



شرکت توانیر

معاونت هماهنگی توزیع

دفتر مهندسی و راهبری شبکه

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



کد سند: TAV-112-04/00

۱۴۰۰/۶/۶

تاریخ:

۱۴۰۰/۳۱۳/۱۸۳۶

شماره:

دارد

پیوست:



شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران
توانیر



بسمه تعالی



« قطعاً اسلام زنده به قیام حسین (ع) است »

(مقام معظم رهبری)

شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ
شرکت توزیع نیروی برق شهرستان مشهد
شرکت توزیع نیروی برق شهرستان اصفهان
شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان
شرکت توزیع نیروی برق استان تهران
شرکت توزیع نیروی برق شمال استان کرمان
شرکت توزیع نیروی برق جنوب استان کرمان
شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان رضوی
شرکت توزیع نیروی برق استان همدان
شرکت توزیع نیروی برق تبریز
شرکت توزیع نیروی برق استان آذربایجان شرقی
شرکت توزیع نیروی برق استان آذربایجان غربی
شرکت توزیع نیروی برق استان فارس
شرکت توزیع نیروی برق استان مازندران
شرکت توزیع نیروی برق استان البرز
شرکت توزیع نیروی برق استان اردبیل
شرکت توزیع نیروی برق استان مرکزی
شرکت توزیع نیروی برق استان یزد
شرکت توزیع نیروی برق استان زنجان
شرکت توزیع نیروی برق استان قزوین
شرکت توزیع نیروی برق استان قم
شرکت توزیع نیروی برق استان سمنان
شرکت توزیع نیروی برق اهواز
شرکت توزیع نیروی برق استان خوزستان
شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان شمالی
شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان جنوبی
شرکت توزیع نیروی برق استان لرستان
شرکت توزیع نیروی برق استان چهارمحال و بختیاری
شرکت توزیع نیروی برق استان هرمزگان
شرکت توزیع نیروی برق شیراز
شرکت توزیع نیروی برق استان کهگیلویه و بویراحمد

بسمه تعالی



« قطعاً اسلام زنده به قیام حسین (ع) است »

(مقام معظم رهبری)

شرکت توزیع نیروی برق استان سیستان و بلوچستان

شرکت توزیع نیروی برق استان گلستان

شرکت توزیع نیروی برق استان گیلان

شرکت توزیع نیروی برق غرب استان مازندران

شرکت توزیع نیروی برق استان کرمانشاه

شرکت توزیع نیروی برق استان کردستان

شرکت توزیع نیروی برق استان ایلام

شرکت توزیع نیروی برق استان بوشهر

موضوع: ابلاغ دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

باسلام و احترام؛

نظر به ضرورت یکپارچه سازی روند طراحی و انجام محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع «دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع» پس از برگزاری نشست های تخصصی کارگروه دستورالعمل های طراحی با حضور خبرگان صنعت و دانشگاه تهیه و تصویب شده و بدینوسیله به تمامی شرکتهای توزیع نیروی برق ایران جهت اجرا و بهره برداری ابلاغ می گردد. همچنین ضروری است تا اقدامات لازم در خصوص پیاده سازی این دستورالعمل منطبق با مفاد «دستورالعمل انتخاب و الزامات سامانه طراحی شبکه های توزیع»، موضوع نامه شماره ۹۹/۳۱۳/۴۴۲۷ مورخ ۹۹/۱۲/۲۶ انجام پذیرد.

امید است مجموعه تحت امر آن مدیریت عامل محترم با بکارگیری دستورالعمل فوق الاشاره در طراحی و احداث شبکه ای ایمن و پایدار گام مؤثری برداشته و با ارائه نقطه نظرات مکمل و کارآمد در جهت ارتقاء سند حاضر در آینده، همکاری مقتضی مبذول نمایند.

لازم به ذکر است نسخه الکترونیکی فایل دستورالعمل در بخش دستورالعمل های وبسایت دفتر مهندسی و راهبری شبکه شرکت توانیر به نشانی <http://www.tavanir.org.ir/dm/dmnezarat/> قابل دسترسی می باشد.

۱۴۰۰/۶/۶

تاریخ:

۱۴۰۰/۳۱۳/۱۸۳۶

شماره:

دارد

پیوست:



شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران

توانیر



بسمه تعالی



« قطعاً اسلام زنده به قیام حسین (ع) است »

ی

غلامعلی رخشانی مهر
معاون هماهنگی توزیع

رونوشت:

- جناب آقای مهندس متولی زاده رئیس محترم هیئت مدیره و مدیرعامل
- جناب آقای مهندس مدقق مدیرکل محترم دفتر هوشمندسازی و فناوری های نوین
- جناب آقای صادقیان رئیس گروه محترم راهبری و قابلیت اطمینان شبکه
- جناب آقای دکتر یاقوتی مدیرکل محترم دفتر مدیریت انرژی و برنامه ریزی امور مشتریان
- جناب آقای مهندس صمدی سرپرست محترم طرح کاهش تلفات
- جناب آقای مهندس داودی معاون محترم فنی و برنامه ریزی بودجه توزیع



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

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در 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-112-04-00	۱۴۰۰/۰۵/۳۱	-	--

تهیه کننده	تأیید کننده	تصویب کننده
کمیته تخصصی طراحی شبکه های توزیع	مدیرکل دفتر مهندسی و راهبری شبکه مسعود صادقی خمایی	معاون هماهنگی توزیع غلامعلی رخشانی مهر
امضاء:	امضاء:	امضاء:

<http://www.tavanir.org.ir/dm/dmnezarat/>

فهرست مطالب

صفحه	عنوان
۱	پیشگفتار.....
۲	۱- مقدمه.....
۲	۲- هدف و دامنه کاربرد.....
۳	۳- محدوده اجرا.....
۳	۴- مسئولیت نظارت و اجرا.....
۳	۵- تعاریف.....
۳	۵-۱- پستهای فوق توزیع.....
۳	۵-۲- سیستم توزیع.....
۳	۵-۳- شبکه فشار متوسط.....
۳	۵-۴- شبکه فشار ضعیف.....
۳	۵-۵- ترانسفورماتور عمومی.....
۳	۵-۶- ترانسفورماتور اختصاصی.....
۳	۵-۷- تابلوی فشار ضعیف.....
۳	۵-۸- فیدر.....
۴	۵-۹- خط سرویس.....
۴	۵-۱۰- مشترک.....
۴	۵-۱۱- رینگ.....
۴	۵-۱۲- تقاضا.....
۴	۵-۱۳- محدوده زمانی تقاضا.....
۴	۵-۱۴- پیک بار (حداکثر تقاضا).....
۴	۵-۱۵- ضریب بار.....

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
۵-۱۶- ضریب تقاضا.....	۴
۵-۱۷- ضریب همزمانی.....	۴
۵-۱۸- ضریب غیر همزمانی.....	۴
۵-۱۹- ضریب بهره برداری.....	۴
۵-۲۰- ضریب قدرت.....	۵
۵-۲۱- ظرفیت جریانی.....	۵
۵-۲۲- ظرفیت تصحیح شده هادی.....	۵
۵-۲۳- ضریب تصحیح بارگذاری هادی.....	۵
۵-۲۴- دیماند الکتریکی.....	۵
۵-۲۵- تراکم بار.....	۵
۵-۲۶- مصرف متوسط.....	۵
۵-۲۷- ضریب تلفات.....	۵
۵-۲۸- ثبات.....	۵
۵-۲۹- میزان بارگذاری نرمال ترانسفورماتور.....	۵
۵-۳۰- میزان بارگذاری کوتاه مدت اضطراری ترانسفورماتور.....	۵
۵-۳۱- میزان بارگذاری بلند مدت اضطراری ترانسفورماتور.....	۶
۵-۳۲- ظرفیت تصحیح شده ترانسفورماتور.....	۶
۵-۳۳- دمای محیط.....	۶
۵-۳۴- ضریب تصحیح ارتفاع (K_H)	۶
۵-۳۵- ضریب تصحیح دما (K_t)	۶
۵-۳۶- اعوجاج هارمونیک کل (THD) Total Harmonic Distortion.....	۶



فهرست مطالب

صفحه	عنوان
۶-۳۷-۵	ضریب هارمونیک (K).....
۶-۳۸-۵	ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی (K _{THD}).....
۶-۷	جدول راهنمای دستورالعمل.....
۱۲-۷	الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار متوسط.....
۱۲-۱-۷	مقدمه.....
۱۲-۲-۷	حداکثر توان انتقالی فیدرهای فشار متوسط.....
۱۲-۳-۷	حداکثر افت ولتاژ در نقاط تقاضا.....
۱۲-۴-۷	پیش بینی حداکثر توان پستهای فوق توزیع.....
۱۳-۵-۷	تعویض شاخه و بازیابی (Restoration) فیدر.....
۱۳-۶-۷	پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط.....
۱۳-۷-۷	معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار متوسط.....
۲۱-۸	الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی پستهای توزیع.....
۲۱-۱-۸	مقدمه.....
۲۱-۲-۸	بررسی ناحیه تحت پوشش پستهای موجود در زمان نیاز به پست جدید.....
۲۱-۳-۸	امکان انجام مانور و تعیین نقاط استقرار بهینه پستها و فیدرهای فشار ضعیف.....
۲۲-۴-۸	معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی پست های توزیع.....
۲۲-۵-۸	بارگذاری در پستهای توزیع هوایی و زمینی.....
۲۲-۱-۵-۸	شرایط استاندارد در بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع روغنی.....
۲۳-۲-۵-۸	ضرایب تصحیح برای تعیین Soperation.....
۲۴-۱-۲-۵-۸	ضریب تصحیح ارتفاع K _H
۲۴-۲-۲-۵-۸	ضریب تصحیح دما K _t

فهرست مطالب

صفحه	عنوان
۲۵	۸-۵-۳- ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی K_{THD}
۲۵	۸-۶- حداکثر ولتاژ شبکه در زمان بارگذاری ترانسفورماتور.....
۲۵	۸-۷- بارگذاری در ترانسفورماتورهای خشک.....
۲۶	۸-۸- کلاس حرارتی در پست های پیش ساخته.....
۲۷	۸-۹- اضافه بارگذاری مجاز پستهای توزیع بر اساس استاندارد IEC.....
۲۷	۸-۹-۱- تعیین درجه حرارت داخل ترانسفورماتور.....
۲۹	۸-۹-۲- تعیین درجه حرارت نقطه‌ی داغ سیم پیچی ترانسفورماتور در شرایط بار و دمای متغیر محیط.....
۳۲	۸-۹-۳- محاسبه نرخ پیری نسبی ترانسفورماتور.....
۳۳	۸-۹-۴- محاسبه عمر از دست رفته ترانسفورماتور.....
۳۴	۸-۹-۵- مثال کاربردی محاسبه و ارائه ی داده‌های اضافه بار.....
۳۶	۸-۱۰- محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور های توزیع.....
۳۷	۸-۱۰-۱- محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید.....
۳۷	۸-۱۰-۱-۱- در یک منطقه بدون مشترکین قبلی.....
۳۷	۸-۱۰-۱-۲- در یک منطقه با وجود مشترکین قبلی.....
۳۸	۸-۱۰-۱-۳- مشترک دیماندی (خصوصی).....
۴۰	۸-۱۰-۲- محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور موجود.....
۴۰	۸-۱۰-۲-۱- بهینه سازی و تقویت ترانسفورماتور موجود.....
۴۱	۸-۱۰-۲-۲- تقویت در مناطق دارای مشترکین قبلی.....
۴۳	۸-۱۰-۳- جابجایی ترانسفورماتور موجود.....
۴۳	۸-۱۱- کابل‌های ارتباطی ترانسفورماتور به تابلو و سائز تابلو.....



فهرست مطالب

صفحه	عنوان
۴۶	۹- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار ضعیف.....
۴۶	۹-۱- مقدمه.....
۴۶	۹-۲- توان انتقالی فیدرهای فشار ضعیف.....
۴۶	۹-۳- توان پست های توزیع.....
۴۶	۹-۴- حداکثر افت ولتاژ در محل تقاضا.....
۴۶	۹-۵- تعویض شاخه و بازیابی فیدر فشار ضعیف.....
۴۷	۹-۶- پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف.....
۴۷	۹-۷- معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار ضعیف.....
۵۷	۱۰- روشنایی معابر در شبکه های توزیع.....
۵۷	۱۱- محاسبات اقتصادی.....
۵۷	۱۱-۱- پارامترهای تاثیر گذار در محاسبات اقتصادی.....
۵۷	۱۱-۱-۱- نرخ تورم.....
۵۷	۱۱-۱-۲- نرخ بهره.....
۵۷	۱۱-۱-۳- استهلاك سرمایه.....
۵۸	۱۱-۲- مقایسه و انتخاب طرح ها بر اساس مدت زمان بازگشت سرمایه.....
۶۲	پیوست ۱ - عمده اهداف تهیه طرحها.....
۶۵	پیوست ۲- ماتریس طراحی عمده طرح های شبکه های توزیع.....
۷۱	پیوست ۳ - مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار متوسط هوایی.....
۷۸	پیوست ۴ - مثالهای کاربردی در محاسبات ظرفیت ترانسفورماتور.....
۹۱	پیوست ۵ - مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار ضعیف.....
۱۱۳	پیوست ۶ - نمودار برآورد مسافت بر اساس آمپر به ولت برای هادیهای شبکه فشار متوسط.....

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
پیوست ۷ - نمودار برآورد مسافت بر اساس آمپر برای هادیهای شبکه فشار ضعیف.....	۱۲۳
پیوست ۸ - برخی از جداول کاربردی در محاسبات الکتریکی.....	۱۳۲
پیوست ۹ - تأثیر هارمونیک جریانی بر ظرفیت کابل در سیستم های سه فاز متعادل.....	۱۵۴
پیوست ۱۰ - جداول حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی.....	۱۵۷
پیوست ۱۱ - جداول ارتفاع از سطح دریا و دما مناطق کشور.....	۱۶۵
پیوست ۱۲ - اینفوگرافیک محاسبات الکتریکی.....	۱۷۳
۱۲- مراجع.....	۱۷۵
۱۳-اعضاء تدوین کننده دستور العمل به ترتیب الفبا.....	۱۷۶

فهرست شکل‌ها

عنوان	صفحه
شکل ۱: روند نمای احداث فیدر جدید در شبکه فشار متوسط هوایی و زمینی.....	۱۷
شکل ۲: روند نمای احداث انشعاب جدید بر روی شبکه موجود.....	۱۸
شکل ۳: روند نمای بهینه سازی و افزایش ظرفیت شبکه در فشار متوسط هوایی و زمینی.....	۱۹
شکل ۴: آرایش شعاعی حلقه باز پست ها و فیدرهای فشار ضعیف.....	۲۲
شکل ۵: نمودار کلاس حرارتی پست پیش ساخته نوع خشک و روغنی.....	۲۶
شکل ۶: نمودار حرارتی ترانسفورماتور.....	۲۸
شکل ۷: نمودار تغییرات نرخ پیری عایق ترانسفورماتور برحسب دما.....	۳۲
شکل ۸: فلوچارت محاسبه‌ی اضافه بارگذاری بر روی ترانسفورماتور.....	۳۶
شکل ۹: روند نمای احداث پست های توزیع.....	۳۹
شکل ۱۰: روند نمای تقویت پست های توزیع.....	۴۲
شکل ۱۱: روند نمای احداث فیدر جدید در شبکه فشار ضعیف هوایی و زمینی.....	۵۳
شکل ۱۲: روند نمای احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود در شبکه های فشار ضعیف هوایی و زمینی ...	۵۴
شکل ۱۳: روند نمای افزایش مشترکین جدید بر روی شبکه موجود در شبکه های فشار ضعیف هوایی و زمینی ..	۵۵
شکل ۱۴: روند نمای پیش بینی نقاط مانوری یا تعادل بار در شبکه فشار ضعیف هوایی و زمینی.....	۵۶
شکل ۱۵: نمودار برآورد مسافت سیم فاکس.....	۱۱۵
شکل ۱۶: نمودار برآورد مسافت سیم مینک.....	۱۱۶
شکل ۱۷: نمودار برآورد مسافت سیم مینک روکشدار.....	۱۱۷
شکل ۱۸: نمودار برآورد مسافت سیم هاینا.....	۱۱۹
شکل ۱۹: نمودار برآورد مسافت سیم هاینا روکشدار.....	۱۲۰
شکل ۲۰: نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۱۲۰.....	۱۲۱
شکل ۲۱: نمودار برآورد مسافت سیم لینکس.....	۱۲۲
شکل ۲۲: نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۵۰.....	۱۲۴
شکل ۲۳: نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۹۵.....	۱۲۸
شکل ۲۴: نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۱۲۰.....	۱۳۰

فهرست جداول

عنوان	صفحه
جدول ۱: راهنمای دستورالعمل.....	۷
جدول ۲: پارامترهای ورودی و خروجی محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط.....	۱۴
جدول ۳: هادیهای و کابل‌های مورد استفاده در شبکه فشار متوسط.....	۲۰
جدول ۴: مشخصات هواکش مورد استفاده در پست های زمینی.....	۲۳
جدول ۵: مقادیر استاندارد و حداکثر ولتاژ مجاز در شبکه توزیع.....	۲۵
جدول ۶: محدودیت‌های توصیه شده جریانی و حرارتی بارگذاری بالاتر از مقادیر نامی.....	۲۹
جدول ۷: نرخ پیری نسبی به عنوان تابعی از درجه حرارت نقطه داغ سیم پیچی.....	۳۳
جدول ۸: پارامترهای نمونه مرتبط با مثال بند ۸-۹-۵.....	۳۵
جدول ۹: پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین جدید.....	۳۷
جدول ۱۰: پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین قبلی.....	۳۷
جدول ۱۱: اطلاعات ترانسفورماتورهای موجود منطقه.....	۴۰
جدول ۱۲: پارامترهای ورودی برای محاسبات تقویت ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر.....	۴۰
جدول ۱۳: پارامترهای ورودی برای محاسبات دارای مشترکین قبلی.....	۴۱
جدول ۱۴: محاسبه و گزینش کابل ارتباطی ترانس به تابلو.....	۴۴
جدول ۱۵: پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف.....	۴۸
جدول ۱۶- هادیهای مورد استفاده در شبکه های فشار ضعیف.....	۵۲
جدول ۱۷: مقایسه و انتخاب طرحها براساس مدت زمان بازگشت سرمایه.....	۵۸
جدول ۱۸: عمده اهداف تهیه طرحها.....	۶۳
جدول ۱۹: ماتریس طراحی عمده طرحهای شبکه های توزیع.....	۶۶
جدول ۲۰: پارامترهای ورودی برای محاسبات کاهش ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر.....	۱۱۱
جدول ۲۱: جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۵۰.....	۱۲۵
جدول ۲۲: جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۷۰.....	۱۲۷
جدول ۲۳: جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۹۵.....	۱۲۹
جدول ۲۴: جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار.....	۱۳۱
جدول ۲۵: ضریب تصحیح برای عمق دفن کابل (تا مرکز کابل یا مرکز گروه مثلی کابل) [۵].....	۱۳۳

فهرست جداول

عنوان	صفحه
جدول ۲۶: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب در زمین در دماهای مختلف (به جز کابل های PVC، با ولتاژ فاز به زمین ۶۰۰V) [۵].....	۱۳۴
جدول ۲۷: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب در زمین با آرایش های متفاوت (به جز کابل های PVC، با ولتاژ فاز به زمین ۶۰۰V) [۵].....	۱۳۷
جدول ۲۸: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب شده در زمین، کابل های تک رشته ای در مدارهای سه فاز دسته بندی شده (فاصله فازها Vcm) [۵].....	۱۴۰
جدول ۲۹: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های تک رشته ای، نصب شده در کنار هم در زمین (فاصله کابل ها از هم Vcm) [۵].....	۱۴۴
جدول ۳۰: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های سه رشته ای نصب شده در زمین (فاصله فازها Vcm) [۵].....	۱۴۶
جدول ۳۱: حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل های زره دار سیمی با عایق PVC و هادی آلومینیومی) برای سطح ولتاژ ۱/۰, ۶kV و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵].....	۱۴۸
جدول ۳۲: حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل های زره دار سیمی با عایق PVC و هادی مسی) برای سطح ولتاژ ۱/۰, ۶kV و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵].....	۱۴۸
جدول ۳۳: حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل های زره دار سیمی با عایق XLPE و هادی آلومینیومی) برای سطح ولتاژ ۱/۰, ۶kV و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵].....	۱۴۹
جدول ۳۴: حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل های زره دار سیمی با عایق XLPE و هادی مسی) برای سطح ولتاژ ۱/۰, ۶kV و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵].....	۱۴۹
جدول ۳۵: انتخاب سطح مقطع کابل انشعاب [۵].....	۱۵۰
جدول ۳۶: دمای محیط و زمین در مناطق مختلف [۵].....	۱۵۰
جدول ۳۷: ضرایب تصحیح دمای محیط [۵].....	۱۵۰
جدول ۳۸: مقاومت مخصوص حرارتی خاک [۵].....	۱۵۱
جدول ۳۹: ضریب تصحیح برای مقاومت حرارتی خاک (مقدار متوسط) برای کابل های کشیده شده به طور مستقیم در زمین [۵].....	۱۵۱
جدول ۴۰: ضریب تصحیح برای عمق دفن کابل (برای کابل های کشیده شده به طور مستقیم در زمین) [۵].....	۱۵۱
جدول ۴۱: ضریب تصحیح برای نصب گروه کابل های تک رشته در زمین [۵].....	۱۵۲
جدول ۴۲: ضریب تصحیح برای نصب گروه کابل های چند رشته در زمین (افقی) [۵].....	۱۵۲



فهرست جداول

عنوان	صفحه
جدول ۴۳: جدول جریان قابل حمل توسط کابل مسی PVC بدون زره با ولتاژ ۱/۰,۶ کیلو ولت [۵].....	۱۵۳
جدول ۴۴: جدول جریان قابل حمل توسط کابل آلومینیومی PVC بدون زره با ولتاژ ۱/۰,۶ کیلوولت [۵].....	۱۵۳
جدول ۴۵: ضریب کاهش جریانی هارمونیک در کابل های ۴ یا ۵ رشته ای.....	۱۵۶
جدول ۴۶: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی ترانسفورماتور در کنار تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف [۸].....	۱۵۸
جدول ۴۷: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی و دو ترانسفورماتور در کنار تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف [۸].....	۱۵۹
جدول ۴۸: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با ترانسفورماتور در طبقه همکف و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط.....	۱۶۰
جدول ۴۹: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با ترانسفورماتور در طبقه فوقانی و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط.....	۱۶۱
جدول ۵۰: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با دو ترانسفورماتور در طبقه همکف و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط.....	۱۶۲
جدول ۵۱: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با دو ترانسفورماتور در طبقه فوقانی و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط [۸].....	۱۶۳
جدول ۵۲: حداکثر بارگذاری ترانسفورماتور مورد استفاده در پست های رو زمینی ۰,۴/۳۳ کیلوولت [۸].....	۱۶۴
جدول ۵۳: اطلاعات محیطی ایستگاه های سینوپتیک [۱].....	۱۶۶
جدول ۵۴: اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی [۱].....	۱۶۹

پیشگفتار

با توجه به ضرورت یکپارچه سازی روند طراحی و رعایت نکات فنی در تهیه طرح و سامانه های طراحی شبکه های توزیع، در سطح کشور، معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر اقدام به ابلاغ ماموریت ویژه به شرکت توزیع نیروی برق استان گیلان برای تدوین دستورالعمل های طراحی شبکه های توزیع نمود.

شرکت توزیع با همکاری شرکت مهندسين مشاور دانشمند و راهبري حوزه معاونت مهندسي دفتر مهندسي و راهبري شبکه شرکت توانیر، و با توجه به اهمیت تعیین چارچوبی برای الزامات و زیر ساخت های اطلاعاتی مورد نیاز جهت انجام محاسبات الکتریکی شبکه های توزیع، اقدام به تدوین " دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع " نمود.

دستورالعمل در نشت های تخصصی کارگروه دستورالعمل های طراحی شرکت توانیر بررسی و در " کمیته تخصصی طراحی شبکه های توزیع برق " با حضور خبرگان صنعت برق و دانشگاه کشور با محوریت شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان مطرح، و پس از بررسی مورد تصویب قرار گرفت.

۱- مقدمه

در طراحی شبکه‌های توزیع محاسبات الکتریکی برای پوشش نیازهای فعلی و آتی شبکه به کار برده می شود، به نحوی که طراح در محاسبات الکتریکی سیستم توزیع از یک سو به عوامل مربوط به رشد بار، توزیع مکانی نقاط مصرف، زمانبندی مصرف و نوع مصرف باید توجه نماید و از طرف دیگر عوامل فنی مانند محل و ظرفیت پست های فوق توزیع، مقادیر نامی بار گذاری خطوط فشار متوسط و ضعیف، ظرفیت ترانسفورماتورها، سطوح ولتاژ و افت ولتاژ مجاز، قابلیت اطمینان سیستم، تداوم سرویس دهی، امنیت و قابلیت دسترسی به سیستم و... را باید در نظر بگیرد و برای تضمین اجرای آن پارامترهای اقتصادی مانند قیمت تجهیزات، هزینه‌های تلفات انرژی و همچنین نرخ تورم و نظایر آن را نیز در نظر داشته باشد.

شبکه‌های توزیع باید سرویس دهی را با کمترین میزان تلفات، انرژی توزیع نشده، خاموشی و تغییرات ولتاژ انجام دهد، و در صورت بروز خاموشی آن را بتوان در حد ممکن کوتاه نمود و بر تعداد کمی از مصرف کنندگان تأثیر داشته باشد. انعطاف پذیری شبکه‌های طراحی شده باید طوری باشد که بتواند با کمترین اصلاح و هزینه با تغییرات مشخصه‌های زمانی و مکانی بار هماهنگ شود. این انعطاف پذیری اجازه می‌دهد تا ظرفیت سیستم، به مقدار واقعی بار مورد نیاز نزدیک شده و در نتیجه بهترین استفاده از سرمایه گذاری در شبکه‌های توزیع به عمل آید.

۲- هدف و دامنه کاربرد

هدف:

با توجه به وجود استانداردها و نرم‌افزارهای محاسباتی برای انجام محاسبات الکتریکی شبکه‌های توزیع، در این دستورالعمل هدف :

- تعیین الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

می‌باشد و از ذکر فرمول و روش های محاسباتی که در استانداردهای وزارت نیرو (شرکت توانیر) و سازمان برنامه و بودجه کشور به صورت معمول و بدیهی وجود دارد، خودداری شده (مگر در موارد خاص)، تا به عنوان دستورالعمل مرجع برای تعیین الزامات محاسبات الکتریکی در شرکت‌های توزیع نیروی برق مورد استفاده قرار گیرد.

دامنه کاربرد:

این دستورالعمل موارد ذیل را تحت پوشش قرار داده است:

- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار متوسط
- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی پست های توزیع
- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار ضعیف

توضیح: برای حفاظت فنی شبکه های توزیع دستورالعمل شماره TAV-111-02/00 و برای مطالعات شبکه های توزیع دستورالعمل شماره TAV-111-03/00 توسط دفتر مهندسی و راهبری شبکه شرکت توانیر ابلاغ شده است.

۳- محدوده اجرا

محدوده اجرای این دستورالعمل معاونت هماهنگی توزیع و شرکت‌های توزیع نیروی برق کشور می‌باشد.

۴- مسئولیت نظارت و اجرا

مسئولیت اجرای مفاد این دستورالعمل به عهده مدیران عامل شرکت‌های توزیع نیروی برق بوده و نظارت عالیه بر حسن اجرای آن برعهده دفتر مهندسی و راهبری شبکه معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر می‌باشد.

۵- تعاریف

۱-۵- پست‌های فوق توزیع

پست فوق توزیع وظیفه تامین انرژی ناحیه تحت پوشش خود در شبکه فشار متوسط را دارد و برای این کار ولتاژ فوق توزیع را به ولتاژ فشار متوسط تبدیل می‌نماید

۲-۵- سیستم توزیع

سیستم توزیع شامل شبکه‌های فشار متوسط، ترانسفورماتور توزیع و تجهیزات جانبی، شبکه‌های فشار ضعیف و اتصالات سرویس مصرف کنندگان می‌باشد.

۳-۵- شبکه فشار متوسط

به کلیه خطوط هوایی یا زمینی برای توزیع نیرو از پستهای فوق توزیع تا پست‌های توزیع گفته می‌شود.

۴-۵- شبکه فشار ضعیف

به کلیه خطوط هوایی یا زمینی و سایر تأسیساتی گفته می‌شود که برای توزیع نیرو از پست‌های عمومی توزیع در معابر و گذرگاه‌های عمومی دایر، و معمولاً از طریق جعبه انشعاب و خطوط سرویس یا به طور مستقیم به مشترکین برق رسانی می‌نمایند.

۵-۵- ترانسفورماتور عمومی

به ترانسفورماتوری اطلاق می‌شود که قبل از آن کنتور جهت اندازه گیری انرژی مصرفی مشترک موجود نباشد.

۶-۵- ترانسفورماتور اختصاصی

به ترانسفورماتوری اطلاق می‌شود که قبل از آن کنتور جهت اندازه گیری انرژی مصرفی مشترک موجود باشد.

۷-۵- تابلوی فشار ضعیف

به تابلویی اطلاق می‌شود که لزوماً دارای یک دستگاه کلید کل فشار ضعیف جهت قطع و وصل جریان برق باشد.

۸-۵- فیدر

مطابق با تعریف آیین نامه تکمیلی تعرفه‌های برق، فیدر عبارت است از مجموعه‌ای از هادی‌ها و وسایل قطع و وصل با ولتاژ اسمی معین که برای دریافت برق از بالادست سیستم برق رسانی، و تحویل آن به پایین دست سیستم تعبیه می‌گردد.

۹-۵- خط سرویس

بخشی از خطوط نیرو رسانی که شبکه فشار ضعیف عمومی یا پست توزیع عمومی را به نقطه تحویل متصل می‌کند.

۱۰-۵- مشترک

شخص حقیقی یا حقوقی که انشعاب یا انشعاب‌های مورد تقاضای وی بر طبق مقررات برقرار شده باشد.

۱۱-۵- رینگ

به مداری گفته میشود که از یک شینه آغاز می‌گردد و پس از متصل کردن چند شینه به یکدیگر به همان نقطه شروع بر می‌گردد.

۱۲-۵- تقاضا

تقاضای یک مصرف کننده و یا یک سیستم عبارتست از مقدار متوسط باری که در یک محدوده زمانی مشخص از زمان، دریافت می‌کند.

۱۳-۵- محدوده زمانی تقاضا

مدت زمانی است که برای تعیین تقاضا، متوسط بار مصرفی را در آن زمان، محاسبه می‌کنیم.

۱۴-۵- پیک بار (حداکثر تقاضا)

بار واقعی با تقاضای توان الکتریکی در یک دوره زمانی ساعت به ساعت تغییر می‌کند، ولی در یک نقطه به حداکثر مقدار خود می‌رسد که آن را تقاضای حداکثر می‌نامند.

۱۵-۵- ضریب بار

نسبت متوسط مصرف برای یک مصرف کننده خاص یا یک منطقه در پریود زمانی مشخص، به مصرف ماکزیمم آن مصرف کننده یا منطقه، ضریب بار نامیده میشود.

۱۶-۵- ضریب تقاضا

نسبت تقاضای حداکثر به کل بار متصل شده را ضریب تقاضا می‌نامند.

۱۷-۵- ضریب همزمانی

ضریب همزمانی از حاصل تقسیم حداکثر مصرف همزمان به حداکثر قدرت خریداری شده به دست می‌آید.

۱۸-۵- ضریب غیر همزمانی

نسبت بین مجموع تقاضاهای حداکثر به تقاضای حداکثر کل بارها را ضریب غیر همزمانی گویند.

۱۹-۵- ضریب بهره برداری

نسبت توان مصرفی حداکثر یک سیستم به توان نامی آن را ضریب بهره برداری گویند.

۲۰-۵- ضریب قدرت

نسبت توان اکتیو به توان ظاهری را ضریب قدرت می نامند.

۲۱-۵- ظرفیت جریانی

حداکثری جریانی است که هادی می‌تواند بدون آسیب دیدن در شرایط معینی از خود عبور دهد.

۲۲-۵- ظرفیت تصحیح شده هادی

حاصل ضرب جریان نامی مجاز هادی در ضرایب تصحیح، ظرفیت تصحیح شده هادی نامیده می‌شود.

۲۳-۵- ضریب تصحیح بارگذاری هادی

ضریب تاثیر ناشی از دمای محیط، نوع نصب (هوایی یا زمینی) و شرایط نصب برای تعیین بار گذاری بر روی هادی‌ها را، ضریب تصحیح بارگذاری گویند.

۲۴-۵- دیماند الکتریکی

مقدار متوسط باری که یک مصرف کننده یا سیستم در محدوده مشخصی از زمان دریافت می‌کند.

۲۵-۵- تراکم بار

متوسط بار مصرفی در هر متر مربع را تراکم بار می‌گویند.

۲۶-۵- مصرف متوسط

میزان انرژی مصرف شده در یک محدوده زمانی تقسیم بر آن محدوده زمانی را مصرف متوسط گویند.

۲۷-۵- ضریب تلفات

نسبت متوسط تلفات به تلفات سیستم در پیک بار را طی یک محدوده مشخص از زمان ضریب تلفات گویند.

۲۸-۵- ثبات

وسیله الکترونیکی است که وظیفه ثبت و ضبط اطلاعات الکتریکی شامل ولتاژ، جریان، توان‌های اکتیو، راکتیو و ... را در بازه‌های زمانی معین بر عهده دارد.

۲۹-۵- میزان بارگذاری نرمال ترانسفورماتور

میزان بارگذاری برای ترانسفورماتور نرمال تلقی می‌گردد، که با در نظر گرفتن شرایط محیطی نظیر درجه حرارت محیط و ارتفاع از سطح دریا، عمر عایق ترانسفورماتور تغییر نکرده و دمای هسته و سیم پیچ ترانسفورماتور از مقدار مجاز تجاوز نکند.

۳۰-۵- میزان بارگذاری کوتاه مدت اضطراری ترانسفورماتور

اضافه بارگیری شدید از ترانسفورماتور در شرایط کوتاه مدت (کمتر از ۳۰ دقیقه) به دلیل وقوع حوادثی در شبکه که شرایط بارگیری عادی را مختل کرده است.

۳۱-۵- میزان بارگذاری بلند مدت اضطراری ترانسفورماتور

اضافه بارگیری از ترانسفورماتور در اثر خروج ترانسفورماتورهای دیگر شبکه، که امکان وصل مجدد آنها پیش از رسیدن درجه حرارت به حالت پایدار وجود ندارد.

۳۲-۵- ظرفیت تصحیح شده ترانسفورماتور

حاصل ضرب ظرفیت نامی یک ترانسفورماتور در ضرایب تصحیح، ظرفیت تصحیح شده ترانسفورماتور نامیده می شود.

۳۳-۵- دمای محیط

این دما، دمایی است که ترانسفورماتور در آن مورد بهره برداری قرار می گیرد. در ترانسفورماتورهایی که در فضای باز نصب می گردند، این دما توسط سازمان هواشناسی اعلام می گردد و در ترانسفورماتورهای که در فضای بسته نصب می شوند (پست‌های رو زمینی و زیرزمینی)، این دما، دمای فضای بسته می باشد.

۳۴-۵- ضریب تصحیح ارتفاع (K_H)

در صورتی که ارتفاع نصب ترانسفورماتور (H) بیشتر از شرایط طراحی اولیه آن باشد (بالتر از ۱۰۰۰ متر)، بارگذاری ترانسفورماتور در آن ارتفاع متناسب با این ضریب کاهش می یابد. این ضریب در ارتفاع پایین تر از ۱۰۰۰ متر، یک می باشد.

۳۵-۵- ضریب تصحیح دما (K_t)

در صورتی که متوسط دمای محیط بهره برداری ترانسفورماتور در یک ماه بیشتر از ۳۰ درجه سانتی‌گراد باشد، بارگذاری از ترانسفورماتور در آن دما متناسب با این ضریب کاهش می یابد. این ضریب در دمای پایین تر از ۳۰ درجه سانتی‌گراد، یک می باشد.

۳۶-۵- اعوجاج هارمونیک کل ($Total Harmonic Distortion (THD)$)

یک پارامتر کیفی و نمایانگر آن است که یک شکل موج یا سیگنال تا چه حد منطبق با شکل موج سینوسی می باشد.

۳۷-۵- ضریب هارمونیک (K)

در صورتی که THD جریان شبکه در محدوده مجاز نباشد (بالاتر از ۵ درصد)، این ضریب بیانگر آلودگی هارمونیک شبکه می باشد که ضمن اشغال ظرفیت ترانسفورماتور، موجب افزایش تلفات فوکو در ترانسفورماتور می گردد.

۳۸-۵- ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیک (K_{THD})

در صورتی که THD جریان شبکه در محدوده مجاز نباشد (بالاتر از ۵ درصد)، این ضریب به عنوان ضریب تصحیح در خصوص کاهش بارگذاری از ترانسفورماتور تعریف می شود. این ضریب در شبکه ای که هارمونیک جریان در محدوده مجاز بوده برابر با یک می باشد.

۶- جدول راهنمای دستورالعمل

جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
۱	تعاریف	تعاریف	۵	۱-۵ تا ۳۸-۵	۳-۶
۲	الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار متوسط	حداکثر توان انتقالی فیدرهای فشار متوسط	۷	۲-۷	۱۲
		حداکثر افت ولتاژ در نقاط تقاضا		۳-۷	۱۲
		پیش بینی حداکثر توان پستهای فوق توزیع		۴-۷	۱۲
		تعویض شاخه و بازایی (Restoration) فیدر		۵-۷	۱۳
		پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط		۶-۷	۱۳
		معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار متوسط		۷-۷	۱۳
۳	الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی پستهای توزیع	بررسی ناحیه تحت پوشش پستهای موجود در زمان نیاز به پست جدید	۸	۲-۸	۲۱
		امکان انجام مانور و تعیین نقاط استقرار بهینه پستها و فیدرهای فشار ضعیف		۳-۸	۲۱
		معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی پست های توزیع		۴-۸	۲۲
		بارگذاری در پستهای توزیع هوایی و زمینی		۵-۸	۲۲
		شرایط استاندارد در بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع روغنی		۱-۵-۸	۲۲
		ضرایب تصحیح برای تعیین <i>soperation</i>		۲-۵-۸	۲۳
		ضریب تصحیح ارتفاع K_{HF}		۱-۲-۵-۸	۲۴
		ضریب تصحیح دما K_t		۲-۲-۵-۸	۲۴
		ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیک K_{THD}		۳-۲-۵-۸	۲۵
		حداکثر ولتاژ شبکه در زمان بارگذاری ترانسفورماتور		۶-۸	۲۵
		بارگذاری در ترانسفورماتورهای خشک		۷-۸	۲۵
		کلاس حرارتی در پست های پیش ساخته		۸-۸	۲۶
		اضافه بارگذاری مجاز پستهای توزیع بر اساس استاندارد <i>IEC</i>		۹-۸	۲۷
		تعیین درجه حرارت داخل ترانسفورماتور		۱-۹-۸	۲۷
		تعیین درجه حرارت نقطه ی داغ سیم پیچی ترانسفورماتور در شرایط بار و دمای متغیر محیط		۲-۹-۸	۲۹
		تعریف پارامترهای فرمول های حرارتی ترانسفورماتور		۱-۲-۹-۸	۳۰

ادامه جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
۳	<u>الزامات</u> <u>محاسبات</u> <u>الکتریکی در</u> <u>طراحی پستهای</u> <u>توزیع</u>	محاسبه ثابت زمانی حرارتی سیم پیچی ترانسفورماتور	۸	۲-۲-۹-۸	۳۱
		محاسبه ثابت زمانی حرارتی روغن ترانسفورماتور		۳-۲-۹-۸	۳۱
		محاسبه نرخ پیری نسبی ترانسفورماتور		۳-۹-۸	۳۲
		محاسبه عمر از دست رفته ترانسفورماتور		۴-۹-۸	۳۳
		مثال کاربردی محاسبه و ارائه ی داده های اضافه بار		۵-۹-۸	۳۴
		محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور های توزیع		۱۰-۸	۳۷
		محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید (در یک منطقه بدون مشترکین قبلی)		۱-۱-۱۰-۸	۳۷
		محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید (در یک منطقه با وجود مشترکین قبلی)		۲-۱-۱۰-۸	۳۷
		محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید مشترک دیماندی (خصوصی)		۳-۱-۱۰-۸	۳۸
		محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور موجود		۲-۱۰-۸	۴۰
		محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور (بهینه سازی و تقویت ترانسفورماتور موجود)		۱-۲-۱۰-۸	۴۰
		محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور (در مناطق دارای مشترکین قبلی)		۲-۲-۱۰-۸	۴۱
		جابجایی ترانسفورماتور موجود		۳-۱۰-۸	۴۳
		کابلهای ارتباطی ترانسفورماتور به تابلو و سائز تابلو		۱۱-۸	۴۳
۴	<u>الزامات</u> <u>محاسبات</u> <u>الکتریکی در</u> <u>طراحی شبکه</u> <u>فشار ضعیف</u>	توان انتقالی فیدرهای فشار ضعیف	۹	۲-۹	۴۶
		توان پست های توزیع		۳-۹	۴۶
		حداکثر افت ولتاژ در محل تقاضا		۴-۹	۴۶
		تعویض شاخه و باز یابی فیدر فشار ضعیف		۵-۹	۴۶
		پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فشار ضعیف		۶-۹	۴۷
		معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار ضعیف		۷-۹	۴۷
۵	<u>روشنایی معابر</u> <u>در شبکه های</u> <u>توزیع</u>	روشنایی معابر در شبکه های توزیع	۱۰	—	۵۷

ادامه جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
۶	<u>محاسبات اقتصادی</u>	پارامترهای تأثیر گذار در محاسبات اقتصادی	۱۱	۱-۱۱	۵۷
		نرخ تورم		۱-۱-۱۱	۵۷
		نرخ بهره		۲-۱-۱۱	۵۷
		استهلاک سرمایه		۳-۱-۱۱	۵۷
		مقایسه و انتخاب طرح ها بر اساس مدت زمان بازگشت سرمایه		۲-۱۱	۵۸
۷	<u>عمده اهداف تهیه طرحها</u>	گزینه های طراحی متناسب با اهداف تهیه طرح	پیوست ۱	-	۶۲
۸	<u>ماتریس طراحی عمده طرحهای شبکه توزیع</u>	اطلاعات و محاسبات مورد نیاز در انواع مختلف طرح های توزیع	پیوست ۲	-	۶۵
۹	<u>مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار متوسط هوایی</u>	محاسبات طرح برقرسانی با احداث فیدر به متقاضی جدید	پیوست ۳	-	۷۲
		احداث انشعاب جدید بر روی شبکه موجود جهت تغذیه متقاضی جدید		-	۷۴
		بهینه سازی و افزایش ظرفیت شبکه موجود		-	۷۶
۱۰	<u>مثالهای کاربردی در محاسبات ظرفیت ترانسفورماتور</u>	محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید (برقرسانی در یک منطقه بدون مشترکین قبلی)	پیوست ۴	-	۷۹
		محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید (با مشترکین موجود و متقاضیان جدید)		-	۸۰
		محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور موجود (بهینه سازی و تقویت ترانسفورماتور موجود)		-	۸۲
		محاسبه جابجایی و تقویت ترانسفورماتور موجود و بهینه سازی شبکه فشار ضعیف		-	۸۴
		محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید (مشترک دیماندی (خصوصی))		-	۹۰
۱۱	<u>مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار ضعیف</u>	احداث فیدر جدید (مشترکین جدید)	پیوست ۵	-	۹۲
		احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود		-	۹۶
		افزایش مشترکین بر روی شبکه موجود		-	۱۰۰
		بهینه سازی فیدرهای موجود شبکه فشار ضعیف		-	۱۰۵

ادامه جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
۱۲	<u>نمودار برآورد</u> <u>مسافت بر اساس</u> <u>آمپر به ولت برای</u> <u>هادیهای شبکه</u> <u>فشار متوسط</u>	سیم فاکس (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)	پیوست ۶	-	۱۱۵
		سیم فاکس (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۱۶
		سیم مینک (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۱۷
		سیم مینک (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۱۸
		سیم مینک روکشدار (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۱۹
		سیم مینک روکشدار (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۲۰
		کابل خودنگهدار ۷۰ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۲۱
		کابل خودنگهدار ۷۰ (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۲۲
		سیم هاین (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۲۳
		سیم هاین (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۲۴
		کابل خودنگهدار ۱۲۰ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۲۵
		کابل خودنگهدار ۱۲۰ (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۲۶
۱۳	<u>نمودار برآورد</u> <u>مسافت بر اساس</u> <u>آمپر برای</u> <u>هادیهای شبکه</u> <u>فشار ضعیف</u>	سیم لینکس (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)	پیوست ۷	-	۱۲۷
		سیم لینکس (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۲۸
		کابل خودنگهدار ۵۰ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۲۹
		کابل خودنگهدار ۵۰ (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۳۰
		جدول شماره ۲۰ : جدول تلفات بر حسب کیلووات و بر اساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۵۰		-	۱۳۱
		کابل خودنگهدار ۷۰ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۳۲
		کابل خودنگهدار ۷۰ (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۳۳
		جدول شماره ۲۱ : جدول تلفات بر حسب کیلووات و بر اساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۷۰		-	۱۳۴
		کابل خودنگهدار ۹۵ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۳۵
		کابل خودنگهدار ۹۵ (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۳۶
		جدول شماره ۲۲ : جدول تلفات بر حسب کیلووات و بر اساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۹۵		-	۱۳۷
		کابل خودنگهدار ۱۲۰ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		-	۱۳۸
		کابل خودنگهدار ۱۲۰ (بار متمرکز در انتهای خط)		-	۱۳۹
		جدول شماره ۲۳ : جدول تلفات بر حسب کیلووات و بر اساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۱۲۰		-	۱۴۰

ادامه جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
۱۴	<u>برخی از جداول کاربردی در محاسبات الکتریکی</u>	برخی جداول مورد استفاده در محاسبات الکتریکی	پیوست ۸	—	۱۳۲
۱۵	<u>تأثیر هارمونیک جریان در ظرفیت کابل در سیستم های سه فاز متعادل</u>	محاسبه ظرفیت کابل با در نظر گرفتن تأثیر هارمونیک	پیوست ۹	—	۱۵۴
۱۶	<u>جداول حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی</u>	راهنمای بارگیری نرمال از پست های زمینی	پیوست ۱۰	—	۱۵۷
۱۷	<u>جداول ارتفاع از سطح دریا و دمای مناطق کشور</u>	استخراج ضرایب تصحیح برای تعیین ظرفیت ترانسفورماتور	پیوست ۱۱	—	۱۶۵
۱۸	<u>اینفو گرافیک محاسبات الکتریکی</u>	اینفوگرافیک دستورالعمل	پیوست ۱۲	—	۱۷۳

۷- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار متوسط

۷-۱- مقدمه

در این بخش هدف تعیین الزامات محاسبات الکتریکی شبکه فشار متوسط می باشد. شبکه های فشار متوسط بعنوان اساسی ترین زیرساخت در شبکه های توزیع برای برق رسانی به مشترکین می باشد و طراحی مطلوب آن سبب پایداری شبکه و پوشش توسعه های آتی، قابلیت مانور و قابلیت اطمینان می گردد. در این بخش برای طراحان پارامترهای ورودی و خروجی مورد انتظار در طراحی شبکه های فشار متوسط تعیین شده تا ساختار یکپارچه برای محاسبات ایجاد گردد. در ادامه نکات لازم و پارامترهای ورودی و خروجی مورد نیاز در طراحی شبکه فشار متوسط آورده شده است.

۷-۲- حداکثر توان انتقالی فیدرهای فشار متوسط

حداکثر توان انتقالی توسط هر فیدر به صورت حداکثر KW مجاز آن مقدار معینی است. پس در زمان تهیه طرح اولیه بایستی تقاضا و نیازهای رشد آتی در منطقه بر اساس توسعه های کوتاه مدت و بلند مدت مورد بررسی قرار گیرد و سپس میزان توان انتقالی هر فیدر فشار متوسط با انجام محاسبات تعیین، و هادی مورد نیاز برای آن تعیین گردد. لازم به توضیح است در زمان تعیین نوع هادی بایستی ملاحظات اقتصادی در نظر گرفته شود و چنانچه رشد های آتی در زمان کوتاهی رخ میدهد از ابتدا تجهیزات مورد نیاز تعیین و نصب گردد.

۷-۳- حداکثر افت ولتاژ در نقاط تقاضا

اگر طول شبکه فشار متوسط از حد معینی بیشتر شود، افت ولتاژ در نقاط تقاضا از حد مجاز بالاتر می رود، پس باید محدودیت افت ولتاژ نیز در زمان تخصیص بار تقاضا شده و یا طراحی شبکه در نظر گرفته شود. مقدار حداکثر افت ولتاژ مجاز فشار متوسط ۴ درصد توصیه می گردد ولی ملاک اصلی تعیین حداکثر افت ولتاژ مجاز، افت ولتاژ مجاز در محل تحویل انرژی به مشترک است که با توجه به آیین نامه تعرفه های برق مشخص می گردد.

۷-۴- پیش بینی حداکثر توان پست های فوق توزیع

در زمان تخصیص بار توسط پست های فوق توزیع برای فیدر جدید باید تعداد فیدرهای در حال بهره برداری از آن پست فوق توزیع نیز بررسی و حداکثر بار آن طی دوره زمانی پیک گذشته و میزان رشد بار آتی و میزان انشعاب فروخته شده روی فیدر در نظر گرفته شود. توضیح اینکه در برخی فیدرها میزان دیمانده فروخته شده در حد تکمیل ظرفیت فیدر بوده ولی بدلیل غیر فعال بودن مشترکین بار فیدر در حد پائینی می باشد و در صورت فعالیت مجدد مشترک در حد دیمانده خریداری شده، در صورتیکه بخشی از ظرفیت فیدر توسط مشترک دیگری اشغال شده باشد، ظرفیت فیدر و زیر ساخت پست های فوق توزیع جوابگو نمی باشد و چالش های خاصی را ایجاد می نماید. پس باید به این موضوع توجه ویژه شود و در صورت استفاده از ظرفیت فیدر با مشترک اصلی هماهنگی لازم بعمل آید.

۷-۵- تعویض شاخه و بازیابی (Restoration) فیدر

از نکات مهم در تامین برق پایدار و سرویس دهی مناسب به مشترکین استفاده مطلوب از ظرفیت شبکه های همجوار برای بازیابی در شرایط اضطرار می باشد. به همین منظور باید در انجام محاسبات شرایط به نحوی با فیدرهای مجاور در نظر گرفته شود که با تعویض مسیر فیدرها و انتقال بار آنها بتوان خاموشی و انرژی توزیع نشده را به حداقل مقدار ممکن رساند. پس در زمان محاسبات با بررسی بارهای حساس در منطقه باید برای برون رفت از شرایط اضطرار نحوه ترکیب بهینه فیدرهای همجوار را شناسایی و با نصب تجهیزات مانوری نسبت به تعیین ناحیه سرویس دهی بهینه بین فیدرها اقدام نمود. لازم به ذکر است که در طراحی فیدرها با توجه به اهمیت بارهای موجود در محدوده فیدرهای همجوار و همچنین احتمال وقوع رشدهای ناگهانی آنها، نیاز است نسبت به ایجاد ظرفیت های اضطراری با در نظر گرفتن هزینه فایده و ملاحظات فنی اقدام گردد.

۷-۶- پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط

به منظور یکپارچه سازی روند محاسبات فیدرهای فشار متوسط نیاز است، پارامترهای مورد نیاز به عنوان ورودی و خروجی محاسبات به تناسب نوع طرح تعیین و نسبت به طراحی شبکه اقدام گردد. در جدول ۲ ملاحظات لازم طراحی و بعد از آن روند نماهای طراحی و همچنین در جدول ۳ انواع هادی ها و کابل های مورد استفاده در این نوع شبکه به همراه محل کاربرد آنها آورده شده است. لازم به توضیح است که در پیوست ۷ نمودارهای مسافت جریان برای تعدادی از هادی های فشار متوسط ارائه شده است.

۷-۷- معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار متوسط

معیار های ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار متوسط ، رعایت محدودیتهای ذیل شامل:

- حداکثر افت ولتاژ شبکه
 - تحمل جریان اتصال کوتاه هادی
 - حداکثر جریان هادی
- در طول کل شبکه می باشد. لازم به ذکر است جریان مجاز هر هادی حاصل ضرب جریان مجاز نامی هادی در ضرایب تصحیح شرایط محیطی شبکه می باشد، که باید رعایت شود.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۲: پارامترهای ورودی و خروجی محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط

ردیف	عنوان طرح	ورودی‌ها	هوایی	زمینی	خروجی‌ها
۱	احداث فیدر جدید	بررسی پست‌های فوق توزیع بالادستی	*	*	-تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه
۲		فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست فوق توزیع (طول خط)	*	*	-انتخاب ساینز هادی
۳		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	-تعیین جریان هادی
۴		ضریب همزمانی مشترکین دیماندی ^۲	*	*	-تعیین جریان ابتدای فیدر
۵		ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط ^۳	*	*	-تعیین تلفات توان شبکه
۶		سطح اتصال کوتاه ابتدای فیدر (برای کابل‌ها مقادیر ماکزیمم و مینیمم انتهایی)	*	*	-تعیین سطح اتصال کوتاه
۷		انتخاب نوع هادی، آرایش شبکه، ظرفیت جریان دهی آنها و تعیین افت ولتاژ مجاز	*	*	-تعیین نقاط مانور با شبکه‌های مجاور در صورت امکان
۸		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله در صورت انتخاب کابل بعنوان هادی شبکه)	-	*	-پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی ^۱
۹		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح ^۴ با توجه به شرایط مختلف محیطی	-	*	-تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار
۱۰		بررسی امکان ایجاد قابلیت مانور	*	*	-تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود

۱ : مباحث حفاظت و قطع کننده‌ها در دستورالعمل حفاظت فنی شبکه‌های توزیع که توسط دفتر مهندسی و راهبری شبکه شرکت توانیر تدوین شده، مطرح گردیده و برای پیش بینی تجهیزات باید از آن دستورالعمل استفاده گردد.

۲ : طبق آیین نامه تعرفه های برق توانیر ضریب همزمانی^۵، در نظر گرفته میشود . البته لازم به ذکر است اگر ضریب همزمانی توسط شرکت توزیع محاسبه شده باشد، باید براساس ضریب بدست آمده محاسبات انجام داد.

۳ : در بعضی موارد به دلیل طول و یا بار زیاد شبکه فوق توزیع ممکن است ولتاژ خروجی پست فوق توزیع ولتاژ نامی نباشد.

۴ : ضرایب تصحیح کابل‌ها شامل دما، همجواری و مقاومت حرارتی خاک می باشد که بایستی در زمان طراحی در نظر گرفته شود.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲: پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط

ردیف	عنوان طرح	ورودی‌ها	هوایی	زمینی	خروجی‌ها
۱	احداث انشعاب جدید بر روی شبکه موجود	بررسی پست‌های فوق توزیع بالادستی	*	*	- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه
۲		بررسی میزان بار فیدر، ظرفیت جریان دهی هادی	*	*	- انتخاب سائز هادی
۳		فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست فوق توزیع (طول خط)	*	*	- تعیین جریان هادی
۴		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	- تعیین جریان ابتدای فیدر
۵		ضریب همزمانی مشترکین دیماندی ^۲	*	*	- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر
۶		ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط ^۳ و محل اتصال جدید	*	*	- تعیین تلفات توان شبکه
۷		سطح اتصال کوتاه ابتدای فیدر (برای کابل‌ها مقادیر ماکزیمم و مینیمم انتهایی)	*	*	- تعیین سطح اتصال کوتاه
۸		انتخاب نوع هادی و آرایش شبکه، ظرفیت جریان دهی آنها و تعیین افت ولتاژ مجاز	*	*	- تعیین نقاط مانور با شبکه‌های مجاور در صورت امکان
۹		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله)	-	*	- پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی ^۱
۱۰		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح ^۴ با توجه به شرایط مختلف محیطی	*	*	- تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار
۱۱		بررسی امکان ایجاد قابلیت مانور و میزان ظرفیت رزرو شبکه موجود برای قابلیت مانور	*	*	- تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود

۱ : مباحث حفاظت و قطع کننده‌ها در دستورالعمل حفاظت فنی شبکه‌های توزیع که توسط دفتر مهندسی و راهبری شبکه شرکت توانیر تدوین شده، مطرح گردیده و برای پیش بینی تجهیزات باید از آن دستورالعمل استفاده گردد.

۲ : طبق آیین نامه تعرفه های برق توانیر ضریب همزمانی^۵، در نظر گرفته میشود . البته لازم به ذکر است اگر ضریب همزمانی توسط شرکت توزیع محاسبه شده باشد، باید براساس ضریب بدست آمده محاسبات انجام داد.

