهای متصل به آن پست)، هر کدام که بیشتر است، کمتر باشد [۹۱]. اگر در اثر اضافه شدن منبع تولید پراکنده به فیدر، جریان برگشتی به وجود نیاید، قطعا حضور آن منجر به کاهش تلفات می‌گردد. حال اگر فرض شود که در میان‌باری جریان برگشتی به وجود نیاید، لذا می‌توان گفت اضافه شدن منبع تولید پراکنده در شرایط میان‌باری و پرباری منجر به کاهش تلفات می‌شود. در این شرایط حتی اگر در کم‌باری فیدر هم جریان

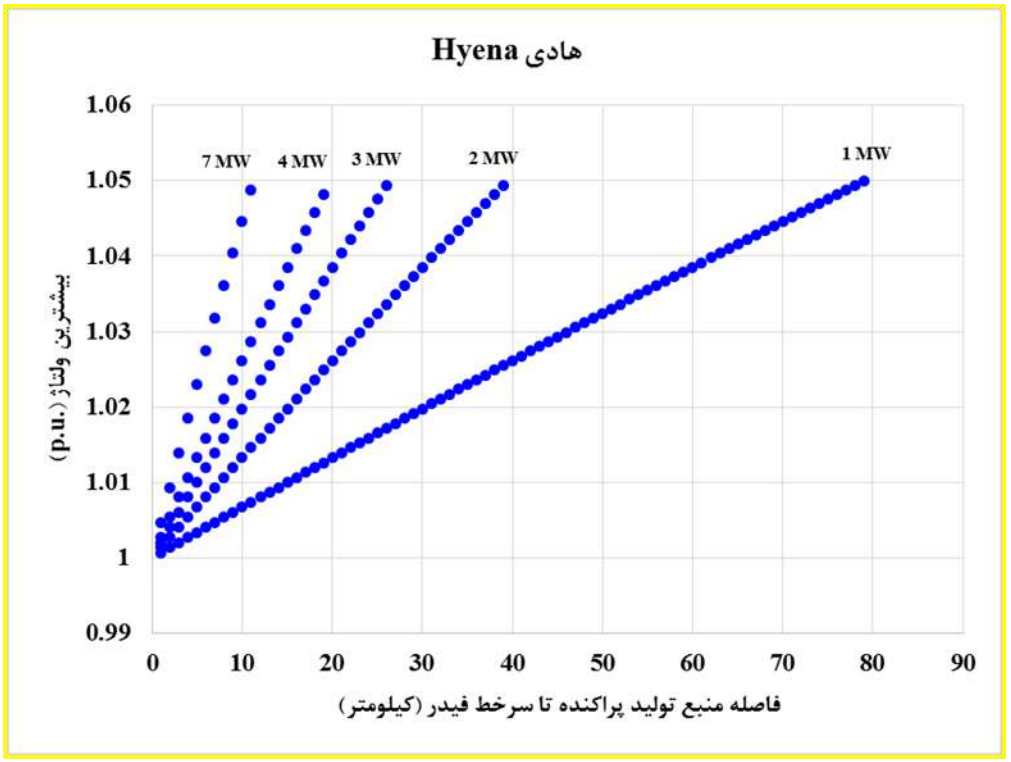
برگشتی به وجود آید، به طور کلی اضافه شدن منبع تولید پراکنده منجر به کاهش تلفات انرژی سالیانه می‌شود و از نقطه نظر تلفات مورد تایید است. لازم به ذکر است که تعیین بار کم‌باری، میان‌باری و پرباری فیدر با استفاده از الگوریتم دسته‌بندی اطلاعات K-Means قابل انجام است. در این الگوریتم، با هدف دسته‌بندی میزان توان مصرفی فیدر به سه سطح بار، سه مقدار توان به عنوان مراکز دسته‌های کم‌باری، میان‌باری و پرباری به دست می‌آید. علاوه بر این، تعداد ساعاتی که فیدر در هر کدام از سطوح بارگذاری مذکور قرار می‌گیرد، با استفاده از این الگوریتم دسته‌بندی قابل تعیین است.

اما از نقطه نظر ولتاژ، مکان نصب منبع تولید پراکنده تاثیر بسزایی در رخداد یا عدم رخداد اضافه ولتاژ دارد. بدین ترتیب، ظرفیت منبع تولید پراکنده باید به گونه‌ای باشد که در کمترین میزان بارگذاری فیدر، اضافه ولتاژ غیرمجاز بر روی فیدر مشاهده نشود. بدین ترتیب می‌توان از منحنی‌های شکل (۶-۱) و شکل (۶-۲) استفاده نمود. در این منحنی‌ها، با توجه به هادی تنه اصلی فیدر و ظرفیت منبع تولید پراکنده، حداکثر فاصله ممکن که در آن ولتاژ یکی از نقاط فیدر در شرایط بی‌باری فیدر به مرز ۱,۰۵ پریونیت می‌رسد مشخص شده است. همانطور که مشخص است، هرچه منبع تولید پراکنده فاصله بیشتری از سرخط فیدر داشته باشد، ظرفیت قابل نصب آن از نقطه نظر اضافه ولتاژ ایجاد شده کاهش می‌یابد.

لازم به ذکر است که در محاسبات رسم منحنی‌های زیر، از مقادیر نشان داده شده در جدول (۶-۱) به عنوان پارامترهای الکتریکی هادی‌های Hyena و Mink در نرم‌افزار DIgSILENT استفاده شده است.

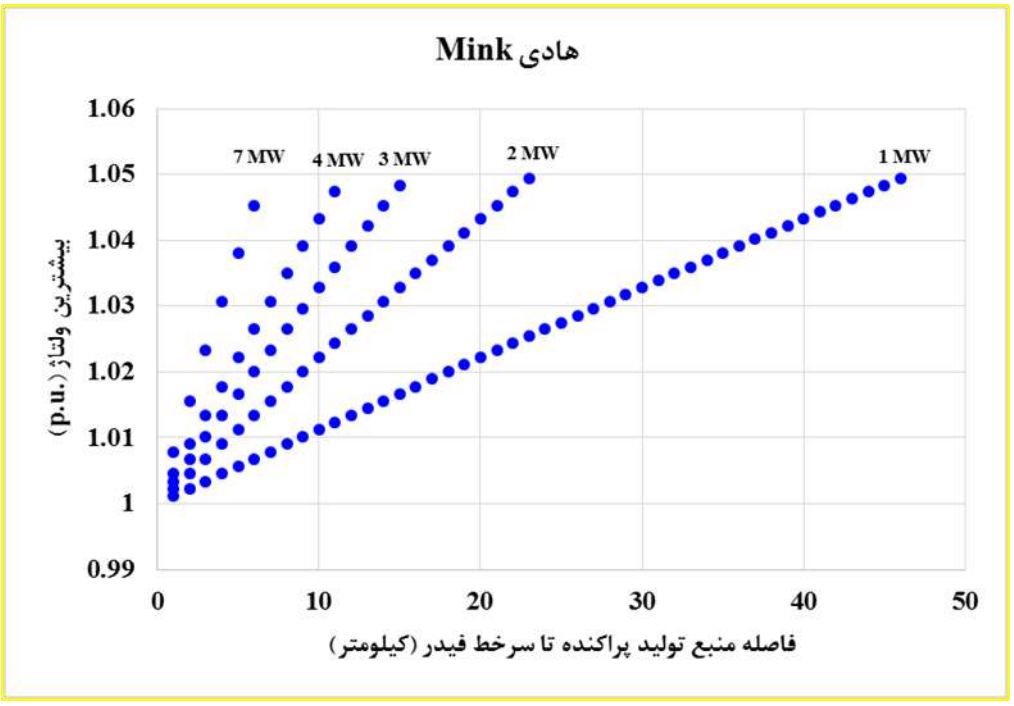
جدول (۶-۱) مشخصات هادی‌های Hyena و Mink استفاده شده در شبیه‌سازی

نام هادی	مقاومت در واحد طول (Ohm/Km)	راکتانس در واحد طول (Ohm/Km)
Hyena	۰,۲۷۱۲	۰,۲۴۶۴
Mink	۰,۴۵۴۵	۰,۲۶۶۴



شکل (۶-۱) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت منبع تولید پراکنده در فواصل مختلف از سرخط فیدر بی‌بار با هادی هاینا

ج



شکل (۶-۲) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت منبع تولید پراکنده در فواصل مختلف از سرخط فیدر بی‌بار با هادی مینک

از نقطه نظر سطح اتصال کوتاه، باید توجه شود که با اضافه شدن منبع تولید پراکنده، کلیدهای نصب شده در مسیر قطع خطا، قادر به عملکرد صحیح باشند. در مواردی که جریان اتصال کوتاه از قدرت قطع کلیدها بیشتر می‌شود، با توجه به اینکه در این شرایط احتمال عدم رعایت مقدار نامی تجهیزات وجود دارد، باید راهکار مناسب اندیشیده شود. این راهکار می‌تواند در قالب تغییر ظرفیت منبع تولید پراکنده، تغییر مکان منبع تولید پراکنده و یا تعویض کلیدها پیشنهاد شود.

مکان نصب منبع تولید پراکنده باید به گونه‌ای باشد که ظرفیت جریان هادی‌ها در نقطه اتصال نیروگاه توانایی عبور جریان تولیدی نیروگاه را داشته باشد. این مسئله باید در زمان انجام مطالعات طرح اتصال منابع تولید پراکنده مورد توجه قرار گیرد و در صورت لزوم، انجام اصلاحات لازم در دستور کار قرار گیرد.

در نقاطی که فاصله مشترکین با شبکه عمومی زیاد است و مقدار بار در آن منطقه بسیار کم است، لازم است بین دو گزینه گسترش شبکه و یا استفاده از نیروگاه‌های تولید پراکنده برای تامین برق مشترکین، با استفاده از محاسبات اقتصادی تصمیم‌گیری شود. روستاهای دورافتاده و صعب‌العبور با تعداد خانوارهای کم با بار ثابت، از این دسته مناطق هستند.

با توجه به استقبال مطلوب از ایجاد نیروگاه‌های خورشیدی و استعداد کشورمان در این زمینه، در مطالعات اتصال به شبکه نیروگاه‌های تولید پراکنده و پیشنهاد نقاط و ظرفیت اتصال به شبکه آن‌ها بایستی ساعات تولید مولدها نیز در نظر گرفته شود. نیروگاه‌های خورشیدی متصل به شبکه بدون ذخیره‌سازهای انرژی، در تعدادی از ساعات شبانه‌روز (متغیر در روزهای مختلف و فصول مختلف) تزریق انرژی به شبکه دارند. بنابراین لازم است در تعیین مقادیر حداقل و حداکثر بار شبکه و ارزیابی تغییرات تلفات، مقدار بار فیدر در این ساعات در نظر گرفته شود و در سایر ساعات در واقع این نیروگاه‌ها تقریباً بدون تاثیر هستند.

لازم است شرکت‌های توزیع برق به منظور فراهم شدن امکان راهنمایی بهتر سرمایه‌گذاران و بهره‌گیری مطلوب از این ظرفیت، مطالعات اولیه‌ای را به منظور اولویت‌سنجی و تعیین ظرفیت و مکان بهینه نیروگاه‌های تولید پراکنده به انجام رسانند. برای این منظور توصیه می‌شود که منحنی بار ۲۴ ساعته و منحنی بار روزانه فیدرها، نقاط کاندید متعدد در هر فیدر و امکان احداث نیروگاه در ظرفیت‌های مختلف حداقل با بازه‌های یک مگاوات بررسی و نقشه راهنما تهیه گردد.

به منظور بررسی تأثیر اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق، مطالعات فنی زیر باید انجام گیرد:

- مطالعات پخش بار در حالت عادی و اضطراری
- مطالعات اتصال کوتاه
- مطالعات کیفیت توان
- مطالعات هماهنگی حفاظتی
- مطالعات سیستم زمین
- مطالعات دینامیکی و پایداری گذرا

برای انجام صحیح این مطالعات می‌توان از پیوست (ب) دستورالعمل اتصال منابع تولید پراکنده تحت عنوان "راهنمای انجام مطالعات فنی تهیه طرح اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه" استفاده نمود.

۶- ۲- ۱- قیود و الزامات کلی در ارزیابی تلفات در اثر اتصال نیروگاه تولید پراکنده

مقدار بار فیدرهای فشارمتوسط و فشارضعیف در ساعات مختلف به طور پیوسته در حال تغییر است و ارزیابی میزان اثر نیروگاه تولید پراکنده بر تلفات شبکه بدون در نظر گرفتن این تغییرات میسر نیست. در حال حاضر اطلاعات منحنی بار اغلب فیدرهای فشارمتوسط در اختیار است. از این رو لازم است حداقل سه سطح بار در ارزیابی تلفات شبکه مد نظر قرار گیرد. برای این منظور رعایت قیود و الزامات زیر ضروری است.

- اطلاعات منحنی بار فیدر فشارمتوسط مورد مطالعه به صورت ساعت به ساعت و حداقل برای یک بازه یک ساله مورد بررسی قرار گیرد.
- در صورتیکه اتصال نیروگاه خورشیدی به شبکه در حال بررسی است، منحنی بار ساعات قبل از ۹ صبح و بعد از ساعت ۱۷ لازم است از مطالعات حذف شود.
- منحنی بار فیدر در شرایط نرمال حوزه فیدر ملاک است. بنابراین با ترسیم منحنی LDC[1] می‌توان ساعات مانور و افزایش شدید بار فیدر و ساعات خاموشی را حذف نمود.
- سطوح بار سه‌گانه برای ارزیابی تلفات و تعداد ساعت تداوم بار در هر سطح بار، بر اساس دسته‌بندی اطلاعات منحنی بار به سه دسته و با الگوریتم‌های هوشمندی نظیر K-means clustering و نظایر آن مناسب خواهد بود. در نهایت هر سطح بار با یک مقدار بار و تعداد ساعت تداوم مشخص گردد. مقدار

[1] Load Duration Curve

تلفات محاسبه شده از پخش بار در هر سطح بار در تعداد ساعت تداوم آن دسته ضرب شده و شرایط تلفات انرژی ارزیابی می‌شود. توجه شود که استفاده از تلفات پیک بار و اعمال ضریب تلفات در شرایط اتصال نیروگاه به شبکه برای تعیین تلفات انرژی صحیح نیست.

- اعمال رشد بار بر اطلاعات بار فیدرهای فشارمتوسط بر اساس دفترچه برآورد بار و انرژی هر منطقه و با توجه به نوع بار فیدر (شهری، صنعتی و کشاورزی) و درصد تشکیل دهنده آن محاسبه و اعمال شود. در تعیین درصد رشد بار شهری ترکیب درصد رشد بارهای خانگی، تجاری و عمومی با درصد سهم مناسب هر منطقه که می‌تواند به طور تقریبی (۸۰ درصد خانگی، ۱۵ درصد تجاری و ۵ درصد عمومی) باشد، در نظر گرفته شود.
- ارزیابی تلفات بر اساس تغییرات تلفات انرژی بر اساس رشد بار ۵ سال بعد (۵ سال رشد بار در مقدار بار فعلی اعمال شود) محاسبه گردد.
- ارزیابی تغییرات تلفات توان در سطوح مختلف بار به صورت جداگانه ارائه شود.

۶- ۲- ۲- قیود و الزامات کلی در پیشنهاد نقاط مناسب برای اتصال به شبکه

شرکت‌های توزیع برق به منظور راهنمایی سرمایه‌گذاران و افزایش میزان بهره‌مندی شبکه از نتایج اتصال به شبکه نیروگاه‌های تولید پراکنده می‌توانند بر اساس مطالعات و ارزیابی‌های خود از شرایط شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف، نقاطی را به سرمایه‌گذاران پیشنهاد نمایند. برای این منظور لازم است قیود و الزامات زیر در نظر گرفته شود.

- سطح اتصال کوتاه در پست فوق‌توزیع و مجوزهای پیشین در منطقه بایستی مد نظر قرار گیرد. مولدهای تولید پراکنده بسته به تکنولوژی و طرح اتصال، تأثیر متفاوتی بر سطح اتصال کوتاه دارند. بنابراین لازم است در ارزیابی کلی و پیشنهاد نقاط کاندید، وضعیت سطح اتصال کوتاه در پست فوق‌توزیع، مجوزهای صادر شده توسط برق منطقه‌ای و نیز مجوزهای صادر شده و نیروگاه‌های موجود در سایر فیدرهای حوزه هر پست فوق‌توزیع در نظر گرفته شود.
- پیشنهاد نقاط کاندید اگر در مناطق با رشد بار بالا باشد ارجح خواهد بود.
- در پیشنهاد نقاط کاندید می‌توان امکان بازآرایی فیدرهای همجوار را در نظر گرفت و به بهترین نحو از نیروگاه تولید پراکنده استفاده نمود.

