شرکت توانیر
معاونت هماهنگی توزیع
دفتر مهندسی و راهبری شبکه

دستورالعمل محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه های توزیع

کد سند: TAV-112-04/00

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

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	تائید کننده	تصویب کننده
کمیته تخصصی طراحی شبکه های توزیع	مدیرکل دفتر مهندسی و راهبری شبکه مسعود صادقی خمامی	معاون هماهنگی توزیع غلامعلی رخشانی‌مهر
امضاء:	امضاء:	امضاء:

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

فهرست مطالب

عنوان _____ **صفحه**

پیشگفتار ۱
۱- مقدمه ۲
۲- هدف و دامنه کاربرد ۲
۳- محدوده اجرا ۳
٤- 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
۵-٤- شبکه فشار ضعیف ۳
۵-۵- ترانسفورماتور عمومی ۳
۵-٦- ترانسفورماتور اختصاصی ۳
۵-۷- تابلوی فشار ضعیف ۳
۵-۸- فیدر ۳
۵-۹- خط سرویس ٤
۵-۱۰- مشترک ٤
۵-۱۱-رینگ ٤
۵-۱۲- تقاضا ٤
۵-۱۳- محدوده زمانی تقاضا ٤
۵-۱٤- پیک بار (حداکثر تقاضا) ٤
۵-۱۵- ضریب بار ٤

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

فهرست مطالب

عنوان _____ **صفحه**

۵-۱۶- ضریب تقاضا ٤
۵-۱۷- ضریب همزمانی ٤
۵-۱۸- ضریب غیر همزمانی ٤
۵-۱۹- ضریب بهره برداری ٤
۵-۲۰- ضریب قدرت ۵
۵-۲۱- ظرفیت جریانی ۵
۵-۲۲- ظرفیت تصحیح شده هادی ۵
۵-۲۳- ضریب تصحیح بارگذاری هادی ۵
۵-۲٤- دیماند الکتریکی ۵
۵-۲۵- تراکم بار ۵
۵-۲٦- 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 ٦
۵-۳۲- ظرفیت تصحیح شده ترانسفورماتور ٦
۵-۳۳- دمای محیط ٦
۵-۳٤- ضریب تصحیح ارتفاع (K_H) ٦
۵-۳۵- ضریب تصحیح دما (K_t) ٦
۵-۳٦- اعوجاج هارمونیکی کل Total Harmonic Distortion (THD) ٦

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

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

۵-۳۷- ضریب هارمونیک (K) ٦
۵-۳۸- ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی(K_{THD}) ٦
٦- جدول راهنمای دستورالعمل ۷
۷- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار متوسط ۱۲
۷-۱- مقدمه ۱۲
۷-۲- حداکثر توان انتقالی فیدرهای فشار متوسط ۱۲
۷-۳- حداکثر افت ولتاژ در نقاط تقاضا ۱۲
۷-٤- پیش بینی حداکثر توان پستهای فوق توزیع ۱۲
۷-۵- تعویض شاخه و بازیابی(Restoration) فیدر ۱۳
۷-٦- پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط ۱۳
۷-۷-معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار متوسط ۱۳
۸- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی پستهای توزیع ۲۱
۸-۱- مقدمه ۲۱
۸-۲- بررسی ناحیه تحت پوشش پستهای موجود در زمان نیاز به پست جدید ۲۱
۸-۳- امکان انجام مانور و تعیین نقاط استقرار بهینه پستها و فیدرهای فشار ضعیف ۲۱
۸-٤- معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی پست های توزیع ۲۲
۸-۵- بارگذاری در پستهای توزیع هوایی و زمینی ۲۲
۸-۵-۱-شرایط استاندارد در بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع روغنی ۲۲
۸-۵-۲- ضرایب تصحیح برای تعیین Soperation ۲۳
۸-۵-۲-۱- ضریب تصحیح ارتفاع K_H ۲٤
۸-۵-۲-۲-ضریب تصحیح دما K_t ۲٤

فهرست مطالب

عنوان _____ صفحه

۸-۵-۲-۳- 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 ۲۵
۸-۸- کلاس حرارتی در پست های پیش ساخته ۲۶
۸-۹- اضافه بارگذاری مجاز پستهای توزیع بر اساس استانداردIEC ۲۷
۸-۹-۱- تعیین درجه حرارت داخل ترانسفورماتور ۲۷
۸-۹-۲- تعیین درجه حرارت نقطه‌ی داغ سیم پیچی ترانسفورماتور در شرایط بار و دمای متغیر محیط ۲۹
۸-۹-۳- محاسبه نرخ پیری نسبی ترانسفورماتور ۳۲
۸-۹-۴- محاسبه عمر از دست رفته ترانسفورماتور ۳۳
۸-۹-۵- مثال کاربردی محاسبه و ارائه ی داده‌های اضافه بار ۳۴
۸-۱۰- محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور های توزیع ۳۶
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 ۳۷
۸-۱۰-۱-۳- مشترک دیماندی(خصوصی) ۳۸
۸-۱۰-۲- محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور موجود ۴۰
۸-۱۰-۲-۱- بهینه سازی و تقویت ترانسفورماتور موجود ۴۰
۸-۱۰-۲-۲- تقویت درمناطق دارای مشترکین قبلی ۴۱
۸-۱۰-۳- جابجایی ترانسفورماتور موجود ۴۳
۸-۱۱- کابلهای ارتباطی ترانسفورماتور به تابلو و سایز تابلو ۴۳

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

۹- الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار ضعیف ٤٦
۹-۱- مقدمه ٤٦
۹-۲- توان انتقالی فیدرهای فشار ضعیف ٤٦
۹-۳- توان پست های توزیع ٤٦
۹-٤- حداکثر افت ولتاژ در محل تقاضا ٤٦
۹-۵- تعویض شاخه و بازیابی فیدر فشار ضعیف ٤٦
۹-٦- پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف ٤٧
۹-۷-معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی فشار ضعیف ٤٧
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- استهلاک سرمایه ۵۷
۱۱-۲- مقایسه و انتخاب طرح ها بر اساس مدت زمان بازگشت سرمایه ۵۸
پیوست ۱ – عمده اهداف تهیه طرحها ٦۲
پیوست ۲- ماتریس طراحی عمده طرح های شبکه های توزیع ٦۵
پیوست ۳ – مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار متوسط هوایی ۷۱
پیوست ٤ – مثالهای کاربردی در محاسبات ظرفیت ترانسفورماتور ۷۸
پیوست ۵ – مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار ضعیف ۹۱
پیوست ٦ – نمودار برآورد مسافت بر اساس آمپر به ولت برای هادیهای شبکه فشار متوسط ۱۱۳

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 ۱۵٤
پیوست ۱۰– جداول حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی ۱۵۷
پیوست ۱۱ – جداول ارتفاع از سطح دریا و دما مناطق کشور ۱٦۵
پیوست ۱۲ – اینفوگرافیگ محاسبات الکتریکی ۱۷۳
۱۲– مراجع ۱۷۵
۱۳–اعضاء تدوین کننده دستور العمل به‌ترتیب الفبا ۱۷٦

فهرست شکل ها

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 ٤ : آرایش شعاعی حلقه باز پست ها و فیدرهای فشار ضعیف..... ۲۲
شکل ٥: نمودار کلاس حرارتی پست پیش ساخته نوع خشک و روغنی..... ۲٦
شکل ٦ : نمودار حرارتی ترانسفورماتور..... ۲۸
شکل ۷ : نمودار تغییرات نرخ پیری عایق ترانسفورماتور برحسب دما..... ۳۲
شکل ۸ : فلوچارت محاسبه‌ی اضافه بارگذاری بر روی ترانسفورماتور..... ۳٦
شکل ۹ : روند نمای احداث پست های توزیع..... ۳۹
شکل ۱۰ : روند نمای تقویت پست های توزیع..... ٤۲
شکل ۱۱ : روند نمای احداث فیدر جدید در شبکه فشار ضعیف هوایی و زمینی..... ٥۳
شکل ۱۲ : روند نمای احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود در شبکه های فشار ضعیف هوایی و زمینی ... ٥٤
شکل ۱۳ : روند نمای افزایش مشترکین جدید برروی شبکه موجود در شبکه های فشار ضعیف هوایی و زمینی .. ٥٥
شکل ١٤ : روند نمای پیش بینی نقاط مانوری یا تعادل بار در شبکه فشار ضعیف هوایی و زمینی..... ٥٦
شکل ۱٥ : نمودار برآورد مسافت سیم فاکس..... ۱۱٥
شکل ۱٦ : نمودار برآورد مسافت سیم مینک..... ۱۱٦
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 ٥۰..... ۱۲٤
شکل ۲۳ : نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۹٥..... ۱۲۸
شکل ٢٤ : 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..... ۱٤
جدول ۳ :هادیهای و کابلهای مورد استفاده در شبکه فشار متوسط..... ۲۰
جدول ٤ :مشخصات هواکش مورد استفاده در پست های زمینی..... ۲۳
جدول ٥ :مقادیر استاندارد و حداکثر ولتاژ مجاز در شبکه توزیع..... ۲٥
جدول ٦ :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 بند۸-۹-٥..... ۳٥
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..... ٤۰
جدول ۱۲ :پارامترهای ورودی برای محاسبات تقویت ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر..... ٤۰
جدول ۱۳ :پارامترهای ورودی برای محاسبات دارای مشترکین قبلی..... ٤۱
جدول ١٤ : محاسبه و گزینش کابل ارتباطی ترانس به تابلو..... ٤٤
جدول ۱٥ پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار ضعیف..... ٤۸
جدول ١٦- هادیهای مورد استفاده در شبکه های فشار ضعیف..... ٥۲
جدول ۱۷ :مقایسه و انتخاب طرحها براساس مدت زمان بازگشت سرمایه..... ٥۸
جدول ۱۸ :عمده اهداف تهیه طرحها..... ٦۳
جدول ۱۹: ماتریس طراحی عمده طرحهای شبکه های توزیع..... ٦٦
جدول ۲۰ : پارامترهای ورروردی برای محاسبات کاهش ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر..... ۱۱۱
جدول ۲۱ :جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار۵۰..... ۱۲٥
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 ۹٥..... ۱۲۹
جدول ٢٤ :جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار..... ۱۳۱
جدول ۲٥ :ضریب تصحیح برای عمق دفن کابل (تا مرکز کابل یا مرکز گروه مثلثی کابل) [٥]..... 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 ۷cm) [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 ۷cm) [۵]..... ۱۴۴
جدول ۳۰ :ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های سه رشته ای نصب شده در زمین (فاصله فازها ۷cm) [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 ٤٣ :جدول جریان قابل حمل توسط کابل مسی pvc بدون زره با ولتاژ ۱/۰,٦ کیلو ولت[٥] ١٥٣
جدول ٤٤ :جدول جریان قابل حمل توسط کابل آلومینیومی pvc بدون زره با ولتاژ ۱/۰,٦ کیلوولت[٥] ١٥٣
جدول ٤٥ :ضریب کاهشی جریان هارمونیکی در کابل های ٤ یا ٥ رشته ای ١٥٦
جدول ٤٦ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی ترانسفورماتور در کنار تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف[٨] ١٥٨
جدول ٤٧ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی و دو ترانسفورماتور در کنار تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف[٨] ١٥٩
جدول ٤٨ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با ترانسفورماتور در طبقه همکف و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط ١٦٠
جدول ٤٩ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با ترانسفورماتور در طبقه فوقانی و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط ١٦١
جدول ٥٠ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با دو ترانسفورماتور در طبقه همکف و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط ١٦٢
جدول ٥١ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با دو ترانسفورماتور در طبقه فوقانی و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط[٨] ١٦٣
جدول ٥٢ :حداکثر بارگذاری ترانسفورماتور مورد استفاده در پست های رو زمینی ۰,٤/۳۳ کیلوولت[٨] ١٦٤
جدول ٥٣ :اطلاعات محیطی ایستگاه های سینوپتیک[١] ١٦٦
جدول ٥٤ : اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی[١] ١٦٩

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

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 مهندسین مشاور دانشمند و راهبری حوزه معاونت مهندسی دفتر مهندسی و راهبری 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 نشت‌های 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.

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

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 وضعیف، 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 وهزینه 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 قرارداده 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-111-02/00و برای مطالعات شبکه های توزیع دستورالعمل شماره TAV-111-03/00 توسط دفتر مهندسی و راهبری شبکه شرکت توانیر ابلاغ شده است.

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

۳- محدوده اجرا

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

٤- 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

۵-۱- 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 می نماید

۵-۲- سیستم توزیع

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

۵-۳- شبکه فشار متوسط

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

۵-٤- شبکه فشار ضعیف

به کلیه خطوط هوایی یا زمینی و سایر تأسیساتی گفته می شود که برای توزیع نیرو از پست های عمومی توزیع در معابر و گذرگاه‌های عمومی دایر، و معمولا از طریق جعبه انشعاب و خطوط سرویس یا به طور مستقیم به مشترکین برق رسانی می نمایند.

۵-۵- ترانسفورماتور عمومی

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

۵-٦- ترانسفورماتور اختصاصی

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

۵-۷- تابلوی فشار ضعیف

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

۵-۸- 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.

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

۵-۹- خط سرویس

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

۵-۱۰- مشترک

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

۵-۱۱-رینگ

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

۵-۱۲- تقاضا

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

۵-۱۳- محدوده زمانی تقاضا

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

۵-۱٤- پیک بار (حداکثر تقاضا)

بار واقعی با تقاضای توان الکتریکی در یک دوره زمانی ساعت به ساعت تغییر می کند، ولی در یک نقطه به حداکثر مقدار خود می رسد که آن را تقاضای حداکثر می نامند.

۵-۱۵- 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.

۵-۱٦- ضریب تقاضا

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

۵-۱۷- ضریب همزمانی

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

۵-۱۸- ضریب غیر همزمانی

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

۵-۱۹- ضریب بهره برداری

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

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

۵-۲۰- ضریب قدرت

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

۵-۲۱- ظرفیت جریانی

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

۵-۲۲- ظرفیت تصحیح شده هادی

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

۵-۲۳- 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.

۵-۲۴- دیماند الکتریکی

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

۵-۲۵- تراکم بار

متوسط بار مصرفی در هر متر مربع را تراکم بار می گویند.

۵-۲۶- مصرف متوسط

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

۵-۲۷- ضریب تلفات

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

۵-۲۸- 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.

۵-۲۹- میزان بارگذاری نرمال ترانسفورماتور

میزان بارگذاری برای ترانسفورماتور نرمال تلقی می گردد، 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.

۵-۳۰- میزان بارگذاری کوتاه مدت اضطراری ترانسفورماتور

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

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

۵-۳۱- 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.

۵-۳۲- ظرفیت تصحیح شده ترانسفورماتور

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

۵-۳۳- 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.

۵-۳٤- ضریب تصحیح ارتفاع (K_H)

در صورتی که ارتفاع نصب ترانسفورماتور (H) بیشتر از شرایط طراحی اولیه آن باشد (بالاتر 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.

۵-۳۵- 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.

۵-۳٦- اعوجاج هارمونیکی 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.

۵-۳۷- ضریب هارمونیک (K)

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

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

درصورتی که THD جریان شبکه در محدوده مجاز نباشد (بالاتر از ۵درصد)، 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.

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

٦- جدول راهنمای دستورالعمل

جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
۱	تعاریف	تعاریف	۵	۵-۱ تا ۵-۳۸	۳-٦
۲	الزامات محاسبات الکتریکی در طراحی شبکه فشار متوسط	حداکثر توان انتقالی فیدرهای فشار متوسط	۷	۷-۲	۱۲
		حداکثر افت ولتاژ در نقاط تقاضا		۷-۳	۱۲
		پیش بینی حداکثر توان پستهای فوق توزیع		۷-٤	۱۲
		تعویض شاخه و بازیابی (*Restoration*) فیدر		۷-۵	۱۳
		پارامترهای ورودی و خروجی در محاسبات الکتریکی فیدرهای فشار متوسط		۷-٦	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	۸-۲	۲۱
		امکان انجام مانور و تعیین نقاط استقرار بهینه پستها و فیدرهای فشار ضعیف		۸-۳	۲۱
		معیار ارزیابی و پذیرش محاسبات الکتریکی پست های توزیع		۸-٤	۲۲
		بارگذاری در پستهای توزیع هوایی و زمینی		۸-۵	۲۲
		شرایط استاندارد در بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع روغنی		۸-۵-۱	۲۲
		ضرایب تصحیح برای تعیین *soperation*		۸-۵-۲	۲۳
		ضریب تصحیح ارتفاع K_H		۸-۵-۲-۱	۲٤
		ضریب تصحیح دما K_t		۸-۵-۲-۲	۲٤
		ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی K_{THD}		۸-۵-۲-۳	۲۵
		حداکثر ولتاژ شبکه در زمان بارگذاری ترانسفورماتور		۸-٦	۲۵
		بارگذاری در ترانسفورماتورهای خشک		۸-۷	۲۵
		کلاس حرارتی در پست های پیش ساخته		۸-۸	۲٦
		اضافه بارگذاری مجاز پستهای توزیع بر اساس استاندارد *IEC*		۸-۹	۲۷
		تعیین درجه حرارت داخل ترانسفورماتور		۸-۹-۱	۲۷
		تعیین درجه حرارت نقطه ی داغ سیم پیچی ترانسفورماتور در شرایط بار و دمای متغیر محیط		۸-۹-۲	۲۹
		تعریف پارامترهای فرمول های حرارتی ترانسفورماتور		۸-۹-۲-۱	۳۰

ادامه جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

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

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

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

ادامه جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
٦	محاسبات اقتصادی	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	عمده اهداف تهیه طرحها	گزینه های طراحی متناسب با اهداف تهیه طرح	پیوست ۱	-	٦۲
۸	ماتریس طراحی عمده طرحهای شبکه توزیع	اطلاعات و محاسبات مورد نیاز در انواع مختلف طرح های توزیع	پیوست ۲	-	٦۵
۹	مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار متوسط هوایی	محاسبات طرح برقرسانی با احداث فیدر به متقاضی جدید	پیوست ۳	-	۷۲
		احداث انشعاب جدید بر روی شبکه موجود جهت تغذیه متقاضی جدید		-	۷٤
		بهینه سازی و افزایش ظرفیت شبکه موجود		-	۷٦
۱۰	مثالهای کاربردی در محاسبات ظرفیت ترانسفورماتور	محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید (برقرسانی در یک منطقه بدون مشترکین قبلی)	پیوست ٤	-	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		-	۸٤
		محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید (مشترک دیماندی(خصوصی))		-	۹۰
۱۱	مثالهای کاربردی در احداث و بهینه سازی شبکه های فشار ضعیف	احداث فیدر جدید (مشترکین جدید)	پیوست ۵	-	۹۲
		احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود		-	۹٦
		افزایش مشترکین بر روی شبکه موجود		-	۱۰۰
		بهینه سازی فیدرهای موجود شبکه فشار ضعیف		-	۱۰۵

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

ادامه جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
۱۲	نمودار برآورد مسافت بر اساس آمپر به ولت برای هادیهای شبکه فشار متوسط	سیم فاکس (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)	پیوست ٦	–	۱۱۵
		سیم فاکس (بار متمرکز در انتهای خط)			
		سیم مینک (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۱٦
		سیم مینک (بار متمرکز در انتهای خط)			
		سیم مینک روکشدار(بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		—	۱۱۷
		سیم مینک روکشدار (بار متمرکز در انتهای خط)			
		کابل خودنگهدار ۷۰ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۱۸
		کابل خودنگهدار ۷۰ (بار متمرکز در انتهای خط)			
		سیم هاینا(بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۱۹
		سیم هاینا (بار متمرکز در انتهای خط)			
		سیم هاینا روکشدار(بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۲۰
		سیم هاینا روکشدار (بار متمرکز در انتهای خط)			
		کابل خودنگهدار ۱۲۰ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۲۱
		کابل خودنگهدار ۱۲۰ (بار متمرکز در انتهای خط)			
		سیم لینکس (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۲۲
		سیم لینکس (بار متمرکز در انتهای خط)			
۱۳	نمودار برآورد مسافت بر اساس آمپر برای هادیهای شبکه فشار ضعیف	کابل خودنگهدار ۵۰ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)	پیوست ۷	—	۱۲٤
		کابل خودنگهدار ۵۰ (بار متمرکز در انتهای خط)			
		جدول شماره ۲۰ : جدول تلفات بر حسب کیلووات و بر اساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار۵۰		–	۱۲۵
		کابل خودنگهدار ۷۰(بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۲٦
		کابل خودنگهدار ۷۰ (بار متمرکز در انتهای خط)			
		جدول شماره ۲۱ : جدول تلفات بر حسب کیلووات و بر اساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۷۰		–	۱۲۷
		کابل خودنگهدار ۹۵ (بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۲۸
		کابل خودنگهدار ۹۵ (بار متمرکز در انتهای خط)			
		جدول شماره ۲۲: جدول تلفات بر حسب کیلووات و بر اساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار ۹۵		–	۱۲۹
		کابل خودنگهدار ۱۲۰(بار پراکنده و یکنواخت در طول خط)		–	۱۳۰
		کابل خودنگهدار ۱۲۰(بار متمرکز در انتهای خط)			
		جدول شماره ۲۳ : جدول تلفات بر حسب کیلووات و بر اساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار۱۲۰		–	۱۳۱

ادامه جدول ۱ : راهنمای دستورالعمل

ردیف	سرفصل	موضوع	بخش	بند	شماره صفحه
١٤	برخی از جداول کاربردی در محاسبات الکتریکی	برخی جداول مورد استفاده در محاسبات الکتریکی	پیوست ۸	–	۱۳۲
١٥	تأثیر هارمونیک جریانی در ظرفیت کابل در سیستم های سه فاز متعادل	محاسبه ظرفیت کابل با در نظر گرفتن تاثیر هارمونیک	پیوست ۹	–	١٥٤
١٦	جداول حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی	راهنمای بارگیری نرمال از پست های زمینی	پیوست ۱۰	–	۱۵۷
١٧	جداول ارتفاع از سطح دریا و دمای مناطق کشور	استخراج ضرایب تصحیح برای تعیین ظرفیت ترانسفورماتور	پیوست ۱۱	–	١٦٥
١٨	اینفو گرافیک محاسبات الکتریکی	اینفوگرافیگ دستور العمل	پیوست ۱۲	–	۱۷۳

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

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

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 شبکه‌های توزیع برای برق رسانی به مشترکین می‌باشد و طراحی مطلوب آن سبب پایداری شبکه و پوشش توسعه‌های 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 توسعه‌های 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 ٤ 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.

۷-٤- پیش بینی حداکثر توان پست‌های 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 فیدردر نظر گرفته شود.توضیح اینکه در برخی فیدرها میزان دیماند فروخته شده در حد تکمیل ظرفیت فیدر بوده ولی بدلیل غیر فعال بودن مشترکین بار فیدر در حد پایینی می باشد و در صورت فعالیت مجدد مشترک درحد دیماند خریداری شده، در صورتیکه بخشی از ظرفیت فیدر توسط مشترک دیگری اشغال شده باشد، ظرفیت فیدر و زیر ساخت پست‌های فوق توزیع جوابگو نمی‌باشد 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.

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

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 ظرفیت‌های اضطراری با در نظر گرفتن هزینه فایده و ملاحظات فنی اقدام گردد.

۷-٦- 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 هادی‌ها و کابل‌های 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 حاصلضرب جریان مجاز نامی هادی در ضرایب تصحیح شرایط محیطی شبکه می باشد، که باید رعایت شود.

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

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 -انتخاب سایز هادی -تعیین جریان هادی -تعیین جریان ابتدای فیدر -تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر -تعیین تلفات توان شبکه -تعیین سطح اتصال کوتاه -تعیین نقاط مانور با شبکه‌های مجاور در صورت امکان -پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی[1] -تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار -تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ،اضافه جریان و اضافه ولتاژ درصورت وجود
۲		فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست فوق توزیع (طول خط)	*	*	
۳		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	
٤		ضریب همزمانی مشترکین دیماندی[2]	*	*	
٥		ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط[3]	*	*	
٦		سطح اتصال کوتاه ابتدای فیدر (برای کابل‌ها مقادیر ماکزیمم و مینیمم انتهایی)	*	*	
۷		انتخاب نوع هادی، آرایش شبکه، ظرفیت جریان دهی آنها و تعیین افت ولتاژ مجاز	*	*	
۸		انتخاب روش نصب کابل ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله درصورت انتخاب کابل بعنوان هادی شبکه)	-	*	
۹		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح[4] با توجه به شرایط مختلف محیطی	-	*	
۱۰		بررسی امکان ایجاد قابلیت مانور	*	*	

۱ : مباحث حفاظت و قطع کننده¬ها در دستورالعمل حفاظت فنی شبکه¬های 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 همزمانی۰,۵ درنظر 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.

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

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 سایز هادی
۳		فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست فوق توزیع (طول خط)	*	*	-تعیین جریان هادی
٤		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	-تعیین جریان ابتدای فیدر
٥		ضریب همزمانی مشترکین دیماندی[۲]	*	*	-تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر
٦		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 [٤]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 درصورت وجود

۱ : مباحث حفاظت و قطع کننده¬ها در دستورالعمل حفاظت فنی شبکه¬های 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 همزمانی۰٫۵ درنظر 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.