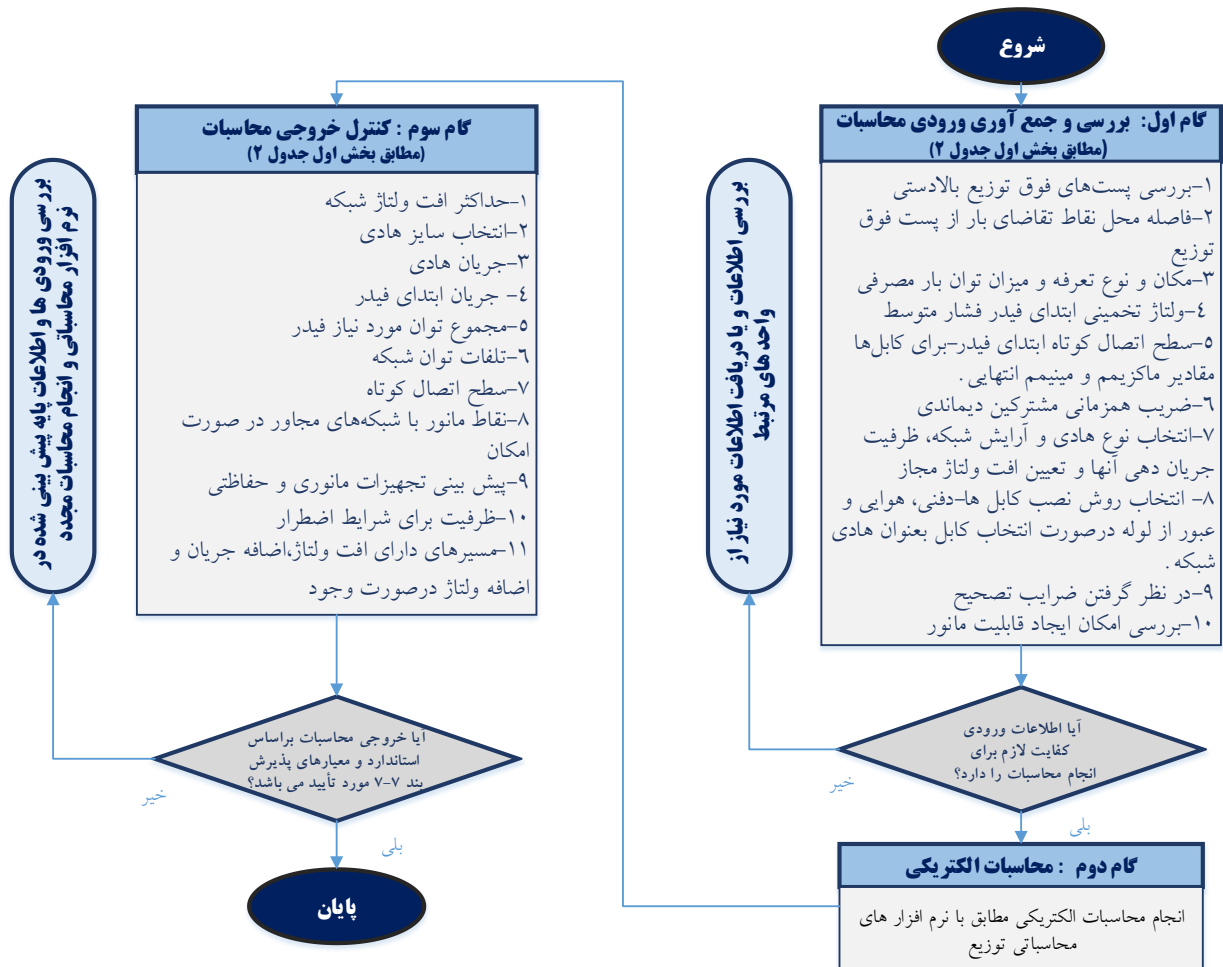
۳ : در بعضی موارد به دلیل طول و یا بار زیاد شبکه فوق توزیع ممکن است ولتاژ خروجی پست فوق توزیع ولتاژ نامی نباشد.

۴ : ضرایب تصحیح کابل‌ها شامل دما، همجواری و مقاومت حرارتی خاک می باشد که بایستی در زمان طراحی در نظر گرفته شود.

ادامه جدول ۲: پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط

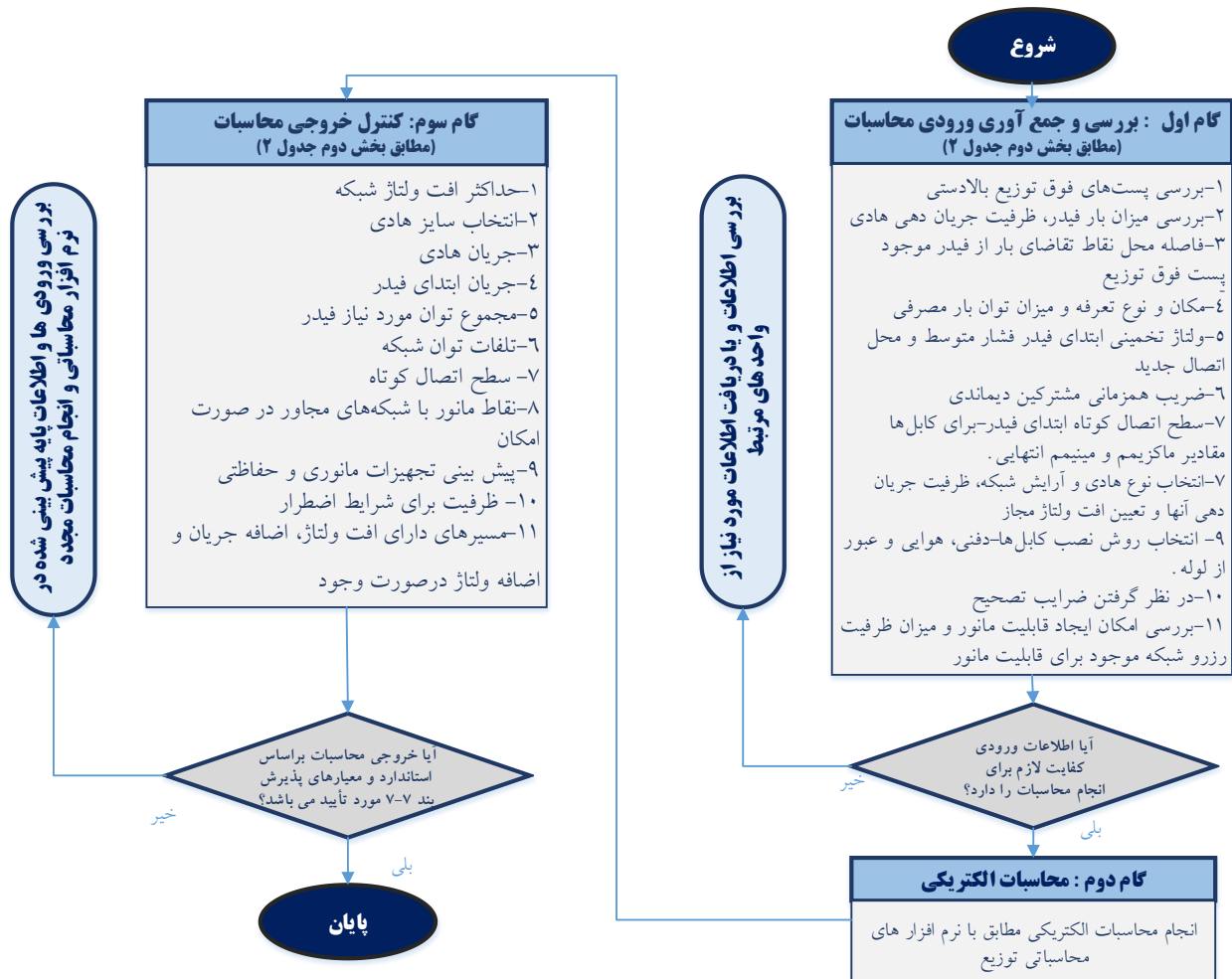
ردیف	عنوان طرح	ورودی‌ها	هوایی	زمینی	خروجی‌ها	
۱	بهینه سازی و افزایش ظرفیت شبکه ^۱	بررسی ظرفیت شبکه و پست‌های فوق توزیع بالادستی	*	*	-تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه	
۲		فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست فوق توزیع (طول خط)	*	*	-انتخاب سائز هادی	
۳		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی موجود و توسعه پیش بینی شده (Kw)	*	*	-تعیین جریان هادی	
۴		ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط ^۳	*	*	-تعیین جریان ابتدای فیدر	
۵		سطح اتصال کوتاه ابتدای فیدر	*	*	-تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر	
۷		انتخاب نوع هادی و آرایش شبکه، ظرفیت جریان دهی آنها و تعیین افت ولتاژ مجاز	*	*	-تعیین تلفات توان شبکه	
۸		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله)	-	*	-تعیین سطح اتصال کوتاه	
۹		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح ^۴ با توجه به شرایط مختلف محیطی	*	*	-تعیین نقاط مانور با شبکه‌های مجاور در صورت امکان	
۱۰			بررسی امکان ایجاد قابلیت مانور و میزان ظرفیت رزرو شبکه موجود برای قابلیت مانور	*	*	-پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی ^۲
						-تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار
					-تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود	

- ۱: در خصوص افزایش ظرفیت هادی در کابل‌های دفنی عمده‌تاً کابل جدید در مجاور شبکه موجود احداث می گردد و بایستی شرایط احداث کابل جدید در آن مورد توجه قرار گیرد
- ۲: مباحث حفاظت و قطع کننده‌ها در دستورالعمل حفاظت فنی شبکه‌های توزیع که توسط دفتر مهندسی و راهبری شبکه شرکت توانیر تدوین شده، مطرح گردیده و برای پیش بینی تجهیزات باید از آن دستورالعمل استفاده گردد.
- ۳: در بعضی موارد به دلیل طول و یا بار زیاد شبکه فوق توزیع ممکن است ولتاژ خروجی پست فوق توزیع ولتاژ نامی نباشد.
- ۴: ضرایب تصحیح کابل‌ها شامل دما، همجواری و مقاومت حرارتی خاک می باشد که بایستی در زمان طراحی در نظر گرفته شود.



شکل ۱: روند نمای احداث فیدر جدید در شبکه فشار متوسط هوایی و زمینی

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع



شکل ۲: روند نمای احداث انشعاب جدید بر روی شبکه موجود

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع



شکل ۳: روند نمای بهینه سازی و افزایش ظرفیت شبکه در فشار متوسط هوایی و زمینی

جدول ۳: هادی‌های و کابل‌های مورد استفاده در شبکه فشار متوسط

ردیف	نام هادی	کاربرد
۱	هادی روکشدار CC یا CCT از نوع AAAC یا ACSR	-مناطق مجاور دریا بمنظور جلوگیری از خوردگی شیمیایی -مناطق دارای خوردگی و فرسایش سیمها -قابلیت بکارگیری در مناطق جنگلی -مناطق با مشکلات ناشی از برخورد عوامل خارجی به شبکه و ایجاد خاموشی‌های زیاد -مسیرهای که انشعاب گیری از شبکه برای نصب ترانسفورماتور زیر خط بر اساس توسعه شبکه پیش بینی می گردد. -بهبود ایمنی افراد و رعایت حریم موانع
۲	کابل خودنگهدار ABC	-امکان استفاده در معابر باریک و حفظ ایمنی افراد و رعایت حریم موانع -مناطق جنگلی و دارای درختان متراکم -مناطق با برف سنگین و وزش باد شدید -مناطق دارای پتانسیل خوردگی سیم
۳	هادی بدون روکش از نوع AAAC یا ACSR	-مناطق فاقد محدودیت حریم -مناطق با عدم مشکل برخورد عوامل خارجی -مناطق فاقد مسیر جنگلی و درختان متراکم -مناطق با آلودگی پایین و فاقد خوردگی
۴	کابل فاصله‌دار ASC	-عبور از رودخانه‌های عریض، اسپن‌های بلند و یا دریاچه‌های مصنوعی پشت سد -امکان نصب در زیر خطوط ۶۳ کیلوولت -استفاده در مناطق شهری جهت کاهش حریم مجاز و باند حریم -اجرای چند مدار بر روی یک پایه
۵	کابل XLPE با هادی آلومینیوم (شبکه زمینی)	-در مناطق متراکم شهری -رعایت مبلمان شهری

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

۲۸

۲۹

۳۰

۸- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی پست‌های توزیع

۸-۱- مقدمه

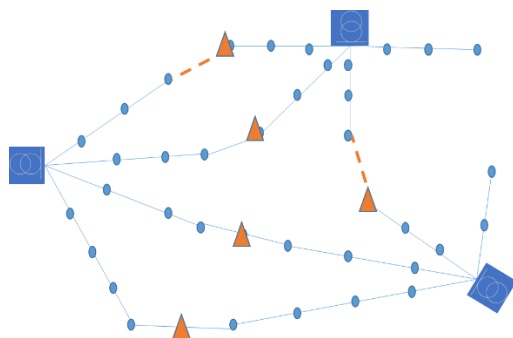
برای انجام محاسبات الکتریکی باید بر اساس محل متقاضی یا متقاضیان بررسی‌های لازم انجام و سپس در صورت نیاز به پست، نسبت به نحوه ایجاد آن از لحاظ احداث، بهینه سازی و یا جابجایی اقدام گردد. لازم به ذکر است که وضعیت پست‌های موجود به لحاظ امکان افزایش ظرفیت و یا جابجایی باید بعنوان اولین ورودی مورد توجه قرار گیرد. در ذیل به نکات تاکیدی، پارامترها و چارچوب محاسبات پست‌ها اشاره شده است.

۸-۲- بررسی ناحیه تحت پوشش پست‌های موجود در زمان نیاز به پست جدید

پس از معین شدن محل تقاضا مصرف کننده یا مصرف کنندگان، اگر درخواست در مجاور تاسیسات موجود باشد، بایستی به ناحیه تحت پوشش پست‌های موجود در آن منطقه و امکان وجود دسترسی به پست‌های موجود، افت ولتاژ مصرف کننده، تلفات کل توان و ضریب بهره برداری آنها توجه نمود. چنانچه تقاضای مصرف کننده در محل جدید باشد باید ترانسفورماتور جدید احداث گردد.

۸-۳- امکان انجام مانور و تعیین نقاط استقرار بهینه پست‌ها و فیدرهای فشار ضعیف

طراح باید طول مسیرهای منتهی هر فیدر به ترانسفورماتور مجاور به همراه بار فیدر و بار کلید کل و ظرفیت نامی ترانسفورماتورهای موجود را داشته باشد تا در صورت امکان با انجام مانور بدون نیاز به نصب ترانسفورماتور جدید بتواند افت ولتاژ را اصلاح نماید، در صورتیکه با بررسی موارد فوق نیازمند به نصب ترانسفورماتور جدید بود، باید قابلیت مانور بین پست جدید و پست‌های موجود را بررسی و بهینه ترین مکان را برای نصب پست تعیین نمود. توضیح اینکه سیستم‌های شعاعی، ساده ترین و متداولترین نوع سیستم‌های توزیع هستند و اگر چه هزینه کم، استفاده از آنها را در هنگام بررسی اقتصادی موجه می سازد، ولی نقص عمده آنها که همان عدم تداوم در سرویس دهی است، باید به حساب آید. با بکار بردن آرایش‌های حلقوی و رینگ این نقص به صورت قابل ملاحظه ای برطرف می شود، اما هزینه افزایش می یابد. برای در نظر گرفتن نقاط مانور و رعایت مسائل اقتصادی و قابلیت اطمینان در کنار یکدیگر، آرایش‌های حلقه باز مطابق شکل ۴ مورد استفاده قرار می گیرند. در هنگام بروز خطا، فیدر رابط و معیوب باز می شود و امکان تغذیه گره تقاضا از مسیری دیگر فراهم می شود، این باز و بسته کردن فیدرها در هنگام خروج ترانسفورماتورها نیز انجام می شود و بارهای مربوط به ناحیه سرویس دهی پست خارج شده، از پست‌های مجاور آن تا حد امکان تغذیه می شوند. در شکل ۴ نمونه ای از آرایش شعاعی حلقه باز پست‌ها و فیدرهای فشار ضعیف آورده شده است.



شکل ۴: آرایش شعاعی حلقه باز پست ها و فیدرهای فشار ضعیف

۸-۴- معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی پست های توزیع

- معیار های ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی پست های توزیع، رعایت محدودیتهای ذیل شامل:
- حداکثر توان مجاز انتقالی ترانسفورماتور
 - جاییابی ترانسفورماتور در مرکز ثقل بار
 - رعایت شعاع تغذیه فیدرهای فشار ضعیف
 - رعایت تامین انرژی بارهای حساس در مجاورت ترانسفورماتور در شرایط اضطرار
- می باشد. لازم به ذکر است حداکثر توان مجاز انتقالی ترانسفورماتور با توجه به ضرایب تصحیح بارگذاری ترانسفورماتور حاصل گردد.

۸-۵- بارگذاری در پست های توزیع هوایی و زمینی

۸-۵-۱- شرایط استاندارد در بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع روغنی

- شرایط استاندارد در بارگذاری یک ترانسفورماتور توزیع روغنی بدون آنکه دما و عمر روغن ترانسفورماتور از حد مجاز تجاوز نماید، به صورت زیر تعریف می شود:
- ۱- ارتفاع نصب ترانسفورماتور بایستی کمتر از ۱۰۰۰ متر از سطح دریا باشد.
 - ۲- دمای هوای محیط استاندارد به صورت زیر تعریف می شود:
 - حداکثر دمای مطلق محیط ۴۰ درجه سانتی گراد
 - متوسط دما در طول یک ماه ۳۰ درجه سانتی گراد
 - متوسط دما در سال ۲۰ درجه سانتی گراد
- توضیح: ۱- دما های محیط فوق چنانچه برای ساخت توسط شرکت های توزیع به سازنده اعلام گردد، شرایط محاسبه ضرایب تصحیح بایستی بر اساس توافق با سازنده مورد بازبینی قرار گیرد.

۲- چنانچه شرایط بهره‌برداری یک ترانسفورماتور از شرایط استاندارد تعریف شده تجاوز نماید (ارتفاع نصب ترانسفورماتور بالاتر از ۱۰۰۰ متر)، از ضرایب تصحیح جهت تبدیل ظرفیت نامی ترانسفورماتور به ظرفیت نامی تصحیح شده استفاده می‌گردد. در شرایط بهره‌برداری جدید می‌توان ظرفیت نامی تصحیح شده را بارگذاری نمود، که در همین راستا در صورتی که توان ظاهری نامی یک ترانسفورماتور روغنی با (S_{Rated}) نشان داده شود، و ظرفیت نامی تصحیح شده ترانسفورماتور یا به عبارت دیگر حداکثر توان ظاهری که یک ترانسفورماتور می‌تواند در آن بهره‌برداری شود ($S_{operation}$) نامیده شود، بدون آنکه دمای روغن ترانسفورماتور از میزان استاندارد افزایش داشته باشد و یا طول عمر ترانسفورماتور کاهش یابد، به صورت زیر محاسبه می‌شود :

$$S_{operation} = K_t \times K_H \times K_{THD} \times S_{Rated}$$

K_t : ضریب تصحیح دما، K_H : ضریب تصحیح ارتفاع، K_{THD} : ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی
توضیح: ۲- در پست‌های زمینی که ارتفاع نصب آنها کمتر از ۱۰۰۰ متر از سطح دریا می‌باشد، با توجه به نوع تهویه طبیعی، هواکش، ساختار سقف پست توزیع و نحوه جا نمایی ترانسفورماتور و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط، از جدول های پیوست ۱۰ به منظور تعیین حداکثر بارگذاری نرمال پست‌های توزیع استفاده می‌شود. ضمناً برای تعیین نوع هواکش های مورد استفاده در تهویه پست‌های زمینی از جدول ۴ استفاده می‌گردد.

جدول ۴: مشخصات هواکش مورد استفاده در پست های زمینی

شرح مشخصات	هواکش نوع a	هواکش نوع b
دور در دقیقه (RPM)	۱۴۰۰	۹۰۰
قدرت الکتریکی (W)	۸۰	۸۰
دبی هوا ($\frac{m^3}{h}$) در فشار استاتیک	۲۵۰۰	۳۲۰۰
حداکثر نویز (db)	۶۴	۶۶
قطر تقریبی (mm)	۳۵۰	۴۵۰
ولتاژ نامی (V)	۲۲۰	۲۲۰

تبصره ۱- در صورتی که مقدار دبی هوا در بازه ۲۵۰۰-۳۲۰۰ باشد، از داده های مربوط به هواکش نوع a استفاده می‌شود. همچنین اگر دبی هوای هواکشی بالاتر از ۳۲۰۰ باشد، از داده های مربوط به هواکش نوع b استفاده می‌شود.

۸-۵-۲- ضرایب تصحیح برای تعیین $S_{operation}$

همانطور که در بالا اشاره گردید با توجه به تغییر شرایط استاندارد بهره‌برداری ترانسفورماتور باید ظرفیت نامی تصحیح شده را مورد استفاده قرارداد. در ادامه ضرایب تصحیح ناشی از تغییر ارتفاع، دما و آلودگی هارمونیکی آورده شده است.

۸-۵-۲-۱- ضریب تصحیح ارتفاع K_H

در صورت تغییر ارتفاع از شرایط استاندارد براساس استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع موسسه استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران به شماره ۶۷۷۰ [۱]، مناطق به لحاظ ارتفاع از سطح دریا به چهار قسمت تفکیک شده، و ضریب تصحیح مورد نظر پیش بینی گردیده، با مراجعه به جداول پیوست شماره ۱۱ با انتخاب محل می توان ضریب مربوطه را انتخاب نمود. در ادامه نحوه تفکیک مناطق و ضرایب تصحیح پیش‌بینی شده آورده شده است.

- گروه A: ارتفاع های کمتر از ۱۰۰۰ متر، معادل ۱۰۰۰ متر (شرایط نرمال)
 - گروه B: ارتفاع های بین ۱۰۰۰ متر تا ۱۵۰۰، معادل ۱۵۰۰ متر
 - گروه C: ارتفاعهای بین ۱۵۰۰ تا ۲۰۰۰ متر، معادل ۲۰۰۰ متر
 - گروه D: ارتفاعهای بیش از ۲۰۰۰ متر که بسیار محدود می باشند، معادل ۲۵۰۰ متر.
- ضرایب تصحیح ناشی از تغییر ارتفاع مطابق با منطقه بندی اعلام شده به شرح ذیل می باشد:
- مناطقی که در گروه A واقع شده اند : ۱
 - مناطقی که در گروه B واقع شده اند : ۰/۹۷۵
 - مناطقی که در گروه C واقع شده اند : ۰/۹۵۰
 - مناطقی که در گروه D واقع شده اند : ۰/۹۲۵

۸-۵-۲-۲- ضریب تصحیح دما K_t

در صورت تغییر دما از شرایط استاندارد پیش بینی شده، بر اساس استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع موسسه استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران به شماره ۶۷۷۰ [۱]، مناطق به لحاظ درجه بیشینه دما محیط به چهار قسمت تفکیک شده، و ضریب تصحیح مورد نظر پیش بینی گردیده، با مراجعه به جداول پیوست شماره ۱۱ با انتخاب محل مورد نظر می توان ضریب مربوطه را انتخاب نمود. در ادامه نحوه تفکیک مناطق و ضرایب تصحیح پیش بینی شده آورده شده است.

-درجه حرارت بیشینه محیط

- گروه A: مناطقی که درجه حرارت بیشینه آنها کمتر از ۴۰ درجه سلسیوس است، (شرایط نرمال)
- گروه B: مناطقی که درجه حرارت بیشینه آنها بین ۴۰ تا ۴۵ درجه سلسیوس است
- گروه C: مناطقی که درجه حرارت بیشینه آنها بین ۴۵ تا ۵۰ درجه سلسیوس است
- گروه D: مناطقی که درجه حرارت بیشینه آنها بیش از ۵۰ درجه سلسیوس است.

بنابراین:

- برای مناطقی که در گروه A واقع شده اند، میزان توان مجاز ترانسفورماتور، برابر توان نامی آن می باشد.
- برای مناطقی که در گروه B واقع شده اند، میزان توان مجاز ترانسفورماتور ۰/۸۸ توان نامی آن می باشد.
- برای مناطقی که در گروه C واقع شده اند، میزان توان مجاز ترانسفورماتور ۰/۸ توان نامی آن می باشد.

• برای مناطقی که در گروه D واقع شده اند، میزان توان مجاز ترانسفورماتور ۰/۷۲ توان نامی آن می باشد.

۸-۵-۳- ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی KTHD

افزایش هارمونیکی در ترانسفورماتورها منجر به افزایش تلفات و در نتیجه افزایش دمای نقطه داغ ترانسفورماتور می شود. این افزایشات در نهایت باعث کاهش ظرفیت در دسترس ترانسفورماتور و طول عمر آن گشته و سبب خسارت مالی به شرکت های توزیع می گردد. با توجه به ضرایب تصحیح در نظر گرفته شده برای دما و ارتفاع در تعیین ظرفیت قابل استفاده ترانسفورماتور، لازم است مطابق استانداردهای پیش بینی شده برای استخراج ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی KTHD و لحاظ نمودن آن در تعیین ظرفیت ترانسفورماتور اقدام گردد. اساساً استخراج این ضریب باید از طریق اندازه گیری های لازم صورت پذیرد. دفتر مهندسی و راهبری شرکت توانیر در ویرایش بعدی دستورالعمل چارچوبی مشخص و منسجم برای نحوه اعمال این ضریب ارائه خواهد نمود. البته با توجه به وجود استانداردهای لازم برای نحوه اندازه گیری هارمونیکی و اعمال نقش آن در بهره برداری بهینه از تجهیزات، تا زمان ویرایش بعدی این دستورالعمل، شرکت ها می توانند از طریق اندازه گیری و انجام محاسبات لازم اقدام به تعیین این ضریب و اعمال در فرمول *Operation* اقدام نمایند.

۸-۶- حداکثر ولتاژ شبکه در زمان بارگذاری ترانسفورماتور

در استاندارد IEC60038 مقادیر استاندارد و حداکثر ولتاژ در سطوح توزیع، بین ترمینال های یک سیم پیچ ترانسفورماتور سه فاز یا تک فاز بر حسب کیلو ولت به شرح جدول ۵ آورده شده است [۴]:

جدول ۵: مقادیر استاندارد و حداکثر ولتاژ مجاز در شبکه توزیع

ولتاژ سیستم (KV-RMS)	حداکثر ولتاژ سیستم (KV-RMS)
۱۱	۱۲
۲۰	۲۴
۳۳	۳۶

۸-۷- بارگذاری در ترانسفورماتورهای خشک

با توجه به اینکه درصد ترانسفورماتورهای خشک نصب شده در شرکت های توزیع نیروی برق پایین می باشد، شرکت های سازنده این تجهیز موظف می باشند اطلاعات حداکثر بارگذاری نرمال ترانسفورماتورهای خشک توزیع و ضرایب تصحیح بیان شده در این دستورالعمل را در اختیار شرکت های توزیع نیروی برق قرار دهند.

۸-۸- کلاس حرارتی در پست های پیش ساخته

بنا به تعریف استاندارد IEC62271-202، پست های کمپکت پیش ساخته به مجموعه تجهیزات تست شده، شامل ترانسفورماتور توزیع، تابلوی فشار متوسط و فشار ضعیف، اتصالات و تجهیزات مرتبط با آنها که در یک واحد یکپارچه جمع آوری شده اند، اطلاق می گردد. مجموع تجهیزات در داخل یک محفظه یا کیوسک قرار می گیرد تا در برابر تأثیرات آب و هوایی و دسترسی غیرمجاز محافظت گردند. با توجه به محدود شدن امکان تبادل هوا و به تبع آن محدود شدن تبادل حرارتی تجهیزات منصوبه در داخل محفظه پست های پیش ساخته، میزان بارگیری از پست ها نیز محدود می گردد. لذا در استاندارد IEC62271-202 شش کلاس حرارتی مجاز برای این پست ها پیش بینی شده که مقدار عددی آن نشانگر حداکثر افزایش دمای تعادلی مجاز ترانسفورماتور در حالت کار جریان نامی در داخل پست پیش ساخته نسبت به حالتی که تجهیز مذکور در شرایط کاری و محیطی مشابه در هوای آزاد (خارج از محفظه) نصب گردیده، می باشد.

بر اساس دستورالعمل تعیین الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون های پست پیش ساخته ۲۰ کیلوولت شرکت توانیر، کلاس حرارتی پست های پیش ساخته مورد استفاده در شرکت های توزیع ۱۰k تعیین گردیده و می توان از نمودار زیر جهت تعیین ضریب بارگیری ترانسفورماتور پست پیش ساخته بر اساس متوسط دمای محیط محل نصب استفاده نمود. لازم به توضیح است جهت تعیین ضریب تعدیل برای کلاس های حرارتی دیگر، به ضمیمه D استاندارد IEC62271-202 مراجعه گردد.



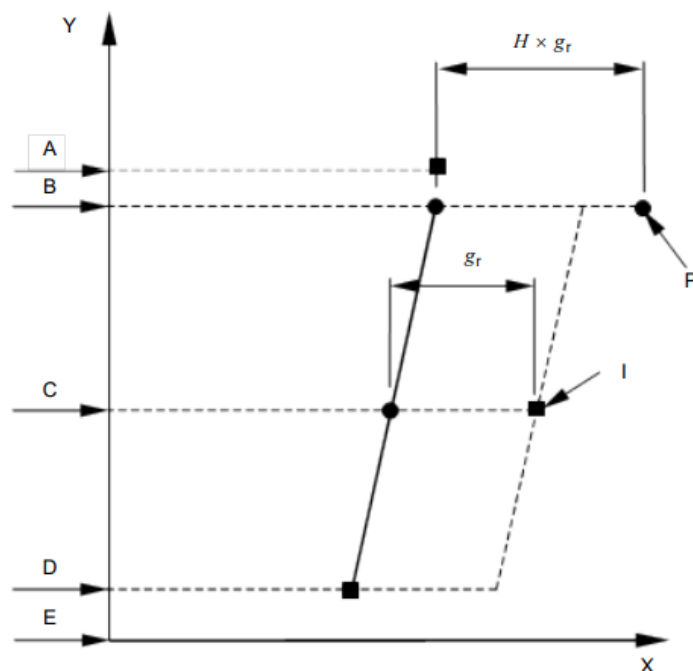
شکل ۵: نمودار کلاس حرارتی پست پیش ساخته نوع خشک و روغنی

۸-۹- اضافه بارگذاری مجاز پست‌های توزیع بر اساس استاندارد IEC

یکی از مشکلات موجود در بهره برداری از پست های توزیع، اعمال اضافه بارگیری بر ترانسفورماتورها و عدم محاسبه میزان اثرات آن بر روند تخریب عایقی و کاهش عمر ترانسفورماتور می باشد. برای پیاده سازی این روند بارگیری باید به منحنی بار ترانسفورماتور و دمای محیط به صورت لحظه ای دسترسی داشت. عمدتاً دستیابی به منحنی بار و دمای محیط که متاثر از سایر عوامل محیطی شامل نور خورشید و سرعت باد می باشد، انجام محاسبات را دشوار می نماید. با استفاده از تجهیزات و ابزار لازم می توان با دستیابی به این اطلاعات دقت در اضافه بارگذاری بر روی ترانسفورماتورها را بالا برد. استاندارد IEC 60076-7 به منظور ارزیابی میزان مجاز بارگذاری ترانسفورماتورها از نقطه نظر دما تهیه شده است. در این استاندارد، توصیه‌هایی برای کارشناسان برنامه ریزی و بهره‌برداران این ترانسفورماتورها ارائه گردیده است. این استاندارد جدولی برای اضافه بارگیری مجاز از هر ترانسفورماتور در اختیار ما قرار می دهد. برای محاسبه ی این مقادیر نیاز به پارامترهایی مانند دمای محیط، دمای نقطه‌ی داغ ترانسفورماتورها، جریان نامی و نوع عایق می باشد. مناسب ترین راه پیشنهادی برای اندازه گیری دمای نقطه داغ این است که از سنسورهای نوری استفاده شود، اما با توجه به محدودیت هایی در دسترسی به این سنسورها می توان با استفاده از روابطی دمای این نقاط را تخمین زد. لازم به توضیح است که دقت تخمین این نقاط داغ بالاست و تفاوت زیادی با مقدار اندازه گیری شده ندارد. در ادامه موارد پیش بینی شده در این استاندارد برای اضافه بارگذاری مجاز آورده شده است [5].

۸-۹-۱- تعیین درجه حرارت داخل ترانسفورماتور

نمودار حرارتی ترانسفورماتور در شکل ۶ نمایش داده شده است. در این نمودار تقریبها و ساده سازی‌هایی شامل افزایش درجه حرارت روغن از پایین تا بالای مخزن بصورت خطی، افزایش دمای هر نقطه از سیم پیچ، موازی با افزایش دمای روغن و اختلاف دمای هر نقطه سیم پیچ با روغن مجاورش، gr در نظر گرفته شده (این پارامتر (gr) در حقیقت اختلاف بین جهش حرارتی متوسط سیم پیچ و جهش حرارتی متوسط روغن می باشد)، جهش حرارتی بیشتر نقطه داغ از جهش حرارتی بالاترین قسمت سیم پیچی تا اثرات ناشی شار پراکندگی و گردش روغن و عایق کاغذی بیشتر در نمودار حرارتی دیده شود و تفاوت بین درجه حرارت نقطه داغ و بالای روغن از حاصل ضرب H در gr بدست می آید.



شکل ۶: نمودار حرارتی، ترانسفورماتور

در زیر پارامترهای پیش بینی شده در شکل ۶ تشریح شده است:

A: درجه حرارت بالای روغن (میانگین دمای روغن ورودی رادیاتور و دمای روغن در محل ترمومتر)

B: درجه حرارت روغن در بالای سیم پیچی (در بسیاری از موارد با A یکی است)

C: درجه حرارت متوسط روغن

D: دمای روغن در پایین مخزن

E: پایین مخزن

gr: اختلاف متوسط دمای سیم پیچی و روغن در بار نامی

H: ضریب نقطه داغ

P: درجه حرارت نقطه داغ

I: متوسط دما دقیق سیم پیچی با اندازه گیری مقاومت

X: درجه حرارت

Y: موقعیت بر روی ترانسفورماتور

■ نقطه دقیق ● نقطه محاسبه شده

در تعیین جریان عبوری قابل تحمل ترانسفورماتورها محدودیت‌های دیگری غیر از محدودیت دما وجود دارد، که این محدودیت‌ها در استاندارد به تفصیل شرح داده شده، اما توصیه گردیده محدودیت‌های جریان ارائه شده در جدول ۶ نقض نشود، حتی اگر محدودیت‌های دمایی مشکلی برای سیستم ایجاد نکند (به طور مثال در مواردی مانند دمای

پایین محیطی یا ظرفیت بالای حرارتی سیم‌پیچ ترانسفورماتور) خریدار در صورت لزوم می‌تواند محدودیت‌های بالاتر جریان را مشخص کند که این امر می‌تواند منجر به طراحی خاص ترانسفورماتور شود. محدودیت‌های جریان ارائه شده در جدول ۶ نباید برای اضافه بارهای خیلی کوتاه مدت یعنی کمتر از ۱۰ ثانیه اعمال شود. [۴]

جدول ۶: محدودیت‌های توصیه شده جریانی و حرارتی بارگذاری بالاتر از مقادیر نامی

ترانسفورماتور توزیع	نوع اضافه بارگیری
	بارگیری نرمال دورهای
۱/۵	جریان (پریونیت)
۱۲۰	حداکثر دمای سیم‌پیچی و قسمت‌های فلزی در مجاورت با عایق کاغذی (درجه سانتیگراد)
۱۴۰	حداکثر دمای قسمت‌های فلزی در مجاورت با روغن (درجه سانتیگراد)
۱۰۵	حداکثر دمای بالای روغن (درجه سانتیگراد)
	اضافه بارگیری اضطراری بلندمدت
۱/۸	جریان (پریونیت)
۱۴۰	حداکثر دمای سیم‌پیچی و قسمت‌های فلزی در مجاورت با عایق کاغذی (درجه سانتیگراد)
۱۶۰	حداکثر دمای قسمت‌های فلزی در مجاورت با روغن (درجه سانتیگراد)
۱۱۵	حداکثر دمای بالای روغن (درجه سانتیگراد)
	اضافه بارگیری اضطراری کوتاه‌مدت
۲	جریان (پریونیت)
-	حداکثر دمای سیم‌پیچی و قسمت‌های فلزی در مجاورت با عایق کاغذی (درجه سانتیگراد)
-	حداکثر دمای قسمت‌های فلزی در مجاورت با روغن (درجه سانتیگراد)
-	حداکثر دمای بالای روغن (درجه سانتیگراد)

۸-۹-۲- تعیین درجه حرارت نقطه‌ی داغ سیم‌پیچی ترانسفورماتور در شرایط بار و دمای متغیر محیط درجه حرارت نقطه داغ، معادل مجموع دمای محیط، میزان افزایش دمای بالای روغن و اختلاف دمای بین نقطه داغ و بالای روغن است. همانطور که گفته شد برای به دست آوردن مقدار دقیق درجه حرارت نقطه‌ی داغ ترانسفورماتور باید از سنسورهای نوری استفاده کرد، اما می‌توان این درجه حرارت را با استفاده از فرمول‌هایی که در ادامه آورده شده تخمین زد. بطور کلی دمای نقطه‌ی داغ برابر با مجموع موارد زیر است:

۱- دمای محیط

۲- میزان افزایش دمای روغن بالای مخزن روغن

۳- اختلاف دمای بین نقطه‌ی داغ و نقطه‌ی بالای مخزن روغن

مجموع موارد ۱ و ۲ با فرمول های زیر محاسبه می شوند. در حالتی که بار ترانسفورماتور متناسب با ضریب K افزایش یابد از رابطه ی (۱) و در صورت کاهش بار از رابطه ی (۲) استفاده می شود. در این روابط ضریب K، بیانگر نسبت بار به بار نامی می باشد. همچنین اختلاف دمای بین نقطه ی داغ و نقطه ی بالای ترانسفورماتور طبق روابط (۴) و (۵) محاسبه می گردد. در این حالت نیز رابطه ی (۶) مختص زمانی است که افزایش بار معادل K داشته باشیم و رابطه ی (۷) در هنگام کاهش بار با ضریب K تعریف شود. در نهایت با استفاده از رابطه ی (۸) دمای نقطه ی داغ محاسبه می شود. پارامترهای مربوط به روابط (۱) الی (۸) در بند ادامه تعریف شده اند.

$$\theta_o(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \times (1 - e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_o)}) \quad (1)$$

$$\theta_o(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x \right\} \times e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_o)} \quad (2)$$

$$\Delta\theta_h(t) = \Delta\theta_{h1}(t) - \Delta\theta_{h2}(t) \quad (3)$$

$$\Delta\theta_{h1}(t) = \Delta\theta_{h1i} + \{k_{21}HgrK^y - \Delta\theta_{h1i}\} \times (1 - e^{(-t)/(k_{22} \times \tau_w)}) \quad (4)$$

$$\Delta\theta_{h2}(t) = \Delta\theta_{h2i} + \{(k_{21} - 1)HgrK^y - \Delta\theta_{h2i}\} \times (1 - e^{(-t)/(\tau_o/k_{22})}) \quad (5)$$

$$\Delta\theta_{h1}(t) = k_{21}HgrK^y + \{\Delta\theta_{h1i} - k_{21}HgrK^y\} \times e^{(-t)/(k_{22} \times \tau_w)} \quad (6)$$

$$\Delta\theta_{h2}(t) = (k_{21} - 1)HgrK^y + \{\Delta\theta_{h2i} - (k_{21} - 1)HgrK^y\} \times e^{(-t)/(\tau_o/k_{22})} \quad (7)$$

$$\theta_h(t) = \theta_a + \theta_o(t) + \Delta\theta_h(t) \quad (8)$$

۸-۹-۲-۱- تعریف پارامترهای فرمول های حرارتی ترانسفورماتور:

θ_h : دمای نقطه داغ ترانسفورماتور

θ_a : دمای محیط

$\Delta\theta_{oi}$: جهش حرارتی بالای روغن در زمان شروع بارگیری

$\Delta\theta_{or}$: جهش حرارتی بالای روغن در شرایط پایدار در تلفات نامی

R: نسبت تلفات بار در بار نامی به تلفات بی باری

K: ضریب بار (نسبت بار به بار نامی)

$\Delta\theta_{hi}$: اختلاف دمای نقطه داغ به بالای روغن در بار نامی

H: ضریب نقطه داغ

g_r : اختلاف دمای بین متوسط سیم پیچی و متوسط روغن در بار نامی

y: نمای سیم پیچی

k_{22}, k_{11}, k_{21} : ثابتهای مدل حرارتی

τ_o : ثابت زمانی حرارتی روغن

τ_w : ثابت زمانی حرارتی سیم پیچی

۸-۹-۲- محاسبه ثابت زمانی حرارتی سیم پیچی ترانسفورماتور

ثابت زمانی حرارتی سیم پیچی معرفی شده در روابط فوق را می توان با استفاده از روابط ذیل محاسبه کرد.
این ثابت زمانی در بار مورد نظر بر حسب دقیقه را می توان از رابطه ذیل بدست می آید:

$$\tau_w = \frac{m_w \times C \times g}{60 \times P_w} \quad (9)$$

که در این رابطه :

g : جهش حرارتی سیم پیچی نسبت به روغن در بار مورد نظر (کلین)

m_w : وزن سیم پیچی (کیلوگرم)

C : ظرفیت حرارتی سیم پیچی بر حسب w.s/kg.k (برای مس ۳۹۰ و برای آلومینیوم ۸۹۰)

P_w : تلفات سیم پیچی در بار مورد نظر (وات)

۸-۹-۳- محاسبه ثابت زمانی حرارتی روغن ترانسفورماتور

برای محاسبه ثابت زمانی حرارتی روغن در ابتدا باید ظرفیت حرارتی ترانسفورماتورها را از روابط ذیل بدست آورد:

برای ترانسفورماتورهای با خنک کنندگی ONAF و ONAN :

$$C = 0.132mA + 0.0882mT + 0.4mo \quad (10)$$

برای ترانسفورماتورهای با خنک کنندگی OFAF و ODAF :

$$C = 0.132 \times (mA + mT) + 0.5mo \quad (11)$$

که در روابط فوق :

mA : وزن مجموعه هسته و سیم پیچی (کیلوگرم)

mT : وزن مخزن و متعلقات که در تماس با روغن هستند (کیلوگرم)

mo : وزن روغن (کیلوگرم)

ثابت زمانی حرارتی روغن ترانسفورماتور در بار مورد نظر بر حسب دقیقه از رابطه (۱۲) حاصل می شود:

$$\tau_0 = \frac{C \times \Delta\theta_{om} \times 60}{p} \quad (12)$$

که در این رابطه :

C : ظرفیت حرارتی ترانسفورماتور

$\Delta\theta_{om}$: جهش حرارتی متوسط روغن نسبت به دمای محیط در بار مورد نظر (کلین)

p : تلفات کل در بار مورد نظر (وات)

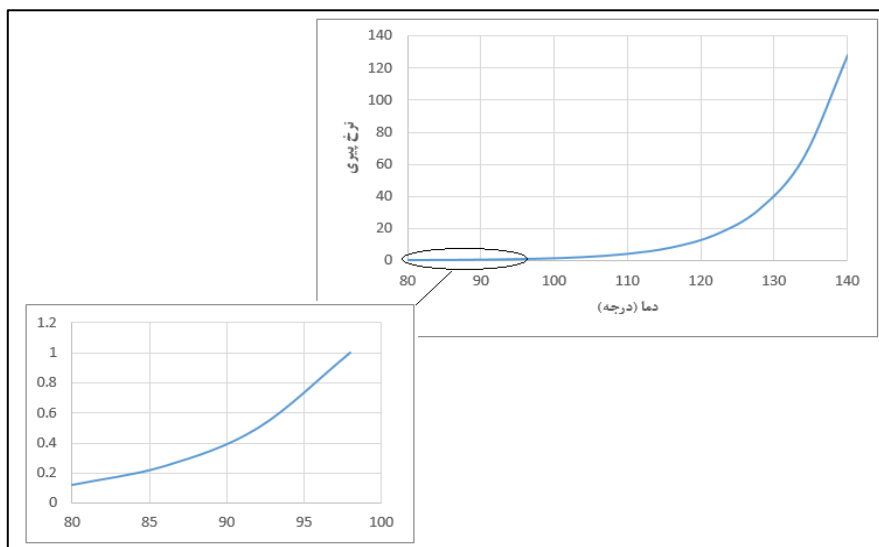
۸-۹-۳- محاسبه نرخ پیری نسبی ترانسفورماتور

تخریب عایقی یا پیری ترانسفورماتور وابسته به عوامل محیطی مختلف مانند درجه حرارت، رطوبت و اکسیژن است. در استاندارد IEC، برای ساده سازی و مدل سازی ریاضی، رابطه نرخ پیری برای ترانسفورماتورهایی که از کاغذهای عایق قدیمی (Non upgraded paper insulation) در آن استفاده شود از رابطه‌ی (۱۳) و در صورتی که از کاغذهای عایق ارتقاء یافته (Upgraded paper insulation) استفاده شود از رابطه‌ی (۱۴) استفاده می‌گردد:

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (13)$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{(\theta_h+273)} \right)} \quad (14)$$

در این رابطه، V نرخ پیری و θ_h دمای نقطه داغ سیم پیچی برحسب درجه سانتی گراد است. باتوجه به اینکه توزیع حرارت در عایق سیم پیچی یکسان نیست، در این رابطه متوسط دمای نقطه داغ سیم پیچی در نظر گرفته می‌شود. برای تحلیل رابطه، نمودار تغییرات پیری عایق ترانسفورماتوری که از کاغذهای عایق قدیمی استفاده می‌کند برحسب دمای نقطه داغ سیم پیچ مطابق شکل ۷ ترسیم شده است. در این نمودار تغییرات دمای نقطه داغ از ۸۰ تا ۱۴۰ درجه در نظر گرفته شده است. همانطور که ملاحظه می‌گردد، نرخ پیری ترانسفورماتور در اثر افزایش دما با شیب تندی افزایش خواهد داشت و لذا با افزایش دما، پیری عایق ترانسفورماتور زودتر رخ خواهد داد [۴].



شکل ۷: نمودار تغییرات نرخ پیری عایق ترانسفورماتور برحسب دما

با توجه به اطلاعات ارائه شده در جدول ۷ مربوط به نرخ پیری عایق ترانسفورماتور متناسب با دمای نقطه داغ سیم پیچ، همانطور که ملاحظه می‌گردد، مقدار نرمال دمای نقطه داغ سیم پیچی برابر ۹۸ درجه است و با افزایش ۶ درجه سانتیگراد دمای نقطه داغ ترانسفورماتور، نرخ پیری ترانسفورماتور ۲ برابر می‌شود. به طور مثال، نرخ پیری عایق ترانسفورماتور در دمای نقطه داغ ۱۰۴ درجه، دو برابر نرخ پیری عایق در دمای ۹۸ درجه است.

جدول ۷: نرخ پیری نسبی به عنوان تابعی از درجه حرارت نقطه داغ سیم پیچی

عایق کاغذی ارتقاء یافته V	عایق کاغذی قدیمی V	دمای نقطه داغ سیم پیچ θ_h °C
۰,۰۳۶	۰,۱۲۵	۸۰
۰,۰۷۳	۰,۲۵	۸۶
۰,۱۴۵	۰,۵	۹۲
۰,۲۸۲	۱,۰	۹۸
۰,۵۳۶	۲,۰	۱۰۴
۱,۰	۴,۰	۱۱۰
۱,۸۳	۸,۰	۱۱۶
۳,۲۹	۱۶,۰	۱۲۲
۵,۸	۳۲,۰	۱۲۸
۱۰,۱	۶۴,۰	۱۳۴
۱۷,۲	۱۲۸,۰	۱۴۰

۸-۹-۴- محاسبه عمر از دست رفته ترانسفورماتور

با افزایش بارگیری از ترانسفورماتور در طول شبانه روز به ویژه در دوره پیک بار، دمای نقطه داغ سیم پیچی افزایش یافته و عمر ترانسفورماتور کاهش می یابد. در استاندارد IEC، رابطه عمر از دست رفته ترانسفورماتور با دمای نقطه داغ و مدت زمان اضافه بار ترانسفورماتور به صورت ذیل بیان شده است:

$$L = \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (15)$$

در این رابطه، L عمر از دست رفته برحسب ساعت، V_n نرخ پیری در بازه بارگیری n، t_n مدت زمان بارگیری n برحسب ساعت، n تعداد بارگیری و N مجموع کل تعداد بارگیری در بازه زمانی مدنظر است.

باتوجه به رابطه (۱۵)، عمر از دست رفته ترانسفورماتور وابسته به میزان اضافه بارگیری (دمای نقطه داغ سیم پیچی) و مدت زمان تداوم آن است. به طور مثال اگر یک ترانسفورماتور در طول یک شبانه روز به گونه ای بارگیری شده باشد که متوسط دمای نقطه داغ سیم پیچی در ۱۶ ساعت، ۸۶ درجه سانتی گراد و در ۸ ساعت، ۱۰۴ درجه سانتی گراد باشد. عمر از دست رفته ترانسفورماتور به صورت ذیل محاسبه می شود:

$$V_1 = 2^{(86-98)/6} = 0.25$$

$$V_2 = 2^{(104-98)/6} = 2$$

$$L = V_1 \times t_1 + V_2 \times t_2$$

$$L = 0.25 \times 16 + 2 \times 8 = 20 \text{ h}$$

بنابراین عمر از دست رفته ترانسفورماتور معادل ۲۰ ساعت است. اگرچه ترانسفورماتور به مدت یک شبانه روز در مدار بوده است اما با توجه به میزان و زمان بارگیری صورت گرفته، عمر واقعی از دست رفته آن معادل ۲۰ ساعت است [۴].

۸-۹-۵- مثال کاربردی محاسبه و ارائه ی داده‌های اضافه بار

در این قسمت یک مثال کاربردی برای میزان کاهش عمر یک ترانسفورماتور با عایق قدیمی ارتقا نیافته مورد بررسی قرار می‌گیرد. برای محاسبه‌ی این کاهش عمر نیاز به حل معاملات دیفرانسیل وجود دارد که روش‌های عددی آن در این استاندارد بیان شده و در این دستورالعمل به آن اشاره‌ای نمی‌گردد. جدول شماره‌ی ۷، ارائه دهنده‌ی پارامترهایی است که در این مثال استفاده شده است. با استفاده از یک برنامه‌ی ساده، تمامی معادلات ۱ تا ۶ برای هر دقیقه از ۲۴ ساعت شبانه روز محاسبه شده و دمای نقطه‌ی داغ ترانسفورماتور به دست آمده است. پس از محاسبه‌ی دمای نقطه‌ی داغ، عمر نسبی ترانسفورماتور با استفاده از رابطه‌ی ۱۳، محاسبه می‌شود. از طریق رابطه‌ی ۱۵، مقدار عمر از دست رفته‌ی ترانسفورماتور محاسبه می‌شود. برای به دست آوردن عمر نسبی از دست رفته‌ی آن باید مقدار محاسبه شده به ۱۴۴۰ (تعداد دقیقه‌های یک شبانه‌روز) تقسیم کرد. در این مثال فرض کنید یک ترانسفورماتور با ۰/۸ ظرفیت خود در حال بارگذاری است. سپس یک بارگذاری غیر مجاز ۴۰ درصدی خواهد داشت. مدت زمان این بارگذاری غیر مجاز ۳۰ دقیقه خواهد بود. و پس از آن برای ۱۴۱۰ دقیقه‌ی باقی مانده با همان ۰/۸ ظرفیت نامی خود به بارگذاری ادامه می‌دهد. سیستم خنک کنندگی آن OF بوده و با محاسبات دمای داغ ترانسفورماتور از طریق روابط ۱ تا ۸ و سپس روابط ۱۳ و ۱۵ برای طول عمر مشاهده می‌شود حدود ۰/۱۴ روز از عمر ترانسفورماتور کم شده و میزان افزایش دمای نقطه‌ی داغ ترانسفورماتور ۹۴ درجه خواهد بود. فلوچارت محاسبه‌ی اضافه بارگذاری بر روی ترانسفورماتور در شکل ۸ ارائه شده است [۴].

جدول ۸: پارامترهای نمونه مرتبط با مثال بند ۸-۹-۵

پارامترها		ترانسفورماتورها توزیع ONAN
x	نمای روغن	۰,۸
y	نمای سیم پیچی	۱,۶
R	نسبت تلفات (تلفات بار به بی باری)	۵
H	ضریب نقطه داغ	۱,۱
τ_o	ثابت زمانی حرارتی روغن	۱۸۰
τ_w	ثابت زمانی حرارتی سیم پیچی	۴
θ_a	دمای محیط	۲۰
θ_h	دمای نقطه داغ	۹۸
$\Delta\theta_{hr}$	اختلاف دمای نقطه داغ و بالای روغن در بار نامی	۲۳
$\Delta\theta_{omr}$	جهش حرارتی متوسط روغن	۴۴
$\Delta\theta_{or}$	جهش حرارتی بالای روغن	۵۵
$\Delta\theta_{br}$	جهش حرارتی پایین روغن	۳۳
k_{11}	ثابت مدل حرارتی	۱
k_{21}	ثابت مدل حرارتی	۱
k_{22}	ثابت مدل حرارتی	۲

فهرست

شکل

مدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

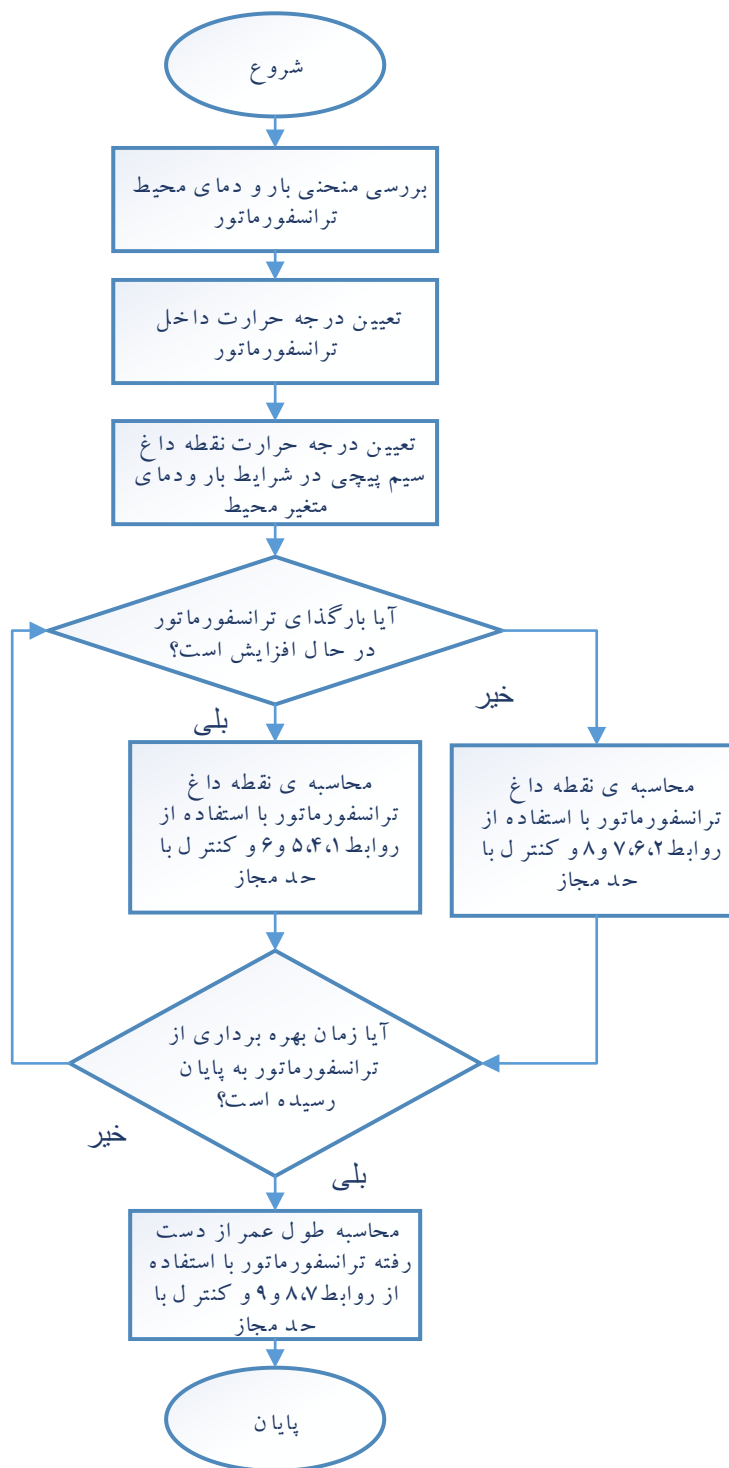
۲۶

۲۷

۲۸

۲۹

۳۰



شکل ۸: فلوچارت محاسبه‌ی اضافه بارگذاری بر روی ترانسفورماتور

۸-۱۰- محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور های توزیع

در محاسبات تعیین ظرفیت ترانسفورماتور های توزیع، دوره بهره برداری از ترانسفورماتور ۵ سال پیشنهاد می گردد.

۸-۱۰-۱- محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید

۸-۱۰-۱-۱- در یک منطقه بدون مشترکین قبلی

جدول ۹: پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین جدید

تعداد مشترکین جدید (n)
میزان حداکثر بار سرانه هر مشترک (i)
درصد رشد بار سالیانه (C)
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

با توجه به پارامترهای فوق، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می کنیم:

$$S_{new} = \frac{(n \times i) \times \left(1 + \frac{C}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} \quad (16)$$

که حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور از رابطه

$$A = K_h \times K_t \times K_{THD} \quad (17)$$

بدست می آید.

۸-۱۰-۱-۲- در یک منطقه با وجود مشترکین قبلی

جدول ۱۰: پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین قبلی

میزان کاهش بار ترانسفورماتورهای مجاور و انتقال آن به ترانسفورماتور جدید (i_t)
تعداد مشترکین جدید (n)
میزان حداکثر بار سرانه هر مشترک (i)
درصد رشد بار سالیانه (C)
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

با توجه به پارامترهای فوق ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می کنیم:

$$S_{new} = \frac{(i_t + n \times i) \times \left(1 + \frac{C}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} \quad (18)$$

۸-۱۰-۱-۳- مشترک دیماندی (خصوصی)

اگر تهیه طرح ترانسفورماتور جدید مربوط به یک متقاضی باشد در این صورت با استفاده از رابطه:

$$S_{new} = \frac{P}{A \cdot \cos \phi} \quad (19)$$

می‌توان مقدار ظرفیت ترانسفورماتور را محاسبه نمود که در آن P قدرت مورد نیاز متقاضی می‌باشد.

A : حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور که از رابطه ۱۷ بدست می‌آید.