- به دلیل عدم قطعیت در تولید و نیز زمان‌های تعمیر و نگهداری نیروگاه‌های تولید پراکنده، عدم تولید نیروگاه نباید باعث بروز اضافه بار (بارگذاری بیش از ۸۰ درصد) در شبکه شود. حفظ قید ولتاژ حداقلی شبکه نیز نباید به تداوم تولید نیروگاه‌های تولید پراکنده وابسته باشد.
- در صورتیکه بیش از یک نیروگاه تولید پراکنده گاز سوز به یک فیدر فشارمتوسط متصل باشد، حفظ قید ولتاژ حداقلی در ارزیابی n-1 contingency بررسی گردد. در صورت اتصال بیش از یک نیروگاه از انواع دیگر، قید حداقلی ولتاژ در فیدر بایستی در صورت عدم تولید توسط هیچ یک از نیروگاه‌ها همچنان حفظ گردد.
- برای بررسی اضافه ولتاژ غیرمجاز، در نظر گرفتن کم‌بارترین شرایط فیدر ضروری است. برای این منظور در نظر گرفتن فیدر در حداقل بار به همراه مانوری که بیشترین اضافه ولتاژ را موجب می‌شود ضروری است.
- از آنجا که در نقاط با سطح اتصال‌کوتاه پایین، تزریق یک مقدار یکسان جریان هارمونیکی به شبکه موجب ایجاد هارمونیک ولتاژ به مراتب شدیدتری در مقایسه با نقاط با سطح اتصال‌کوتاه بالا می‌شود، لازم است ارزیابی هارمونیکی نیروگاه‌های اینورتری در نقاط با سطح اتصال کوتاه پایین‌تر از ۵ کیلوآمپر با تأکید و توجه بیشتری مدنظر قرار گیرد. حدود مجاز هارمونیک در مرتبه‌های مختلف در استاندارد IEC/EN 61000-3-12:2005 مشخص شده است. تحت این شرایط نیز شبکه نباید دچار ولتاژ هارمونیکی غیرمجاز شود.
- بررسی و ارزیابی نقاط کاندید و ارائه مجموعه پیشنهادات به تفکیک فیدر و نقاط و ظرفیت‌های ممکن و تولید نقشه‌های کاربردی در این زمینه به منظور راهنمایی سریع و دقیق سرمایه‌گذاران پیشنهاد می‌گردد.
- اتصال دیزل ژنراتورهای مشترکین به شبکه و کمک به کاهش پیک دارای شرایط مشابه با اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده به شبکه است و لازم است مطالعات لازم در این زمینه انجام شود.

٦- ٣- قیود الزامی در لحاظ نمودن اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده

الزامات اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده همراه با مطالعات و تجهیزات مربوطه و تست‌های مورد نیاز به طور مفصل در دستورالعمل‌های مربوطه تبیین شده است. پس از آنکه نیروگاه به شبکه توزیع متصل گردید، لازم است همکاران محترم در شرکت‌های توزیع به نکات و الزامات زیر در کنار دستورالعمل‌های فوق توجه نمایند. در محاسبات و طراحی‌های شبکه توزیع رعایت الزامات زیر ضروری است.

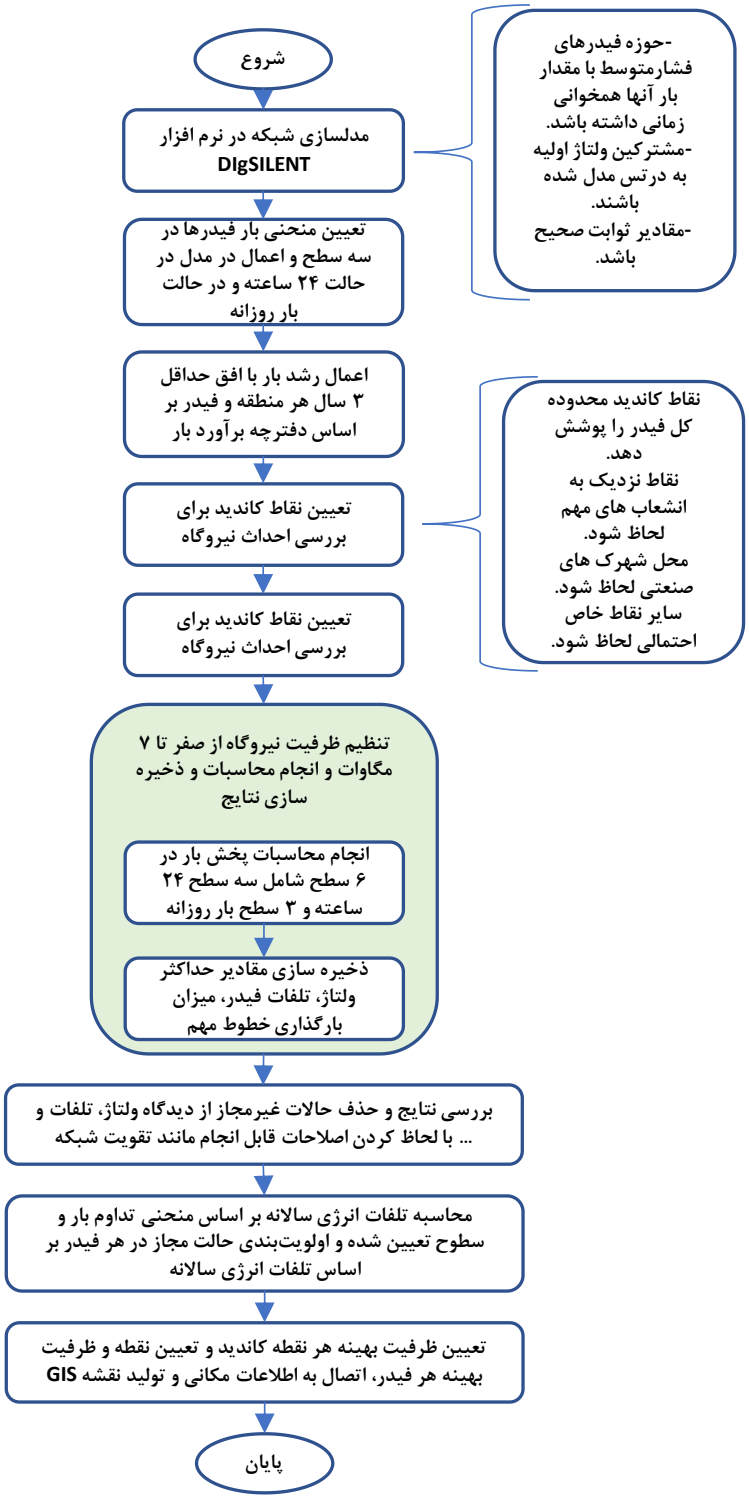
- از آنجا که مقادیر بار ابتدای فیدر در شرایط متصل بودن نیروگاه‌های تولید پراکنده در شبکه پایین دست، در واقع تفاضل بار و تولید درون فیدر می‌باشد، لازم است برای تحلیل بار فیدر و انجام مطالعات مختلف، مقدار تولید بر آن افزوده شود.
- در مطالعات بازآرایی فیدرهای فشارمتوسط و فشارضعیف، لازم است اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده به آن‌ها مد نظر قرار گیرد. در صورتیکه هدف تغییر فیدر محل اتصال نیروگاه به شبکه در عملکرد نرمال باشد، لازم است مطالعات اتصال به شبکه به روزرسانی شود.
- جابجایی موقت فیدر تغذیه‌کننده نیروگاه نیز با مخاطرات زیادی همراه است و لازم است پیش‌بینی‌های لازم در تجهیزات فیدرهایی که امکان مانور آن‌ها وجود دارد در نظر گرفته شود.
- اضافه شدن نیروگاه‌های غیر اینورتری به شبکه توزیع، می‌تواند تغییرات زیادی در سطح اتصال کوتاه ایجاد کند. لذا پیشنهاد می‌شود، هماهنگی حفاظتی رله‌ها، ریکلوزرها و فیوزها حداقل در فاصله ۱۰ کیلومتری از نیروگاه بررسی شود. در فواصل بیشتر میزان اثرگذاری نیروگاه کم خواهد بود.
- با اتصال نیروگاه تولید پراکنده به شبکه توزیع، شبکه از حالت یکسو تغذیه خارج می‌شود، بنابراین لازم است در مطالعات و تنظیمات تجهیزات حفاظتی درون فیدر بازنگری اساسی صورت گیرد. به عبارت دیگر تنها ارائه تنظیمات برای نیروگاه کافی نیست و تجهیزات در طول فیدر بایستی بررسی شوند.
- در صورت فراهم شدن امکان مدیریت توان راکتیو نیروگاه‌های تولید پراکنده، مطالعات جبرانسازی توان راکتیو با در نظر گرفتن مکان مولدها، محدوده تولید توان راکتیو آن‌ها و مسائل فنی و مالی مربوطه انجام شود.
- در صورت کاهش شدید حوزه تغذیه فیدر محل اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده، لازم است وضعیت تلفات شبکه و اضافه ولتاژ مورد ارزیابی مجدد قرار گیرد و راهکار مناسب برای جلوگیری از بروز مشکلات فوق پیشنهاد گردد. به عبارت دیگر، اگر حوزه فیدر فشارمتوسطی که در آن نیروگاه به شبکه متصل می‌باشد تغییر یابد، لازم است توجه شود که حتما در شبیه‌سازی و مطالعات، حضور نیروگاه به درستی لحاظ شود.
- در محاسبات پخش بار و به منظور بررسی امکان بروز اضافه ولتاژ، دقت شود که مقدار ولتاژ در شینه فشارمتوسط پست فوق‌توزیع حداقل روی ۱ پریونیت تنظیم شود. در مواردی که ولتاژ پست فوق‌توزیع در مقادیر بالاتری تنظیم شده است، در شبیه‌سازی مد نظر قرار گیرد.

- نیروگاه‌های خورشیدی در مناطقی که تعداد روزآفتابی بیشتری دارند و در عین حال دمای محیط آن‌ها بالا نباشد و آلودگی و گرد و خاک کمتر باشد و یا برای مقابله با آن چاره اندیشی شده باشد، بیشترین بازدهی را خواهد داشت. در مناطقی که دمای محیط بالاست، پنل‌ها در تابستان از محدوده دمای مجاز خارج می‌شوند و گزینه مناسبی نخواهند بود.
- در آنالیز و تولید نقشه‌های توسعه نیروگاه‌های تولید پراکنده لازم است امکان اتصال به شبکه نیروگاه در ظرفیت‌های مختلف در هر نقطه کاندید بررسی و نتایج ذخیره شود. سپس می‌توان بر اساس قیود رعایت ولتاژ مجاز، عدم افزایش تلفات و رعایت سطح اتصال کوتاه، حالات غیر مجاز را حذف نمود و در نهایت بر اساس میزان اثرگذاری نیروگاه با هر ظرفیت و در هر نقطه کاندید، نقاط و ظرفیت‌های مختلف را اولویت‌بندی نمود و در هر فیدر نیز برترین نقطه و ظرفیت را مشخص نمود. توجه شود که سرمایه‌گذار بسته به توان مالی خود غالباً حدود ظرفیت و محدوده تقریبی را در نظر دارد که می‌توان ایشان را به مکان بهتر راهنمایی نمود.
- درصورتیکه بازآرایی شبکه پیش از اتصال نیروگاه‌های تولید پراکنده انجام و حوزه فیدرها بهینه‌سازی شود مطلوب‌تر خواهد بود.
- افزایش تلفات انرژی در شرایط بار فعلی، لزوماً نباید منجر به حذف گزینه احداث نیروگاه مورد بررسی شود بلکه بایستی رشد بار در بازه ۳ تا ۵ سال آینده در نظر گرفته شود و تصمیم‌گیری بر اساس بار آینده فیدر انجام شود. لازم به ذکر است که در فیدرهایی که بار ابتدایی آن‌ها و یا با اعمال رشد بار بیش از ۱۵۰ آمپر خواهد شد، به دلیل بازآرایی‌های آتی، تصمیم‌گیری بهتر است بر اساس بار و شرایط فعلی تلفات انجام شود.
- در شرایط فعلی، با توجه به امکانات شبکه‌های توزیع کشور، سطح اتوماسیون شبکه و قوانین موجود در حوزه عقد قرارداد با منابع تولید پراکنده، توان تولیدی این منابع نباید در تخصیص و فروش انشعاب به مشترکین منظور شود تا در صورت قطع این منابع به هر علتی، تامین توان مشترکین با مشکل مواجه نشود.

٦- ٤- فلوچارت پیشنهادی برای تهیه نقشه راهنمای توسعه نیروگاه‌های تولید پراکنده

بر اساس توضیحات فوق، می‌توان فلوچارت پیشنهادی برای تهیه نقشه راهنمای توسعه نیروگاه‌های تولید پراکنده را به صورت زیر ارائه نمود. لازم به ذکر است که مدلسازی صحیح شبکه و بارها از ملزومات انجام صحیح مطالعات و تهیه نقشه مورد نظر خواهد بود. توصیه می‌شود این مطالعات در محیط نرم‌افزار

DIgSILENT و از طریق کدنویسی DPL و انجام پخش بارهای متعدد در شرایط مختلف انجام شود و سپس نتایج خلاصه‌سازی و آماده بهره‌برداری گردد و نقشه راهنمای نهایی در بانک اطلاعات GIS اضافه شود.



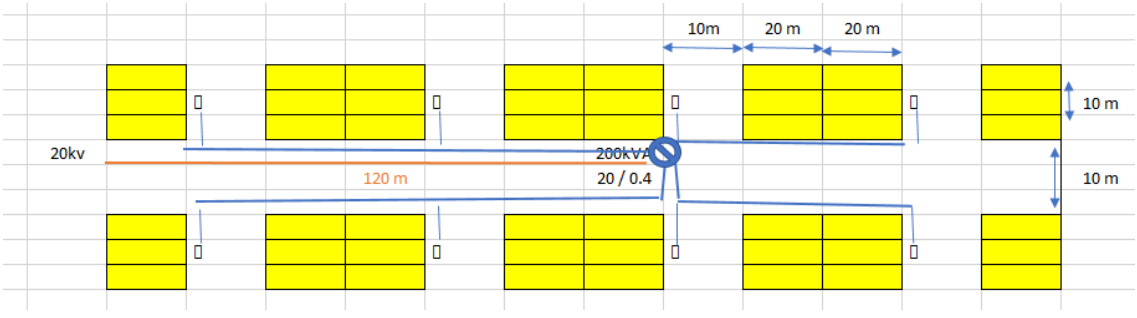
شکل (۶-۳) فلوچارت تهیه نقشه راهنمای توسعه نیروگاه‌های تولید پراکنده

پیوست شماره یک

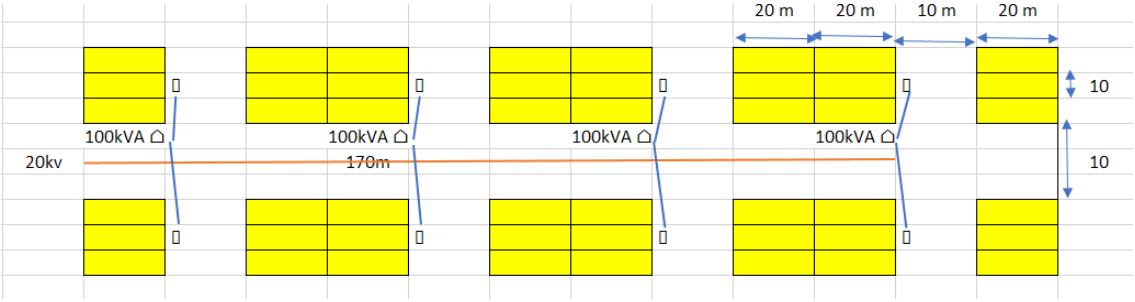
۷- ۱- آنالیز اقتصادی طرح‌های اروپایی و امریکایی

در این پیوست نمونه‌ای از آنالیز اقتصادی برای انتخاب طرح شماره یک (اروپایی) و طرح شماره دو (امریکایی) در قالب دو مثال ارائه شده است. طراح شبکه لازم است که با توجه به تغییرات قیمتی تجهیزات و انرژی، اقدام به تعیین دقیق هر کدام از اعداد استفاده شده در محاسبات اقتصادی نماید.