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

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 سایز هادی
۳		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی موجود و توسعه پیش بینی شده (Kw)	*	*	-تعیین جریان هادی
٤		ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط [۳]	*	*	-تعیین جریان ابتدای فیدر
٥		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 [٤] 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 درصورت وجود

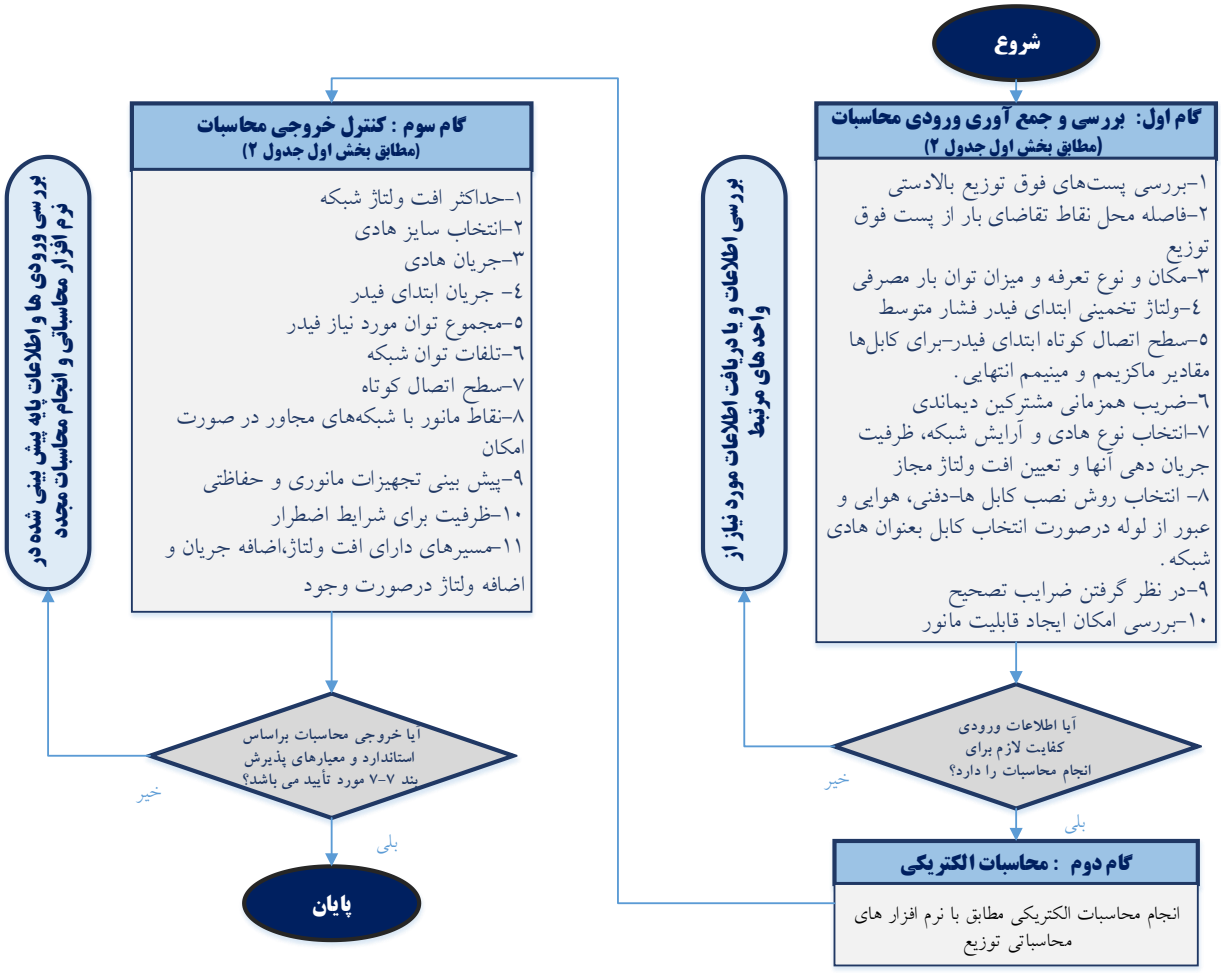
۱ : در خصوص افزایش ظرفیت هادی در کابل¬های دفنی عمدتاً کابل جدید در مجاور شبکه موجود احداث می گردد و بایستی شرایط احداث کابل جدید در آن مورد توجه قرار گیرد

۲ : مباحث حفاظت و قطع کننده¬ها در دستورالعمل حفاظت فنی شبکه¬های 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.

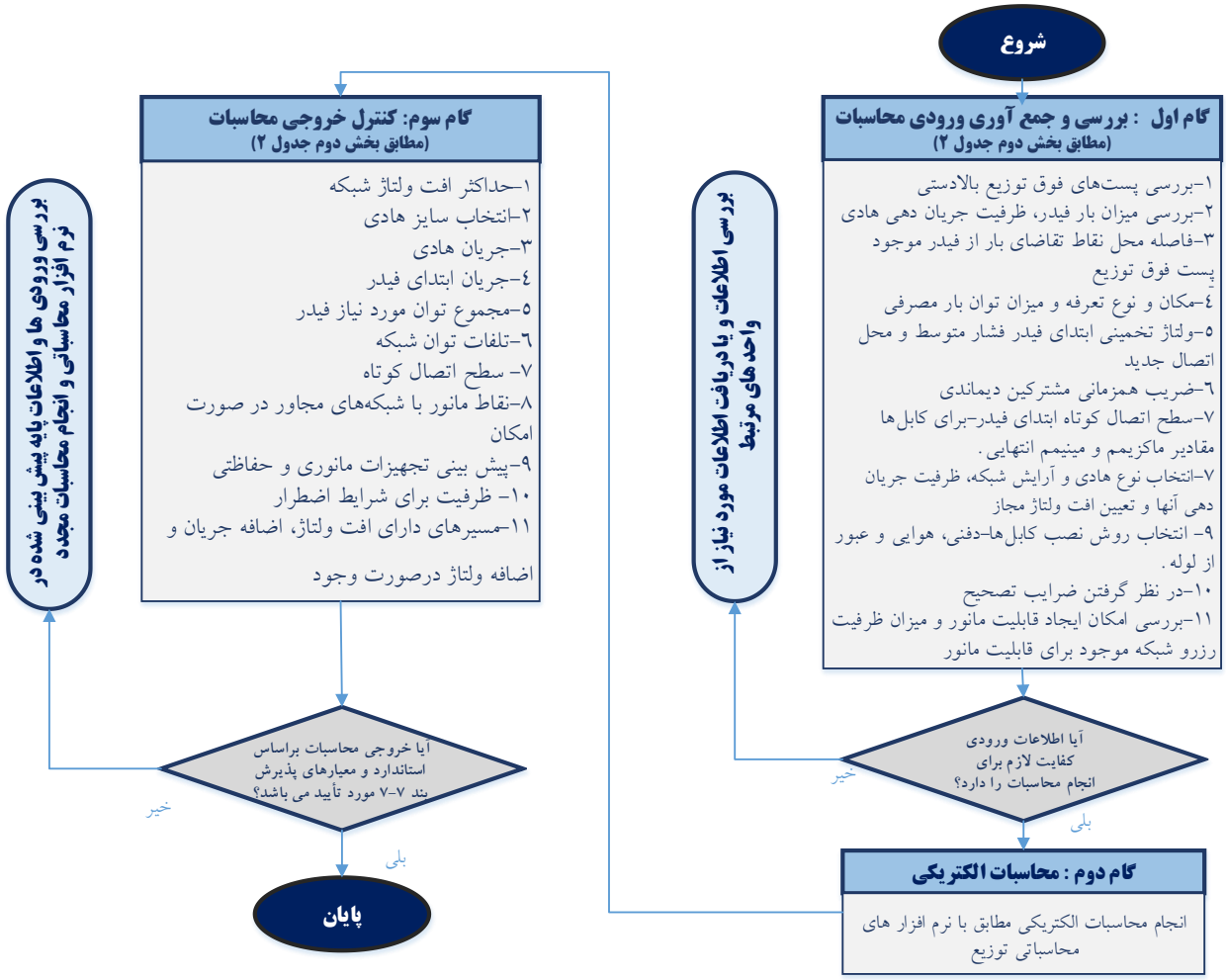
۴ : ضرایب تصحیح کابل‌ها شامل دما، همجواری و مقاومت حرارتی خاک می باشد که بایستی در زمان طراحی در نظر گرفته شود.

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



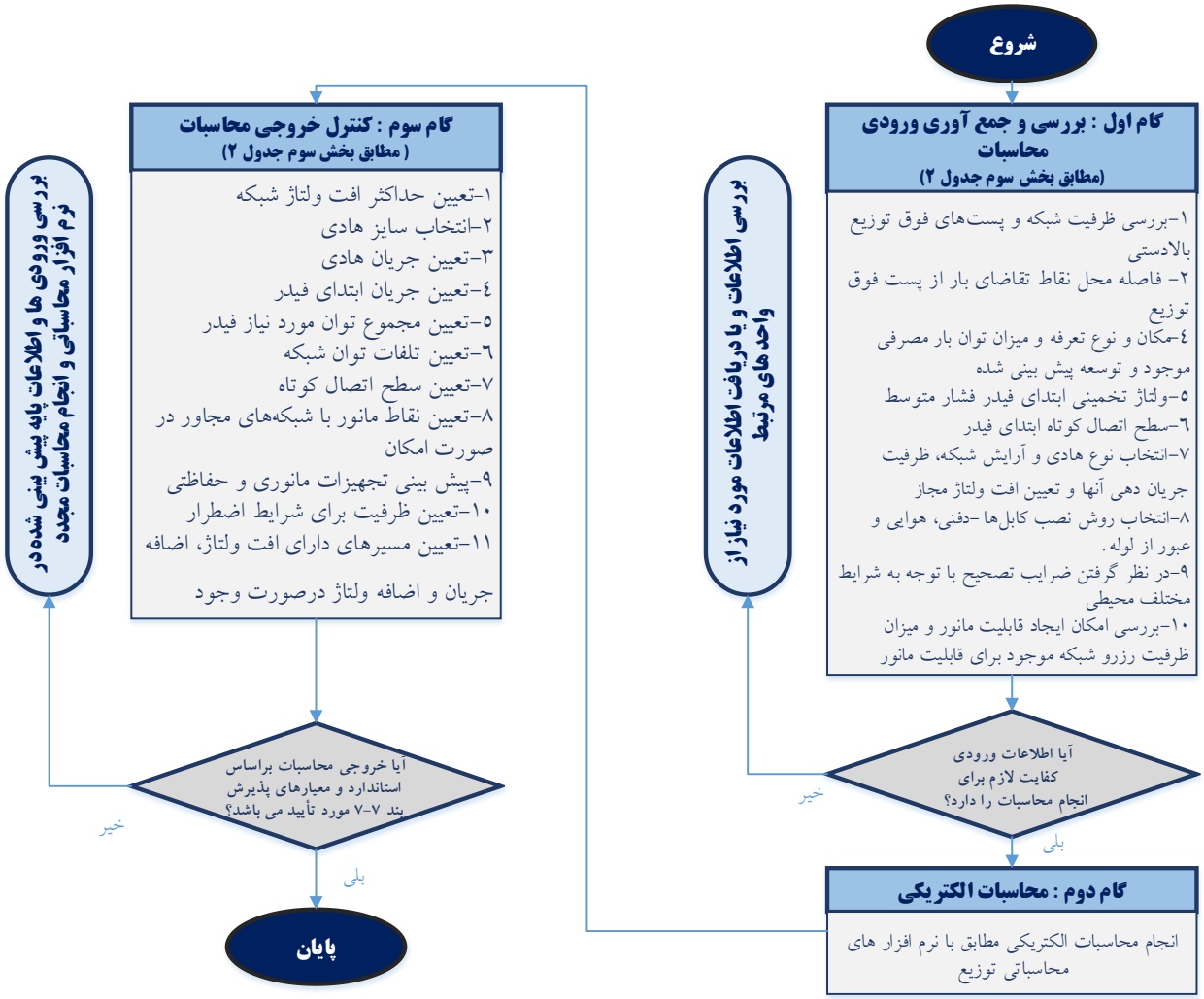
شکل ۱ : روند نمای احداث فیدر جدید در شبکه فشار متوسط هوایی و زمینی

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



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

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



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

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

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 جلوگیـــری 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
٤	کابل فاصله‌دار *ASC*	-عبور از رودخانه‌های عریض، اسـپن‌هـای بلند و یا دریاچه‌های مصنوعی پشت سد -امکان نصب در زیر خطوط ٦٣ کیلوولت -استفاده در مناطق شهری جهت کاهش حریم مجاز و باند حریم -اجرای چند مدار بر روی یک پایه
٥	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
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

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.

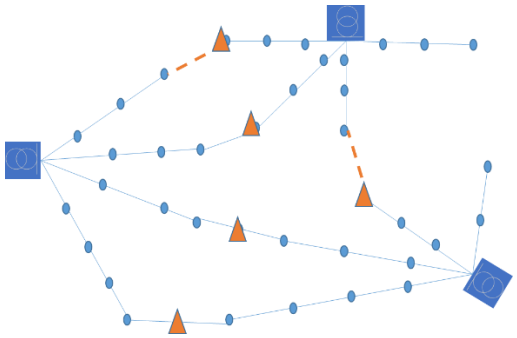
۸-۲- بررسی ناحیه تحت پوشش پست‌های موجود در زمان نیاز به پست جدید

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 پست های 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 می‌شود، اما هزینه افزایش می‌یابد. برای در نظر گرفتن نقاط مانور و رعایت مسائل اقتصادی و قابلیت اطمینان در کنار یکدیگر، آرایش‌های حلقه باز مطابق شکل ٤ مورد استفاده قرار می گیرند. در هنگام بروز خطا، فیدر رابط و معیوب باز می‌شود و امکان تغذیه گره تقاضا از مسیری دیگر فراهم می‌شود، این باز و بسته کردن فیدرها در هنگام خروج ترانسفورماتورها نیز انجام می‌شود و بارهای مربوط به ناحیه سرویس دهی پست خارج شده، از پست‌های مجاور آن تا حد امکان تغذیه می شوند. در شکل ٤ نمونه ای از آرایش شعاعی حلقه باز پست‌ها و فیدرهای فشار ضعیف آورده شده است.

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



شکل ٤ : آرایش شعاعی حلقه باز پست ها و فیدرهای فشار ضعیف

۸-٤- 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
- جایابی 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 ترانسفورماتورحاصل گردد.

۸-۵- بارگذاری در پست‌های 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 ٤۰ درجه سانتی‌گراد
- متوسط دما در طول یک ماه ۳۰ درجه سانتی‌گراد
- متوسط دما در سال ۲۰ درجه سانتی‌گراد

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.

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

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 می گردد. در شرایط بهره برداری جدید می توان ظرفیت نامی تصحیح شده را بارگذاری نمود،که در همین راستا درصورتی 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 می تواند در آن بهره برداری 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 می شود :

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

K_tضریب 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 می باشد، 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 می شود.ضمناً برای تعیین نوع هواکش های مورد استفاده در تهویه پست‌های زمینی از جدول ٤ استفاده می گردد.

جدول ٤ :مشخصات هواکش مورد استفاده در پست های زمینی

شرح مشخصات	هواکش نوع a	هواکش نوع b
دور در دقیقه (RPM)	۱٤۰۰	۹۰۰
قدرت الکتریکی(W)	۸۰	۸۰
دبی هوا ($\frac{m^3}{h}$)در فشار استاتیک	۲۵۰۰	۳۲۰۰
حداکثر نویز (db)	٦٤	٦٦
قطر تقریبی (mm)	۳۵۰	٤۵۰
ولتاژ نامی (V)	۲۲۰	۲۲۰

تبصره۱– در صورتی که مقدار دبی هوا در بازه ۳۲۰۰–۲۵۰۰ باشد، از داده های مربوط به هواکش نوع a استفاده می شود. همچنین اگر دبی هوای هواکشی بالاتر از ۳۲۰۰ باشد، از داده های مربوط به هواکش نوع b استفاده می شود.

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

همانطور که در بالا اشاره گردید با توجه به تغییر شرایط استاندارد بهره برداری 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.

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

۸-۵-۲-۱- ضریب تصحیح ارتفاع K_H

درصورت تغییرارتفاع از شرایط استاندارد براساس استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع موسسه استاندارد وتحقیقات صنعتی ایران به شماره ٦٧٧٠ [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.

- گروهA : ارتفاع های کمتر از ۱۰۰۰ متر ، معادل ۱۰۰۰ متر (شرایط نرمال)
- گروهB:ارتفاع های بین ۱۰۰۰ متر تا ۱۵۰۰ ، معادل ۱۵۰۰ متر
- گروهC : ارتفاعهای بین ۱۵۰۰ تا ۲۰۰۰ متر ، معادل ۲۰۰۰ متر
- گروهD : 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 درگروه A واقع شده اند : ۱
- مناطقی که درگروه B واقع شده اند : ۰/۹۷۵
- مناطقی که درگروه C واقع شده اند : ۰/۹۵۰
- مناطقی که درگروه D واقع شده اند : ۰/۹۲۵

۸-۵-۲-۲-ضریب تصحیح دما K_t

درصورت تغییر دما از شرایط استاندارد پیش بینی شده، بر اساس استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع موسسه استاندارد وتحقیقات صنعتی ایران به شماره ٦٧٧٠ [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

- گروهA:مناطقی که درجه حرارت بیشینه آنها کمتر از ٤٠ درجه سلسیوس است، (شرایط نرمال)
- گروهB : مناطقی که درجه حرارت بیشینه آنها بین ٤٠ تا ٤٥ درجه سلسیوس است
- گروهC : مناطقی که درجه حرارت بیشینه آنها بین ٤٥ تا ٥٠ درجه سلسیوس است
- گروهD :مناطقی که درجه حرارت بیشینه آنها بیش از ٥٠ درجه سلسیوس است.

بنابراین:

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

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

۸-۵-۲-۳- ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی K_{THD}

افزایش هارمونیک 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 درنظر گرفته شده برای دما و ارتفاع در تعیین ظرفیت قابل استفاده ترانسفور ماتور، لازم است مطابق استانداردهای پیش بینی شده برای استخراج ضریب تصحیح ناشی از آلودگی هارمونیکی K_{THD} ولحاظ نمودن آن در تعیین ظرفیت ترانسفورماتوراقدام 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 هارمونیک 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 $S_{operation}$ اقدام نمایند.

۸-۶- حداکثر ولتاژ شبکه در زمان بارگذاری ترانسفورماتور

دراستاندارد 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[٤]:

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

ولتاژ سیستم (KV-RMS)	حداکثر ولتاژ سیستم (KV-RMS)
۱۱	۱۲
۲۰	۲٤
۳۳	۳٦

۸-۷- بارگذاری در ترانسفورماتورهای خشک

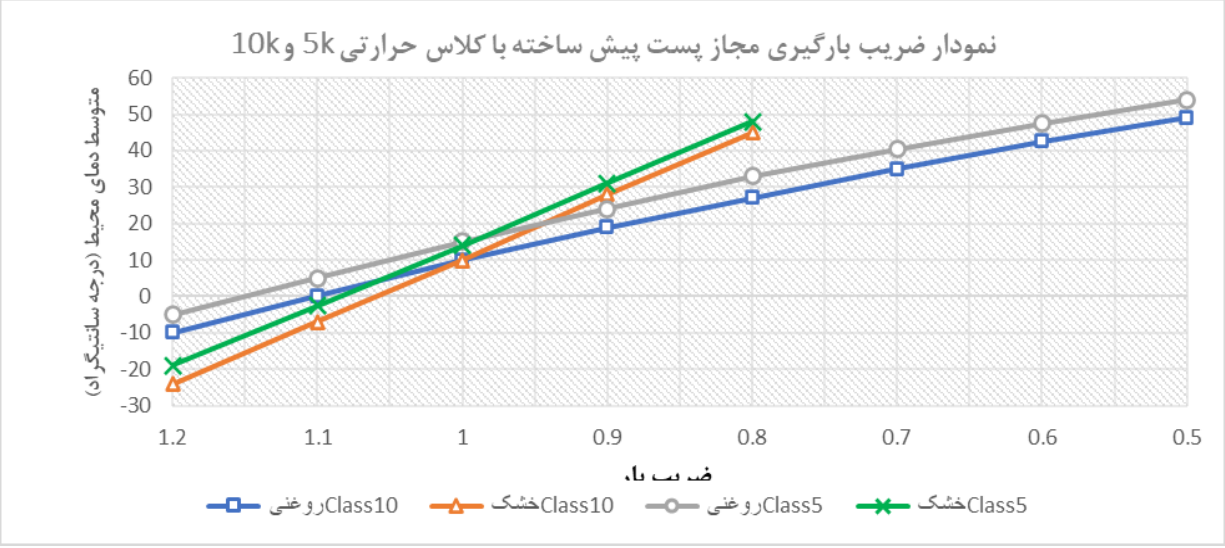
با توجه به اینکه درصد ترانسفورماتورهای خشک نصب شده در شرکت های توزیع نیروی برق پایین می باشد، شرکت های سازنده این تجهیز موظف می باشند اطلاعات حداکثر بارگذاری نرمال ترانسفورماتورهای خشک توزیع و ضرایب تصحیح بیان شده در این دستورالعمل را در اختیار شرکت های توزیع نیروی برق قرار دهند.

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

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 وفشار ضعیف، اتصالات و تجهیزات مرتبط با آنها که در یک واحد یکپارچه جمع آوری شده اند، اطلاق می‌گردد. مجموع تجهیزات درداخل یک محفظه یا کیوسک قرار می گیرد تا در برابر تاثیرات 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 پیش‌ساخته 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 ۱۰kتعیین گردیده و می‌توان از نمودار زیر جهت تعیین ضریب بارگیری ترانسفورماتور پست پیش‌ساخته براساس‌متوسط 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

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

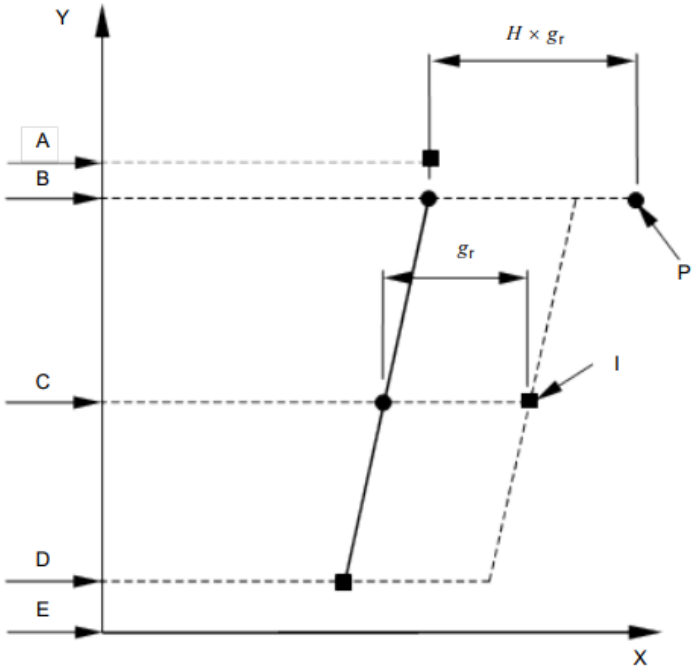
۸-۹- اضافه بارگذاری مجاز پست‌های توزیع بر اساس استانداردIEC

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 IEC60076-7 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 جداولی 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 سنسور ها می‌توان 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 اندازه‌گیری شده ندارد. در ادامه موارد پیش بینی شده در این استاندارد برای اضافه بارگذاری مجاز آورده شده است[۵].

۸-۹-۱- تعیین درجه حرارت داخل ترانسفورماتور

نمودار حرارتی ترانسفورماتور در شکل ٦ 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 سیم‌پیچ با روغن مجاورش، gr در نظر گرفته شده (این پارامتر(gr) در حقیقت اختلاف بین جهش حرارتی متوسط سیم‌پیچ و جهش حرارتی متوسط روغن می‌باشد)، 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 حاصل‌ضرب Hدر gr بدست می‌آید.