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

۲۸

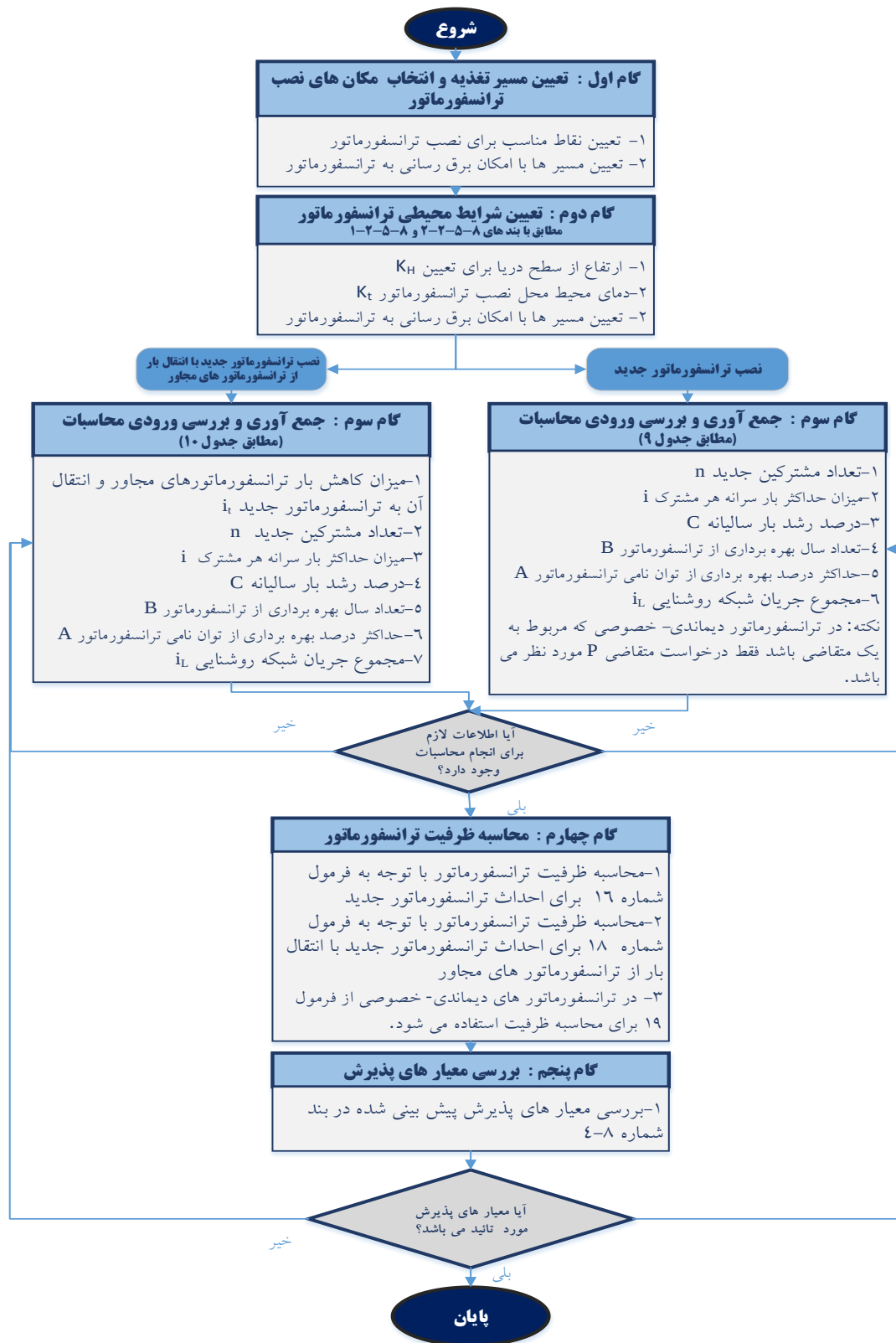
۲۹

۳۰

اینفو

مراجع

اعضاء



شکل ۹: روند نمای احداث پست های توزیع

۸-۱۰-۲- محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور موجود

۸-۱۰-۲-۱- بهینه سازی و تقویت ترانسفورماتور موجود

در ابتدا با توجه به درخواست بهینه سازی انجام شده اطلاعات ترانسفورماتورهای موجود منطقه به شرح جدول ۱۱ مشخص گردد:

جدول ۱۱: اطلاعات ترانسفورماتورهای موجود منطقه

شماره ترانسفورماتور ها
قدرت ترانسفورماتور
درصد بار ترانسفورماتور
فاصله تا محل پیشنهادی (m)
بار فیدر یا فیدرهای منتهی به محل مورد نظر

جدول ۱۲: پارامترهای ورودی برای محاسبات تقویت ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر

بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)
حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
درصد رشد سالیانه منطقه مورد بررسی (C)
میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید (i_L)
مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

با توجه به پارامترهای فوق ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می کنیم:

$$S_{new} = \frac{(i_t + i) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} \quad (20)$$

حال با توجه به فاصله ترانسفورماتور با ترانسفورماتور مجاور و ظرفیت آنها و درصد بار ترانسفورماتور ها با در نظر گرفتن نقاط مانور بین فیدرهای منتهی به ترانسفورماتور مورد نظر و همچنین در نظر گرفتن حداقل افت ولتاژ انتهایی شبکه فشار ضعیف، بهینه سازی انجام میشود و محاسبات ظرفیت ترانسفورماتور براساس مشترکین موجود و تبادل بار به ترانسفورماتورهای مجاور برآورد می گردد.

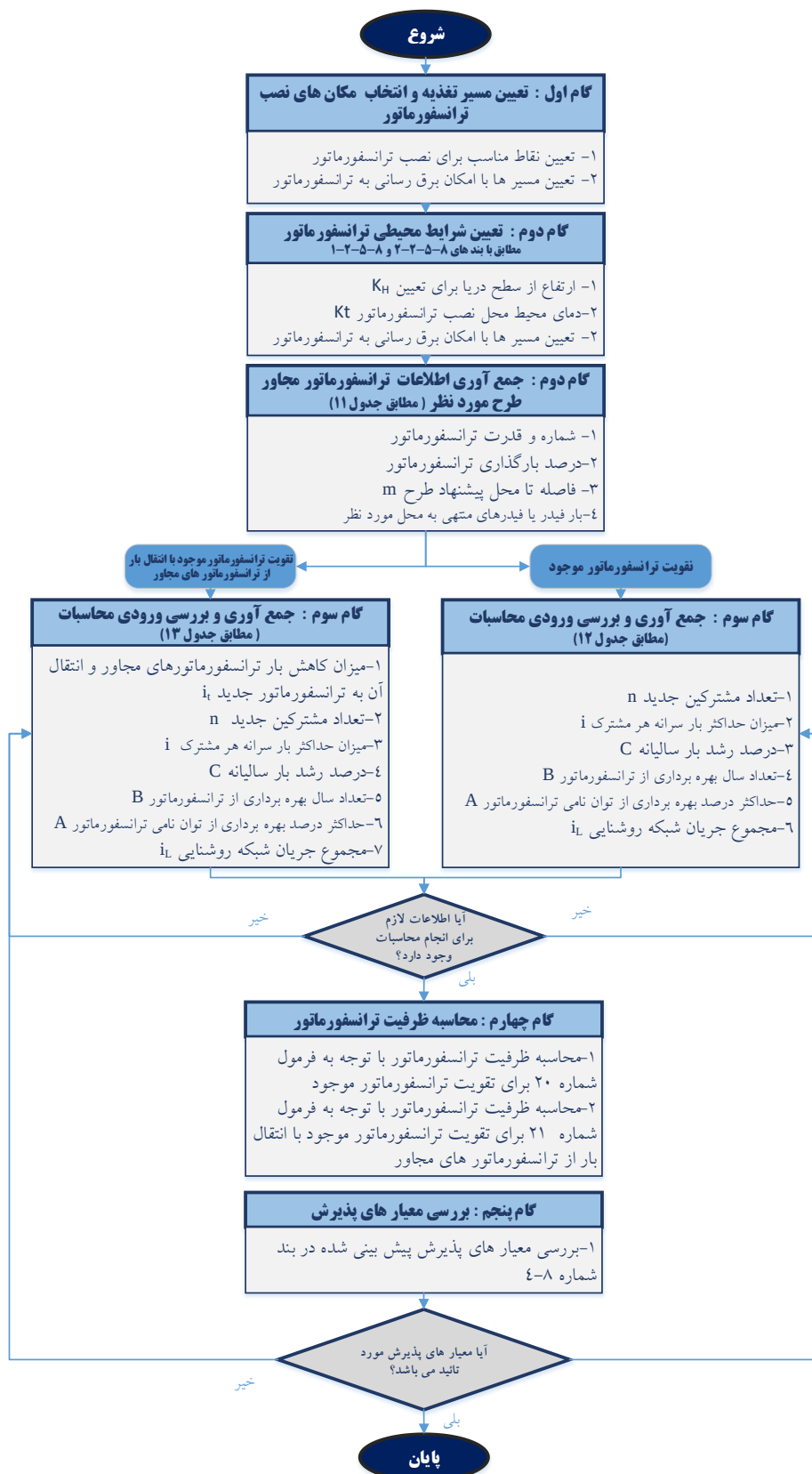
۸-۱۰-۲-۲- تقویت درمناطق دارای مشترکین قبلی

جدول ۱۳: پارامترهای ورودی برای محاسبات دارای مشترکین قبلی

میزان کاهش بار ترانسفورماتورهای مجاور و انتقال آن به ترانسفورماتور جدید (i_t)
تعداد مشترکین جدید (n)
میزان حداکثر بار سرانه هر مشترک (i)
درصد رشد بار سالیانه (C)
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

با توجه به پارامترهای فوق ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می کنیم:

$$S_{new} = \frac{(i_t + n \times i) \times \left(1 + \frac{C}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} \quad (21)$$



شکل ۱۰: روند نمای تقویت پست های توزیع

۸-۱۰-۳- جابجایی ترانسفورماتور موجود

در خصوص جابجایی محل نصب ترانسفورماتور بدلائل مختلف مانند تعریض خیابان و یا بوجود آمدن مشکل حریم و یا درخواست متقاضی، بعد از بازدید از منطقه و تعیین محل مناسب با در نظر گرفتن تمام موارد فنی از جمله:

- نبودن مشکل حریم

- تعیین مرکز ثقل بار و فیدر گیری مناسب

- اطلاعات ترانسفورماتورهای مجاور شامل بار، طول شبکه فشار ضعیف، افت ولتاژ در انتهای هر مسیر و حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور، نسبت به تبادل بار بین ترانسفورماتورها ظرفیت ترانسفورماتور مطابق مناطق دارای مشترکین قبلی محاسبه خواهد شد.

۸-۱۱- کابل‌های ارتباطی ترانسفورماتور به تابلو و سائز تابلو

براساس بار پیش بینی شده باید ظرفیت ترانسفورماتور، سائز تابلو و سائز کابل ارتباطی ترانسفورماتور به تابلو تعیین گردد. به منظور تعیین سائز تابلوهای توزیع، نوع و سائز کابل رابط ترانسفورماتور به تابلو آورده شده است. این جدول برای دمای هوای ۳۰ درجه سانتیگراد و بدون در نظر گرفتن ضریب تصحیح دما برای کابل در پیوست ۸ جدول ۳۷ و همچنین ضرایب تصحیح ترانسفورماتور تهیه شده است. لازم به ذکر است در صورت تغییر شرایط بهره برداری باید از ضرایب تصحیح ترانسفورماتور جهت تعیین جریان ثانویه ترانسفورماتور و ضرایب تصحیح دما جهت گزینش کابل ارتباطی ترانسفورماتور به تابلو استفاده نمود. در همین راستا از جدول ۳۷، جدول ۴۳ و جدول ۴۴ برای تعیین سائز کابل پیشنهادی می‌توان استفاده نمود.

جدول ۱۴ : محاسبه و گزینش کابل ارتباطی ترانس به تابلو

کابل تک رشته تخت		کابل چهار رشته		نوع کابل	سایز تابلو(*)	جریان ثانویه ترانسفورماتور در دمای ۳۰ درجه (A)	قدرت ظاهری ترانسفورماتور (KVA)
ظرفیت جریانی کابل (A)	سطح مقطع (mm)	ظرفیت جریانی کابل (A)	سطح مقطع (mm)				
-	-	۸۰	۳ × ۱۶ + ۱۶	CU	۶۳	۳۶	۲۵
-	-	۶۱	۳ × ۱۶ + ۱۶	AL			
-	-	۸۰	۳ × ۱۶ + ۱۶	CU	۱۰۰	۷۲	۵۰
-	-	۷۸	۳ × ۲۵ + ۲۵	AL			
-	-	۱۲۶	۳ × ۳۵ + ۳۵	CU	۱۶۰	۱۰۸	۷۵
-	-	۱۱۷	۳ × ۵۰ + ۵۰	AL			
-	-	۱۵۳	۳ × ۵۰ + ۵۰	CU	۱۶۰	۱۴۴	۱۰۰
-	-	۱۵۰	۳ × ۷۰ + ۷۰	AL			
-	-	۱۹۶	۳ × ۷۰ + ۷۰	CU	۲۵۰	۱۸۰	۱۲۵
-	-	۱۸۳	۳ × ۹۵ + ۹۵	AL			
-	-	۲۳۸	۳ × ۹۵ + ۹۵	CU	۲۵۰	۲۳۱	۱۶۰
-	-	۲۴۵	۳ × ۱۵۰ + ۱۵۰	AL			
-	-	۳۱۹	۳ × ۱۵۰ + ۱۵۰	CU	۴۰۰	۲۸۹	۲۰۰
۲۹۸	۳(۱×۱۲۰)+۱۲۰	-	-	AL			
۳۹۶	۳(۱×۱۲۰)+۱۲۰	۳۶۴	۳ × ۱۸۵ + ۱۸۵	CU	۴۰۰	۳۶۱	۲۵۰
۳۹۴	۳(۱×۱۸۵)+۱۸۵	-	-	AL			
۴۵۶	۳(۱×۱۵۰)+۱۵۰	-	-	CU	۶۳۰	۴۵۵	۳۱۵
۴۶۶	۳(۱×۲۴۰)+۲۴۰	-	-	AL			
۷۹۲	۲	۳۹۶	۳(۱×۱۲۰)+۱۲۰	CU	۶۳۰	۵۷۷	۴۰۰
۵۹۶	۲	۲۹۸	۳(۱×۱۲۰)+۱۲۰	AL			

ادامه جدول ۱۴ : محاسبه و گزینش کابل ارتباطی ترانس به تابلو

کابل تک رشته تخت		کابل چهار رشته		نوع کابل	سایز تابلو (*)	جریان ثانویه ترانسفورماتور در دمای ۳۰ درجه (A)	قدرت ظاهری ترانسفورماتور (KVA)
ظرفیت جریانی کابل (A)	سطح مقطع (mm)	ظرفیت جریانی کابل (A)	سطح مقطع (mm)				
۷۹۲	۲	۳۹۶	$۳(۱ \times ۱۲۰) + ۱۲۰$	CU	۸۰۰	۷۲۲	۵۰۰
۸۹۴	۳	۲۹۸	$۳(۱ \times ۱۲۰) + ۱۲۰$	AL			
۱,۱۸۸	۳	۳۹۶	$۳(۱ \times ۱۲۰) + ۱۲۰$	CU	۱۰۰۰	۹۰۹	۶۳۰
۱,۱۹۲	۴	۲۹۸	$۳(۱ \times ۱۲۰) + ۱۲۰$	AL			
۱,۲۳۰	۲	۶۱۵	$۳(۱ \times ۲۴۰) + ۲۴۰$	CU	۱۶۰۰	۱,۱۵۵	۸۰۰
۱,۳۹۸	۳	۴۶۶	$۳(۱ \times ۲۴۰) + ۲۴۰$	AL			
۱,۸۴۵	۳	۶۱۵	$۳(۱ \times ۲۴۰) + ۲۴۰$	CU	۱۶۰۰	۱,۴۴۳	۱۰۰۰
۱,۸۶۴	۴	۴۶۶	$۳(۱ \times ۲۴۰) + ۲۴۰$	AL			
۱,۸۴۵	۳	۶۱۵	$۳(۱ \times ۲۴۰) + ۲۴۰$	CU	۲۰۰۰	۱,۸۰۴	۱۲۵۰
۱,۸۶۴	۴	۴۶۶	$۳(۱ \times ۲۴۰) + ۲۴۰$	AL			
۲,۴۶۰	۴	۶۱۵	$۳(۱ \times ۲۴۰) + ۲۴۰$	CU	۳۲۰۰	۲,۳۰۹	۱۶۰۰
—	—	—	—	AL			
۳,۰۷۵	۵	۶۱۵	$۳(۱ \times ۲۴۰) + ۲۴۰$	CU	۳۲۰۰	۲,۸۸۷	۲۰۰۰
—	—	—	—	AL			

(*) در زمان خرید تابلو برای سازنده باید مشخصات کلید اتوماتیک بر اساس جدول شماره ۱ دستورالعمل الزامات و معیار های فنی و آزمون تابلوهای فشار ضعیف پست برای نصب در فضای آزاد شرکت توانیر، با عنوان خواسته های خریدار و مشخصات محل نصب و بهره برداری، تعیین شود، و در زمان تحویل تابلو توسط سازنده، موارد بررسی و سپس تابلو تحویل گرفته شود [۲].

۹- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار ضعیف

۹-۱- مقدمه

در این بخش هدف تعیین الزامات محاسبات الکتریکی شبکه فشار ضعیف می باشد. شبکه فشار ضعیف رابط بین پست‌های توزیع و مصرف کنندگان می باشد. پس برای تامین و سرویس دهی مطلوب به مشترکین باید محاسبات الکتریکی آن بر اساس وضعیت موجود و پوشش توسعه های آتی شبکه صورت پذیرد. بنابراین در زمان طراحی باید پارامترهای ورودی برای طراحی این ساختار با دقت جمع آوری و صحت سنجی لازم بر روی خروجی ها متناسب با انتظارات از طراحی این شبکه انجام گردد. در ادامه به نکات لازم و پارامترهای ورودی و خروجی مورد نیاز در محاسبات شبکه فشار ضعیف آورده شده است.

۹-۲- توان انتقالی فیدهای فشار ضعیف

در محاسبه الکتریکی شبکه فشار ضعیف باید تقاضا و نیاز های رشد آتی در منطقه بر اساس توسعه های کوتاه مدت و بلند مدت بررسی و سپس بر اساس میزان ظرفیت جریان دهی هادی مورد نظر و انجام پخش بار حداکثر توان قابل انتقال را تعیین نمائیم. در زمان تعیین نوع هادی باید توسعه آتی در نظر گرفته شود تا به لحاظ فنی و اقتصادی مشکلی ایجاد نگردد.

۹-۳- توان پست های توزیع

در محاسبات شبکه فشار ضعیف باید ظرفیت پست های توزیع در نظر گرفته شود به نحوی که افزایش فیدر و یا اضافه نمودن بار به شبکه موجود، توسط پست مورد نظر قابل پوشش و پاسخگوی توان واقعی محدوده تغذیه پست باشد و توان واقعی از توان نامی پست بیشتر نباشد (منظور از توان واقعی تحت پوشش محدوده تغذیه پست، مجموع تقاضای بارها و تلفات شبکه فشار ضعیف است).

۹-۴- حداکثر افت ولتاژ در محل تقاضا

در زمان واگذاری انشعاب به مشترکین و اضافه نمودن بار به شبکه فشار ضعیف موجود و یا ایجاد فیدر جدید باید توجه ویژه به حداکثر افت ولتاژ نقاط تقاضای مشترک شود و افت ولتاژ مورد نظر در چار چوب استاندارد لحاظ گردد. برای داشتن ولتاژ مناسب در نقاط تقاضا باید ولتاژ در پست ها نیز از حد معینی کمتر نشود. اندازه این افت ولتاژها باید مطابق با آئین نامه تکمیلی تعرفه برق مورد توجه قرار گیرد.

۹-۵- تعویض شاخه و بازیابی فیدر فشار ضعیف

از نکات مهم در تامین برق پایدار و سرویس دهی مناسب به مشترکین استفاده مطلوب از ظرفیت شبکه های همجوار برای بازیابی در شرایط اضطرار می باشد. به همین منظور باید در انجام محاسبات شرایط به نحوی با فیدر های مجاور در نظر گرفته شود که با تعویض شاخه و انتقال بار فیدرها بتوان خاموشی و انرژی توزیع نشده را به حداقل مقدار ممکن رساند. پس در زمان محاسبات و به نسبت بار های حساس در منطقه باید برای برون رفت از شرایط اضطرار نحوه

ترکیب بهینه فیدرهای همجوار را شناسایی و نسبت به تعیین ناحیه سرویس دهی بهینه در تبادل شاخه ای بین فیدرهای ترانسفورماتورها اقدام نمود. البته احتمال وقوع رشدهای ناگهانی در سیستم نیز وجود دارد که برای ایجاد ظرفیت های اضطراری باید هزینه فایده و ملاحظات فنی آن در نظر گرفته شود.

۹-۶- پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف

به منظور یکپارچه سازی روند محاسبات فیدرهای فشار ضعیف نیاز است پارامترهای مورد نیاز ورودی و خروجی در انجام این محاسبات تعیین و به تناسب نوع طرحها نسبت به محاسبات برای ایجاد و بهینه سازی شبکه اقدام گردد. در جدول ۱۵ پارامترهای لازم در طراحی و بعد از آن روندنماهای طراحی و همچنین در جدول ۱۶ هادی ها و کابل های مورد استفاده در این نوع شبکه به همراه محل کاربرد آنها آورده شده است. لازم به توضیح است که در پیوست ۸ نمودارهای مسافت جریان برای تعداد از هادی ها ارائه شده است.

۹-۷- معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار ضعیف

معیارهای ارزیابی و پذیرش محاسباتی الکتریکی، رعایت محدودیت های ذیل شامل:

- تحمل جریان اتصال کوتاه هادی
- حداکثر جریان هادی
- حداکثر افت ولتاژ شبکه

در طول کل شبکه می باشد. لازم به ذکر است جریان مجاز هر هادی حاصلضرب جریان مجاز نامی هادی در ضرایب تصحیح شرایط محیطی شبکه می باشد که می بایست رعایت شود.

البته شرکت های توزیع می توانند محدودیت هایی نظیر حداکثر جریان و یا طول فیدر فشار ضعیف ، نوع هادی شبکه (سیم، کابل ویا کابل خودنگه دار)، تنوع سائز هادی(بعنوان مثال فقط از کابل خودنگهدار ۷۰ و یا ۵۰ استفاده شود) را با رعایت استانداردهای توانیر و شرایط محیطی شرکت در نظر گیرد.

جدول ۱۵ پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف

ردیف	عنوان طرح	ورودی ها	هوایی	زمینی	خروجی ها
۱	احداث فیدر جدید بدون شبکه موجود (مشترکین جدید)	فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست توزیع (طول خط)	*	*	- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه
۲		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	- انتخاب سائز هادی
۳		مصرف سرانه مشترکین (تکفاز، سه فاز) با تعرفه ها و مناطق مختلف	*	*	- تعیین جریان هادی
۴		ضریب همزمانی و یا ضریب توان مشترکین ^۱	*	*	- تعیین جریان ابتدای فیدر
۵		تعیین ضرائب رشد بار منطقه و رشد توسعه و تراکم منطقه	*	*	- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر
۶		نوع هادی‌ها، ظرفیت جریان دهی، تعیین افت ولتاژ و جریان اتصال کوتاه مجاز	*	*	- تعیین تلفات توان شبکه
۷		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله)	-	*	- تعیین نقاط مانور با شبکه های مجاور در صورت امکان
		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی	-	*	- پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی
					- تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار
					- تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود

^۱ : نحوه محاسبه ضریب همزمانی و ضریب توان مشترکین در دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی بند ۷ به تفصیل آمده است.

ادامه جدول ۱۵ : پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف

ردیف	عنوان طرح	ورودی ها	هوایی	زمینی	خروجی ها
۱	احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود	بررسی وضعیت بار پست توزیع و فیدر بالا دستی	*	*	- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه
۲		فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست توزیع (طول خط)	*	*	- تعیین جریان هادی
۳		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	- انتخاب سازه هادی شبکه جدید
۴		مصرف سرانه مشترکین (تلفاز، سه فاز) با تعرفه‌ها و مناطق مختلف	*	*	- تعیین جریان ابتدای فیدر
۵		ضریب همزمانی و یا ضریب توان مشترکین ^۱	*	*	- تعیین تلفات توان شبکه
۶		تعیین ضرائب رشد بار منطقه و رشد توسعه و تراکم منطقه	*	*	- تعیین ظرفیت ترانسفورماتور جدید در صورت پاسخگو نبودن ظرفیت ترانسفورماتور موجود
۷		جریان و ضریب توان شبکه موجود	*	*	- افزایش ظرفیت فیدر بالا دستی در صورت پاسخگو نبودن ظرفیت فیدر موجود
۸		نوع هادی‌ها، ظرفیت جریان دهی، تعیین افت ولتاژ و جریان اتصال کوتاه مجاز	*	*	- تعیین نقاط مانور با شبکه های مجاور در صورت امکان
۹		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله)	-	*	- پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی
۱۰		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی	-	*	- تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار
					- تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود

^۱ : نحوه محاسبه ضریب همزمانی و ضریب توان مشترکین در دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی شرکت توانیر، بند ۷ به تفصیل آمده است.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۱۵ : پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف

ردیف	عنوان طرح	ورودی‌ها	هوایی	زمینی	خروجی‌ها
۱	افزایش مشترکین بر روی شبکه موجود	بررسی وضعیت بار پست توزیع و فیدر بالادستی	*	*	
۲		فاصله محل نقاط تقاضای بار از فیدر موجود (طول خط)	*	*	- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه
۳		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	- تعیین جریان هادی
۴		مصرف سرانه مشترکین (تکفاز، سه فاز) با تعرفه ها و مناطق مختلف	*	*	- تغییر نوع هادی در صورت نیاز
۵		ضریب همزمانی و یا ضریب توان مشترکین ^۱	*	*	- تعیین جریان ابتدای فیدر
۶		تعیین ضرائب رشد بار منطقه و رشد توسعه و تراکم منطقه	*	*	- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر
۷		جریان و ضریب توان شبکه	*	*	- تعیین تلفات توان شبکه
۸		نوع هادی ها، ظرفیت جریان دهی، تعیین افت ولتاژ و جریان اتصال کوتاه مجاز	*	*	- تعیین ظرفیت ترانسفورماتور جدید در صورت پاسخگو نبودن ظرفیت ترانسفورماتور موجود
۹		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله)	*	-	- پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی
۱۰		در نظر گرفتن ضرائب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی	*	-	- در نظر گرفتن ظرفیت برای شرایط اضطرار
					- تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود

^۱ : نحوه محاسبه ضریب همزمانی و ضریب توان مشترکین در دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی شرکت توانیر، بند ۷ به تفصیل آمده است.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول شماره ۱۵ : پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف

ردیف	عنوان طرح	ورودی ها	هوایی	زمینی	خروجی ها
۱	پیش بینی نقاط مانوری یا تعادل بار	بررسی وضعیت بار پست های توزیع مجاور و فیدر یا فیدرهای بالادستی	*	*	- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه
۲		بررسی وضعیت بار فیدرهای مجاور و حداکثر افت ولتاژ آنها	*	*	- تغییر نوع هادی در صورت نیاز
۳		بررسی میزان توان بار مصرفی (کیلووات) به فیدر مجاور	*	*	- تعیین جریان هادی
۴		تعیین نقاط مانور متناسب با توان بار مصرفی قابل انتقال و حداکثر افت ولتاژ	*	*	- تعیین جریان ابتدای فیدر
۵		ثبت نقاط مانور بر روی نقشه های در دسترس	*	*	- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر
۶		بررسی هادی و ظرفیت جریان دهی، تعیین افت ولتاژ و جریان اتصال کوتاه مجاز	*	*	- تعیین تلفات توان شبکه
					- تعیین ظرفیت قابل مانور در شرایط اضطراری
					- تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود
					- پیش بینی نقاط مانوری

جدول ۱۶- هادیهای مورد استفاده در شبکه های فشار ضعیف

ردیف	نام کابل	کاربرد
۱	کابل خودنگهدار ABC	امکان استفاده در معابر باریک و جهت حفظ ایمنی افراد و رعایت حریم موانع مصنوعی مناطق دارای برق های غیر مجاز مناطق جنگلی و دارای درختان متراکم مناطق با برف سنگین و وزش باد شدید مناطق دارای پتانسیل خوردگی
۲	کابل PVC و XPPE	در مناطقی که امکان احداث شبکه بصورت زمینی وجود دارد. در مناطق با تراکم مشترکین بالا که استفاده از شبکه زمینی با قابلیت انتقال بار بالارا ایجاب می نماید.
لازم به ذکر است انتخاب سطح مقطع هادی باید بر اساس محاسبات الکتریکی انتخاب شود.		

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

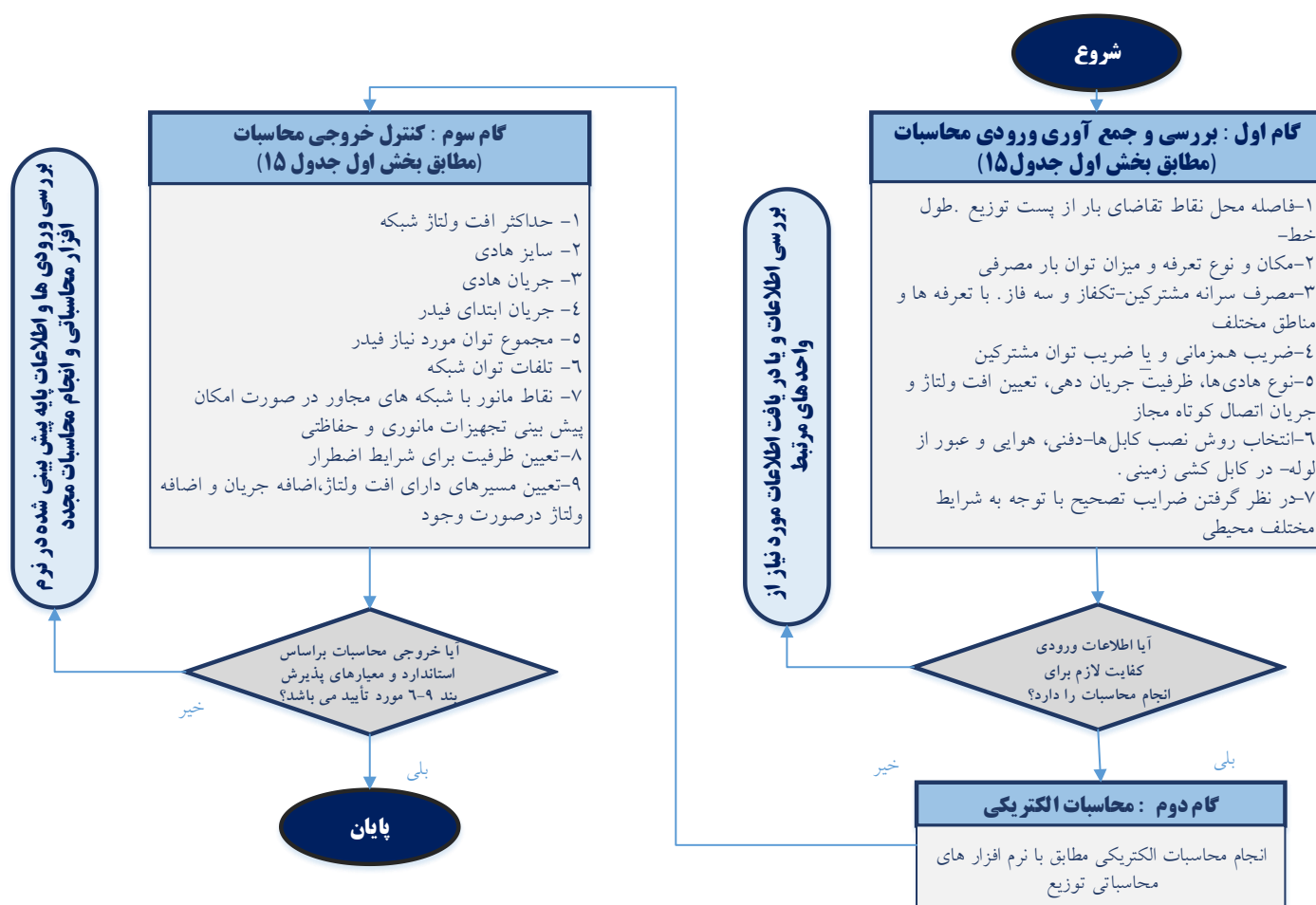
۲۵

۲۶

۲۷

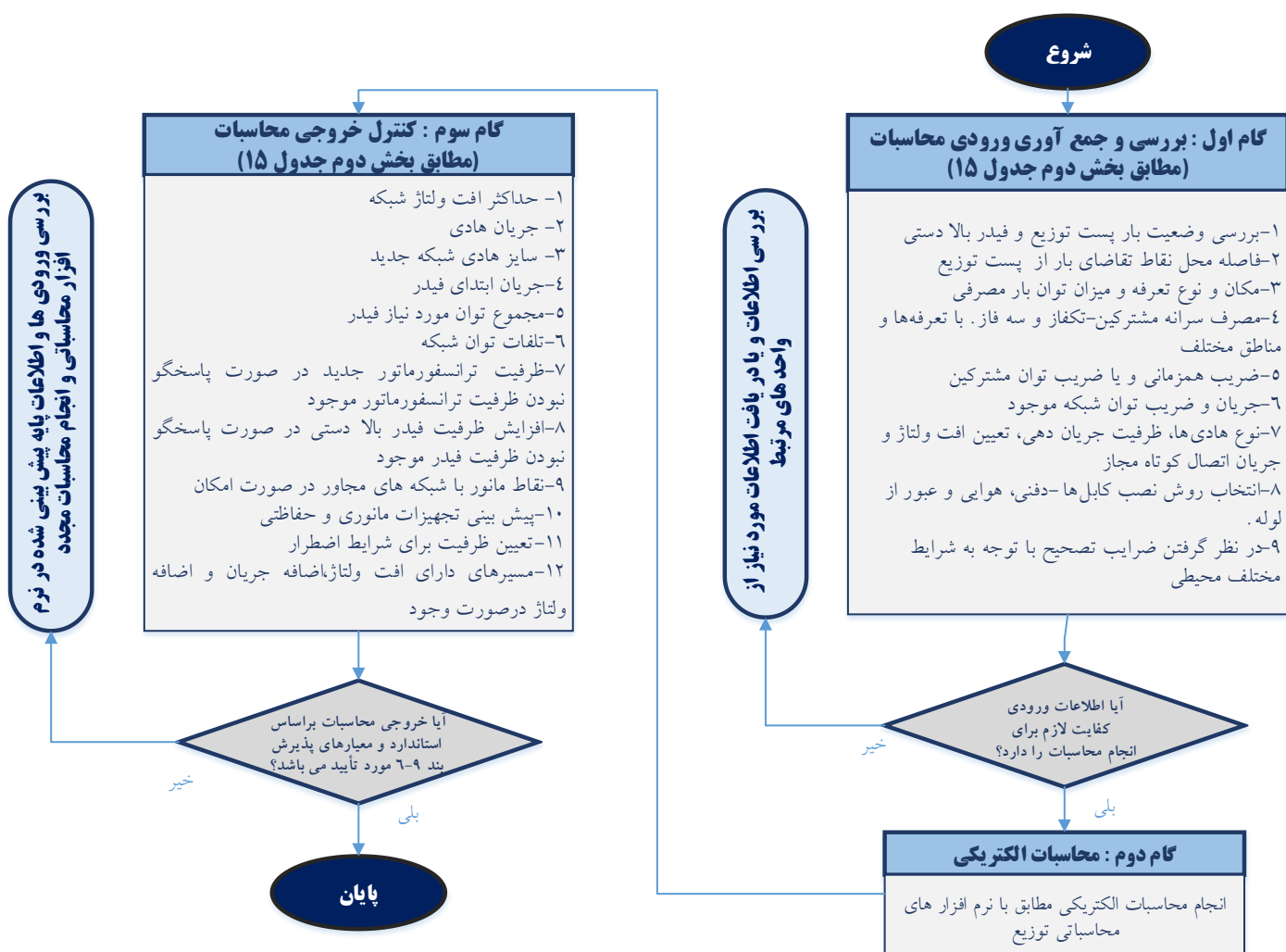
۲۸

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



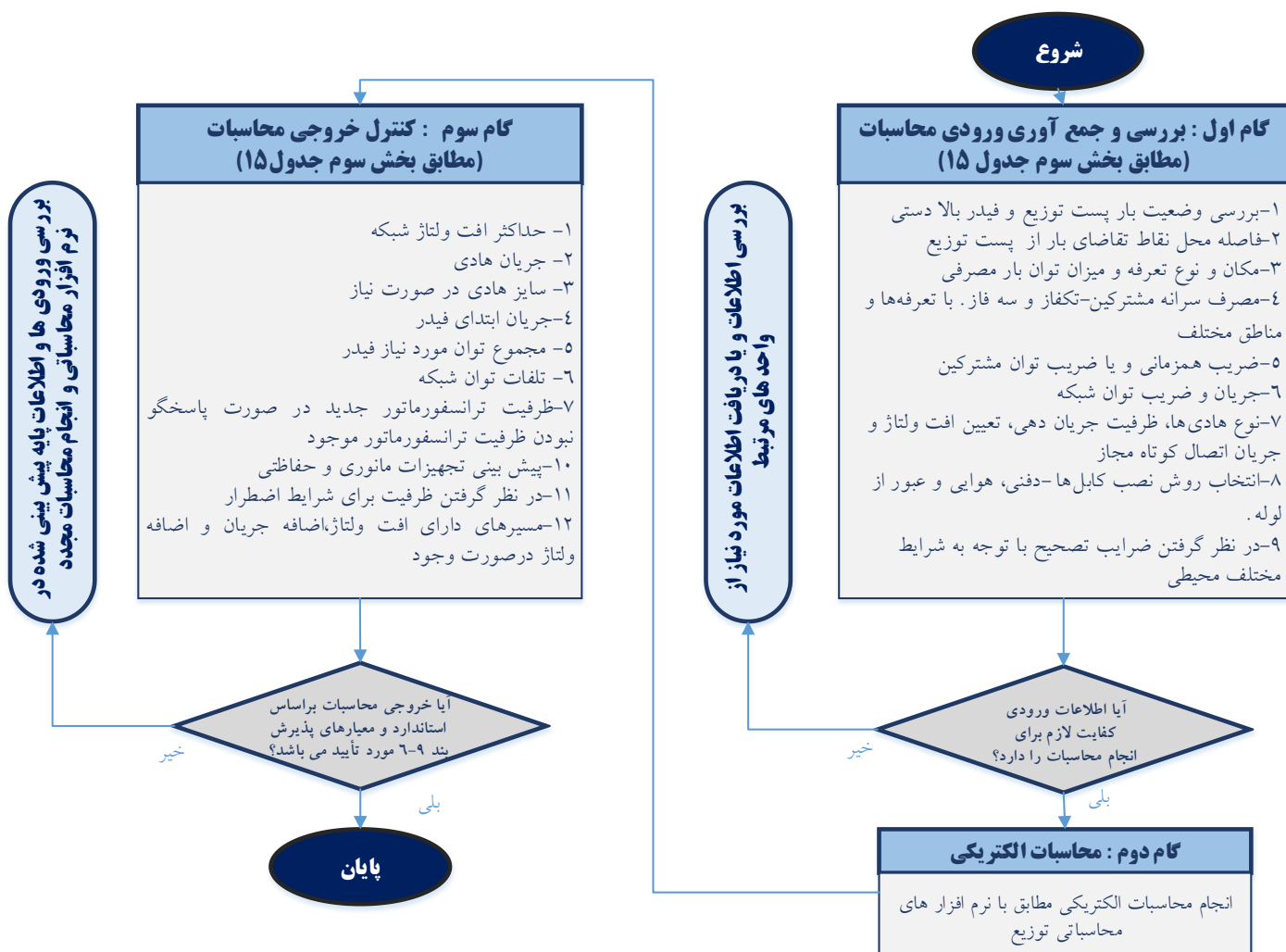
شکل ۱۱: روند نمای احداث فیدر جدید در شبکه فشار ضعیف هوایی و زمینی

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



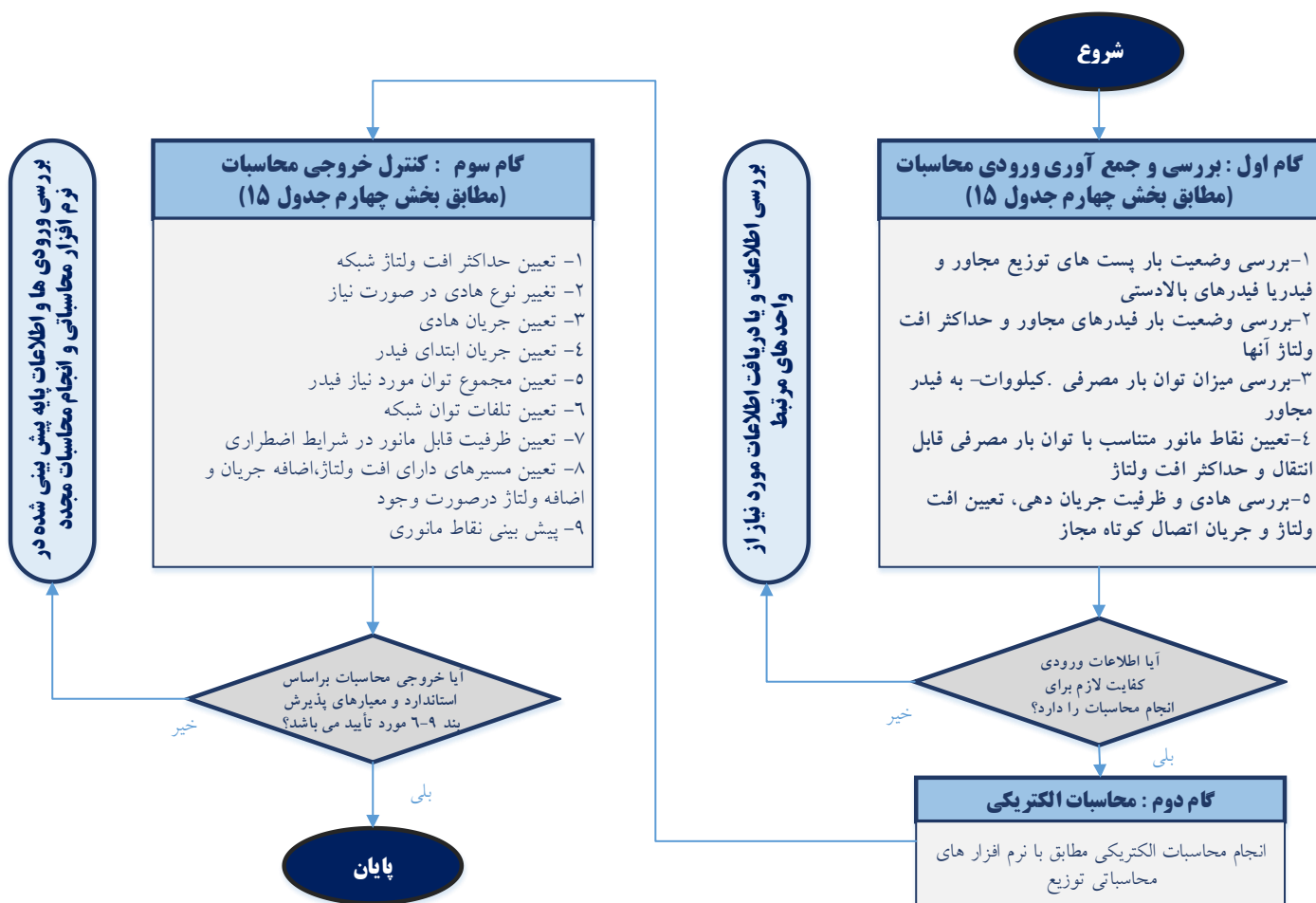
شکل ۱۲: روند نمای احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود در شبکه های فشار ضعیف هوایی و زمینی

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



شکل ۱۳: روند نمای افزایش مشترکین جدید بر روی شبکه موجود در شبکه های فشار ضعیف هوایی و زمینی

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



شکل ۱۴: روند نمای پیش بینی نقاط مانوری یا تعادل بار در شبکه فشار ضعیف هوایی و زمینی

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

۲۸

۲۹

۳۰

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۱۰- روشنایی معابر در شبکه های توزیع

در این دستورالعمل به پارامترهای تأثیرگذار در روشنایی معابر پرداخته نشده و ظرفیت های پیش بینی شده در استانداردهای روشنایی معابر شرکت توانیر جلد ۱ تا ۴ و نشریه شماره ۱۹۵ که بطور مشترک توسط شرکت توانیر و سازمان برنامه و بودجه تدوین شده، با نگرش طراحی و اجرای پروژه های روشنایی معابر می باشند و منابع مناسبی برای طراحی شبکه های روشنایی معابر می باشد. در ویرایش های بعدی این دستورالعمل به روشنایی معابر پرداخته خواهد شد.

۱۱- محاسبات اقتصادی

از آنجا که هدف از طراحی سیستم توزیع برای سرویس و مصرف کنندگان در محدوده استانداردهای فنی، با در نظر گرفتن حداقل هزینه می باشد، بررسی اقتصادی در طراحی جایگاه مهمی پیدا می کند. در این قسمت عوامل تعیین کننده هزینه های سیستم توزیع و نحوه محاسبه آنها معرفی می شود.

وقتی یک مسئله در طراحی دارای پاسخ های متعددی از دیدگاه فنی باشد، هزینه هر یک از این پاسخ ها عامل تعیین کننده مهمی در انتخاب یکی از پاسخ ها خواهد بود. از این رو لازم است یک مدل مالی مناسب که متناسب با اصول اقتصادی بتواند هزینه ها را با هم مقایسه کنند، به دست آید. در ادامه به پارامترهای محاسبات اقتصادی و نحوه مقایسه آنان با یکدیگر آورده شده است:

۱-۱۱- پارامترهای تأثیر گذار در محاسبات اقتصادی

۱-۱-۱- نرخ تورم

نرخ تورم که معمولاً به درصد بیان می شود بیانگر افزایش قیمت یک کالا یا یک سرویس ثابت در هر سال نسبت به سال قبل است.

$$\text{قیمت کالا در سال } m = \left(\frac{\text{نرخ بهره}}{100} + 1 \right)^{(m-n)} \times (\text{قیمت کالا در سال } n)$$

۱-۱-۲- نرخ بهره

نرخ بهره معرف برگشت سرمایه است یعنی چنانچه برای یک سرمایه گذاری وام دریافت شود نرخ بهره وام معین کننده مقدار واقعی است که مجری طرح باید به بانک برگرداند و از این رو در محاسبات هزینه واقعی باید در نظر گرفته شود. هزینه پروژه ها عمدتاً شامل:

- آزاد سازی مسیر و رفع حریم

- قیمت تجهیزات

- دستمزد نصب و دستمزد برکناری تجهیزات موجود می باشد.

توضیح: قیمت تجهیزات برکنار شده بر اساس درجه برکناری آنها از هزینه پروژه باید کسر گردد.

۱-۱-۳- استهلاک سرمایه

یک سرمایه گذاری به دلایل مختلف از جمله فرسودگی تجهیزات یا وسایل، تغییر نوع استفاده و کاربری یا هر دلیل دیگر، ارزش اولیه خود را از دست می دهد، از این رو لازم است در برآورد اقتصادی این موضوع نیز در نظر گرفته شود.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

از آنجاکه پیش بینی نرخ تورم، نرخ بهره و استهلاک سرمایه برای طرحهای شبکه های توزیع غالباً مشکل است و در طرح های بزرگ عمدتاً نیاز به توجه بیشتری دارد، در این دستورالعمل از آنها چشم پوشی نموده تا طرح های مختلف را براساس مدت زمان بازگشت سرمایه آنها مقایسه نمود.

۱۱-۲- مقایسه و انتخاب طرح ها بر اساس مدت زمان بازگشت سرمایه

قیمت فروش هر کیلووات $\times 365 \times 24 \times$ [تعداد متقاضیان به تفکیک تعرفه $\times$ مصرف سرانه تعرفه $\sum$] = درآمد حاصل از فروش انشعاب جدید

$365 \times 24 \times$ (قیمت تولید هر کیلووات $\times$ مقدار تلفات کاهش یافته) = درآمد حاصل از کاهش تلفات به متناسب با طرح ارائه شده

مجموع هزینه های پروژه

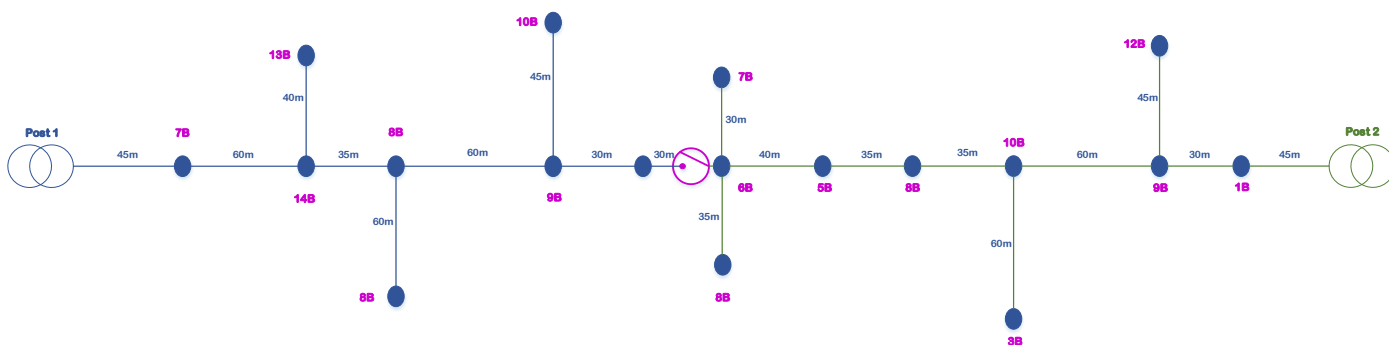
$$\text{مدت زمان بازگشت سرمایه} = \frac{\text{درآمد حاصل از کاهش تلفات} + \text{درآمد حاصل از فروش انشعاب جدید}}{\text{مجموع هزینه های پروژه}}$$

جدول ۱۷: مقایسه و انتخاب طرحها براساس مدت زمان بازگشت سرمایه

مدت زمان بازگشت سرمایه	قیمت فروش هر کیلووات	قیمت تولید هر کیلووات	مشترکین جدید (کیلووات)	حداکثر افت ولتاژ	مقدار کاهش تلفات (کیلووات)	مجموع هزینه پروژه	طرحهای پیشنهادی
							طرح ۱
							طرح ۲
							

مثال :

در منطقه ای آپارتمانی افت ولتاژ بالای ۱۰ درصد وجود دارد. تمامی شبکه سیم ۱۶ مسی است و از دو پست موجود تغذیه می شود.



دستور العمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

فیدر پست ۱:

جریان ابتدای فیدر: ۱۶۵ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۱۱,۷۹٪ و تلفات خط : ۱۰,۳۳KW

فیدر پست ۲:

جریان ابتدای فیدر: ۱۶۰,۱ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۱۳,۴۶٪ و تلفات خط : ۱۱,۰۴KW

شرایط موجود:

- مصرف سرانه مشترکین به تفکیک تعرفه ها :
- مصرف سرانه مشترکین خانگی : ۹ آمپر تکفاز (Kw ۱,۸)
- ضریب رشد بار منطقه : ۲٪
- حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A): ۹۰٪
- افت ولتاژ مجاز : ۵٪
- نوع هادی ها، ظرفیت جریان دهی :

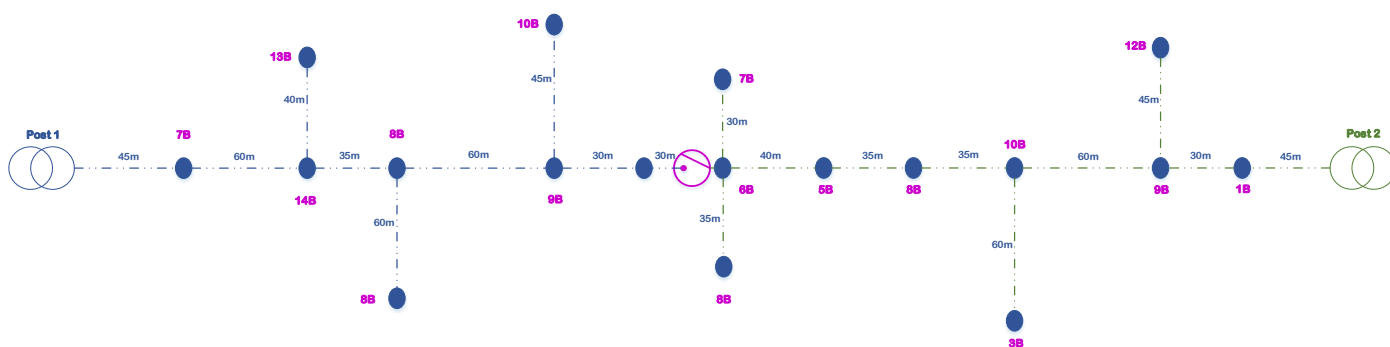
نوع هادی	حداکثر جریان مجاز	R	X
سیم ۱۶	۱۲۵	۱,۱۶۱۰	۰,۳۲۴۶
کابل خودنگهدار ۷۰	۱۵۸	۰,۴۴۳	۰,۰۹۰۸

برای کاهش افت ولتاژ دو طرح پیشنهادی وجود دارد:

طرح ۱: تبدیل شبکه سیمی ۱۶ مسی به کابل خودنگهدار ۷۰

طرح ۲: نصب ترانس در مرکز ثقل بار

طرح ۱: تبدیل شبکه سیمی به کابل خودنگهدار ۷۰



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

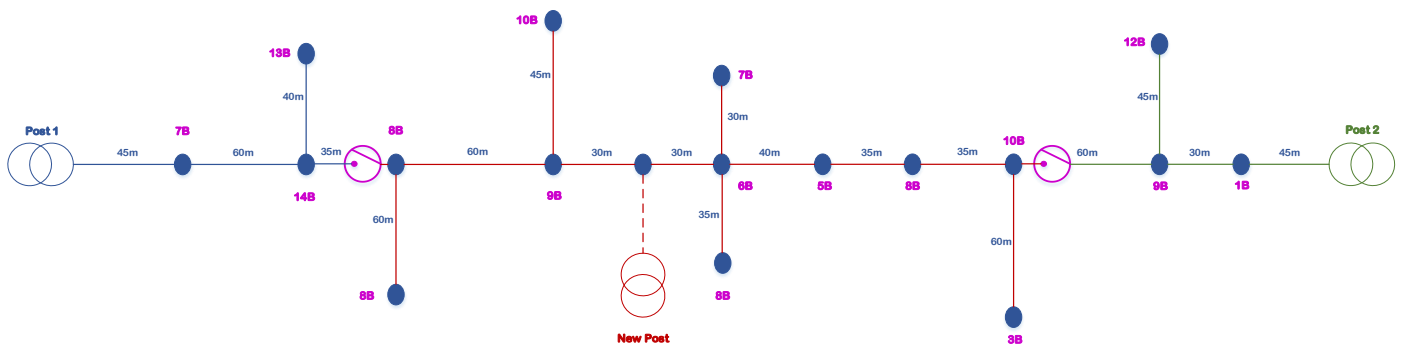
فیدر پست ۱:

جریان ابتدای فیدر: ۱۵۵ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۰.۵٪ و تلفات خط : ۳,۴۴ Kw

فیدر پست ۲:

جریان ابتدای فیدر: ۱۴۹ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۰.۵۸٪ و تلفات خط : ۳,۴۶ Kw

طرح ۲: نصب ترانسفورماتور در مرکز ثقل بار:



با توجه به وجود فضای سبز موجود در مرکز ثقل بار ، نیازی به آزاد سازی برای نصب ترانسفورماتور نمی باشد، در غیر اینصورت می بایست هزینه آزادسازی به هزینه های طرح اضافه میگردید.

فیدر پست ۱:

جریان ابتدای فیدر: ۷۳,۲ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۰.۳۸۹٪ و تلفات خط : ۱,۵۷ Kw

فیدر پست ۲:

جریان ابتدای فیدر: ۴۶,۸ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۰.۲۳۷٪ و تلفات خط : ۰,۶۶ Kw

فیدر پست جدید:

جریان ابتدای فیدر: ۱۸۱,۸ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۰.۴۳۳٪ و تلفات خط : ۳,۰۷ Kw

محاسبه سائز ترانسفورماتور:

$$S_{new} = \frac{(i) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(181.8) \times \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 + 2}{1.44 \times 0.9} = 155.85 \text{ KVA}$$

سائز ترانسفورماتور پیشنهادی : ۱۶۰ KVA



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

محاسبات اقتصادی:

مدت زمان بازگشت سرمایه	قیمت تولید هر کیلووات (ریال)	حداکثر افت ولتاژ	مقدار کاهش تلفات (کیلووات)	مجموع هزینه پروژه (ریال)	
—	۳۰۰۰ ریال	۱۳,۴۶	۲۱,۳۷	—	حالت موجود
۱۴,۲ سال		۴,۵۸	۶,۹	۲,۵۸۸,۰۰۰,۰۰۰	طرح ۱
۹,۶ سال		۴,۳۳	۵,۳	۱,۳۵۰,۰۰۰,۰۰۰	طرح ۲

با توجه به مدت زمان بازگشت سرمایه دو طرح، طرح ۲ توجیه اقتصادی دارد.