در مثال اول، شبکه مورد نظر برای برقرسانی، ۸ کوچه می‌باشد که در هر کوچه ۶ مشترک در دو طرف کوچه مستقر شده‌اند. ابعاد هر مشترک ۲۰*۱۰ متر منظور شده است. عرض هر کوچه و عرض خیابان اصلی نیز ۱۰ متر می‌باشد. برقرسانی به مشترکین به دو صورت طرح شماره یک و طرح شماره دو به ترتیب در شکل (۷-۱) و شکل (۷-۲) نشان داده شده است. در طرح شماره یک، از یک ترانسفورماتور ۲۰۰ KVA و در طرح شماره دو، از چهار ترانسفورماتور ۱۰۰ KVA استفاده شده است. هر مشترک با جریان ۳۲ آمپر و ضریب قدرت ۰,۹ منظور شده است.



شکل (۷-۱) برقرسانی به مشترکین با طرح شماره یک



شکل (۷-۲) برقرسانی به مشترکین با طرح شماره دو

در طرح شماره یک، هر دو کوچه به یک فیدر فشار ضعیف متصل شده است و در طرح شماره دو نیز هر دو کوچه به یک ترانسفورماتور متصل شده است. با توجه به اینکه در طرح شماره یک، ۱۲ مشترک به یک فیدر فشار ضعیف متصل هستند، محاسبات انتخاب هادی آن مطابق با جدول زیر می‌باشد.

جدول (۷-۱) محاسبات انتخاب هادی برای هر فیدر فشار ضعیف

تعداد مشترکین	ضریب همزمانی	توان ظاهری معادل هر مشترک (KVA)	بیشینه جریان تکفاز با احتساب ضریب همزمانی (A)	بیشینه جریان سه فاز با احتساب ضریب همزمانی (A)	هادی انتخابی
۱۲	۰,۶۳	۴,۶۳۶۸	۲۴۱,۹۲	۸۰,۶۴	کابل خودنگهدار ۳*۳۵

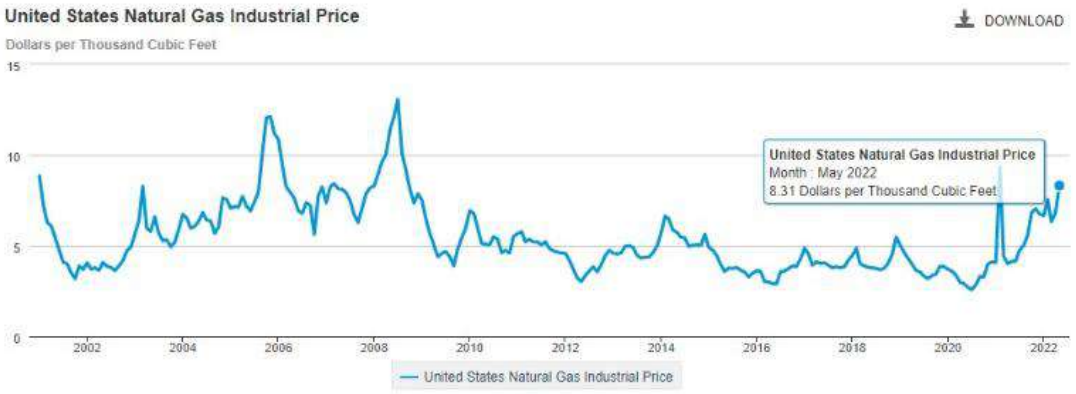
در طرح شماره دو، هر فیدر فشار ضعیف ۶ مشترک را تغذیه می‌کند و انتخاب هادی شبکه فشار ضعیف آن نیز به استفاده از کابل خودنگهدار ۳*۳۵ منجر می‌شود.

برای انجام محاسبات اقتصادی، مبالغ احداث شبکه مطابق با جدول زیر منظور می‌شود که در آن از اعداد ارائه شده توسط شرکت توزیع شمال کرمان استفاده شده است.

جدول (۷-۲) هزینه‌های منظور شده در آنالیز اقتصادی بر مبنای اطلاعات دریافتی از شرکت توزیع نیروی برق شمال کرمان

نوع هزینه	قیمت (میلیون تومان)
پست هوایی ۱۰۰ KVA	۱۳۰
پست هوایی ۲۰۰ KVA	۲۰۰
هر کیلومتر خط فشار متوسط با هادی Mink	۲۰۰
هر کیلومتر خط فشار ضعیف با هادی ۳۵ آلومینیوم	۲۶۰

واضح است که از نقطه نظر هزینه احداث شبکه، طرح شماره دو در وضعیت بدتری قرار دارد. اما طرح شماره یک با توجه به طول بیشتر شبکه فشار ضعیف، تلفات بیشتری را به شبکه تحمیل می‌کند و باید هزینه تلفات مربوطه نیز در آنالیز اقتصادی منظور شود. بدین منظور باید یک ارزش ریالی برای هر KWh منظور شود. مطابق با فرضیات مطالعات مالی و اقتصادی طرح‌های ماده ۱۲ که برای آنالیز اقتصادی روشنایی معابر تهران بزرگ منظور شده است، هر KWh صرفه‌جویی در مصرف برق معادل ۰٫۳۲۵ متر مکعب صرفه‌جویی در مصرف گاز می‌باشد. بدین ترتیب، با داشتن هزینه هر متر مکعب گاز، می‌توان معادل‌سازی برای ارزش هر KWh ارائه داد. مطابق با شکل (۷-۳)، ارزش هر متر مکعب گاز برای یک دوره ۱۰ ساله از ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰ در کشور امریکا محاسبه شده است. با میانگین‌گیری از قیمت گاز در بازه‌ی ۱۰ ساله ذکر شده و منظور کردن ضریب تبدیل ۰٫۳۲۵ برای تبدیل مصرف برق و گاز به همدیگر، عدد ۱۵۹۱ تومان برای هر KWh انرژی به دست می‌آید. همچنین، طول عمر هر کدام از طرح‌ها ۳۰ سال منظور می‌شود.



شکل (۷-۳) میانگین قیمت هر هزار فوت مکعب گاز طبیعی در امریکا

با توضیحات فوق، نتیجه محاسبات برای دو طرح شماره یک و شماره دو در جدول زیر نشان داده شده است. لازم به ذکر است که همه هزینه‌ها به میلیون تومان نوشته شده است. با توجه به اینکه در حال حاضر شبکه احداث نشده است امکان استفاده از روش پیشنهادی در بخش "۱- ۹- ۳- تابع هدف و کلیات ارزیابی اقتصادی طرح‌ها" وجود ندارد. با این وجود می‌توان با فرض صحیحی، از روش پیشنهادی در بخش مذکور استفاده نمود. بدین ترتیب که فرض می‌شود که طرح شماره یک احداث شده است و با صرف هزینه‌ی

سرمایه‌گذاری مشخصی، شبکه از طرح شماره یک به طرح شماره دو تبدیل می‌شود. بدین ترتیب، کلیه‌ی محاسبات مربوط به وضعیت فعلی را برای طرح شماره یک درنظر گرفته و کلیه‌ی محاسبات مربوط به وضعیت آتی شبکه برای طرح شماره دو منظور می‌شود. ضمن اینکه هزینه‌ی سرمایه‌گذاری برابر است با اختلاف هزینه‌ی سرمایه‌گذاری طرح‌های شماره یک و شماره دو. با این توصیفات، نتایج محاسبات اقتصادی برای ۸ سال ابتدایی با توجه به پارامترهای ارائه شده در جدول (۷-۳)، مطابق با جدول (۷-۴) می‌باشد.

جدول (۷-۳) پارامترهای تاثیرگذار در نتیجه محاسبات اقتصادی

حالت شبکه	اروپایی	امریکایی
هزینه ترانسفورماتور (میلیون تومان)	۲۰۰	۵۲۰
طول شبکه فشار متوسط (متر)	۱۲۰	۱۷۰
هزینه احداث شبکه فشار متوسط (میلیون تومان)	۲۴	۳۴
طول شبکه فشار ضعیف در خیابان اصلی (متر)	۳۲۰	۴۰
طول شبکه فشار ضعیف در هر کوچه (متر)	۲۰	۲۰
مجموع طول شبکه فشار ضعیف (متر)	۴۸۰	۲۰۰
هزینه احداث شبکه فشار ضعیف (میلیون تومان)	۱۲۴,۸	۵۲
مجموع هزینه‌های احداث شبکه (میلیون تومان)	۳۴۸,۸	۶۰۶
تلفات ترانسفورماتور (کیلووات)	۱,۸۸۹۷۷	۳,۱۸۶۱۸۸
تلفات شبکه فشار متوسط (کیلووات)	۰,۰۰۲۴۰۵۲۱	۰,۰۰۱۸۱۴۸۵
تلفات شبکه فشار ضعیف (کیلووات)	۲,۸۱۷۹۵۴۲	۰,۴۶۶۵۴۸۸
مجموع تلفات (کیلووات)	۴,۷۱۰۱۲۹۴۱	۳,۶۵۴۵۵۱۶۵
هزینه هر کیلووات ساعت تلفات (میلیون تومان)	۰,۰۰۱۵۹۱۲	
تورم هزینه‌ها و تورم هزینه‌ی تلفات	٪۳۰	

بهره ظاهری	٪۲۰
بهره واقعی	٪۵۶
نرخ رشد تلفات	۰ درصد (صرفنظر شده است)
هزینه‌ی بهره‌برداری	٪۰ (صرفنظر شده است)
ضریب تلفات	۰,۴
استهلاک سالیانه	٪۳,۳۳ (معادل طول عمر ۳۰ سال)

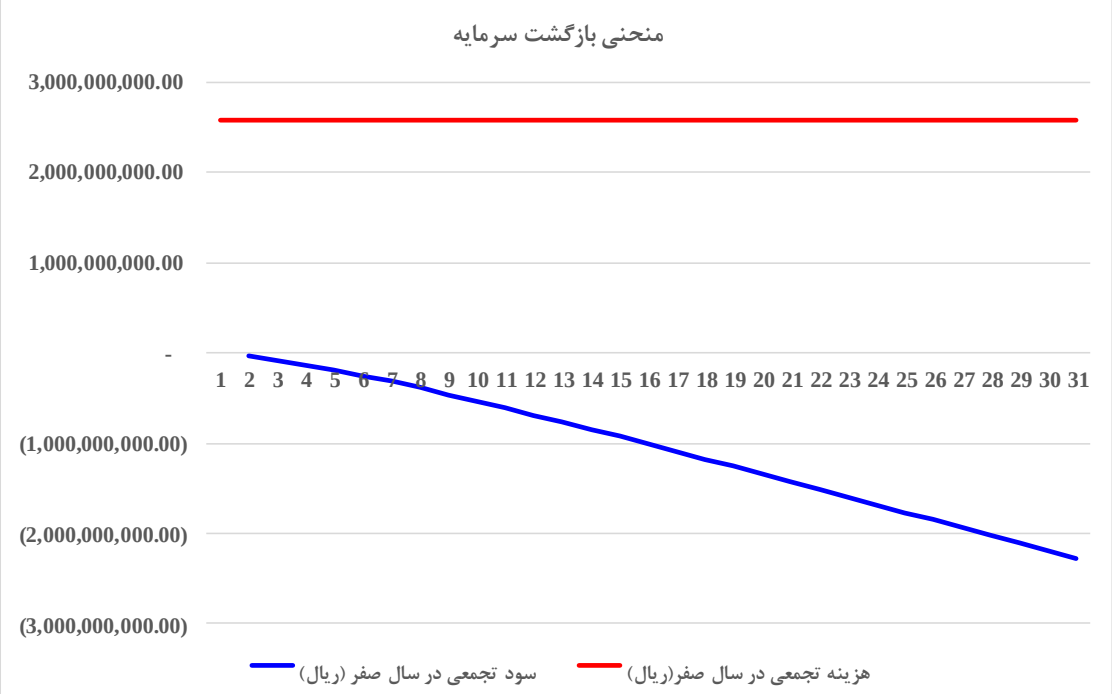
جدول (۷-۴) نتایج محاسبات اقتصادی برای مقایسه‌ی طرح شماره یک و طرح شماره دو (وضعیت فعلی: طرح شماره یک، وضعیت آتی: طرح شماره دو)

سال	۰	۱	۲
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۶،۵۰۴،۲۹	۱۶،۵۰۴،۲۹	۱۶،۵۰۴،۲۹
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۱۵،۹۱۰،۰۰	۲۰،۶۸۳،۰۰	۲۶،۸۸۷،۹۰
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۲،۸۰۵،۵۵	۱۲،۸۰۵،۵۵	۱۲،۸۰۵،۵۵
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	-	۳۴۱،۳۵۸،۳۰۱،۴۸	۴۴۳،۷۶۵،۷۹۱،۹۳
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	-	۲۶۴،۸۵۷،۱۶۹،۵۹	۳۴۴،۳۱۴،۳۲۰،۴۶
هزینه استهلاک (ریال)	-	۱۳۳،۶۱۰،۲۵۶،۰۰	۲۰۸،۴۳۱،۹۹۹،۳۶
کل هزینه سالیانه (ریال)	-	۱۳۳،۶۱۰،۲۵۶،۰۰	۲۰۸،۴۳۱،۹۹۹،۳۶
کل درآمد سالیانه (ریال)	-	۷۶،۵۰۱،۱۳۱،۸۹	۹۹،۴۵۱،۴۷۱،۴۶
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۱,۰۰۰	۰,۶۴۱	۰,۴۱۱
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	-	-۳۶،۶۰۸،۴۱۲،۸۹	-۴۴،۷۸۱،۶۱۰،۷۴
سود تجمعی در سال صفر (ریال)		-۳۶،۶۰۸،۴۱۲،۸۹	-۸۱،۳۹۰،۰۲۳،۶۳

هزینه تجمعی در سال صفر	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۳	۴	۵
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۶،۵۰۴،۲۹	۱۶،۵۰۴،۲۹	۱۶،۵۰۴،۲۹
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۳۴،۹۵۴،۲۷	۴۵،۴۴۰،۵۵	۵۹،۰۷۲،۷۲
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۲،۸۰۵،۵۵	۱۲،۸۰۵،۵۵	۱۲،۸۰۵،۵۵
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۵۷۶،۸۹۵،۵۲۹،۵۰	۷۴۹،۹۶۴،۱۸۸،۳۵	۹۷۴،۹۵۳،۴۴۴،۸۶
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۴۴۷،۶۰۸،۶۱۶،۶۰	۵۸۱،۸۹۱،۲۰۱،۵۸	۷۵۶،۴۵۸،۵۶۲،۰۶
هزینه استهلاک (ریال)	۳۲۵،۱۵۳،۹۱۹،۰۰	۵۰۷،۲۴۰،۱۱۳،۶۴	۷۹۱،۲۹۴،۵۷۷،۲۸
کل هزینه سالیانه (ریال)	۳۲۵،۱۵۳،۹۱۹،۰۰	۵۰۷،۲۴۰،۱۱۳،۶۴	۷۹۱،۲۹۴،۵۷۷،۲۸
کل درآمد سالیانه (ریال)	۱۲۹،۲۸۶،۹۱۲،۹۰	۱۶۸،۰۷۲،۹۸۶،۷۷	۲۱۸،۴۹۴،۸۸۲،۸۰
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰،۲۶۳	۰،۱۶۹	۰،۱۰۸
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	-۵۱،۵۹۲،۶۰۸،۹۵	-۵۷،۲۶۸،۴۴۰،۷۹	-۶۱،۹۹۸،۳۰۰،۶۶
سود تجمعی در سال صفر (ریال)	-۱۳۲،۹۸۲،۶۳۲،۵۸	-۱۹۰،۲۵۱،۰۷۳،۳۷	-۲۵۲،۲۴۹،۳۷۴،۰۳
هزینه تجمعی در سال صفر	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۶	۷	۸
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۶،۵۰۴،۲۹	۱۶،۵۰۴،۲۹	۱۶،۵۰۴،۲۹
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۷۶،۷۹۴،۵۳	۹۹،۸۳۲،۸۹	۱۲۹،۷۸۲،۷۶
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۲،۸۰۵،۵۵	۱۲،۸۰۵،۵۵	۱۲،۸۰۵،۵۵