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



شکل ٦ :نمودار حرارتی ترانسفورماتور

در زیر پارامترهای پیش بینی شده در شکل ٦ 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 تفضیل شرح داده شده، اما توصیه گردیده محدودیت‌های جریان ارائه شده در جدول ٦ نقض نشود، حتی اگر محدودیت‌های دمایی مشکلی برای سیستم ایجاد نکند (به طور مثال در مواردی مانند دمای

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

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 ٦ نباید برای اضافه بارهای خیلی کوتاه مدت یعنی کمتر از ۱۰ ثانیه اعمال شود. [٤]

جدول ٦ :محدودیت‌های توصیه شده جریانی و حرارتی بارگذاری بالاتر از مقادیر نامی

نوع اضافه بارگیری	ترانسفورماتور توزیع
بارگیری نرمال دورهای	
جریان(پریونیت)	۱/۵
حداکثر دمای سیم پیچی و قسمت‌های فلزی در مجاورت با عایق کاغذی (درجه سانتیگراد)	۱۲۰
حداکثر دمای قسمت‌های فلزی در مجاورت با روغن (درجه سانتیگراد)	۱٤۰
حداکثر دمای بالای روغن (درجه سانتیگراد)	۱۰۵
اضافه بارگیری اضطراری بلندمدت	
جریان(پریونیت)	۱/۸
حداکثر دمای سیم‌پیچی و قسمت‌های فلزی در مجاورت با عایق کاغذی (درجه سانتیگراد)	۱٤۰
حداکثر دمای قسمت‌های فلزی در مجاورت با روغن (درجه سانتیگراد)	۱٦۰
حداکثر دمای بالای روغن (درجه سانتیگراد)	۱۱۵
اضافه بارگیری اضطراری کوتاه‌مدت	
جریان(پریونیت)	۲
حداکثر دمای سیم پیچی 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 سیم پیچی 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 آورد 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

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

مجموع موارد ۱ و ۲ با فرمول های زیر محاسبه می‌شوند. در حالتی که بار ترانسفورماتور متناسب با ضریب K افزایش یابد از رابطه‌ی (۱) و در صورت کاهش بار از رابطه‌ی (۲) استفاده می‌شود. در این روابط ضریب K، بیانگر نسبت بار به بار نامی می‌باشد. همچنین اختلاف دمای بین نقطه‌ی داغ و نقطه‌ی بالای ترانسفورماتور طبق روابط (٤) و (٥) محاسبه می‌گردد. در این حالت نیز رابطه‌ی (٦) مختص زمانی است که افزایش بار معادل K داشته باشیم و رابطه‌ی (۷) در هنگام کاهش بار با ضریب K تعریف شود. در نهایت با استفاده از رابطه‌ی (۸) دمای نقطه‌ی داغ محاسبه می‌شود. پارامترهای مربوط به روابط (۱) الی (۸) در بند ادامه تعریف شده اند.

$$\theta_O(\mathrm{t}) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{\Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x - \Delta\theta_{oi}\right\} \times \left(1 - e^{(-t)/(k_{11}\times\tau_0)}\right) \quad (۱)$$

$$\theta_O(\mathrm{t}) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x + \left\{\Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x\right\} \times e^{(-t)/(k_{11}\times\tau_0)} \quad (۲)$$

$$\Delta\theta_h(t) = \Delta\theta_{h1}(t) - \Delta\theta_{h2}(t) \quad (۳)$$

$$\Delta\theta_{h1}(t) = \Delta\theta_{h1_i} + \left\{k_{21}Hg_rK^y - \Delta\theta_{h1_i}\right\} \times \left(1 - e^{(-t)/(k_{22}\times\tau_w)}\right) \quad (٤)$$

$$\Delta\theta_{h2}(t) = \Delta\theta_{h2_i} + \left\{(k_{21}-1)Hg_rK^y - \Delta\theta_{h2_i}\right\} \times \left(1 - e^{(-t)/(\tau_0/k_{22})}\right) \quad (٥)$$

$$\Delta\theta_{h1}(t) = k_{21}Hg_rK^y + \left\{\Delta\theta_{h1_i} - k_{21}Hg_rK^y\right\} \times e^{(-t)/(k_{22}\times\tau_w)} \quad (٦)$$

$$\Delta\theta_{h2}(t) = (k_{21}-1)Hg_rK^y + \left\{\Delta\theta_{h2_i} - (k_{21}-1)Hg_rK^y\right\} \times e^{(-t)/(\tau_0/k_{22})} \quad (۷)$$

$$\theta_h(t) = \theta_a + \theta_o(t) + \Delta\theta_h(t) \quad (۸)$$

۸-۹-۲-۱-تعریف پارامترهای فرمول های حرارتی ترانسفور ماتور:

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_{11}،k_{21} ،k_{22}: ثابتهای مدل حرارتی

τ_o: ثابت زمانی حرارتی روغن

τ_w: ثابت زمانی حرارتی سیم پیچی

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

۸-۹-۲-۲- 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:

$$\tau_w = \frac{m_w \times C \times g}{60 \times P_w} \qquad (۹)$$

که در این رابطه :

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

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)

۸-۹-۲-۳- 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 ONAN و ONAF :

$$C = 0.132mA + 0.0882mT + 0.4mo \qquad (۱۰)$$

برای ترانسفورماتورهای با خنک کنندگی OFAF و ODAF :

$$C = 0.132 \times (mA + mT) + 0.5mo \qquad (۱۱)$$

که در روابط فوق :

m_A : وزن مجموعه هسته و سیم پیچی (کیلوگرم)

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

m_o : وزن روغن (کیلوگرم)

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

$$\tau_0 = \frac{C \times \Delta\theta_{om} \times 60}{p} \qquad (۱۲)$$

که در این رابطه :

C : ظرفیت حرارتی ترانسفورماتور

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

p : تلفات کل در بار مورد نظر (وات)

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

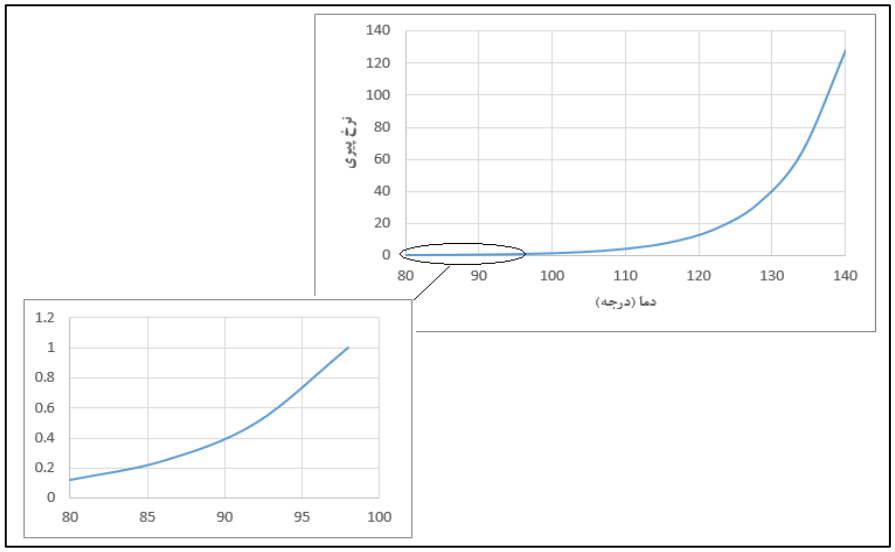
۸-۹-۳- محاسبه نرخ پیری نسبی ترانسفورماتور

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 (۱٤) استفاده می‌گردد:

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (۱۳)$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{(\theta_h+273)}\right)} \quad (۱٤)$$

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 می شود. 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 ۱٤۰ درجه در نظر گرفته شده است. همانطور که ملاحظه می گردد، 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[٤].



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 می گردد، مقدار نرمال دمای نقطه د اغ سیم پیچی برابر ۹۸ درجه است و با افزایش ٦ درجه سانتیگراد دمای نقطه داغ ترانسفورماتور، نرخ پیری ترانسفورماتور ۲ برابر می شود. به طور مثال، نرخ پیری عایق ترانسفورماتور در دمای نقطه داغ ۱۰٤ درجه، دو برابر نرخ پیری عایق در دمای ۹۸ درجه است.

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

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 $^{\circ}c$
۰,۰۳۶	۰,۱۲۵	۸۰
۰,۰۷۳	۰,۲۵	۸۶
۰,۱٤٥	۰,۵	۹۲
۰,۲۸۲	۱,۰	۹۸
۰,۵۳٦	۲,۰	۱۰٤
۱,۰	٤,۰	۱۱۰
۱,۸۳	۸,۰	۱۱٦
۳,۲۹	۱٦,۰	۱۲۲
۵,۸	۳۲,۰	۱۲۸
۱۰,۱	٦٤,۰	۱۳٤
۱۷,۲	۱۲۸,۰	۱٤۰

۸-۹-٤- 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:

$$L = \sum_{n=1}^{N} V_n \times t_n \qquad (۱۵)$$

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

باتوجه به رابطه‌ی (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 ۱٦ ساعت، ۸٦ درجه سانتی گراد و در ۸ ساعت، ۱۰٤ درجه سانتی گراد باشد. عمر از دست رفته ترانسفورماتور به صورت ذیل محاسبه می شود:

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

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

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

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

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

بنابراین عمر از دست رفته ترانسفورماتور معادل ۲۰ ساعت است. اگرچه ترانسفورماتور به مدت یک شبانه روز در مدار بوده است اما باتوجه به میزان و زمان بارگیری صورت گرفته، عمر واقعی از دست‌رفته آن معادل ۲۰ ساعت است[٤].

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

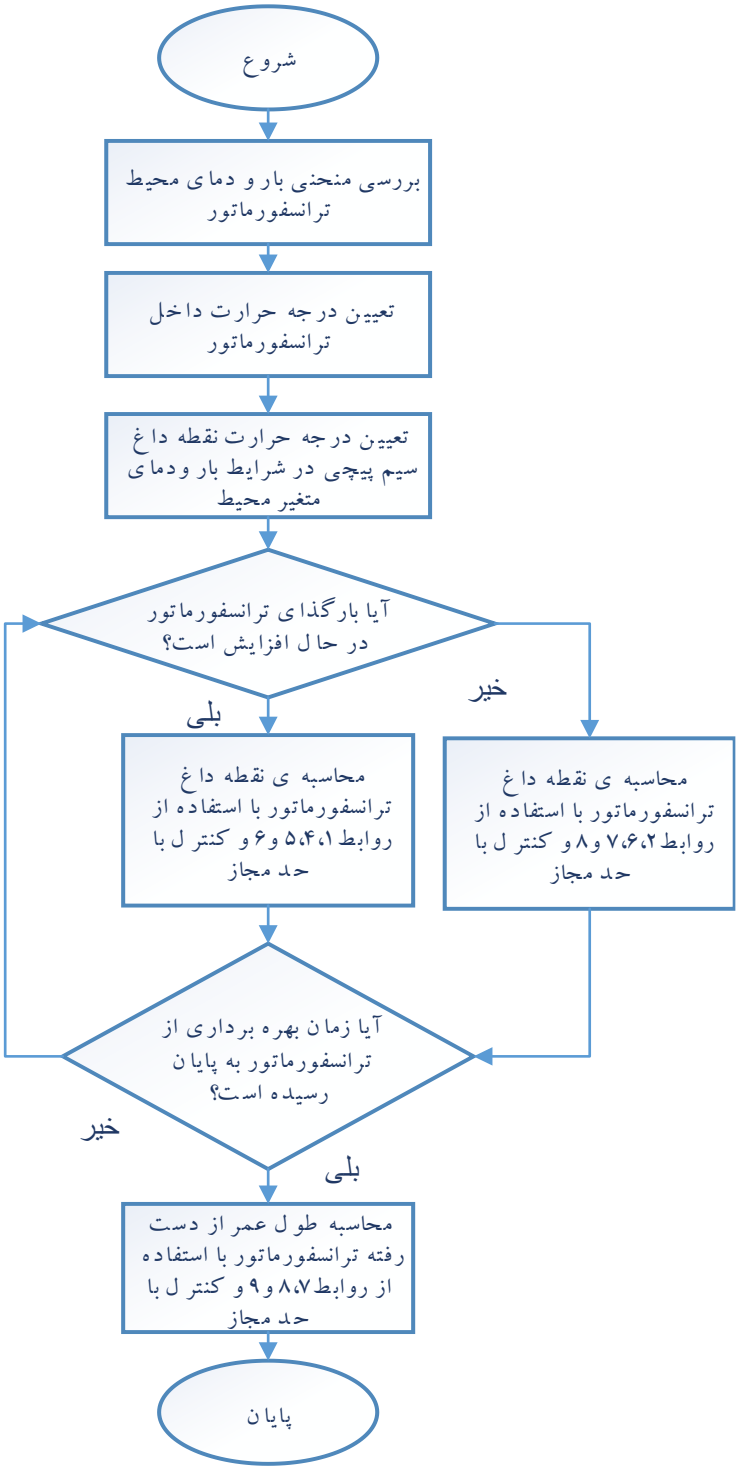
در این قسمت یک مثال کاربردی برای میزان کاهش عمر یک ترانسفورماتور با عایق قدیمی ارتقا نیافته مورد بررسی قرار می‌گیرد. برای محاسبه‌ی این کاهش عمر نیاز به حل معاملات دیفرانسیل وجود دارد که روش‌های عددی آن در این استاندارد بیان شده و در این دستور العمل به آن اشاره‌ای نمی‌گردد. جدول شماره‌ی ۷، ارائه دهنده‌ی پارامترهایی است که در این مثال استفاده شده است. با استفاده از یک برنامه‌ی ساده، تمامی معادلات ۱ تا ٦ برای هر دقیقه از ٢٤ 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 ١٤٤٠ (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 چهل درصدی خواهد داشت. مدت زمان این بارگذاری غیر مجاز ۳۰ دقیقه خواهد بود. و پس از آن برای ١٤١٠ 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 ۱۵برای طول عمر مشاهده می‌شود حدود ۰/١٤ روز از عمر ترانسفورماتور کم شده و میزان افزایش دمای نقطه‌ی داغ ترانسفورماتور ٩٤ درجه خواهد بود. فلوچارت محاسبه‌ی اضافه بارگذاری بر روی ترانسفورماتور در شکل ۸ ارائه شده است[٤].

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

جدول ۸ :پارامترهای نمونه مرتبط با مثال بند۸-۹-۵

پارامترها		ترانسفورماتورها توزیع ONAN
x	نمای روغن	۰,۸
y	نمای سیم پیچی	۱,٦
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	٤
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	٤٤
$\Delta\theta_{or}$	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
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



شکل ۸ :فلوچارت محاسبه‌ی اضافه بارگذاری بر روی ترانسفورماتور

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

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:

$$S_{new} = \frac{(n\times i)\times\left(1+\frac{c}{100}\right)^{B}+i_L}{1.44\times A} \qquad (۱۶)$$

که حداکثر درصد بهره برداری از توان نامی ترانسفورماتور از رابطه

$$A = K_h \times K_t \times K_{THD} \qquad (۱۷)$$

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 (iL)

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

$$S_{new} = \frac{(i_{t+}n\times i)\times\left(1+\frac{c}{100}\right)^{B}+i_L}{1.44\times A} \qquad (۱۸)$$

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

۸-۱۰-۱-۳- مشترک دیماندی (خصوصی)

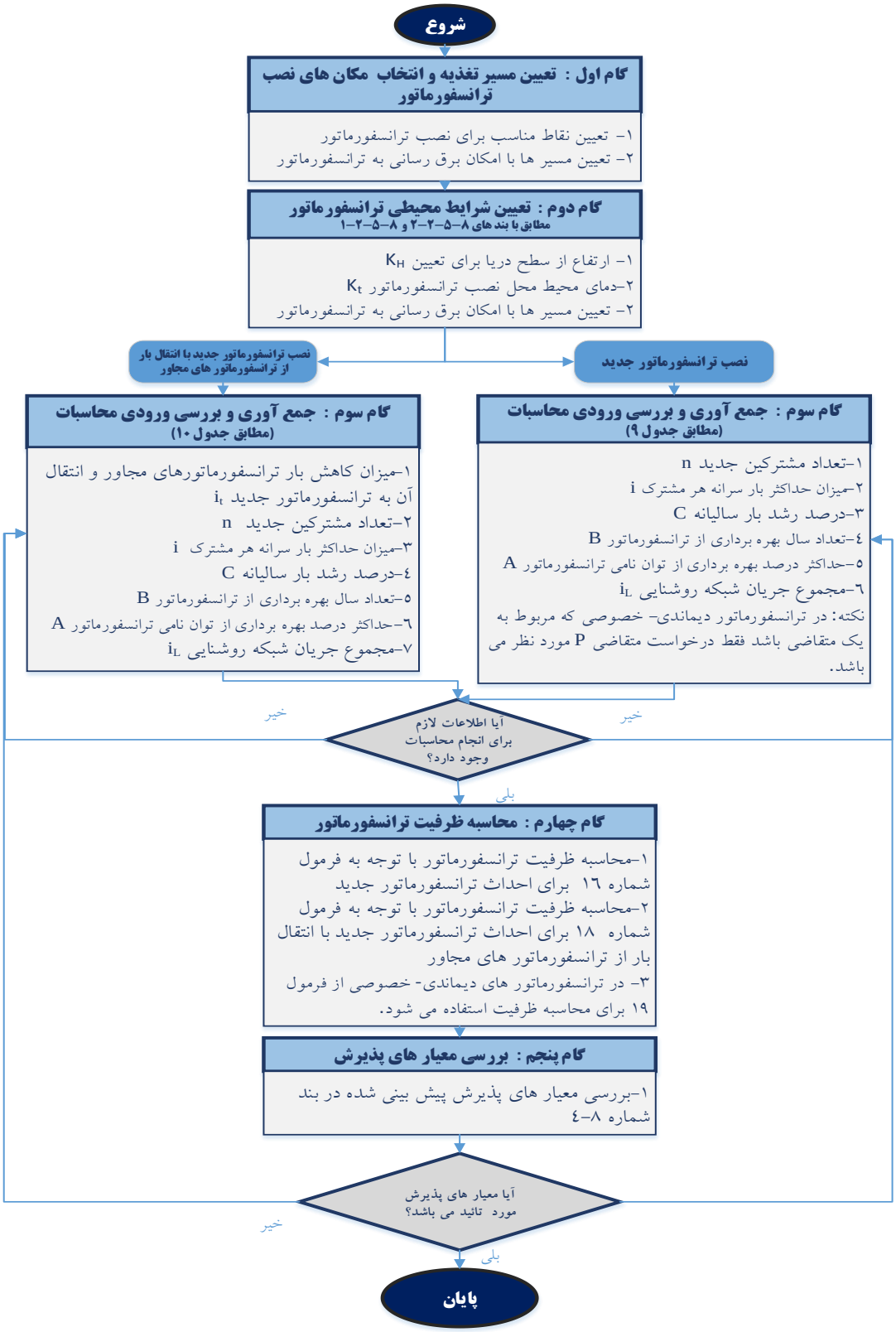
اگر تهیه طرح ترانسفورماتور جدید مربوط به یک متقاضی باشد در این صورت با استفاده از رابطه:

$$S_{new} = \frac{P}{A.\cos\phi} \qquad (۱۹)$$

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
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء



شکل ۹ : روند نمای احداث پست 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

۸-۱۰-۲- محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور موجود

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

درابتدا 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_t)
مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)

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

$$S_{new} = \frac{(i_t+i)\times\left(1+\frac{c}{100}\right)^{B}+i_L}{1.44\times A} \qquad (۲۰)$$

حال با توجه به فاصله ترانسفورماتور با ترانسفورماتور مجاور و ظرفیت آنها و در صد 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.

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

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

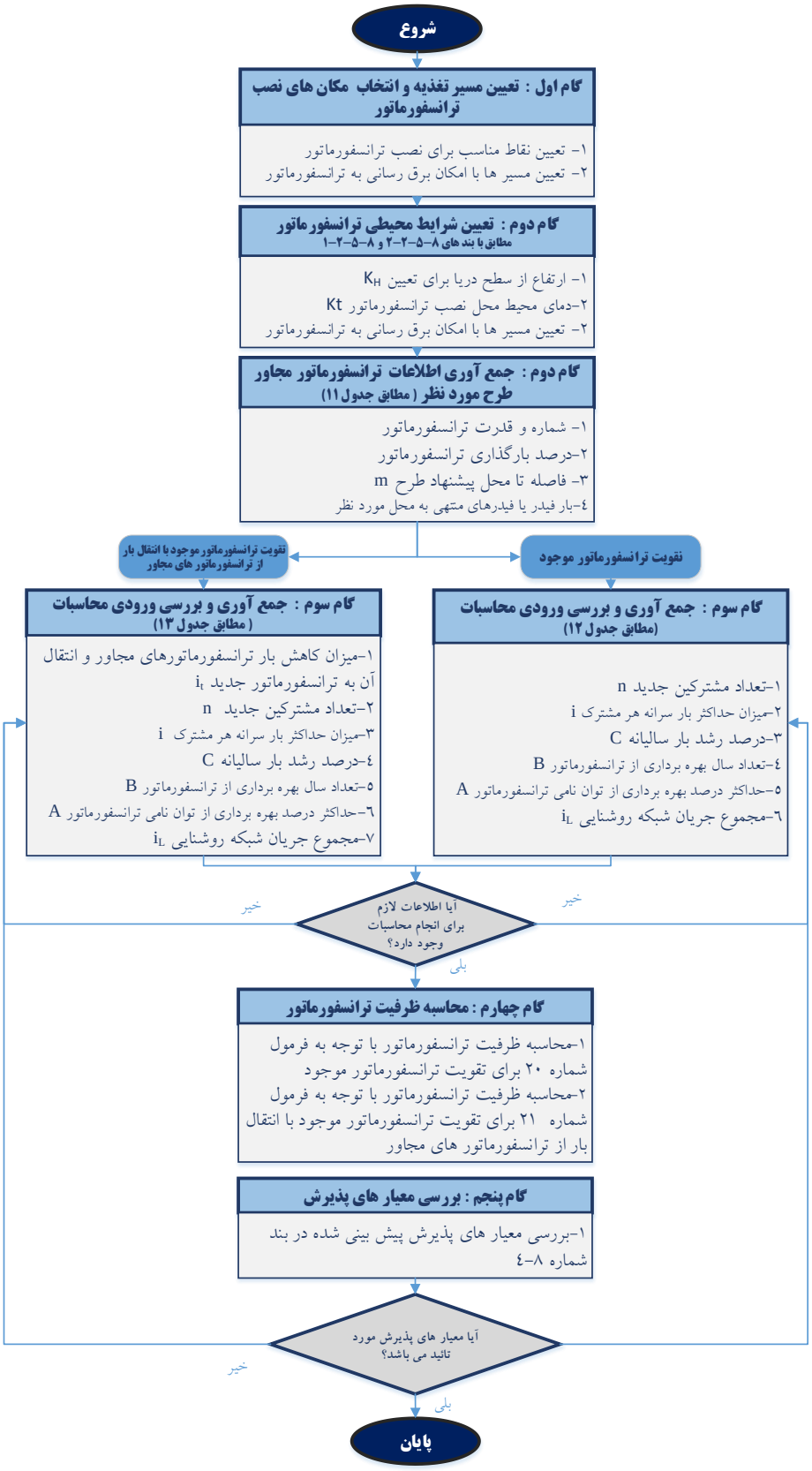
جدول ۱۳ :پارامترهای ورودی برای محاسبات دارای مشترکین قبلی

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:

$$S_{new} = \frac{(i_{t+}n\times i)\times\left(1+\frac{c}{100}\right)^{B}+i_L}{1.44\times A} \qquad (۲۱)$$

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



شکل ۱۰ : روند نمای تقویت پست 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

۸-۱۰-۳- جابجایی ترانسفورماتور موجود

در خصوص جابجایی محل نصب ترانسفورماتور بدلایل 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 مجاورشامل بار، طول شبکه فشار ضعیف، افت ولتاژ در انتهای هر مسیر وحداکثر 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 سایز تابلو

براساس بار پیش بینی شده باید ظرفیت ترانسفورماتور، سایز تابلو و سایز کابل ارتباطی ترانسفورماتور به تابلو تعیین گردد. به منظور تعیین سایز تابلوهای توزیع، نوع و سایز 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 ترانسفوماتور 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 ٤٤ برای تعیین سایز کابل پیشنهادی می‌توان استفاده نمود.

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

جدول ١٤ : محاسبه و گزینش کابل ارتباطی ترانس به تابلو

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

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

ادامه جدول ۱٤ : محاسبه و گزینش کابل ارتباطی ترانس به تابلو

قدرت ظاهری ترانسفورماتور (KVA)	جریان ثانویه ترانسفورماتور در دمای ۳۰ درجه (A)	سایز تابلو(*)	نوع کابل	کابل چهار رشته		کابل تک رشته تخت	
				سطح مقطع (mm)	ظرفیت جریانی کابل (A)	سطح مقطع (mm)	ظرفیت جریانی کابل (A)
۵۰۰	۷۲۲	۸۰۰	CU	۳(۱×۱۲۰)+۱۲۰	۳۹٦	۲	۷۹۲
			AL	۳(۱×۱۲۰)+۱۲۰	۲۹۸	۳	۸۹٤
٦۳۰	۹۰۹	۱۰۰۰	CU	۳(۱×۱۲۰)+۱۲۰	۳۹٦	۳	۱,۱۸۸
			AL	۳(۱×۱۲۰)+۱۲۰	۲۹۸	٤	۱,۱۹۲
۸۰۰	۱,۱۵۵	۱٦۰۰	CU	۳(۱×۲٤۰)+۲٤۰	٦۱۵	۲	۱,۲۳۰
			AL	۳(۱×۲٤۰)+۲٤۰	٤٦٦	۳	۱,۳۹۸
۱۰۰۰	۱,٤٤۳	۱٦۰۰	CU	۳(۱×۲٤۰)+۲٤۰	٦۱۵	۳	۱,۸٤۵
			AL	۳(۱×۲٤۰)+۲٤۰	٤٦٦	٤	۱,۸٦٤
۱۲۵۰	۱,۸۰٤	۲۰۰۰	CU	۳(۱×۲٤۰)+۲٤۰	٦۱۵	۳	۱,۸٤۵
			AL	۳(۱×۲٤۰)+۲٤۰	٤٦٦	٤	۱,۸٦٤
۱٦۰۰	۲,۳۰۹	۳۲۰۰	CU	۳(۱×۲٤۰)+۲٤۰	٦۱۵	٤	۲,٤٦۰
			AL	—	—	—	—
۲۰۰۰	۲,۸۸۷	۳۲۰۰	CU	۳(۱×۲٤۰)+۲٤۰	٦۱۵	۵	۳,۰۷۵
			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].