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

[فهرست](#)

[شکل](#)

[جدول](#)

[پیشگفتار](#)

[۱](#)

[۲](#)

[۳](#)

[۴](#)

[۵](#)

[۶](#)

[۷](#)

[۸](#)

[۹](#)

[۱۰](#)

[۱۱](#)

[پ ۱](#)

[پ ۲](#)

[پ ۳](#)

[پ ۴](#)

[پ ۵](#)

[پ ۶](#)

[پ ۷](#)

[پ ۸](#)

[پ ۹](#)

[پ ۱۰](#)

[پ ۱۱](#)

[اینفو](#)

[مراجع](#)

[اعضاء](#)

پیوست ۱ - عمده اهداف تهیه طرحها



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

جدول ۱۸: عمده اهداف تهیه طرحها

اهداف تهیه طرح	عنوان طرح پیشنهادی	دلایل گزینش
برقرسانی به متقاضی ولتاژ اولیه	احداث پست فوق توزیع	درخواست متقاضی بالای ۷ مگاوات
	احداث شبکه فشار متوسط اختصاصی	درخواست متقاضی بین ۳ تا ۷ مگاوات
	احداث شبکه فشار متوسط عمومی و احداث پست اختصاصی	درخواست متقاضی بین ۲۵۰ تا ۳۰۰۰ کیلووات فاصله متقاضی تا شبکه فشار متوسط عمومی
برقرسانی به متقاضی دیماندی ولتاژ ثانویه	احداث پست فوق توزیع، احداث شبکه فشار متوسط عمومی، احداث پست عمومی و نصب تابلو اندازه گیری	فاصله متقاضی تا شبکه فشار متوسط عمومی
	احداث شبکه فشار متوسط عمومی، احداث پست عمومی و نصب تابلو اندازه گیری	
	احداث پست عمومی و نصب تابلو اندازه گیری	
برقرسانی به متقاضی غیر دیماندی ولتاژ ثانویه	احداث شبکه ف م، احداث پست عمومی، نصب تابلو توزیع، احداث فیدر فشار ضعیف و کابل انشعاب	فاصله متقاضی تا شبکه فشار ضعیف عمومی
	احداث پست عمومی، نصب تابلو توزیع، احداث فیدر فشار ضعیف و کابل انشعاب	
	نصب تابلو توزیع، احداث فیدر فشار ضعیف و کابل انشعاب	
	احداث فیدر فشار ضعیف و کابل انشعاب	
تغذیه شبکه روشنایی	احداث شبکه ف م، احداث پست عمومی، نصب تابلو توزیع (یا تابلوی روشنایی) و احداث فیدر فشار ضعیف	فاصله متقاضی تا شبکه فشار ضعیف عمومی
	احداث پست عمومی، نصب تابلو توزیع (یا تابلوی روشنایی) و احداث فیدر فشار ضعیف	
	نصب تابلو توزیع (یا تابلوی روشنایی) و احداث فیدر فشار ضعیف	
	احداث فیدر فشار ضعیف	
ایجاد نقطه مانور در شبکه فشار متوسط	احداث شبکه فشار متوسط و نصب کلید	برحسب شرایط شبکه فشار متوسط عمومی موجود
	نصب کلید	
ایجاد نقطه مانور در شبکه فشار ضعیف	احداث شبکه فشار متوسط، نصب ترانسفورماتور، احداث شبکه فشار ضعیف و نصب کلید	برحسب شرایط شبکه فشار ضعیف عمومی موجود
	احداث شبکه فشار ضعیف و نصب کلید	
	نصب تابلو	



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

ادامه جدول ۱۸ - عمده اهداف تهیه طرحها

اهداف تهیه طرح	عنوان طرح پیشنهادی	دلایل گزینش
رفع حریم شبکه فشار متوسط	تغییر آرایش شبکه (ال آرم)	براساس محاسبات اقتصادی و شرایط شبکه فشار متوسط
	تغییر مسیر شبکه	
	تغییر نوع شبکه (سیم به کابل و یا کابل خودنگه دار)	
رفع حریم شبکه فشار ضعیف	تغییر آرایش شبکه (جلور)	براساس محاسبات اقتصادی و شرایط شبکه فشار ضعیف
	تغییر مسیر شبکه	
	تغییر نوع شبکه (سیم به کابل و یا کابل خودنگه دار)	
کاهش افت ولتاژ شبکه فشار متوسط	احداث پست فوق توزیع، احداث شبکه فشار متوسط	براساس شرایط بهره برداری محاسبات اقتصادی هزینه احداث پروژه
	احداث شبکه فشار متوسط	
	نصب کلید و مانور با فیدر مجاور	
	افزایش ظرفیت هادی شبکه فشار متوسط	
	خازن گذاری	
کاهش افت ولتاژ شبکه فشار ضعیف	احداث شبکه فشار متوسط، احداث پست توزیع، احداث شبکه فشار ضعیف	براساس شرایط بهره برداری محاسبات اقتصادی هزینه احداث پروژه
	احداث پست توزیع، احداث شبکه فشار ضعیف	
	احداث شبکه فشار ضعیف	
	مانور با فیدر مجاور	
	افزایش ظرفیت هادی شبکه فشار ضعیف	
	خازن گذاری	

در پروژه های توزیع عمدتاً اهداف مختلفی دنبال می گردد و برای تحقق آن اهداف می توان طرح های مختلفی پیشنهاد نمود، طراح باید با توجه به اهداف طرح ها و تناسب آنها با شرایط محیطی و جغرافیایی و همچنین توجهات اقتصادی و بهترین شرایط بهره برداری، بهترین طرح را پیشنهاد و مراحل طراحی آن را انجام دهد.

در جدول فوق عمده اهداف طرح های شرکت توزیع و طرح های پیشنهادی به منظور تحقق آنها آورده شده است. طراح باید براساس دلایل گزینش، بهترین گزینه را با رعایت اصول فنی-ایمینی انتخاب نماید. لازم به توضیح است در صورت لزوم میتوان از ترکیب طرحهای پیشنهادی استفاده نمود.



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

[فهرست](#)

[شکل](#)

[جدول](#)

[پیشگفتار](#)

[۱](#)

[۲](#)

[۳](#)

[۴](#)

[۵](#)

[۶](#)

[۷](#)

[۸](#)

[۹](#)

[۱۰](#)

[۱۱](#)

[۱۲](#)

[۱۳](#)

[۱۴](#)

[۱۵](#)

[۱۶](#)

[۱۷](#)

[۱۸](#)

[۱۹](#)

[۲۰](#)

[۲۱](#)

[۲۲](#)

[۲۳](#)

[۲۴](#)

[۲۵](#)

[۲۶](#)

[۲۷](#)

[۲۸](#)

[۲۹](#)

پیوست ۲- ماتریس طراحی عمده طرح های شبکه های توزیع



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

جدول ۱۹: ماتریس طراحی عمده طرحهای شبکه های توزیع

ردیف	سطح ولتاژ	نوع شبکه	عنوان طرح	مسیر یابی	نقشه برداری	مطالعات الکتریکی ^۱				مطالعات (شبیه سازی) مکانیکی	جدول تپ شده برای مطالعات الکتریکی	جدول تپ شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	هماهنگی حفاظتی			
۱	فشار متوسط	فشار	توسعه فیدر جدید	*	*	*	*	*	*	*	-	-
۲			توسعه فیدر موجود	*	*	*	*	*	*	*	-	-
۳			ایجاد قدرت مانور	*	*	*	*	*	*	*	-	-
۴			تغییر سطح مقطع	-	-	*	*	-	-	*	-	-
۵			جابجایی پایه ^۲	-	-	-	-	-	-	*	-	-
۶			جابجایی شبکه ^۲	*	-	-	-	-	-	*	-	-
۷			نصب کات اوت	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۸			نصب برقگیر	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۹			نصب تجهیزات حفاظتی	-	-	*	*	*	*	-	-	-
۱۰			نصب تجهیزات مانوری	-	-	*	*	*	*	-	-	-
۱۱			نصب سیم گارد	-	-	-	-	-	-	*	-	-
۱۲			رفع حریم								-	-

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

پ۱

پ۲

پ۳

پ۴

پ۵

پ۶

پ۷

پ۸

پ۹

پ۱۰

پ۱۱

اینفو

مراجع

اعضاء



ادامه جدول ۱۹ - ماتریس طراحی عمده طرح های شبکه های توزیع

ردیف	سطح ولتاژ	نوع شبکه	عنوان طرح	مسیر یابی	نقشه برداری	مطالعات الکتریکی ۱				مطالعات (شبیه سازی) مکانیکی	جداول تیب شده برای مطالعات الکتریکی	جداول تیب شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	هماهنگی حفاظتی			
۱۳	فشار متوسط	زمینی	توسعه فیدر جدید	*	*	*	*	*	*	-	-	-
۱۴			توسعه فیدر موجود	*	*	*	*	*	*	-	-	-
۱۵			ایجاد قدرت مانور	*	*	*	*	*	*	-	-	-
۱۶			تغییر سطح مقطع	-	-	*	*	-	-	-	*	-
۱۷			نصب کات اوت	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۱۸			نصب تجهیزات حفاظتی	-	-	*	*	*	*	-	-	-
۱۹			نصب تجهیزات مانوری	-	-	*	*	*	*	-	-	-
۲۰			زدن مفصل	-	-	-	-	-	-	-	-	-
۲۱			زدن دوراوه	-	-	-	-	-	-	-	-	-

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

۲۸

۲۹



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

ادامه جدول ۱۹ - ماتریس طراحی عمده طرح های شبکه های توزیع

ردیف	سطح ولتاژ	نوع شبکه	عنوان طرح	مسیر یابی	نقشه برداری	مطالعات الکتریکی ۱				مطالعات (شبیه سازی) مکانیکی	جدول تپ شده برای مطالعات الکتریکی	جدول تپ شده برای مطالعات مکانیکی
۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳
۲۲	ترانسفورماتور	هوایی	نصب ترانسفورماتور جدید	(تعیین مکان)※	-	*	*	-	*	*	-	*
۲۳			افزایش قدرت ترانسفورماتور موجود	-	-	*	*	-	*	*	-	*
۲۴			جابجایی ترانسفورماتور	(تعیین مکان)※	-	*	*	-	*	*	-	-
۲۵			تعیین فیدرهای خروجی ترانسفورماتور	*	-	*	*	*	*	*	*	-
۲۶			تعیین ظرفیت تابلو	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۲۷			جابجایی تابلو	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۲۸			رفع حریم	*	-	-	-	-	-	-	-	-
۲۹	ترانسفورماتور	زمینی	نصب ترانسفورماتور جدید	(تعیین مکان)※	-	*	*	-	*	*	-	-
۳۰			افزایش قدرت ترانسفورماتور موجود	-	-	*	*	-	*	*	-	-
۳۱			افزایش تعداد ترانسفورماتور در پست	-	-	*	*	-	*	*	-	-
۳۲			تعیین ظرفیت تابلو فشار متوسط	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۳۳			تغییر ظرفیت تابلو فشار متوسط	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۳۴			تعیین ظرفیت تابلو فشار ضعیف	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۳۵			جابجایی تابلو	-	-	-	-	-	-	-	*	-

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

۲۸

۲۹

۳۰



ادامه جدول ۱۹ - ماتریس طراحی عمده طرح های شبکه های توزیع

ردیف	سطح ولتاژ	نوع شبکه	عنوان طرح	مسیر یابی	نقشه برداری	مطالعات الکتریکی ^۱				مطالعات (شیبه سازی) مکانیکی	جداول تپ شده برای مطالعات الکتریکی	جداول تپ شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	هماهنگی حفاظتی			
۳۶	فشار ضعیف	تغذیه	توسعه فیدر جدید	*	-	*	*	*	*	*	-	-
۳۷			توسعه فیدر موجود	*	-	*	*	*	*	*	-	-
۳۸			ایجاد مانور	*	-	*	*	*	*	*	-	-
۳۹			تبدیل سیم به کابل خودنگهدار	-	-	*	*	*	*	*	-	*
۴۰			تغییر سطح مقطع	-	-	*	*	-	-	*	-	-
۴۱			افزایش تعداد فیدر بر روی شبکه موجود	-	-	*	*	*	*	*	-	-
۴۲			افزایش فیدر روشنایی معابر	-	-	-	-	-	-	-	*	*
۴۳			متقاضیان خرید انشعاب (تک تیری)	-	-	-	-	-	-	-	*	*
۴۴			جابجایی پایه ^۲	-	-	-	-	-	-	-	*	*
۴۵			جابجایی شبکه ^۲	*	-	-	-	-	-	*	-	-
۴۶			شبکه های روشنایی معابر	-	*	*	-	-	-	-	*	*
۴۷			نصب جعبه انشعاب	-	-	-	-	-	-	-	*	-
۴۸			زدن سرکابل	-	-	-	-	-	-	-	-	-
۴۹			رفع حریم	*	-	-	-	-	-	*	-	-

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

ادامه جدول ۱۹ - ماتریس طراحی عمده طرح های شبکه های توزیع

ردیف	سطح ولتاژ	نوع شبکه	عنوان طرح	مسیریابی	نقشه برداری	مطالعات الکتریکی ^۱				مطالعات (شبیه سازی) مکانیکی	جداول تپ شده برای مطالعات الکتریکی	جداول تپ شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	همانگی حفاظتی			
۵۰	فشار ضعیف	تفکیک	توسعه فیدر جدید	*	-	*	*	*	*	-	-	-
۵۱			توسعه فیدر موجود	*	-	*	*	*	*	-	-	-
۵۲			ایجاد مانور	*	-	*	*	*	*	-	-	-
۵۳			تبدیل سیم به کابل خودنگهدار	-	-	*	*	*	-	-	-	*
۵۴			تغییر سطح مقطع	-	-	*	*	*	-	-	-	-
۵۵			متقاضیان خرید انشعاب (تک تیری)	-	-	-	-	-	-	-	*	*
۵۶			جابجایی شبکه ^۲	*	-	-	-	-	-	-	*	-
۵۷			نصب جعبه انشعاب	-	-	-	-	-	-	-	-	*
۶۰			رفع حریم	*	-	-	-	-	-	-	-	-
*	نیاز به انجام این بخش می باشد.											

^۱ : در خصوص مطالعات الکتریکی چنانچه سند مطالعاتی برای موارد پیش بینی شده وجود داشته باشد باید این اطلاعات در طراحی و تدوین دفترچه طراحی مطابق با ماتریس فوق لحاظ گردد و چنانچه چنین سندی وجود نداشته باشد انجام مطالعات بر اساس درخواست کارفرما و زیر ساخت های اطلاعاتی موجود انجام و در دفترچه طراحی آورده شود.

^۲ : در صورت تغییر شرایط مکانیکی نیاز به انجام محاسبات مکانیکی می باشد.



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

[فهرست](#)

[شکل](#)

[جدول](#)

[پیشگفتار](#)

[۱](#)

[۲](#)

[۳](#)

[۴](#)

[۵](#)

[۶](#)

[۷](#)

[۸](#)

[۹](#)

[۱۰](#)

[۱۱](#)

[پ۱](#)

[پ۲](#)

[پ۳](#)

[پ۴](#)

[پ۵](#)

[پ۶](#)

[پ۷](#)

[پ۸](#)

[پ۹](#)

[پ۱۰](#)

[پ۱۱](#)

[اینفو](#)

[مراجع](#)

[اعضاء](#)

پیوست ۳ - مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار متوسط هوایی

دستور العمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۱: محاسبات طرح برقرسانی با احداث فیدر به متقاضی جدید

جهت برقرسانی به یک متقاضی با درخواست ۵ مگاوات، طراح باید مطابق با فرایند ذیل، ابتدا نسبت به برداشت اطلاعات ورودی اقدام و سپس محاسبات الکتریکی را برای تعیین خروجی های مورد نیاز انجام دهد.

بررسی اطلاعات ورودی مطابق جدول شماره (۱)

۱- بررسی پست های فوق توزیع بالادستی
پست فوق توزیع بالادست با ظرفیت ۶۰ MVA دارای ضریب بهره برداری ۴۰٪ می باشد که امکان بارگذاری جدید (۵ مگاوات) را دارا می باشد.

۲- فاصله محل تقاضای بار از پست فوق توزیع (طول خط)
طبق بازدید و برداشت انجام شده فاصله متقاضی از محل پست فوق توزیع حدود ۶ کیلومتر می باشد.

۳- نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (KW)
نوع مصرف صنعتی و میزان درخواست KW ۵۰۰۰ می باشد.

۴- ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط
سطح ولتاژ خروجی پست فوق توزیع kv ۲۰ می باشد.

۵- ضریب همزمانی مشترکین دیماندی
چون فیدر تنها دارای یک مشترک می باشد ضریب همزمانی ۱ است.

۶- نوع هادی، ظرفیت جریان دهی و تعیین افت ولتاژ
افت ولتاژ مجاز ۴٪ در نظر گرفته شده است و شبکه سیمی هوایی با مشخصات هادی های فاکس، مینک و هاینر در جدول ذیل آمده است.

حداکثر جریان مجاز	X	R	
۱۴۷	۰,۴۹۱	۰,۷۹۸۵	فاکس
۱۷۴	۰,۴۵۷۵	۰,۴۶۳۳	مینک
۲۸۷	۰,۴۱۶۱	۰,۲۷۶۵	هاینا

۷- بررسی امکان ایجاد قابلیت مانور
چون این فیدر یک فیدر اختصاصی است مجاز به مانور با فیدر های مجاور نمی باشد.

دستور العمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

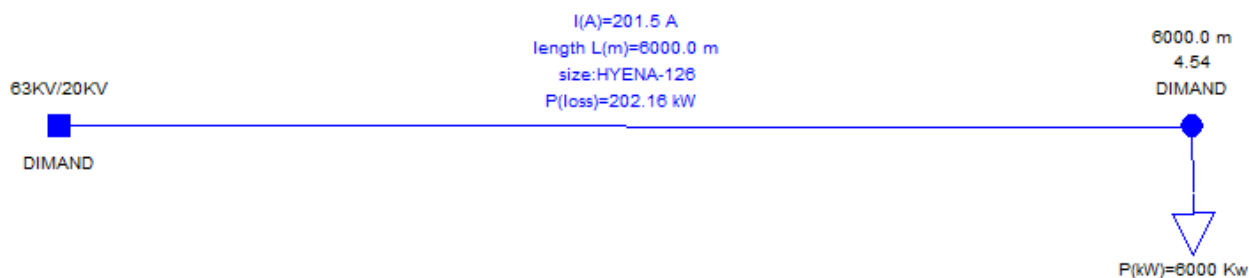
خروجی محاسبات مطابق با جدول شماره (۱)

بعد از انجام محاسبات و مدلسازی شبکه در نرم افزار محاسبات الکتریکی نتایج ذیل حاصل می شود.

۱- انتخاب نوع هادی :

با انجام محاسبات الکتریکی برای سه سیم فاکس و مینک و هاینا نتایج مطابق جدول ذیل حاصل گردید و با توجه به قید افت ولتاژ مجاز ۴٪ سیم هاینا ACSR انتخاب شد.

سطح مقطع سیم	افت ولتاژ محاسبه شده %	تلفات محاسبه شده KW
فاکس	۸/۲٪	۴۳۷
مینک	۵/۱۳٪	۲۳۸
هاینا	۳/۴٪	۱۳۶



۱- تعیین جریان ابتدای فیدر : $201 A$

۲- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه: ۳/۶۹٪

۳- تعیین تلفات توان شبکه: ۱۳۸ کیلووات

۴- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر: ۵۱۳۸ کیلووات

۵- تعیین سطح اتصال کوتاه : ۱۵ کیلو آمپر در ابتدای فیدر و ۳/۲ کیلو آمپر در انتهای فیدر

۶- تعیین نقاط مانور با شبکه های مجاور و پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی و تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار :

چون این فیدر یک فیدر اختصاصی است مجاز به مانور با فیدر های مجاور نمی باشد.

۷- تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت امکان:

طرح پیشنهادی دارای خطاهای مذکور نمی باشد.

توضیح:

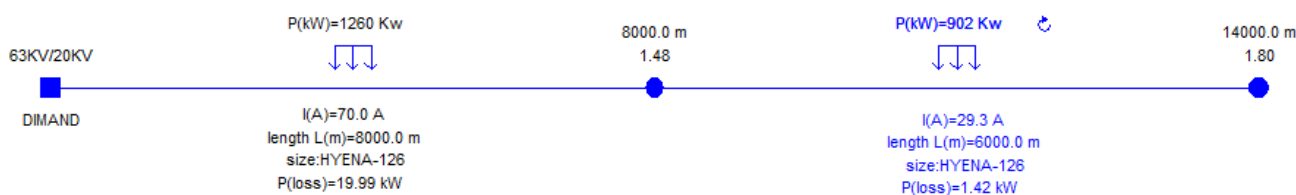
در انجام محاسبات این پیوست از اطلاعات هادی ها (R, X و حداکثر جریان) در پیوست ۷ استفاده شده است.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۲: احداث انشعاب جدید بر روی شبکه موجود جهت تغذیه متقاضی جدید

یک متقاضی درخواست ۲ مگاوات برق جهت یک مجموعه صنعتی نموده که این مجموعه در فاصله ۱۵۰۰ متری از شبکه فشار متوسط موجود واقع می باشد، جهت انجام محاسبات الکتریکی طراح مطابق با فرایند ذیل ابتدا نسبت به برداشت اطلاعات ورودی اقدام و سپس محاسبات الکتریکی را برای تعیین خروجی های مورد نیاز انجام می دهد.

بررسی اطلاعات ورودی مطابق جدول شماره (۱):



۱- بررسی میزان بار فیدر، ظرفیت آزاد موجود

هادی فیدر موجود در منطقه از نوع هاینای و بار فعلی آن حدود ۷۰ آمپر می باشد که ظرفیت مورد نیاز جهت اضافه نمودن بار جدید را دارا می باشد.

۲- بررسی پست های فوق توزیع بالا دستی

پست فوق توزیع بالادست با ظرفیت ۸۰ MVA دارای ضریب بهره برداری ۳۵٪ می باشد که امکان بارگذاری جدید (۲ مگاوات) را دارا می باشد.

۳- فاصله محل تقاضای بار از فیدر موجود (طول خط)

طبق بازدید و برداشت انجام شده فاصله متقاضی از محل پست فوق توزیع حدود ۹۵۰۰ متر می باشد.

۴- نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)

نوع مصرف صنعتی و میزان درخواست KW ۲۰۰۰ می باشد.

۵- ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط و محل اتصال جدید

با توجه به محاسبات الکتریکی انجام شده روی فیدر موجود ولتاژ در محل انشعاب حدود ۱۹/۷ کیلوولت می باشد.

۶- نوع هادی، ظرفیت جریان دهی و تعیین افت ولتاژ مجاز

افت ولتاژ مجاز ۴٪ در نظر گرفته شده است و شبکه سیمی هوایی با مشخصات هادی های فاکس، مینک و هاینای در

جدول ذیل آمده است.

حداکثر جریان مجاز	X	R	
۱۴۷	۰,۴۹۱	۰,۷۹۸۵	فاکس
۱۷۴	۰,۴۵۷۵	۰,۴۶۳۳	مینک
۲۸۷	۰,۴۱۶۱	۰,۲۷۶۵	هاینا

۷- بررسی امکان ایجاد قابلیت مانور و میزان ظرفیت رزرو شبکه موجود برای قابلیت مانور

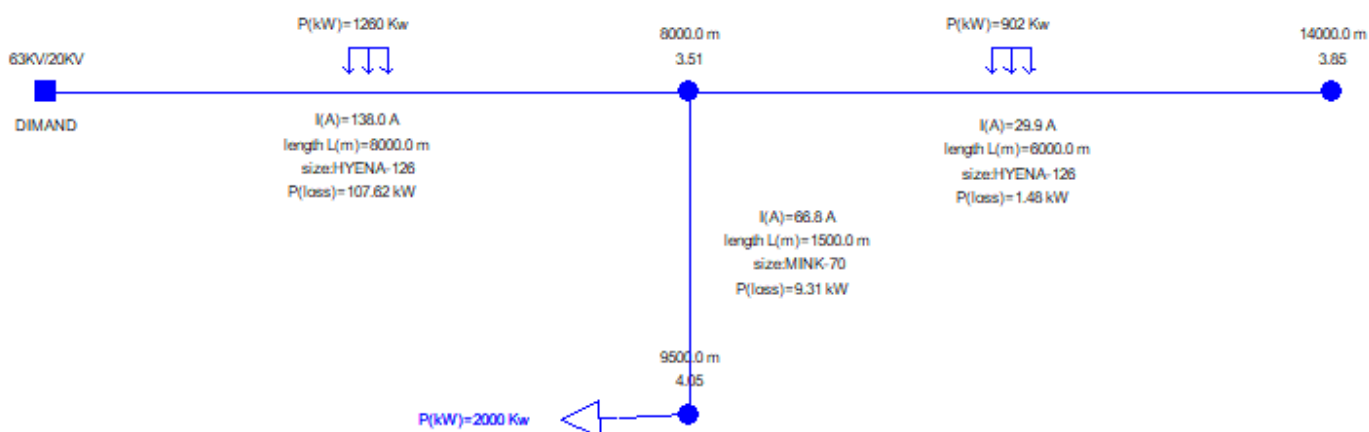
در نقطه انتهایی مسیر اصلی فیدر موجود، امکان مانور با فیدر مجاور وجود دارد.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

خروجی محاسبات مطابق با جدول شماره (۱)

بعد از انجام محاسبات و مدلسازی شبکه در نرم افزار محاسبات الکتریکی نتایج ذیل حاصل می شود.

- ۱- انتخاب نوع هادی : با انجام محاسبات الکتریکی و با در نظر گرفتن قید افت ولتاژ مجاز ۴٪ و امکان رشد بار کم منطقه ، سیم مینک جهت انشعاب از فیدر موجود انتخاب گردید.



۲- تعیین جریان ابتدای فیدر: $138A$

۳- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه: ۳٫۸۵٪

۴- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر: $4270 KW$

۵- تعیین تلفات توان شبکه: $107 KW$

۶- تعیین سطح اتصال کوتاه: 15 کیلو آمپر در ابتدای فیدر

۷- تعیین نقاط مانور با شبکه های مجاور در صورت امکان : با توجه به ظرفیت آزاد فیدر موجود، امکان انتقال بار حدود $500KW$ به این فیدر و رعایت قید افت ولتاژ ۴٪ و همچنین مانور حدود ۱۵۰ آمپر در شرایط اضطرار و رعایت جریان مجاز هادی شبکه می باشد.

۸- تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود : طرح پیشنهادی دارای خطاهای مذکور نمی باشد.

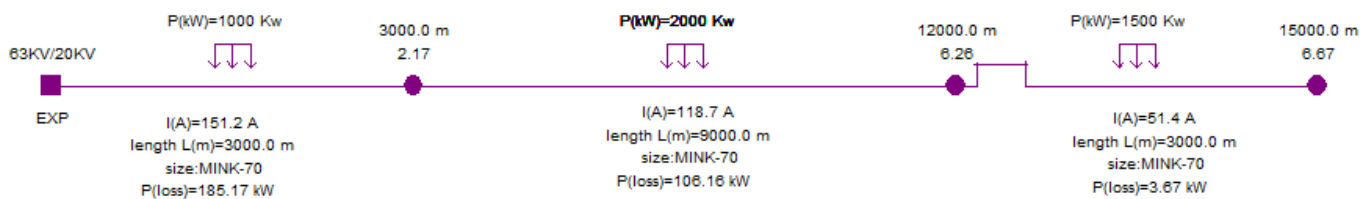
توضیح: در انجام محاسبات این پیوست از اطلاعات هادی ها (R, X و حداکثر جریان) در پیوست ۷ استفاده شده است.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۳: بهینه سازی و افزایش ظرفیت شبکه موجود

گزارشها و درخواست های دریافت شده در خصوص یک فیدر فشار متوسط حاکی از وجود ضعف برق در این فیدر میباشد ، به منظور برطرف کردن ضعف برق در فیدر مذکور می بایست طراح امور مطابق با فرایند ذیل ابتدا نسبت به برداشت اطلاعات ورودی اقدام و سپس محاسبات الکتریکی را برای تعیین خروجی های مورد نیاز انجام می دهد.

بررسی اطلاعات ورودی مطابق جدول شماره (۱)



۱- بررسی ظرفیت شبکه : هادی شبکه مذکور، مینک است.

شبکه سیمی هوایی و مشخصات هادی در جدول ذیل آمده است:

حد اکثر جریان مجاز	X	R	
۱۴۷	۰٫۴۹۱	۰٫۷۹۸۵	فکس
۱۷۴	۰٫۴۵۷۵	۰٫۴۶۳۳	مینک
۲۸۷	۰٫۴۱۶۱	۰٫۲۷۶۵	هاینا

۲- مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی موجود و توسعه پیش بینی شده:

بار شبکه موجود حدود ۱۵۱ آمپر و طول فیدر نیز ۱۵ کیلومتر است ، بار منطقه عموماً مسکونی بوده و رشد بار سالیانه منطقه حدود ۱٪ می باشد.

۳- ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط: ۲۰ KV

۴- سطح اتصال کوتاه : ابتدای فیدر ۱۵ کیلو آمپر ابتدای فیدر

۵- تعیین افت ولتاژ مجاز

افت ولتاژ مجاز ۴٪ می باشد ولی انتهای شبکه مذکور حدود ۶٫۶۷٪ افت ولتاژ و ۱۸۵ کیلووات تلفات دارد.

۶- بررسی امکان ایجاد قابلیت مانور

در انتهای مسیر اصلی فیدر امکان نقطه مانور با فیدر مجاور وجود دارد و هادی فیدر مجاور هاینا با جریان ابتدای فیدر

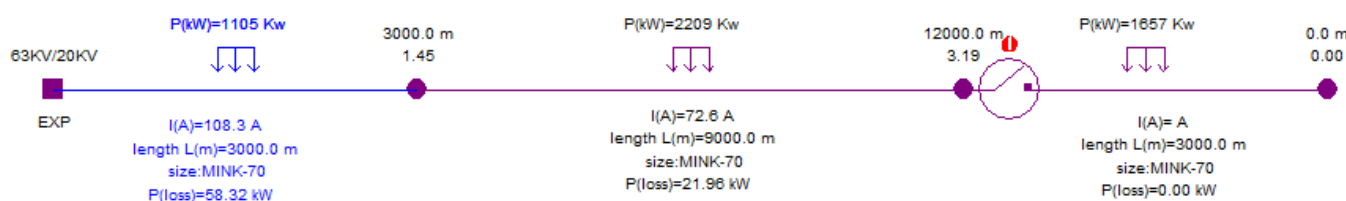
۱۱۰ آمپر می باشد

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

خروجی محاسبات مطابق با جدول شماره (۱)

برای رفع مشکل مذکور طرح پیشنهادی شامل دو مرحله می گردد:

- افزایش ظرفیت ۳ کیلومتر از هادی شبکه و تبدیل سیم مینک به هاین
 - مانور و انتقال حدود ۱۵۰۰ کیلووات از بار فیدر به فیدر مجاور و تعدیل بار (حدود ۳ کیلومتر از انتهای فیدر)
- که بعد از انجام محاسبات الکتریکی و مدلسازی شبکه طرح پیشنهادی در نرم افزار محاسبات الکتریکی، نتایج ذیل حاصل می شود:



۱- انتخاب نوع هادی : تبدیل و افزایش ظرفیت هادی ۳۰۰۰ متر از ابتدای فیدر به هادی هاین.

۲- تعیین نقاط مانور با شبکه های مجاور در صورت امکان :

همانطور که در بخش اطلاعات ورودی ذکر شد امکان مانور ۱۵۰۰ کیلووات از این فیدر روی فیدر مجاور وجود دارد (حدود ۳۰۰۰ متر از طول فیدر کاسته می شود).

۳- تعیین جریان ابتدای فیدر:

با در نظر گرفتن کاهش ۱۵۰۰ کیلووات (حدود ۵۱ آمپر) از طریق مانور روی فیدر مجاور و رشد بار سالانه ۱٪ برای ده سال آینده داریم ۱۰۸ آمپر

۴- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه : با توجه به مدل سازی و محاسبات الکتریکی بیشترین درصد افت ولتاژ در حالت پیشنهادی حدود ۳,۱۹٪ می باشد.

۵- تعیین تلفات توان شبکه : ۵۸,۳ کیلووات

۶- تعیین مجموع توان مورد نیاز این فیدر: ۳۳۷۲ کیلووات

۷- تعیین سطح اتصال کوتاه : ابتدای فیدر حدود ۱۵ کیلو آمپر

۸- پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی:

با هماهنگی واحد بهره برداری مقرر شده سکسیونر موجود در انتهای فیدر (در وضعیت موجود) بسته شود و یک سکسیونر در فاصله ۱۲۰۰۰ متری از ابتدای فیدر نصب گردد (جهت مانور ۳۰۰۰ متر از فیدر موجود روی فیدر مجاور)

۹- تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار: در شرایط فعلی با توجه به فول بار بودن فیدر های منطقه امکان ظرفیت آزاد برای شرایط اضطراری وجود ندارد.

۱۰- تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ، اضافه جریان و اضافه ولتاژ در صورت وجود : طرح پیشنهادی دارای خطاهای مذکور نمی باشد.



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

[فهرست](#)

[شکل](#)

[جدول](#)

[پیشگفتار](#)

[۱](#)

[۲](#)

[۳](#)

[۴](#)

[۵](#)

[۶](#)

[۷](#)

[۸](#)

[۹](#)

[۱۰](#)

[۱۱](#)

[۱۲](#)

[۱۳](#)

[۱۴](#)

[۱۵](#)

[۱۶](#)

[۱۷](#)

[۱۸](#)

[۱۹](#)

[۲۰](#)

[۲۱](#)

[۲۲](#)

[۲۳](#)

[۲۴](#)

[۲۵](#)

[۲۶](#)

[۲۷](#)

[۲۸](#)

پیوست ۴: مثالهای کاربردی در محاسبات ظرفیت ترانسفورماتور

[اینفو](#)

[مراجع](#)

[اعضاء](#)

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۱: محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید

در یک منطقه بدون مشترکین قبلی

در یک شهرک جدید جهت برقرسانی به تعداد هفت مجتمع مسکونی و بادرخواست ۲۱۰ کنتور تکفاز و ۱۴ کنتور سه فاز جهت مشاعات و آسانسورها مورد نیاز بوده و با توجه به موجود بودن شبکه فشار متوسط نیاز به احداث شبکه فشار ضعیف و نصب پست می باشد. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی مطابق با جدول شماره ۸ به شرح ذیل انجام می گردد:

بررسی اطلاعات ورودی مطابق جدول شماره (۸):

۱- فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست مجاور حدود ۸۰۰ متر می باشد.

۲- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی

• مکان: شهری

• نوع تعرفه: مسکونی پر مصرف

• میزان توان مصرفی جهت هر مشترک: ۵ کیلو وات

۳- میانگین مصرف سرانه مشترکین (تکفاز و سه فاز) با اعمال ضرایب همزمانی

• با توجه به انجام محاسبات مصرف سرانه نمونه در چندین نقاط مصارف مسکونی پرمصرف در پیک بار و اندازه

گیری بار فیدرها و برداشت اطلاعات تعداد کل مشترک هر فیدر، بطور میانگین محاسبه مصرف سرانه مربوطه به

شرح ذیل می باشد:

$$I_{1\phi} = \frac{I_R + I_S + I_T}{N} = \frac{214 + 273 + 194}{98} = 6.95 \text{ A } 1\phi$$

$$I_{3\phi} = \frac{6.95}{3} = 2.32 \text{ A } 3\phi$$

پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین جدید

تعداد مشترکین جدید (n)	۲۱۰ + (۱۴ × ۳) = ۲۵۲
میزان حداکثر بار سرانه هر مشترک (i)	۲/۳۲ A
درصد رشد بار سالیانه (c)	۳٪
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	۵ سال
حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)	۰/۸۴
مجموع جریان شبکه روشنایی (i _L)	۵ A

باتوجه به پارامترهای فوق، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد:

$$S_{new} = \frac{(n \times i) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(252 \times 2.32) \times \left(1 + \frac{3}{100}\right)^5 + 5}{1.44 \times 0.84} = 564.61 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع، ترانس پیشنهادی با ظرفیت $S_{new} = 630 \text{ KVA}$ پیشنهاد می گردد.

دستور العمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۲: محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید

در یک منطقه با وجود مشترکین قبلی

در یک منطقه روستایی جهت کاهش طول فیدرهای فشار ضعیف و جبران افت ولتاژ بیش از حد و کاهش ضریب بهره برداری پست موجود و همچنین برقرسانی به متقاضیان جدید که برابر با ۴۵ مشترک تکفاز میباشند، نیاز به احداث یک ترانسفورماتور می باشد. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی مطابق با جدول شماره ۹ به شرح ذیل انجام می گردد:

بررسی اطلاعات ورودی مطابق جدول شماره (۹):

۱- فاصله مرکز ثقل محل نقاط تقاضای بار از پست توزیع مجاور حدود ۷۰۰ متر می باشد.

۲- بررسی وضعیت بار پست توزیع مجاور برابر با ۸۵٪ می باشد.

۳- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی

• مکان : روستایی

• نوع تعرفه : خانگی کم مصرف

• میزان توان مصرفی جهت هر مشترک : ۵ کیلو وات

۴- میانگین مصرف سرانه مشترکین (تکفاز و سه فاز) بر اساس ترانس مجاور با اعمال ضریب همزمانی

• با توجه به وجود ترانسفورماتور موجود در مجاورت محل مورد تقاضا و اندازه گیری بار فیدر منتهی به محل در پیک بار و با انجام برداشت اطلاعات تعداد مشترکین موجود از این فیدر پست، محاسبات میانگین مصرف سرانه مشترکین، مربوطه به شرح ذیل می باشد:

$$I_{1\phi} = \frac{I_R + I_S + I_T}{N} = \frac{121 + 128 + 118}{99} = 3.71 \text{ A } 1\phi$$

$$I_{3\phi} = \frac{3.71}{3} = 1.24 \text{ A } 3\phi$$

- با توجه به اینکه ترانس موجود با ظرفیت $S = 160 \text{ KVA}$ بوده و همچنین درصدهای این ترانس در پیک بار ۸۵٪ بوده با بررسی بعمل آمده امکان مانور تعداد ۳۰ مشترک تکفاز بروی ترانس جدید می باشد:

$$i_t = 30 \times 1.24 = 37.2 \text{ A}$$

پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین قبلی

۳۷,۲A	میزان کاهش بار ترانسفورماتورهای مجاور و انتقال آن به ترانسفورماتور جدید $i_{(t)}$
۴۵	تعداد مشترکین جدید (N)
۱/۲۴A	میزان حداکثر بار سرانه هر مشترک (i)
٪۲	درصد رشد بار سالیانه (c)
۵ سال	تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
۰,۹	حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
۲A	مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

باتوجه به پارامترهای فوق ، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد:

$$S_{new} = \frac{(i_{t+}(n \times i)) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(37.2 + (45 \times 1.24)) \times \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 + 2}{1.44 \times 0.9}$$

$$S_{new} = 80.23 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع می باشد ترانس پیشنهادی با ظرفیت $S_{new} = 100 \text{ KVA}$ در نظر گرفته می شود.

[فهرست](#)
[شکل](#)
[جدول](#)
[پیشگفتار](#)
[۱](#)
[۲](#)
[۳](#)
[۴](#)
[۵](#)
[۶](#)
[۷](#)
[۸](#)
[۹](#)
[۱۰](#)
[۱۱](#)
[۱۲](#)
[۱۳](#)
[۱۴](#)
[۱۵](#)
[۱۶](#)
[۱۷](#)
[۱۸](#)
[۱۹](#)
[۲۰](#)
[۲۱](#)
[۲۲](#)
[۲۳](#)
[۲۴](#)
[۲۵](#)
[۲۶](#)
[۲۷](#)
[۲۸](#)
[۲۹](#)
[۳۰](#)

دستور العمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۳: محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور موجود

بهینه سازی ترانسفورماتور موجود

در یک منطقه شهری یک دستگاه پست هوایی با ظرفیت $S = 200 \text{ KVA}$ موجود می باشد، بدلیل کاهش ضریب بهره برداری ترانسفورماتور موجود که برابر با ۹۱٪ بوده و همچنین برقرسانی به یک مجتمع مسکونی در محدوده پست موجود که درخواست ۲۴ کتور تکفاز و ۲ کتور سه فاز نموده نیاز به تقویت ظرفیت ترانسفورماتور می باشد. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی مطابق با جدول شماره ۱۱ به شرح ذیل انجام می گردد:

بررسی اطلاعات ورودی مطابق جدول شماره (۱۱):

۱- فاصله محل متقاضی بار از پست توزیع موجود حدود ۱۰۰ متر می باشد.

۲- بررسی وضعیت بار پست توزیع موجود برابر با ۹۱٪ می باشد.

۳- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی

• مکان: شهری

• نوع تعرفه: خانگی پر مصرف

• میزان توان مصرفی جهت هر مشترک: ۵ کیلو وات

۴- میانگین مصرف سرانه مشترکین (تکفاز و سه فاز) با اعمال ضریب همزمانی

• با توجه به اینکه بار کلید کل ترانس موجود در پیک بار اندازه گیری شده است و همچنین اطلاعات تعداد کل مشترکین

این پست نیز برداشت شده است، محاسبات میانگین مصرف سرانه به شرح ذیل می باشد:

$$I_{1\phi} = \frac{I_R + I_S + I_T}{N} = \frac{263 + 270 + 256}{123} = 6.41 \text{ A } 1\phi$$

$$I_{3\phi} = \frac{6.41}{3} = 2.14 \text{ A } 3\phi$$

- با توجه به اینکه ترانس موجود با ظرفیت $S = 200 \text{ KVA}$ می باشد و درصد بار موجود روی این ترانس به میزان ۹۱٪ بوده به جهت افزایش بار جدید بروی این پست نیازمند به تقویت پست موجود می باشد.

پارامترهای ورودی برای محاسبات تقویت ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر

۲۶۳A	بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)
$(30 \times 2,14) = 64,2 \text{ A}$	میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید $i(t)$
۲٪	درصد رشد بار سالانه منطقه مورد بررسی (c)
۵ سال	تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
۰/۸۳۶	حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
۶A	مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

باتوجه به پارامترهای فوق، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد:

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

$$S_{new} = \frac{(i_t + i) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(64.2 + 263) \times \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 + 6}{1.44 \times 0.836}$$

$$S_{new} = 304.93 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع ، ترانس پیشنهادی با ظرفیت که با $S_{new} = 315 \text{ KVA}$ در نظر گرفته می شود.

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

۲۸

۲۹

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۴ : محاسبه جابجایی و تقویت ترانسفورماتور موجود و بهینه سازی شبکه فشار ضعیف

در یک منطقه با وجود مشترکین قبلی

در یک منطقه روستایی موقعیت ترانسفورماتور موجود با ظرفیت $S = 100 \text{ KVA}$ بدلائیل درخواست متقاضی جدید به تعداد ۹ مشترک تکفاز در انتهای خط فیدر اصلی، و همچنین عریض شدن خیابان، باید ترانسفورماتور موجود جابجا گردد. با بررسی بعمل آمده و توجه به اینکه فیدر سمت چپ ترانسفورماتور دارای افت ولتاژ زیاد و طول خط حدود ۴۷۰ متر بوده و فیدر سمت راست ترانس فاقد افت ولتاژ و طول خط حدود ۲۰۰ متر می باشد، لذا باید ترتیبی اتخاذ گردد تا ترانسفورماتور موجود در مرکز ثقل بار قرار بگیرد و متقاضیان جدید نیز از این پست برقدار شوند. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی مطابق با جدول شماره ۱۱ به شرح ذیل انجام می گردد:

بررسی اطلاعات ورودی مطابق جدول شماره (۱۱) :

۱- فاصله مرکز ثقل محل نقاط تقاضای بار از پست توزیع مجاور حدود ۸۰۰ متر می باشد.

۲- بررسی وضعیت بار پست توزیع موجود برابر با ۸۳٪ می باشد.

۳- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی

• مکان : روستایی

• نوع تعرفه : خانگی کم مصرف

• میزان توان مصرفی جهت هر مشترک : ۵ کیلو وات

۴- میانگین مصرف سرانه مشترکین (تکفاز و سه فاز) بر اساس ترانس موجود با اعمال ضریب همزمانی

• با توجه به وجود ترانسفورماتور موجود در مجاورت محل مورد تقاضا و اندازه گیری بار کلید کل در پیک بار و با انجام برداشت اطلاعات تعداد مشترکین موجود از این پست ، محاسبات میانگین مصرف سرانه مشترکین ، مربوطه به شرح

ذیل می باشد :

$$I_{1\phi} = \frac{I_R + I_S + I_T}{N} = \frac{119 + 126 + 114}{83} = 4.33 \text{ A } 1\phi$$

$$I_{3\phi} = \frac{4.33}{3} = 1.44 \text{ A } 3\phi$$

با توجه به اینکه ترانس موجود با ظرفیت $S = 100 \text{ KVA}$ بوده و همچنین درصدمبار این ترانس در پیک بار ۸۳٪ بوده

به جهت درخواست جدید ۹ متقاضی تکفاز از این پست مراحل فرآیند محاسبات مربوطه بشرح زیر می باشد .

$$i_t = 9 \times 1.44 = 12.96 \text{ A}$$

پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین قبلی

۱۲,۹۶A	میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید $i(t)$
۱۱۹,۵۲A	بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)
۱,۵٪	درصد رشد بار سالیانه (c)
۵ سال	تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
۰,۸۴	حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
۵A	مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

باتوجه به پارامترهای فوق ، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد :

$$S_{new} = \frac{(i_t + i) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(12.96 + 119.52) \times \left(1 + \frac{1.5}{100}\right)^5 + 5}{1.44 \times 0.84}$$

$$S_{new} = 122.05 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع می باشد ترانس پیشنهادی با ظرفیت

$$S_{new} = 125 \text{ KVA} \text{ در نظر گرفته می شود.}$$

حال بدلیل اینکه ترانسفورماتور موجود در مرکز ثقل بار نمی باشد جهت انجام فرآیند طراحی محاسبات پخش بار مربوطه موارد به ترتیب زیر بررسی و اقدام می گردد :

۵- ضریب رشد منطقه

• ضریب رشد بار منطقه: ۲٪

• ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه (مربوط به افزایش وسعت منطقه و افزایش حجم تراکم منطقه) : ۳٪

• تعداد سال بهره برداری (با توجه به شرایط موجود منطقه تعداد سال بهره برداری تعیین میگردد): ۱۰ سال

۶- نوع هادی ، ظرفیت جریان دهی و تعیین افت ولتاژ

• نوع هادی : سیم مسی و کابل NYY

• ظرفیت جریان دهی : مطابق جدول استاندارد

• تعیین افت ولتاژ مجاز : ۵٪

• تعیین ضریب قدرت : ۰.۸۵

• تعیین ولتاژ اولیه خط : ۴۰۰ ولت

۷- انتخاب روش نصب کابل ها (دفنی ، هوایی و عبور از لوله)

• انتخاب روش کابل بصورت هوایی

۸- در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی

• تعیین درجه حرارت محیط طراحی : ۴۰ درجه سانتیگراد

یکی از عوامل موثر در تعیین سطح مقطع شبکه های فشار ضعیف دمای هوای محیط است که باید در محاسبات مد نظر قرار گیرد.

ضریب تصحیح دما : با توجه به اینکه دمای مجاز سیم مسی و کابل در هوا ۳۰ درجه سانتیگراد در نظر گرفته شده، و درجه حرارت دمای محیط طراحی در این مثال ۴۰ درجه سانتیگراد می باشد، لذا افزایش دما باعث کاهش جریان مجاز کابل و سیم مسی می گردد . بنابراین می توان این ضریب را محاسبه و جریان مجاز را در شرایط جدید تعیین نمود.

$$\Delta T_1 = T_L - T_1 = 70 - 30 = 40$$

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

$$\Delta T_2 = T_L - T_2 = 70 - 40 = 30$$

$$F = \sqrt{\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}} = \sqrt{\frac{30}{40}} = 0.87$$

T_L : حرارت مجاز هادی : ۷۰ درجه سانتیگراد

T_1 : درجه حرارت مجاز محیط : ۳۰ درجه سانتیگراد

T_2 : درجه حرارت محیط طراحی : ۴۰ درجه سانتیگراد

باید این ضریب در جریان مجاز سیم مسی و کابل تاثیر داده شود که باعث کاهش جریان مجاز سیم مسی و کابل می گردد.

جریان قابل حمل توسط کابل مسی PVC بدون زره و سیم مسی

جریان مجاز هادی (A)		سطح مقطع (mm ²)	نوع هادی
بدون اعمال ضریب	با اعمال ضریب		
۱۷۰,۵۲	۱۹۶	۷۰	کابل NYY سه یا چهار رشته ای
۱۳۳,۱۱	۱۵۳	۵۰	
۱۰۹,۶۲	۱۲۶	۳۵	
۸۷,۸۷	۱۰۱	۲۵	
۶۹,۶	۸۰	۱۶	
۱۵۱,۳۸	۱۷۴	۳۵	سیم مسی
۱۳۱,۳۷	۱۵۱	۲۵	
۱۰۰,۰۵	۱۱۵	۱۶	

حل مثال: با توجه به طول خط مجموع دو فیدر حدود ۶۷۰ متر، و فیدر سمت چپ که طول خط آن حدود ۴۷۰ متر می باشد یک اسپان جدید جهت برقرار نمودن متقاضیان جدید نیز در انتهای خط این فیدر نیز باید احداث گردد. در نتیجه مجموع دو فیدر حدود ۷۰۰ متر می باشد. جهت جابجایی ترانسفورماتور و تعیین مرکز ثقل بار بنحوی باید پیشنهاد نمود که موقعیت ترانسفورماتور در محدوده ای قرار گیرد که مشکل حریم نداشته باشد. و طول خط هر دو فیدر حدود ۳۵۰ متر پیش بینی گردد.

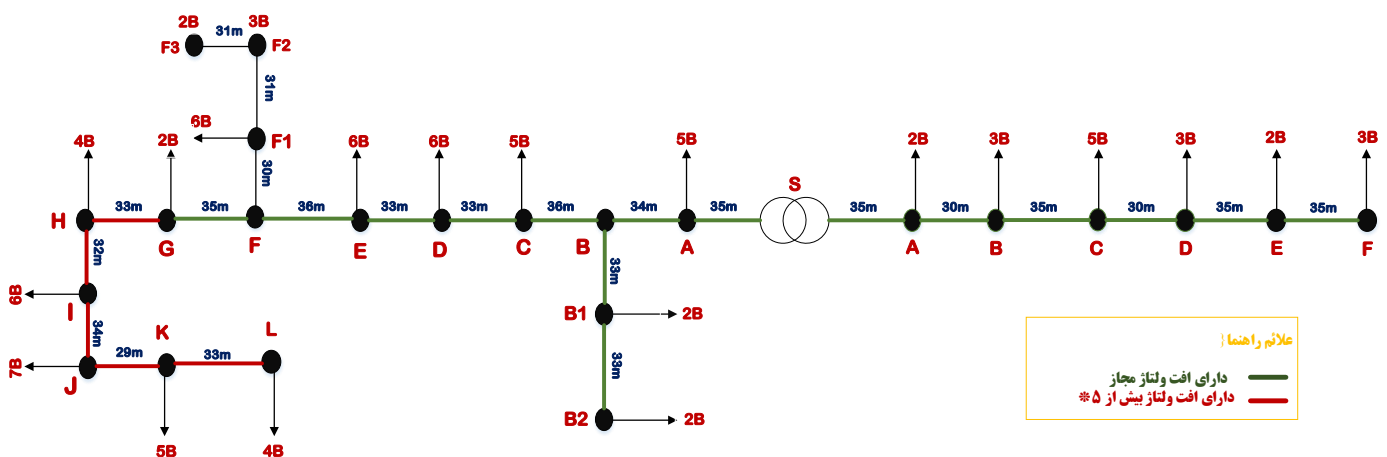
دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

خروجی ها :

برای انجام طراحی شبکه مذکور ، فرآیند طراحی مطابق با بخش سوم جدول شماره ۱۴ الزامات افزایش مشترکین بر روی شبکه موجود به شرح ذیل انجام می گردد:

۱- دیاگرام تک خطی شرایط موجود

B : تعداد مشترکین تکفاز



۲- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه

با توجه به برآورد بار و همچنین جدول ضریب صحیح دما و انجام فرآیند محاسبات تعیین سطح مقطع هادی توسط نرم افزار مقادیر مورد نیاز بشرح ذیل محاسبه گردیده است:

$$\left[\begin{array}{l} A_{SA} = 50 \text{ mm}^2 (NYY) \\ \% \Delta U = 0.484 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{AB} = 25 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 1.364 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{BC} = 25 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 2.244 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{KL} = 16 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 7.406 \end{array} \right]$$

لذا خروجی محاسبات فوق بیان کننده این مطلب است که در انتهای خط بدلیل طول زیاد دارای افت ولتاژ

$\% \Delta U = 7.406$ می باشد.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۳- انتخاب نوع هادی

- سیم مسی و کابل NYY هوایی

۴- تعیین محاسبات ضرایب رشد بار، توسعه و تراکم و تعداد سال بهره برداری

- ضریب رشد بار منطقه:

$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 1.219$$

- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه:

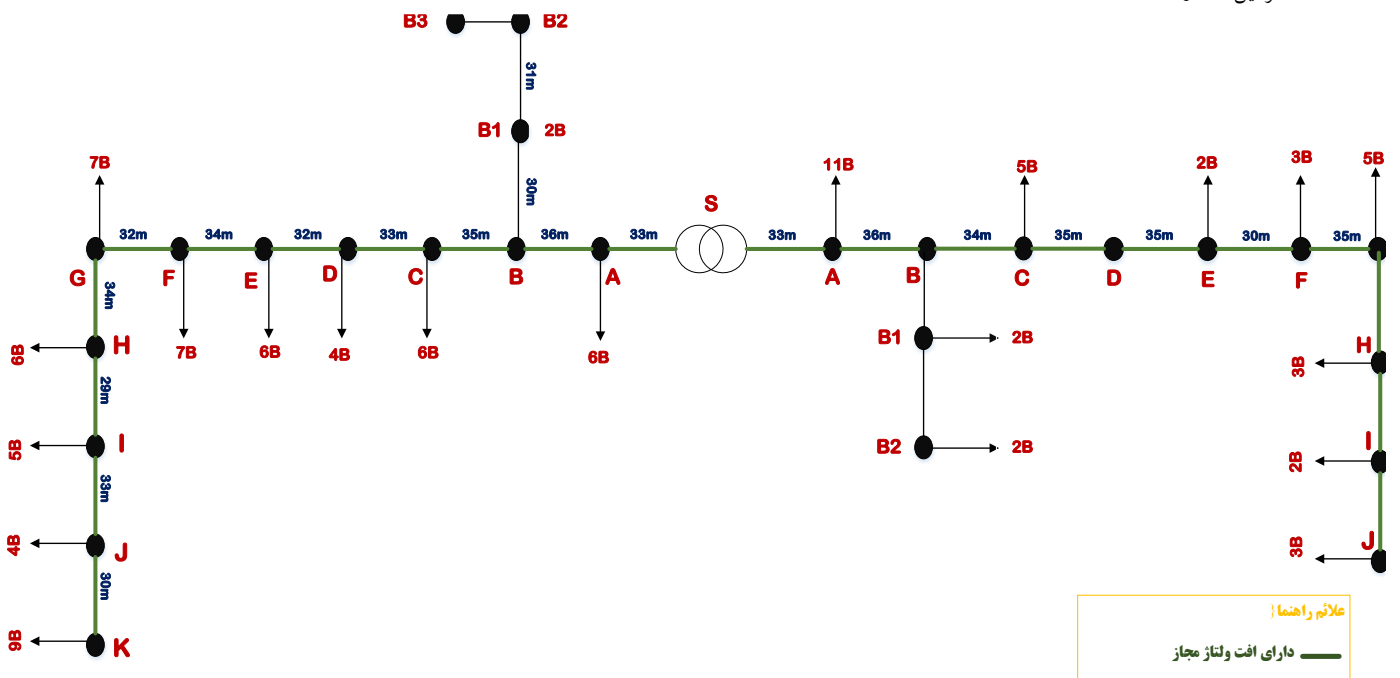
$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 1.219$$

- میانگین مصرف سرانه با اعمال ضرایب رشد و توسعه و تراکم منطقه:

$$I_{3\phi} = 1.35 \times 1.219 \times 1.219 = 2.006 A$$

۵- دیاگرام تک خطی در شرایط جدید

B : تعداد مشترکین تکفاز



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

با توجه به برآورد بار جدید و همچنین جدول ضریب صحیح دما و جابجایی ترانسفورماتور موجود و کوتاه نمودن طول خط فیدر سمت چپ، انجام فرآیند محاسبات پیشنهادی تعیین سطح مقطع هادی توسط نرم افزار مقادیر مورد نیاز را بشرح ذیل ارائه نموده است:

$$\left[\begin{array}{l} A_{SA} = 70 \text{ mm}^2 (NYY) \\ \% \Delta U = 0.416 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{AB} = 35 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 1.242 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{BC} = 35 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 1.953 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{CD} = 35 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 2.549 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{JK} = 25 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 4.889 \end{array} \right]$$

۶- تعیین جریان ابتدای فیدر

جریان ابتدای فیدر مطابق دیاگرام تک خطی فوق برابر با ۱۳۲,۴۸ آمپر می باشد.

۷- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر

مجموع توان مورد نیاز فیدر برابر با ۸۱,۸۸ کیلو وات می باشد.

۸- تعیین تلفات توان شبکه

مجموع تلفات در طول فیدر برابر با ۳,۸۸ کیلو وات می باشد.

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

پ۱

پ۲

پ۳

پ۴

پ۵

پ۶

پ۷

پ۸

پ۹

پ۱۰

پ۱۱

اینفو

مراجع

اعضاء

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۵: محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید

مشترک دیماندی (خصوصی)

یک متقاضی جهت تامین برق یک واحد صنعتی درخواست برق به میزان $P = 100 \text{ KW}$ نموده است. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی به شرح ذیل انجام می گردد:

پارامترهای ورودی برای محاسبات ترانسفورماتور جدید جهت متقاضی خصوصی (دیماندی)

۱۰۰KW	قدرت مورد نیاز درخواست شده (P)
۰,۹	ضریب توان (ϕ)
۰/۸۳۶	حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)

باتوجه به پارامترهای فوق ، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد:

$$S_{new} = \frac{P}{A \cdot \cos \phi} = \frac{100}{0.836 \times 0.9} = 133.34 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع ، ترانس پیشنهادی با ظرفیت

$S_{new} = 160 \text{ KVA}$ در نظر گرفته می شود.