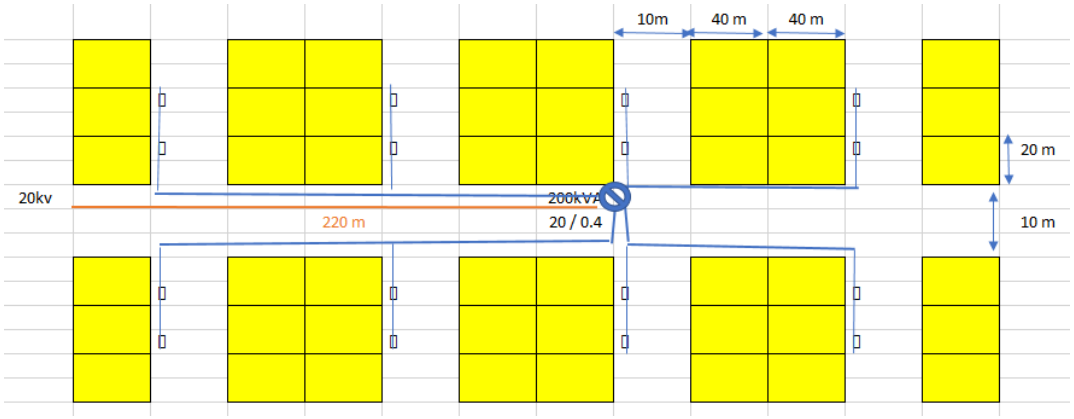
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۱،۲۶۷،۴۳۹،۴۷۸،۳۲	۱،۶۴۷،۶۷۱،۳۲۱،۸۱	۲،۱۴۱،۹۷۲،۷۱۸،۳۶
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۹۸۳،۳۹۶،۱۳۰،۶۷	۱،۲۷۸،۴۱۴،۹۶۹،۸۷	۱،۶۶۱،۹۳۹،۴۶۰،۸۴
هزینه استهلاک (ریال)	۱،۲۳۴،۴۱۹،۵۴۰،۵۶	۱،۹۲۵،۶۹۴،۴۸۳،۲۷	۳،۰۰۴،۰۸۳،۳۹۳،۹۱
کل هزینه سالیانه (ریال)	۱،۲۳۴،۴۱۹،۵۴۰،۵۶	۱،۹۲۵،۶۹۴،۴۸۳،۲۷	۳،۰۰۴،۰۸۳،۳۹۳،۹۱
کل درآمد سالیانه (ریال)	۲۸۴،۰۴۳،۳۴۷،۶۵	۳۶۹،۲۵۶،۳۵۱،۹۴	۴۸۰،۰۳۳،۲۵۷،۵۲
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰،۰۶۹	۰،۰۴۴	۰،۰۲۹
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	-۶۵،۹۳۹،۸۵۰،۵۵	-۶۹،۲۲۴،۴۷۵،۴۶	-۷۱،۹۶۱،۶۶۲،۸۸
سود تجمعی در سال صفر (ریال)	-۳۱۸،۱۸۹،۲۲۴،۵۸	-۳۸۷،۴۱۳،۷۰۰،۰۴	-۴۵۹،۳۷۵،۳۶۲،۹۲
هزینه تجمعی در سال صفر	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۵۷۲،۰۰۰،۰۰۰،۰۰

منحنی بازگشت سرمایه این طرح برای ۳۰ سال طول عمر مفروض مطابق با شکل (۷-۴) می‌باشد. همانطور که مشاهده می‌شود، در این مثال و با اعداد استفاده شده، طرح شماره یک از توجیه اقتصادی برای اجرا برخوردار است. چرا که سود حاصل از کاهش تلفات در اثر اجرای طرح شماره دو کمتر از هزینه‌های استهلاک می‌باشد و میزان سود تجمعی منفی منتقل شده به سال صفرم، منفی است. تراکم پایین مشترکین در این مثال باعث می‌گردد که استفاده از یک ترانسفورماتور با ظرفیت بالا در مرکز ثقل بار و گسترش شبکه فشار ضعیف در طول خیابان اصلی مقرون به صرفه باشد. لازم به ذکر است که در محاسبه‌ی تلفات قسمت‌های مختلف شبکه در طرح شماره یک و دو، از ضرایب همزمانی مختلفی استفاده شده است. به عنوان نمونه، ترانسفورماتور ۲۰۰ KVA در حال تغذیه ۴۸ مشترک است و لذا ضریب همزمانی ۴۸ مشترک برای آن منظور شده است. اما فیدرهای فشار ضعیف در حال تغذیه ۱۲ مشترک هستند و ضریب همزمانی ۱۲ مشترک برای آن‌ها منظور شده است.

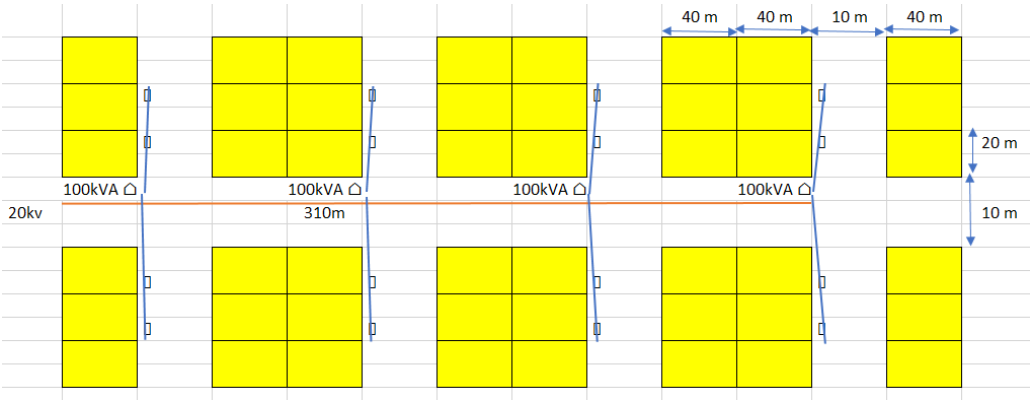


شکل (۷-۴) منحنی بازگشت سرمایه‌ی طرح شماره دو نسبت به طرح شماره یک

در مثال دیگر فرض شود تراکم مشترکین کمتر شود. به عبارت دیگر، مساحت زمین هر مشترک بیشتر شود. این مناطق می‌تواند مشابه با مناطق باغ-ویلایی باشد. وضعیت مشترکین در این مثال و برقرسانی به مشترکین با دو طرح شماره یک و شماره دو به ترتیب در شکل (۷-۵) و شکل (۷-۶) نشان داده شده است.



شکل (۷-۵) برقرسانی به مشترکین با طرح شماره یک



شکل (۷-۶) برقرسانی به مشترکین با طرح شماره دو

محاسبات الکتریکی سایز کابل‌ها و ترانسفورماتورها در این مثال مشابه با مثال قبل می‌باشد و صرفا طول شبکه فشار ضعیف و تلفات شبکه فشار ضعیف تغییر می‌کند. با توضیحات و مفروضات ارائه شده در جدول (۷-۵)، نتایج محاسبات اقتصادی برای مقایسه دو حالت طرح شماره یک و طرح شماره دو در جدول (۷-۶) ارائه شده است.

جدول (۷-۵) پارامترهای تاثیرگذار در نتیجه محاسبات اقتصادی

حالت شبکه	اروپایی	امریکایی
هزینه ترانسفورماتور (میلیون تومان)	۲۰۰	۵۲۰
طول شبکه فشار متوسط (متر)	۲۲۰	۳۱۰
هزینه احداث شبکه فشار متوسط (میلیون تومان)	۴۴	۶۲
طول شبکه فشار ضعیف در خیابان اصلی (متر)	۵۶۰	۴۰
طول شبکه فشار ضعیف در هر کوچه (متر)	۴۰	۴۰
مجموع طول شبکه فشار ضعیف (متر)	۸۸۰	۳۶۰
هزینه احداث شبکه فشار ضعیف (میلیون تومان)	۲۲۸,۸	۹۳,۶
مجموع هزینه‌های احداث شبکه (میلیون تومان)	۴۷۲,۸	۶۷۵,۶
تلفات ترانسفورماتور (کیلووات)	۱,۸۸۹۷۴۹	۳,۱۸۶۱۸۸۰
تلفات شبکه فشار متوسط (کیلووات)	۰,۰۰۵۲۹۱۴۷	۰,۰۰۳۳۶۳۴۲

حالت شبکه	اروپایی	امریکایی
تلفات شبکه فشار ضعیف (کیلووات)	۵,۱۴۳۲۰۳۶	۰,۷۶۵۱۳۹۶
مجموع تلفات (کیلووات)	۷,۰۲۷۰۷۶۴۷	۳,۹۵۴۶۹۱۰۲
هزینه هر کیلووات ساعت تلفات (میلیون تومان)	۰,۰۰۱۵۹۱۲	
تورم هزینه‌ها و تورم هزینه‌ی تلفات	٪۳۰	
بهره ظاهری	٪۲۰	
بهره واقعی	٪۵۶	
نرخ رشد تلفات	۰ درصد (صرفنظر شده است)	
هزینه‌ی بهره‌برداری	٪۰ (صرفنظر شده است)	
ضریب تلفات	۰,۴	
استهلاک سالیانه	٪۳,۳۳ (معادل طول عمر ۳۰ سال)	

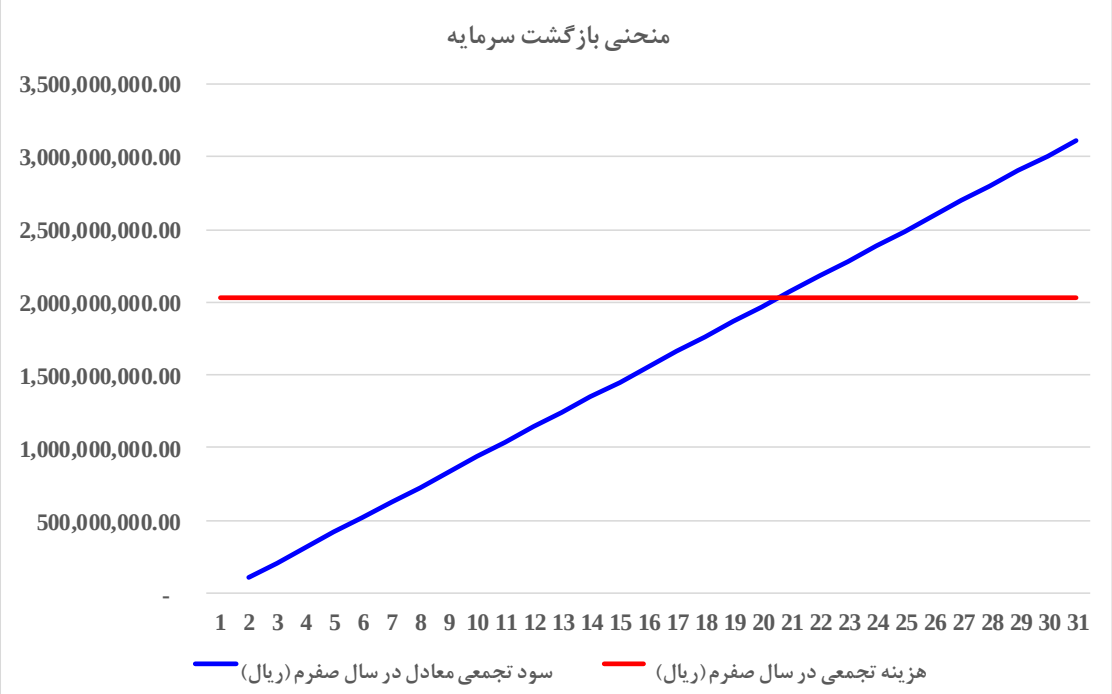
جدول (۷-۶) نتایج محاسبات اقتصادی برای مقایسه‌ی طرح شماره یک و طرح شماره دو (وضعیت فعلی: طرح شماره یک، وضعیت آتی: طرح شماره دو)

سال	۰	۱	۲
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲۴،۶۲۲،۸۸	۲۴،۶۲۲،۸۸	۲۴،۶۲۲،۸۸
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۱۵،۹۱۰،۰۰	۲۰،۶۸۳،۰۰	۲۶،۸۸۷،۹۰
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۳،۸۵۷،۲۴	۱۳،۸۵۷،۲۴	۱۳،۸۵۷،۲۴
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	-	۵۰۹،۲۷۴،۹۴۳،۲۹	۶۶۲،۰۵۷،۴۲۶،۲۸
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	-	۲۸۶،۶۰۹،۲۳۹،۷۸	۳۷۲،۵۹۲،۰۱۱،۷۲

هزینه استهلاک (ریال)	-	۸۷،۷۹۲،۱۲۰،۰۰	۱۱۴،۱۲۹،۷۵۶،۰۰
کل هزینه سالیانه (ریال)	-	۸۷،۷۹۲،۱۲۰،۰۰	۱۱۴،۱۲۹،۷۵۶،۰۰
کل درآمد سالیانه (ریال)	-	۲۲۲،۶۶۵،۷۰۳،۵۱	۲۸۹،۴۶۵،۴۱۴،۵۶
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۱،۰۰۰	۰،۷۶۹	۰،۵۹۲
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	-	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹
سود تجمعی در سال صفر (ریال)	-	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹	۲۰۷،۴۹۷،۸۲۰،۷۹
هزینه تجمعی در سال صفر	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۳	۴	۵
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲۴،۶۲۲،۸۸	۲۴،۶۲۲،۸۸	۲۴،۶۲۲،۸۸
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۳۴،۹۵۴،۲۷	۴۵،۴۴۰،۵۵	۵۹،۰۷۲،۷۲
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۳،۸۵۷،۲۴	۱۳،۸۵۷،۲۴	۱۳،۸۵۷،۲۴
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۸۶۰،۶۷۴،۶۵۴،۱۶	۱،۱۱۸،۸۷۷،۰۵۰،۴۱	۱،۴۵۴،۵۴۰،۱۶۵،۵۴
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۴۸۴،۳۶۹،۶۱۵،۲۳	۶۲۹،۶۸۰،۴۹۹،۸۰	۸۱۸،۵۸۴،۶۴۹،۷۴
هزینه استهلاک (ریال)	۱۴۸،۳۶۸،۶۸۲،۸۰	۱۹۲،۸۷۹،۲۸۷،۶۴	۲۵۰،۷۴۳،۰۷۳،۹۳
کل هزینه سالیانه (ریال)	۱۴۸،۳۶۸،۶۸۲،۸۰	۱۹۲،۸۷۹،۲۸۷،۶۴	۲۵۰،۷۴۳،۰۷۳،۹۳
کل درآمد سالیانه (ریال)	۳۷۶،۳۰۵،۰۳۸،۹۳	۴۸۹،۱۹۶،۵۵۰،۶۱	۶۳۵،۹۵۵،۵۱۵،۸۰
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰،۴۵۵	۰،۳۵۰	۰،۲۶۹
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹
سود تجمعی در سال صفر (ریال)	۳۱۱،۲۴۶،۷۳۱،۱۸	۴۱۴،۹۹۵،۶۴۱،۵۷	۵۱۸،۷۴۴،۵۵۱،۹۷
هزینه تجمعی در سال صفر	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۶	۷	۸

هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲۴،۶۲۲،۸۸	۲۴،۶۲۲،۸۸	۲۴،۶۲۲،۸۸
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۷۶،۷۹۴،۵۳	۹۹،۸۳۲،۸۹	۱۲۹،۷۸۲،۷۶
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۳،۸۵۷،۲۴	۱۳،۸۵۷،۲۴	۱۳،۸۵۷،۲۴
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۱،۸۹۰،۹۰۲،۲۱۵،۲۰	۲،۴۵۸،۱۷۲،۸۷۹،۷۶	۳،۱۹۵،۶۲۴،۷۴۳،۶۸
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۱،۰۶۴،۱۶۰،۰۴۴،۶۶	۱،۳۸۳،۴۰۸،۰۵۸،۰۶	۱،۷۹۸،۴۳۰،۴۷۵،۴۷
هزینه استهلاک (ریال)	۳۲۵،۹۶۵،۹۹۶،۱۱	۴۲۳،۷۵۵،۷۹۴،۹۵	۵۵۰،۸۸۲،۵۳۳،۴۳
کل هزینه سالیانه (ریال)	۳۲۵،۹۶۵،۹۹۶،۱۱	۴۲۳،۷۵۵،۷۹۴،۹۵	۵۵۰،۸۸۲،۵۳۳،۴۳
کل درآمد سالیانه (ریال)	۸۲۶،۷۴۲،۱۷۰،۵۴	۱،۰۷۴،۷۶۴،۸۲۱،۷۰	۱،۳۹۷،۱۹۴،۲۶۸،۲۱
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰،۲۰۷	۰،۱۵۹	۰،۱۲۳
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹	۱۰۳،۷۴۸،۹۱۰،۳۹
سود تجمعی در سال صفر (ریال)	۶۲۲،۴۹۳،۴۶۲،۳۶	۷۲۶،۲۴۲،۳۷۲،۷۵	۸۲۹،۹۹۱،۲۸۳،۱۵
هزینه تجمعی در سال صفر	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۲،۰۲۸،۰۰۰،۰۰۰،۰۰

همانطور که مشاهده می‌شود، در این مثال با تغییر تراکم مشترکین، نتیجه محاسبات اقتصادی متفاوت است و روند نتایج به گونه‌ای است که سود تجمعی سال به سال بیشتر می‌شود. لذا در صورتی که در طول عمر طرح مدنظر، مجموع سود تجمعی منتقل شده به سال صفر، بیشتر از هزینه‌ی سرمایه گذاری گردد، استفاده از طرح شماره دو اقتصادی می‌گردد. بدین منظور منحنی بازگشت سرمایه‌ی این مثال با درنظر گرفتن طول عمر مفروض (۳۰ سال) در شکل (۷-۷) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، استفاده از طرح شماره دو بعد از گذشت ۲۰ سال باصرفه است.