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

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 می‌باشد. 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 فیدرهای 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).

۹-٤- 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

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

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.

۹-٦- 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 ١٦ 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 سایز 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.

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

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 -انتخاب سایز هادی -تعیین جریان هادی -تعیین جریان ابتدای فیدر -تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر -تعیین تلفات توان شبکه -تعیین نقاط مانور با شبکه های مجاور در صورت امکان -پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی -تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار -تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ،اضافه جریان و اضافه ولتاژ درصورت وجود
۲		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (*Kw*)	*	*	
۳		مصرف سرانه مشترکین (تکفاز، سه فاز) با تعرفه ها و مناطق مختلف	*	*	
٤		ضریب همزمانی و یا ضریب توان مشترکین [۱]	*	*	
		تعیین ضرائب رشد بار منطقه و رشد توسعه و تراکم منطقه	*	*	
٥		نوع هادی‌ها، ظرفیت جریان دهی، تعیین افت ولتاژ و جریان اتصال کوتاه مجاز	*	*	
٦		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله)	-	*	
۷		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی	-	*	

[۱] : نحوه محاسبه ضریب همزمانی و ضریب توان مشترکین در دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی بند ۷ به تفضیل 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** **– تعیین جریان هادی** **–انتخاب سایز هادی شبکه جدید** **– تعیین جریان ابتدای فیدر** **–تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر** **–تعیین تلفات توان شبکه** **–تعیین ظرفیت ترانسفورماتور جدید در صورت پاسخگو نبودن ظرفیت ترانسفورماتور موجود** **–افزایش ظرفیت فیدر بالا دستی در صورت پاسخگو نبودن ظرفیت فیدر موجود** **–تعیین نقاط مانور با شبکه های مجاور در صورت امکان** **–پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی** **–تعیین ظرفیت برای شرایط اضطرار** **–تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ،اضافه جریان و اضافه ولتاژ درصورت وجود**
۲		فاصله محل نقاط تقاضای بار از پست توزیع (طول خط)	*	*	
۳		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	
٤		مصرف سرانه مشترکین (تکفاز، سه فاز) با تعرفه‌ها و مناطق مختلف	*	*	
٥		ضریب همزمانی و یا ضریب توان مشترکین[1]	*	*	
٦		تعیین ضرائب رشد بار منطقه و رشد توسعه و تراکم منطقه	*	*	
۷		جریان و ضریب توان شبکه موجود	*	*	
۸		نوع هادی‌ها، ظرفیت جریان دهی، تعیین افت ولتاژ و جریان اتصال کوتاه مجاز	*	*	
۹		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله)	–	*	
۱۰		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی	–	*	

[1] : نحوه محاسبه ضریب همزمانی و ضریب توان مشترکین در دستورالعمل جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز طراحی شرکت توانیر، بند ۷ به تفضیل آمده است.

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

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

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	*	*	– تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه – تعیین جریان هادی – تغییر نوع هادی در صورت نیاز – تعیین جریان ابتدای فیدر – تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر – تعیین تلفات توان شبکه – تعیین ظرفیت ترانسفورماتور جدید در صورت پاسخگو نبودن ظرفیت ترانسفورماتور موجود – پیش بینی تجهیزات مانوری و حفاظتی – در نظر گرفتن ظرفیت برای شرایط اضطرار – تعیین مسیرهای دارای افت ولتاژ،اضافه جریان و اضافه ولتاژ درصورت وجود
۲		فاصله محل نقاط تقاضای باراز فیدر موجود (طول خط)	*	*	
۳		مکان و نوع تعرفه و میزان توان بار مصرفی (Kw)	*	*	
٤		مصرف سرانه مشترکین (تکفاز، سه فاز) با تعرفه ها و مناطق مختلف	*	*	
٥		ضریب همزمانی و یا ضریب توان مشترکین[۱]	*	*	
٦		تعیین ضرائب رشد بار منطقه و رشد توسعه و تراکم منطقه	*	*	
۷		جریان و ضریب توان شبکه	*	*	
۸		نوع هادی ها، ظرفیت جریان دهی، تعیین افت ولتاژ و جریان اتصال کوتاه مجاز	*	*	
۹		انتخاب روش نصب کابل‌ها (دفنی، هوایی و عبور از لوله)	–	*	
۱۰		در نظر گرفتن ضرایب تصحیح با توجه به شرایط مختلف محیطی	–	*	

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

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

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

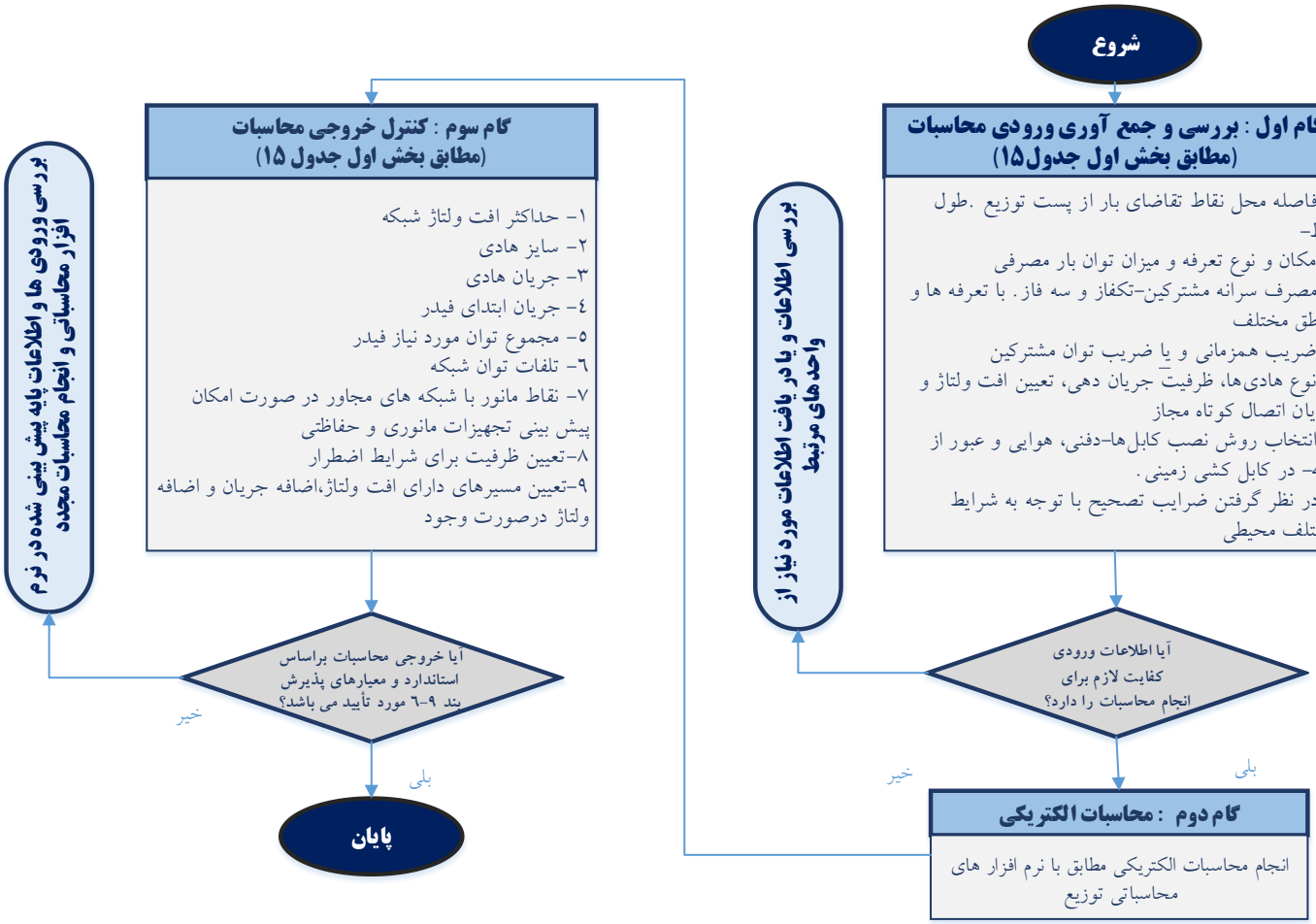
ردیف	عنوان طرح	ورودی ها	هوایی	زمینی	خروجی ها
۱	پیش بینی نقاط مانوری یا تعادل بار	بررسی وضعیت بار پست های توزیع مجاور و فیدر یا فیدرهای بالادستی	*	*	– تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه – تغییر نوع هادی در صورت نیاز – تعیین جریان هادی – تعیین جریان ابتدای فیدر – تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر – تعیین تلفات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

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

جدول ۱۶- هادیهای مورد استفاده در شبکه های فشار ضعیف

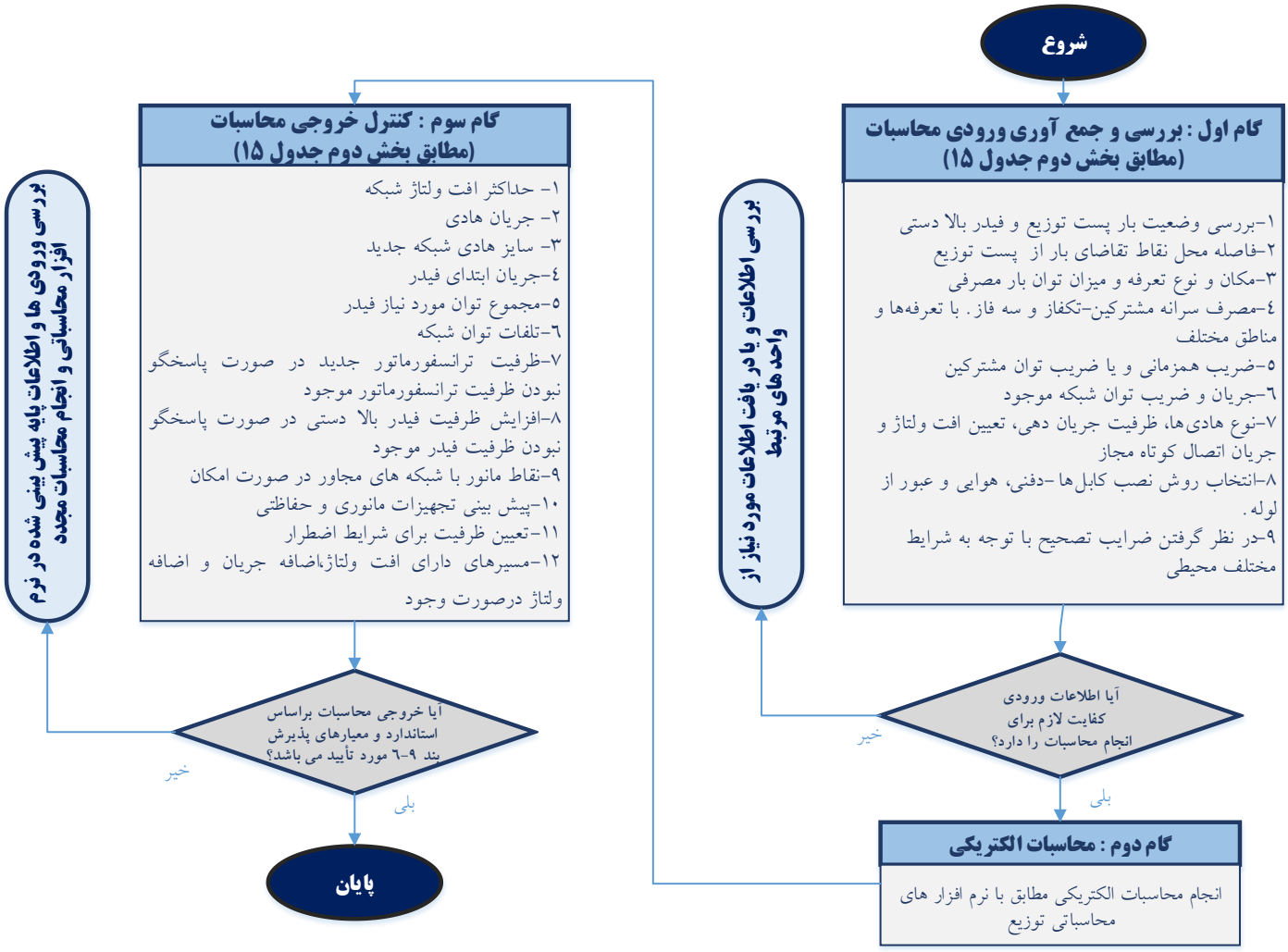
ردیف	نام کابل	کاربرد
۱	کابل خودنگهدار ABC	امکان استفاده در معابر باریک و جهت حفظ ایمنی افراد و رعایت حریم موانع مصنوعی مناطق دارای برق‌های غیر مجاز مناطق جنگلی و دارای درختان متراکم مناطق با برف سنگین و وزش باد شدید مناطق دارای پتانسیل خوردگی
۲	کابل PVC و $XPLE$	در مناطقی که امکان احداث شبکه بصورت زمینی 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
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء



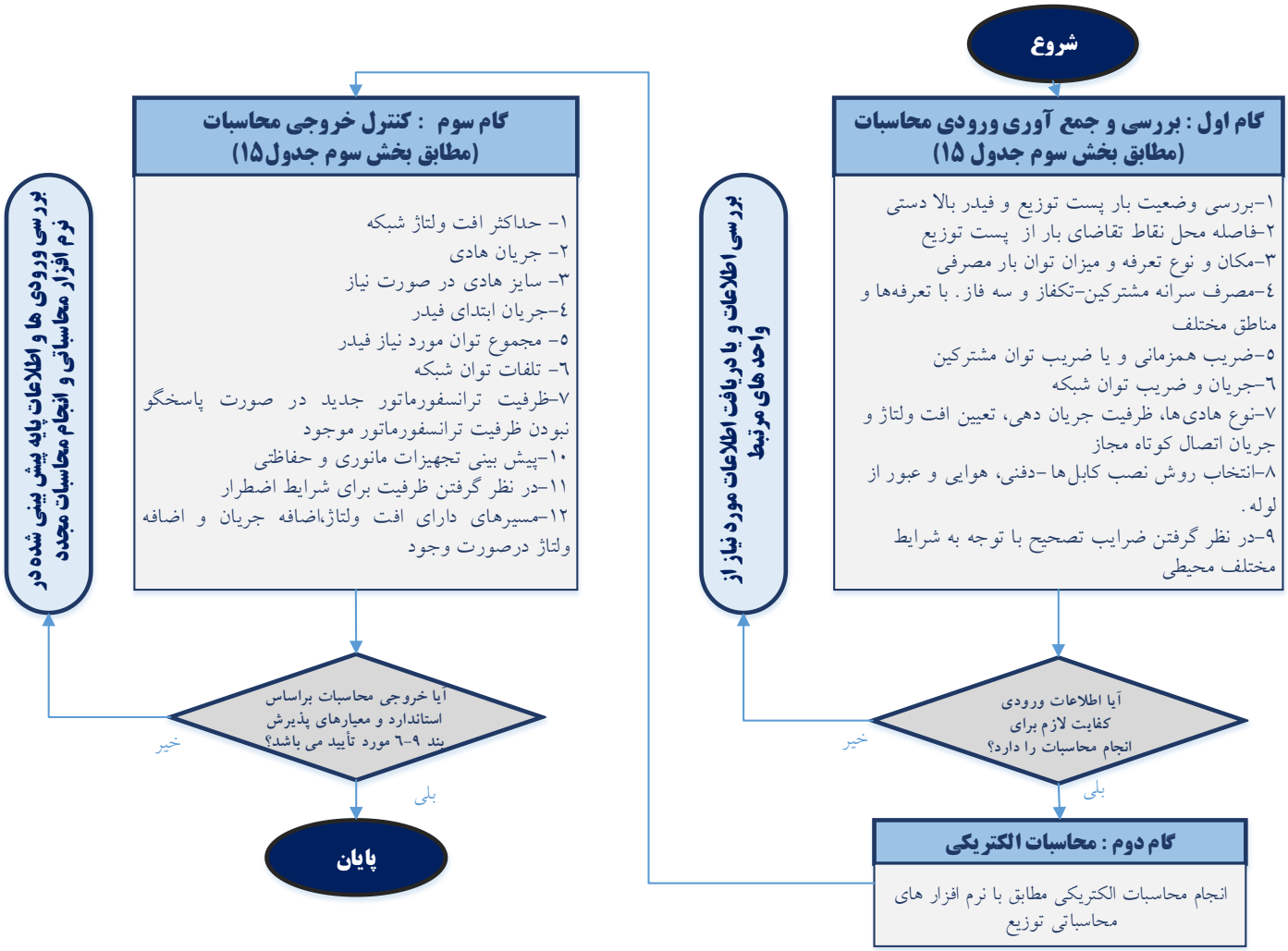
شکل ۱۱ :روند نمای احداث فیدر جدید در شبکه فشار ضعیف هوایی و زمینی

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



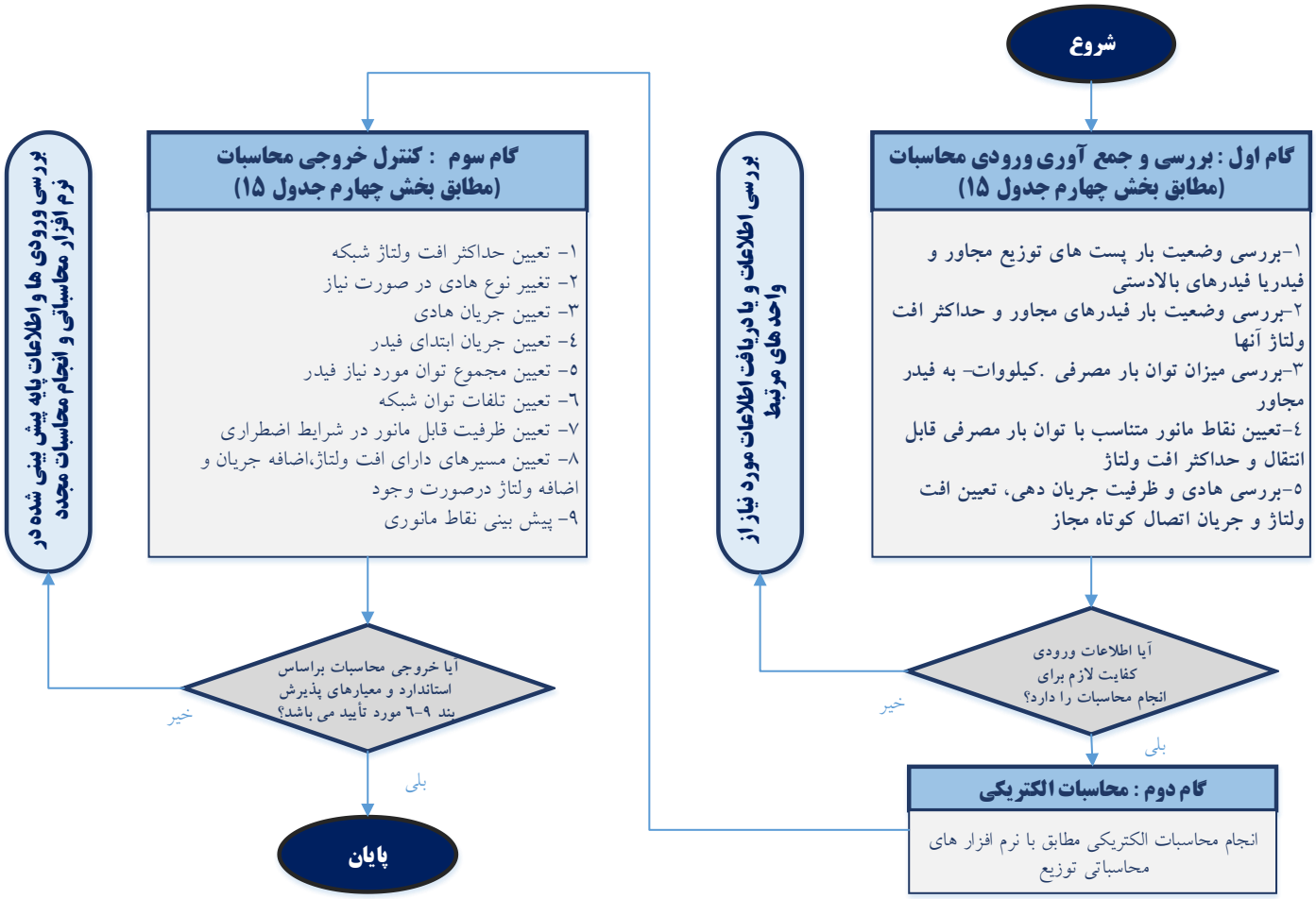
شکل ۱۲ :روند نمای احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود در شبکه های فشار ضعیف هوایی و زمینی

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



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

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



شکل ١٤ : 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
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

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 ٤ 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 هزینه‌ها را با هم مقایسه کنند، به دست آید. در ادامه به پارامترهای محاسبات اقتصادی و نحوه مقایسه آنان با یکدیگر آورده شده است:

۱۱-۱- پارامترهای تاثیر گذار در محاسبات اقتصادی

۱۱-۱-۱- نرخ تورم

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

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

۱۱-۱-۲- 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.

۱۱-۱-۳- 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.

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

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

درآمد حاصل از فروش انشعاب جدید = [∑ تعداد متقاضیان به تفکیک تعرفه ×مصرف سرانه تعرفه]×۲٤×۳٦٥× قیمت فروش هر کیلووات

درآمد حاصل از کاهش تلفات به متناسب با طرح ارائه شده = (قیمت تولید هر کیلووات × مقدار تلفات کاهش یافته)×۲٤×۳٦٥

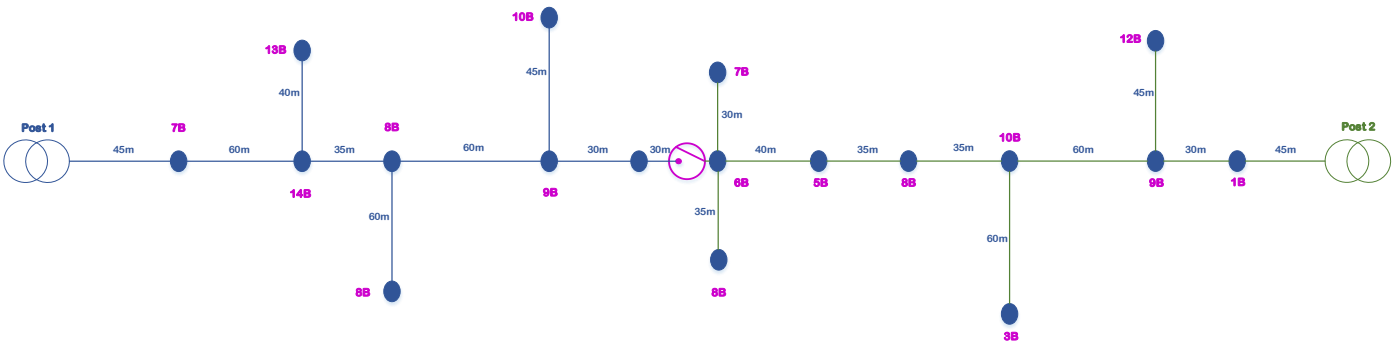
$$\text{مدت زمان بازگشت سرمایه} = \frac{\text{مجموع هزینه های پروژه}}{\text{درآمد حاصل از کاهش تلفات} + \text{درآمد حاصل از فروش انشعاب جدید}}$$

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

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

مثال :

در منطقه ای آپارتمانی افت ولتاژ بالای ۱۰ درصد وجود دارد. تمامی شبکه سیم ۱٦ مسی است و از دو پست موجود تغذیه می شود.