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

[فهرست](#)

[شکل](#)

[جدول](#)

[پیشگفتار](#)

[۱](#)

[۲](#)

[۳](#)

[۴](#)

[۵](#)

[۶](#)

[۷](#)

[۸](#)

[۹](#)

[۱۰](#)

[۱۱](#)

[پ۱](#)

[پ۲](#)

[پ۳](#)

[پ۴](#)

[پ۵](#)

[پ۶](#)

[پ۷](#)

[پ۸](#)

[پ۹](#)

[پ۱۰](#)

[پ۱۱](#)

[اینفو](#)

[مراجع](#)

[اعضاء](#)

پیوست ۵ - مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار ضعیف

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۱: احداث فیدر جدید بدون شبکه موجود (مشترکین جدید)

جهت برقرسانی به واحدهای مسکونی با درخواست ۳۶ کنتور تکفاز در یک منطقه شهری، نیاز به احداث فیدر جدید شبکه فشار ضعیف می باشد. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی مطابق با بخش اول جدول شماره ۱۴ به شرح ذیل انجام می گردد :

ورودی ها :

۱- فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست توزیع موجود حدود ۲۲۶ متر می باشد.

۲- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی

• مکان : شهری

• نوع تعرفه : مسکونی پر مصرف

• میزان توان مصرفی جهت هر مشترک : ۵ کیلو وات

۳- میانگین مصرف سرانه مشترکین (تکفاز و سه فاز) با اعمال ضرایب همزمانی

• با توجه به انجام محاسبات چندین نقاط مصارف خانگی پر مصرف و تعیین جریان بار کلید کل در پیک بار، میانگین مصرف سرانه مربوطه به شرح ذیل می باشد :

$$I_{1\phi} = \frac{I_R + I_S + I_T}{N} = \frac{100 + 110 + 115}{50} = 6.5 \text{ A } 1\phi$$

$$I_{3\phi} = \frac{6.5}{3} = 2.17 \text{ A } 3\phi$$

۴- ضریب رشد منطقه

• ضریب رشد بار منطقه : ۲٪

• ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه (مربوط به افزایش وسعت منطقه و افزایش حجم تراکم منطقه) : ۳٪

• تعداد سال بهره برداری (با توجه به شرایط موجود منطقه تعداد سال بهره برداری تعیین میگردد) : ۱۰ سال

۵- نوع هادی ، ظرفیت جریان دهی و تعیین افت ولتاژ

• نوع هادی : سیم مسی و کابل NYY

• ظرفیت جریان دهی : مطابق جدول استاندارد

• تعیین افت ولتاژ مجاز : ۵٪

• تعیین ضریب قدرت : ۰٫۸۵

• تعیین ولتاژ اولیه خط : ۴۰۰ ولت

۶- انتخاب روش نصب کابل ها (دفنی ، هوایی و عبور از لوله)

• انتخاب روش کابل بصورت هوایی

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۷- در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی

- تعیین درجه حرارت محیط طراحی: ۴۰ درجه سانتیگراد

یکی از عوامل موثر در تعیین سطح مقطع شبکه های فشار ضعیف دمای هوای محیط است که باید در محاسبات مد نظر قرار گیرد.

ضریب تصحیح دما: با توجه به اینکه دمای مجاز سیم مسی و کابل در هوا ۳۰ درجه سانتیگراد در نظر گرفته شده، و درجه حرارت دمای محیط طراحی در این مثال ۴۰ درجه سانتیگراد می باشد، پس افزایش دما باعث کاهش جریان مجاز کابل و سیم مسی می گردد. بنابراین می توان این ضریب را محاسبه و جریان مجاز را در شرایط جدید تعیین نمود.

$$\Delta T_1 = T_L - T_1 = 70 - 30 = 40$$

$$\Delta T_2 = T_L - T_2 = 70 - 40 = 30$$

$$F = \sqrt{\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}} = \sqrt{\frac{30}{40}} = 0.87$$

T_L : حرارت مجاز هادی: ۷۰ درجه سانتیگراد

T_1 : درجه حرارت مجاز محیط: ۳۰ درجه سانتیگراد

T_2 : درجه حرارت محیط طراحی: ۴۰ درجه سانتیگراد

باید این ضریب در جریان مجاز سیم مسی و کابل تاثیر داده شود که باعث کاهش جریان مجاز سیم مسی و کابل می گردد.

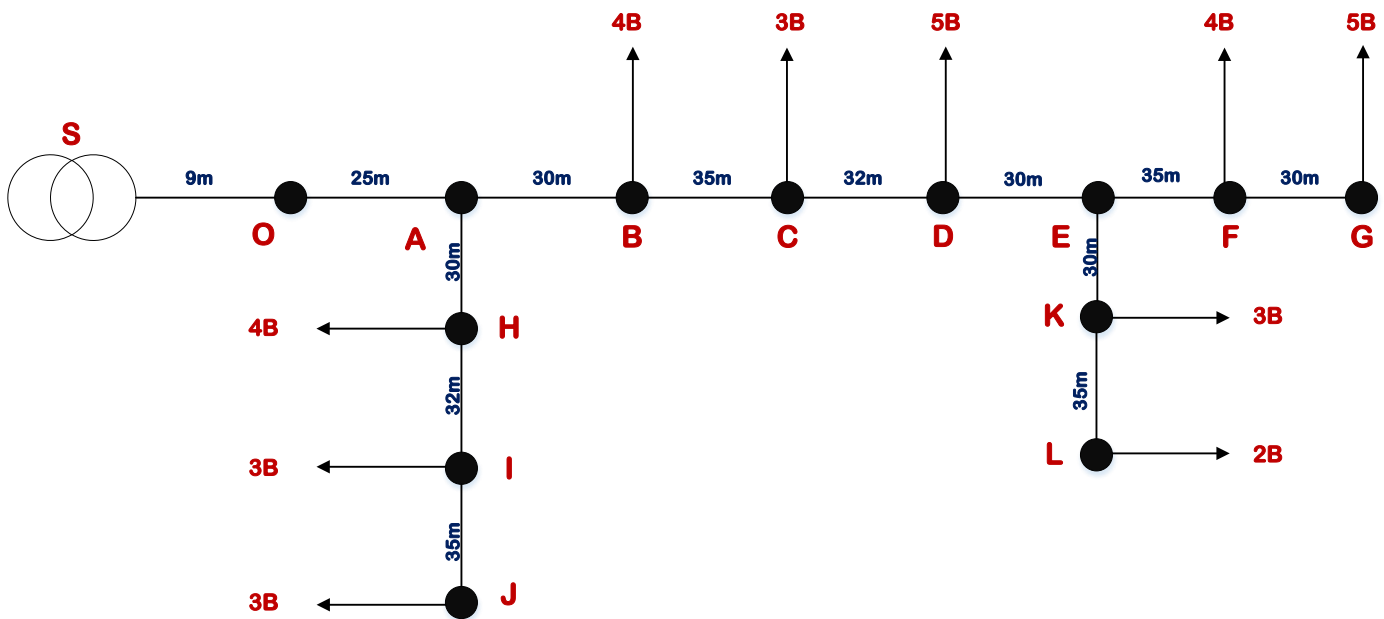
جریان قابل حمل توسط کابل مسی PVC بدون زره و سیم مسی

جریان مجاز هادی (A)		سطح مقطع (mm ²)	نوع هادی
با اعمال ضریب	بدون اعمال ضریب		
۱۷۰,۵۲	۱۹۶	۷۰	کابل NYY سه یا چهار رشته ای
۱۳۳,۱۱	۱۵۳	۵۰	
۱۰۹,۶۲	۱۲۶	۳۵	
۸۷,۸۷	۱۰۱	۲۵	
۶۹,۶	۸۰	۱۶	
۱۵۱,۳۸	۱۷۴	۳۵	سیم مسی
۱۳۱,۳۷	۱۵۱	۲۵	
۱۰۰,۰۵	۱۱۵	۱۶	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

خروجی ها :

۱- دیاگرام تک خطی محل مورد نظر:



B : تعداد مشترکین تکفاز

۲- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه:

با توجه به برآورد بار و همچنین جدول ضریب صحیح دما و انجام فرآیند محاسبات تعیین سطح مقطع هادی توسط نرم افزار، مقادیر بشرح ذیل ارائه می گردد:

$$\left[\begin{array}{l} A_{SO} = 50 \text{ mm}^2 (NYY) \\ \% \Delta U = 0.16 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{OA} = 25 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 1.05 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{AB} = 25 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 1.82 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{FG} = 16 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 4.89 \end{array} \right]$$

- حداکثر افت ولتاژ گره FG برابر با $\% \Delta U = 4.89$ می باشد.

۳- انتخاب نوع هادی

- سیم مسی و کابل NYY هوایی

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۴- تعیین محاسبات ضرایب رشد بار ، توسعه و تراکم و تعداد سال بهره برداری

- ضریب رشد بار منطقه :

$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 1.219$$

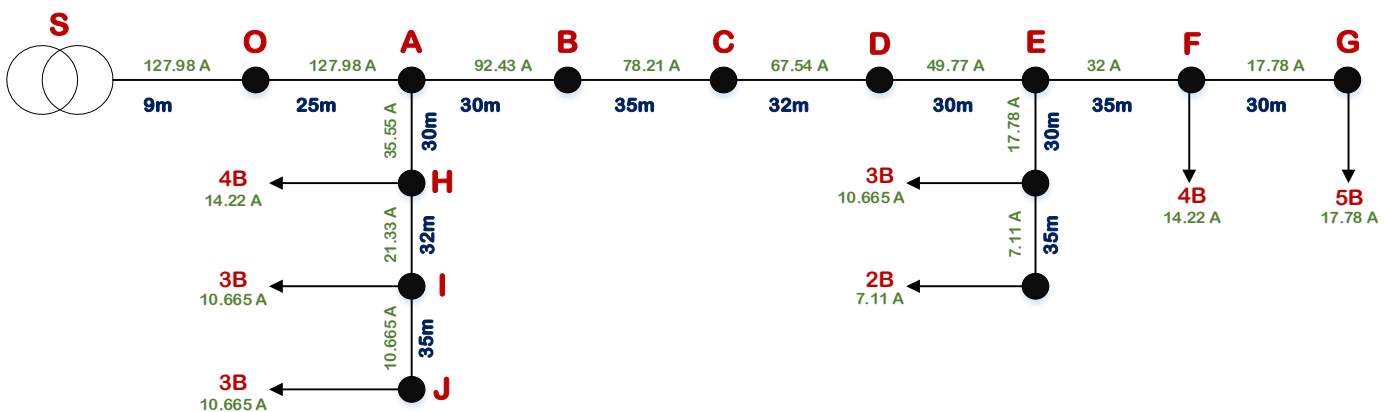
- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه :

$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{3}{100}\right)^{10} = 1.3439$$

- میانگین مصرف سرانه با اعمال ضرایب رشد و توسعه و تراکم منطقه :

$$I_{3\phi} = 2.17 \times 1.219 \times 1.3439 = 3.55 \text{ A}$$

۵- دیاگرام تک خطی با انجام محاسبات پخش بار :



B : تعداد مشترکین تکفاز

۶- تعیین جریان ابتدای فیدر

جریان ابتدای فیدر مطابق دیاگرام تک خطی فوق برابر با ۱۲۷,۹۸ آمپر می باشد.

۷- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر

مجموع توان مورد نیاز فیدر برابر با ۷۸ کیلو وات می باشد.

۸- تعیین تلفات توان شبکه

مجموع تلفات در طول فیدر برابر با ۳ کیلو وات می باشد.

مثال ۲: احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود

در یک منطقه شهری، یک مجتمع مسکونی ۵۰ واحدی را می خواهیم برقرار نمائیم. این مجتمع درخواست ۵۰ کنتور تکفاز و ۳ کنتور سه فاز جهت مشاعات و آسانسور را نموده است. طول خط محدوده مجتمع تا پست زمینی موجود حدود ۲۵۰ متر بوده و باید یک فیدر جداگانه در این خصوص پیشنهاد گردد. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی مطابق با بخش دوم جدول شماره ۱۴ به شرح ذیل انجام می گردد:

ورودی ها:

- ۱- بررسی وضعیت بار پست توزیع و فیدر بالا دستی
 - یک دستگاه پست زمینی با ظرفیت $S = 630 \text{ KVA}$ موجود می باشد و میزان درصدهای پست در پیک بار برابر با ۶۰٪ می باشد. ترانسفورماتور مربوطه با توجه به ضریب بهره برداری که برابر $A = 0,836$ می باشد، فول بار نبوده، که با انجام محاسبات مربوطه شرایط برقرار نمودن این مجتمع را باید بررسی نمائیم.
- ۲- فاصله محل نقاط تقاضای بار از فیدر موجود (طول خط)
 - با توجه به موقعیت محل مجتمع طول خط تا پست زمینی حدود ۲۵۰ متر می باشد.
- ۳- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی
 - مکان : شهری
 - نوع تعرفه : مسکونی پر مصرف
 - میزان توان مصرفی جهت هر مشترک : ۵ کیلو وات (به ازای هر مشترک تکفاز)
- ۴- میانگین مصرف سرانه مشترکین (تکفاز و سه فاز) با اعمال ضرایب همزمانی
 - با توجه به بررسی میانگین مصرف سرانه یکی از فیدرهای موجود پست زمینی، و اندازه گیری جریان بار فیدر مربوطه و برداشت اطلاعات تعداد مشترکین برقرار از این فیدر، میانگین مصرف سرانه مربوطه به شرح ذیل می باشد:
$$I_{1\phi} = \frac{I_R + I_S + I_T}{N} = \frac{143 + 131 + 137}{65} = 6.32 \text{ A } 1\phi$$

$$I_{3\phi} = \frac{6.32}{3} = 2.11 \text{ A } 3\phi$$
- ۵- ضریب رشد منطقه
 - ضریب رشد بار منطقه: ۲٪
 - ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه (مربوط به افزایش وسعت منطقه و افزایش حجم تراکم منطقه) : به جهت اینکه متقاضی یک مجتمع مسکونی بوده و وسعت و تراکم این منطقه اشباع شده است ضریب رشد توسعه و تراکم در این منطقه یک لحاظ می گردد.
 - تعداد سال بهره برداری (با توجه به شرایط موجود منطقه تعداد سال بهره برداری تعیین میگردد): ۲۰ سال



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۶- نوع هادی ، ظرفیت جریان دهی و تعیین افت ولتاژ

- نوع هادی : کابل مسی PVC
- ظرفیت جریان دهی : مطابق جدول استاندارد
- تعیین افت ولتاژ مجاز : ۰.۵٪
- تعیین ضریب قدرت : ۰.۸۵
- تعیین ولتاژ اولیه خط : ۴۰۰ ولت
- ۷- انتخاب روش نصب کابل ها (دفنی ، هوایی و عبور از لوله)
- انتخاب روش کابل بصورت دفنی

۸- در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی

- ضریب تصحیح دما در زمین (کابل زمینی نصب شده به صورت مستقیم) عبارتند از:
- ضریب تصحیح دمای ۲۵ درجه: ۰.۹
- ضریب تصحیح مجاورت کابل: ۱
- ضریب تصحیح عمق دفن کابل: ۰.۹۶
- ضریب تصحیح مقاومت مخصوص خاک: ۱.۱۴

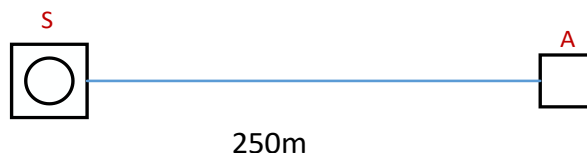
$$\text{کل ضریب تصحیح} = ۰.۹ \times ۱ \times ۰.۹۶ \times ۱.۱۴ = ۰.۹۸$$

باید این ضریب در جریان مجاز کابل تاثیر داده شود که باعث کاهش جریان مجاز کابل می گردد.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

خروجی ها :

۱- دیاگرام تک خطی در شرایط موجود



۲- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه

با توجه به برآورد بار و همچنین جداول ضریب تصحیح دمای زمین، و انجام فرآیند محاسبات تعیین سطح مقطع هادی توسط نرم افزار، مقادیر ذیل ارائه می گردد:

$$\left[\begin{array}{l} A_{SA} = 70 \text{ mm}^2 (NYY) \\ \% \Delta U = 4.592 \end{array} \right]$$

۳- محاسبات ضرایب رشد بار، توسعه و تراکم و تعداد سال بهره برداری

• ضریب رشد بار منطقه برای ۲۰ سال آینده:

$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{20} = 1.48$$

• ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه:

با توجه به اینکه ضریب توسعه و تراکم در مجتمع مسکونی اشباع بوده و ضریب مربوطه یک لحاظ می گردد.

• میانگین مصرف سرانه با اعمال ضرایب رشد بار و توسعه و تراکم منطقه:

$$I_{3\phi} = 2.11 \times 1.48 \times 1 = 3.12 \text{ A}$$

۴- تعیین جریان ابتدای فیدر

جریان ابتدای فیدر مطابق دیاگرام تک خطی فوق برابر با ۱۸۴ آمپر می باشد.

۵- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر

مجموع توان مورد نیاز فیدر برابر با ۱۱۰,۴ کیلو وات می باشد.

۶- تعیین تلفات توان شبکه

مجموع تلفات در طول فیدر برابر با ۲,۴ کیلو وات می باشد.

۷- تعیین ظرفیت ترانسفورماتور

• محاسبه میزان درصد بارگذاری بر روی پست توزیع زمینی

$$S = \sqrt{3} \times V \times I$$

$$630 = \sqrt{3} \times 0.4 \times I$$

$$I = 913 \text{ A}$$

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

- میزان بار ترانس موجود قبل از انتقال بار فیدر جدید

$$913 \times 0.6 = 548 \text{ A}$$

- تعداد مشترکین بر روی فیدر جدید

$$N = 50 + (3 \times 3) = 59$$

- مقدار جریان مصرفی فیدر جدید براساس میانگین مصرف سرانه

$$I = 3.12 \times 59 = 184 \text{ A}$$

- مقدار کل جریان بر روی پست زمینی

$$I_t = 548 + 184 = 732 \text{ A}$$

- میزان درصد جریان بار ترانس بعد از انتقال بار فیدر جدید به پست موجود

$$\frac{732}{913} = 0.8$$

با توجه به محاسبات فوق و به جهت اینکه حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور $A = 0.836$ می باشد، امکان تامین برق این مجتمع از پست موجود امکان پذیر می باشد.

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱پ

۲پ

۳پ

۴پ

۵پ

۶پ

۷پ

۸پ

۹پ

۱۰پ

۱۱پ

اینفو

مراجع

اعضاء

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۳: افزایش مشترکین بر روی شبکه موجود

یک متقاضی درخواست کنتور برق ۲۵ آمپر سه فاز از انتهای خط فیدر اصلی شبکه موجود فشار ضعیف در یک منطقه صنعتی را نموده است. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی مطابق با بخش سوم جدول شماره ۱۴ به شرح ذیل انجام می گردد:

ورودی ها :

۱- بررسی وضعیت بار پست توزیع موجود و فیدر بالادستی

- ظرفیت ترانسفورماتور موجود $S = 315 \text{ KVA}$ و میزان درصد بار در پیک بار برابر با ۶۱٪ است، که با توجه به شرایط منطقه ضریب بهره برداری ترانسفورماتور به میزان $A = 0.836$ می باشد، پس امکان واگذاری برق به مشترک جدید وجود دارد.

۲- فاصله محل نقاط تقاضای بار از فیدر موجود (طول خط)

- با توجه به موقعیت محل، طول خط فیدر اصلی تا محل مصرف حدود ۱۷۰ متر می باشد.

۳- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی

- مکان : صنعتی

- نوع تعرفه : تجاری

- میزان توان مصرفی جهت هر مشترک سه فاز : ۱۵ کیلو وات

۴- میانگین مصرف سرانه مشترکین (تکفاز و سه فاز) با اعمال ضرایب همزمانی

- با توجه به موجود بودن ترانسفورماتور و برداشت اطلاعات تعداد مشترکین تکفاز و سه فاز که برابر با $(25C+14B)$ می باشد و همچنین با داشتن بار فیدر مربوطه در پیک بار، میانگین مصرف سرانه مربوطه به شرح ذیل محاسبه می گردد:

$$I_{1\phi} = \frac{I_R + I_S + I_T}{N} = \frac{269 + 279 + 285}{89} = 9.36 \text{ A } 1\phi$$

$$I_{3\phi} = \frac{9.36}{3} = 3.12 \text{ A } 3\phi$$

۵- ضریب رشد منطقه

- ضریب رشد بار منطقه : ۲٪

- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه (مربوط به افزایش وسعت منطقه و افزایش حجم تراکم منطقه) : ۳٪

- تعداد سال بهره برداری (با توجه به شرایط موجود منطقه تعداد سال بهره برداری تعیین میگردد) : ۱۰ سال

۶- نوع هادی ، ظرفیت جریان دهی و تعیین افت ولتاژ

- نوع هادی : سیم مسی و کابل مسی NYY

- ظرفیت جریان دهی : مطابق جدول استاندارد

- تعیین افت ولتاژ مجاز : ۵٪

- تعیین ضریب قدرت : ۰.۸۵

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

- تعیین ولتاژ اولیه خط : ۴۰۰ ولت

۷- انتخاب روش نصب کابل ها (دفنی ، هوایی و عبور از لوله)

- انتخاب روش کابل بصورت هوایی

۸ - در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی

- تعیین درجه حرارت محیط طراحی : ۴۰ درجه سانتیگراد

یکی از عوامل موثر در تعیین سطح مقطع شبکه های فشار ضعیف دمای هوای محیط است که باید در محاسبات مد نظر قرار گیرد .

ضریب تصحیح دما : با توجه به اینکه دمای مجاز سیم مسی و کابل در هوا ۳۰ درجه سانتیگراد در نظر گرفته شده است و درجه حرارت دمای محیط طراحی در این مثال ۴۰ درجه سانتیگراد می باشد، پس افزایش دما باعث کاهش جریان مجاز کابل و سیم مسی می گردد. بنابراین می توان این ضریب را محاسبه و جریان مجاز را در شرایط جدید تعیین نمود:

$$\Delta T_1 = T_L - T_1 = 70 - 30 = 40$$

$$\Delta T_2 = T_L - T_2 = 70 - 40 = 30$$

$$F = \sqrt{\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}} = \sqrt{\frac{30}{40}} = 0.87$$

T_L : حرارت مجاز هادی : ۷۰ درجه سانتیگراد

T_1 : درجه حرارت مجاز محیط : ۳۰ درجه سانتیگراد

T_2 : درجه حرارت محیط طراحی : ۴۰ درجه سانتیگراد

باید این ضریب در جریان مجاز سیم مسی و کابل تاثیر داده شود که باعث کاهش جریان مجاز سیم مسی و کابل می گردد.

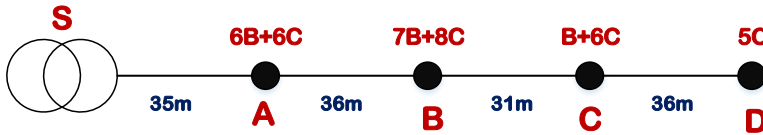
جریان قابل حمل توسط کابل مسی PVC بدون زره و سیم مسی

جریان مجاز هادی (A)		سطح مقطع (mm ²)	نوع هادی
با اعمال ضریب	بدون اعمال ضریب		
۱۷۰،۵۲	۱۹۶	۷۰	کابل NYY سه یا چهار رشته ای
۱۳۳،۱۱	۱۵۳	۵۰	
۱۰۹،۶۲	۱۲۶	۳۵	
۸۷،۸۷	۱۰۱	۲۵	
۶۹،۶	۸۰	۱۶	
۱۵۱،۳۸	۱۷۴	۳۵	سیم مسی
۱۳۱،۳۷	۱۵۱	۲۵	
۱۰۰،۰۵	۱۱۵	۱۶	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

خروجی ها :

۱- دیاگرام تک خطی شرایط موجود



B : تعداد مشترکین تکفاز

C : تعداد مشترکین سه فاز

۲- انجام محاسبات پخش بار الکتریکی فشار ضعیف در شرایط موجود

$$\left[\begin{array}{l} A_{SA} = 70 \text{ mm}^2 (\text{NYY}) \\ \% \Delta U = 0.965 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{AB} = 35 \text{ mm}^2 (\text{CU}) \\ \% \Delta U = 2.415 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{BC} = 35 \text{ mm}^2 (\text{CU}) \\ \% \Delta U = 3.068 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{CD} = 35 \text{ mm}^2 (\text{CU}) \\ \% \Delta U = 3.403 \end{array} \right]$$

با توجه به محاسبات انجام شده در شرایط موجود، افت ولتاژ در انتهای خط کمتر از ۰.۵٪ بوده و واگذاری برق به مشترک جدید امکان پذیر می باشد.

۳- انتخاب نوع هادی :

- سیم مسی و کابل مسی NYY هوایی

۴- تعیین محاسبات ضرایب رشد بار ، توسعه و تراکم و تعداد سال بهره برداری

- ضریب رشد بار منطقه :

$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 1.219$$

- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه :

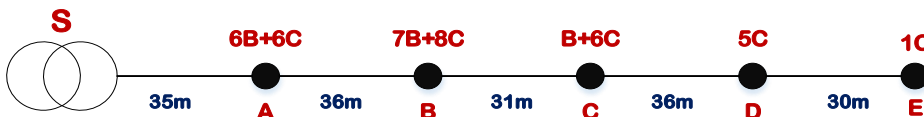
دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{1}{100}\right)^{10} = 1.1$$

- میانگین مصرف سرانه با اعمال ضرایب رشد و توسعه و تراکم منطقه :

$$I_{3\phi} = 3.12 \times 1.219 \times 1.1 = 4.18 \text{ A}$$

۵- دیاگرام تک خطی شرایط جدید



B : تعداد مشترکین تکفاز

C : تعداد مشترکین سه فاز

۶- انجام محاسبات پخش بار الکتریکی فشار ضعیف در شرایط پیشنهادی

با توجه به برآورد بار و همچنین جدول ضریب صحیح دما و انجام فرآیند محاسبات تعیین سطح مقطع هادی توسط نرم افزار، مقادیر ذیل ارائه شده است:

$$\left[\begin{array}{l} A_{SA} = 70 \text{ mm}^2 (NYY) \\ \% \Delta U = 1.343 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{AB} = 35 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 3.386 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{BC} = 35 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 4.343 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{CD} = 35 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 4.883 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} A_{DE} = 35 \text{ mm}^2 (CU) \\ \% \Delta U = 4.958 \end{array} \right]$$

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۷- تعیین جریان ابتدای فیدر

جریان ابتدای فیدر مطابق دیاگرام تک خطی فوق برابر با ۳۸۶,۵۱ آمپر می باشد.

۸- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر :

مجموع توان مورد نیاز فیدر برابر با ۲۴۳ کیلو وات می باشد.

۹- تعیین تلفات توان شبکه

مجموع تلفات در طول فیدر برابر با ۱۷ کیلو وات می باشد.

۱۰- تعیین ظرفیت ترانسفورماتور موجود :

با توجه به اینکه ترانس موجود دارای ظرفیت $S = 315 \text{ KVA}$ می باشد و میزان درصد بار موجود (قبل از مشترک جدید) در پیک بار برابر با ۶۱٪ می باشد.

پارامترهای ورودی برای محاسبات تقویت ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر

بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)	
۲۷۷,۶۸A	میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید $i(t)$
$(3 \times 3,12) = 9,36A$	درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)
۳٪	تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
۵ سال	حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
۰/۸۳۶	مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)
۶A	

باتوجه به پارامترهای فوق، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد :

$$S_{new} = \frac{(i_t + i) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(9.36 + 277.68) \times \left(1 + \frac{3}{100}\right)^5 + 6}{1.44 \times 0.836}$$

$$S_{new} = 282.48 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع، ترانسفورماتور پیشنهادی با ظرفیت $S_{new} = 315 \text{ KVA}$ در نظر گرفته می شود. بنابراین با توجه به ظرفیت ترانسفورماتور موجود که $S = 315 \text{ KVA}$ بوده، نیاز به تعویض نمی باشد.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

مثال ۴: بهینه سازی فیدرهای موجود شبکه فشار ضعیف

در یک شهرک مسکونی سه دستگاه پست هوایی در مجاورت هم موجود می باشند و افت ولتاژ در انتهای فیدر بعضی از این پست ها گزارش شده است. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی مطابق با بخش چهارم جدول شماره ۱۴ به شرح ذیل انجام می گردد:

ورودی ها :

۱- بررسی وضعیت بار پست های توزیع مجاور و فیدر یا فیدر های بالا دستی

- ظرفیت ترانسفورماتور شماره یک (T1) در شرایط موجود برابر با $S = 200 \text{ KVA}$ می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ۵۷٪ می باشد.
- ظرفیت ترانسفورماتور شماره دو (T2) در شرایط موجود برابر با $S = 200 \text{ KVA}$ می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ۷۹٪ می باشد.
- ظرفیت ترانسفورماتور شماره سه (T3) در شرایط موجود برابر با $S = 200 \text{ KVA}$ می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ۸۴٪ می باشد.

۲- بررسی وضعیت فاصله ترانسهای مجاور

- فاصله پست شماره یک (T1) تا پست شماره دو (T2) به میزان حدود ۴۵۰ متر
- فاصله پست شماره یک (T1) تا پست شماره سه (T3) به میزان حدود ۵۰۰ متر

۳- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی

- مکان : شهری
- نوع تعرفه : مسکونی پر مصرف
- میزان توان مصرفی جهت هر مشترک: ۵ کیلو وات

۴- میانگین مصرف سرانه مشترکین (تکفاز و سه فاز) با اعمال ضرایب همزمانی

- با توجه به انجام محاسبات چندین نقاط مصارف خانگی پر مصرف و تعیین جریان بار کلید کل در پیک بار، میانگین مصرف سرانه مربوطه به شرح ذیل می باشد:

$$I_{1\phi} = \frac{I_R + I_S + I_T}{N} = \frac{100 + 110 + 115}{50} = 6.5 \text{ A } 1\phi$$

$$I_{3\phi} = \frac{6.5}{3} = 2.17 \text{ A } 3\phi$$

۵- ضریب رشد منطقه

- ضریب رشد بار منطقه : ۱,۵٪
- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه (مربوط به افزایش وسعت منطقه و افزایش حجم تراکم منطقه) : ۱,۵٪
- تعداد سال بهره برداری (با توجه به شرایط موجود منطقه تعداد سال بهره برداری تعیین میگردد) : ۱۰ سال

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۶- نوع هادی ، ظرفیت جریان دهی و تعیین افت ولتاژ

- نوع هادی : کابل خودنگهدار PVC بدون زره
- ظرفیت جریان دهی : مطابق جدول استاندارد
- تعیین افت ولتاژ مجاز : ۰.۵٪
- تعیین ضریب قدرت : ۰.۸۵

۷- در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی

- یکی از عوامل موثر در تعیین سطح مقطع شبکه های فشار ضعیف دمای هوای محیط است که باید در محاسبات مد نظر قرار گیرد.

ضریب تصحیح دما : با توجه به اینکه دمای مجاز کابل در هوا ۳۰ درجه سانتیگراد در نظر گرفته شده است و درجه حرارت دمای محیط طراحی در این مثال ۴۰ درجه سانتیگراد می باشد، پس افزایش دما باعث کاهش جریان مجاز کابل خودنگهدار می گردد. بنابراین می توان این ضریب را محاسبه و جریان مجاز را در شرایط جدید تعیین نمود.

$$\Delta T_1 = T_L - T_1 = 70 - 30 = 40$$

$$\Delta T_2 = T_L - T_2 = 70 - 40 = 30$$

$$F = \sqrt{\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}} = \sqrt{\frac{30}{40}} = 0.87$$

T_L : حرارت مجاز هادی : ۷۰ درجه سانتیگراد

T_1 : درجه حرارت مجاز محیط : ۳۰ درجه سانتیگراد

T_2 : درجه حرارت محیط طراحی : ۴۰ درجه سانتیگراد

باید این ضریب در جریان مجاز کابل خودنگهدار تاثیر داده شود که باعث کاهش جریان مجاز کابل می گردد.

جدول جریان قابل حمل توسط کابل آلومینیومی PVC بدون زره

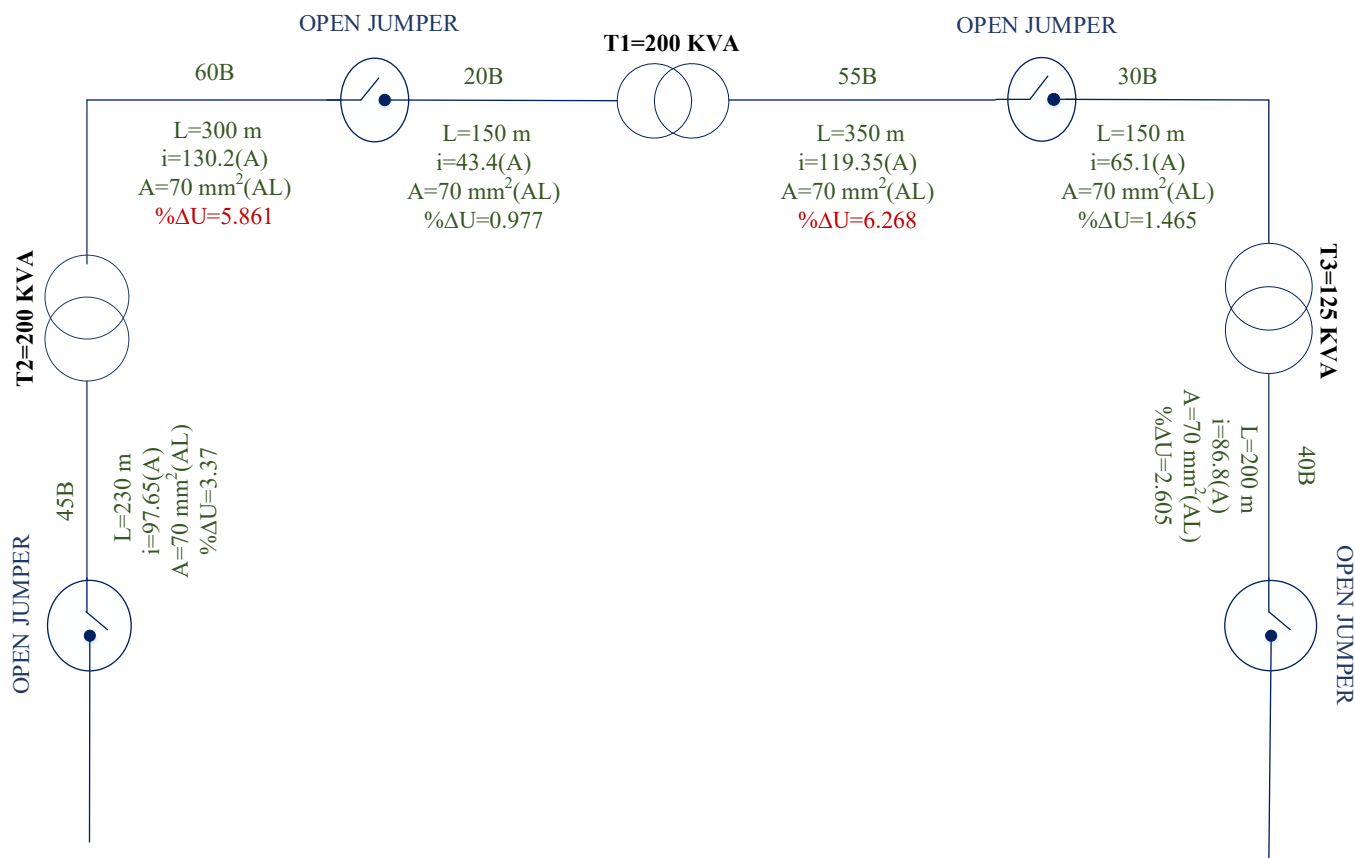
جریان مجاز هادی (A)		سطح مقطع (mm ²)	نوع هادی
با اعمال ضریب	بدون اعمال ضریب		
۱۵۹,۲۱	۱۸۳	۹۵	کابل PVC سه یا چهار رشته ای
۱۳۰,۵	۱۵۰	۷۰	
۱۰۱,۷۹	۱۱۷	۵۰	
۸۳,۵۲	۹۶	۳۵	
۶۷,۸۶	۷۸	۲۵	
۵۳,۰۷	۶۱	۱۶	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

خروجی ها :

۱- دیاگرام تک خطی در شرایط موجود

B: تعداد مشترکین تکفاز



۲- انجام محاسبات پخش بار الکتریکی فشار ضعیف در شرایط موجود

$$\left[\begin{array}{l} T1(FR) = 70 \text{ mm}^2 (PVC) \\ \% \Delta U = 6.268 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} T2(FR) = 70 \text{ mm}^2 (PVC) \\ \% \Delta U = 5.86 \end{array} \right]$$

با توجه به محاسبات انجام شده در شرایط موجود افت ولتاژ در انتهای خط بیشتر از ۵٪ می باشد.

۳- انتخاب نوع هادی

- کابل خودنگهدار PVC بدون زره

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۴- محاسبات ضرایب رشد بار ، توسعه و تراکم و تعداد سال بهره برداری

- ضریب رشد بار منطقه:

$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{1.5}{100}\right)^{10} = 1.16$$

- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه:

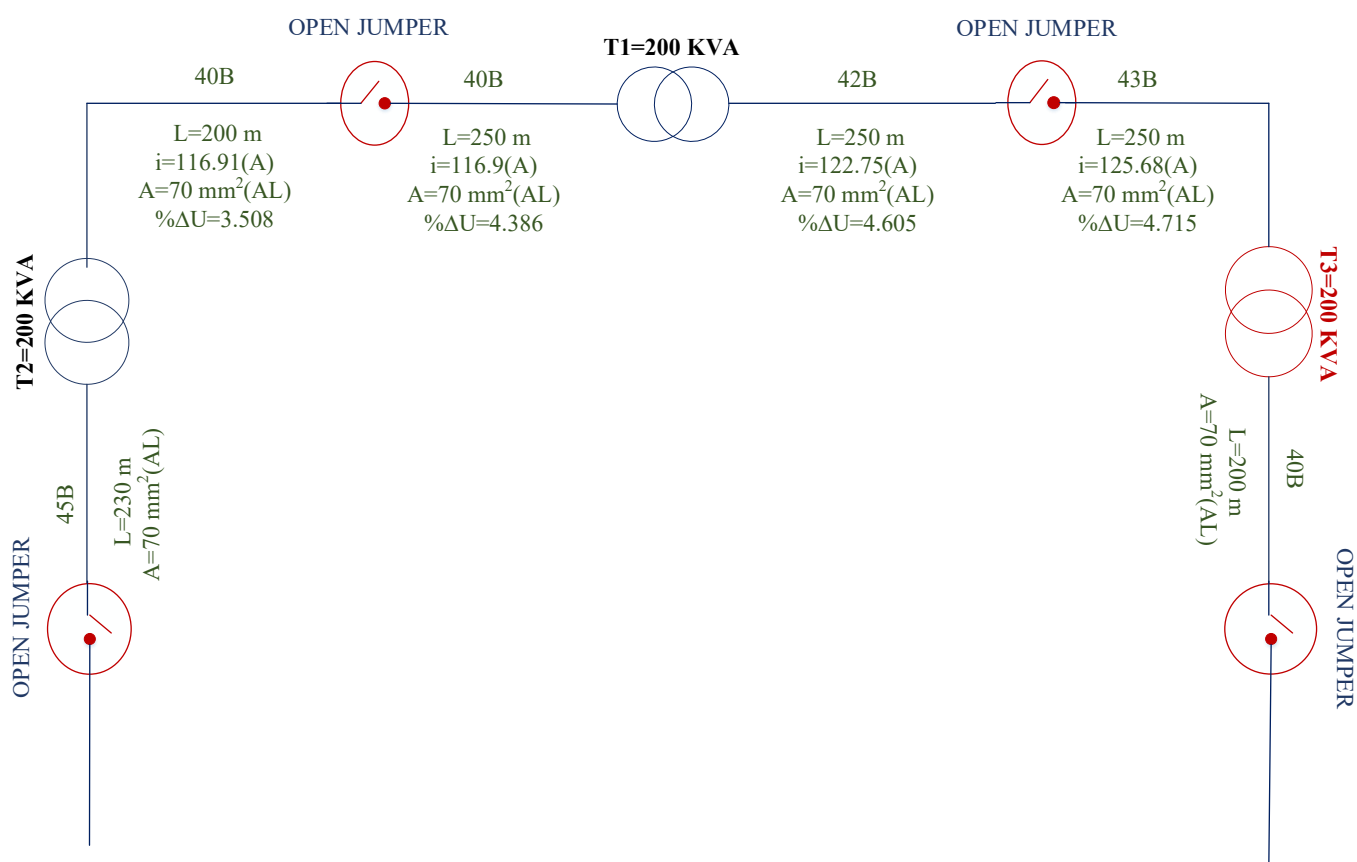
$$\left(1 + \frac{c}{100}\right)^B = \left(1 + \frac{1.5}{100}\right)^{10} = 1.16$$

- میانگین مصرف سرانه با اعمال ضرایب رشد و توسعه و تراکم منطقه:

$$I_{3\phi} = 2.17 \times 1.16 \times 1.16 = 2.92 \text{ A}$$

۵- دیاگرام تک خطی در شرایط جدید

با توجه به برآورد بار کابل خودنگهدار و همچنین جدول ضریب صحیح دما در هوا و انجام فرآیند محاسبات تعیین سطح مقطع هادی توسط نرم افزار مقادیر مورد نیاز بشرح ذیل محاسبه گردیده است:
B: تعداد مشترکین تکفاز



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۶- انجام محاسبات پخش بار الکتریکی فشار ضعیف در شرایط پیشنهادی

با توجه به برآورد بار و همچنین جدول ضریب صحیح دما و انجام فرآیند محاسبات تعیین سطح مقطع هادی توسط نرم افزار، مقادیر به شرح ذیل ارائه می گردد:

$$\left[\begin{array}{l} T1(FR) = 70 \text{ mm}^2 (PVC) \\ \% \Delta U = 4.605 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} T1(FL) = 70 \text{ mm}^2 (PVC) \\ \% \Delta U = 4.386 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} T2(FR) = 70 \text{ mm}^2 (PVC) \\ \% \Delta U = 3.508 \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{l} T3(FL) = 70 \text{ mm}^2 (PVC) \\ \% \Delta U = 4.715 \end{array} \right]$$

۷- تعیین جریان ابتدای فیدر

- جریان ابتدای فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت چپ برابر با ۱۱۶,۹ آمپر می باشد.
- جریان ابتدای فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت راست برابر با ۱۲۲,۷۵ آمپر می باشد.
- جریان ابتدای فیدر ترانس شماره T2 فیدر سمت راست برابر با ۱۱۶,۹۱ آمپر می باشد.
- جریان ابتدای فیدر ترانس شماره T3 فیدر سمت چپ برابر با ۱۲۵,۶۸ آمپر می باشد.

۸- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر

- مجموع توان مورد نیاز فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت چپ برابر با ۷۰,۷۴ کیلو وات می باشد.
- مجموع توان مورد نیاز فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت راست برابر با ۷۴,۹۵ کیلو وات می باشد.
- مجموع توان مورد نیاز فیدر ترانس شماره T2 فیدر سمت راست برابر با ۷۰,۳۸ کیلو وات می باشد.
- مجموع توان مورد نیاز فیدر ترانس شماره T3 فیدر سمت چپ برابر با ۷۶ کیلو وات می باشد.

۹- تعیین تلفات توان شبکه

- مجموع تلفات در طول فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت چپ برابر با ۱,۷۴ کیلو وات می باشد.
- مجموع تلفات در طول فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت راست برابر با ۱,۹۵ کیلو وات می باشد.
- مجموع تلفات در طول فیدر ترانس شماره T2 فیدر سمت راست برابر با ۱,۳۸ کیلو وات می باشد.
- مجموع تلفات در طول فیدر ترانس شماره T2 فیدر سمت چپ برابر با ۲ کیلو وات می باشد.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

۱۰- محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتورهای موجود

• بهینه سازی ترانسفورماتور T1

ظرفیت ترانسفورماتور شماره یک (T1) در شرایط موجود برابر با $S = 200 \text{ KVA}$ می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ۵۷٪ می باشد.

پارامترهای ورودی برای محاسبات تقویت ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر

بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)	۱۶۲٫۷۵A
میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید $i_{(t)}$	$(7 \times 2,17) = 15,19A$
درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)	۲٪
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	۵ سال
حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)	۰٫۸۳۶
مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)	۶A

باتوجه به پارامترهای فوق، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد:

$$S_{new} = \frac{(i_t + i) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(15.19 + 162.75) \times \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 + 6}{1.44 \times 0.836}$$

$$S_{new} = 168.11 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع، ترانسفورماتور پیشنهادی شماره T1 با ظرفیت $S_{new} = 200 \text{ KVA}$ در نظر گرفته می شود. بنابراین با توجه به اینکه ظرفیت ترانسفورماتور موجود $S = 200 \text{ KVA}$ بوده، نیاز به تعویض نمی باشد.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

• بهینه سازی ترانسفورماتور T2

ظرفیت ترانسفورماتور شماره دو (T2) در شرایط موجود برابر با $S = 200 \text{ KVA}$ می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ۷۹٪ می باشد.

جدول ۲۰: پارامترهای ورودی برای محاسبات کاهش ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر

۲۲۷٫۸۵A	بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)
$(20 \times 2,17) = 43,40 \text{ A}$	میزان کاهش بار و انتقال به ترانسفورماتورهای مجاور i_t
۲٪	درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)
۵ سال	تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)
۰/۸۳۶	حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)
۴A	مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

باتوجه به پارامترهای فوق، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد:

$$S_{new} = \frac{(i - i_t) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(227.85 - 43.40) \times \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 + 4}{1.44 \times 0.836}$$

$$S_{new} = 172.42 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع، ترانسفورماتور پیشنهادی شماره T2 با ظرفیت $S_{new} = 200 \text{ KVA}$ در نظر گرفته می شود. بنابراین با توجه به اینکه ظرفیت ترانس موجود $S = 200 \text{ KVA}$ بوده نیاز به تعویض نمی باشد.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

• بهینه سازی ترانسفورماتور T3

ظرفیت ترانسفورماتور شماره سه (T3) در شرایط موجود برابر با $S = 125 \text{ KVA}$ می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ۸۴٪ می باشد.

پارامترهای ورودی برای محاسبات تقویت ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر

بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)	۱۵۱٫۹A
میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید $i_{(t)}$	$(13 \times 2,17) = 28,21 \text{ A}$
درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)	۲٪
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	۵ سال
حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور (A)	۰٫۸۳۶
مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)	۴A

باتوجه به پارامترهای فوق، ظرفیت ترانسفورماتور در این حالت بصورت زیر محاسبه می گردد:

$$S_{new} = \frac{(i_t + i) \times \left(1 + \frac{c}{100}\right)^B + i_L}{1.44 \times A} = \frac{(28.21 + 151.9) \times \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 + 4}{1.44 \times 0.836}$$

$$S_{new} = 168.43 \text{ KVA}$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع ، ترانسفورماتور پیشنهادی شماره T3 با ظرفیت $S_{new} = 200 \text{ KVA}$ در نظر گرفته می شود.



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

[فهرست](#)

[شکل](#)

[جدول](#)

[پیشگفتار](#)

[۱](#)

[۲](#)

[۳](#)

[۴](#)

[۵](#)

[۶](#)

[۷](#)

[۸](#)

[۹](#)

[۱۰](#)

[۱۱](#)

[پ ۱](#)

[پ ۲](#)

[پ ۳](#)

[پ ۴](#)

[پ ۵](#)

[پ ۶](#)

[پ ۷](#)

[پ ۸](#)

[پ ۹](#)

[پ ۱۰](#)

[پ ۱۱](#)

[اینفو](#)

[مراجع](#)

[اعضاء](#)

پیوست ۶ - نمودار برآورد مسافت بر اساس آمپر به ولت برای هادیهای شبکه فشار متوسط



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

توضیح:

- (۱) ضریب توان تمام شبکه ها ۰,۹ در نظر گرفته شده است.
 - (۲) برای بدست آوردن راکتانس شبکه های سیمی، آرایش شبکه بصورت آرایش رأس تیری با کراس آرم ۲,۴۰ در نظر گرفته شده است.
 - (۳) برای بدست آوردن جریان شبکه با حداکثر افت ولتاژ مورد نظر، کافی است عدد بدست آمده از نمودار در ولتاژ شبکه ضرب شود. لازم به ذکر است اگر جریان بدست آمده بیش از حداکثر جریان مجاز هادی بدست آمد، می بایست حداکثر جریان مجاز در نظر گرفته شود.
 - مثال: برای احداث شبکه ای در سطح ولتاژ ۲۰ کیلو ولت با هادی هاینا و به طول ۳۰ کیلومتر و بار متمرکز انتهای خط و حداکثر افت ولتاژ ۵ درصد، با استفاده از جدول عدد ۲,۰۲ بدست می آید.
- $$I = 2,02 \times 20 = 40,4A$$
- حداکثر جریان قابل انتقال باشبکه مذکور:

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱پ

۲پ

۳پ

۴پ

۵پ

۶پ

۷پ

۸پ

۹پ

۱۰پ

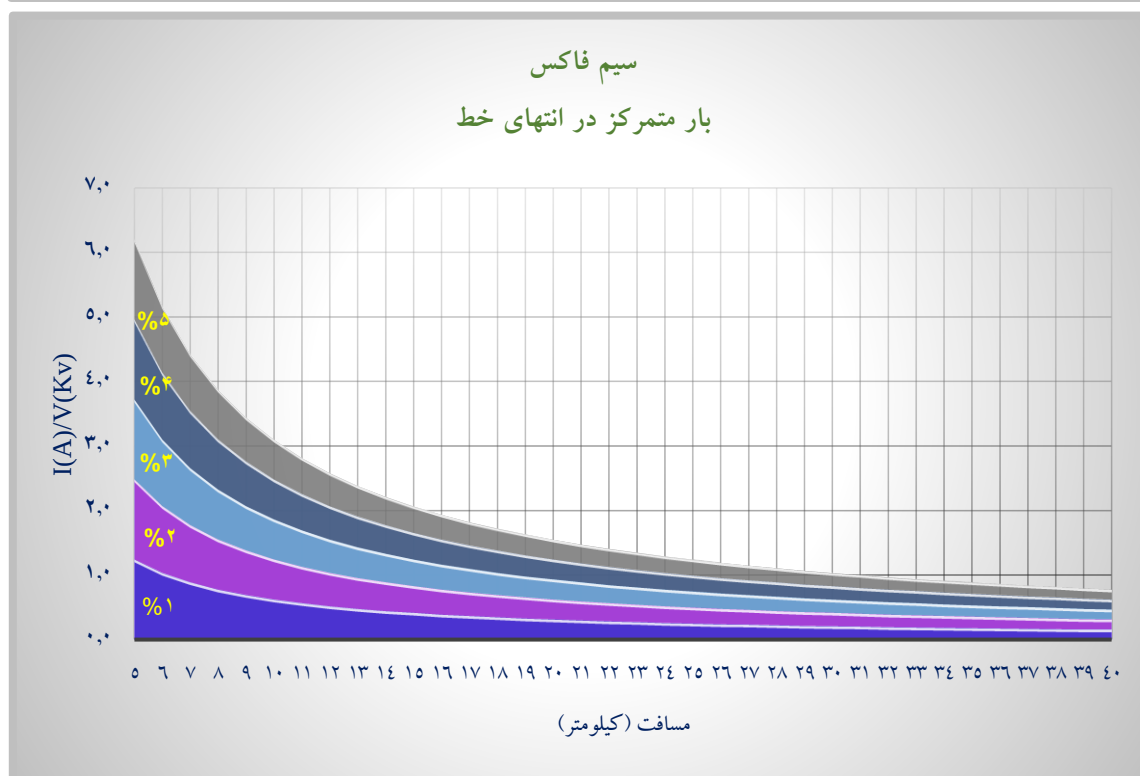
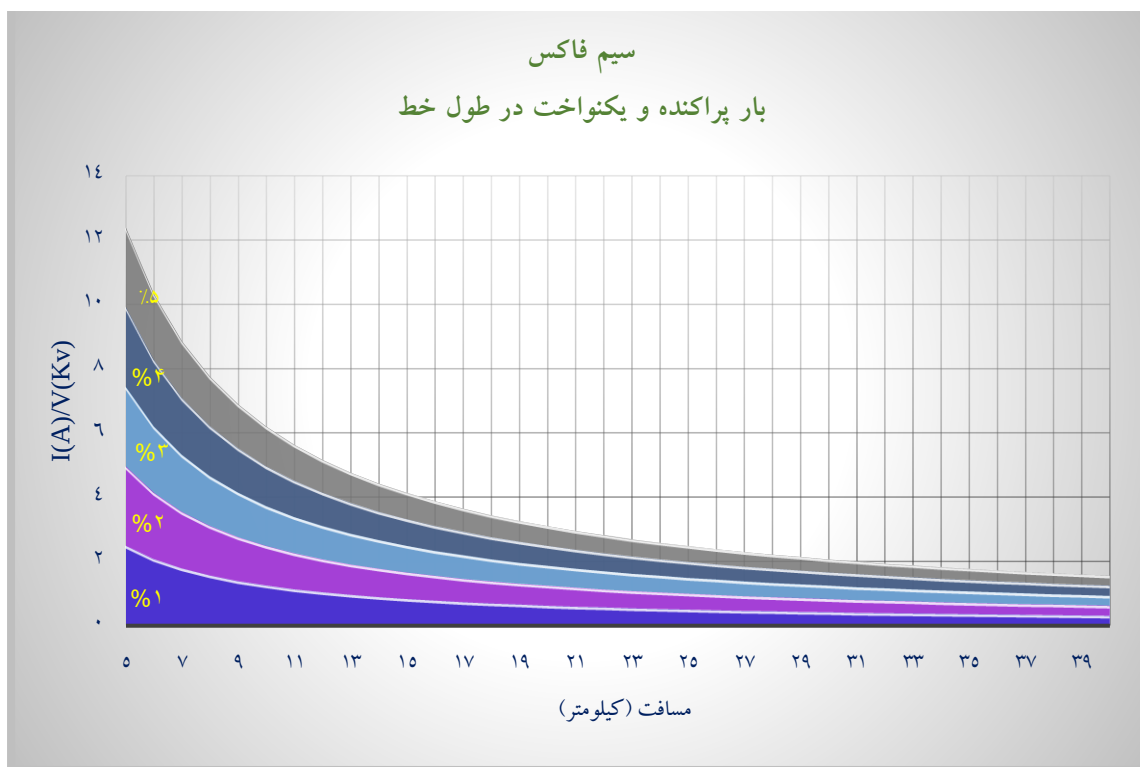
۱۱پ

اینفو

مراجع

اعضاء

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

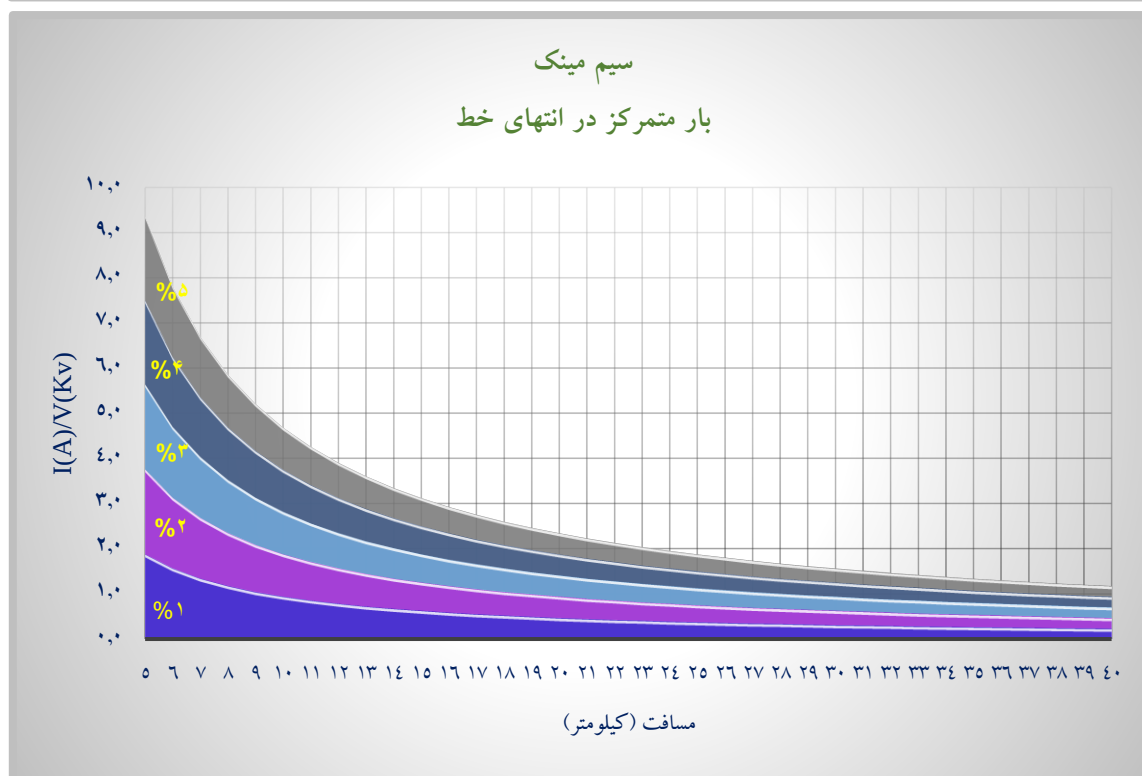
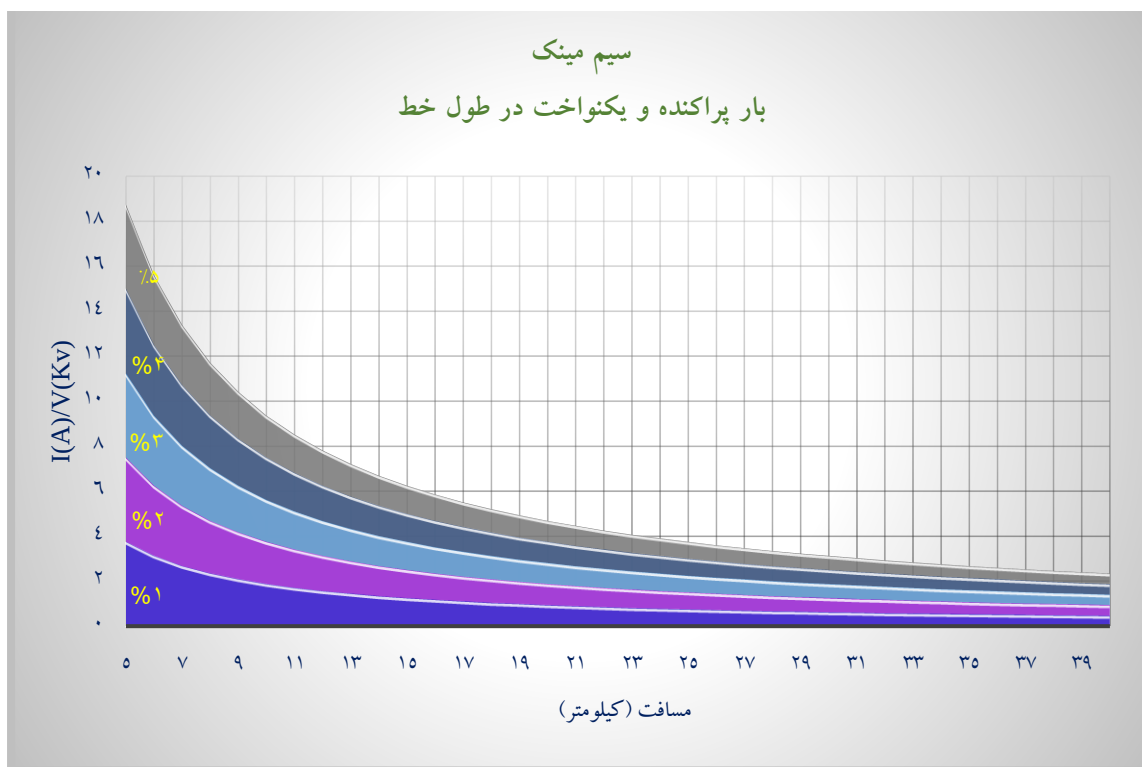