شکل (۷-۷) منحنی بازگشت سرمایه‌ی طرح شماره دو نسبت به طرح شماره یک

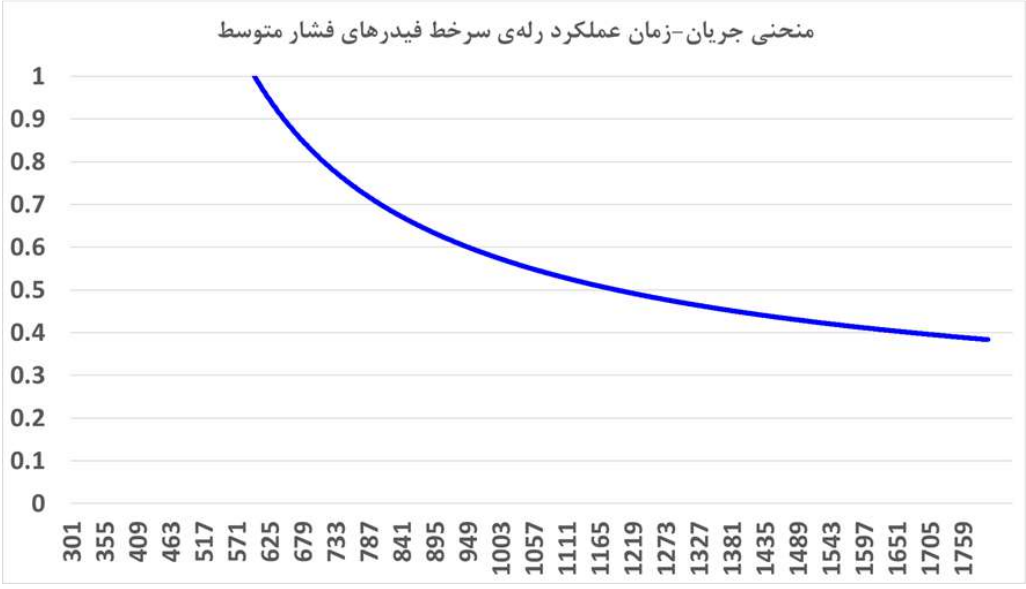
بنابراین، در این مثال که تراکم مشترکین کمتر از حالت قبل است، طرح شماره دو نسبت به طرح شماره یک ارجح می‌باشد. لازم به ذکر است که در مواردی ممکن است سود تجمعی معادل در سال صفرم صعودی باشد، اما تعداد سال مورد نیاز برای رسیدن به سرمایه اولیه بیشتر از طول عمر طرح باشد. در این موارد طبیعی است که استفاده از طرح شماره یک توجیه‌پذیر است و صرف هزینه‌ی بیشتر برای احداث شبکه بر اساس طرح شماره دو اقتصادی نمی‌باشد.

مجددا تاکید می‌گردد این محاسبات صرفا برای مثال‌های فوق ارائه شده است و نتیجه آن قابل تعمیم به طرح‌های دیگر نیست. اما از روند محاسبات می‌توان به عنوان نمونه محاسبات برای طرح‌های دیگر استفاده نمود.

پیوست شماره دو

۸- ۱- محاسبات عملکرد فیوزها به عنوان پشتیبان در تنه اصلی فیدر فشار متوسط

با توجه به اینکه بین واحدهای حفاظتی باید حداقل زمان ۰,۲ ثانیه برای هماهنگی حفاظتی در نظر گرفته شود، ابتدا باید برآورد مناسبی از وضعیت تنظیم سرخط فیدرهای فشار متوسط صورت گیرد. تنظیم رله‌ها در سر خط فیدرهای فشار متوسط برای جریان‌های کمتر از ۱۸۰۰ آمپر معمولا به صورت منحنی Standard Inverse با TMS=0.1 و IP=300 A می‌باشد و جریان‌های بالای ۱۸۰۰ آمپر را به صورت آنی با زمان قطع صفر ثانیه قطع می‌کند. با توجه به مشخصات فوق، منحنی جریان-زمان عملکرد رله‌ی سرخط برای جریان‌های کمتر از ۱۸۰۰ آمپر مطابق با شکل (۸-۱) می‌باشد.

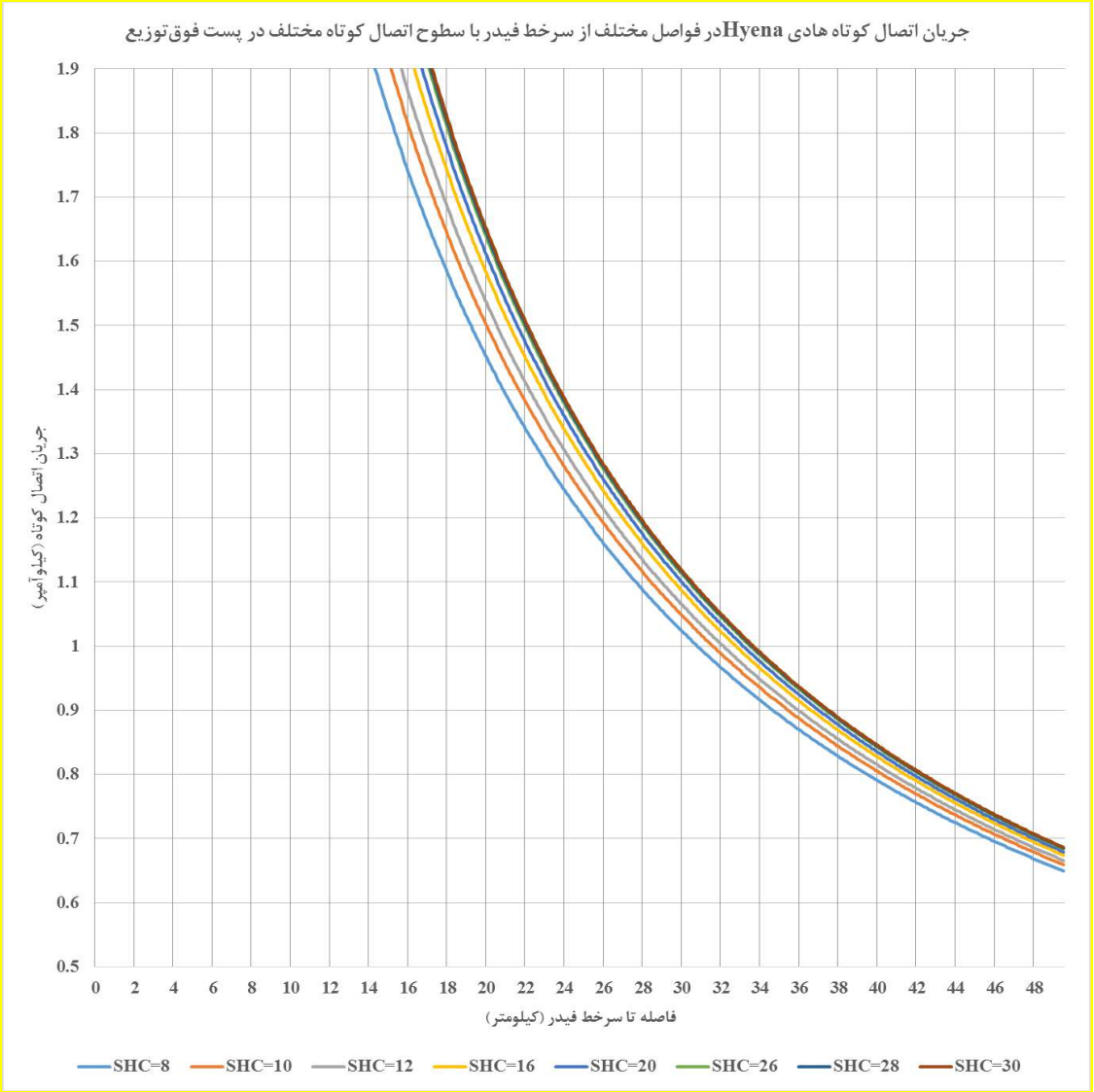


شکل (۸-۱) منحنی معکوس استاندارد برای رله‌های سرخط فیدرهای فشار متوسط

همانطور که مشاهده می‌شود، برای جریان‌های اتصال کوتاه بین ۹۵۰ تا ۱۸۰۰ آمپر، امکان هماهنگی حفاظتی با دو تجهیز حفاظتی پایین‌دست و برای جریان‌های کمتر از ۹۵۰ آمپر امکان هماهنگی حفاظتی با

سه تجهیز حفاظتی پایین‌دست وجود دارد. این گزاره با فرض زمان عملکرد صفر ثانیه برای تجهیز اصلی و فواصل ۰٫۲ ثانیه‌ای برای تجهیزات Backup نوشته شده است. علاوه بر این، این امکان منوط به امکان هماهنگی تجهیزات حفاظتی پایین‌دست می‌باشد.

در شکل (۳-۳۵) وضعیت جریان اتصال کوتاه در هادی هاینا (که معمولا هادی تنه‌ی اصلی فیدر از آن است) در فواصل مختلف از سرخط فیدر نشان داده شده است که به ازای مقادیر مختلف جریان اتصال کوتاه در خروجی پست فوق‌توزیع رسم شده است. منحنی بزرگنمایی شده این شکل در مرز جریان اتصال کوتاه ۱۸۰۰ آمپر در شکل (۸-۲) نشان داده شده است. مطابق با شکل (۸-۲)، در فواصل کمتر از ۱۵٫۳ کیلومتر از سرخط فیدر، جریان اتصال کوتاه با فرض جریان اتصال کوتاه بالاتر از ۸ کیلوآمپر در خروجی پست فوق‌توزیع، از ۱۸۰۰ آمپر بیشتر است و امکان هماهنگی حفاظتی در این فاصله وجود نخواهد داشت. چرا که این رنج جریان توسط رله‌ی پست فوق‌توزیع به صورت آنی و در زمان صفر ثانیه قطع می‌شود. همچنین، برای فواصل بیش از ۱۸٫۲ کیلومتر، حتی اگر جریان اتصال کوتاه پست فوق‌توزیع تا ۳۰ کیلوآمپر باشد نیز امکان هماهنگی حفاظتی خواهد بود. در فواصل بین ۱۵٫۳ کیلومتر و ۱۸٫۲ کیلومتر، با توجه به جریان اتصال کوتاه پست فوق‌توزیع، امکان هماهنگی حفاظتی ممکن است وجود داشته باشد.



شکل (۸-۲) منحنی بزرگنمایی شده جریان اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر با هادی هاینا در مقادیر مختلف سطح اتصال کوتاه در محل پست فوق‌توزیع

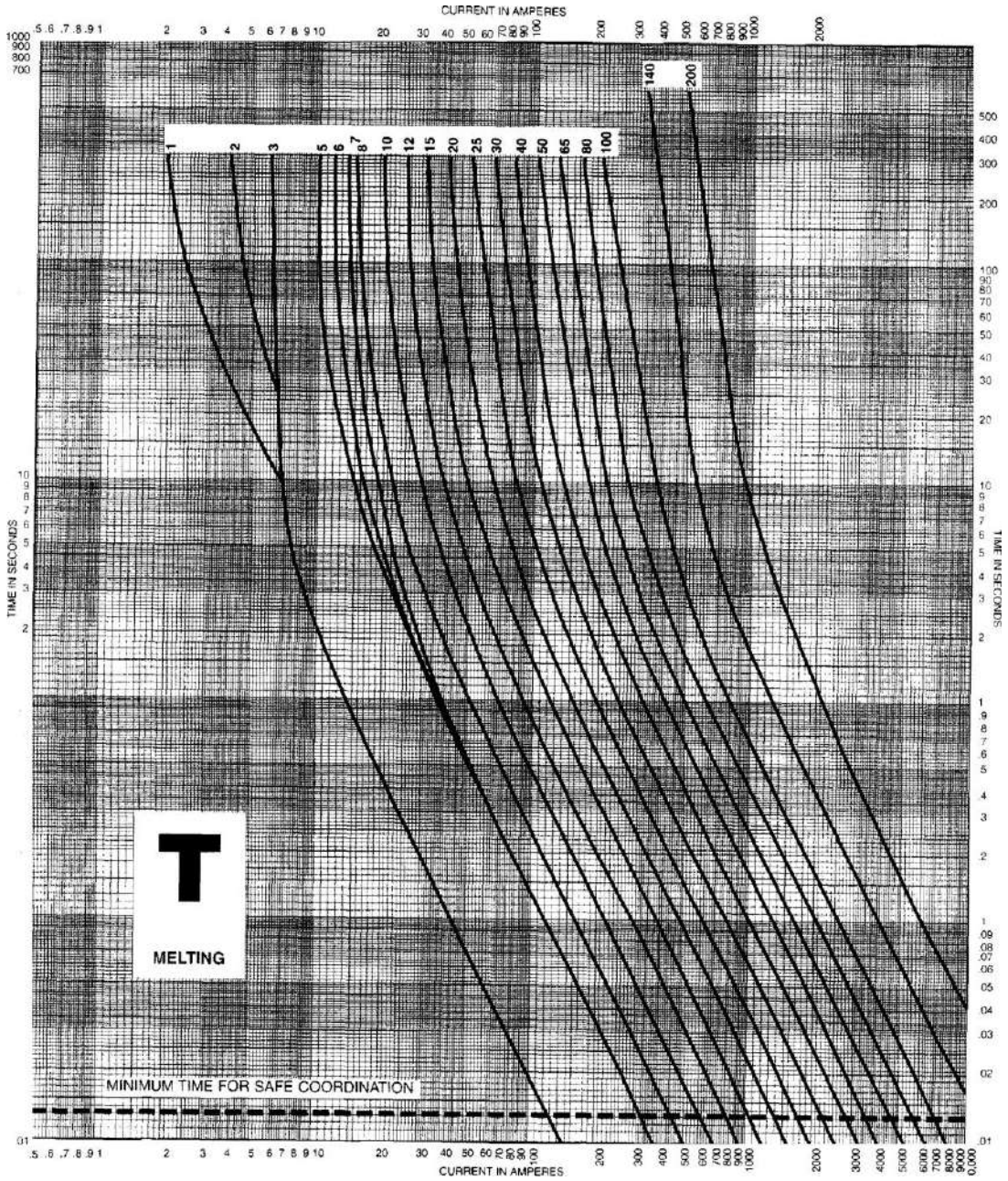
بعد از بررسی وضعیت جریان اتصال کوتاه فیدر و رله‌ی سرخط فیدر، باید نگاهی به منحنی تجهیزات حفاظتی پایین‌دست انداخت که در اینجا کات‌اوت فیوزها مورد نظر هستند. نمونه‌ای از منحنی‌های Melting و Clearing برای فیوزهای کندسوز ساخت شرکت EATON به ترتیب در شکل (۸-۳) و شکل (۸-۴) نشان داده شده است. با توجه به منحنی عملکرد فیوزها، می‌توان موارد زیر را بیان نمود:

- همواره انتخاب فیوز برای نصب در ابتدای شاخه‌های T-off باید به گونه‌ای باشد که جریان خطا در آن شاخه را در مدت زمان صفر ثانیه قطع کند. چرا که حفاظت شاخه‌های T-off به عنوان