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

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(۱,۸ Kw)
- 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 :

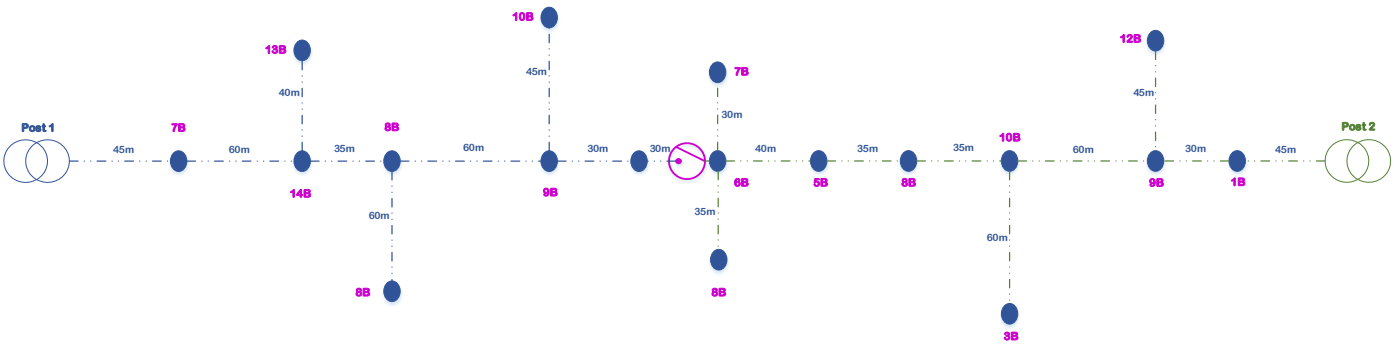
نوع هادی	حداکثر جریان مجاز	R	X
سیم ۱۶	۱۲۵	۱,۱۶۱۰	۰,۳۲۴۶
کابل خودنگه دار ۷۰	۱۵۸	۰,۴۴۳	۰,۰۹۰۸

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



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

فیدر پست ۱:

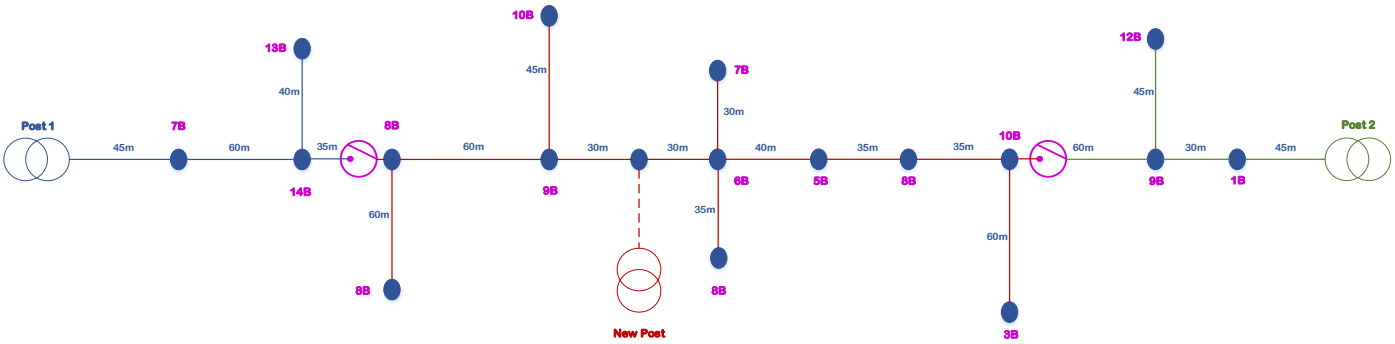
جریان ابتدای فیدر: ۱۵۵ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ٤,۰۵٪ و تلفات خط :۳,٤٤ Kw

فیدر پست ۲:

جریان ابتدای فیدر: ۱٤۹ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ٤,۵۸٪ و تلفات خط : ۳,٤٦ 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 نمی‌باشد، در غیر اینصورت می‌بایست هزینه آزادسازی به هزینه های طرح اضافه میگردید.

فیدر پست ۱:

جریان ابتدای فیدر: ۷۳,۲ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۳,۸۹٪ و تلفات خط :۱,۵۷ Kw

فیدر پست ۲:

جریان ابتدای فیدر: ٤٦,۸ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ۲,۳۷٪ و تلفات خط : ۰,٦٦ Kw

فیدر پست جدید:

جریان ابتدای فیدر: ۱۸۱,۸ آمپر و افت ولتاژ انتهای خط : ٤,۳۳٪ و تلفات خط : ۳,۰۷ Kw

محاسبه سایز ترانسفورماتور:

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

سایز ترانسفورماتور پیشنهادی : ۱٦۰KVA

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

محاسبات اقتصادی:

	مجموع هزینه پروژه (ریال)	مقدار کاهش تلفات (کیلووات)	حداکثر افت ولتاژ	قیمت تولید هر کیلووات (ریال)	مدت زمان بازگشت سرمایه
حالت موجود	—	۲۱,۳۷	۱۳,٤٦		—
طرح ۱	۲,٥٨٨,۰۰۰,۰۰۰	٦,۹	٤,٥٨	۳۰۰۰ ریال	۱٤,۲ سال
طرح ۲	۱,۳٥۰,۰۰۰,۰۰۰	٥,۳	٤,۳۳		۹,٦ سال

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
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

پیوست ۱ – عمده اهداف تهیه طرحها

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

جدول ۱۸ :عمده اهداف تهیه طرحها

اهداف تهیه طرح	عنوان طرح پیشنهادی	دلایل گزینش
برقرسانی به متقاضی ولتاژاولیه	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
	احداث پست اختصاصی یا MOF	
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	

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 (جلوبر)	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 عمدتا 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 توجیهات 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 طرح‌های پیشنهادی به منظور تحقق آنها آورده شده است . طراح باید براساس دلایل گزینش، بهترین گزینه را با رعایت اصول فنی-ایمنی انتخاب نماید. لازم به توضیح است در صورت لزوم میتوان از ترکیب طرحهای پیشنهادی استفاده نمود.

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

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 ۲- ماتریس طراحی عمده طرح های 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

جدول ۱۹: ماتریس طراحی عمده طرحهای شبکه های توزیع

ردیف	سطح ولتاژ	نوع شبکه	عنوان طرح	مسیر یابی	نقشه برداری	مطالعات الکتریکی۱				مطالعات(شبیه سازی) مکانیکی	جداول تیپ شده برای مطالعات الکتریکی	جداول تیپ شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	هماهنگی حفاظتی			
۱	فشار متوسط	هوایی	توسعه فیدر جدید	*	*	*	*	*	*	*	-	-
۲			توسعه فیدر موجود	*	*	*	*	*	*	*	-	-
۳			ایجاد قدرت مانور	*	*	*	*	*	*	*	-	-
٤			تغییر سطح مقطع	-	-	*	*	–	–	*	-	-
٥			جابجایی پایه[۲]	-	-	-	-	-	-	*	–	–
٦			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
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 الکتریکی۱				مطالعات(شبیه سازی) مکانیکی	جداول تیپ شده برای مطالعات الکتریکی	جداول تیپ شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	هماهنگی حفاظتی			
۱۳	فشار متوسط	زمینی	توسعه فیدر جدید	*	*	*	*	*	*	-	-	-
۱٤			توسعه فیدر موجود	*	*	*	*	*	*	-	-	-
۱۵			ایجاد قدرت مانور	*	*	*	*	*	*	-	-	-
۱٦			تغییر سطح مقطع	-	-	*	*	–	–	-	*	–
۱۷			نصب کات اوت	-	-	-	-	-	-	–	*	–
۱۸			نصب تجهیزات حفاظتی	-	-	*	*	*	*	-	-	-
۱۹			نصب تجهیزات مانوری	-	-	*	*	*	*	-	-	-
۲۰			زدن مفصل	-	-	-	-	-	-	-	–	–
۲۱			زدن دوراهه	-	-	-	-	-	-	-	–	–

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

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

ردیف	سطح ولتاژ	نوع شبکه	عنوان طرح	مسیر یابی	نقشه برداری	مطالعات الکتریکی۱				مطالعات(شبیه سازی) مکانیکی	جداول تیپ شده برای مطالعات الکتریکی	جداول تیپ شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	هماهنگی حفاظتی			
۲۲	ترانسفورماتور	هوایی	نصب ترانسفورماتور جدید	(تعیین مکان)*	–	*	*	-	*	*	-	*
۲۳			افزایش قدرت ترانسفورماتور موجود	-	–	*	*	-	*	*	-	*
۲٤			جابجایی ترانسفورماتور	(تعیین مکان)*	–	*	*	-	*	*	-	–
۲۵			تعیین فیدرهای خروجی ترانسفورماتور	*	-	*	*	*	*	-	*	–
۲٦			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	-	-	-	-	-	-	-	*	–
۳٤			تعیین ظرفیت تابلو فشار ضعیف	-	-	-	-	-	-	-	*	–
۳۵			جابجایی تابلو	-	-	-	-	-	-	-	*	–

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

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

ردیف	سطح ولتاژ	نوع شبکه	عنوان طرح	مسیر یابی	نقشه برداری	مطالعات الکتریکی[1]				مطالعات(شبیه سازی) مکانیکی	جداول تیپ شده برای مطالعات الکتریکی	جداول تیپ شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	هماهنگی حفاظتی			
۳۶	فشار ضعیف	هوایی	توسعه فیدر جدید	*	-	*	*	*	*	*	-	-
۳۷			توسعه فیدر موجود	*	-	*	*	*	*	*	-	-
۳۸			ایجاد مانور	*	-	*	*	*	*	*	-	-
۳۹			تبدیل سیم به کابل خودنگهدار	-	-	*	*	*	*	*	-	*
٤٠			تغییر سطح مقطع	-	-	*	*	–	–	*	-	–
٤١			افزایش تعداد فیدر بر روی شبکه موجود	-	-	*	*	*	*	*	-	–
٤٢			افزایش فیدر روشنایی معابر	-	-	-	-	-	-	-	*	*
٤٣			متقاضیان خرید انشعاب (تک تیری)	-	-	-	-	-	-	-	*	*
٤٤			جابجایی پایه[2]	-	-	-	-	-	-	-	*	*
٤٥			جابجایی شبکه[2]	*	-	-	-	-	-	*	–	–
٤٦			شبکه های روشنایی معابر	-	*	*	-	-	-	-	*	*
٤٧			نصب جعبه انشعاب	-	-	-	-	-	-	-	*	-
٤٨			زدن سرکابل	-	-	-	-	-	-	-	-	-
٤٩			رفع حریم	*	-	-	-	-	-	*	-	-

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

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 تیپ شده برای مطالعات الکتریکی	جداول تیپ شده برای مطالعات مکانیکی
						پخش بار	محاسبه اتصال کوتاه	ارزیابی قابلیت اطمینان	هماهنگی حفاظتی			
۵۰	فشار ضعیف	زمینی	توسعه فیدر جدید	*	-	*	*	*	*	–	-	-
۵۱			توسعه فیدر موجود	*	-	*	*	*	*	–	-	-
۵۲			ایجاد مانور	*	-	*	*	*	*	–	-	-
۵۳			تبدیل سیم به کابل خودنگهدار	-	-	*	*	–	–	-	-	*
۵٤			تغییر سطح مقطع	-	-	*	*	–	–	*	-	-
۵۵			متقاضیان خرید انشعاب (تک تیری)	-	-	-	-	-	-	-	*	*
۵٦			جابجایی شبکه[۲]	*	-	-	-	-	-	*	–	–
۵۷			نصب جعبه انشعاب	-	-	-	-	-	-	-	*	–
٦۰			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 درطراحی و تدوین دفترچه طراحی مطابق با ماتریس فوق لحاظ گردد و چنانچه چنین سندی وجود نداشته باشد انجام مطالعات بر اساس در خواست 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.

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

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

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 پست‌های فوق توزیع بالادستی

پست فوق توزیع بالادست با ظرفیت ٦٠MVA دارای ضریب بهره برداری ٤٠٪ می باشد که امکان بارگذاری جدید (۵ مگاوات) را دارا می‌باشد.

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 ٦ کیلومتر می‌باشد.

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

نوع مصرف صنعتی و میزان درخواست ۵۰۰۰ KW می‌باشد.

٤- ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط

سطح ولتاژ خروجی پست فوق توزیع ۲۰ kv می‌باشد.

۵- ضریب همزمانی مشترکین دیماندی

چون فیدر تنها دارای یک مشترک می‌باشد ضریب همزمانی ۱ است.

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

افت ولتاژ مجاز ٤٪ در نظر گرفته شده است و شبکه سیمی هوایی با مشخصات هادی‌های فاکس، مینک و هاینا در جدول ذیل آمده است.

	R	X	حداکثر جریان مجاز
فاکس	۰,۷۹۸۵	۰,٤۹۱	۱٤۷
مینک	۰,٤٦۳۳	۰,٤۵۷۵	۱۷٤
هاینا	۰,۲۷٦۵	۰,٤۱٦۱	۲۸۷

۷- بررسی امکان ایجاد قابلیت مانور

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

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

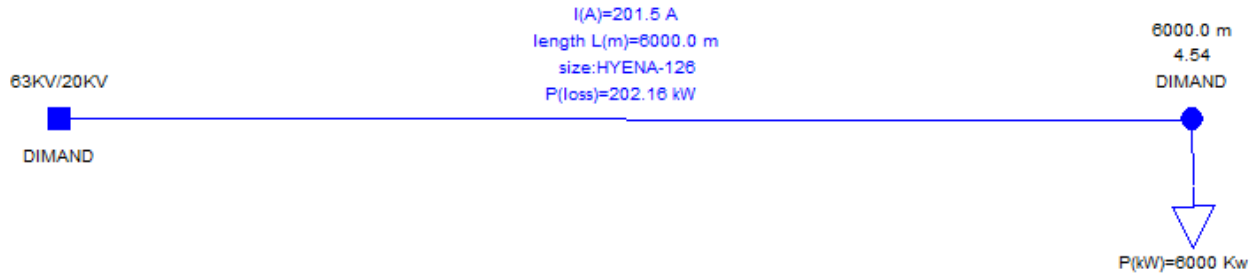
خروجی محاسبات مطابق با جدول شماره (۱)

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

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 ٤ ٪ سیم هاینا ACSR انتخاب شد.

سطح مقطع سیم	افت ولتاژ محاسبه شده ٪	تلفات محاسبه شده *KW*
فاکس	٪ ۸/۲	٤۳۷
مینک	٪ ٥/۱۳	۲۳۸
هاینا	٪ ۳/٤	۱۳٦



۱- تعیین جریان ابتدای فیدر : ۲۰۱ A

۲- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه: ٪ ۳/٦۹

۳- تعیین تلفات توان شبکه: ۱۳۸ کیلووات

٤- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر: ٥۱۳۸ کیلووات

٥- تعیین سطح اتصال کوتاه : ۱٥ کیلو آمپر در ابتدای فیدر و ۳/۲ کیلو آمپر در انتهای فیدر

٦- تعیین نقاط مانور با شبکه‌های 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 نمی‌باشد.

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

طرح پیشنهادی دارای خطاهای مذکور نمی باشد.

توضیح:

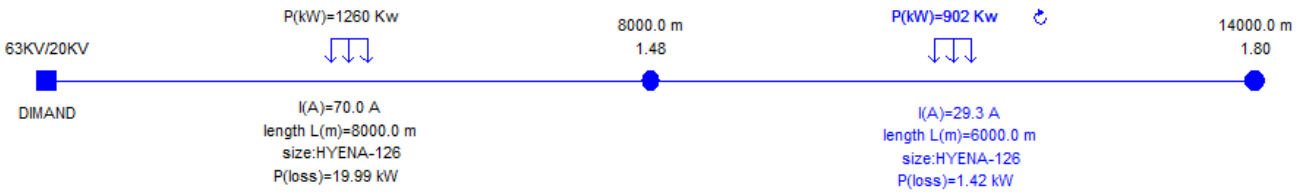
در انجام محاسبات این پیوست از اطلاعات هادی ها (R,X و حداکثر جریان) در پیوست۷ استفاده شده است.

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

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 هاینا و بار فعلی آن حدود ۷۰ آمپر می باشد که ظرفیت مورد نیاز جهت اضافه نمودن بار جدید را دارا می‌باشد.

۲- بررسی پست‌های فوق توزیع بالا دستی

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

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 می‌باشد.

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

نوع مصرف صنعتی و میزان درخواست ۲۰۰۰ KW می‌باشد.

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 می‌باشد.

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

افت ولتاژ مجاز ٤٪ در نظر گرفته شده است و شبکه سیمی هوایی با مشخصات هادی‌های فاکس، مینک و هاینا در جدول ذیل آمده است.

	R	X	حداکثر جریان مجاز
فاکس	۰,۷۹۸۵	۰,٤۹۱	۱٤۷
مینک	۰,٤٦۳۳	۰,٤۵۷۵	۱۷٤
هاینا	۰,۲۷٦۵	۰,٤۱٦۱	۲۸۷

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

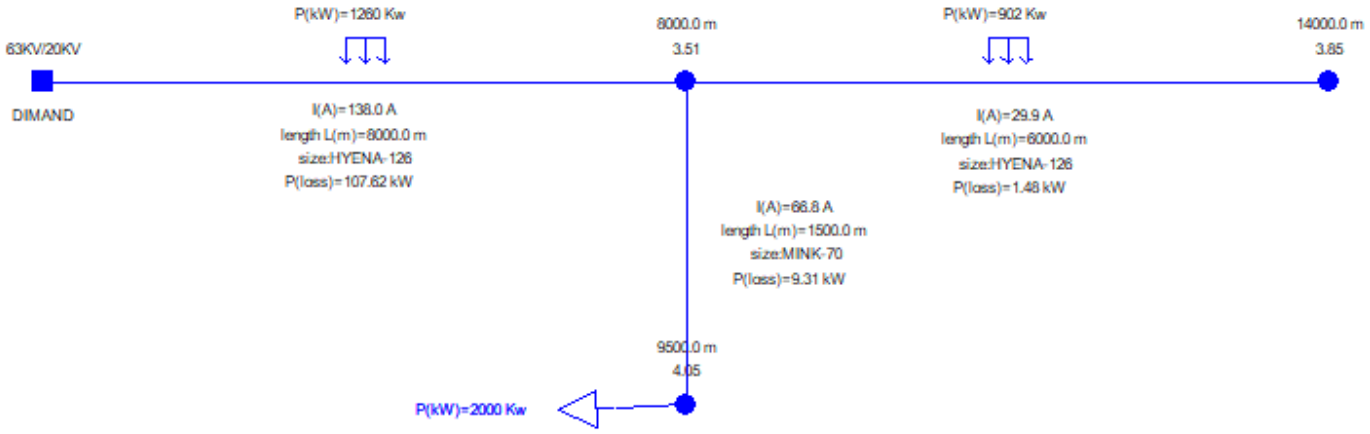
در نقطه انتهایی مسیر اصلی فیدر موجود، امکان مانور با فیدر مجاور وجود دارد.

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

خروجی محاسبات مطابق با جدول شماره (۱)

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

۱- انتخاب نوع هادی : با انجام محاسبات الکتریکی و با در نظر گرفتن قید افت ولتاژ مجاز ٤ ٪ و امکان رشد بار کم منطقه ، سیم مینک جهت انشعاب از فیدر موجود انتخاب گردید.



۲- تعیین جریان ابتدای فیدر: ۱۳۸A

۳- تعیین حداکثر افت ولتاژ شبکه: ۳٫۸۵٪

٤- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر: ٤۲۷۰ KW

۵- تعیین تلفات توان شبکه: ۱۰۷ KW

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

۷- تعیین نقاط مانور با شبکه‌های مجاور در صورت امکان : با توجه به ظرفیت آزاد فیدر موجود، امکان انتقال بار حدود ۵۰۰Kw به این فیدر و رعایت قید افت ولتاژ ٤ ٪ 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 درصورت وجود : طرح پیشنهادی دارای خطاهای مذکور نمی باشد.

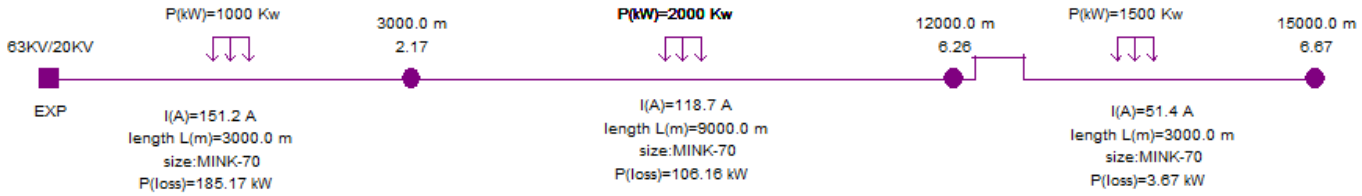
توضیح:در انجام محاسبات این پیوست از اطلاعات هادی ها (R,X و حداکثر جریان) در پیوست ۷ استفاده شده است.

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

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 می‌بایست 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:

	R	X	حداکثر جریان مجاز
فاکس	۰,۷۹۸۵	۰,٤۹۱	۱٤۷
مینک	۰,٤٦۳۳	۰,٤٥۷٥	۱۷٤
هاینا	۰,۲۷٦٥	۰,٤۱٦۱	۲۸۷

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 عموما مسکونی بوده و رشد بار سالیانه منطقه حدود ۱ ٪ می‌باشد.

۳- ولتاژ تخمینی ابتدای فیدر فشار متوسط: ۲۰ KV

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

۵- تعیین افت ولتاژ مجاز

افت ولتاژ مجاز ٤ ٪ می‌باشد ولی انتهای شبکه مذکور حدود ٦,٦۷٪ افت ولتاژ و ۱۸۵ کیلووات تلفات دارد.

٦- 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 می‌باشد

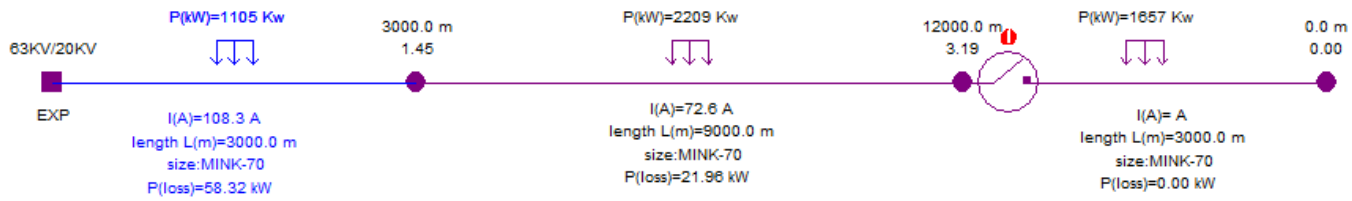
فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
۱
۲
۳
۴
۵
۶
۷
۸
۹
۱۰
۱۱
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

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 هاینا
- 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 می‌شود:



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

۲- تعیین نقاط مانور با شبکه‌های 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 می‌شود.)

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

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

۵- تعیین تلفات توان شبکه : ۵۸,۳ کیلووات

٦- 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 درصورت وجود : طرح پیشنهادی دارای خطاهای مذکور نمی 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

پیوست ٤ : مثالهای کاربردی در محاسبات ظرفیت ترانسفورماتور

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

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 ۱٤ 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 می‌باشد . 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 :

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

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

پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین جدید

تعداد مشترکین جدید (n)	۲۱۰+(۱٤×۳)=۲۵۲
میزان حداکثر بار سرانه هر مشترک (i)	۲/۳۲A
درصد رشد بار سالیانه (c)	٪۳
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	۵ سال
حداکثر درصد بهره برداری ازتوان نامی ترانسفورماتور (A)	۰/۸٤
مجموع جریان شبکه روشنایی (i_L)	۵A

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

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

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع ، ترانس پیشنهادی با ظرفیت ۶۳۰ KVA = S_{new} *پیشنهاد* می گردد.

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

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 ٤٥ 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

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

- با توجه به وجود ترانسفورماتورموجود 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:

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

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

- با توجه به اینکه ترانس موجود با ظرفیت S = ١٦٠KVA بوده و همچنین درصدبار این ترانس در پیک بار ۸۵ ٪ بوده با بررسی بعمل آمده امکان مانور تعداد ۳۰ مشترک تکفاز بروی ترانس جدید می باشد:

$$i_t=30\times 1.24=37.2\ A$$

پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین قبلی

میزان کاهش بار ترانسفورماتورهای مجاور و انتقال آن به ترانسفوماتورجدید $i_{(t)}$	۳۷,۲A
تعداد مشترکین جدید(N)	٤٥
میزان حداکثر بار سرانه هر مشترک (i)	۱/۲٤A
درصد رشد بار سالیانه (c)	٪۲
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	۵ سال
حداکثر درصد بهره برداری ازتوان نامی ترانسفورماتور (A)	۰,۹
مجموع جریان شبکه روشنایی(i_L)	۲A

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

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

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

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

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع می باشد ترانس پیشنهادی با ظرفیت S_{new} = ۱۰۰KVA در نظر گرفته می شود.

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

مثال۳ : محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتور موجود

بهینه سازی ترانسفورماتور موجود

در یک منطقه شهری یک دستگاه پست هوایی با ظرفیت S = ۲۰۰KVA 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 ۲٤ کنتور تکفاز و ۲ کنتور 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

٤- 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:

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

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

- با توجه به اینکه ترانس موجود با ظرفیت S = ۲۰۰KVA 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

بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)	۲٦۳A
میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید $i_{(t)}$	(۳۰×۲,۱٤)=٦٤,۲A
درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)	٪۲
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	۵ سال
حداکثر درصد بهره برداری ازتوان نامی ترانسفورماتور (A)	۰/۸۳٦
مجموع جریان شبکه روشنایی(i_L)	٦A

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

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

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

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع ، ترانس پیشنهادی با ظرفیت که با S_{new}= ۳۱۵ KVA در نظر گرفته می شود.

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

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

مثال ٤ : 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 KVA ۱۰۰ =S بدلایل 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 ٤٧٠ 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

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

- با توجه به وجود ترانسفورماتورموجود 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 :

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

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

با توجه به اینکه ترانس موجود با ظرفیت ۱۰۰KVA = S بوده و همچنین درصدبار 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 .

$$i_t=9\times 1.44=12.96\ A$$

پارامترهای ورودی برای محاسبات با مشترکین قبلی

میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید $i_{(t)}$	۱۲,۹٦A
بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)	۱۱۹,۵۲A
درصد رشد بار سالیانه (c)	٪۱,۵
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	۵ سال
حداکثر درصد بهره برداری ازتوان نامی ترانسفورماتور (A)	۰,۸٤
مجموع جریان شبکه روشنایی(i_L)	۵A

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

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

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

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

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع می باشد ترانس پیشنهادی با ظرفیت S_{new} = ۱۲۵KVA *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

٦- 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 : ٤۰۰ 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 : ٤۰ 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 ٤۰ 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.