شکل ۱۵: نمودار برآورد مسافت سیم فاکس

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

حداکثر جریان مجاز	X	R	فاکس
۱۴۷	۰,۴۹۱	۰,۷۹۸۵	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

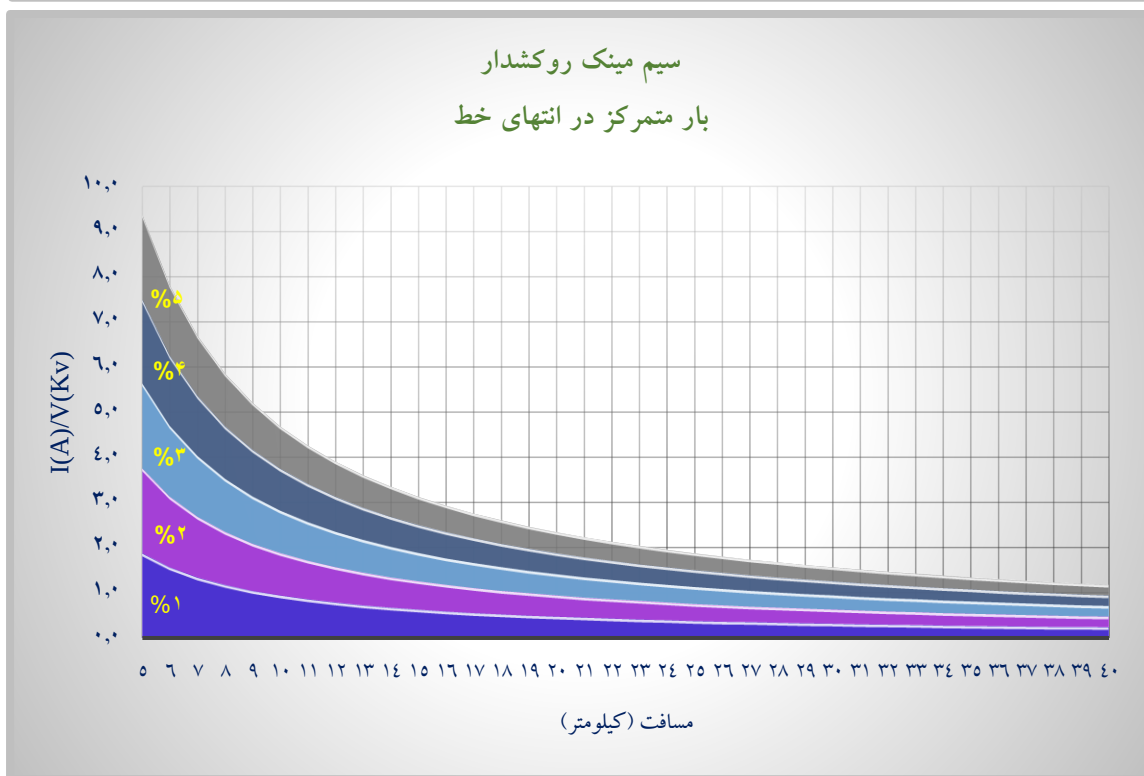
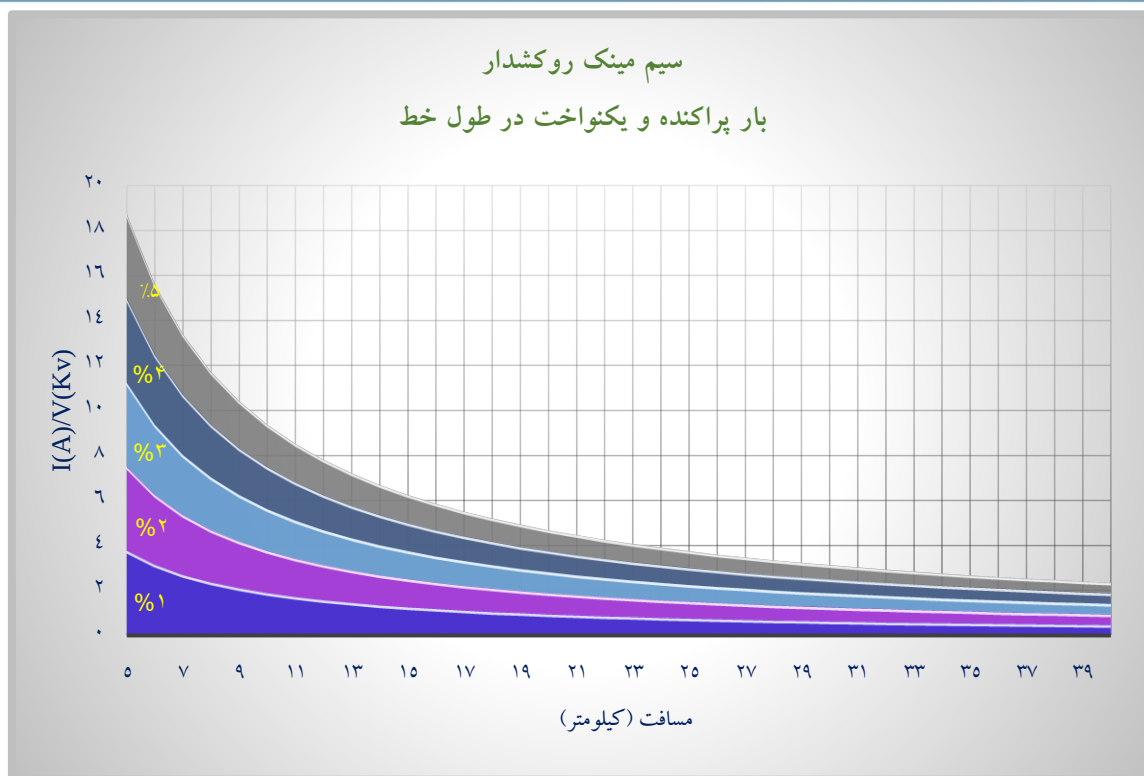


شکل ۱۶: نمودار برآورد مسافت سیم مینک

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

حد اکثر جریان مجاز	X	R	مینک
۱۷۴	۰,۴۵۷۵	۰,۴۶۳۳	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

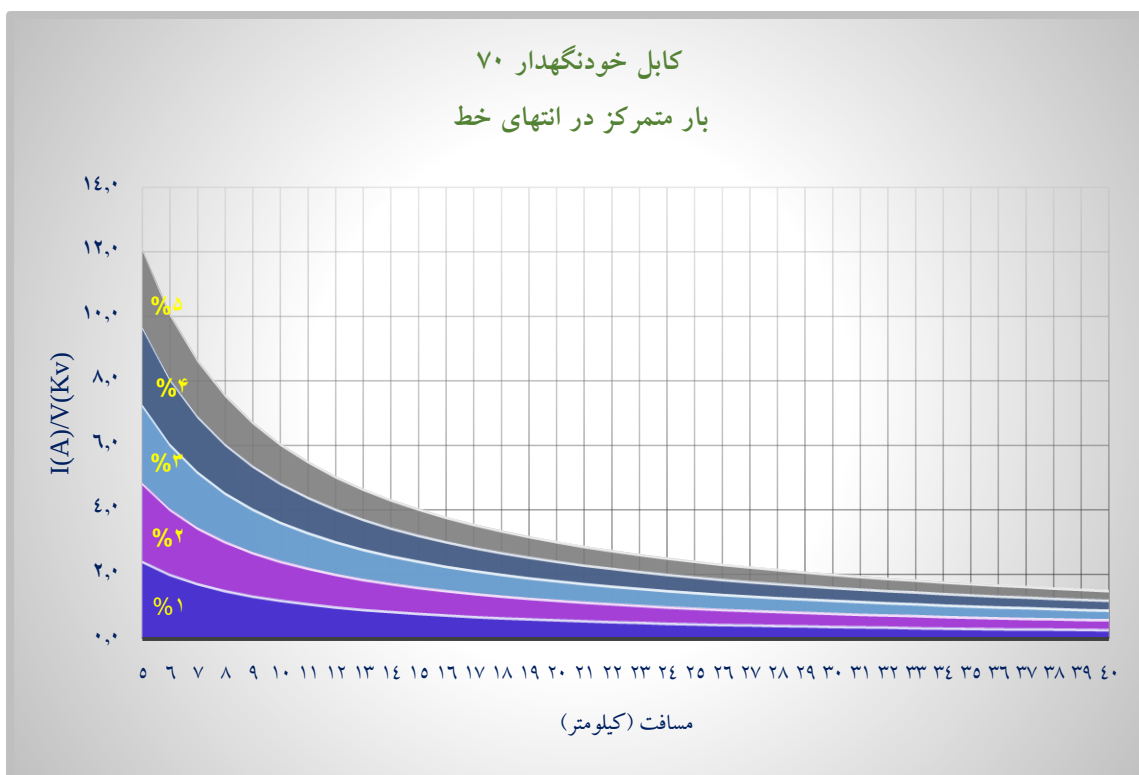
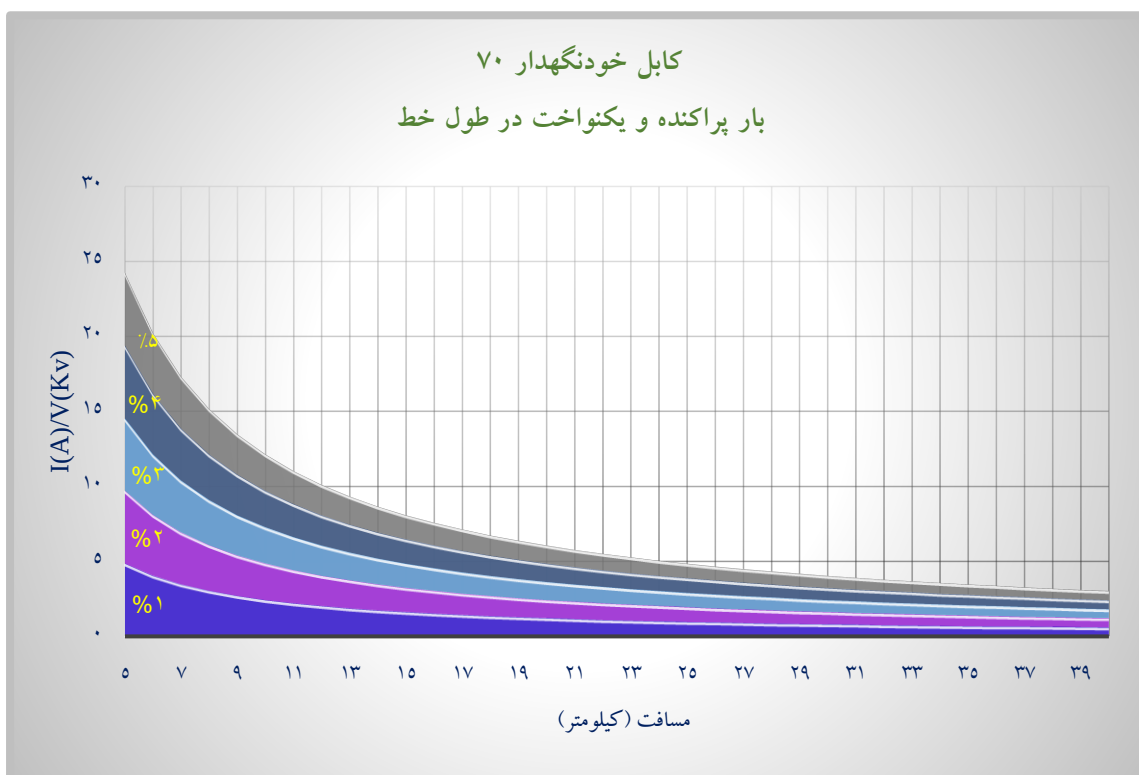


شکل ۱۷: نمودار برآورد مسافت سیم مینک روکشدار

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

حداکثر جریان مجاز	X	R	سیم مینک روکشدار
۱۷۰	۰,۴۵۷۵	۰,۴۷۲	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

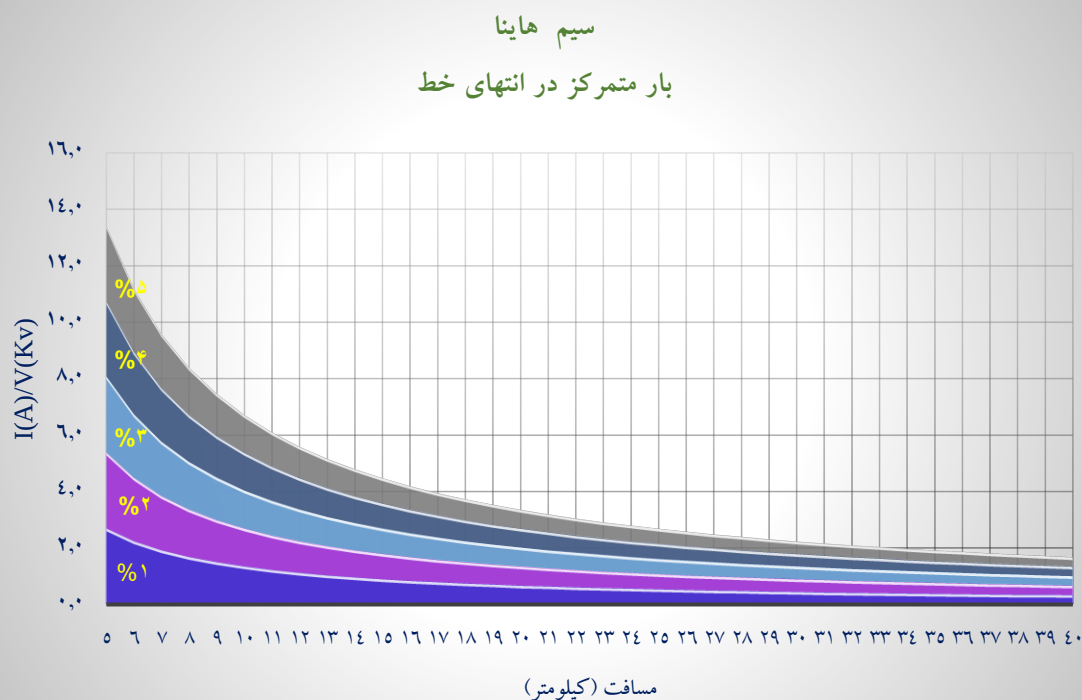
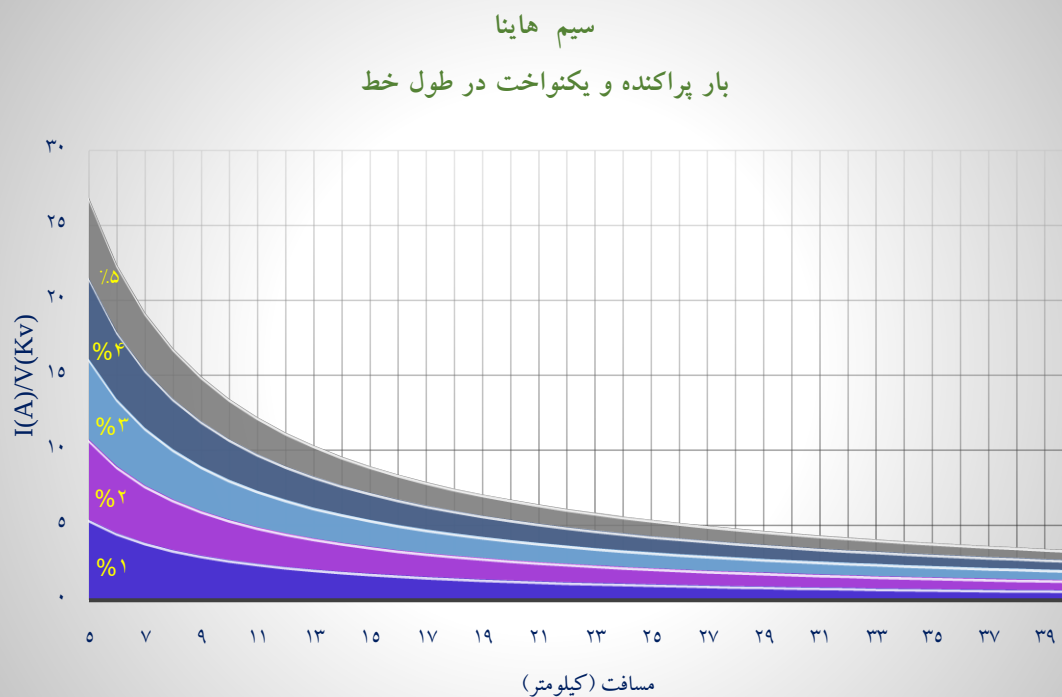


شکل ۱۸: نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۷۰

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

حداکثر جریان مجاز	X	R	کابل خودنگهدار ۷۰
۱۶۵	۰,۱۵۹۱	۰,۴۵۲۳	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



شکل ۱۸: نمودار برآورد مسافت سیم هاینا

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

حداکثر جریان مجاز	X	R	هاینا
۲۸۷	۰,۴۱۶۱	۰,۲۷۶۵	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



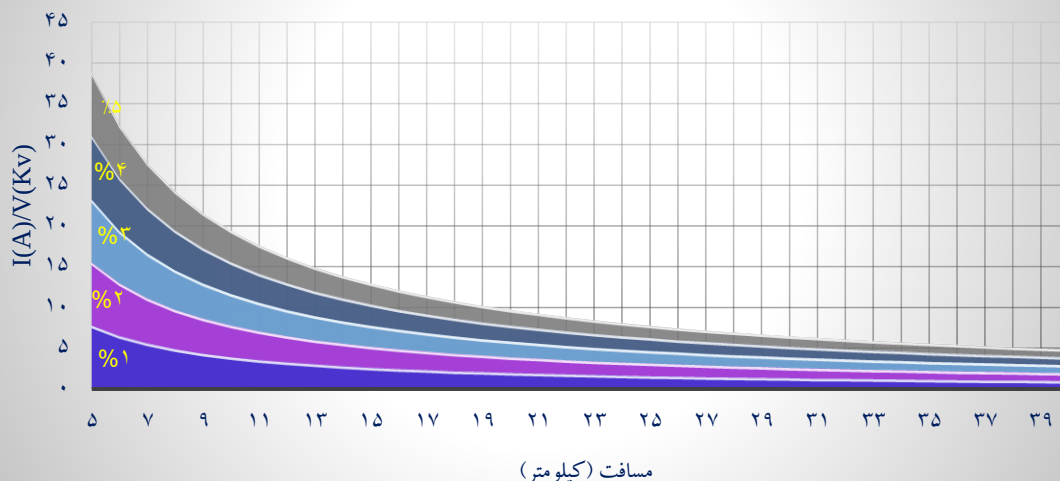
شکل ۱۹: نمودار برآورد مسافت سیم هاینا روکشدار

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

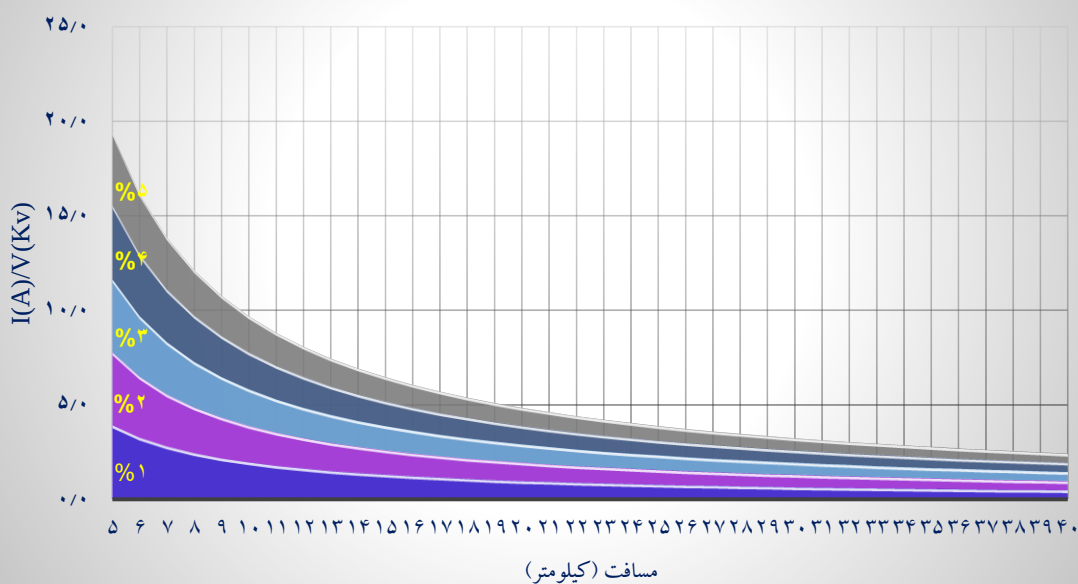
حداکثر جریان مجاز	X	R	هاینا روکش دار
۲۸۰	۰,۴۱۶۱	۰,۲۷۷	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

کابل خودنگهدار ۱۲۰
بار پراکنده و یکنواخت در طول خط



کابل خودنگهدار ۱۲۰
بار متمرکز در انتهای خط

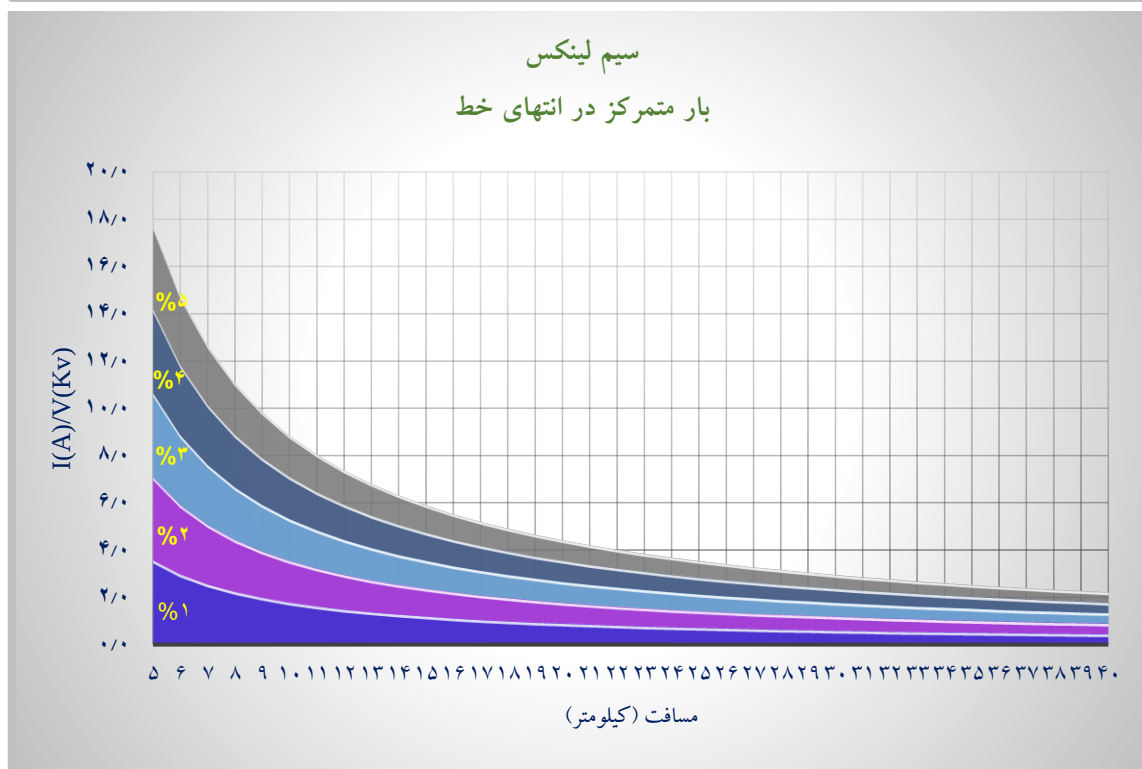
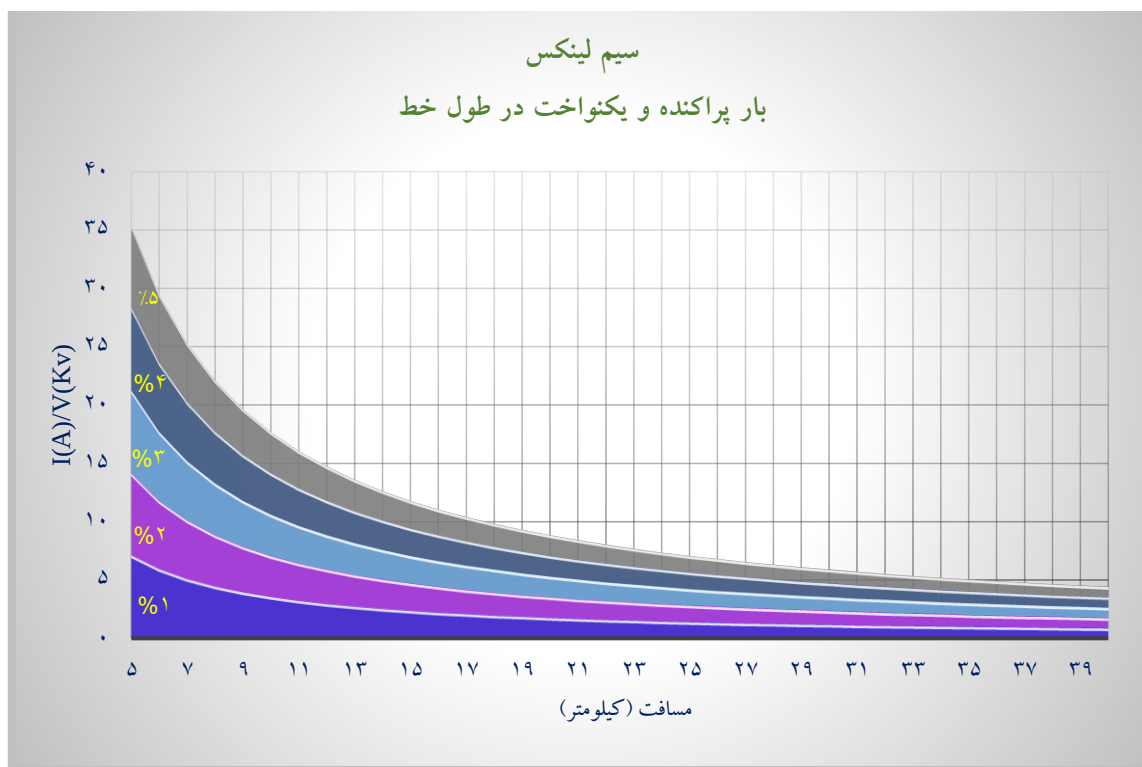


شکل ۲۰: نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۱۲۰

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

حداکثر جریان مجاز	X	R	کابل خودنگهدار ۱۲۰
۲۷۷	۰,۱۴۹۸	۰,۲۵۸۵	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



شکل ۲۱: نمودار برآورد مسافت سیم لینکس

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

لینکس	R	X	حداکثر جریان مجاز
	۰,۱۷۳۵	۰,۳۹۱	۳۸۶



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

[فهرست](#)

[شکل](#)

[جدول](#)

[پیشگفتار](#)

[۱](#)

[۲](#)

[۳](#)

[۴](#)

[۵](#)

[۶](#)

[۷](#)

[۸](#)

[۹](#)

[۱۰](#)

[۱۱](#)

[۱۲](#)

[۱۳](#)

[۱۴](#)

[۱۵](#)

[۱۶](#)

[۱۷](#)

[۱۸](#)

[۱۹](#)

[۲۰](#)

[۲۱](#)

[۲۲](#)

[۲۳](#)

[۲۴](#)

[۲۵](#)

[۲۶](#)

[۲۷](#)

[۲۸](#)

[۲۹](#)

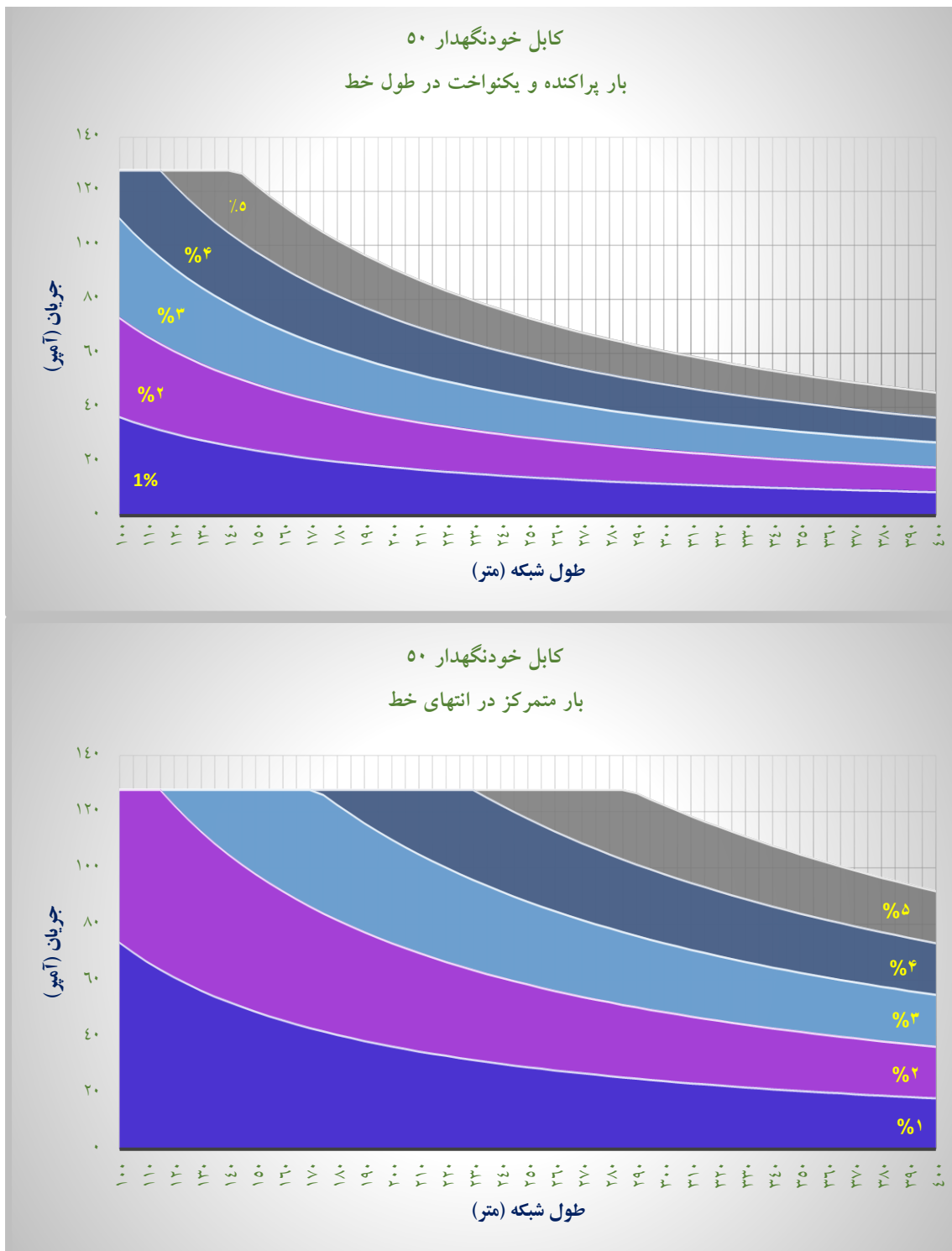
[۳۰](#)

پیوست ۷ - نمودار برآورد مسافت بر اساس آمپر برای هادیهای شبکه فشار ضعیف

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

توضیح :

(۱) ضریب توان تمامی شبکه ها ۰,۹ در نظر گرفته شده است.



شکل ۲۲ : نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۵۰

حداکثر جریان مجاز	X	R	کابل خودنگهدار ۵۰
۱۲۸	۰,۱۱۶۲	۰,۶۴۱	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

جدول ۲۱: جدول تلفات بر حسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۵۰

طول شبکه (متر)													جریان (آمپر)
۴۰۰	۳۷۵	۳۵۰	۳۲۵	۳۰۰	۲۷۵	۲۵۰	۲۲۵	۲۰۰	۱۷۵	۱۵۰	۱۲۵	۱۰۰	
۰/۰۸	۰/۰۷	۰/۰۷	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۰۵	۰/۰۵	۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۲	۰/۰۲	۱۰
۰/۳۱	۰/۲۹	۰/۲۷	۰/۲۵	۰/۲۳	۰/۲۱	۰/۱۹	۰/۱۷	۰/۱۵	۰/۱۳	۰/۱۲	۰/۱۰	۰/۰۸	۲۰
۰/۶۹	۰/۶۵	۰/۶۱	۰/۵۶	۰/۵۲	۰/۴۸	۰/۴۳	۰/۳۹	۰/۳۵	۰/۳۰	۰/۲۶	۰/۲۲	۰/۱۷	۳۰
۱/۲۳	۱/۱۵	۱/۰۸	۱/۰۰	۰/۹۲	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۵۴	۰/۴۶	۰/۳۸	۰/۳۱	۴۰
۱/۹۲	۱/۸۰	۱/۶۸	۱/۵۶	۱/۴۴	۱/۳۲	۱/۲۰	۱/۰۸	۰/۹۶	۰/۸۴	۰/۷۲	۰/۶۰	۰/۴۸	۵۰
۲/۷۷	۲/۶۰	۲/۴۲	۲/۲۵	۲/۰۸	۱/۹۰	۱/۷۳	۱/۵۶	۱/۳۸	۱/۲۱	۱/۰۴	۰/۸۷	۰/۶۹	۶۰
۳/۷۷	۳/۵۳	۳/۳۰	۳/۰۶	۲/۸۳	۲/۵۹	۲/۳۶	۲/۱۲	۱/۸۸	۱/۶۵	۱/۴۱	۱/۱۸	۰/۹۴	۷۰
۴/۹۲	۴/۶۲	۴/۳۱	۴/۰۰	۳/۶۹	۳/۳۸	۳/۰۸	۲/۷۷	۲/۴۶	۲/۱۵	۱/۸۵	۱/۵۴	۱/۲۳	۸۰
۶/۲۳	۵/۸۴	۵/۴۵	۵/۰۶	۴/۶۷	۴/۲۸	۳/۸۹	۳/۵۰	۳/۱۲	۲/۷۳	۲/۳۴	۱/۹۵	۱/۵۶	۹۰
۷/۶۹	۷/۲۱	۶/۷۳	۶/۲۵	۵/۷۷	۵/۲۹	۴/۸۱	۴/۳۳	۳/۸۵	۳/۳۷	۲/۸۸	۲/۴۰	۱/۹۲	۱۰۰
۹/۳۱	۸/۷۳	۸/۱۴	۷/۵۶	۶/۹۸	۶/۴۰	۵/۸۲	۵/۲۴	۴/۶۵	۴/۰۷	۳/۴۹	۲/۹۱	۲/۳۳	۱۱۰
۱۱/۰۸	۱۰/۳۸	۹/۶۹	۹/۰۰	۸/۳۱	۷/۶۲	۶/۹۲	۶/۲۳	۵/۵۴	۴/۸۵	۴/۱۵	۳/۴۶	۲/۷۷	۱۲۰
۱۲/۶۰	۱۱/۸۱	۱۱/۰۳	۱۰/۲۴	۹/۴۵	۸/۶۶	۷/۸۸	۷/۰۹	۶/۳۰	۵/۵۱	۴/۷۳	۳/۹۴	۳/۱۵	۱۲۸

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

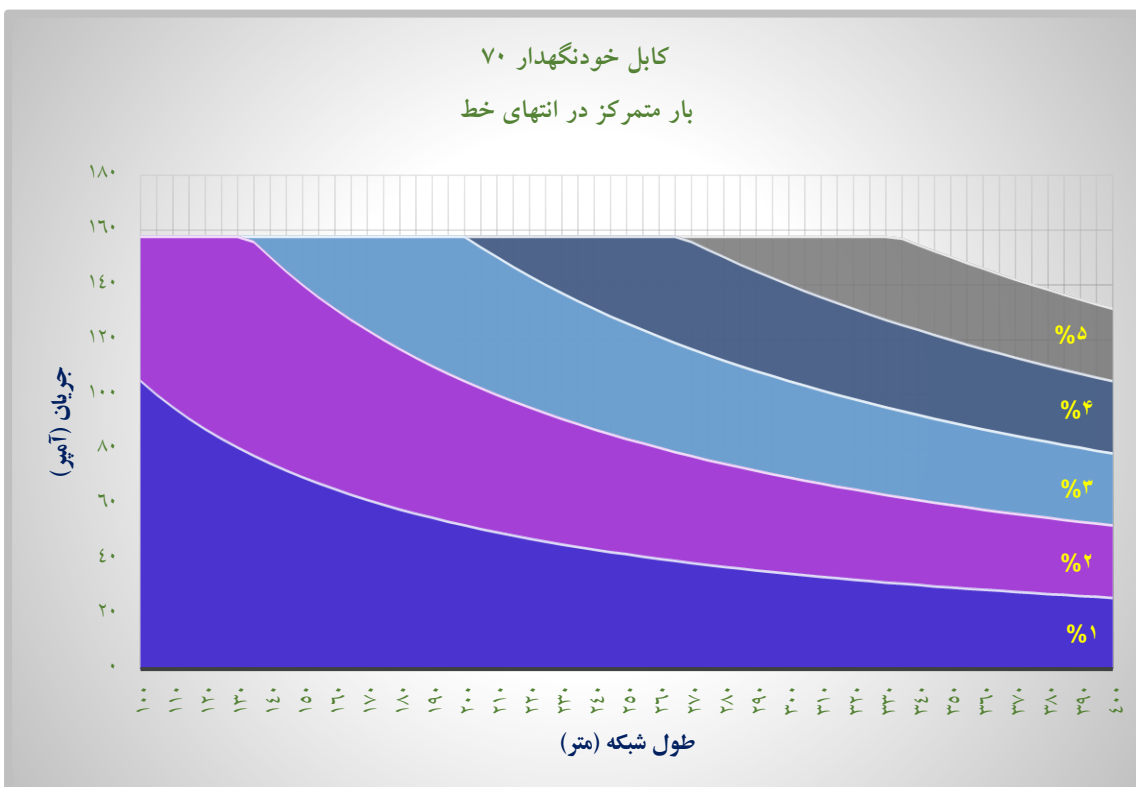
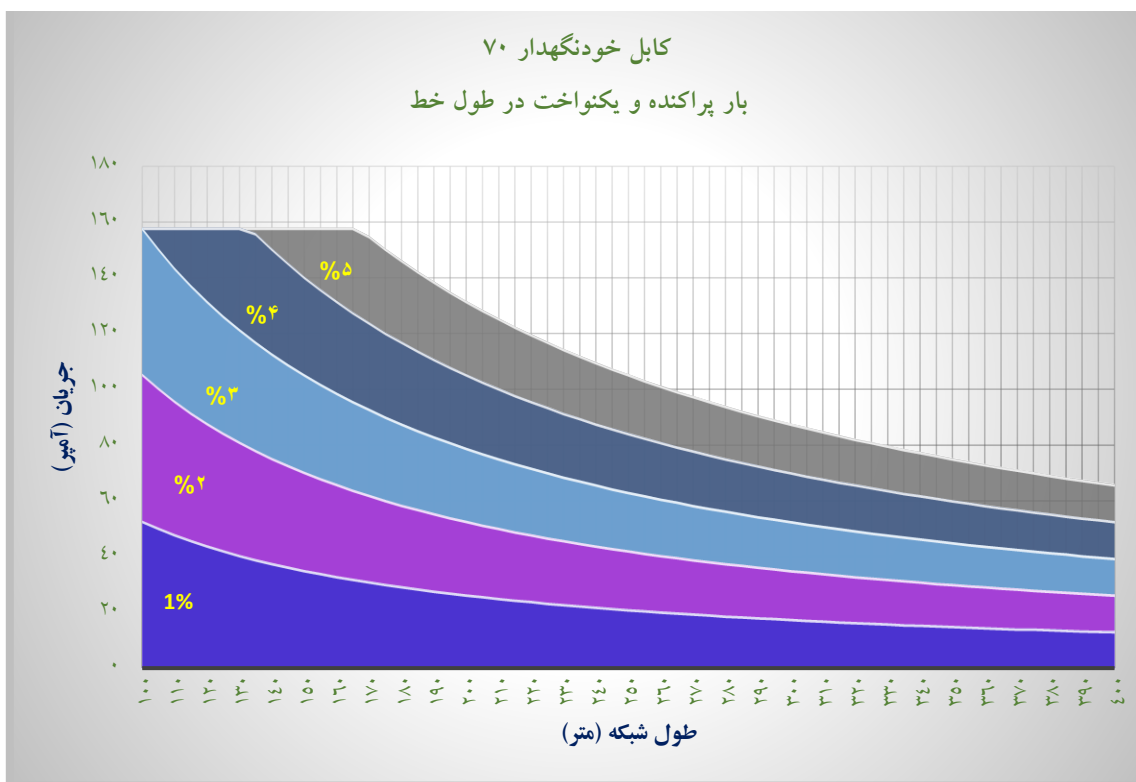
۲۷

۲۸

۲۹

۱
۲
۳
۴
۵
۶
۷
۸
۹
۱۰
۱۱
۱۲
۱۳
۱۴
۱۵
۱۶
۱۷
۱۸
۱۹
۲۰
۲۱
۲۲
۲۳
۲۴
۲۵
۲۶
۲۷
۲۸
۲۹

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



شکل ۲۴: نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۷۰

حد اکثر جریان مجاز	X	R	کابل خودنگهدار ۷۰
۱۵۸	۰,۰۹۰۸	۰,۴۴۳	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

جدول ۲۲: جدول تلفات بر حسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۷۰

طول شبکه (متر)													جریان (آمپر)
۴۰۰	۳۷۵	۳۵۰	۳۲۵	۳۰۰	۲۷۵	۲۵۰	۲۲۵	۲۰۰	۱۷۵	۱۵۰	۱۲۵	۱۰۰	
۰/۰۵	۰/۰۵	۰/۰۵	۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۱	۱۰
۰/۲۱	۰/۲۰	۰/۱۹	۰/۱۷	۰/۱۶	۰/۱۵	۰/۱۳	۰/۱۲	۰/۱۱	۰/۰۹	۰/۰۸	۰/۰۷	۰/۰۵	۲۰
۰/۴۸	۰/۴۵	۰/۴۲	۰/۳۹	۰/۳۶	۰/۳۳	۰/۳۰	۰/۲۷	۰/۲۴	۰/۲۱	۰/۱۸	۰/۱۵	۰/۱۲	۳۰
۰/۸۵	۰/۸۰	۰/۷۴	۰/۶۹	۰/۶۴	۰/۵۸	۰/۵۳	۰/۴۸	۰/۴۳	۰/۳۷	۰/۳۲	۰/۲۷	۰/۲۱	۴۰
۱/۳۳	۱/۲۵	۱/۱۶	۱/۰۸	۱/۰۰	۰/۹۱	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۶۶	۰/۵۸	۰/۵۰	۰/۴۲	۰/۳۳	۵۰
۱/۹۱	۱/۷۹	۱/۶۷	۱/۵۵	۱/۴۴	۱/۳۲	۱/۲۰	۱/۰۸	۰/۹۶	۰/۸۴	۰/۷۲	۰/۶۰	۰/۴۸	۶۰
۲/۶۰	۲/۴۴	۲/۲۸	۲/۱۲	۱/۹۵	۱/۷۹	۱/۶۳	۱/۴۷	۱/۳۰	۱/۱۴	۰/۹۸	۰/۸۱	۰/۶۵	۷۰
۳/۴۰	۳/۱۹	۲/۹۸	۲/۷۶	۲/۵۵	۲/۳۴	۲/۱۳	۱/۹۱	۱/۷۰	۱/۴۹	۱/۲۸	۱/۰۶	۰/۸۵	۸۰
۴/۳۱	۴/۰۴	۳/۷۷	۳/۵۰	۳/۲۳	۲/۹۶	۲/۶۹	۲/۴۲	۲/۱۵	۱/۸۸	۱/۶۱	۱/۳۵	۱/۰۸	۹۰
۵/۳۲	۴/۹۸	۴/۶۵	۴/۳۲	۳/۹۹	۳/۶۵	۳/۳۲	۲/۹۹	۲/۶۶	۲/۳۳	۱/۹۹	۱/۶۶	۱/۳۳	۱۰۰
۶/۴۳	۶/۰۳	۵/۶۳	۵/۲۳	۴/۸۲	۴/۴۲	۴/۰۲	۳/۶۲	۳/۲۲	۲/۸۱	۲/۴۱	۲/۰۱	۱/۶۱	۱۱۰
۷/۶۶	۷/۱۸	۶/۷۰	۶/۲۲	۵/۷۴	۵/۲۶	۴/۷۸	۴/۳۱	۳/۸۳	۳/۳۵	۲/۸۷	۲/۳۹	۱/۹۱	۱۲۰
۸/۹۸	۸/۴۲	۷/۸۶	۷/۳۰	۶/۷۴	۶/۱۸	۵/۶۲	۵/۰۵	۴/۴۹	۳/۹۳	۳/۳۷	۲/۸۱	۲/۲۵	۱۳۰
۱۰/۴۲	۹/۷۷	۹/۱۲	۸/۴۷	۷/۸۱	۷/۱۶	۶/۵۱	۵/۸۶	۵/۲۱	۴/۵۶	۳/۹۱	۳/۲۶	۲/۶۰	۱۴۰
۱۱/۹۶	۱۱/۲۱	۱۰/۴۷	۹/۷۲	۸/۹۷	۸/۲۲	۷/۴۸	۶/۷۳	۵/۹۸	۵/۲۳	۴/۴۹	۳/۷۴	۲/۹۹	۱۵۰
۱۳/۲۷	۱۲/۴۴	۱۱/۶۱	۱۰/۷۸	۹/۹۵	۹/۱۲	۸/۲۹	۷/۴۶	۶/۶۴	۵/۸۱	۴/۹۸	۴/۱۵	۳/۳۲	۱۵۸

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

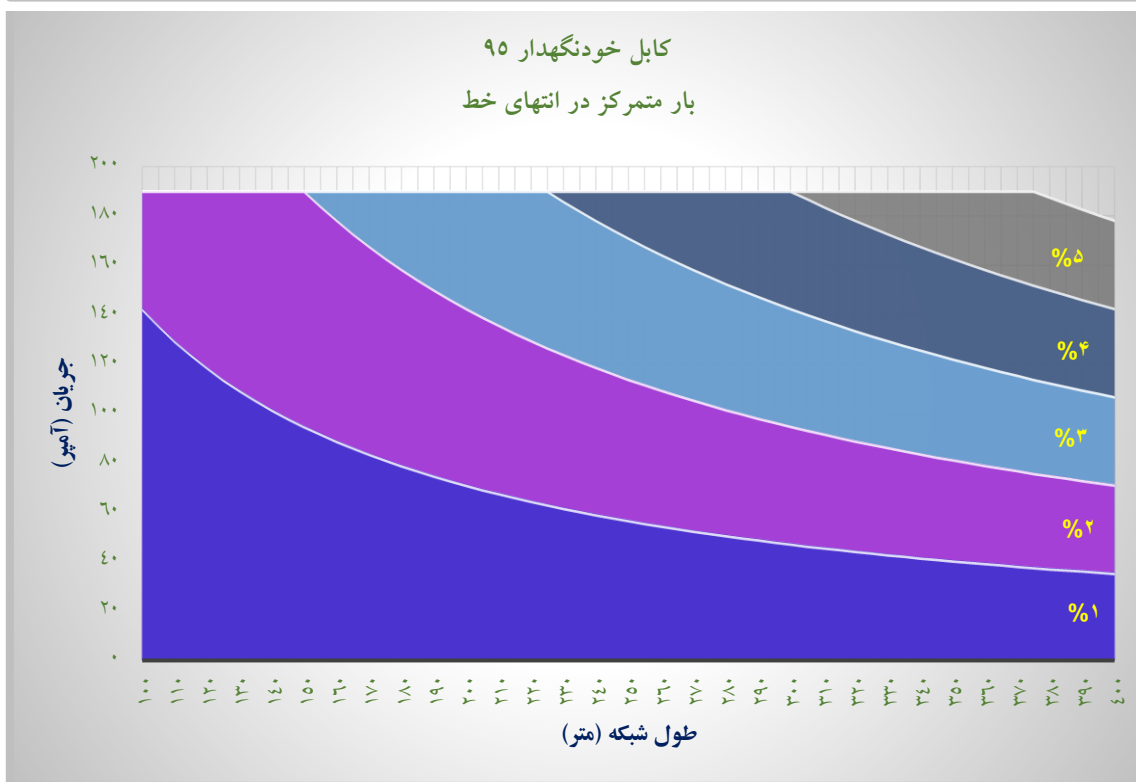
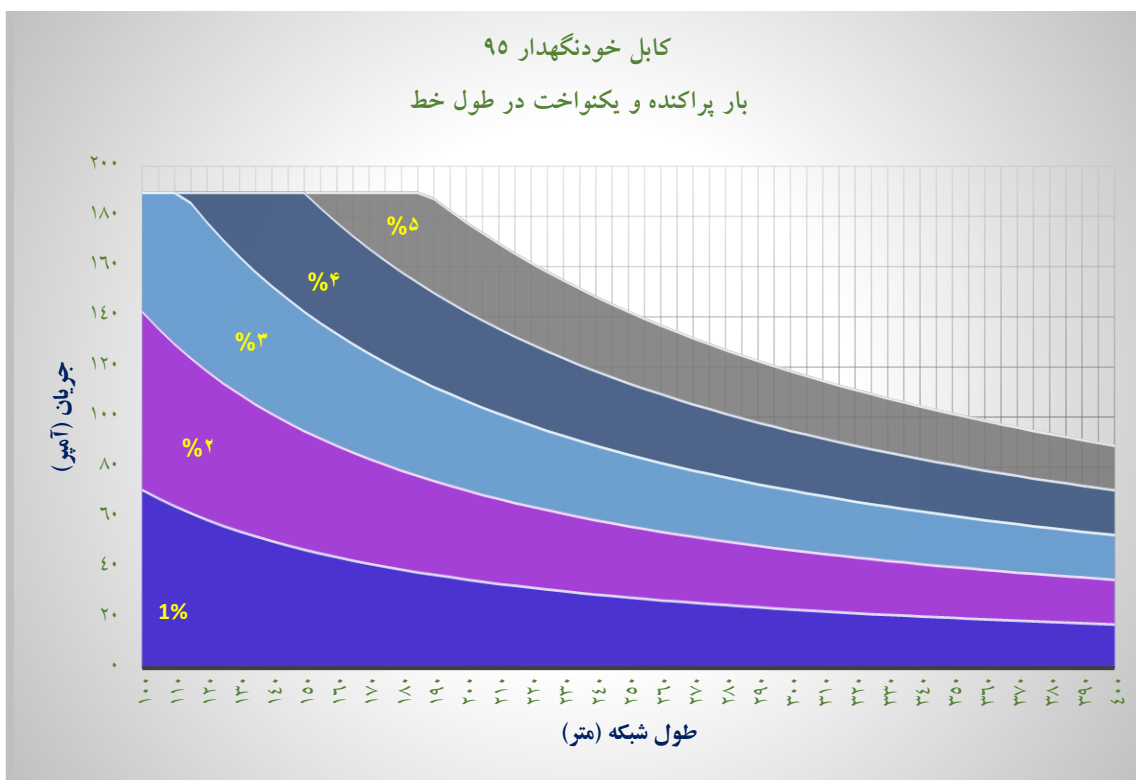
۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



شکل ۲۳ : نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۹۵

حداکثر جریان مجاز	X	R	کابل خودنگهدار ۹۵
۱۹۰	۰,۰۸۰۵	۰,۳۲۱	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

جدول ۲۳: جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۹۵

طول شبکه (متر)													جریان (آمپر)
۴۰۰	۳۷۵	۳۵۰	۳۲۵	۳۰۰	۲۷۵	۲۵۰	۲۲۵	۲۰۰	۱۷۵	۱۵۰	۱۲۵	۱۰۰	
۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱	۱۰
۰/۱۵	۰/۱۴	۰/۱۳	۰/۱۳	۰/۱۲	۰/۱۱	۰/۱۰	۰/۰۹	۰/۰۸	۰/۰۷	۰/۰۶	۰/۰۵	۰/۰۴	۲۰
۰/۳۵	۰/۳۳	۰/۳۰	۰/۲۸	۰/۲۶	۰/۲۴	۰/۲۲	۰/۲۰	۰/۱۷	۰/۱۵	۰/۱۳	۰/۱۱	۰/۰۹	۳۰
۰/۶۲	۰/۵۸	۰/۵۴	۰/۵۰	۰/۴۶	۰/۴۲	۰/۳۹	۰/۳۵	۰/۳۱	۰/۲۷	۰/۲۳	۰/۱۹	۰/۱۵	۴۰
۰/۹۶	۰/۹۰	۰/۸۴	۰/۷۸	۰/۷۲	۰/۶۶	۰/۶۰	۰/۵۴	۰/۴۸	۰/۴۲	۰/۳۶	۰/۳۰	۰/۲۴	۵۰
۱/۳۹	۱/۳۰	۱/۲۱	۱/۱۳	۱/۰۴	۰/۹۵	۰/۸۷	۰/۷۸	۰/۶۹	۰/۶۱	۰/۵۲	۰/۴۳	۰/۳۵	۶۰
۱/۸۹	۱/۷۷	۱/۶۵	۱/۵۳	۱/۴۲	۱/۳۰	۱/۱۸	۱/۰۶	۰/۹۴	۰/۸۳	۰/۷۱	۰/۵۹	۰/۴۷	۷۰
۲/۴۷	۲/۳۱	۲/۱۶	۲/۰۰	۱/۸۵	۱/۶۹	۱/۵۴	۱/۳۹	۱/۲۳	۱/۰۸	۰/۹۲	۰/۷۷	۰/۶۲	۸۰
۳/۱۲	۲/۹۳	۲/۷۳	۲/۵۴	۲/۳۴	۲/۱۵	۱/۹۵	۱/۷۶	۱/۵۶	۱/۳۷	۱/۱۷	۰/۹۸	۰/۷۸	۹۰
۳/۸۵	۳/۶۱	۳/۳۷	۳/۱۳	۲/۸۹	۲/۶۵	۲/۴۱	۲/۱۷	۱/۹۳	۱/۶۹	۱/۴۴	۱/۲۰	۰/۹۶	۱۰۰
۴/۶۶	۴/۳۷	۴/۰۸	۳/۷۹	۳/۵۰	۳/۲۰	۲/۹۱	۲/۶۲	۲/۳۳	۲/۰۴	۱/۷۵	۱/۴۶	۱/۱۷	۱۱۰
۵/۵۵	۵/۲۰	۴/۸۵	۴/۵۱	۴/۱۶	۳/۸۱	۳/۴۷	۳/۱۲	۲/۷۷	۲/۴۳	۲/۰۸	۱/۷۳	۱/۳۹	۱۲۰
۶/۵۱	۶/۱۰	۵/۷۰	۵/۲۹	۴/۸۸	۴/۴۸	۴/۰۷	۳/۶۶	۳/۲۵	۲/۸۵	۲/۴۴	۲/۰۳	۱/۶۳	۱۳۰
۷/۵۵	۷/۰۸	۶/۶۱	۶/۱۳	۵/۶۶	۵/۱۹	۴/۷۲	۴/۲۵	۳/۷۷	۳/۳۰	۲/۸۳	۲/۳۶	۱/۸۹	۱۴۰
۸/۶۷	۸/۱۳	۷/۵۸	۷/۰۴	۶/۵۰	۵/۹۶	۵/۴۲	۴/۸۸	۴/۳۳	۳/۷۹	۳/۲۵	۲/۷۱	۲/۱۷	۱۵۰
۹/۸۶	۹/۲۴	۸/۶۳	۸/۰۱	۷/۴۰	۶/۷۸	۶/۱۶	۵/۵۵	۴/۹۳	۴/۳۱	۳/۷۰	۳/۰۸	۲/۴۷	۱۶۰
۱۱/۱۳	۱۰/۴۴	۹/۷۴	۹/۰۴	۸/۳۵	۷/۶۵	۶/۹۶	۶/۲۶	۵/۵۷	۴/۸۷	۴/۱۷	۳/۴۸	۲/۷۸	۱۷۰
۱۲/۴۸	۱۱/۷۰	۱۰/۹۲	۱۰/۱۴	۹/۳۶	۸/۵۸	۷/۸۰	۷/۰۲	۶/۲۴	۵/۴۶	۴/۶۸	۳/۹۰	۳/۱۲	۱۸۰
۱۳/۹۱	۱۳/۰۴	۱۲/۱۷	۱۱/۳۰	۱۰/۴۳	۹/۵۶	۸/۶۹	۷/۸۲	۶/۹۵	۶/۰۸	۵/۲۱	۴/۳۵	۳/۴۸	۱۹۰