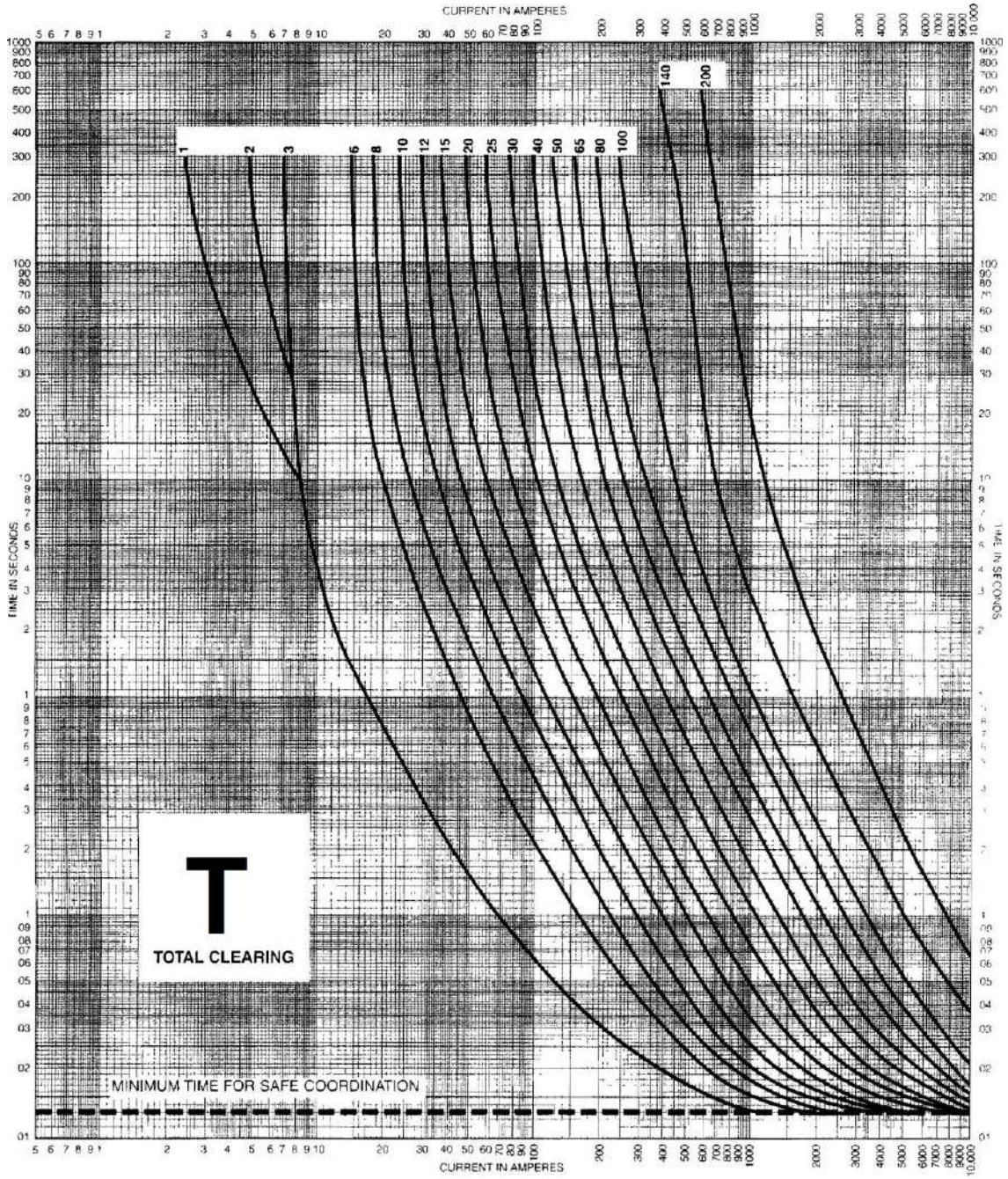
اولین مرحله حفاظت در فیدرهای فشار متوسط باید عمل کند و در صورت عملکرد موفق فیوز سر شاخه T-off، تجهیزات حفاظتی در تنه اصلی فیدر قطع نشود.

- انتخاب فیوزها بر اساس جریان بار، تصمیم صحیحی برای فیوزهای Backup نمی‌باشد و بجز موارد خاص، منجر به انتخاب اشتباه می‌شود.
- برای جریان‌های خطای بالای ۲ کیلوآمپر، صرفا از فیوزهای ۸۰، ۱۰۰، ۱۴۰ و ۲۰۰ به عنوان فیوز Backup در آن نقطه می‌توان استفاده نمود. چرا که زمان قطع سایر فیوزها برای جریان مذکور کمتر از ۰٫۲ ثانیه می‌باشد.
- برای جریان‌های خطای بالای ۳ کیلوآمپر، صرفا از فیوزهای ۱۴۰ و ۲۰۰ آمپر به عنوان فیوز Backup در آن نقطه می‌توان استفاده نمود. چرا که زمان قطع سایر فیوزها برای جریان مذکور کمتر از ۰٫۲ ثانیه است.
- برای جریان‌های خطای بالای ۴ کیلوآمپر، صرفا از فیوز ۲۰۰ آمپر به عنوان فیوز Backup در آن نقطه می‌توان استفاده نمود. چرا که زمان قطع سایر فیوزها برای جریان مذکور کمتر از ۰٫۲ ثانیه است.
- اگر جریان خطا در یک نقطه از ۶٫۳ کیلوآمپر بالاتر رود، همه‌ی فیوزها در کمتر از ۰٫۱۵ ثانیه قطع می‌کنند و حتی در حالت خوشبینانه (فاصله زمانی ۰٫۱۵ ثانیه‌ای) نیز امکان بکارگیری هیچ فیوزی به عنوان فیوز Backup وجود ندارد. لذا در فواصل کمتر از ۴٫۵ کیلومتر از ابتدای خط در مواردی که سطح اتصال کوتاه در پست فوق‌توزیع بیش از ۸ کیلوآمپر باشد، امکان نصب فیوز Backup وجود ندارد. در جریان‌های اتصال کوتاه کمتر در پست فوق‌توزیع، این فاصله نسبت به سرخط فیدر کمتر می‌شود. چرا که در فاصله کمتری از پست فوق‌توزیع به مرز جریان اتصال کوتاه ۶٫۳ کیلوآمپر می‌رسیم. برای امکان تصمیم‌گیری بهتر، منحنی بزرگنمایی شده شکل (۳-۳۵)، در شکل (۸-۵) نشان داده شده است.
- در فواصل بیش از ۳۰ کیلومتر از سرخط فیدر، جریان اتصال کوتاه همواره کمتر از ۱ کیلوآمپر می‌باشد و انتخاب فیوزهای زیر ۶۵ آمپر صحیح نمی‌باشد. چرا که زمان شروع ذوب شدن فیوزهای با جریان نامی کمتر از ۶۵ آمپر ، کمتر از ۰٫۲ ثانیه است و امکان هماهنگی آن با فیوز اصلی با

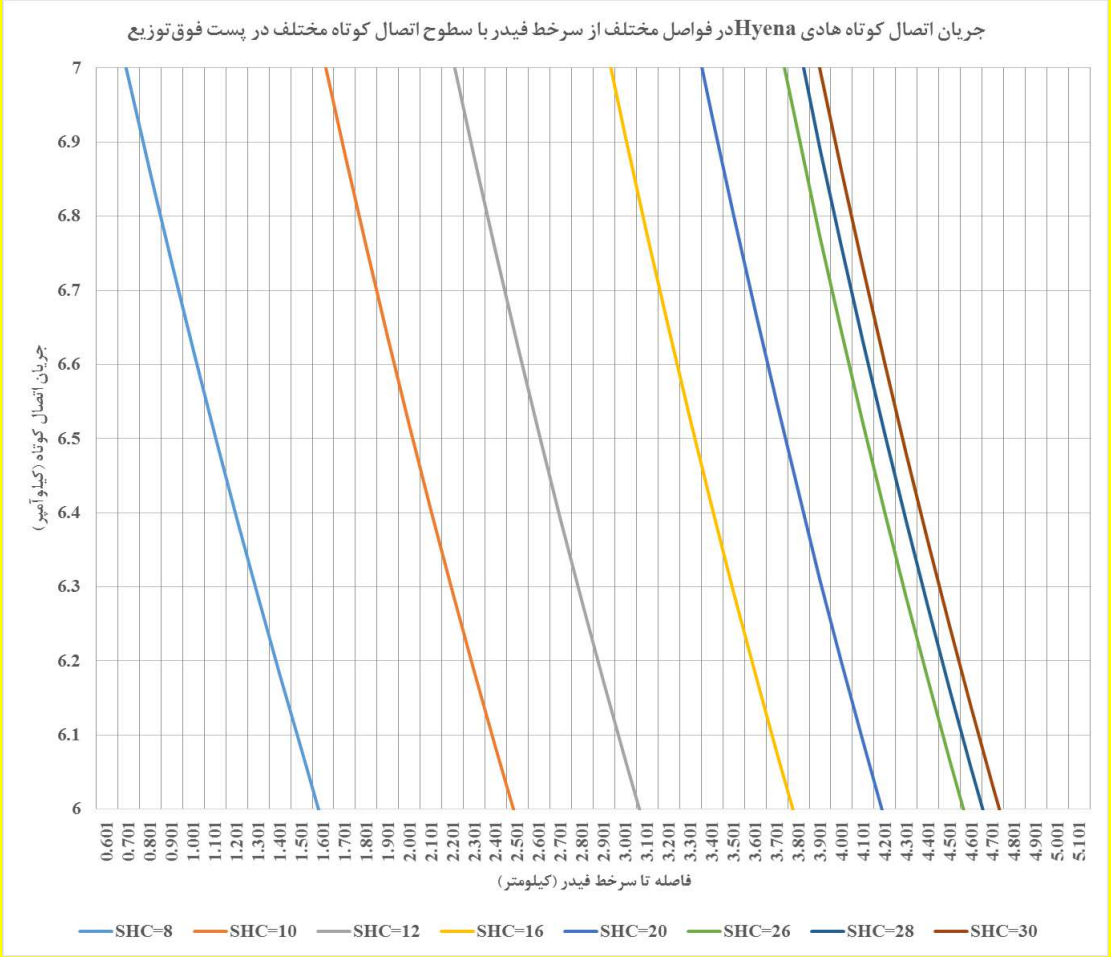
زمان قطع صفر ثانیه وجود ندارد. علاوه بر این، در شرایط مذکور، فیوزهای با جریان نامی از ۸۰ آمپر به بالا در مدت زمان بیشتر از ۰٫۵۷ ثانیه قطع می‌کنند که برابر با زمان قطع رله‌ی سرخط می‌شود. لذا در این شرایط، استفاده از فیوز ۶۵ آمپر برای فیوز Backup، تنها انتخاب ممکن است.



شکل (۸-۳) منحنی ذوب فیوزهای کندسوز با مقادیر نامی مختلف [۹۳]



شکل (۸-۴) منحنی قطع فیوزهای کندسوز با مقادیر نامی مختلف [۹۳]



شکل (۸-۵) منحنی بزرگنمایی شده جریان اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر با هادی هاینا در مقادیر مختلف سطح اتصال کوتاه در محل پست فوق‌توزیع

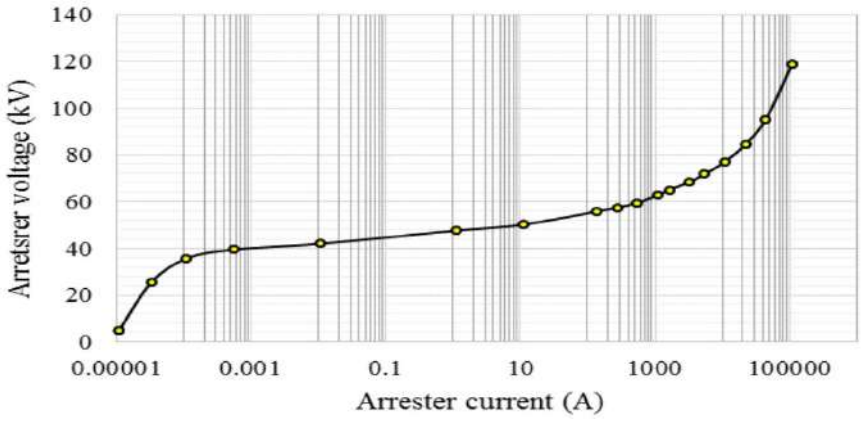
- اگر جریان شاخه اصلی در فاصله بیش از ۳۰ کیلومتر از سرخط فیدر بیشتر از ۷۰ آمپر باشد، امکان استفاده از هیچ فیوزی در شاخه اصلی به عنوان فیوز Backup وجود ندارد. چرا که جریان اضافه بار مجاز آن به حدود ۸۵ آمپر می‌رسد که نزدیک به مرز شروع ذوب فیوز ۶۵ آمپر است.
- اگر در حالت خوشبینانه، حداقل زمان ۰,۱۵ ثانیه را برای فیوز Backup اول منظور کنیم، انتخاب فیوز زیر ۴۰ آمپر ممکن نیست.
- اگر در حالت خوشبینانه، حداقل زمان ۰,۳ ثانیه را برای فیوز Backup دوم منظور کنیم، انتخاب فیوز زیر ۶۵ آمپر ممکن نیست.

پیوست شماره سه

۹- ۱- مدلسازی برخورد صاعقه به شبکه برای محاسبه فاصله حفاظتی برقگیر

کل این پیوست از گزارش از مرجع [۲۶] اقتباس شده است. برای تعیین فاصله حفاظتی و بررسی امکان حذف برقگیر پست‌های توزیع فرضیات زیر برای مدلسازی درنظر گرفته شده است:

- مقدار BIL برای تجهیزات شبکه ۲۰ kV برابر با ۱۲۵ kV انتخاب می‌گردد.
- با درنظر گرفتن حاشیه امنیت، سطح عایقی برقگیر برابر با ۸۰٪ مقدار BIL لحاظ می‌گردد.
- ۵ درصد حاشیه امنیت اضافی برای منظور کردن پیری عایقی تجهیزات لحاظ می‌گردد.
- با توجه به موارد فوق، مقدار ۹۵ kV به عنوان حد بالای قابل تحمل تجهیزات در شبکه ۲۰ kV لحاظ می‌گردد.
- شکل موج صاعقه مطابق با استاندارد IEC61000-4-5 لحاظ می‌گردد و به صورت یک منبع جریان به فواصل مختلف از خطوط توزیع برخورد می‌کند.
- برقگیرها به صورت یک مقاومت غیرخطی مطابق با شکل (۹-۱) لحاظ می‌گردند.



شکل (۹-۱) منحنی V-I مقاومت غیرخطی برای مدلسازی برقگیر در نرم‌افزار DIgSILENT

مطابق با فرضیات فوق، می‌توان فاصله‌ی حفاظتی برقگیرها را در قالب شبیه‌سازی‌های متعدد در نقاط مختلف فیدر توزیع تعیین نمود. بدین ترتیب که مرز ولتاژ ۹۵ kV به عنوان ولتاژ مجاز قابل تحمل تجهیزات درنظر گرفته می‌شود. نمونه نتایج برای یکی از فیدرهای شبکه توزیع نیروی برق غرب استان مازندران نشان داده است که در یک فیدر با ۳۳ پست توزیع، برقگیر دو تا از پست‌ها را می‌توان با توجه به فاصله حفاظتی پست‌های مجاور با فرض جریان صاعقه‌ی ۵ kA حذف نمود.

بررسی سطح مقطع هادی شبکه و هادی زمین برقگیر نشان می‌دهد که این پارامترها در تعیین فاصله حفاظتی برقگیر تاثیر دارند. خلاصه نتایج مربوط به پارامترهای مذکور به ترتیب در جدول (۹-۱) و جدول (۹-۲) نشان داده شده است.

جدول (۹-۱) فاصله‌ی حفاظتی برقگیر با توجه به سطح مقطع هادی شبکه و جریان صاعقه

	Lightning current (kA)		
Conductors cross section (mm^2)	5	10	15
120	29	10	6
70	17	6	3
50	10	3	2
35	8	3	1

جدول (۹-۲) فاصله‌ی حفاظتی برقگیر با توجه به سطح مقطع هادی زمین برقگیر و جریان صاعقه

	Protective distance (m)			
Cross section of arrester grounding conductor (mm^2)	120	70	50	35
Lightning current of 5kA	66	55	42	38
Lightning current of 10kA	50	38	25	22

همانطور که در جدول‌های فوق مشاهده می‌شود، فواصل حفاظتی بسیار اندک است. ضمن اینکه جریان صاعقه هم به عنوان یکی دیگر از پارامترهای نامعلوم برای طراحان، تصمیم گیری در این خصوص را مشکل می کند.