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

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

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

T_L : حرارت مجاز هادی : ۷۰ درجه سانتیگراد

T_1 : درجه حرارت مجاز محیط : ۳۰ درجه سانتیگراد

T_2 : درجه حرارت محیط طراحی : ٤٠ 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

نوع هادی	سطح مقطع (mm^2)	جریان مجاز هادی (A)	
		بدون اعمال ضریب	با اعمال ضریب
کابل NYY سه یا چهار رشته ای	۷۰	۱۹٦	۱۷۰,۵۲
	۵۰	۱۵۳	۱۳۳,۱۱
	۳۵	۱۲٦	۱۰۹,٦۲
	۲۵	۱۰۱	۸۷,۸۷
	۱٦	۸۰	٦۹,٦
سیم مسی	۳۵	۱۷٤	۱۵۱,۳۸
	۲۵	۱۵۱	۱۳۱,۳۷
	۱٦	۱۱۵	۱۰۰,۰۵

حل مثال: با توجه به طول خط مجموع دو فیدرحدود ٦۷۰ متر، و فیدر سمت چپ که طول خط آن حدود ٤۷۰ متر می باشد یک اسپان جدید جهت برقدار 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.

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

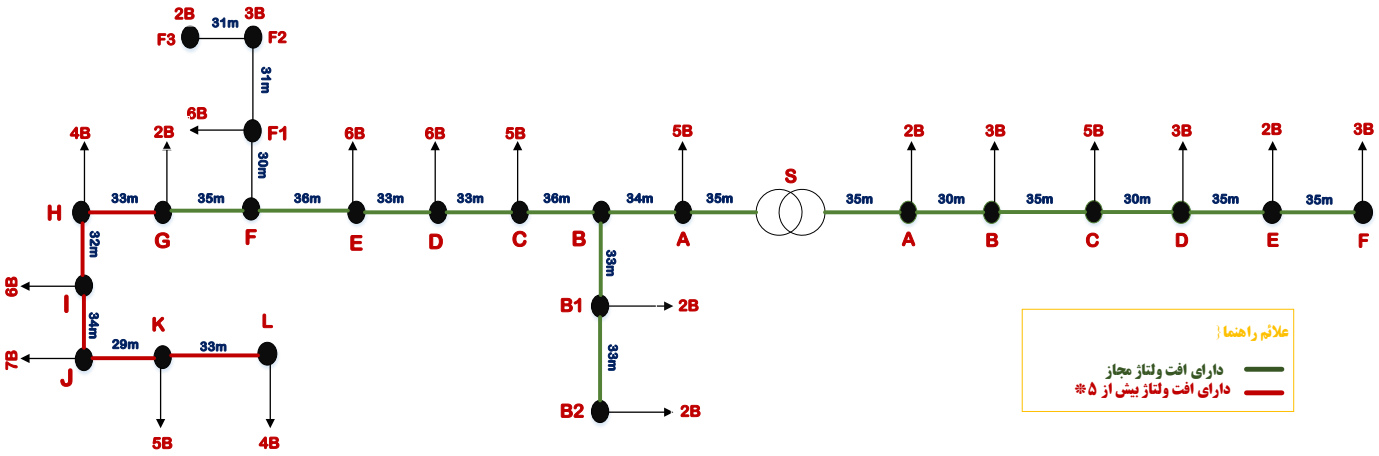
فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
۱
۲
۳
۴
۵
۶
۷
۸
۹
۱۰
۱۱
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

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:

$$\begin{bmatrix} A_{SA} = 50\,mm^2(NYY) \\ \%\Delta U = 0.484 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{AB} = 25\,mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 1.364 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{BC} = 25\,mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 2.244 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{KL} = 16\,mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 7.406 \end{bmatrix}$$

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.

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

۳- انتخاب نوع هادی

- سیم مسی و کابل NYY هوایی

٤- 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:

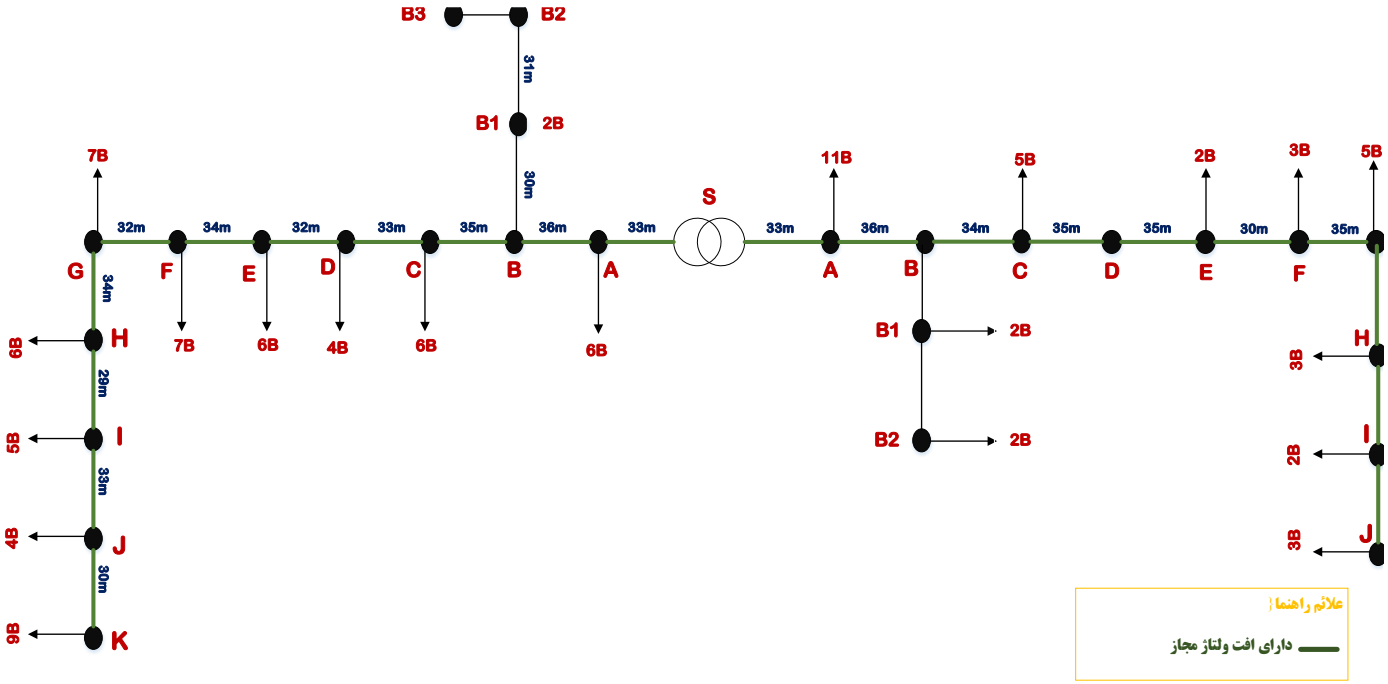
$$\left(1+\frac{c}{100}\right)^{B}=\left(1+\frac{2}{100}\right)^{10}=1.219$$

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

$$I_{3\emptyset}=1.35\times1.219\times1.219=2.006\,A$$

۵- دیاگرام تک خطی در شرایط جدید

B : تعداد مشترکین تکفاز



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

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:

$$\begin{bmatrix} A_{SA} = 70\,mm^2(\,NYY) \\ \%\Delta U = 0.416 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{AB} = 35\,mm^2(\,CU) \\ \%\Delta U = 1.242 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{BC} = 35\,mm^2(\,CU) \\ \%\Delta U = 1.953 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{CD} = 35\,mm^2(\,CU) \\ \%\Delta U = 2.549 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{JK} = 25\,mm^2(\,CU) \\ \%\Delta U = 4.889 \end{bmatrix}$$

٦- تعیین جریان ابتدای فیدر

جریان ابتدای فیدر مطابق دیاگرام تک خطی فوق برابر با ۱۳۲,٤۸ 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

مثال ۵ : محاسبه ظرفیت ترانسفورماتور جدید

مشترک دیماندی (خصوصی)

یک متقاضی جهت تامین برق یک واحد صنعتی درخواست برق به میزان P = ۱۰۰ KW نموده است. برای انجام طراحی شبکه مذکور، فرآیند طراحی به شرح ذیل انجام می گردد:

پارامترهای ورودی برای محاسبات ترانسفورماتورجدید جهت متقاضی خصوصی (دیماندی)

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

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

$$S_{new} = \frac{P}{A.\cos\phi}, = \frac{100}{0.836\times0.9} = 133.34\ KVA$$

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع ، ترانس پیشنهادی با ظرفیت S_{new} = ۱۶۰KVA در نظر گرفته می شود.

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

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

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 :

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

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

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

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

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

- تعیین درجه حرارت محیط طراحی: ٤٠ 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 ٤٠ 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 : ٤٠ 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.

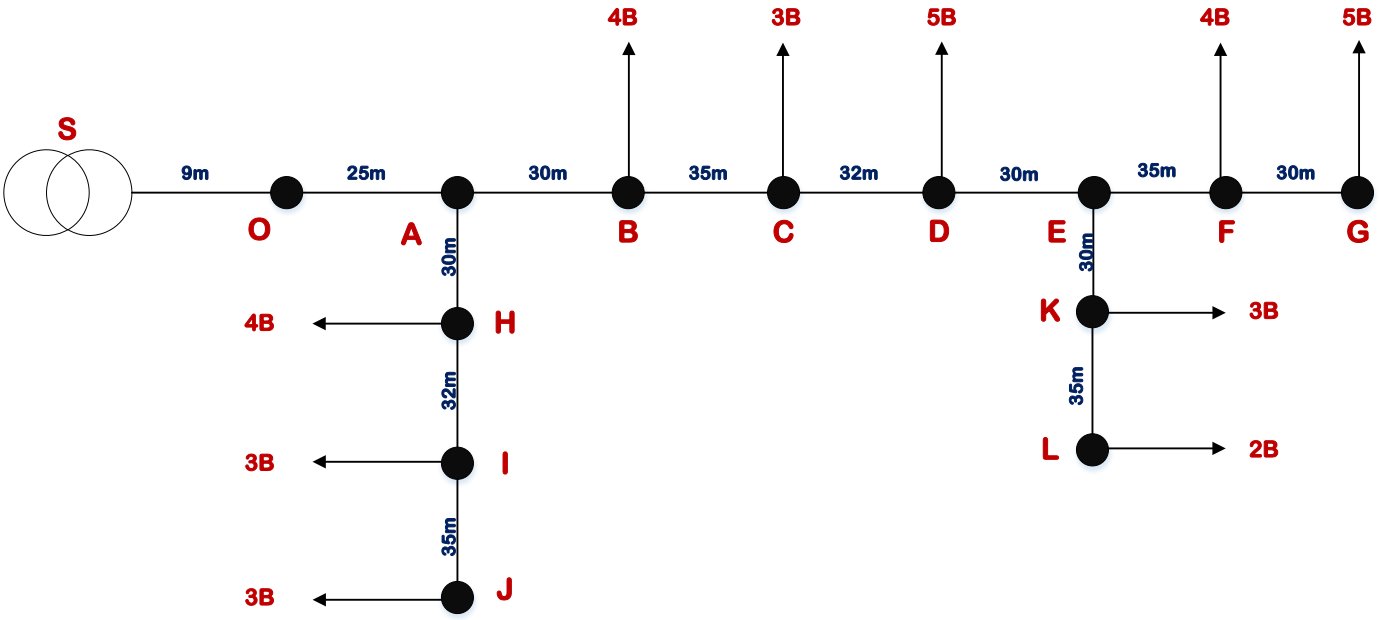
جریان قابل حمل توسط کابل مسی PVC بدون زره و سیم مسی

نوع هادی	سطح مقطع (mm^2)	جریان مجاز هادی (A)	
		بدون اعمال ضریب	با اعمال ضریب
کابل NYY سه یا چهار رشته ای	۷۰	۱۹٦	۱۷۰,۵۲
	۵۰	۱۵۳	۱۳۳,۱۱
	۳۵	۱۲٦	۱۰۹,٦۲
	۲۵	۱۰۱	۸۷,۸۷
	۱٦	۸۰	٦۹,٦
سیم مسی	۳۵	۱۷٤	۱۵۱,۳۸
	۲۵	۱۵۱	۱۳۱,۳۷
	۱٦	۱۱۵	۱۰۰,۰۵

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

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:

$$\begin{bmatrix} A_{so} = 50\ mm^2(NYY) \\ \%\Delta U = 0.16 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{OA} = 25\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 1.05 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{AB} = 25\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 1.82 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{FG} = 16\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 4.89 \end{bmatrix}$$

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

۳- انتخاب نوع هادی

- سیم مسی و کابل NYY هوایی

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

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

- ضریب رشد بار منطقه :

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

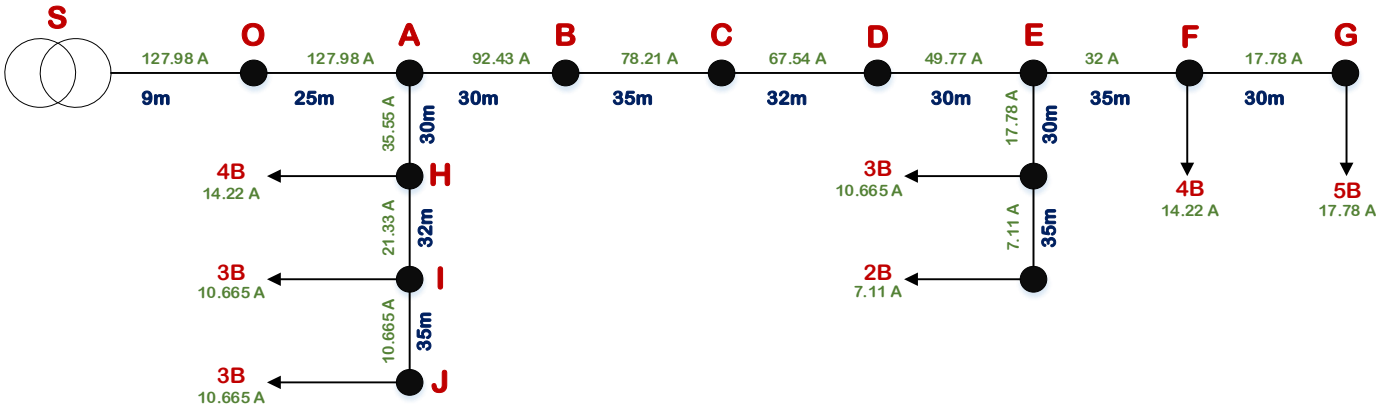
- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه :

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

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

$$I_{3\emptyset}=2.17\times1.219\times1.3439=3.55\ A$$

۵- دیاگرام تک خطی با انجام محاسبات پخش بار :



B : تعداد مشترکین تکفاز

٦- 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.

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

مثال ۲ : احداث فیدر جدید بر روی شبکه موجود

در یک منطقه شهری، یک مجتمع مسکونی ۵۰ واحدی را می خواهیم برقدار 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 ١٤ به شرح ذیل انجام می گردد:

ورودی هاه:

۱- بررسی وضعیت بار پست توزیع و فیدر بالا دستی

- یک دستگاه پست زمینی با ظرفیت S = ٦٣٠ KVA موجود می باشد و میزان درصدبار پست در پیک بار برابر با ٦٠٪ می باشد. ترانسفورماتور مربوطه با توجه به ضریب بهره برداری که برابر A = ۰,۸۳٦ می باشد، فول بار نبوده، که با انجام محاسبات مربوطه شرایط برقدار 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)

٤- 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 برقدار از این فیدر، میانگین مصرف سرانه مربوطه به شرح ذیل می باشد:

$$I_{1\emptyset}=\frac{I_R+I_S+I_T}{N}=\frac{143+131+137}{65}=6.32\ \text{A}\ 1\varphi$$

$$I_{3\emptyset}=\frac{6.32}{3}=2.11\ \text{A}\ 3\varphi$$

۵- ضریب رشد منطقه

- ضریب رشد بار منطقه: ٢٪
- 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

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

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

- نوع هادی : کابل مسی PVC
- ظرفیت جریان دهی : مطابق جدول استاندارد
- تعیین افت ولتاژ مجاز : ۵٪
- تعیین ضریب قدرت : ۰,۸۵
- تعیین ولتاژ اولیه خط : ٤۰۰ 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: ۰,۹٦
- ضریب تصحیح مقاومت مخصوص خاک: ۱,۱٤

کل ضریب تصحیح = ۰,۹× ۱×۰,۹٦×۱,۱٤= ۰,۹۸

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

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

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:

$$\begin{bmatrix} A_{SA} = 70\ mm^2(NYY) \\ \%\Delta U = 4.592 \end{bmatrix}$$

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:

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

٤- تعیین جریان ابتدای فیدر

جریان ابتدای فیدر مطابق دیاگرام تک خطی فوق برابر با ۱۸٤ آمپر می باشد.

۵- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر

مجموع توان مورد نیاز فیدر برابر با ۱۱۰,٤ کیلو وات می باشد.

٦- تعیین تلفات توان شبکه

مجموع تلفات در طول فیدر برابر با ۲,٤ کیلو وات می باشد.

۷- تعیین ظرفیت ترانسفورماتور

- محاسبه میزان درصد بارگذاری برروی پست توزیع زمینی

$S=\sqrt{3}\times V\times I$
$630=\sqrt{3}\times 0.4\times I$
$I=913\ A$

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

- میزان بار ترانس موجود فبل از انتقال بار فیدر جدید

$913 \times 0.6 = 548$ A

- تعداد مشترکین بر روی فیدر جدید

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

- مقدار جریان مصرفی فیدر جدید براساس میانگین مصرف سرانه

$I = 3.12 \times 59 = 184$ A

- مقدار کل جریان بر روی پست زمینی

$I_t = 548 + 184 = 732$ 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 ۰٫۸۳۶ = A 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
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

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 ١٤ به شرح ذیل انجام می گردد:

ورودی ها :

۱- بررسی وضعیت بار پست توزیع موجود و فیدر بالادستی

- ظرفیت ترانسفورماتور موجود S = ۳۱۵KVA و میزان درصد بار در پیک بار برابر با ٦١٪ است، که با توجه به شرایط منطقه ضریب بهره برداری ترانسفورماتور به میزان A =۰٫۸۳٦ 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

٤- 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 وهمچنین با داشتن بار فیدر مربوطه در پیک بار، میانگین مصرف سرانه مربوطه به شرح ذیل محاسبه می گردد:

$$I_{1\emptyset}=\frac{I_R+I_S+I_T}{N}=\frac{269+279+285}{89}=9.36\ A\ 1\varphi$$
$$I_{3\emptyset}=\frac{9.36}{3}=3.12\ A\ 3\varphi$$

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

٦- 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

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

- 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.

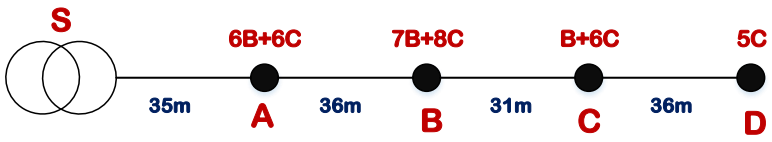
جریان قابل حمل توسط کابل مسی PVC بدون زره و سیم مسی

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

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

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

$$\begin{bmatrix} A_{SA} = 70\ mm^2(NYY) \\ \%\Delta U = 0.965 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{AB} = 35\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 2.415 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{BC} = 35\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 3.068 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{CD} = 35\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U = 3.403 \end{bmatrix}$$

با توجه به محاسبات انجام شده در شرایط موجود، افت ولتاژ در انتهای خط کمتر از ۵٪ بوده و واگذاری برق به مشترک جدید امکان پذیر می باشد.

۳- انتخاب نوع هادی :

- سیم مسی و کابل مسی NYY هوایی

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

- -ضریب رشد بار منطقه :

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

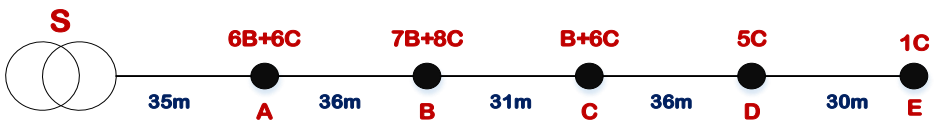
- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه :

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

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

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

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:

$$\begin{bmatrix} A_{SA}=70\ mm^2(NYY) \\ \%\Delta U=1.343 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{AB}=35\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U=3.386 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{BC}=35\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U=4.343 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{CD}=35\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U=4.883 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_{DE}=35\ mm^2(CU) \\ \%\Delta U=4.958 \end{bmatrix}$$

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

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

۷- تعیین جریان ابتدای فیدر

جریان ابتدای فیدر مطابق دیاگرام تک خطی فوق برابر با ۳۸٦,۵۱ آمپر می باشد.

۸- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر :

مجموع توان مورد نیاز فیدر برابر با ۲٤۳کیلو 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 =۳۱۵ KVA می باشد و میزان درصد بار موجود (قبل از مشترک جدید) در پیک بار برابر با ٦۱٪ می باشد.

پارامترهای ورودی برای محاسبات تقویت ظرفیت ترانسفورماتور مورد نظر

بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)	**۲۷۷,٦۸A**
میزان بار انتقال از ترانسفورماتورهای مجاور و یا مشترکین جدید $i_{(t)}$	**(۳×۳,۱۲)=۹,۳٦A**
درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)	**٪۳**
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	**۵ سال**
حداکثر درصد بهره برداری ازتوان نامی ترانسفورماتور (A)	**۰/۸۳٦**
مجموع جریان شبکه روشنایی(i_L)	**٦A**

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

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

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

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع، ترانسفورماتور پیشنهادی با ظرفیت S_{new} = ۳۱۵ KVA در نظر گرفته می شود. بنابراین با توجه به ظرفیت ترانسفورماتور موجود که S =۳۱۵ KVA بوده، نیاز به تعویض نمی 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

مثال ٤ : 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 ١٤ به شرح ذیل انجام می گردد:

ورودی ها :

١- 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 =٢٠٠ KVA می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ٥٧٪ می باشد.
- ظرفیت ترانسفورماتور شماره دو (T2) در شرایط موجود برابر با S =٢٠٠ KVA می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ٧٩٪ می باشد.
- ظرفیت ترانسفورماتور شماره سه (T3) در شرایط موجود برابر با S =٢٠٠ KVA می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ٨٤٪ می باشد.