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

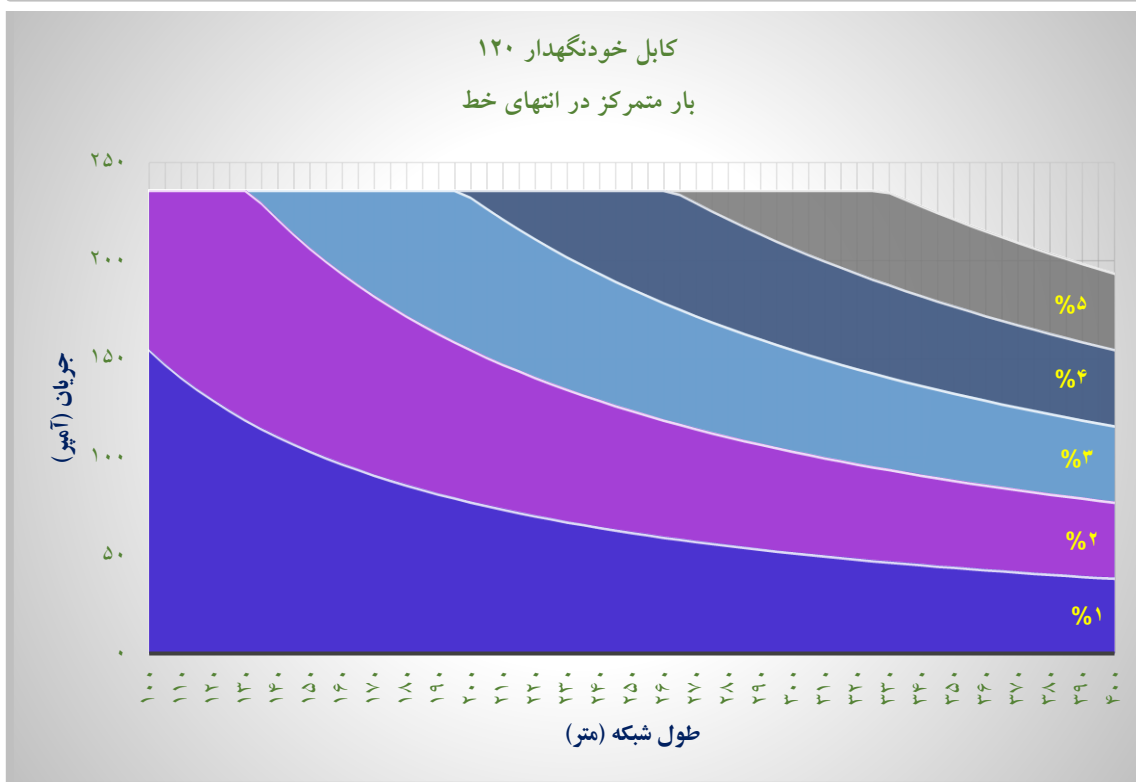
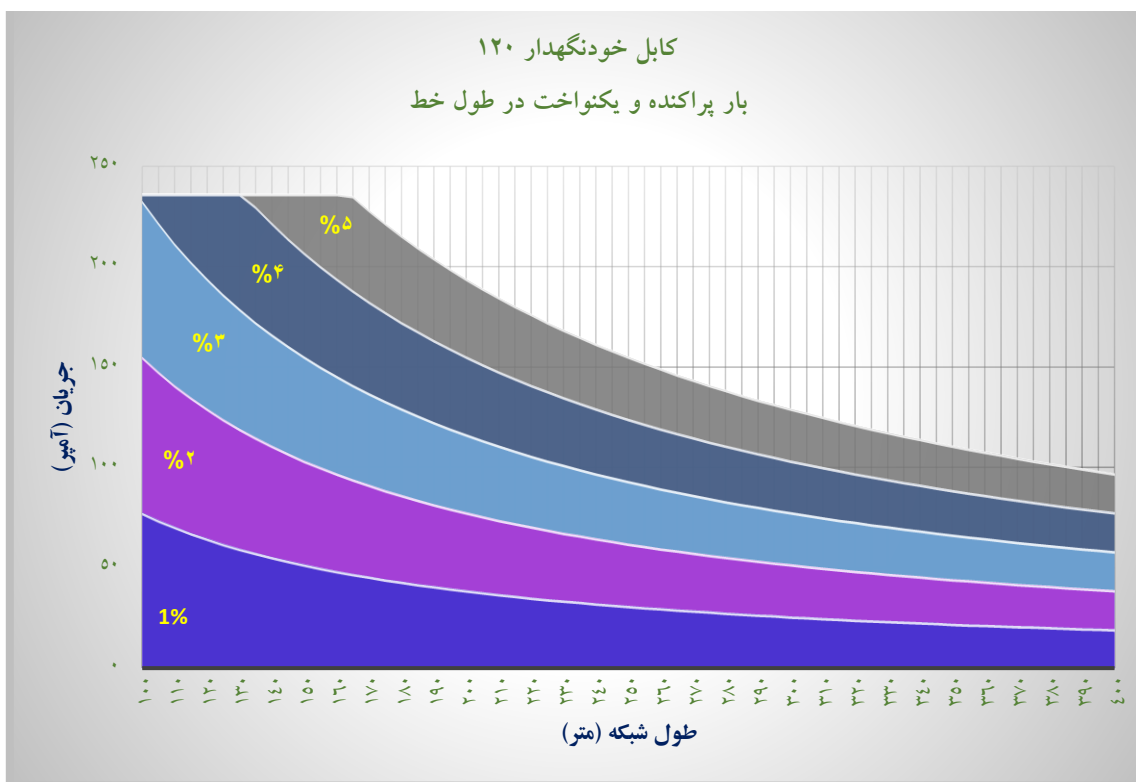
۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع



شکل ۲۴: نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۱۲۰

حداکثر جریان مجاز	X	R	کابل خودنگهدار ۱۲۰
۲۳۶	۰,۱۴۹۸	۰,۲۵۸۵	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

جدول ۲۴: جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار

طول شبکه (متر)													جریان
۴۰۰	۳۷۵	۳۵۰	۳۲۵	۳۰۰	۲۷۵	۲۵۰	۲۲۵	۲۰۰	۱۷۵	۱۵۰	۱۲۵	۱۰۰	(آمپر)
۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱	۱۰
۰/۱۲	۰/۱۲	۰/۱۱	۰/۱۰	۰/۰۹	۰/۰۹	۰/۰۸	۰/۰۷	۰/۰۶	۰/۰۵	۰/۰۵	۰/۰۴	۰/۰۳	۲۰
۰/۲۸	۰/۲۶	۰/۲۴	۰/۲۳	۰/۲۱	۰/۱۹	۰/۱۷	۰/۱۶	۰/۱۴	۰/۱۲	۰/۱۰	۰/۰۹	۰/۰۷	۳۰
۰/۵۰	۰/۴۷	۰/۴۳	۰/۴۰	۰/۳۷	۰/۳۴	۰/۳۱	۰/۲۸	۰/۲۵	۰/۲۲	۰/۱۹	۰/۱۶	۰/۱۲	۴۰
۰/۷۸	۰/۷۳	۰/۶۸	۰/۶۳	۰/۵۸	۰/۵۳	۰/۴۸	۰/۴۴	۰/۳۹	۰/۳۴	۰/۲۹	۰/۲۴	۰/۱۹	۵۰
۱/۱۲	۱/۰۵	۰/۹۸	۰/۹۱	۰/۸۴	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۶	۰/۴۹	۰/۴۲	۰/۳۵	۰/۲۸	۶۰
۱/۵۲	۱/۴۲	۱/۳۳	۱/۲۳	۱/۱۴	۱/۰۴	۰/۹۵	۰/۸۵	۰/۷۶	۰/۶۶	۰/۵۷	۰/۴۷	۰/۳۸	۷۰
۱/۹۹	۱/۸۶	۱/۷۴	۱/۶۱	۱/۴۹	۱/۳۶	۱/۲۴	۱/۱۲	۰/۹۹	۰/۸۷	۰/۷۴	۰/۶۲	۰/۵۰	۸۰
۲/۵۱	۲/۳۶	۲/۲۰	۲/۰۴	۱/۸۸	۱/۷۳	۱/۵۷	۱/۴۱	۱/۲۶	۱/۱۰	۰/۹۴	۰/۷۹	۰/۶۳	۹۰
۳/۱۰	۲/۹۱	۲/۷۱	۲/۵۲	۲/۳۳	۲/۱۳	۱/۹۴	۱/۷۴	۱/۵۵	۱/۳۶	۱/۱۶	۰/۹۷	۰/۷۸	۱۰۰
۳/۷۵	۳/۵۲	۳/۲۸	۳/۰۵	۲/۸۲	۲/۵۸	۲/۳۵	۲/۱۱	۱/۸۸	۱/۶۴	۱/۴۱	۱/۱۷	۰/۹۴	۱۱۰
۴/۴۷	۴/۱۹	۳/۹۱	۳/۶۳	۳/۳۵	۳/۰۷	۲/۷۹	۲/۵۱	۲/۲۳	۱/۹۵	۱/۶۸	۱/۴۰	۱/۱۲	۱۲۰
۵/۲۴	۴/۹۱	۴/۵۹	۴/۲۶	۳/۹۳	۳/۶۰	۳/۲۸	۲/۹۵	۲/۶۲	۲/۲۹	۱/۹۷	۱/۶۴	۱/۳۱	۱۳۰
۶/۰۸	۵/۷۰	۵/۳۲	۴/۹۴	۴/۵۶	۴/۱۸	۳/۸۰	۳/۴۲	۳/۰۴	۲/۶۶	۲/۲۸	۱/۹۰	۱/۵۲	۱۴۰
۶/۹۸	۶/۵۴	۶/۱۱	۵/۶۷	۵/۲۳	۴/۸۰	۴/۳۶	۳/۹۳	۳/۴۹	۳/۰۵	۲/۶۲	۲/۱۸	۱/۷۴	۱۵۰
۷/۹۴	۷/۴۴	۶/۹۵	۶/۴۵	۵/۹۶	۵/۴۶	۴/۹۶	۴/۴۷	۳/۹۷	۳/۴۷	۲/۹۸	۲/۴۸	۱/۹۹	۱۶۰
۸/۹۶	۸/۴۰	۷/۸۴	۷/۲۸	۶/۷۲	۶/۱۶	۵/۶۰	۵/۰۴	۴/۴۸	۳/۹۲	۳/۳۶	۲/۸۰	۲/۲۴	۱۷۰
۱۰/۰۵	۹/۴۲	۸/۷۹	۸/۱۷	۷/۵۴	۶/۹۱	۶/۲۸	۵/۶۵	۵/۰۳	۴/۴۰	۳/۷۷	۳/۱۴	۲/۵۱	۱۸۰
۱۱/۲۰	۱۰/۵۰	۹/۸۰	۹/۱۰	۸/۴۰	۷/۷۰	۷/۰۰	۶/۳۰	۵/۶۰	۴/۹۰	۴/۲۰	۳/۵۰	۲/۸۰	۱۹۰
۱۲/۴۱	۱۱/۶۳	۱۰/۸۶	۱۰/۰۸	۹/۳۱	۸/۵۳	۷/۷۶	۶/۹۸	۶/۲۰	۵/۴۳	۴/۶۵	۳/۸۸	۳/۱۰	۲۰۰
۱۳/۶۸	۱۲/۸۲	۱۱/۹۷	۱۱/۱۱	۱۰/۲۶	۹/۴۰	۸/۵۵	۷/۶۹	۶/۸۴	۵/۹۸	۵/۱۳	۴/۲۷	۳/۴۲	۲۱۰
۱۵/۰۱	۱۴/۰۸	۱۳/۱۴	۱۲/۲۰	۱۱/۲۶	۱۰/۳۲	۹/۳۸	۸/۴۵	۷/۵۱	۶/۵۷	۵/۶۳	۴/۶۹	۳/۷۵	۲۲۰
۱۶/۴۱	۱۵/۳۸	۱۴/۳۶	۱۳/۳۳	۱۲/۳۱	۱۱/۲۸	۱۰/۲۶	۹/۲۳	۸/۲۰	۷/۱۸	۶/۱۵	۵/۱۳	۴/۱۰	۲۳۰
۱۷/۲۸	۱۶/۲۰	۱۵/۱۲	۱۴/۰۴	۱۲/۹۶	۱۱/۸۸	۱۰/۸۰	۹/۷۲	۸/۶۴	۷/۵۶	۶/۴۸	۵/۴۰	۴/۳۲	۲۳۶

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶



دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

[فهرست](#)

[شکل](#)

[جدول](#)

[پیشگفتار](#)

[۱](#)

[۲](#)

[۳](#)

[۴](#)

[۵](#)

[۶](#)

[۷](#)

[۸](#)

[۹](#)

[۱۰](#)

[۱۱](#)

[۱۲](#)

[۱۳](#)

[۱۴](#)

[۱۵](#)

[۱۶](#)

[۱۷](#)

[۱۸](#)

[۱۹](#)

[۲۰](#)

[۲۱](#)

[۲۲](#)

[۲۳](#)

[۲۴](#)

[۲۵](#)

[۲۶](#)

[۲۷](#)

[۲۸](#)

[۲۹](#)

[۳۰](#)

پیوست ۸ - برخی از جداول کاربردی در محاسبات الکتریکی

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۲۵: ضریب تصحیح برای عمق دفن کابل (تا مرکز کابل یا مرکز گروه مثلثی کابل) [۵]

عمق قرار گرفتن کابل (m)		کابل های ۱ kV				بالتر از ۱ kV تا ۳۳ kV	
تا ۵۰ mm ²	۷۰-۳۰۰ mm ²	بالتر از ۳۰۰ mm ²	تا ۳۰۰ mm ²	بالتر از ۳۰۰ mm ²	تا ۳۰۰ mm ²	بالتر از ۳۰۰ mm ²	تا ۳۰۰ mm ²
۰/۵	۱	۱	۱	۱	-	-	-
۰/۶	۰/۹۹	۰/۹۸	۰/۹۷	۰/۹۷	-	-	-
۰/۸	۰/۹۷	۰/۹۶	۰/۹۴	۰/۹۴	۱	۱	۱
۱	۰/۹۵	۰/۹۴	۰/۹۲	۰/۹۲	۰/۹۷	۰/۹۸	۰/۹۷
۱/۲۵	۰/۹۴	۰/۹۲	۰/۹	۰/۹	۰/۹۵	۰/۹۶	۰/۹۵
۱/۵	۰/۹۳	۰/۹۱	۰/۸۹	۰/۸۹	۰/۹۴	۰/۹۵	۰/۹۴
۱/۷۵	۰/۹۲	۰/۸۹	۰/۸۷	۰/۸۷	۰/۹۲	۰/۹۴	۰/۹۲
۲	۰/۹۱	۰/۸۸	۰/۸۶	۰/۸۶	۰/۹	۰/۹۲	۰/۹
۲/۵	۰/۹	۰/۸۷	۰/۸۵	۰/۸۵	۰/۸۹	۰/۹۱	۰/۸۹
۳ یا بیشتر	۰/۸۹	۰/۸۶	۰/۸۳	۰/۸۳	۰/۸۸	۰/۹	۰/۸۸

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۲۶: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب در زمین در دماهای مختلف (به جز کابل های PVC، با ولتاژ فاز به زمین ۶۰۰V) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	
۲/۵	۱/۵					۱/۰					۰/۷					دمای مجاز رسانا (°C)	دمای کابل‌ها (°C)
ضریب بار	ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار						
۰/۵ تا ۱/۰۰	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵		
۰/۸۹	۰/۹۴	۰/۹۶	۰/۹۷	۰/۹۸	۰/۹۹	۱/۰۰	۱/۰۳	۱/۰۷	۱/۰۹	۱/۱۱	۱/۰۷	۱/۱۳	۱/۱۸	۱/۲۱	۱/۲۴	۹۰	
۰/۸۶	۰/۹۱	۰/۹۳	۰/۹۵	۰/۹۶	۰/۹۷	۰/۹۸	۱/۰۱	۱/۰۵	۱/۰۷	۱/۰۹	۱/۰۵	۱/۱۱	۱/۱۶	۱/۱۹	۱/۲۳		
۰/۸۴	۰/۸۹	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۹۳	۰/۹۵	۰/۹۵	۰/۹۹	۱/۰۲	۱/۰۵	۱/۰۷	۱/۰۳	۱/۰۸	۱/۱۴	۱/۱۷	۱/۲۱		
۰/۸۱	۰/۸۶	۰/۸۸	۰/۹۰	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۹۳	۰/۹۶	۱/۰۰	۱/۰۲	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۰۶	۱/۱۲	۱/۱۵	۱/۱۹		
۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۸۵	۰/۸۷	۰/۸۸	۰/۹۰	۰/۹۰	۰/۹۴	۰/۹۸	۱/۰۰	۱/۰۲	-	-	-	-	۲۵		
۰/۷۵	۰/۸۱	۰/۸۳	۰/۸۴	۰/۸۶	۰/۸۷	۰/۸۸	۰/۹۱	۰/۹۵	-	-	-	-	-	-	۳۰		
۰/۷۲	۰/۷۸	۰/۸	۰/۸۲	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۳۵		
۰/۶۸	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۴۰		
۰/۸۸	۰/۹۳	۰/۹۵	۰/۹۷	۰/۹۸	۰/۹۹	۱/۰۰	۱/۰۴	۱/۰۷	۱/۱۰	۱/۱۲	۱/۰۸	۱/۱۴	۱/۲۰	۱/۲۳	۱/۲۷	۸۰	
۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۹۴	۰/۹۵	۰/۹۷	۰/۹۷	۱/۰۱	۱/۰۵	۱/۰۷	۱/۱۰	۱/۰۶	۱/۱۲	۱/۱۷	۱/۲۱	۱/۲۵		
۰/۸۲	۰/۸۸	۰/۹۰	۰/۹۲	۰/۹۳	۰/۹۴	۰/۹۵	۰/۹۹	۱/۰۳	۱/۰۵	۱/۰۷	۱/۰۳	۱/۰۹	۱/۱۵	۱/۱۹	۱/۲۳		
۰/۷۸	۰/۸۵	۰/۸۷	۰/۸۹	۰/۹۰	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۹۶	۱/۰۰	۱/۰۳	۱/۰۵	۱/۰۱	۱/۰۷	۱/۱۳	۱/۱۷	۱/۲۰		
۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۸۴	۰/۸۹	۰/۸۷	۰/۸۸	۰/۸۹	۰/۹۳	۰/۹۷	۱/۰۰	۱/۰۳	-	-	-	-	۲۵		
۰/۷۲	۰/۷۸	۰/۸۱	۰/۸۶	۰/۸۴	۰/۸۵	۰/۸۶	۰/۹۱	۰/۹۵	-	-	-	-	-	-	۳۰		
۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۷۷	۰/۸۰	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۳۵		
۰/۶۴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۴۰		

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲۶ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب در زمین در دماهای مختلف (به جز کابل های PVC، با ولتاژ فاز به زمین ۶۰۰V) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	
۲/۵	۱/۵					۱/۰					۰/۷					دمای کابل‌ها (°C)	دمای مجاز رسانا (°C)
ضریب بار	ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار						
۰/۵ تا ۱/۰۰	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵		
۰/۸۶	۰/۹۳	۰/۹۵	۰/۹۷	۰/۹۸	۰/۹۹	۱/۰۰	۱/۰۴	۱/۰۸	۱/۱۱	۱/۱۳	۱/۰۹	۱/۱۵	۱/۲۲	۱/۲۶	۱/۲۹	۷۰	
۰/۸۳	۰/۸۹	۰/۹۲	۰/۹۴	۰/۹۵	۰/۹۶	۰/۹۷	۱/۰۱	۱/۰۶	۱/۰۸	۱/۱۱	۱/۰۶	۱/۱۳	۱/۱۹	۱/۲۳	۱/۲۷		
۰/۷۹	۰/۸۶	۰/۸۸	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۹۳	۰/۹۴	۰/۹۹	۱/۰۳	۱/۰۶	۱/۰۸	۱/۰۳	۱/۱۰	۱/۱۷	۱/۲۱	۱/۲۵		
۰/۷۶	۰/۸۳	۰/۸۵	۰/۸۷	۰/۸۹	۰/۹۰	۰/۹۱	۰/۹۶	۱/۰۰	۱/۰۳	۱/۰۶	۱/۰۱	۱/۰۸	۱/۱۴	۱/۱۸	۱/۲۳		
۰/۷۲	۰/۷۹	۰/۸۲	۰/۸۴	۰/۸۵	۰/۸۷	۰/۸۸	۰/۹۳	۰/۹۷	۱/۰۰	۱/۰۳	-	-	-	-	-		
۰/۶۸	۰/۷۶	۰/۷۸	۰/۸۰	۰/۸۲	۰/۸۴	۰/۸۵	۰/۸۹	۰/۹۴	-	-	-	-	-	-	-		
۰/۶۳	۰/۷۲	۰/۷۴	۰/۷۷	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
۰/۵۹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
۰/۸۵	۰/۹۲	۰/۹۴	۰/۹۶	۰/۹۸	۰/۹۹	۱/۰۰	۱/۰۴	۱/۰۹	۱/۱۱	۱/۱۴	۱/۰۹	۱/۱۶	۱/۲۳	۱/۲۷	۱/۳۱	۶۵	
۰/۸۲	۰/۸۹	۰/۹۱	۰/۹۳	۰/۹۵	۰/۹۶	۰/۹۷	۱/۰۲	۱/۰۶	۱/۰۹	۱/۱۱	۱/۰۶	۱/۱۴	۱/۲۰	۱/۲۴	۱/۲۹		
۰/۷۸	۰/۸۵	۰/۸۸	۰/۹۰	۰/۹۱	۰/۹۳	۰/۹۴	۰/۹۸	۱/۰۳	۱/۰۶	۱/۰۹	۱/۰۴	۱/۱۱	۱/۱۸	۱/۲۲	۱/۲۶		
۰/۷۴	۰/۸۲	۰/۸۴	۰/۸۶	۰/۸۸	۰/۹۰	۰/۹۰	۰/۹۵	۱/۰۰	۱/۰۳	۱/۰۶	۱/۰۱	۱/۰۸	۱/۱۵	۱/۲۰	۱/۲۴		
۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۸۰	۰/۸۳	۰/۸۴	۰/۸۶	۰/۸۷	۰/۹۲	۰/۹۷	۱/۰۰	۱/۰۳	-	-	-	-	-		
۰/۶۵	۰/۷۴	۰/۷۷	۰/۷۹	۰/۸۱	۰/۸۲	۰/۸۳	۰/۸۹	۰/۹۴	-	-	-	-	-	-	-		
۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۷۲	۰/۷۵	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
۰/۵۵	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲۶ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب در زمین در دماهای مختلف (به جز کابل های PVC، با ولتاژ فاز به زمین ۶۰۰V) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	
۲/۵	۱/۵					۱/۰					۰/۷					دمای کابل‌ها (°C)	دمای مجاز رسانا (°C)
ضریب بار	ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار						
۱/۰۰ تا ۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵		
۰/۸۴	۰/۹۲	۰/۹۴	۰/۹۶	۰/۹۸	۰/۹۹	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۰۹	۱/۱۲	۱/۱۵	۱/۱۰	۱/۱۷	۱/۲۴	۱/۲۸	۱/۳۳	۵	
۰/۸۰	۰/۸۸	۰/۹۰	۰/۹۳	۰/۹۴	۰/۹۶	۰/۹۷	۱/۰۲	۱/۰۶	۱/۰۹	۱/۱۲	۱/۰۷	۱/۱۴	۱/۲۶	۱/۲۶	۱/۳۰	۱۰	
۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۸۷	۰/۸۹	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۹۳	۰/۹۸	۱/۰۳	۱/۰۶	۱/۰۹	۱/۰۴	۱/۱۲	۱/۲۳	۱/۲۳	۱/۲۸	۱۵	
۰/۷۲	۰/۸۰	۰/۸۳	۰/۸۶	۰/۸۷	۰/۸۹	۰/۹۰	۰/۹۵	۱/۰۰	۱/۰۳	۱/۰۶	۱/۰۱	۱/۰۹	۱/۲۱	۱/۲۱	۱/۲۵	۲۰	
۰/۶۷	۰/۷۶	۰/۷۹	۰/۸۲	۰/۸۳	۰/۸۵	۰/۸۶	۰/۹۲	۰/۹۷	۱/۰۰	۱/۰۳	—	—	—	—	—	۲۵	
۰/۶۲	۰/۷۲	۰/۷۵	۰/۷۸	۰/۷۹	۰/۸۱	۰/۸۲	۰/۸۸	۰/۹۳	—	—	—	—	—	—	—	۳۰	
۰/۵۷	۰/۶۷	۰/۷۰	۰/۷۳	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۳۵	
۰/۵۱	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۴۰	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۲۷: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب در زمین با آرایش های متفاوت (به جز کابل های PVC، با ولتاژ فاز به زمین ۶۰۰V) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																آرایش یا پیکربندی			
۲/۵	۱/۵					۱/۰					۰/۷					دمای زمین (°C)	پ	ب	آ
																	(c)	(b)	(a)
																	شمار		
ضریب بار	ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار						مدارها		
۰/۵ تا ۱/۰۰	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵				
۰/۸۵	۰/۹۲	۰/۹۴	۰/۹۶	۰/۹۸	۰/۹۹	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۰۹	۱/۱۲	۱/۱۴	۱/۰۹	۱/۱۶	۱/۲۳	۱/۲۷	۱/۳۱	۵	۱	۱	۱
۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۹۱	۰/۹۳	۰/۹۵	۰/۹۶	۰/۹۷	۱/۰۲	۱/۰۶	۱/۰۹	۱/۱۲	۱/۰۷	۱/۱۴	۱/۲۱	۱/۲۵	۱/۲۹	۱۰			
۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۸۷	۰/۹۰	۰/۹۱	۰/۹۳	۰/۹۴	۰/۹۸	۱/۰۳	۱/۰۶	۱/۰۹	۱/۰۴	۱/۱۱	۱/۱۸	۱/۲۲	۱/۲۷	۱۵			
۰/۷۳	۰/۸۱	۰/۸۴	۰/۸۶	۰/۸۸	۰/۸۹	۰/۹۰	۰/۹۵	۱/۰۰	۱/۰۳	۱/۰۶	۱/۰۱	۱/۰۸	۱/۱۵	۱/۲۰	۱/۲۴	۲۰			
۰/۶۹	۰/۷۷	۰/۸۰	۰/۸۳	۰/۸۴	۰/۸۶	۰/۸۷	۰/۹۲	۰/۹۷	۱/۰۰	۱/۰۳	—	—	—	—	—	۲۵			
۰/۶۴	۰/۷۳	۰/۷۶	۰/۷۹	۰/۸۰	۰/۸۲	۰/۸۳	۰/۸۹	۰/۹۴	—	—	—	—	—	—	—	۳۰			
۰/۵۹	۰/۷۰	۰/۷۲	۰/۷۵	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۳۵			
۰/۵۴	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۴۰			
۰/۸۱	۰/۸۸	۰/۹۰	۰/۹۳	۰/۹۴	۰/۹۵	۰/۹۶	۱/۰۱	۱/۰۵	۱/۰۸	۱/۱۱	۱/۰۶	۱/۱۳	۱/۲۰	۱/۲۴	۱/۲۹	۵	۳	۳	۴
۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۸۷	۰/۸۹	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۹۳	۰/۹۸	۱/۰۳	۱/۰۵	۱/۰۸	۱/۰۳	۱/۱۱	۱/۱۷	۱/۲۲	۱/۲۶	۱۰			
۰/۷۳	۰/۸۱	۰/۸۳	۰/۸۶	۰/۸۷	۰/۸۹	۰/۹۰	۰/۹۵	۰/۹۹	۱/۰۳	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۰۸	۱/۱۵	۱/۱۹	۱/۲۴	۱۵			
۰/۶۸	۰/۷۷	۰/۷۹	۰/۸۲	۰/۸۴	۰/۸۵	۰/۸۶	۰/۹۱	۰/۹۶	۰/۹۹	۱/۰۳	۰/۹۷	۱/۰۵	۱/۱۲	۱/۱۷	۱/۲۱	۲۰			
۰/۶۴	۰/۷۳	۰/۷۶	۰/۷۸	۰/۸۰	۰/۸۲	۰/۸۳	۰/۸۸	۰/۹۳	۰/۹۶	۰/۹۹	—	—	—	—	—	۲۵			
۰/۵۹	۰/۶۸	۰/۷۱	۰/۷۴	۰/۷۶	۰/۷۸	۰/۷۹	۰/۸۴	۰/۹۰	—	—	—	—	—	—	—	۳۰			
۰/۵۳	۰/۶۴	۰/۶۷	۰/۷۰	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۳۵			
۰/۴۷	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۴۰			

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲۷ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب در زمین با آرایش های متفاوت (به جز کابل های PVC، با ولتاژ فاز به زمین ۶۰۰V) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																آرایش یا پیکربندی				
۲/۵		۱/۵				۱/۰				۰/۷				دمای زمین (°C)	پ				ب	آ
ضریب بار		ضریب بار				ضریب بار				ضریب بار					شمار	(c)	(b)	(a)		
۰/۵ تا ۱/۰۰		۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵		۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	کابل‌ها	مدارها	
۰/۷۶		۰/۸۴	۰/۸۶	۰/۸۹	۰/۹۰	۰/۹۲	۰/۹۳	۰/۹۷	۱/۰۲	۱/۰۵	۱/۰۸	۱/۰۳	۱/۱۰	۱/۱۷	۱/۲۱	۱/۲۶	۵	۶	۵	۱۰
۰/۷۲		۰/۸۰	۰/۸۳	۰/۸۵	۰/۸۷	۰/۸۸	۰/۸۹	۰/۹۴	۰/۹۹	۱/۰۲	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۰۷	۱/۱۴	۱/۱۹	۱/۲۳	۱۰			
۰/۶۸		۰/۷۶	۰/۷۹	۰/۸۱	۰/۸۳	۰/۸۵	۰/۸۶	۰/۹۱	۰/۹۶	۰/۹۹	۱/۰۲	۰/۹۶	۱/۰۴	۱/۱۲	۱/۱۶	۱/۲۱	۱۵			
۰/۶۳		۰/۷۲	۰/۷۵	۰/۷۷	۰/۷۹	۰/۸۱	۰/۸۲	۰/۸۷	۰/۹۳	۰/۹۶	۰/۹۹	۰/۹۳	۱/۰۱	۱/۰۹	۱/۱۴	۱/۱۸	۲۰			
۰/۵۸		۰/۶۸	۰/۷۰	۰/۷۳	۰/۷۵	۰/۷۷	۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۸۹	۰/۹۳	۰/۹۶	—	—	—	—	—	۲۵			
۰/۵۲		۰/۶۳	۰/۶۶	۰/۶۴	۰/۷۱	۰/۷۳	۰/۷۴	۰/۸۰	۰/۸۶	—	—	—	—	—	—	—	۳۰			
۰/۴۶		۰/۵۸	۰/۶۱	۰/۶۹	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۳۵			
۰/۳۸		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۴۰			
۰/۷۲		۰/۸۰	۰/۸۲	۰/۸۵	۰/۸۶	۰/۸۸	۰/۸۹	۰/۹۴	۰/۹۹	۱/۰۲	۱/۰۵	۰/۹۹	۱/۰۷	۱/۱۴	۱/۱۹	۱/۲۳	۰/۸۰	۱۰	۸	
۰/۶۷		۰/۷۶	۰/۷۸	۰/۸۱	۰/۸۳	۰/۸۴	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۹۶	۰/۹۹	۱/۰۲	۰/۹۶	۱/۰۴	۱/۱۱	۴/۱۶	۱/۲۱	۰/۷۶			
۰/۶۳		۰/۷۲	۰/۷۴	۰/۷۷	۰/۷۹	۰/۸۱	۰/۸۲	۰/۸۷	۰/۹۲	۰/۹۶	۰/۹۹	۰/۹۳	۱/۰۱	۱/۰۹	۱/۱۳	۱/۱۸	۰/۷۲			
۰/۵۷		۰/۶۷	۰/۷۰	۰/۷۳	۰/۷۵	۰/۷۷	۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۸۹	۰/۹۲	۰/۹۶	۰/۹۰	۰/۹۸	۱/۰۶	۱/۱۳	۱/۱۵	۰/۶۷			
۰/۵۲		۰/۶۳	۰/۶۶	۰/۶۹	۰/۷۱	۰/۷۳	۰/۷۴	۰/۸۰	۰/۸۵	۰/۸۹	۰/۹۲	—	—	—	۱/۱۱	—	۰/۶۳			
۰/۴۵		۰/۵۷	۰/۶۱	۰/۶۴	۰/۶۶	۰/۶۸	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۲	—	—	—	—	—	—	—	۰/۵۷			
۰/۳۸		۰/۵۲	۰/۵۶	۰/۶۰	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۰/۵۲			
۰/۲۹		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲۷ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب در زمین با آرایش های متفاوت (به جز کابل های PVC، با ولتاژ فاز به زمین ۶۰۰V) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)															آرایش یا پیکربندی						
دمای زمین (°C)	۰/۷					۱/۰					۱/۵					۲/۵	پ (c)	ب (b)	آ (a)		
	ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار	شمار				
	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵	مدارها		کابل‌ها			
	۱/۲۳	۱/۱۷	۱/۱۳	۱/۰۵	۰/۹۸	۱/۰۳	۱/۰۰	۰/۹۷	۰/۹۲	۰/۸۷	۰/۸۶	۰/۸۴	۰/۸۳	۰/۸۰	۰/۷۸	۰/۶۹	۱۰				
۵	۱/۱۹	۱/۱۵	۱/۱۰	۱/۰۲	۰/۹۴	۱/۰۰	۰/۹۷	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۸۳	۰/۸۲	۰/۸۱	۰/۷۹	۰/۷۶	۰/۷۳						
۱۰	۱/۱۷	۱/۱۲	۱/۰۷	۰/۹۹	۰/۹۱	۰/۹۷	۰/۹۴	۰/۹۰	۰/۸۵	۰/۷۹	۰/۷۸	۰/۷۷	۰/۷۵	۰/۷۲	۰/۶۹						
۲۰	۱/۱۴	۱/۰۹	۱/۰۴	۰/۹۶	۰/۸۸	۰/۹۴	۰/۹۰	۰/۸۷	۰/۸۱	۰/۷۶	۰/۷۴	۰/۷۳	۰/۷۱	۰/۶۸	۰/۶۵						
۲۵	—	—	—	—	—	۰/۹۰	۰/۸۷	۰/۸۳	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۷۰	۰/۶۸	۰/۶۶	۰/۶۳	۰/۶۰						
۳۰	—	—	—	—	—	—	—	—	۰/۷۹	۰/۷۳	۰/۶۷	۰/۶۶	۰/۶۳	۰/۶۱	۰/۵۸						
۳۵	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	۰/۵۲						
۴۰	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—						

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۲۸: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب شده در زمین، کابل های تک رشته ای در مدارهای سه فاز دسته بندی شده (فاصله فازها V_{cm}) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	
۲/۵-۱/۵		۰/۷-۱		۲/۵			۱/۵			۱/۰			۰/۷			شمار کابل ها	نوع ساختمان
ضریب بار		ضریب بار		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار				
۱	۰/۸۵	۱	۰/۸۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵		
۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۹۳	۱/۰۳	۱/۰۹	۱/۱۷	۱/۰۱	۱/۰۷	۱/۱۳	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۱۱	۰/۹۹	۱/۰۴	۱/۰۹	۱	
۰/۷۱	۰/۷۷-۸	۰/۷۱	۰/۷۷	۰/۸۷	۰/۹۴	۱/۰۲	۰/۸۶	۰/۹۲	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۹۸	۰/۸۴	۰/۹۰	۰/۹۷	۲	
۰/۶۱	۰/۶۸	۰/۶۱	۰/۶۷	۰/۷۶	۰/۸۳	۰/۹۲	۰/۷۶	۰/۸۲	۱/۰۰	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۸۹	۰/۷۴	۰/۸۰	۰/۸۸	۳	
۰/۵۶	۰/۶۲-۳	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۲	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۹	۰/۷۵	۰/۸۳	۴	
۰/۵۲	۰/۵۸-۹	۰/۵۲	۰/۵۸	۰/۶۷	۰/۷۳	۰/۸۱	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۸۰	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۷۹	۵	
۰/۵۰	۰/۵۶	۰/۵۰	۰/۵۵	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۶۳	۰/۶۹	۰/۷۷	۰/۶۲	۰/۶۸	۰/۷۶	۶	
۰/۴۶	۰/۵۲	۰/۴۶	۰/۵۱	۰/۵۹	۰/۶۶	۰/۷۴	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۳	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۵۸	۰/۶۴	۰/۷۲	۸	
۰/۴۴	۰/۴۹	۰/۴۴	۰/۴۹	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۷۰	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۵۶	۰/۶۱	۰/۶۹	۱۰	
۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۹۳	۱/۰۳	۱/۰۹	۱/۱۷	۰/۱۰۱	۱/۰۷	۱/۱۰	۱/۰۰	۱/۰۵	۰/۰۶	۰/۹۹	۰/۰۲	۱/۰۱	۱	
۰/۷۱	۰/۷۷-۸	۰/۷۱	۰/۷۷	۰/۸۷	۰/۹۴	۱/۰۲	۰/۸۶	۰/۹۲	۱/۰۰	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۹۸	۰/۸۴	۰/۹۰	۰/۹۵	۲	
۰/۶۱	۰/۶۸	۰/۶۱	۰/۶۷	۰/۷۶	۰/۸۳	۰/۹۲	۰/۷۶	۰/۸۲	۰/۹۰	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۸۹	۰/۷۴	۰/۸۰	۰/۸۸	۳	
۰/۵۶	۰/۶۲-۳	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۹	۰/۷۵	۰/۸۳	۴	
۰/۵۸-۹	۰/۵۲	۰/۵۲	۰/۵۸	۰/۶۷	۰/۷۳	۰/۸۲	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۸۰	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۷۹	۵	
۰/۵۰	۰/۵۶	۰/۵۰	۰/۵۵	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۶۳	۰/۶۹	۰/۷۷	۰/۶۲	۰/۶۸	۰/۷۶	۶	
۰/۴۶	۰/۵۲	۰/۴۶	۰/۵۲	۰/۵۹	۰/۶۶	۰/۷۴	۰/۵۹	۰/۰۶۵	۰/۷۳	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۵۸	۰/۶۴	۰/۷۲	۸	
۰/۴۴	۰/۴۹	۰/۴۴	۰/۴۹	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۷۰	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۵۶	۰/۶۱	۰/۶۹	۱۰	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲۸ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب شده در زمین، کابل های تک رشته ای در مدارهای سه فاز دسته بندی شده (فاصله فازها V_{cm}) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	شماره کابل ها	نوع ساختمان
۲/۵-۱/۵		۰/۷-۱		۲/۵			۱/۵			۱/۰			۰/۷					
ضریب بار		ضریب بار		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار					
۱	۰/۸۵	۱	۰/۸۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵			
۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۹۳	۰/۰۱	۱/۰۸	۱/۱۱	۱/۰۱	۱/۰۶	۱/۰۷	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۰۴	۰/۹۹	۱/۰۲	۱/۰۱	۱		
۰/۷۱	۰/۷۷-۸	۰/۷۱	۰/۷۷	۰/۸۷	۰/۹۳	۱/۰۱	۰/۸۶	۰/۹۲	۰/۹۹	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۹۷	۰/۸۴	۰/۸۹	۰/۹۴	۲		
۰/۶۱	۰/۶۸	۰/۶۱	۰/۶۷	۰/۷۷	۰/۸۳	۰/۹۱	۰/۷۶	۰/۸۳	۰/۹۰	۰/۷۵	۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۷۴	۰/۷۹	۰/۸۶	۳		
۰/۵۶	۰/۶۲-۳	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۷۱	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۹	۰/۷۹	۰/۸۲	۴		
۰/۵۲	۰/۵۸-۹	۰/۵۲	۰/۵۸	۰/۶۷	۰/۷۳	۰/۸۱	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۸۰	۰/۶۵	۰/۷۵	۰/۷۸	۵		
۰/۵۰	۰/۵۶	۰/۵۰	۰/۵۵	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۶۳	۰/۶۹	۰/۷۷	۰/۶۲	۰/۷۱	۰/۷۵	۶		
۰/۴۶	۰/۵۲	۰/۴۶	۰/۵۱	۰/۶۰	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۳	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۵۸	۰/۶۸	۰/۷۱	۸		
۰/۴۴	۰/۴۹	۰/۴۴	۰/۴۹	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۵۵	۰/۶۱	۰/۶۸	۱۰		

کابل های PVC
۱ تا ۱۰ کیلوولت
(خط به خط)

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲۸ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب شده در زمین، کابل های تک رشته ای در مدارهای سه فاز دسته بندی شده (فاصله فازها V_{cm}) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																شماره کابل ها	نوع ساختمان
۲/۵-۱/۵		۰/۷-۱		۲/۵			۱/۵			۱/۰			۰/۷				
ضریب بار		ضریب بار		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار				
۱/۰	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵		
۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۹۳	۱/۰۱	۱/۰۸	۱/۱۱	۱/۰۱	۱/۰۶	۱/۰۷	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۰۴	۰/۹۹	۱/۰۲	۱/۰۱	۱	
۰/۷۵	۰/۸۲-۳	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۹۲	۰/۹۸	۱/۰۶	۰/۹۱	۰/۹۷	۱/۰۳	۱/۰۳	۰/۹۶	۱/۰۰	۰/۸۹	۰/۹۵	۰/۹۷	۲	
۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۸۴	۰/۹۰	۰/۹۸	۰/۸۳	۰/۸۹	۰/۹۷	۰/۹۷	۰/۸۸	۰/۹۷	۰/۸۲	۰/۸۸	۰/۹۴	۳	
۰/۶۴	۰/۷۰-۱	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۸۰	۰/۸۷	۰/۹۵	۰/۷۹	۰/۸۶	۰/۹۳	۰/۹۳	۰/۸۵	۰/۹۲	۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۹۱	۴	
۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۷۷	۰/۸۳	۰/۹۱	۰/۷۶	۰/۸۲	۰/۹۰	۰/۹۰	۰/۸۲	۰/۸۹	۰/۷۵	۰/۸۱	۰/۸۸	۵	
۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۵	۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۷۴	۰/۸۱	۰/۸۸	۰/۸۸	۰/۸۰	۰/۸۷	۰/۷۳	۰/۷۹	۰/۸۶	۶	
۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۷۲	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۵	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۳	۸	
۰/۵۴	۰/۶۱	۰/۵۴	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۳	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۶۹	۰/۷۵	۰/۸۲	۱۰	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲۸ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های نصب شده در زمین، کابل های تک رشته ای در مدارهای سه فاز دسته بندی شده (فاصله فازها V_{cm}) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	
۲/۵-۱/۵		۰/۷-۱		۲/۵			۱/۵			۱/۰			۰/۷			شماره کابل ها	نوع ساختمان
ضریب بار		ضریب بار		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار				
۱/۰	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵		
۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۹۳	۱/۰۳	۱/۰۹	۰/۱۷	۱/۰۱	۱/۰۷	۱/۱۳	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۱۱	۰/۹۹	۱/۰۴	۱/۰۹	۱	
۰/۷۵	۰/۸۲-۳	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۹۱	۰/۹۸	۱/۰۶	۰/۹۰	۰/۹۷	۱/۰۴	۰/۸۹	۰/۹۵	۱/۰۲	۰/۸۹	۰/۹۴	۱/۰۱	۲	
۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۸۳	۰/۹۰	۰/۹۹	۰/۸۲	۰/۸۹	۰/۹۷	۰/۸۲	۰/۸۸	۰/۹۵	۰/۸۱	۰/۸۷	۰/۹۴	۳	
۰/۶۴	۰/۷۰-۱	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۹	۰/۸۶	۰/۹۵	۰/۷۹	۰/۸۵	۰/۹۳	۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۹۲	۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۹۱	۴	
۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۷۶	۰/۸۳	۰/۹۱	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۹۰	۰/۷۵	۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۷۴	۰/۸۰	۰/۸۸	۵	
۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۴	۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۸۸	۰/۷۳	۰/۷۹	۰/۸۷	۰/۷۲	۰/۷۹	۰/۸۶	۶	
۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۳	۸	
۰/۵۴	۰/۶۱	۰/۵۴	۰/۶۰	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۸۳	۰/۶۸	۰/۷۴	۰/۸۲	۰/۶۸	۰/۷۴	۰/۸۱	۱۰	
۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۹۳	۱/۰۳	۱/۰۹	۱/۱۵	۱/۰۱	۱/۰۷	۱/۱۰	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۰۶	۰/۹۹	۱/۰۲	۱/۰۱	۱	
۰/۷۵	۰/۸۲-۳	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۹۱	۰/۹۸	۱/۰۶	۱/۰۹	۰/۹۷	۱/۰۴	۰/۸۹	۰/۹۵	۱/۰۰	۰/۸۹	۰/۹۴	۰/۹۷	۲	
۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۸۳	۰/۹۰	۰/۹۹	۰/۸۲	۰/۸۹	۰/۹۷	۰/۸۲	۰/۸۸	۰/۹۵	۰/۸۱	۰/۸۷	۰/۹۳	۳	
۰/۶۴	۰/۷۰-۱	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۹	۰/۸۶	۰/۹۵	۰/۷۹	۰/۸۵	۰/۹۳	۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۹۲	۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۹۱	۴	
۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۷۶	۰/۸۳	۰/۹۱	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۹۰	۰/۷۵	۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۷۴	۰/۸۰	۰/۸۸	۵	
۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۴	۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۸۸	۰/۷۳	۰/۷۹	۰/۸۷	۰/۷۲	۰/۷۹	۰/۸۶	۶	
۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۳	۸	
۰/۵۴	۰/۶۱	۰/۵۴	۰/۶۰	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۸۳	۰/۶۸	۰/۷۴	۰/۸۲	۰/۶۸	۰/۷۴	۰/۸۱	۱۰	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۲۹: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های تک رشته ای، نصب شده در کنار هم در زمین (فاصله کابل ها از هم vcm) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	
۲/۵-۱/۵		۰/۷-۱		۲/۵			۱/۵			۱/۰			۰/۷			شماره کابل ها	نوع ساختمان
ضریب بار		ضریب بار		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار				
۱/۰	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵		
۰/۸۵	۰/۹۲-۳	۰/۸۵	۰/۹۱-۲	۱/۰۳	۱/۱۱	۱/۱۹	۱/۰۱	۱/۰۹	۱/۱۸	۱/۰۰	۱/۰۷	۱/۱۳	۰/۹۹	۱/۰۵	۱/۰۸	۱	
۰/۷۱	۰/۷۸-۹	۰/۷۱	۰/۷۷-۸	۰/۸۸	۰/۹۶	۱/۰۶	۰/۸۸	۰/۹۵	۱/۰۵	۰/۸۷	۰/۹۴	۱/۰۳	۰/۸۶	۰/۹۳	۱/۰۱	۲	
۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۷۹	۰/۸۶	۰/۹۶	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۹۵	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۹۳	۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۹۲	۳	
۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۷۴	۰/۸۲	۰/۹۱	۰/۷۴	۰/۸۱	۰/۹۰	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۸۹	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۸۸	۴	
۰/۵۵	۰/۶۲	۰/۵۵	۰/۶۱	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۷	۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۸۷	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۴	۵	
۰/۵۳	۰/۶۰	۰/۵۳	۰/۵۹-۶۰	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۵	۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۸۴	۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۸۳	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۸۲	۶	
۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۸۱	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۸۱	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۸۰	۰/۶۴	۰/۷۱	۰/۷۹	۸	
۰/۵۵	۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۹	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۶۳	۰/۶۳	۰/۶۹	۰/۷۸	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۷۷	۱۰	
۰/۸۵	۰/۹۲-۳	۰/۸۵	۰/۹۱-۲	۱/۰۳	۱/۱۱	۱/۱۹	۱/۰۱	۱/۰۷	۱/۱۱	۱/۰۰	۱/۰۳	۱/۰۴	۰/۹۹	۰/۹۸	۰/۹۸	۱	
۰/۷۱	۰/۷۸-۹	۰/۷۱	۰/۷۷-۸	۰/۸۸	۰/۹۶	۱/۰۶	۰/۸۷	۰/۹۵	۱/۰۲	۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۹۸	۰/۸۶	۰/۹۲	۰/۹۳	۲	
۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۷۹	۰/۸۶	۰/۹۶	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۹۵	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۹۳	۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۸۹	۳	
۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۷۴	۰/۸۲	۰/۹۱	۰/۷۴	۰/۸۱	۰/۹۰	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۸۹	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۸۷	۴	
۰/۵۵	۰/۶۲	۰/۵۵	۰/۶۱	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۷	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۸۶	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۴	۵	
۰/۵۳	۰/۶۰	۰/۵۳	۰/۵۹-۶۰	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۵	۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۸۴	۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۸۳	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۸۲	۶	
۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۸۱	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۸۱	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۸۰	۰/۶۴	۰/۷۱	۰/۷۹	۸	
۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۹	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۹	۰/۶۳	۰/۶۹	۰/۷۸	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۷۷	۱۰	

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۲۹ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های تک رشته ای، نصب شده در کنار هم در زمین (فاصله کابل ها از هم vcm) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	شماره کابل ها	نوع ساختمان
۲/۵-۱/۵		۰/۷-۱		۲/۵			۱/۵			۱/۰			۰/۷					
ضریب بار		ضریب بار		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار					
۱/۰	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۵,۰			
۰/۸۵	۰/۹۲-۳	۰/۸۵	۰/۹۱-۲	۱/۰۲	۱/۱۰	۰/۱۶	۱/۰۱	۱/۰۵	۱/۰۷	۱/۰۰	۱/۰۱	۱/۰۱	۰/۹۸	۰/۹۷	۰/۹۶	۱	کابل های PVC ۱ تا ۱۰ کیلوولت (خط به خط)	
۰/۷۱	۰/۷۸-۹	۰/۷۱	۰/۷۷-۸	۰/۸۹	۰/۹۷	۱/۰۵	۰/۸۸	۰/۹۵	۱/۰۰	۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۹۶	۰/۸۶	۰/۸۹	۰/۹۲	۲		
۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۷۹	۰/۸۷	۰/۹۶	۰/۷۹	۰/۸۶	۰/۹۵	۰/۷۸	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۸۸	۳		
۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۹۱	۰/۷۴	۰/۸۲	۰/۹۰	۰/۷۴	۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۷۳	۰/۸۰	۰/۸۶	۴		
۰/۵۵	۰/۶۲	۰/۵۵	۰/۶۱	۰/۷۱	۰/۷۹	۰/۸۷	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۷	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۵		
۰/۵۳	۰/۶۰	۰/۵۳	۰/۵۹-۶۰	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۵	۰/۶۹	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۸۳	۰/۶۸	۰/۷۴	۰/۸۲	۶		
۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۸۱	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۸۱	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۸۰	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۷۹	۸		
۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۶۴	۰/۷۱	۰/۷۹	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۹	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۶۳	۰/۶۹	۰/۷۷	۱۰		

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۳۰: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های سه رشته ای نصب شده در زمین (فاصله فازها Vcm) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																	شماره کابل ها	نوع ساختمان
۲/۵-۱/۵		۰/۷-۱		۲/۵			۱/۵			۱/۰			۰/۷					
ضریب بار		ضریب بار		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار					
۱/۰	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵			
۰/۸۹	۰/۹۴-۵	۰/۸۹	۰/۹۴	۱/۰۲	۱/۰۷	۱/۱۱	۱/۰۱	۱/۰۶	۱/۰۹	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۰۶	۰/۹۹	۱/۰۳	۱/۰۲	۱	کابل های XLPE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	
۰/۷۲	۰/۷۸-۹	۰/۷۲	۰/۷۷-۸	۰/۸۷	۰/۹۴	۱/۰۱	۰/۸۶	۰/۹۲	۰/۹۹	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۹۸	۰/۸۴	۰/۸۹	۰/۹۵	۲		
۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۸	۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۹۲	۰/۷۷	۰/۸۳	۰/۹۰	۰/۷۵	۰/۸۱	۰/۸۹	۰/۷۴	۰/۸۰	۰/۸۶	۳		
۰/۵۷	۰/۶۳-۴	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۲	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۹	۰/۷۵	۰/۸۲	۴		
۰/۵۳	۰/۵۹-۶۰	۰/۵۳	۰/۵۹	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۸۲	۰/۶۷	۰/۷۳	۰/۸۱	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۸۰	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۷۸	۵		
۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۶	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۷۹	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۶۳	۰/۶۹	۰/۷۷	۰/۶۳	۰/۶۸	۰/۷۵	۶		
۰/۴۷	۰/۵۲-۳	۰/۴۷	۰/۵۲	۰/۶۰	۰/۶۶	۰/۷۴	۰/۶۰	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۵۹	۰/۶۴	۰/۷۱	۸		
۰/۴۴	۰/۵۰	۰/۴۴	۰/۴۹-۵۰	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۱	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۵۶	۰/۶۱	۰/۶۸	۱۰		
۰/۸۹	۰/۹۴-۵	۰/۸۹	۰/۹۴	۱/۰۲	۱/۰۸	۱/۱۴	۱/۰۱	۱/۰۶	۱/۰۸	۱/۰۰	۱/۰۳	۱/۰۳	۰/۹۹	۱/۰۰	۰/۹۹	۱	کابل های PE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	
۰/۷۲	۰/۷۸-۹	۰/۷۲	۰/۷۷-۸	۰/۸۷	۰/۹۴	۱/۰۱	۰/۸۶	۰/۹۲	۰/۹۹	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۹۶	۰/۸۴	۰/۸۹	۰/۹۱	۲		
۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۸	۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۹۲	۰/۷۷	۰/۸۳	۰/۹۰	۰/۷۵	۰/۸۱	۰/۸۶	۰/۷۴	۰/۸۰	۰/۸۵	۳		
۰/۵۷	۰/۶۳-۴	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۲	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۸۵	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۶۹	۰/۷۵	۰/۸۲	۴		
۰/۵۳	۰/۵۹-۶۰	۰/۵۳	۰/۵۹	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۸۲	۰/۶۷	۰/۷۳	۰/۸۱	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۸۰	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۷۸	۵		
۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۶	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۷۹	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۸	۰/۶۳	۰/۶۹	۰/۷۷	۰/۶۳	۰/۶۸	۰/۷۵	۶		
۰/۴۷	۰/۵۲-۳	۰/۴۷	۰/۵۲	۰/۶۰	۰/۶۶	۰/۷۴	۰/۶۰	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۵۹	۰/۶۴	۰/۷۱	۸		
۰/۴۴	۰/۵۰	۰/۴۴	۰/۴۹-۵۰	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۱	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۵۶	۰/۶۱	۰/۶۸	۱۰		

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۳۰: ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های سه رشته ای نصب شده در زمین (فاصله فازها vcm) [۵]

مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)																شماره کابل ها	نوع ساختمان
۲/۵-۱/۵		۰/۷-۱		۲/۵			۱/۵			۱/۰			۰/۷				
ضریب بار		ضریب بار		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار				
۱/۰	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵	۰/۷	۰/۶	۰/۵		
۰/۸۹	۰/۹۴-۵	۰/۸۹	۰/۹۴	۱/۰۲	۱/۰۷	۱/۱۳	۱/۰۱	۱/۰۳	۱/۰۴	۱/۰۰	۰/۹۷	۰/۹۷	۰/۹۴	۰/۹۲	۰/۹۱	۱	کابل های PVC ۱ تا ۱۰ کیلوولت (خط به خط)
۰/۷۲	۰/۷۸-۹	۰/۷۲	۰/۷۷-۸	۰/۸۸	۰/۹۴	۱/۰۱	۰/۸۷	۰/۹۳	۰/۹۷	۰/۸۶	۰/۹۰	۰/۹۱	۰/۸۵	۰/۸۷	۰/۸۶	۲	
۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۸	۰/۷۸	۰/۸۴	۰/۹۲	۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۹۱	۰/۷۶	۰/۸۲	۰/۸۶	۰/۷۵	۰/۸۰	۰/۸۲	۳	
۰/۵۷	۰/۶۳-۴	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۳	۰/۷۹	۰/۸۷	۰/۷۲	۰/۷۸	۰/۸۶	۰/۷۱	۰/۷۷	۰/۸۴	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۸۰	۴	
۰/۵۳	۰/۵۹-۶۰	۰/۵۳	۰/۵۹	۰/۶۸	۰/۷۵	۰/۸۲	۰/۶۸	۰/۷۴	۰/۸۱	۰/۶۷	۰/۷۳	۰/۸۱	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۷۸	۵	
۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۶	۰/۶۵	۰/۷۲	۰/۷۹	۰/۶۵	۰/۷۱	۰/۷۸	۰/۶۴	۰/۷۰	۰/۷۷	۰/۶۴	۰/۶۹	۰/۷۶	۶	
۰/۴۷	۰/۵۲-۳	۰/۴۷	۰/۵۳	۰/۶۱	۰/۶۷	۰/۷۵	۰/۶۱	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۶۰	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۷۲	۸	
۰/۴۴	۰/۵۰	۰/۴۴	۰/۴۹-۵۰	۰/۵۸	۰/۶۴	۰/۷۱	۰/۵۸	۰/۶۴	۰/۷۱	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۵۷	۰/۶۲	۰/۶۹	۱۰	

جدول ۳۱: حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل های زره دار سیمی با عایق PVC و هادی آلومینیومی) برای سطح ولتاژ kV ۱/۰,۶ و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵]

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

جدول ۳۲: حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل های زره دار سیمی با عایق PVC و هادی مسی) برای سطح ولتاژ kV ۱/۰,۶ و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵]

زره آلومینیومی تک رشته ای (kA)	زره فولادی				سطح مقطع هادی (mm ²)
	دو رشته ای (kA)	سه رشته ای (kA)	چهار رشته ای (kA)	چهار رشته با سطح مقطع کاهش یافته نوا (kA)	
۳/۱	۳/۳	۳/۷	۵/۴	۴/۲	۵۰
۳/۵	۳/۷	۵/۳	۶/۱	۵/۹	۷۰
۴/۰	۵/۴	۶/۱	۷/۰	۶/۹	۹۵
۵/۷	۵/۸	۶/۶	۹/۷	۹/۵	۱۲۰
۶/۴	۶/۴	۹/۳	۱۰/۸	۱۰/۴	۱۵۰
۷/۰	۸/۹	۱۰/۲	۱۱/۷	۱۱/۴	۱۸۵
۷/۸	۹/۹	۱۱/۴	۱۳/۲	۱۲/۷	۲۴۰
۸/۶	۱۱/۰	۱۲/۷	۱۴/۷	۱۴/۳*	۳۰۰
—	—	—	—	۱۴/۷**	۳۰۰