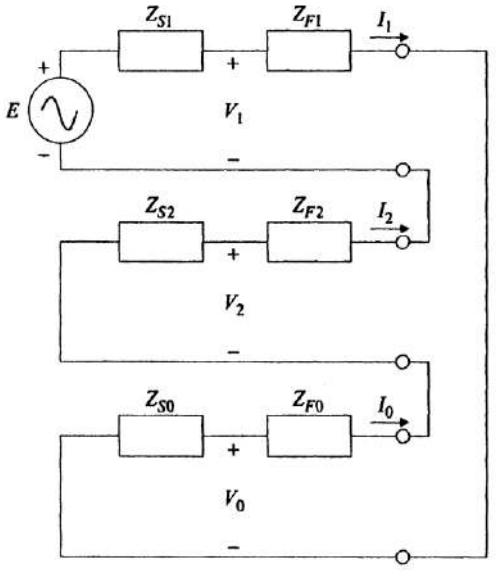
پیوست شماره چهار

۱۰- ۱- شرایط رخداد بیشبود ولتاژ در شبکه‌های الکتریکی ناشی از خطاهای نامتقارن

تحت شرایط خاصی، خطاهای نامتقارن در شبکه‌های الکتریکی می‌تواند منجر به رخداد بیشبود ولتاژ در فازهای سالم تا ۱٫۷ برابر مقدار نامی ولتاژ گردد. در این پیوست، شرایط رخداد بیشبود ولتاژ در شبکه‌های الکتریکی ناشی از خطاهای نامتقارن بیان می‌گردد.

۱۰- ۲- خطای تکفاز به زمین

فرض شود اندازه‌گیری در یک نقطه از شبکه انجام می‌شود و مدار معادل شبکه بالادست در آن نقطه با E و Z_S نشان داده می‌شود. در نقطه‌ای از خط متصل به نقطه‌ی اندازه‌گیری، یک خطای تکفاز به زمین رخ می‌دهد و امپدانس نقطه‌ی اندازه‌گیری تا نقطه‌ی خطا با Z_f نشان داده می‌شود. در اینصورت، مدار مؤلفه‌های متقارن در نقطه‌ی اندازه‌گیری مطابق با شکل (۱۰-۱) است که در آن زیروندهای ۰، ۱ و ۲ به ترتیب به مؤلفه‌های صفر، مثبت و منفی اشاره دارند.



شکل (۱۰-۱) مدار معادل شبکه در شرایط رخداد خطای تکفاز به زمین [۹۴]

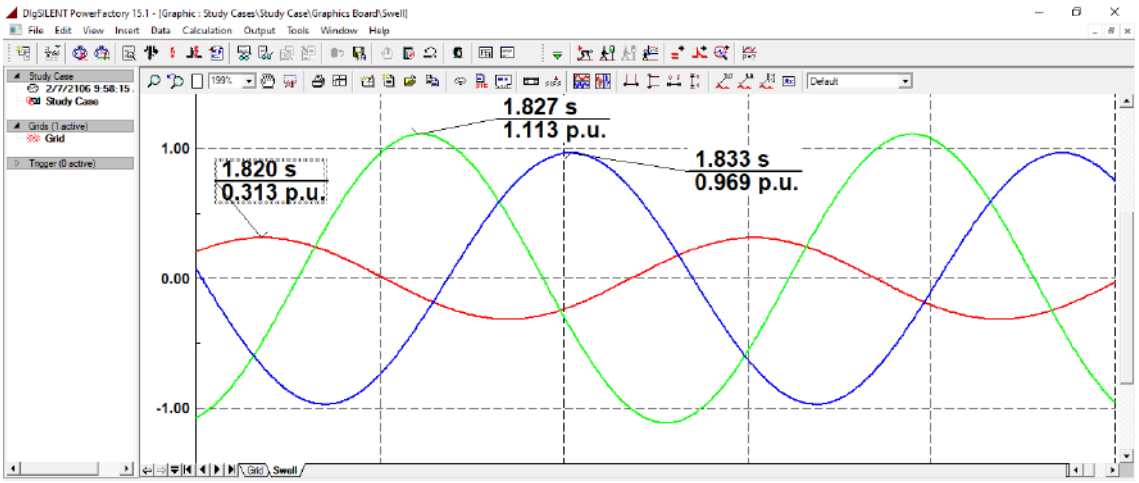
مطابق با شکل (۱۰-۱)، ولتاژهای V_0، V_1 و V_2 به سادگی و مطابق با رابطه (۱۰-۱) محاسبه می‌شوند. در این رابطه فرض شده است که مقدار E روی ۱ p.u. تنظیم شده است. در ادامه ولتاژ فازهای a، b و c مطابق با رابطه (۱۰-۲) تعیین می‌شوند که با جایگذاری از رابطه (۱۰-۱)، انحراف ولتاژ فازهای شبکه از مقادیر نامی خود مطابق با رابطه (۱۰-۳) به دست می‌آید [۹۴]. در این روابط، $\alpha = 1\angle 120^\circ$.

$V_1 = \frac{Z_{F1}+Z_{S2}+Z_{F2}+Z_{S0}+Z_{F0}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})}$ $V_2 = \frac{-Z_{S2}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})}$ $V_0 = \frac{-Z_{S0}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})}$	رابطه (۱۰-۱)
$V_a = V_1 + V_2 + V_0$ $V_b = \alpha^2 V_1 + \alpha V_2 + V_0$ $V_c = \alpha V_1 + \alpha^2 V_2 + V_0$	رابطه (۱۰-۲)
$V_a = 1 - \frac{Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})}$ $V_b = \alpha^2 - \frac{\alpha^2 Z_{S1}+\alpha Z_{S2}+Z_{S0}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})}$ $V_c = \alpha - \frac{\alpha Z_{S1}+\alpha^2 Z_{S2}+Z_{S0}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})}$	رابطه (۱۰-۳)

همانطور که مشاهده می‌شود، انحراف ولتاژ در فازهای سالم b و c به امپدانس مولفه‌های متقارن معادل در نقطه‌ی اندازه‌گیری وابسته است. در صورتی که شبکه بالادست به صورت مستقیم زمین شده باشد[۱] مقادیر امپدانس‌ها برابر است و مطابق با رابطه (۱۰-۳)، میزان انحراف فازهای b و c نسبت به مقدار نامی خود صفر می‌شود. اما در صورتی که شبکه بالادست زمین نشده باشد (یا با امپدانس زمین شده باشد)، ولتاژ فازهای b و c دچار انحراف از مقدار نامی خود می‌شوند. نمونه‌ای از نتایج شبیه‌سازی برای حالت زمین شده‌ی مستقیم و زمین شده‌ی با امپدانس به ترتیب در شکل (۱۰-۲) و شکل (۱۰-۳) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، یکی از فازهای سالم در شرایط زمین شده‌ی با امپدانس دچار بیشبود ولتاژ شده است.

[۱] Solidly Grounded

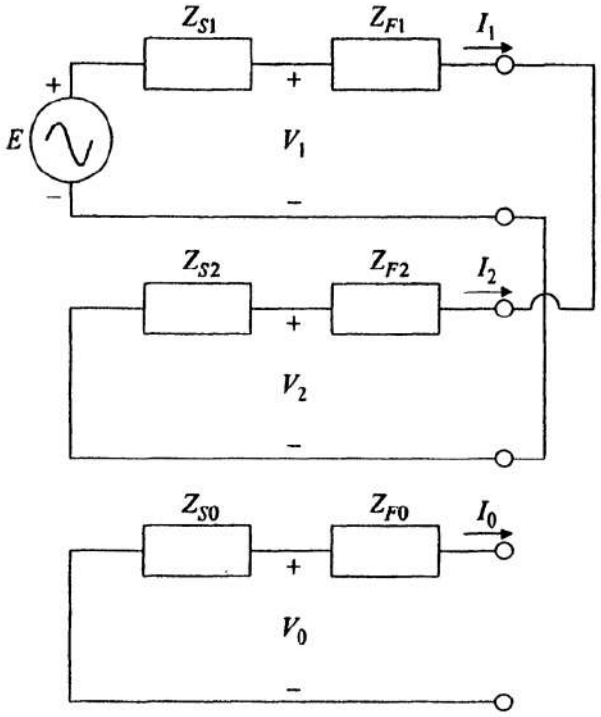
شکل (۱۰-۲) تغییرات ولتاژ سه‌فاز در شرایط رخداد خطای تکفاز به زمین در یک شبکه‌ی زمین شده‌ی مستقیم



شکل (۱۰-۳) تغییرات ولتاژ سه‌فاز در شرایط رخداد خطای تکفاز به زمین در یک شبکه‌ی زمین شده با امپدانس

۱۰- ۳- خطای دو فاز به هم

مدار معادل شبکه در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم در شکل (۱۰-۴) نشان داده شده است. مطابق با این شکل، معادلات ولتاژ مؤلفه‌های متقارن مطابق با رابطه (۱۰-۴) می‌باشد. لذا با جایگذاری آن‌ها در رابطه (۱۰-۲)، معادلات رابطه (۱۰-۵) به دست می‌آید. همانطور که مشاهده می‌شود، میزان انحراف ولتاژ فاز سالم (فاز a) در این شرایط به امپدانس مؤلفه‌های مثبت و منفی وابسته است و با توجه به اینکه این مقادیر همواره با هم برابر هستند، لذا انحراف ولتاژ در فاز سالم برابر با صفر خواهد بود و برای شبکه‌های زمین شده یا زمین نشده هم تفاوتی نخواهد داشت [۹۴].



شکل (۱۰-۴) مدار معادل شبکه در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم [۹۴]

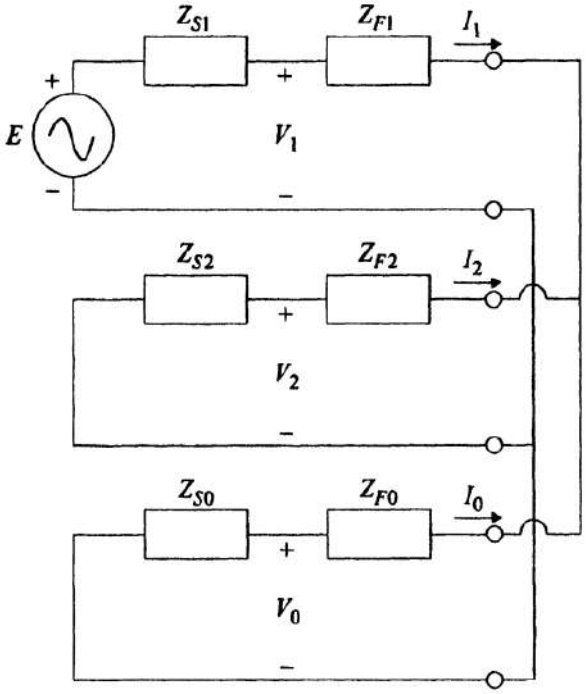
$V_1 = 1 - \frac{Z_{S1}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})}$ $V_2 = \frac{Z_{S2}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})}$ $V_0 = 0$	رابطه (۱۰-۴)
$V_a = 1 - \frac{Z_{S1}-Z_{S2}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})}$ $V_b = \alpha^2 - \frac{\alpha^2 Z_{S1}-\alpha Z_{S2}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})}$ $V_c = \alpha - \frac{\alpha Z_{S1}-\alpha^2 Z_{S2}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})}$	رابطه (۱۰-۵)

۱۰- ٤- خطای دو فاز به هم به زمین

در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم به زمین، مدار معادل شبکه مطابق با شکل (۱۰-۵) خواهد بود. در این شرایط، ولتاژ مؤلفه‌های متقارن مطابق با رابطه (۱۰-۶) خواهد بود. با جایگذاری ولتاژ مؤلفه‌های متقارن در رابطه (۱۰-۲)، ولتاژ فازهای سه‌گانه مطابق با رابطه (۱۰-۷) خواهد بود. همانطور که مشاهده می‌شود، انحراف ولتاژ فاز سالم (فاز a) از مقدار نامی خود دارای دو جمله می‌باشد. صورت کسر در جمله‌ی اول

وابسته به اختلاف بین امپدانس مؤلفه مثبت و مؤلفه منفی می‌باشد که همواره برابر با صفر است. اما جمله‌ی دوم وابسته به اختلاف امپدانس مؤلفه صفر و مثبت می‌باشد که به نوع سیستم زمین شبکه وابسته خواهد بود. لذا در شبکه‌های زمین نشده یا زمین شده با امپدانس، شاهد رخداد بیشبود ولتاژ در فاز سالم خواهیم بود [۹۴].

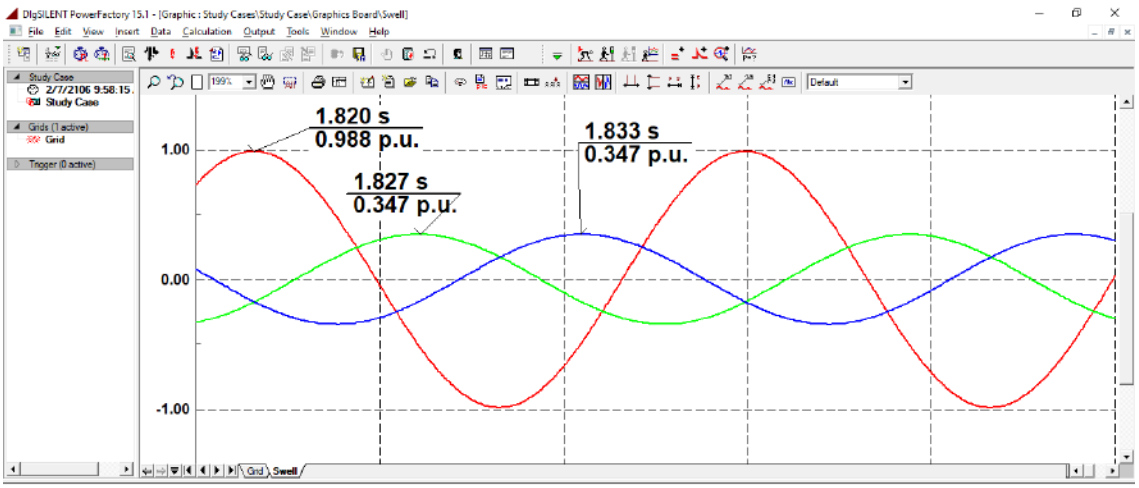
شکل موج سه‌فاز ولتاژ در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم به زمین برای یک شبکه زمین شده‌ی مستقیم و زمین شده‌ی با امپدانس به ترتیب در شکل (۱۰-۶) و شکل (۱۰-۷) نشان داده شده است.