٢- بررسی وضعیت فاصله ترانسهای مجاور

- فاصله پست شماره یک (T1) تا پست شماره دو (T2) به میزان حدود ٤٥٠ متر
- فاصله پست شماره یک (T1) تا پست شماره سه (T3) به میزان حدود ٥٠٠ متر

٣- مکان و نوع تعرفه و میزان توان مصرفی

- مکان : شهری
- نوع تعرفه : مسکونی پر مصرف
- میزان توان مصرفی جهت هر مشترک: ٥ کیلو وات

٤- 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:

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

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

٥- ضریب رشد منطقه

- ضریب رشد بار منطقه :١,٥٪
- ضریب رشد توسعه و تراکم منطقه (مربوط به افزایش وسعت منطقه و افزایش حجم تراکم منطقه): ١,٥٪
- تعداد سال بهره برداری(با توجه به شرایط موجود منطقه تعداد سال بهره برداری تعیین میگردد): ١٠ سال

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

٦- 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 : 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 ٤٠ 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 : ٤٠ 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

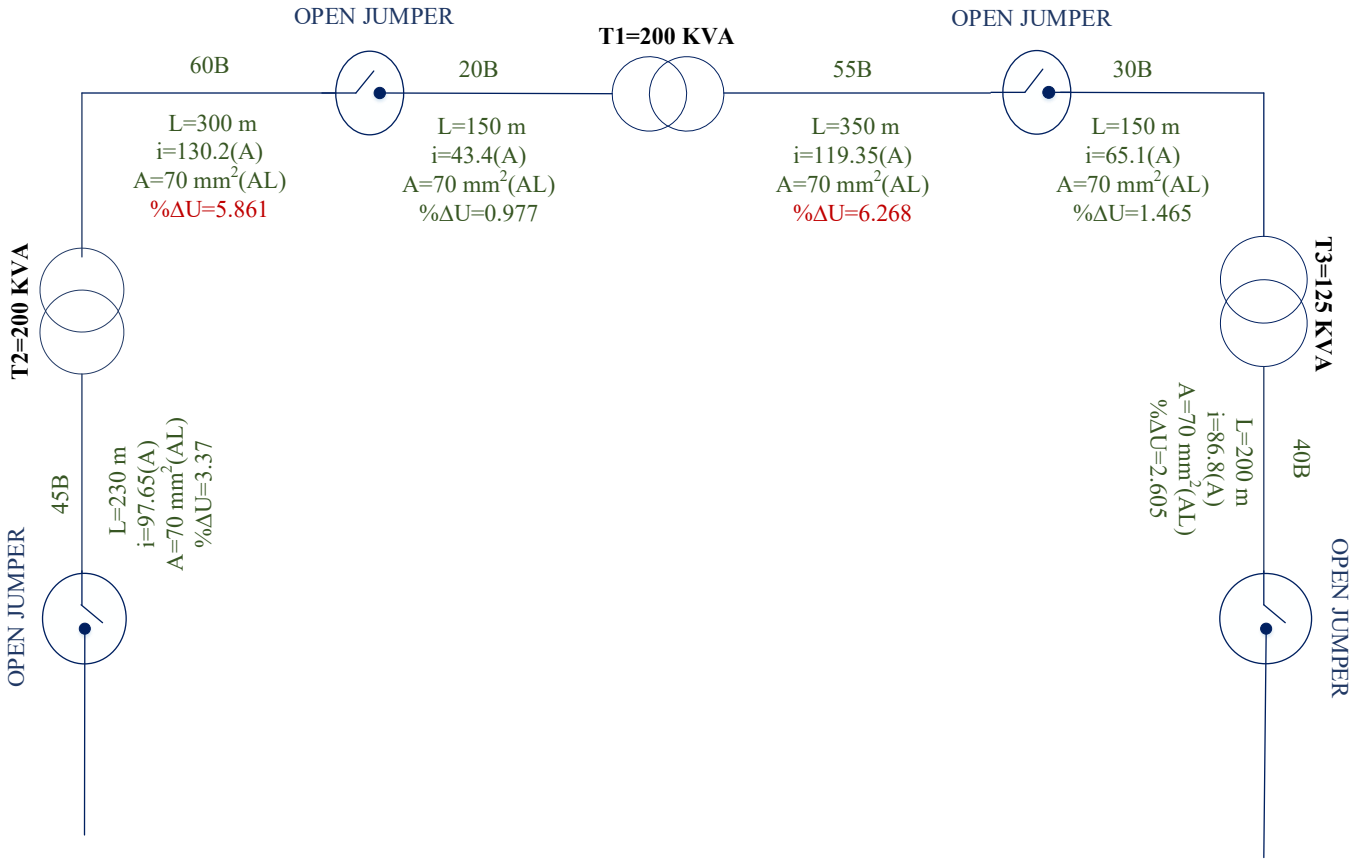
نوع هادی	سطح مقطع (mm^2)	جریان مجاز هادی (A)	
		بدون اعمال ضریب	با اعمال ضریب
کابل PVC سه یا چهار رشته ای	۹۵	۱۸۳	۱۵۹,۲۱
	۷۰	۱۵۰	۱۳۰,۵
	۵۰	۱۱۷	۱۰۱,۷۹
	۳۵	۹٦	۸۳,۵۲
	۲۵	۷۸	٦۷,۸٦
	۱٦	٦۱	۵۳,۰۷

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

خروجی ها :

۱- دیاگرام تک خطی در شرایط موجود

B : تعداد مشترکین تکفاز



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

$$\begin{bmatrix} T1(FR) = 70\,mm^2(PVC) \\ \%\Delta U = 6.268 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} T2(FR) = 70\,mm^2(PVC) \\ \%\Delta U = 5.86 \end{bmatrix}$$

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

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

٤- 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:

$$I_{3\emptyset}=2.17\times1.16\times1.16=2.92\ A$$

٥- 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

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

٦- 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:

$$\begin{bmatrix} T1(FR) = 70\,mm^2(PVC) \\ \%\Delta U = 4.605 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} T1(FL) = 70\,mm^2(PVC) \\ \%\Delta U = 4.386 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} T2(FR) = 70\,mm^2(PVC) \\ \%\Delta U = 3.508 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} T3(FL) = 70\,mm^2(PVC) \\ \%\Delta U = 4.715 \end{bmatrix}$$

۷- تعیین جریان ابتدای فیدر

- جریان ابتدای فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت چپ برابر با ۱۱٦,۹ 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 ۱۱٦,۹۱ آمپر می باشد.
- جریان ابتدای فیدر ترانس شماره T3 فیدر سمت چپ برابر با ۱۲۵,٦۸ آمپر می باشد.

۸- تعیین مجموع توان مورد نیاز فیدر

- مجموع توان مورد نیاز فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت چپ برایر با ۷۰,۷٤ کیلو وات می باشد.
- مجموع توان مورد نیاز فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت راست برایر با ۷٤,۹۵ کیلو وات می باشد.
- مجموع توان مورد نیاز فیدر ترانس شماره T2 فیدر سمت راست برایر با ۷۰,۳۸ کیلو وات می باشد.
- مجموع توان مورد نیاز فیدر ترانس شماره T3 فیدر سمت چپ برایر با ۷٦ کیلو وات می باشد.

۹- تعیین تلفات توان شبکه

- مجموع تلفات در طول فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت چپ برایر با ۱,۷٤ کیلو وات می باشد.
- مجموع تلفات در طول فیدر ترانس شماره T1 فیدر سمت راست برایر با ۱,۹۵ کیلو وات می باشد.
- مجموع تلفات در طول فیدر ترانس شماره T2 فیدر سمت راست برایر با ۱,۳۸ کیلو وات می باشد.
- مجموع تلفات در طول فیدر ترانس شماره T2 فیدر سمت چپ برایر با ۲ 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

۱۰- محاسبه تقویت ظرفیت ترانسفورماتورهای موجود

- بهینه سازی ترانسفورماتور T1

ظرفیت ترانسفورماتور شماره یک (T1) در شرایط موجود برابر با S =۲۰۰ 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 $i_{(t)}$	**(۷×۲,۱۷)=۱۵,۱۹A**
درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)	**٪۲**
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	**۵ سال**
حداکثر درصد بهره برداری ازتوان 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:

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

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

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع، ترانسفورماتور پیشنهادی شماره $T1$ با ظرفیت S_{new} = ۲۰۰ KVA در نظر گرفته می شود. بنابراین با توجه به اینکه ظرفیت ترانسفورماتور موجود S =۲۰۰ KVA بوده، نیاز به تعویض نمی 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

- بهینه سازی ترانسفورماتور T2

ظرفیت ترانسفورماتور شماره دو (T2) در شرایط موجود برابر با S =۲۰۰ 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

بار ترانسفورماتور مورد بررسی (i)	۲۲۷,۸۵A
میزان کاهش بار و انتقال به ترانسفورماتورهای مجاور $i_{(t)}$	(۲۰×۲,۱۷)= ۴۳,۴۰A
درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)	٪۲
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	۵ سال
حداکثر درصد بهره برداری ازتوان 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:

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

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

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع ، ترانسفورماتور پیشنهادی شماره T2 با ظرفیت S_{new}= ۲۰۰ KVA در نظر گرفته می شود .بنابراین با توجه به اینکه ظرفیت ترانس موجود S =۲۰۰ KVA بوده نیاز به تعویض نمی 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

- بهینه سازی ترانسفورماتور T3

ظرفیت ترانسفورماتور شماره سه (T3) در شرایط موجود برابر با S =۱۲۵ KVA می باشد و وضعیت درصد بار این پست نیز برابر با ۸٤٪ 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 $i_{(t)}$	**(۱۳×۲,۱۷)= ۲۸,۲۱A**
درصد رشد بار سالیانه منطقه مورد بررسی (c)	٪۲
تعداد سال بهره برداری از ترانسفورماتور (B)	**۵ سال**
حداکثر درصد بهره برداری ازتوان نامی ترانسفورماتور (A)	۰/۸۳٦
مجموع جریان شبکه روشنایی(i_L)	**٤A**

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

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

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

در نتیجه با توجه به ظرفیت مجاز استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع ، ترانسفورماتور پیشنهادی شماره T3 با ظرفیت S_{new} = ۲۰۰ KVA در نظر گرفته می شود.

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

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

توضیح :

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

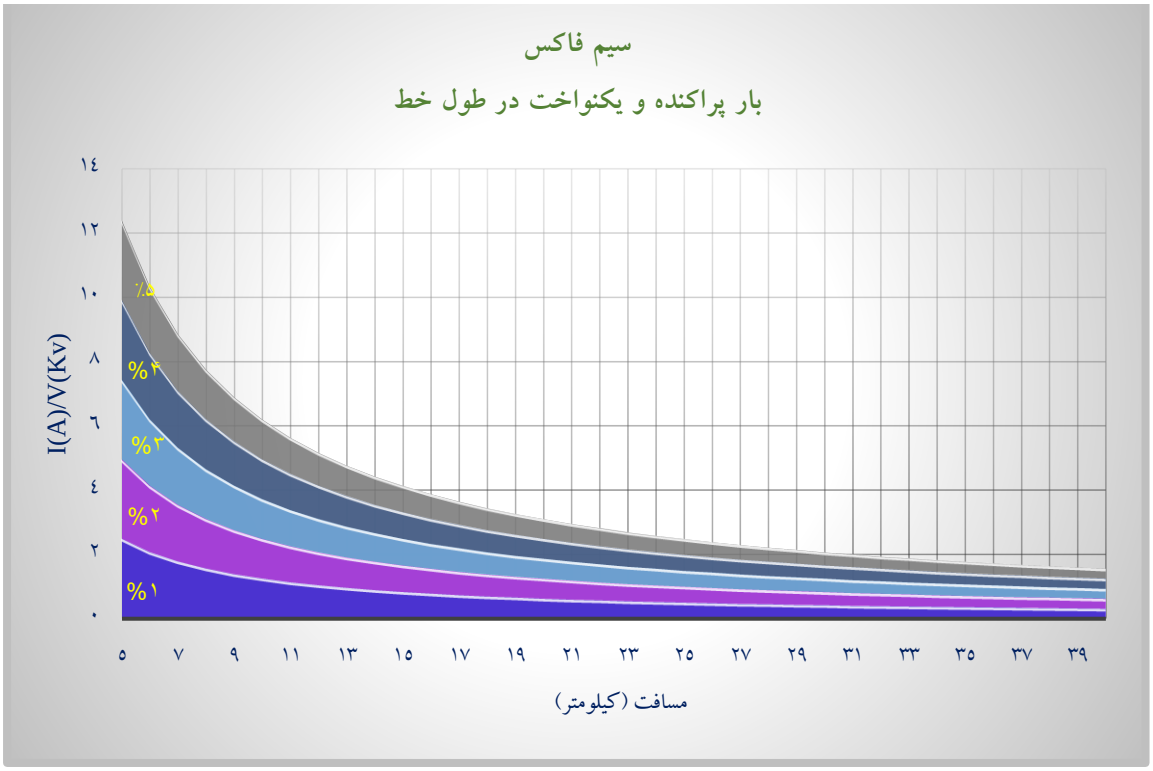
۲) برای بدست آوردن راکتانس شبکه های سیمی ،آرایش شبکه بصورت آرایش رأس تیری با کراس آرم ۲,٤۰ در نظر گرفته شده است.

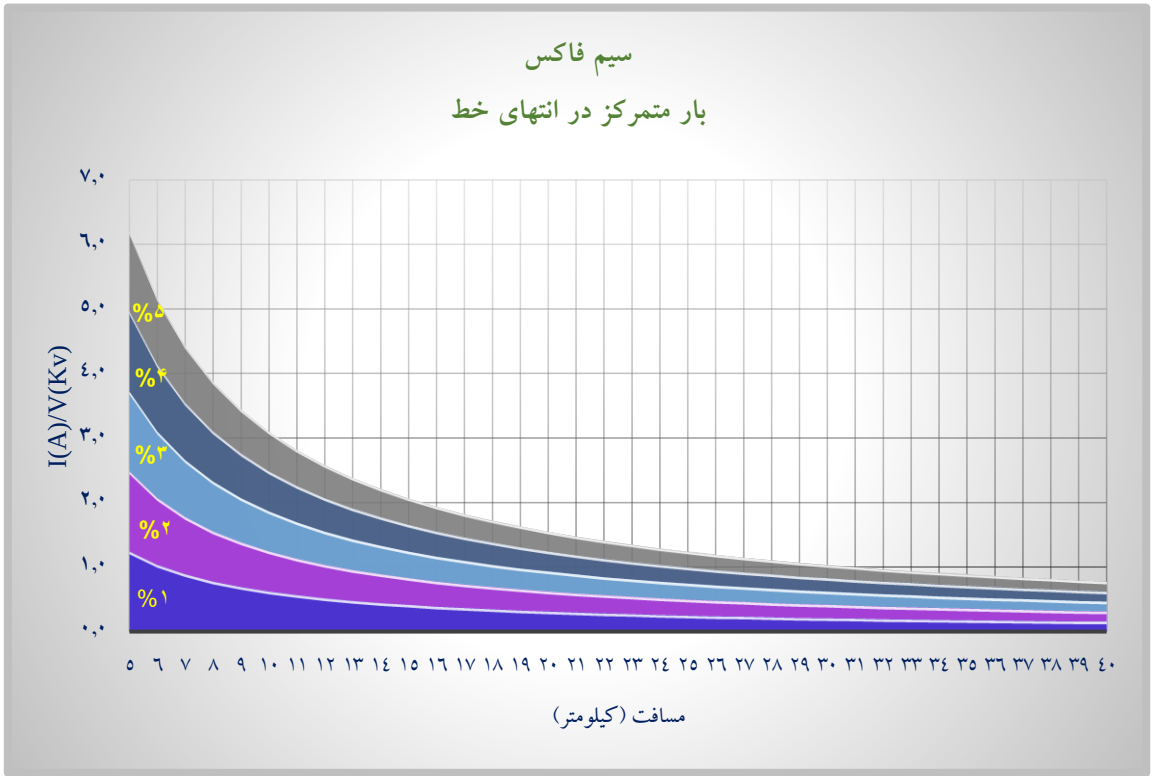
۳) برای بدست آوردن جریان شبکه با حداکثر افت ولتاژ مورد نظر، کافی است عدد بدست آمده از نمودار در ولتاژ شبکه ضرب شود. لازم به ذکر است اگر جریان بدست آمده بیش از حداکثر جریان مجاز هادی بدست آمد، می‌بایست حداکثر جریان مجاز در نظر گرفته شود.

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 می‌آید.

حداکثر جریان قابل انتقال باشبکه مذکور: $I=۲,۰۲\times۲۰ = ٤۰,٤A$

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



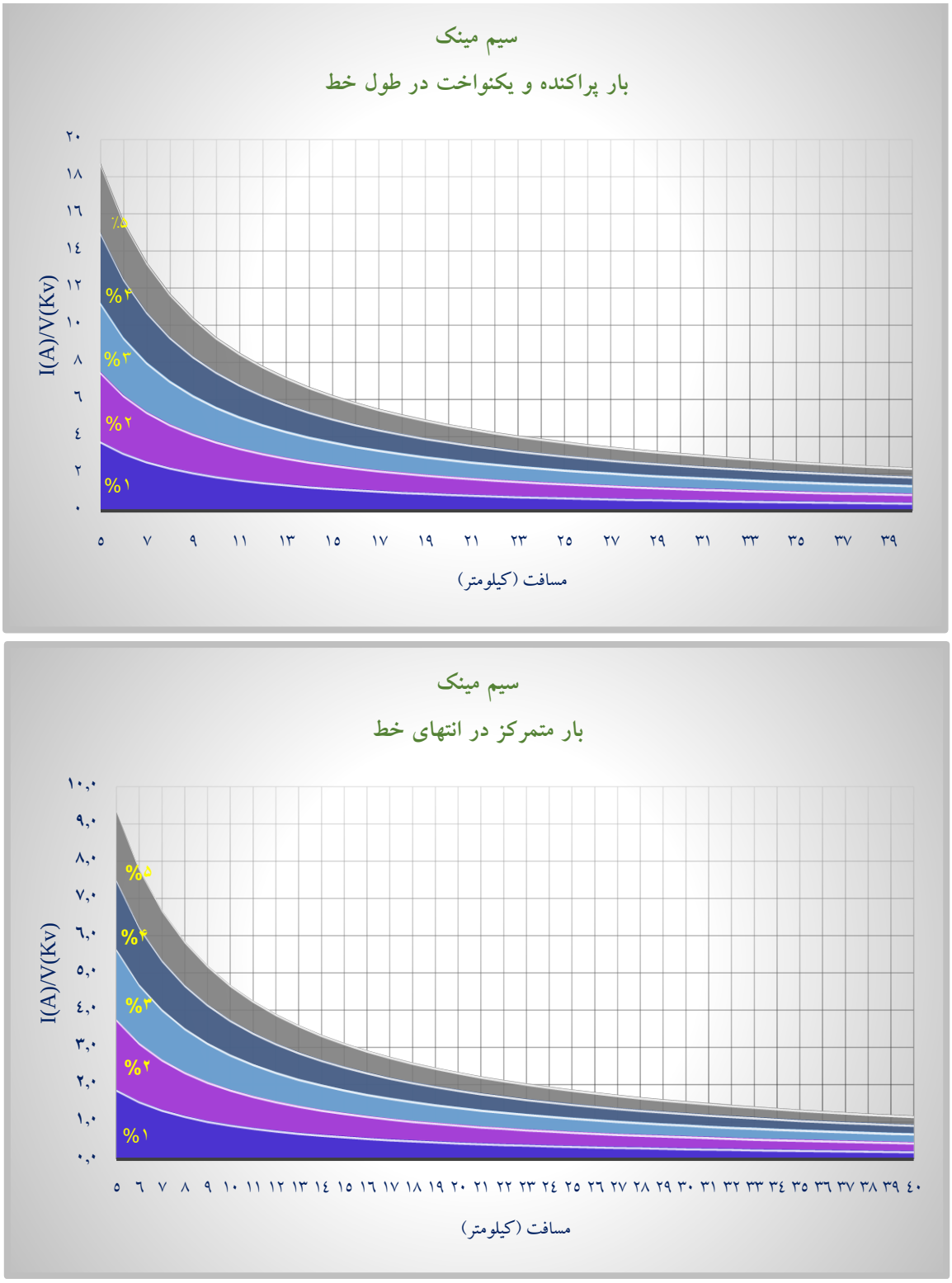


شکل ۱۵ :نمودار برآورد مسافت سیم فاکس

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

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

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

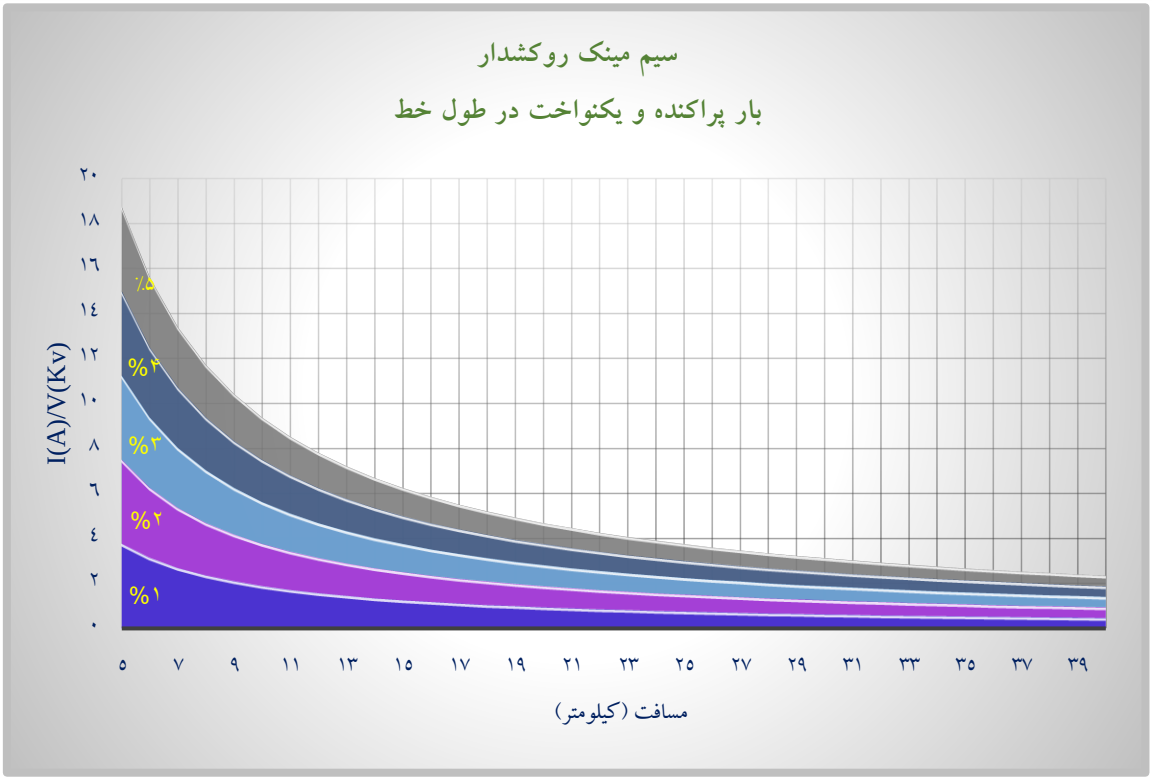


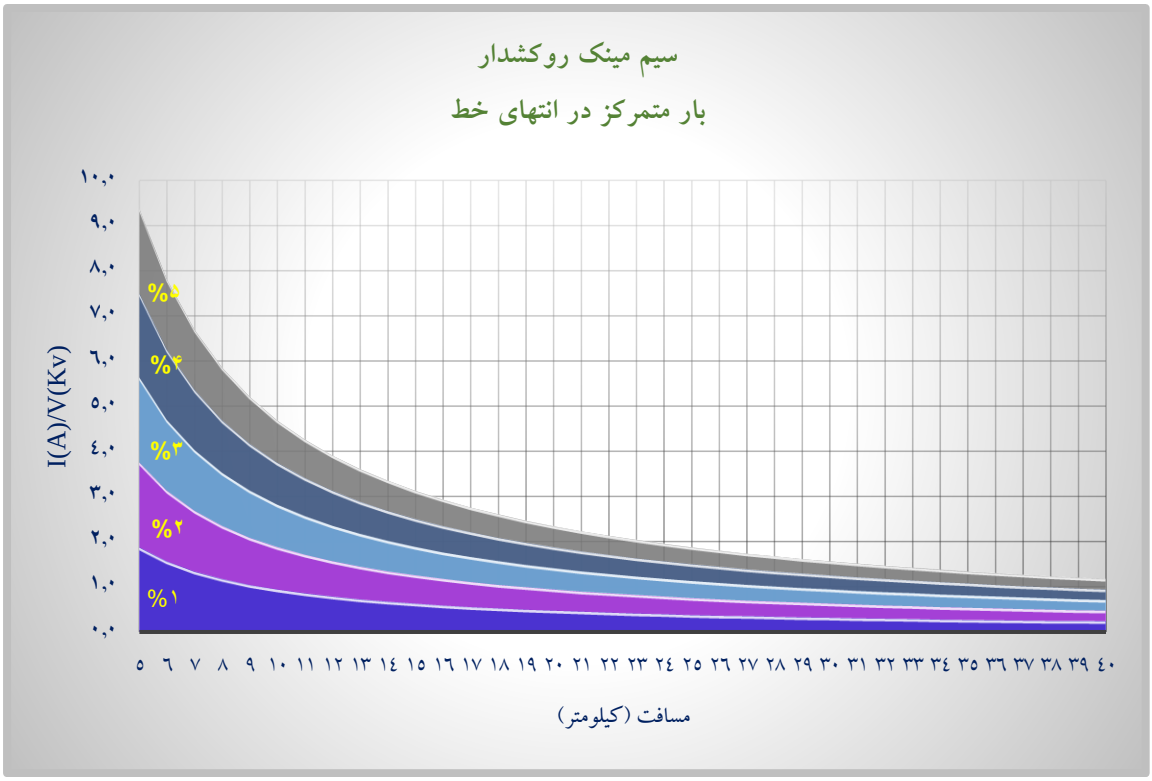
شکل ۱۶ : نمودار برآورد مسافت سیم مینک

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

	R	X	حداکثر جریان مجاز
مینک	۰,۴۶۳۳	۰,۴۵۷۵	۱۷۴

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



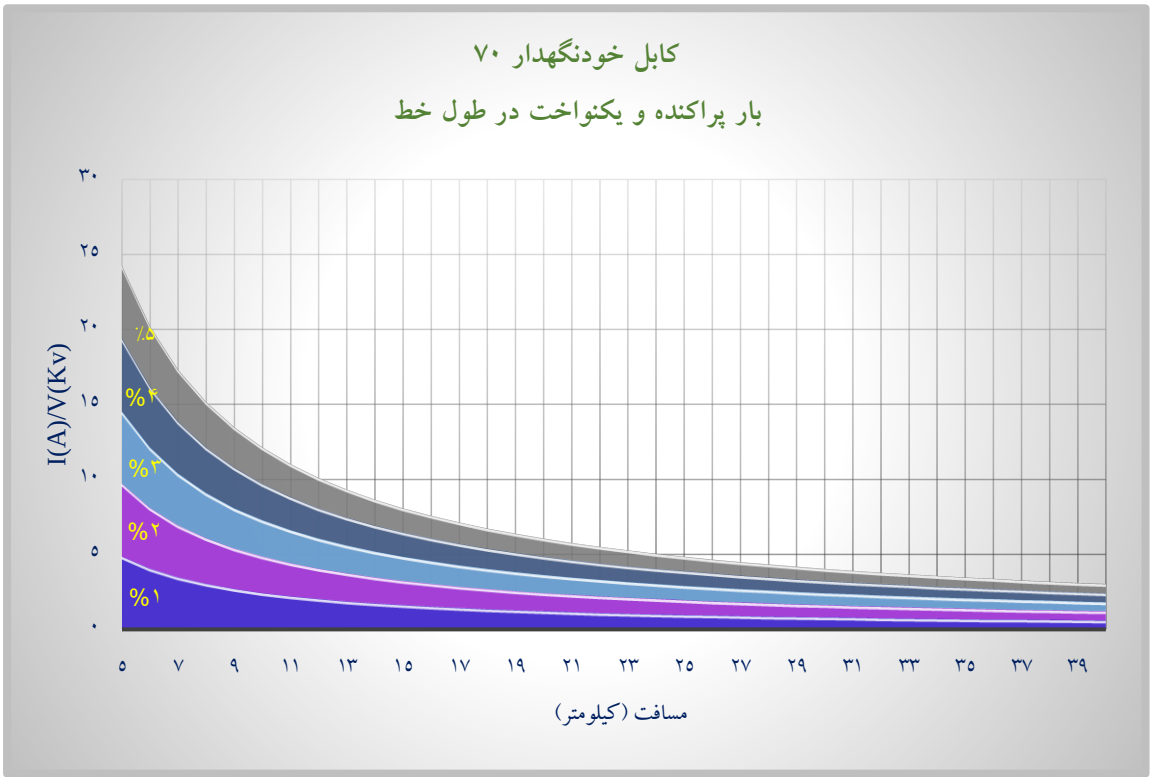


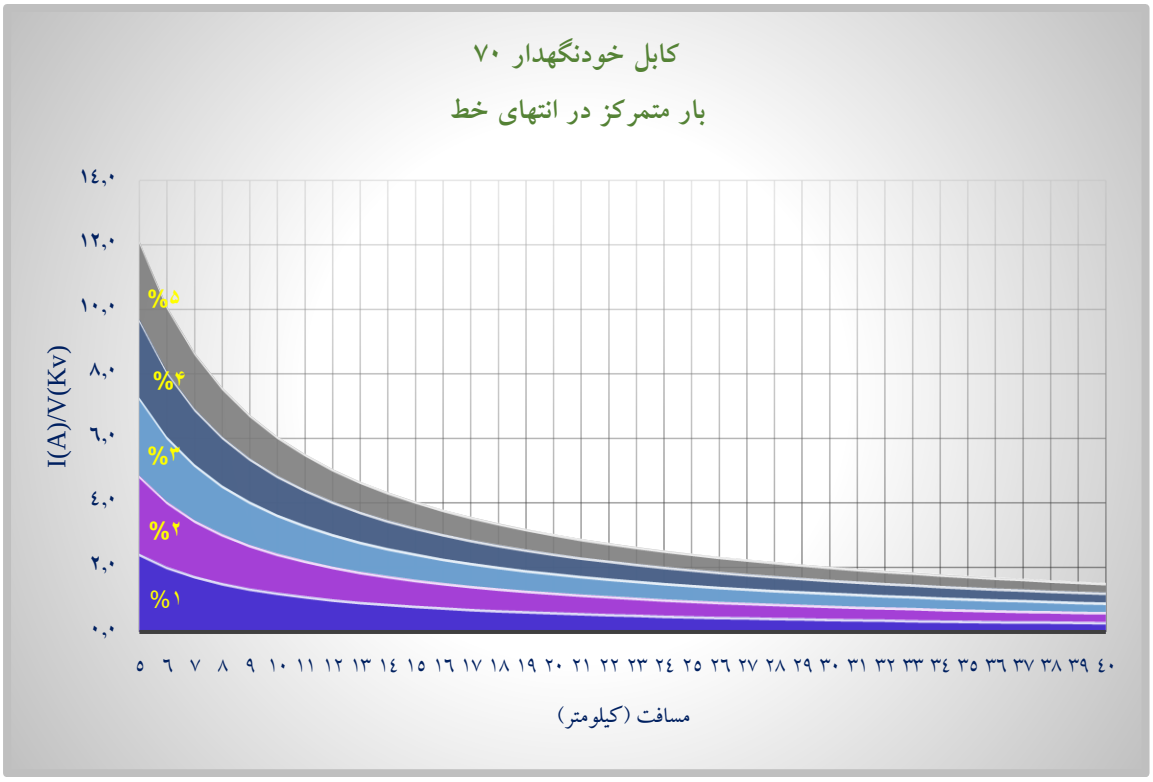
شکل ۱۷:نمودار برآورد مسافت سیم مینک روکشدار