* : $300/150 \text{ mm}^2$

** : $300/185 \text{ mm}^2$

جدول ۳۳: حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل‌های زره دار سیمی با عایق *XLPE* و هادی آلومینیومی) برای سطح ولتاژ $10.5kV$ و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵]

سطح مقطع هادی (mm^2)	زره فولادی			زره آلومینیومی تک رشته ای
	چهار رشته ای (kA)	سه رشته ای (kA)	دو رشته ای (kA)	رشته ای (kA)
۵۰	۳/۳	۲/۹	۲/۴	۱/۶
۷۰	۴/۹	۳/۳	۲/۸	۲/۶
۹۵	۵/۴	۴/۸	۱/۴	۳/۰
۱۲۰	۷/۶	۵/۲	—	۳/۲
۱۵۰	۸/۴	۷/۴	—	۴/۸
۱۸۵	۹/۴	۸/۲	—	۵/۲
۲۴۰	۱۰/۵	۹/۲	—	۵/۷
۳۰۰	۱۱/۷	۱۰/۱	—	۶/۳

جدول ۳۴: حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل‌های زره دار سیمی با عایق *XLPE* و هادی مسی) برای سطح ولتاژ kV 10.5 و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵]

سطح مقطع هادی (mm^2)	زره فولادی				زره آلومینیومی تک رشته ای
	چهار رشته با سطح مقطع کاهش یافته نول (kA)	چهار رشته ای (kA)	سه رشته ای (kA)	دو رشته ای (kA)	رشته ای (kA)
۵۰	۳/۳	۳/۵	۳/۰	۲/۶	۱/۸
۷۰	۵/۰	۵/۱	۳/۵	۳/۱	۲/۷
۹۵	۵/۶	۵/۷	۵/۰	۴/۴	۳/۱
۱۲۰	۶/۳	۸/۰	۵/۵	۴/۹	۳/۳
۱۵۰	۸/۶	۹/۰	۷/۸	۵/۴	۴/۸
۱۸۵	۹/۷	۹/۹	۸/۶	۷/۴	۵/۴
۲۴۰	۱۰/۹	۱۱/۳	۹/۷	۸/۴	۶/۰
۳۰۰	۱۱/۸*	۱۲/۴	۱۰/۵	۹/۲	۶/۴
۳۰۰	۱۲/۴**	۱۲/۴	۱۰/۵	۹/۲	۶/۴

* : $300/150 mm^2$

** : $300/185 mm^2$

جدول ۳۵: انتخاب سطح مقطع کابل انشعاب [۵]

انشعاب	فاصله ۱۵ متری از شبکه عمومی (mm^2) سطح مقطع $\times$ تعداد رشته	فاصله ۲۵ متری از شبکه عمومی (mm^2) سطح مقطع $\times$ تعداد رشته
۱۵ آمپر تک فاز	2×6	2×6
۲۵ آمپر تک فاز	2×6	2×10
۱۵ آمپر سه فاز	4×6	4×10
۲۵ آمپر سه فاز	4×10	4×16
انشعابات در مجموع تا ۳۰ کیلووات	4×16	4×25 یا 6×25

جدول ۳۶: دمای محیط و زمین در مناطق مختلف [۵]

شرایط آب و هوا	درجه حرارت محیط		درجه حرارت در عمق ۱ متری زمین	
	حداقل	حداکثر	حداقل	حداکثر
حاره ای	۲۵	۵۵	۲۵	۴۰
نیمه حاره ای	۱۰	۴۰	۱۵	۳۰
معتدل	۰	۲۵	۱۰	۲۰

جدول ۳۷: ضرایب تصحیح دمای محیط [۵]

عایق	دفن شده در زمین یا داخل کانال		در هوا	
	PVC	XLPE	PVC	XLPE
دما ($^{\circ}C$)				
۱۰	۱,۰۴	۱,۰۳	۱,۲۲	۱,۱۵
۱۵	۱	۱	۱,۱۷	۱,۱۲
۲۰	۰,۹۵	۰,۹۷	۱,۱۲	۱,۰۸
۲۵	۰,۹	۰,۹۳	۱,۰۶	۱,۰۴
۳۰	۰,۸۵	۰,۸۹	۱	۱
۳۵	۰,۸	۰,۸۵	۰,۹۴	۰,۹۶
۴۰	۰,۷۴	۰,۸۱	۰,۸۷	۰,۹۱
۴۵	۰,۶۷	۰,۷۷	۰,۷۹	۰,۸۷
۵۰			۰,۷۱	۰,۸۲
۵۵			۰,۶۱	۰,۷۶

جدول ۳۸: مقاومت مخصوص حرارتی خاک [۵]

مقاومت حرارتی (K.M/W)	شرایط خاک	وضعیت آب و هوا
۰,۷	خیلی مرطوب	پیوسته مرطوب
۱	مرطوب	بارانی
۲	خشک	بندرت بارانی
۳	خیلی خشک	بدون باران یا کم

جدول ۳۹: ضریب تصحیح برای مقاومت حرارتی خاک (مقدار متوسط) برای کابل های کشیده شده به طور مستقیم در زمین [۵]

مقاومت مخصوص حرارتی خاک							سایز هادی mm^2	
عمق m	۰,۸	۰,۹	۱	۱,۵	۲	۲,۵	۳	
کابل تک رشته	۱,۱۶	۱,۱۱	۱,۰۷	۰,۹۱	۰,۸۱	۰,۷۳	۰,۶۷	تا ۱۵۰
	۱,۱۷	۱,۱۲	۱,۰۷	۰,۹	۰,۸	۰,۷۲	۰,۶۶	۱۸۵-۴۰۰
کابل چند رشته	۱,۰۹	۱,۰۶	۱,۰۴	۰,۹۵	۰,۸۶	۰,۷۹	۰,۷۴	تا ۱۶
	۱,۱۴	۱,۱	۱,۰۷	۰,۹۳	۰,۸۴	۰,۷۶	۰,۷	۲۵-۱۵۰
	۱,۱۶	۱,۱۱	۱,۰۷	۰,۹۲	۰,۸۲	۰,۷۴	۰,۶۸	۱۸۵-۴۰۰

جدول ۴۰: ضریب تصحیح برای عمق دفن کابل (برای کابل های کشیده شده به طور مستقیم در زمین) [۵]

عمق m	۰,۵	۰,۶	۰,۸	۱	۱,۲۵	۱,۵	۱,۷۵	۲	۲,۵	≥ ۳
تا $50 mm^2$	۱	۰,۹۹	۰,۹۷	۰,۹۵	۰,۹۴	۰,۹۳	۰,۹۲	۰,۹۱	۰,۹۰	۰,۸۹
$300-70 mm^2$	۱	۰,۹۸	۰,۹۶	۰,۹۴	۰,۹۲	۰,۹۱	۰,۸۹	۰,۸۸	۰,۸۷	۰,۸۶
بالاتر از $300 mm^2$	۱	۰,۹۷	۰,۹۴	۰,۹۲	۰,۹۰	۰,۸۹	۰,۸۷	۰,۸۶	۰,۸۵	۰,۸۳

جدول ۴۱: ضریب تصحیح برای نصب گروه کابل های تک رشته در زمین [۵]

تعداد کابل	فاصله فضای بین مراکز گروه کابل ها		۰,۱۵	۰,۳۰	۰,۴۵	۰,۶۰
	تماس با یکدیگر		(m)	(m)	(m)	(m)
	مثلی	تخت				
۲	۰,۷۷	۰,۸	۰,۸۲	۰,۸۸	۰,۹	۰,۹۳
۳	۰,۶۵	۰,۶۸	۰,۷۲	۰,۷۹	۰,۸۳	۰,۸۷
۴	۰,۵۹	۰,۶۲	۰,۶۷	۰,۷۵	۰,۸۱	۰,۸۵
۵	۰,۵۵	۰,۵۸	۰,۶۳	۰,۷۲	۰,۷۸	۰,۸۳
۶	۰,۵۲	۰,۵۶	۰,۶	۰,۷	۰,۷۷	۰,۸۲

جدول ۴۲: ضریب تصحیح برای نصب گروه کابل های چند رشته در زمین (افقی) [۵]

تعداد کابل	فاصله فضای بین مراکز گروه کابل ها				
	تماس با یکدیگر	۰,۱۵	۰,۳۰	۰,۴۵	۰,۶۰
		(m)	(m)	(m)	(m)
۲	۰,۸۱	۰,۸۷	۰,۹۱	۰,۹۳	۰,۹۴
۳	۰,۷	۰,۷۸	۰,۸۴	۰,۸۷	۰,۹
۴	۰,۶۳	۰,۷۴	۰,۸۱	۰,۸۶	۰,۸۹
۵	۰,۵۹	۰,۷	۰,۷۸	۰,۸۲	۰,۸۷
۶	۰,۵۵	۰,۶۷	۰,۷۶	۰,۸۲	۰,۸۶

جدول ۴۳: جدول جریان قابل حمل توسط کابل مسی PVC بدون زره با ولتاژ ۱/۰,۶ کیلوولت [۵]

در هوا		در زمین		اندازه هادی (۲mm)				
تک رشته	دو رشته (A)	سه یا چهار رشته (A)	تک رشته		دو رشته (A)	سه یا چهار رشته (A)		
							مثلی	تخت
—	—	۹۴	۸۰	—	—	۱۱۷	۱۰۰	۱۶
—	—	۱۱۹	۱۰۱	—	—	۱۵۷	۱۳۱	۲۵
—	—	۱۴۸	۱۲۶	—	—	۱۸۹	۱۵۸	۳۵
۱۶۷	۲۱۹	۱۸۰	۱۵۳	۲۰۰	۲۱۰	۲۲۵	۱۸۸	۵۰
۲۱۶	۲۸۱	۲۳۲	۱۹۶	۲۴۶	۲۵۸	۲۷۶	۲۳۱	۷۰
۲۶۴	۳۴۱	۲۸۲	۲۳۸	۲۹۴	۳۱۰	۳۳۲	۲۷۷	۹۵
۳۰۸	۳۹۶	۳۲۸	۲۷۶	۳۳۵	۳۵۴	۳۷۹	۳۱۶	۱۲۰
۳۵۶	۴۵۶	۳۷۹	۳۱۹	۳۷۶	۳۹۷	۴۲۵	۳۵۵	۱۵۰
۴۰۹	۵۲۱	۴۳۴	۳۶۴	۴۲۴	۴۵۱	۴۸۰	۴۰۱	۱۸۵
۴۸۵	۶۱۵	۵۱۴	۴۳۰	۴۹۱	۵۲۴	۵۵۹	۴۶۶	۲۴۰
۵۶۱	۷۰۹	۵۹۳	۴۹۷	۵۵۳	۵۹۴	۶۳۱	۵۲۵	۳۰۰
۶۵۶	۸۵۲	۷۱۵	۵۹۷	۶۲۷	۶۷۹	۷۱۸	۵۹۵	۴۰۰

جدول ۴۴: جدول جریان قابل حمل توسط کابل آلومینیومی PVC بدون زره با ولتاژ ۱/۰,۶ کیلوولت [۵]

اندازه هادی (mm)	در هوا				در زمین		
	تک رشته		دو رشته (A)	سه یا چهار رشته (A)	تک رشته	دو رشته (A)	سه یا چهار رشته (A)
	مثلی	تخت					
۱۶	—	—	۷۳	۶۱	—	—	۷۶
۲۵	—	—	۸۹	۷۸	—	—	۱۰۰
۳۵	—	—	۱۱۱	۹۶	—	—	۱۲۰
۵۰	۱۲۸	۱۶۳	۱۳۵	۱۱۷	۱۶۰	۱۹۷	۱۴۳
۷۰	۱۶۵	۲۱۰	۱۷۳	۱۵۰	۱۸۷	۲۰۹	۱۷۶
۹۵	۲۰۳	۲۵۶	۲۱۰	۱۸۳	۲۲۴	۲۳۶	۲۱۱
۱۲۰	۲۳۷	۲۹۸	—	۲۱۲	۲۵۶	۲۶۹	—
۱۵۰	۲۷۴	۳۴۴	—	۲۴۵	۲۸۷	۳۰۲	—
۱۸۵	۳۱۶	۳۹۴	—	۲۸۰	۳۲۵	۳۴۳	—
۲۴۰	۳۷۵	۴۶۶	—	۳۳۰	۳۷۷	۳۹۹	—
۳۰۰	۴۳۵	۵۳۸	—	۳۸۱	۴۲۶	۴۵۳	—

پیوست ۹ - تأثیر هارمونیک جریانی بر ظرفیت کابل در سیستم‌های سه فاز متعادل

تأثیر هارمونیک جریان بر ظرفیت کابل در سیستم های سه فاز متعادل

امروزه در بین مصرف کننده های برقی بسیاری از ادوات وجود دارند که جریان آنها دارای هارمونیک با مؤلفه های فرد یا هارمونیک های مرتبه فرد می باشد، که مهمترین مؤلفه تأثیر گذار بر ظرفیت حرارتی کابل ها، مؤلفه سوم می باشد. هارمونیک سوم در هر سه فاز با هم همفاز می باشد و مجموع آنها در هادی نول با هم جمع می شوند (بر خلاف جریان اصلی سه فاز که با هم ۱۲۰ درجه اختلاف فاز دارند و در صورت برابر بودن، در هادی نول یکدیگر را خنثی و حاصل جمعشان صفر می شود). بنابراین بسته به ماهیت بار مصرفی دامنه جریان در هادی نول ممکن است آنقدر زیاد گردد که باعث شود سائز هادی نول از سائز هادیهای فاز که دو معیار فوق الذکر (جریان فازها و افت ولتاژ) را پوشش می دهد، افزایش یابد. به همین دلیل ممکن است جریان خنثی در برخی از بارهای دارای هارمونیک سوم (مانند رایانه ها) حتی تا ۱,۶۱ برابر جریان فاز افزایش یابد. بدترین شرایط با یکسو کننده های کنترل شده در زوایای کنترل بالا، یعنی ولتاژ پایین DC، می تواند به مقدار ۱,۷۳ برابر جریان فاز برسد ($\alpha \geq 60$ درجه). ساده ترین راه برای حل این مشکل، اعمال ضرایب اصلاحی مناسب برای ظرفیت حمل جریان کابل است.

ضمیمه D استاندارد IEC 60364-5-52 روش تعیین فاکتور کاهش مناسب را ارائه می دهد. برای سادگی، این رویکرد فرض می کند که:

- ۱) سیستم سه فاز و متعادل است.
 - ۲) تنها هارمونیک قابل توجهی که در هادی خنثی از بین نمی رود، هارمونیک مرتبه سوم است. (یعنی هارمونیک های سه گانه دیگر دارای مقادیر نسبتاً کمی هستند و سایر هارمونیک ها تقریباً متعادل هستند و به صفر می رسند).
 - ۳) در کابل ۴ یا ۵ رشته ای، رشته نول دارای سطح مقطع مشابه هادی فاز می باشد.
- در محاسبه اثرات هارمونیک باید اثر پوستی را نیز در نظر گرفت که باعث کاهش ظرفیت به عنوان تابعی از ظرفیت هادی می شود و با میزان جریان هارمونیکی رابطه مستقیم دارد.
- در صورتی که دامنه هارمونیک سوم کمتر از ۱۵٪ دامنه هارمونیک های اصلی باشد، استاندارد هیچ افزایش مقطعی در هادی خنثی (نول) را پیشنهاد نمی کند. اگر دامنه هارمونیک سوم جریانهای فازی ۱۵٪ تا ۳۳٪ دامنه هارمونیک اصلی باشند، ممکن است جریان خنثی مشابه جریان فاز باشد و کابل باید با ضریب ۰,۸۶ درجه بندی شود. به عبارت دیگر، برای جریان ۲۰ آمپر، یک کابل با قابلیت حمل ۲۴ آمپر انتخاب می شود. جدول ۱ ضریب کاهش متاثر از جریان های هارمونیکی (حاوی هارمونیک سوم) بر ظرفیت کابل را نمایش میدهد:

جدول ۴۵: ضریب کاهشی جریان هارمونیک در کابل های ۴ یا ۵ رشته ای

نسبت دامنه هارمونیک سوم به هارمونیک اصلی بر حسب درصد	ضریب کاهشی	
	انتخاب سائز بر اساس جریان هادی فاز	انتخاب سائز بر اساس جریان هادی نول
۱۵-۰	۱	-
۳۳-۱۵	۰/۸۶	-
۴۵-۳۳	-	۰/۸۶
بیشتر از ۴۵	-	۱

به طور مثال در یک کابل چهار رشته که حامل جریان ۳۹ آمپر میباشد، کابل ۴×۶ مسی که مناسب برای جریان ۴۱ آمپر است انتخاب می شود.

اگر در جریان حمل شده توسط این کابل نسبت دامنه هارمونیک سوم به دامنه هارمونیک اصلی ۲۰ درصد باشد، در این صورت ضریب کاهشی ۰/۸۶ انتخاب شده و جریان طراحی مطابق رابطه زیر انتخاب می شود:

$$\frac{39}{0.86} = 45(A)$$

در این صورت کابل با مقطع ۴×۱۰ مسی انتخاب خواهد شد.

اگر نسبت دامنه هارمونیک سوم به دامنه هارمونیک اصلی ۴۰ درصد باشد، در این صورت ضریب کاهشی کابل بر اساس جریان هادی نول خواهد بود، و جریان هادی نول طبق رابطه زیر برابر خواهد بود با :

$$39 \times 0.4 \times 3 = 46.8(A)$$

و با انتخاب ضریب کاهشی ۰/۸۶ جریان طراحی از رابطه زیر انتخاب می گردد:

$$\frac{46.8}{0.86} = 54.4(A)$$

که در این صورت بازهم کابل ۴×۱۰ مسی انتخاب می شود. در صورتی که نسبت دامنه هارمونیک سوم به هارمونیک اصلی به ۵۰ درصد افزایش یابد در این صورت کابل با مقطع ۱۶ مسی برای هادی نول انتخاب می گردد.

نکته: در صورتی که بار نامتعادل باشد باید جریان هادی نول متاثر از نامتعادلی بار نیز در محاسبات لحاظ شود [۱۱].

توضیح اینکه با توجه به وجود استانداردهای لازم برای نحوه اندازه گیری هارمونیک و اعمال نقش آن در بهره برداری بهینه از تجهیزات، شرکت ها می توانند با اندازه گیری های لازم تاثیر هارمونیک بر ظرفیت جریانی کابل را در نظر بگیرند.

پیوست ۱۰- جداول حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی

جدول ۴۶: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی ترانسفورماتور در کنار تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف [۸]

تعداد و ظرفیت ترانسفورماتور ($n \cdot KVA$)		حداکثر دمای محیط (C°)		تهویه طبیعی		تهویه با هواکش برقی
				در پست با سقف عادی	در پست با سقف شیب دار	هواکش نوع a
						هواکش نوع b
۱*۵۰۰				۴۶۰	۴۶۰	۴۹۰
				۴۲۰	۴۲۰	۴۵۰
				۳۸۰	۳۹۰	۴۱۰
				۳۵۰	۳۶۰	۳۷۰
۱*۶۳۰				۵۷۰	۵۷۰	۶۱۰
				۵۲۰	۵۲۰	۵۵۰
				۴۸۰	۴۸۰	۵۱۰
				۴۴۰	۴۴۰	۴۷۰
۱*۸۰۰				۷۱۰	۷۱۰	۷۶۰
				۶۵۰	۶۵۰	۶۹۰
				۶۰۰	۶۰۰	۶۳۰
				۵۵۰	۵۶۰	۵۸۰
۱*۱۰۰۰				۸۶۰	۷۸۰	۹۲۰
				۷۹۰	۸۰۰	۸۴۰
				۷۳۰	۷۴۰	۷۸۰
				۶۸۰	۶۸۰	۷۲۰
۱*۱۲۵۰				۱۰۵۰	۱۰۵۰	۱۱۲۰
				۹۷۰	۹۷۰	۱۰۳۰
				۹۰۰	۹۰۰	۹۵۰
				۸۳۰	۸۴۰	۸۸۰

-تعداد هواکش نوع a یا b در جایی که با علامت * مشخص گردیده است ۳ عدد و در باقی موارد ۲ عدد می باشد.

-مشخصات هواکش های نوع a یا b در جدول ۳ تعریف شده است.

جدول ۴۷: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی و دو ترانسفورماتور در کنار تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف [۸]

تعداد و ظرفیت ترانسفورماتور (n*KVA)		حداکثر دمای محیط (C°)		تهویه طبیعی		تهویه با هواکش برقی
				در پست با سقف عادی	در پست با سقف شیب دار	هواکش نوع a
۲*۵۰۰				۸۵۰	۸۷۰	۹۰۰
				۷۸۰	۸۰۰	۸۳۰
				۷۲۰	۷۴۰	۷۷۰
				۶۷۰	۶۸۰	*۷۵۰
۲*۶۳۰				۱۰۴۰	۱۰۷۰	۱۱۰۰
				۹۶۰	۹۸۰	۱۰۲۰
				۹۰۰	۹۱۰	۹۵۰
				۸۳۰	۸۵۰	*۹۳۰
۲*۸۰۰				۱۲۹۰	۱۳۲۰	۱۳۶۰
				۱۲۰۰	۱۲۲۰	۱۲۶۰
				۱۱۱۰	۱۱۱۳۰	۱۱۷۰
				۱۰۴۰	۱۰۶۰	۱۰۹۰
۲*۱۰۰۰				۱۵۶۰	۱۶۰۰	*۱۷۶۰
				۱۴۵۰	۱۴۹۰	*۱۶۳۰
				۱۳۶۰	۱۳۸۰	*۱۵۱۰
				۱۲۷۰	۱۲۹۰	*۱۴۰۰
۲*۱۲۵۰				۱۸۹۰	۱۹۴۰	*۲۱۳۰
				۱۷۶۰	۱۸۱۰	*۱۹۸۰
				۱۶۵۰	۱۶۹۰	*۱۸۴۰
				۱۵۵۰	۱۵۸۰	*۱۷۱۰

-تعداد هواکش نوع a یا b در جایی که با علامت * مشخص گردیده است ۳ عدد و در باقی موارد ۲ عدد می باشد.

-مشخصات هواکش های نوع a یا b در جدول ۳ تعریف شده است

جدول ۴۸: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با ترانسفورماتور در طبقه همکف و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه فوقانی [۸]

تعداد و ظرفیت ترانسفورماتور ($n \cdot KVA$)		حداکثر دمای محیط (C°)		تهویه طبیعی		تهویه با هواکش برقی
				در پست با سقف عادی	در پست با سقف شیب دار	هواکش نوع a
۱*۵۰۰				۴۷۰	۴۷۰	۴۹۰
				۴۳۰	۴۳۰	۴۵۰
				۳۹۰	۳۹۰	۴۱۰
				۳۶۰	۳۶۰	۳۷۰
۱*۶۳۰				۵۸۰	۵۸۰	۶۱۰
				۵۳۰	۵۳۰	۵۵۰
				۴۹۰	۴۹۰	۵۱۰
				۴۵۰	۴۵۰	۴۷۰
۱*۸۰۰				۷۳۰	۷۳۰	۷۶۰
				۶۷۰	۶۷۰	۶۹۰
				۶۱۰	۶۱۰	۶۳۰
				۵۶۰	۵۶۰	۵۸۰
۱*۱۰۰۰				۸۹۰	۸۹۰	۹۲۰
				۸۱۰	۸۱۰	۸۴۰
				۷۵۰	۷۵۰	۷۸۰
				۶۹۰	۶۹۰	۷۲۰
۱*۱۲۵۰				۱۰۸۰	۱۰۸۰	۱۱۲۰
				۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۳۰
				۹۲۰	۹۲۰	۹۵۰
				۸۵۰	۸۵۰	۸۸۰

-تعداد هواکش نوع a یا b در جایی که با علامت * مشخص گردیده است ۳ عدد و در باقی موارد ۲ عدد می باشد.

-مشخصات هواکش های نوع a یا b در جدول ۳ تعریف شده است.

جدول ۴۹: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با ترانسفورماتور در طبقه فوقانی و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف [۸]

تعداد و ظرفیت ترانسفورماتور ($n \cdot KVA$)		حداکثر دمای محیط (C°)		تهویه طبیعی		تهویه با هواکش برقی
				در پست با سقف عادی	در پست با سقف شیب دار	هواکش نوع a
						هواکش نوع b
۱*۵۰۰				۴۶۰	۴۷۰	۴۹۰
				۴۰	۴۲۰	۴۵۰
				۴۵	۳۹۰	۴۱۰
				۵۰	۳۶۰	۳۷۰
۱*۶۳۰				۳۵	۵۷۰	۶۱۰
				۴۰	۵۲۰	۵۵۰
				۴۵	۴۸۰	۵۱۰
				۵۰	۴۴۰	۴۷۰
۱*۸۰۰				۳۵	۷۱۰	۷۶۰
				۴۰	۶۵۰	۶۹۰
				۴۵	۶۰۰	۶۳۰
				۵۰	۵۶۰	۵۸۰
۱*۱۰۰۰				۳۵	۸۷۰	۹۲۰
				۴۰	۸۰۰	۸۴۰
				۴۵	۷۴۰	۷۸۰
				۵۰	۶۸۰	۷۲۰
۱*۱۲۵۰				۳۵	۱۰۵۰	۱۱۲۰
				۴۰	۹۷۰	۱۰۳۰
				۴۵	۹۰۰	۹۵۰
				۵۰	۸۴۰	۸۸۰

-تعداد هواکش نوع a یا b در جایی که با علامت * مشخص گردیده است ۳ عدد و در باقی موارد ۲ عدد می باشد.

-مشخصات هواکش های نوع a یا b در جدول ۳ تعریف شده است.

جدول ۵۰: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با دو ترانسفورماتور در طبقه همکف و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه فوقانی [۸]

تعداد و ظرفیت ترانسفورماتور ($n \times KVA$)		حداکثر دمای محیط (C°)		تهویه طبیعی		تهویه با هواکش برقی
				در پست با سقف عادی	در پست با سقف شیب دار	هواکش نوع a
						هواکش نوع b
۲*۵۰۰				۸۷۰	۸۸۰	۹۰۰
				۸۰۰	۸۱۰	۸۳۰
				۷۴۰	۷۴۰	۷۷۰
				۶۷۰	۶۷۰	۷۱۰
۲*۶۳۰				۱۰۷۰	۱۰۸۰	۱۱۰۰
				۹۹۰	۱۰۰۰	۱۰۲۰
				۹۲۰	۹۲۰	۹۵۰
				۸۵۰	۸۵۰	۸۸۰
۲*۸۰۰				۱۲۳۰	۱۳۴۰	۱۳۶۰
				۱۲۳۰	۱۲۴۰	۱۲۶۰
				۱۱۴۰	۱۱۵۰	۱۱۷۰
				۱۰۶۰	۱۰۷۰	۱۰۹۰
۲*۱۰۰۰				۱۶۲۰	۱۶۳۰	۱۷۶۰
				۱۵۰۰	۱۵۱۰	۱۶۳۰
				۱۴۰۰	۱۴۰۰	۱۵۱۰
				۱۳۰۰	۱۳۱۰	۱۴۰۰
۲*۱۲۵۰				۱۹۶۰	۱۹۸۰	۲۱۳۰
				۱۸۲۰	۱۸۴۰	۱۹۸۰
				۱۷۰۰	۱۷۱۰	۱۸۴۰
				۱۵۹۰	۱۶۰۰	۱۷۱۰

-تعداد هواکش نوع a یا b در جایی که با علامت * مشخص گردیده است ۳ عدد و در باقی موارد ۲ عدد می باشد.

-مشخصات هواکش های نوع a یا b در جدول ۳ تعریف شده است.

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۵۱: حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با دو ترانسفورماتور در طبقه فوقانی و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط [۸]

تهویه با هواکش برقی		تهویه طبیعی		حداکثر دمای محیط (C°)	تعداد و ظرفیت ترانسفورماتور (n*KVA)
هواکش نوع b	هواکش نوع a	در پست با سقف شیب دار	در پست با سقف عادی		
۹۳۰	۹۰۰	۸۶۰	۸۵۰	۳۵	۲*۵۰۰
۸۵۰	۸۳۰	۸۰۰	۷۸۰	۴۰	
۷۹۰	۷۷۰	۷۴۰	۷۳۰	۴۵	
*۷۵۰	۷۱۰	۶۸۰	۶۸۰	۵۰	
۱۱۵۰	۱۱۰۰	۱۰۶۰	۱۰۵۰	۳۵	۲*۶۳۰
۱۰۵۰	۱۰۲۰	۹۸۰	۹۷۰	۴۰	
۹۷۰	۹۵۰	۹۱۰	۹۰۰	۴۵	
*۹۳۰	۸۸۰	۸۴۰	۸۴۰	۵۰	
۱۴۲۰	۱۳۶۰	۱۳۲۰	۱۳۰۰	۳۵	۲*۸۰۰
۱۳۱۰	۱۲۶۰	۱۲۲۰	۱۲۱۰	۴۰	
*۱۲۶۰	۱۱۷۰	۱۱۳۰	۱۱۲۰	۴۵	
*۱۱۶۰	۱۰۹۰	۱۰۵۰	۱۰۴۰	۵۰	
*۱۸۳۰	*۱۷۶۰	۱۶۰۰	۱۵۷۰	۳۵	۲*۱۰۰۰
*۱۶۸۰	*۱۶۳۰	۱۴۸۰	۱۴۶۰	۴۰	
*۱۵۵۰	*۱۵۱۰	۱۳۸۰	۱۳۷۰	۴۵	
*۱۴۳۰	*۱۴۰۰	۱۲۹۰	۱۲۸۰	۵۰	
*۲۲۲۰	*۲۱۳۰	۱۹۳۰	۱۹۰۰	۳۵	۲*۱۲۵۰
*۲۰۵۰	*۱۹۸۰	۱۸۰۰	۱۷۸۰	۴۰	
*۱۸۹۰	*۱۸۴۰	۱۶۸۰	۱۶۶۰	۴۵	
*۱۷۶۰	*۱۷۱۰	۱۵۸۰	۱۵۶۰	۵۰	

-تعداد هواکش نوع a یا b در جایی که با علامت * مشخص گردیده است ۳ عدد و در باقی موارد ۲ عدد می باشد.

-مشخصات هواکش های نوع a یا b در جدول ۳ تعریف شده است.

جدول ۵۲: حداکثر بارگذاری ترانسفورماتور مورد استفاده در پست‌های رو زمینی ۰,۴/۳۳ کیلوولت [۸]

تهدیه با هواکش برقی		تهدیه طبیعی	حداکثر دمای محیط (C°)	تعداد و ظرفیت ترانسفورماتور (KVA)
هواکش نوع b	هواکش نوع a			
۵۰۰	۴۹۰	۴۶۰	۳۵	۵۰۰
۴۶۰	۴۵۰	۴۲۰	۴۰	
۴۲۰	۴۱۰	۳۹۰	۴۵	
۳۸۰	۳۷۰	۳۶۰	۵۰	
۶۳۰	۶۱۰	۵۷۰	۳۵	۶۳۰
۵۷۰	۵۵۰	۵۲۰	۴۰	
۵۲۰	۵۱۰	۴۸۰	۴۵	
۴۷۰	۴۷۰	۴۴۰	۵۰	
۷۸۰	۷۶۰	۷۱۰	۳۵	۸۰۰
۷۱۰	۶۹۰	۶۵۰	۴۰	
۶۵۰	۶۳۰	۶۰۰	۴۵	
۶۱۰	۵۸۰	۵۵۰	۵۰	
۹۵۰	۹۲۰	۸۶۰	۳۵	۱۰۰۰
۸۷۰	۸۴۰	۸۰۰	۴۰	
۸۰۰	۷۸۰	۷۳۰	۴۵	
۷۵۰	۷۲۰	۶۸۰	۵۰	
۱۱۶۰	۱۱۲۰	۱۰۵۰	۳۵	۱۲۵۰
۱۰۶۰	۱۰۳۰	۹۷۰	۴۰	
۱۰۱۰	۹۵۰	۹۰۰	۴۵	
۹۳۰	۸۸۰	۸۴۰	۵۰	

-تعداد هواکش نوع a یا b در جایی که با علامت * مشخص گردیده است ۳ عدد و در باقی موارد ۲ عدد می باشد.
-مشخصات هواکش های نوع a یا b در جدول ۳ تعریف شده است.

پیوست ۱۱ - جداول ارتفاع از سطح دریا و دما مناطق کشور

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۵۳: اطلاعات محیطی ایستگاه‌های سینو پتیک [۱]

ردیف	نام شهر	ارتفاع از سطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	سرعت سربلند باد (متر بر ثانیه)	گروه	رطوبت نسبی (درصد)	گروه	تعداد سال‌های اندازه‌گیری
۱	آبادان	۱۱	A	۵۳	D	-۵	A	۲۳,۷	A	۴۸	A	۲۵
۲	اراک	۱۵۷۹	C	۴۴	B	-۲۸	B	۲۸,۳	B	۴۷	A	۲۱
۳	ارومیه	۱۳۱۲	B	۳۸	A	-۲۲,۸	B	۳۰,۹	B	۶۱	B	۲۵
۴	اصفهان	۱۵۹۰	C	۴۲	B	-۱۶	A	۲۸,۳	A	۴۳	A	۲۵
۵	اهواز	۱۸	A	۵۴	D	-۷	A	۲۸,۳	A	۴۳	A	۲۵
۶	ایران‌شهر	۵۶۶	A	۵۰	D	-۶	A	۴۱,۲	A	۳۰	C	۱۲
۷	بابل‌سر	-۲۰	A	۴۲	B	-۸	A	۲۲,۶	A	۸۲	C	۲۵
۸	باختران	۱۳۲۲	B	۴۴	B	-۲۷	B	۳۰,۹	B	۵۰	A	۲۵
۹	بم	۱۰۶۷	B	۴۷	C	-۹	A	۲۰,۶	A	۳۸	A	۲۰
۱۰	بندرانزلی	-۱۵	A	۳۶	A	-۵,۶	A	---	A	--		۱۰
۱۱	بندر عباس	۱۰	A	۴۸	C	۲	A	۲۳,۱	A	۶۴	B	۱۹
۱۲	بندر لنگه	۱۳	A	۴۷	C	۷	A	---	A	--		۱۰
۱۳	بوشهر	۱۴	A	۵۰	D	-۱	A	۳۸,۶	A	۶۵	B	۲۵
۱۴	بیرجند	۱۴۵۶	B	۴۴	B	-۱۵	A	۱۹	A	۳۹	A	۲۱
۱۵	تبریز	۱۳۶۰	B	۴۲	B	-۲۵	B	۲۵,۷	B	۵۶	B	۲۵
۱۶	تربت حیدریه	۱۳۳۳	B	۴۳	B	-۲۲	B	۱۸	B	۴۸	A	۱۷
۱۷	تهران	۱۱۹۱	B	۴۴	B	-۱۵	A	۲۵,۷	A	۴۱	A	۲۵

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۵۳: اطلاعات محیطی ایستگاه‌های سینو پتیک

ردیف	نام شهر	ارتفاع از سطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	سرعت سریعترین باد (متر بر ثانیه)	گروه	رطوبت نسبی (درصد)	گروه	تعداد سال‌های اندازه‌گیری
۱۸	جاسک	۴	A	۴۳	B	۶	A	۱۸,۵	A	۶۴	B	۸
۱۹	چابهار	۷	A	۴۶	C	۵	A	۲,۶	A	۶۷	B	۱۳
۲۰	خرم آباد	۱۱۲۵	B	۴۷	C	-۱۳	A	۲۲,۶	A	۴۶	A	۲۵
۲۱	خوی	۱۱۵۷	B	۴۲	B	-۳۰	C	۲۰,۶	A	۵۹	B	۱۷
۲۲	دزفول	۱۴۳	A	۵۳	D	-۹	A	۴۱,۲	C	۴۱	A	۱۵
۲۳	رامسر	-۲۰	A	۳۵	A	-۱۰	A	۲۰,۶	A	۸۳	C	۲۱
۲۴	رشت	-۷	A	۳۷	A	-۱۹	A	۲۰,۶	A	۷۸	C	۲۰
۲۵	زابل	۴۸۷	A	۵۱	D	-۱۲	A	۲۳,۱	A	۳۷	A	۲۰
۲۶	زاهدان	۱۳۷۰	B	۴۳	B	-۲۲	B	۴۱,۲	C	۳۵	A	۲۵
۲۷	زنجان	۱۶۶۳	C	۴۳	B	-۳۰	C	۲۳,۱	A	۵۴	B	۲۱
۲۸	سبزوار	۹۴۱	A	۴۹	C	-۲۰	A	۲۳,۱	A	۴۱	A	۲۲
۲۹	سقز	۱۴۷۶	B	۴۳	B	-۳۶	C	۲۸,۳	A	۵۲	B	۱۵
۳۰	سمنان	۱۱۳۸	B	۴۴	B	-۱۱	A	۲۵,۷	A	۴۳	A	۱۱
۳۱	سنندج	۱۳۷۳	B	۴۴	B	-۳۱	C	۲۵,۷	A	۴۶	A	۱۷
۳۲	شاهرود	۱۳۶۶	B	۴۲	B	-۱۴	A	۲۵,۷	A	۵۱	B	۲۵
۳۳	شهرکرد	۲۰۷۸	B	۴۲	B	-۳۲	C	۲۰,۶	A	۴۶	A	۲۱
۳۴	شیراز	۱۴۹۱	B	۴۳	B	-۱۴	A	۲۰,۶	A	۴۳	A	۲۵
۳۵	طبرس	۶۹۱	A	۵۱	B	-۹	A	۱۸	A	۳۷	A	۱۶

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۵۳: اطلاعات محیطی ایستگاه های سینوپتیک

ردیف	نام شهر	ارتفاع از سطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	سرعت سریعترین باد (متر بر ثانیه)	گروه	رطوبت نسبی (درصد)	گروه	تعداد سال‌های اندازه‌گیری
۳۶	فسا	۱۳۸۲	B	۴۵	C	-۷	A	۱۵,۴	A	۳۹	A	۱۰
۳۷	قزوین	۱۲۷۷	B	۴۳	B	-۲۴	B	۲۰,۶	A	۴۷	A	۱۷
۳۸	کاشان	۹۸۲	A	۴۸	C	-۱۲	A	۲۵,۷	A	۴۲	A	۱۰
۳۹	کرمان	۱۷۴۹	C	۴۱	B	-۳۰	C	۲۸,۳	A	۳۳	A	۲۵
۴۰	گرگان	۱۵۵	A	۴۴	B	-۱۰	A	۲۰,۶	A	۶۳	B	۲۴
۴۱	مشهد	۹۸۵	A	۴۳	B	-۲۸	B	۲۰,۶	B	۵۵	B	۲۵
۴۲	همدان	۱۶۷۹	C	۴۰	A	-۳۴	C	۳۰,۹	B	۵۳	B	۲۵
۴۳	یزد	۱۲۳۰	B	۴۵,۶	C	-۱۶	A	۳۳,۴	B	۳۴	A	۲۴

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

جدول ۵۴: اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی [۱]

ردیف	نام شهر	ارتفاع از سطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه
۱	آبادیه	۱۸۴۵	C	۳۹	A	-۱۳,۲	A
۲	آبعلی	۲۴۵۰	D	۳۹,۴	A	-۱۹,۵	A
۳	آستارا	-۲۵	A	۳۶,۵	A	-۵	A
۴	آشتیان	۱۷۹۱	C	۴۱	B	-۱۸	A
۵	آغاجاری	۲۷	A	۵۱,۳	D	-۱,۹	A
۶	آمل	۲۹	A	۳۷,۵	A	-۷,۵	A
۷	اردبیل	۱۳۷۲	B	۳۸	A	-۳۱,۴	C
۸	اردستان	۱۳۸۱	B	۴۵,۵	C	-۹	A
۹	اردکان فارس	۲۲۰۰	D	۳۵	A	-۱۷	A
۱۰	ارسک	۱۲۴۰	B	۴۴	B	-۹,۵	A
۱۱	اسفراین	۱۲۱۰	B	۳۷	A	-۱۳	A
۱۲	اسکو	۱۵۰۰	C	۳۹	A	-۱۹,۵	A
۱۳	اسلام آباد غرب	۱۳۵۵	B	۴۲	B	-۱۸	A
۱۴	اندیمشک	۸۵	A	۵۲	D	-۶,۵	A
۱۵	اهر	۱۱۵۷	B	۳۹,۵	A	-۲۲	B
۱۶	ایلام	۱۳۱۹	B	۴۷	C	-۱۵	A
۱۷	بابل	۲	A	۴۱	B	-۶	A
۱۸	بارنیشابور	۱۵۲۰	C	۳۸,۵	A	-۲۵	B
۱۹	بافت	۲۲۵۰	D	۳۸	A	-۲۰	A
۲۰	بجنورد	۱۰۷۴	B	۴۲,۳	B	-۲۳	B
۲۱	برازجان	۱۳۰	A	۵۲	D	۲	A
۲۲	بروجرد	۱۶۰۰	C	۴۱	B	-۲۲	B
۲۳	بندر ترکمن	-۱۰	A	۳۹	A	-۵,۵	A
۲۴	بندر شرفخانه	۱۳۰۲	B	۳۵,۸	A	-۱۳,۵	A
۲۵	بندر ماهشهر	۳	A	۵۲	D	-۳,۵	A
۲۶	بهبهان	۳۰۰	A	۵۱	D	-۶	A
۲۷	بهشهر	۳	A	۴۱	B	-۵,۵	A
۲۸	بیجار	۱۹۴۰	C	۴۱,۵	B	-۳۸	C
۲۹	تربت جام	۸۴۵	A	۴۱,۷	B	-۱۵,۵	A

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۵۴: اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی

ردیف	نام شهر	ارتفاع از سطح دریا (متر)	گروه	پیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه
۳۰	تفرش	۱۸۷۸	C	۳۹	A	-۲۳,۵	B
۳۱	تویسرکان	۱۷۸۰	C	۴۰	A	-۲۰	A
۳۲	جزیره خارک	۳	A	۴۶	C	۶	A
۳۳	جزیره قشم	۳۱	A	۴۹	C	۹,۴	A
۳۴	جزیره کیش	۳۰	A	۴۵	C	۹	A
۳۵	جلفا	۷۰۴	A	۴۴	B	-۲۰	A
۳۶	جهرم	۹۸۵	A	۴۵	C	-۷	A
۳۷	جیرفت	۶۳۵	A	۴۹	C	-۵	A
۳۸	حمیدیه	۵۳	A	۵۰	D	-۱	A
۳۹	خاش	۱۴۰۰	B	۴۴	B	-۹,۶	A
۴۰	خرم آباد تنکابن	۵۰	A	۳۸	A	-۳,۸	A
۴۱	خرمشهر	۵	A	۴۹,۵	C	-۵	A
۴۲	خنداب	۱۹۲۰	C	۴۵	C	-۳۱,۵	C
۴۳	خوانسار	۲۳۰۰	D	۳۶,۵	A	-۱۵,۵	A
۴۴	خوربیا بانک	۸۵۰	A	۴۸	C	-۱۱	A
۴۵	داراب	۱۱۵۰	B	۴۶	C	-۵	A
۴۶	دامغان	۱۱۷۰	B	۴۲	B	-۱۱,۵	A
۴۷	درود	۱۴۰۲	B	۴۱	B	-۲۳	B
۴۸	دشت آزادگان	۴۸	A	۴۸	C	-۶,۵	A
۴۹	دماوند	۲۰۵۰	D	۳۶,۵	A	-۲۱,۵	B
۵۰	رامهرمز	۲۰۰	A	۵۲	D	-۳	A
۵۱	رفسنجان	۱۴۶۹	B	۴۲	B	-۹,۵	A
۵۲	رودبار	۲۸۰	A	۴۳	B	-۶	A
۵۳	زرنده کرمان	۱۶۶۳	C	۴۱,۸	B	-۱۲,۴	A
۵۴	ساوه	۱۱۶۷	B	۴۷	C	-۱۰	A
۵۵	سد ارس	۸۱۶	A	۴۵	C	-۱۷,۵	A
۵۶	سد دز	۵۲۵	A	۴۷	C	-۱۰,۵	A
۵۷	سد کرج	۱۵۸۸	C	۳۷	A	-۱۲,۵	A

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

پ ۱

پ ۲

پ ۳

پ ۴

پ ۵

پ ۶

پ ۷

پ ۸

پ ۹

پ ۱۰

پ ۱۱

اینفو

مراجع

اعضاء

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۵۴: اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی

ردیف	نام شهر	ارتفاع از سطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه
۵۸	سراب	۱۶۵۰	C	۳۹,۵	A	-۲۸,۵	B
۵۹	سرخس	۲۲۵	A	۴۵,۴	C	-۲۱,۴	B
۶۰	سرعین	۱۷۵۰	C	۳۶,۵	A	-۲۱,۵	B
۶۱	سلماس	۱۲۶۲	B	۳۷,۵	A	-۲۸	B
۶۲	سیاه بیشه	۱۹۸۰	C	۱۶	A	-۱۶	A
۶۳	شوش	۱۱۲	A	۵۰,۵	D	-۲,۵	A
۶۴	شوشتر	۱۵۰	A	۵۲,۵	D	-۶	A
۶۵	شیروان	۱۳۹۲	B	۴۰,۵	B	-۲۲	B
۶۶	طوق مشهد	۱۰۳۴	B	۴۰,۴	B	-۲۴	B
۶۷	طوس فردوس	۱۰۴۰	B	۴۲,۵	B	-۳۰,۵	C
۶۸	فردوس	۱۲۹۰	B	۴۴,۴	B	-۱۶	A
۶۹	فریدن	۲۲۰۰	D	۳۶,۵	A	-۳۰	C
۷۰	فریمان	۱۴۱۱	B	۳۸	A	-۲۲,۵	B
۷۱	فولادشهر	۱۶۶۵	C	۴۰,۵	B	-۱۴,۵	A
۷۲	فومن	-۱۰	A	۳۹	A	-۵	A
۷۳	فیروز آباد (خلخال)	۱۰۹۰	B	۴۲,۵	B	-۳۷,۵	C
۷۴	فیروز آباد (فارس)	۱۳۰۰	B	۴۶,۵	C	-۵,۵	A
۷۵	فیروزکوه	۱۹۲۲	C	۳۹	A	-۲۶	B
۷۶	قائم شهر	۵۰	A	۴۳	B	-۶,۵	A
۷۷	قصر شیرین	۳۰۰	A	۴۷	C	-۸	A
۷۸	قم	۹۲۸	A	۴۵	C	-۱۰	A
۷۹	قمشه	۱۷۰۰	C	۳۹,۵	A	-۱۲,۵	A
۸۰	قوچان	۱۳۲۰	B	۴۱,۵	B	-۲۶	B
۸۱	کازرون	۷۵۵	A	۴۸,۵	C	-۴	A
۸۲	کاشمرولی آباد	۱۰۶۰	B	۴۲,۶	B	-۸	A
۸۳	گچساران	۷۰۹	A	۴۸	C	-۳,۶	A
۸۴	گرمسار	۸۵۱	A	۴۵	C	-۲۳	B
۸۵	گلپایگان	۲۰۴۴	D	۳۸	A	-۲۹	B

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

۲۸

۲۹

۳۰

۳۱

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع

ادامه جدول ۵۴: اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی

ردیف	نام شهر	ارتفاع از سطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه
۸۶	گنبدقابوس	۱۵۰	A	۴۴,۶	B	-۶,۳	A
۸۷	گناباد	۱۱۵۰	B	۴۷	C	-۱۷	A
۸۸	لار فارس	۹۰۰	A	۴۶,۲	C	۱	A
۸۹	لاهیجان	-۲	A	۳۷,۵	A	-۴	A
۹۰	لوشان	۵۵۰	A	۴۴,۵	B	-۲	A
۹۱	ماکو	۱۶۳۴	C	۳۹,۵	A	-۱۷	A
۹۲	محمودآباد ساری	۱۱۸	A	۴۴	B	۰	A
۹۳	محلات	۱۷۴۷	C	۳۸	A	-۸	A
۹۴	مراغه	۱۴۲۰	B	۴۱	B	-۲۱	B
۹۵	مرند	۱۴۲۰	B	۴۱	B	-۲۰	A
۹۶	مرودشت	۱۶۰۳	C	۴۲,۵	B	-۸,۵	A
۹۷	مریوان	۱۳۷۰	B	۴۱	B	-۲۳,۵	B
۹۸	مسجد سلیمان	۳۶۲	A	۴۹	C	-۱	A
۹۹	ملایر	۱۷۴۰	C	۳۹	A	-۱۹,۵	A
۱۰۰	منجیل	۳۵۰	A	۴۲	B	-۱۷	A
۱۰۱	مهاباد	۱۴۰۰	B	۴۲	B	-۲۳	B
۱۰۲	میاندوآب	۱۳۱۴	B	۴۱	B	-۲۵,۵	B
۱۰۳	میانه	۱۱۰۰	B	۴۵,۲	C	-۲۱	B
۱۰۴	میناب	۳۰	A	۵۰	D	۱	A
۱۰۵	نابین	۱۶۰۰	C	۴۱,۸	B	-۱۰,۵	A
۱۰۶	نصف آباد	۱۳۵۰	B	۴۰,۵	B	-۱۳	A
۱۰۷	نورآباد ممسنی	۹۰۰	A	۴۶	C	-۱,۵	A
۱۰۸	نوشهر	-۲	A	۳۵	A	-۷	A
۱۰۹	نهاد	۱۷۴۰	C	۳۹	A	-۲۰	A
۱۱۰	نهبندان	۱۳۲۵	B	۴۵,۵	C	-۷,۱	A
۱۱۱	نیشابور	۱۳۵۰	B	۴۲	B	-۱۹	A
۱۱۲	هفت تپه	۸۰	A	۵۰,۵	D	-۲,۸	A

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱۲

۱۳

۱۴

۱۵

۱۶

۱۷

۱۸

۱۹

۲۰

۲۱

۲۲

۲۳

۲۴

۲۵

۲۶

۲۷

۲۸

۲۹

۳۰

۳۱

۳۲

۳۳

۳۴

۳۵

۳۶

۳۷

۳۸

۳۹

۴۰

۴۱

۴۲

۴۳

۴۴

۴۵

۴۶

۴۷

۴۸

۴۹

۵۰

۵۱

۵۲

۵۳

۵۴

۵۵

۵۶

۵۷

۵۸

۵۹

۶۰

۶۱

۶۲

۶۳

۶۴

۶۵

۶۶

۶۷

۶۸

۶۹

۷۰

۷۱

۷۲

۷۳

۷۴

۷۵

۷۶

۷۷

۷۸

۷۹

۸۰

۸۱

۸۲

۸۳

۸۴

۸۵

۸۶

۸۷

۸۸

۸۹

۹۰

۹۱

۹۲

۹۳

۹۴

۹۵

۹۶

۹۷

۹۸

۹۹

۱۰۰

۱۰۱

۱۰۲

۱۰۳

۱۰۴

۱۰۵

۱۰۶

۱۰۷

۱۰۸

۱۰۹

۱۱۰

۱۱۱

۱۱۲

۱۱۳

۱۱۴

۱۱۵

۱۱۶

۱۱۷

۱۱۸

۱۱۹

۱۲۰

۱۲۱

۱۲۲

۱۲۳

۱۲۴

۱۲۵

۱۲۶

۱۲۷

۱۲۸

۱۲۹

۱۳۰

۱۳۱

۱۳۲

۱۳۳

۱۳۴

۱۳۵

۱۳۶

۱۳۷

۱۳۸

۱۳۹

۱۴۰

۱۴۱

۱۴۲

۱۴۳

۱۴۴

۱۴۵

۱۴۶

۱۴۷

۱۴۸

۱۴۹

۱۵۰

۱۵۱

۱۵۲

۱۵۳

۱۵۴

۱۵۵

۱۵۶

۱۵۷

۱۵۸

۱۵۹

۱۶۰

۱۶۱

۱۶۲

۱۶۳

۱۶۴

۱۶۵

۱۶۶

۱۶۷

۱۶۸

۱۶۹

۱۷۰

۱۷۱

۱۷۲

۱۷۳

۱۷۴

۱۷۵

۱۷۶

۱۷۷

۱۷۸

۱۷۹

۱۸۰

۱۸۱

۱۸۲

۱۸۳

۱۸۴

۱۸۵

۱۸۶

۱۸۷

۱۸۸

۱۸۹

۱۹۰

۱۹۱

۱۹۲

۱۹۳

۱۹۴

۱۹۵

۱۹۶

۱۹۷

۱۹۸

۱۹۹

۲۰۰

۲۰۱

۲۰۲

۲۰۳

۲۰۴

۲۰۵

۲۰۶

۲۰۷

۲۰۸

۲۰۹

۲۱۰

۲۱۱

۲۱۲

۲۱۳

۲۱۴

۲۱۵

۲۱۶

۲۱۷

۲۱۸

۲۱۹

۲۲۰

۲۲۱

۲۲۲

۲۲۳

۲۲۴

۲۲۵

۲۲۶

۲۲۷

پیوست ۱۲ - اینفوگرافیک محاسبات الکتریکی

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه‌های توزیع



۱۲-مراجع:

- [۱]. استاندارد ترانسفورماتورهای روغنی، مشخصات فنی، شماره ۶۷۷۰، موسسه استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران، ۱۳۸۰
- [۲]. دستورالعمل الزامات و معیارهای فنی و آزمونهای تابلوهای فشار ضعیف پست برای نصب در فضای آزاد، شرکت توانیر، اسفند ۱۳۹۵
- [3]. IEC-60038-standard voltages-2009
- [4]. IEC-60076-7-guide for mineral-oil-immersed power transformers-2018
- [5]. مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشار متوسط و ضعیف، نشریه شماره ۳۷۴، سازمان برنامه و بودجه کشور، شرکت توانیر، ۱۳۸۶
- [6]. مشخصات عمومی و اجرایی پست های هوایی و زمینی ۲۰ و ۳۳ کیلوولت، نشریه شماره ۳۷۵، سازمان برنامه و بودجه کشور، شرکت توانیر، ۱۳۸۶
- [۷]. طبقه بندی شرایط اقلیمی و محیطی، معاونت برنامه ریزی و نظارت راهبردی ریاست جمهوری، ۱۳۸۷
- [۸]. استاندارد اجرایی پست های توزیع زمینی ۲۰ کیلوولت، جلد اول، معاونت تحقیقات و تکنولوژی دفتر استاندارد شرکت توانیر، ۱۳۷۴
- [۹]. استاندارد اجرایی پست های توزیع زمینی ۲۰ کیلوولت، جلد سوم، معاونت تحقیقات و تکنولوژی دفتر استاندارد شرکت توانیر، ۱۳۷۴
- [۱۰]. استاندارد ترانسفورماتورهای نوع روغنی -جلد اول-معاونت تحقیقات و تکنولوژی دفتر استاندارد شرکت توانیر، ۱۳۷۵
- [11]. IEC-60364-5-52-Selection and erection of electrical equipment-wiring system-2001-2008
- [۱۲]. استاندارد اجرایی پست های توزیع زمینی ۳۳ کیلوولت، معاونت تحقیقات و تکنولوژی دفتر استاندارد شرکت توانیر، تیر ماه ۱۳۷۴

۱۳- اعضاء تدوین کننده دستور العمل به ترتیب الفبا:

ردیف	نام و نام خانوادگی	نام شرکت متبوع
۱	جناب آقای مهندس عباس احمدوند	شرکت توزیع نیروی برق استان البرز
۲	جناب آقای دکتر حامد احمدی	شرکت توزیع نیروی برق استان تهران
۳	جناب آقای مهندس حسن الیاسی	شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان جنوبی
۴	جناب آقای مهندس میلاد بی‌آزار قادیکلانی	شرکت توانیر
۵	جناب آقای مهندس رضا انامقی	شرکت توزیع نیروی برق استان آذربایجان غربی
۶	سرکار خانم مهندس مهین تنبا	شرکت توزیع نیروی برق استان ایلام
۷	جناب آقای مهندس ساسان جباری	شرکت توزیع نیروی برق استان هرمزگان
۸	جناب آقای مهندس اشکان حجتی	شرکت مهندسين مشاور دانشمند
۹	جناب آقای مهندس مسعود رحمانی دهخوارقانی	شرکت توزیع نیروی برق تبریز
۱۰	جناب آقای مهندس هادی دوستی برحق	شرکت توزیع نیروی برق استان گیلان
۱۱	جناب آقای مهندس امید دیاریان	شرکت مهندسين مشاور دانشمند
۱۲	جناب آقای مهندس سالار رضایی مقدم	شرکت توزیع نیروی برق استان اردبیل
۱۳	جناب آقای مهندس محمد ساسانی	شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان
۱۴	جناب آقای مهندس سید حسن سعیدی	شرکت توزیع نیروی برق استان گیلان
۱۵	جناب آقای دکتر غلامرضا شقاقی شهر	شرکت توزیع نیروی برق استان البرز
۱۶	سرکار خانم مهندس بتول شیخ‌شعاعی	شرکت توزیع نیروی برق جنوب استان کرمان
۱۷	جناب آقای مهندس حسین شیروانی	شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان
۱۸	جناب آقای مهندس آرش طاهری	شرکت مهندسين مشاور دانشمند
۱۹	جناب آقای مهندس صالح عسگری	شرکت مهندسين مشاور دانشمند
۲۰	جناب آقای مهندس ابراهیم عقابی	شرکت توزیع نیروی برق استان آذربایجان غربی
۲۱	جناب آقای مهندس حمید علاقمندان	شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان
۲۲	جناب آقای مهندس کیانوش علی‌پور	شرکت توزیع نیروی برق استان گیلان
۲۳	جناب آقای دکتر مهیار قلی‌زاده	شرکت توانیر
۲۴	جناب آقای دکتر محی‌الدین گنجیان	شرکت توزیع نیروی برق استان مازندران
۲۵	جناب آقای مهندس حسین منصوری	شرکت توزیع نیروی برق استان زنجان

فهرست

شکل

جدول

پیشگفتار

۱

۲

۳

۴

۵

۶

۷

۸

۹

۱۰

۱۱

۱پ

۲پ

۳پ

۴پ

۵پ

۶پ

۷پ

۸پ

۹پ

۱۰پ

۱۱پ

اینفو

مراجع

اعضاء