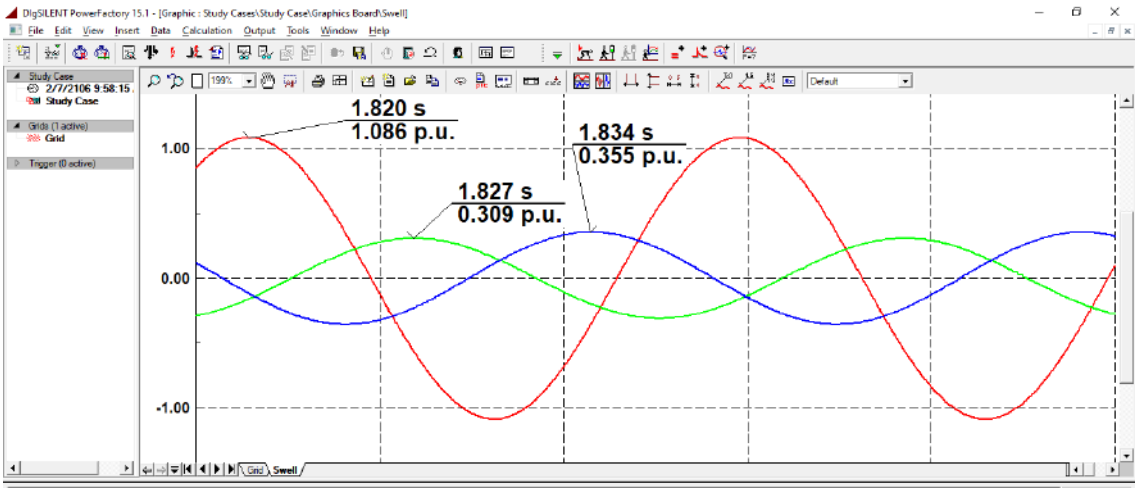
شکل (۱۰-۵) مدار معادل شبکه در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم به زمین [۹۴]

$V_1 = 1 - \frac{Z_{S1}(Z_{S0}+Z_{F0}+Z_{S2}+Z_{F2})}{D}$ $V_2 = \frac{Z_{S2}(Z_{S0}+Z_{F0})}{D}$ $V_0 = \frac{Z_{S0}(Z_{S2}+Z_{F2})}{D}$ $D = (Z_{S0}+Z_{F0})(Z_{S1}+Z_{F1}+Z_{S2}+Z_{F2})+(Z_{S1}+Z_{F1})(Z_{S2}+Z_{F2})$	رابطه (۱۰-۶)

$V_a = 1 + \frac{(Z_{S2} - Z_{S1})(Z_{S0} + Z_{F0})}{D} + \frac{(Z_{S0} - Z_{S1})(Z_{S2} + Z_{F2})}{D}$ $V_b = \alpha^2 + \frac{Z_0(\alpha Z_{S2} - \alpha^2 Z_{S1})}{D} + \frac{Z_2(Z_{S0} - \alpha^2 Z_{S1})}{D}$ $V_c = \alpha + \frac{Z_0(\alpha^2 Z_{S2} - \alpha Z_{S1})}{D} + \frac{Z_2(Z_{S0} - \alpha Z_{S1})}{D}$	رابطه (۱۰-۷)



شکل (۱۰-۶) تغییرات ولتاژ سه‌فاز در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم به زمین در یک شبکه‌ی زمین شده‌ی مستقیم



شکل (۱۰-۷) تغییرات ولتاژ سه‌فاز در شرایط رخداد خطای دو فاز به هم به زمین در یک شبکه‌ی زمین شده‌ی با امپدانس

۱۰- ۵- جمع‌بندی با توجه به سیستم زمین در شبکه‌های انتقال و توزیع ایران

مطابق با معادلات و توضیحات فوق، در صورت رخداد خطاهای تکفاز به زمین یا دوفاز به زمین، بیشبود ولتاژ می‌تواند در فازهای سالم رخ دهد، به شرطی که شبکه به صورت مستقیم زمین نشده باشد. با توجه به اینکه آرایش شبکه در سطوح ولتاژ انتقال، فوق‌توزیع و فشارضعیف به صورت Yn می‌باشد، لذا رخداد بیشبود ولتاژ در این سطوح ولتاژ در اثر خطای تکفاز به زمین و دو فاز به زمین منتفی است. اما در سطح فشار متوسط که آرایش شبکه به صورت Δ است و نول مجازی هم معمولا با ترانسفورماتورهای زمین با آرایش زیگزاگ ایجاد شده است، امکان ایجاد بیشبود ولتاژ وجود دارد. البته در تعدادی از پست‌های فوق‌توزیع در جنوب کشور، آرایش ترانسفورماتور به گونه‌ای است که سمت ثانویه به صورت مستقیم زمین شده است. طبیعی است که با توجه به توضیحات قبلی، رخداد بیشبود ولتاژ در اثر خطاهای نامتقارن به زمین، در سطح فشار متوسط منتفی است.

با این وجود، با توجه به اینکه هیچ مصرف‌کننده‌ی ۲۰ kV وجود ندارد و سطح ولتاژ همه‌ی مصرف‌کننده‌ها توسط ترانسفورماتور کاهنده، کاهش داده می‌شود، مشکلی برای مصرف‌کنندگان به وجود نخواهد آمد؛ چرا که بیشبود ولتاژ ایجاد شده ناشی از ولتاژهای توالی صفر است و این مؤلفه‌ی ولتاژ از ترانسفورماتور کاهنده عبور نمی‌کند [۹۴]. بنابراین در عمل برای مصرف‌کنندگان مشکلی پیش نمی‌آید. اما افزایش ولتاژ فازها می‌تواند منجر به ایجاد تنش بر روی تجهیزات عایقی سطح فشار متوسط گردد.

مراجع

۱. توانیر, استاندارد صنعت برق ایران - مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق) - قسمت اول: کلیات. ۱۳۸۱.

2. IEEE, IEEE Std 1564™-2014: IEEE Guide for Voltage Sag Indices. 2014, IEEE.

3. IEEE, IEEE Std 1250-2018: IEEE Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems. 2018.

4. IEEE, IEEE Std 1159-2019: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. 2019.

5. IEC, IEC Standard 61000-2-8: Voltage Dips and Short Interruptions on Public Electric Power SupplySystems with Statistical Measurement Results. 2002.

6. IEEE, IEEE Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. 1992.

۷. توانیر, دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی شبکه‌های توزیع. ۱۴۰۰.

8. IEEE, IEEE Std C57.19-100 TM-2012: IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings. 2012.

۹. توانیر, استاندارد پست‌های فوق توزیع ۱۳۲ به ۲۰ یا ۳۳ جلد ۱۲۱۷: شینه افزار (مقره‌ها). ۱۳۷۴.

10. Farzaneh, M. and W.A. Chisholm, Insulators for icing and polluted environments. Vol. 47. 2009: John Wiley & Sons.

11. IEC, IEC 60724: Short-circuit temperature limits of electric cables with rated voltages of 1 kV (Um = 1,2 kV) and 3 kV (Um = 3,6 kV). 2008.

12. IEC, IEC 61443: Short-circuit temperature limits of electric cables with rated voltages above 30 kV (Um = 36 kV). 2008.

13. IEC, IEC 60364: Low-voltage electrical installations – Part 4-43: Protection for safety – Protection against overcurrent. 2008.

۱۴. توانیر, استاندارد طراحی بهینه پست‌های ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت - جلد ۲۲۸: معیارهای طراحی و مهندسی سیستم‌ها و تجهیزات حفاظت در مقابل خوردگی ۱۳۷۷.

15. IEEE, IEEE 1617-2007 - IEEE Guide for Detection, Mitigation, and Control of Concentric Neutral Corrosion in Medium-Voltage Underground Cables. 2007.
16. Zhang, X., Galvanic corrosion. Uhlig's Corrosion Handbook, 2011. **51**: p. 123.
17. Kane, H., Galvanic Corrosion Prevention Guide for Water Cooling Systems. 2017, Advanced Energy.
۱۸. خوردگی گالوانیک. [۲۹/۰۲/۱۴۰۰]; Available from: https://www.tymar.ir/blog/maghaleh/khordegi-galvanic.
۱۹. ایران, و.ن.ج.ا., استاندارد مهندسی برای ملاحظات خوردگی در انتخاب مواد. ۱۳۸۸.
20. Hileman, A.R., Insulation coordination for power systems. 2018: CRC Press.
21. IEEE, C37.30-1997 - IEEE Standard Requirements for High Voltage Switches. 1998, IEEE.
22. IEC, IEC 517: Gas-Insulated Metal-Oxide Switchgear for Rated Voltages of 72.5 KV and above. 1990.
23. IEC, IEC 60071-1: Insulation Coordination-Part 1: definitions, principles and rules. 2006.
24. IEEE, IEEE Std C62.82.1™-2010: IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules. 2010.
25. Malelak, M.A. and R. Zoro. Lightning protection system for high voltage transmission line in area with high grounding resistance. in 2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS). 2017. IEEE.
26. Firouzjah, K.G., Distribution network expansion based on the optimized protective distance of surge arresters. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018. **33**(4): p. 1735-1743.
۲۷. دستورالعمل کاربردی مقابله با حوادث و خسارات سنگین جانی و مالی ناشی از زلزله در مناطق روستائی و شهری. ۱۳۹۶, توانیر
۲۸. دستورالعمل فنی حفاظت الکتریکی شبکه توزیع برق. ۱۴۰۰, شرکت توانیر.
29. Tio, A., et al., Improving Overall Reliability of Radial Distribution Systems through Optimal Lateral Protection Scheme. Quezon City: University of the Philippines Diliman, 2011.
۳۰. توانیر, ش., راهنمای تعیین حداقل تجهیزات جانبی منابع تولید پراکنده و ملاحظات توابع حفاظتی ۱۴۰۰.
31. Amirioun, M., et al., Metrics and quantitative framework for assessing microgrid resilience against windstorms. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019. **104**: p. 716-723.

۳۲. میلانی, ک.ر., خطوط هوایی شبکه‌های توزیع برق. ۱۳۸۱: موسسه آموزش عالی علمی - کاربردی صنعت آب و برق.

33. IEEE, IEEE Std 519-2014: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. 2014.

34. IEEE, IEEE Std 1453-2015: IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems. 2015.

35. IEC, IEC Standard 61000-3-3: Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤16 A per phase and not subject to conditional connection. 2008.

36. Power Distribution in europe, Facts & Figures. 2020, Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC aisbl.

۳۷. پیش‌نویس قانون حریم خطوط توزیع برق ایران ۱۳۹۰, توانیر.

۳۸. توزیع انرژی الکتریکی. [۲۰۲۲/۰۶/۲۸]; Available from: https://fa.wikipedia.org/wiki/%D8%AA%D9%88%D8%B2%DB%8C%D8%B9_%D8%A7%D9%86%D8%B1%DA%98%DB%8C_%D8%A7%D9%84%DA%A9%D8%AA%D8%B1%DB%8C%DA%A9%DB%8C.

۳۹. دستورالعمل ارزیابی آسیب‌پذیری و بهسازی لرزه‌ای شبکه‌های توزیع برق ۱۳۹۱, توانیر

۴۰. مهرداد طرفدار حق, ک.ر.م., شبکه‌های توزیع برق هوایی روکش‌دار و عایق شده ۱۳۹۰: انتشارات دانشگاه تبریز

۴۱. دستورالعمل و الزامات فنی مورد نیاز جهت جایابی بهینه نقاط مانور و رینگ در شبکه توزیع. ۱۳۹۰, توانیر

۴۲. پیش‌نویس دستورالعمل نصب مقره سنجش در شبکه‌های فشار متوسط ۱۳۹۸, توانیر

۴۳. دستورالعمل فنی حفاظت الکتریکی شبکه توزیع برق ۱۴۰۰, توانیر.

44. James, N. and R. Green, Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems. 2021.

۴۵. دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی شبکه‌های توزیع. ۱۴۰۰, توانیر.

۴۶. دستورالعمل مطالعات جایابی کلید در شبکه‌های توزیع. ۱۴۰۰, توانیر.

۴۷. نیرو, پ.ب.-پ., استاندارد خطوط هوایی توزیع جلد اول: مبانی طراحی و جداول کاربردی. ۱۳۷۸.

۴۸. دستورالعمل محاسبات مکانیکی شبکه‌های توزیع هوایی. ۱۴۰۰, توانیر.

۴۹. دستورالعمل مسیریابی و نقشه‌برداری شبکه توزیع نیروی برق ۱۳۹۹, توانیر.

۵۰. دستورالعمل آرایش شبکه ها ی هوایی فشار متوسط با پایه های چهارگوش و گرد بتنی. ۱۳۹۹, توانیر.

51. NS128: POLE INSTALLATION AND REMOVAL. 2020, Ausgrid.

۵۲. استاندارد خطوط هوایی توزیع: استاندارد ۵۱-۶ جلد ششم: کراس‌آرم‌ها و آرایش پایه‌های بکار رفته در شبکه‌های توزیع ۱۳۷۷, توانیر.

۵۳. دستورالعمل‌های نصب، نظارت بر نصب، بهره‌برداری و سرویس و نگهداری پست هوایی. ۱۳۹۰, توانیر.

۵۴. مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشار متوسط و فشار ضعیف نشریه شماره ۳۷۴. ۱۳۸۶, توانیر.

۵۵. استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع ۱۳۷۴, توانیر.

۵۶. استاندارد خطوط هوایی توزیع جلد دوم: استاندارد تیرهای بتنی مسلح و پیش تنیده ۱۳۷۶, توانیر.

۵۷. استاندارد خطوط هوایی توزیع جلد سوم: تیرهای چوبی و مشخصات کراس‌آرم‌های چوبی بکار رفته در شبکه توزیع ۱۳۷۶, توانیر

۵۸. دستورالعمل تعیین الزامات، معیارهای فنی و آزمون‌های پایه‌های کامپوزیتی. ۱۳۹۹, توانیر.

۵۹. حریم خطوط هوایی انتقال و توزیع نیروی برق. ۱۳۹۴, هیئت وزیران.

60. IEEE Std 1410™2010: IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines. 2010, IEEE.

61. Short, T.A., Electric power distribution handbook. 2003: CRC press.

62. Ametani, A. and T. Kawamura, A method of a lightning surge analysis recommended in Japan using EMTP. IEEE Transactions on Power Delivery, 2005. **20**(2): p. 867-875.

۶۳. توانیر, ش., مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشار متوسط و فشار ضعیف. ۱۳۸۶.

۶۴. نشریه شماره ۳۷۵: مشخصات فنی عمومی و اجرایی پست‌های توزیع هوایی و زمینی ۲۰ و ۳۳ کیلوولت. ۱۳۸۶, سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور

۶۵. دستورالعمل خازن‌گذاری در شبکه‌های توزیع برق. ۱۳۹۹, شرکت توانیر.

66. Wakileh, G.J., Power systems harmonics: fundamentals, analysis and filter design. 2019: Springer Nature.

۶۷. دستورالعمل اجرایی سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع ۱۳۹۳, توانیر.

۶۸. استاندارد انشعابات شبکه‌های توزیع - جلد اول: مبانی استاندارد انشعابات و جداول کاربردی. ۱۳۷۶, توانیر.

۶۹. پیش‌نویس الزامات و معیارهای نصب پست‌های هوایی تک‌پایه. توانیر.

70. Pansini, A.J., Electrical distribution engineering. 2020: River Publishers.

71. Sargent, A., et al., Estimation of diversity and kWHR-to-peak-kW factors from load research data. IEEE Transactions on Power Systems, 1994. **9**(3): p. 1450-1456.

72. IEC, IEC 61439-2 Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies. 2009.

۷۳. دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع. ۱۴۰۰, توانیر.

۷۴. استاندارد مناطق خاص شبکه‌های انتقال و توزیع نیروی برق کشور - فصل ششم - ترانسفورماتورهای قدرت و توزیع روغنی و تاثیرات شرایط محیطی بر آن‌ها در مناطق خاص. ۱۳۸۴, وزارت نیرو - سازمان توانیر

75. IEEE, IEEE Std C57.110™-2018: IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents. 2018.

۷۶. دستورالعمل الزامات پیاده سازی محاسبات الکتریکی شبکه‌های توزیع. ۱۳۹۹, توانیر.

77. Inagaki, K., et al., Amorphous transformer contributing to global environmental protection. Hitachi Review, 2011. **60**(5): p. 250-256.

78. IEC, IEC 62271-100: High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers. 2008.

79. IEC, IEC TS 60815 Standard: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions. 2008.

80. IEC, IEC 60282: High-Voltage Fuses. 2005.

۸۱. دستورالعمل واگذاری انشعاب هوایی مشترکین دیماندی در ولتاژ اولیه ۱۳۸۹, سازمان توانیر.

82. IEEE, IEEE Std. 142-2007 - IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. 2007.

۸۳. پیش نویس راهنمای برقراری و نصب شبکه‌های فشار ضعیف از نوع کابل خودنگهدار. توانیر.

۸۴. دستورالعمل تعیین مشخصات فنی و الزامات کابل خودنگهدار فشار ضعیف شش رشته سه فاز و فشار ضعیف تک فاز. توانیر.

۸۵. دستورالعمل تعیین الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های کابل‌های خودنگهدار فشار ضعیف سه‌فاز ۱۳۹۰, توانیر.

۸۶. دستورالعمل تعیین الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های کابل‌های خودنگهدار فشار ضعیف تکفاز. ۱۳۹۰, توانیر.

87. NS220: OVERHEAD DESIGN MANUAL. 2020, Ausgrid.

۸۸. دستورالعمل اجرایی نصب اسپیسرهای فازی فشار متوسط و فشار ضعیف. ۱۳۹۳, توانیر

۸۹. استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع ۱۳۷۵, توانیر.

90. IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) – Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV (Um = 7,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV). 2005, IEC.

۹۱. توانیر, ش., دستورالعمل اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق ایران ۱۴۰۰.

۹۲. نمازی, ا., راهکارهای راهبردی کاهش تلفات در شبکه‌های برق کشور. ۱۳۸۴: وزارت نیرو سازمان بهره‌وری انرژی ایران.

۹۳. گرامی‌مطلق, et al., پهنه بندی اقلیمی استان بوشهر. جامعه شناسی کاربردی, ۲۰۰۶. ۲۰(۱۹): p. ۱۸۷-۲۱۰.

94. Bollen, M.H., Understanding power quality problems, in Voltage sags and Interruptions. 2000, IEEE press Piscataway, NJ, USA.