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

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

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



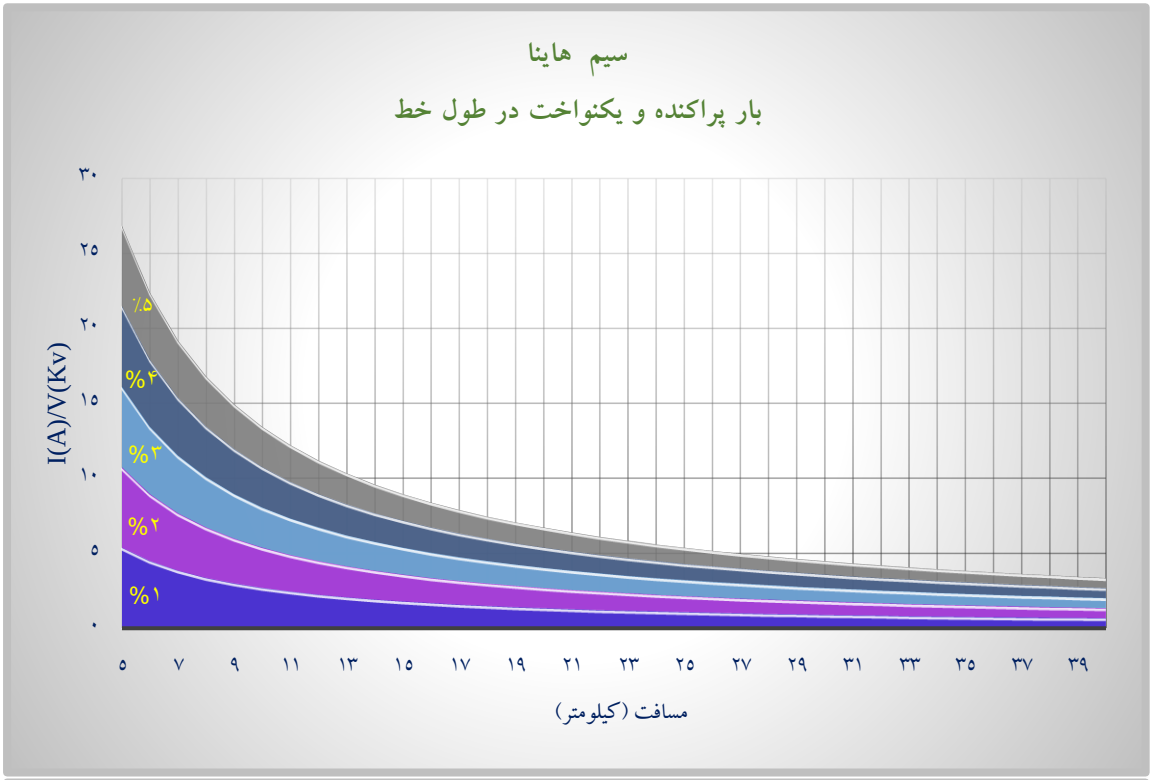


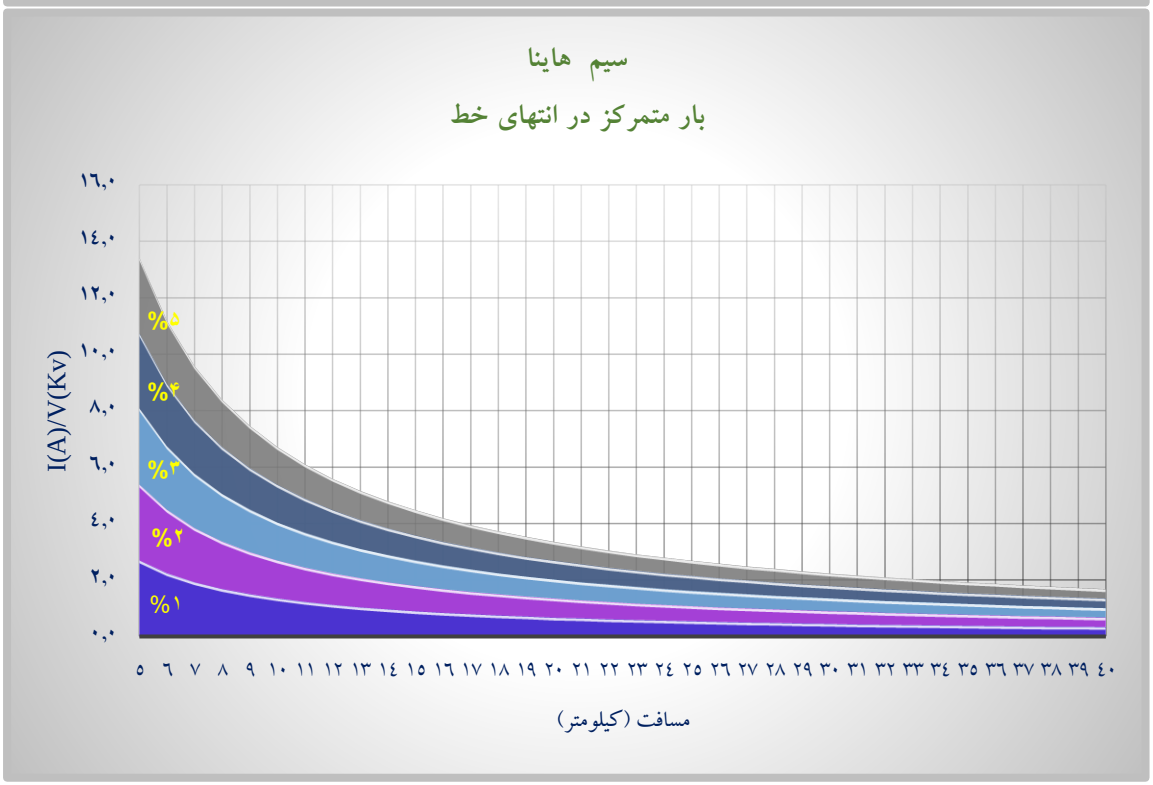
شکل۱۸:نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۷۰

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

	R	X	حداکثر جریان مجاز
کابل خودنگهدار ۷۰	۰,٤٥٢٣	۰,۱٥۹۱	۱٦٥

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



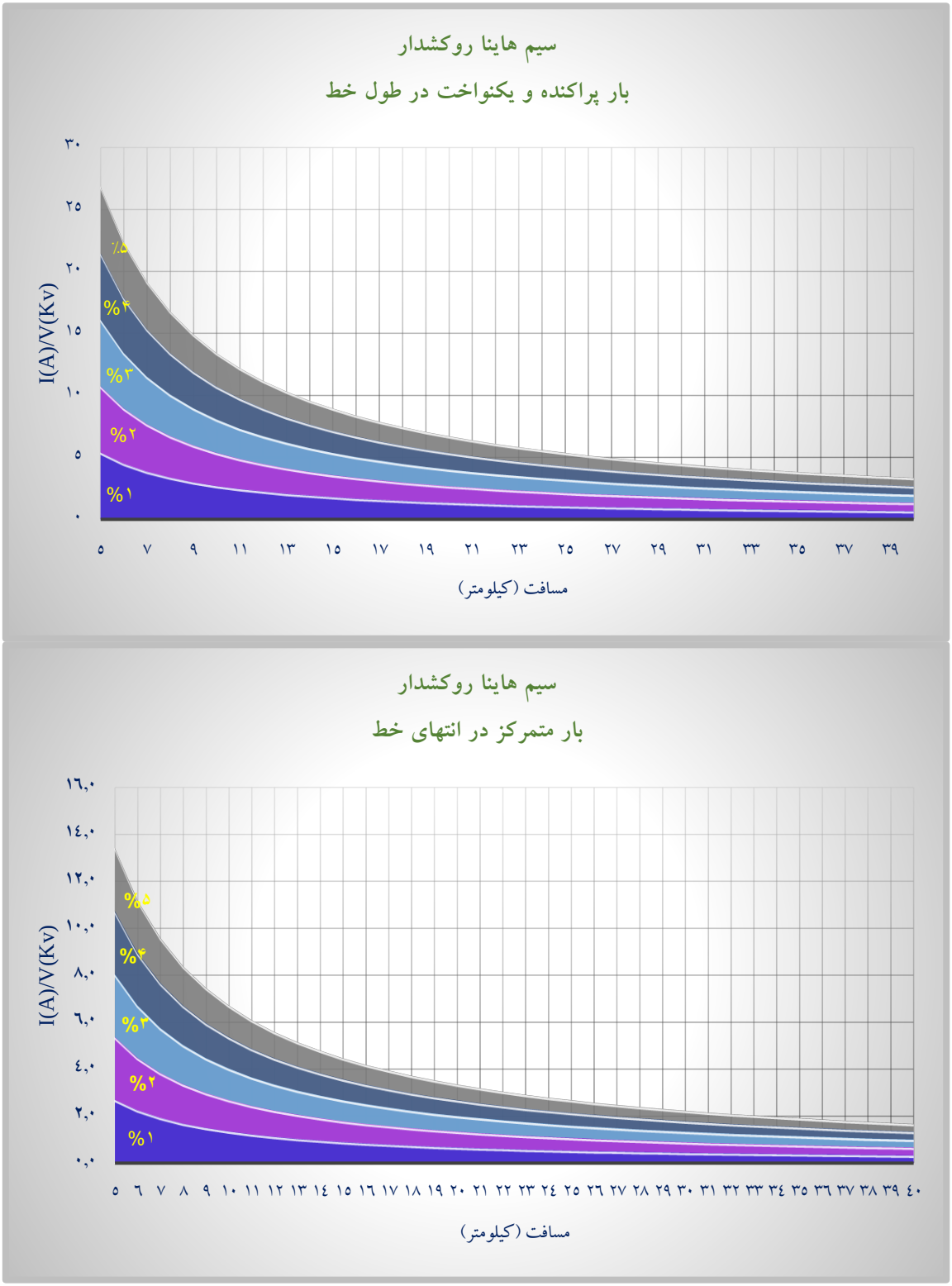


شکل ۱۸ :نمودار برآورد مسافت سیم هاینا

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

	R	X	حداکثر جریان مجاز
هاینا	۰,۲۷٦۵	۰,٤۱٦۱	۲۸۷

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

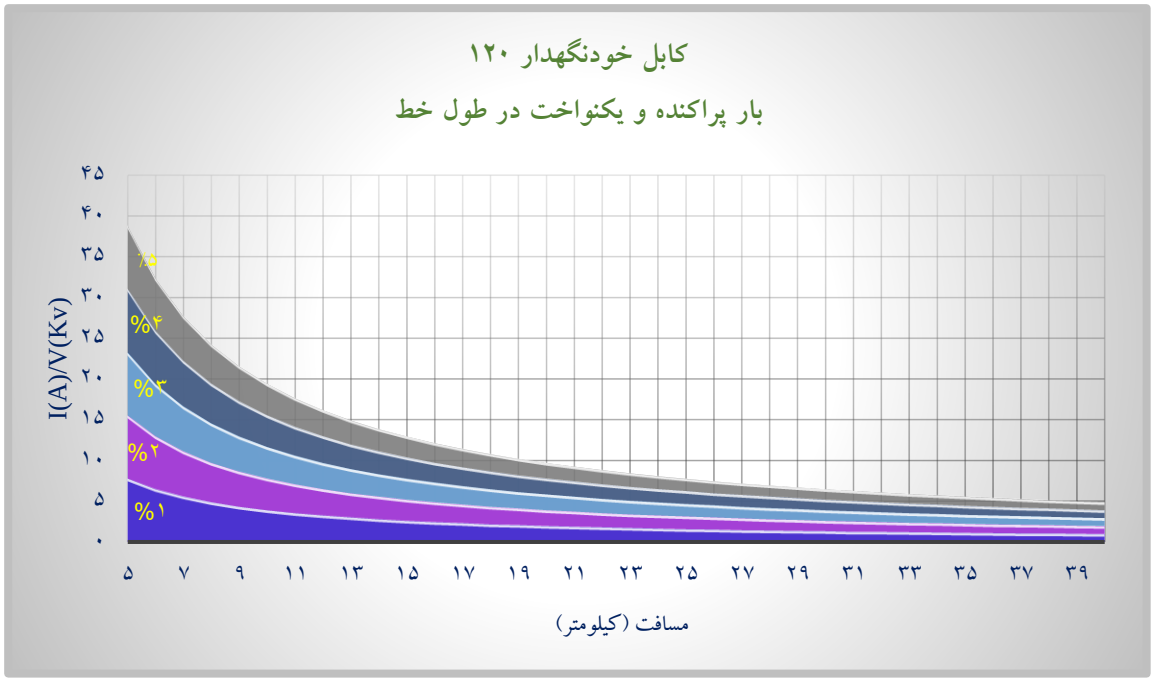


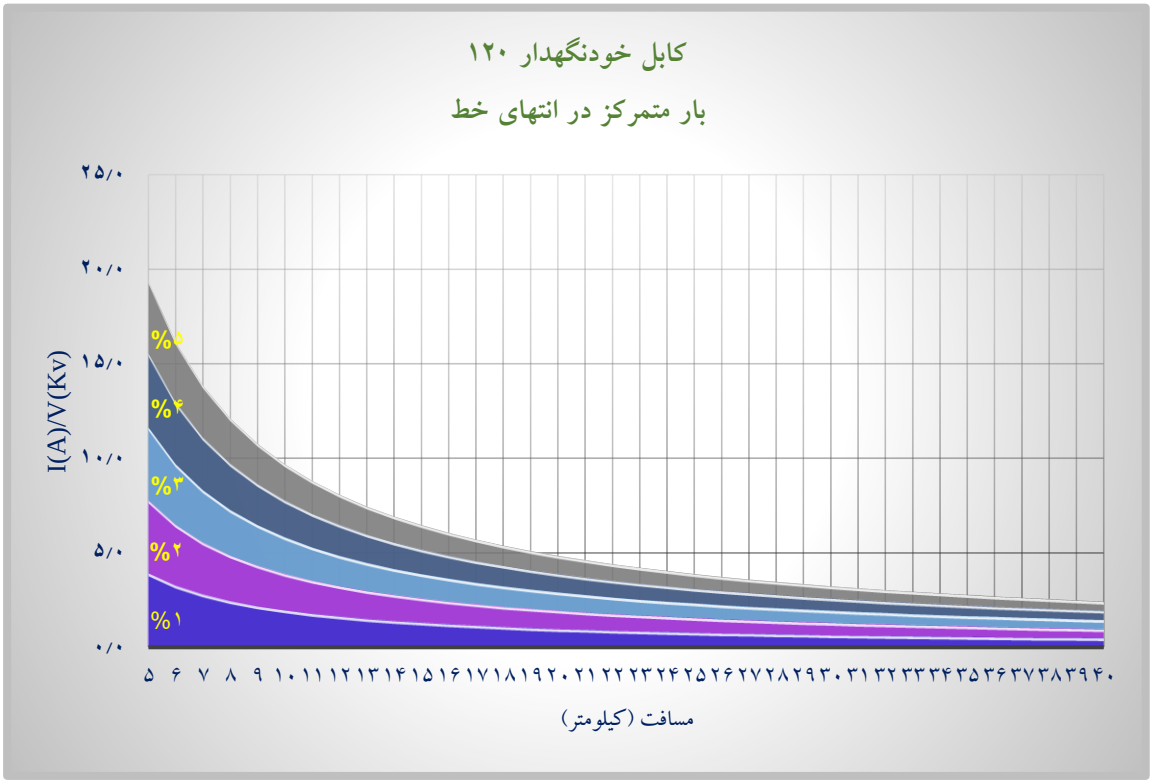
شکل ۱۹:نمودار برآورد مسافت سیم هاینا روکشدار

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

	R	X	حداکثر جریان مجاز
هاینا روکش دار	۰,۲۷۷	۰,٤١٦١	۲۸۰

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



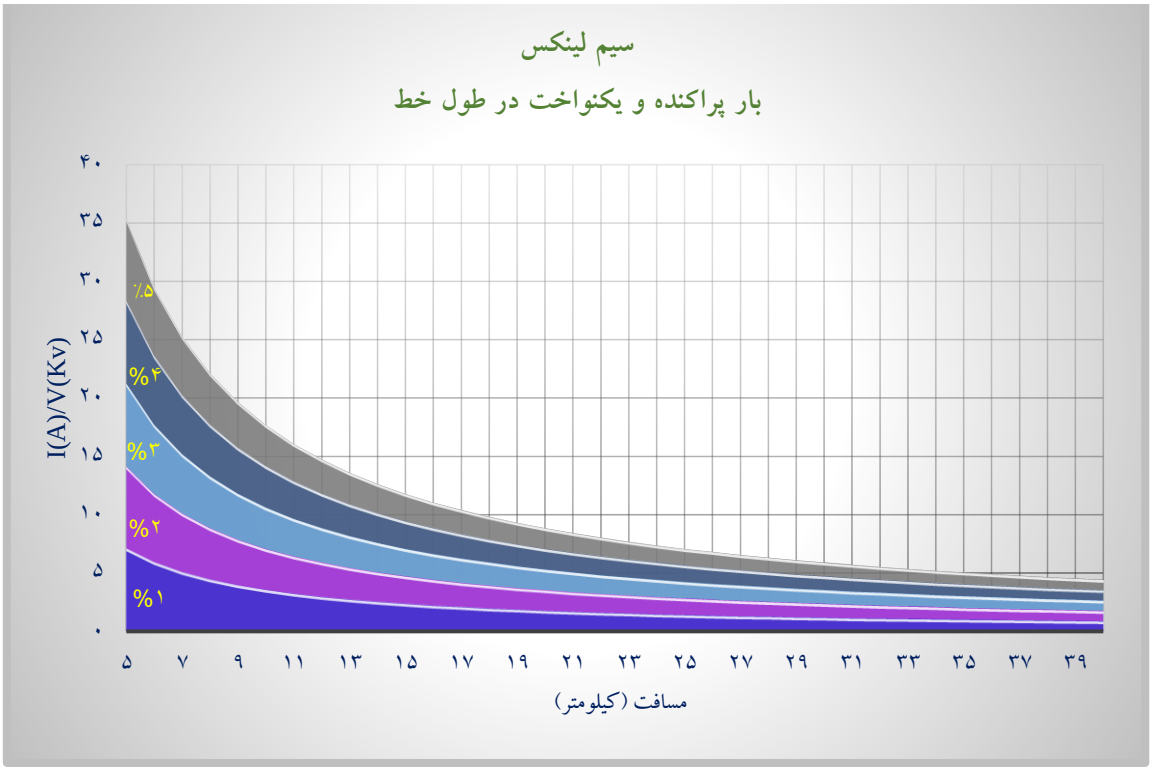


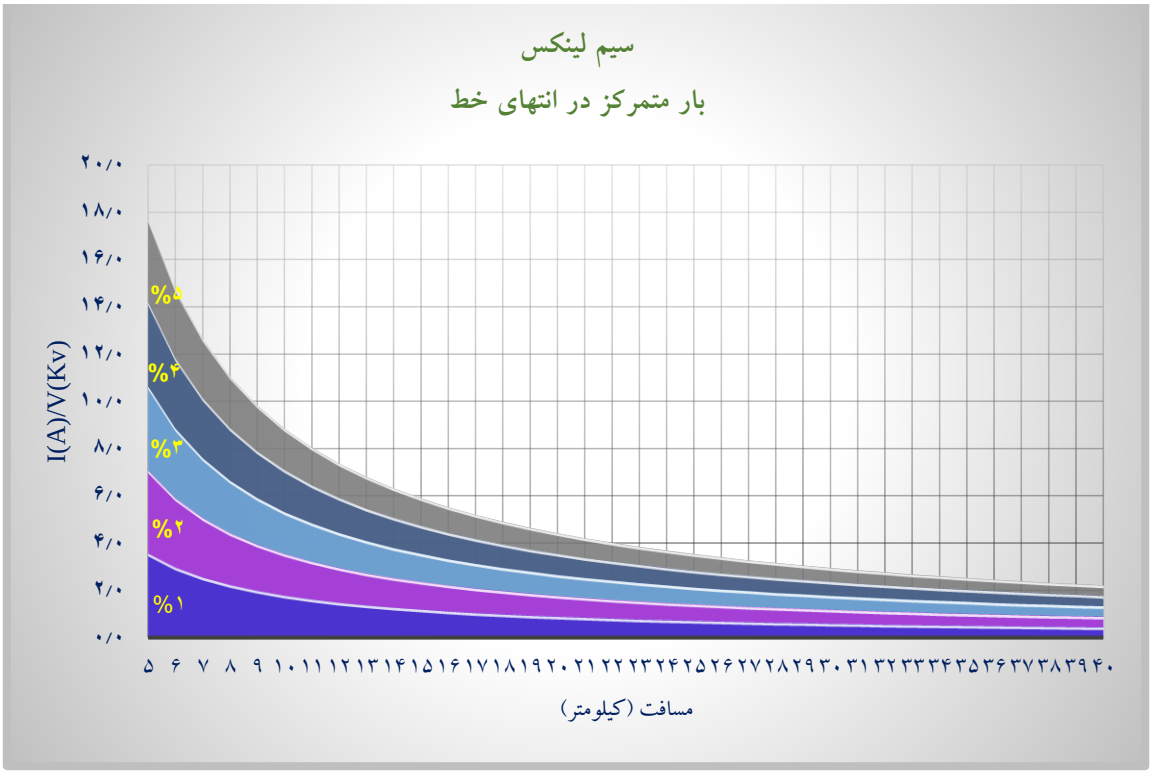
شکل ۲۰ : نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۱۲۰

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

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

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





شکل ۲۱ : نمودار برآورد مسافت سیم لینکس

مشخصات هادی محاسبه شده عبارت است از:

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

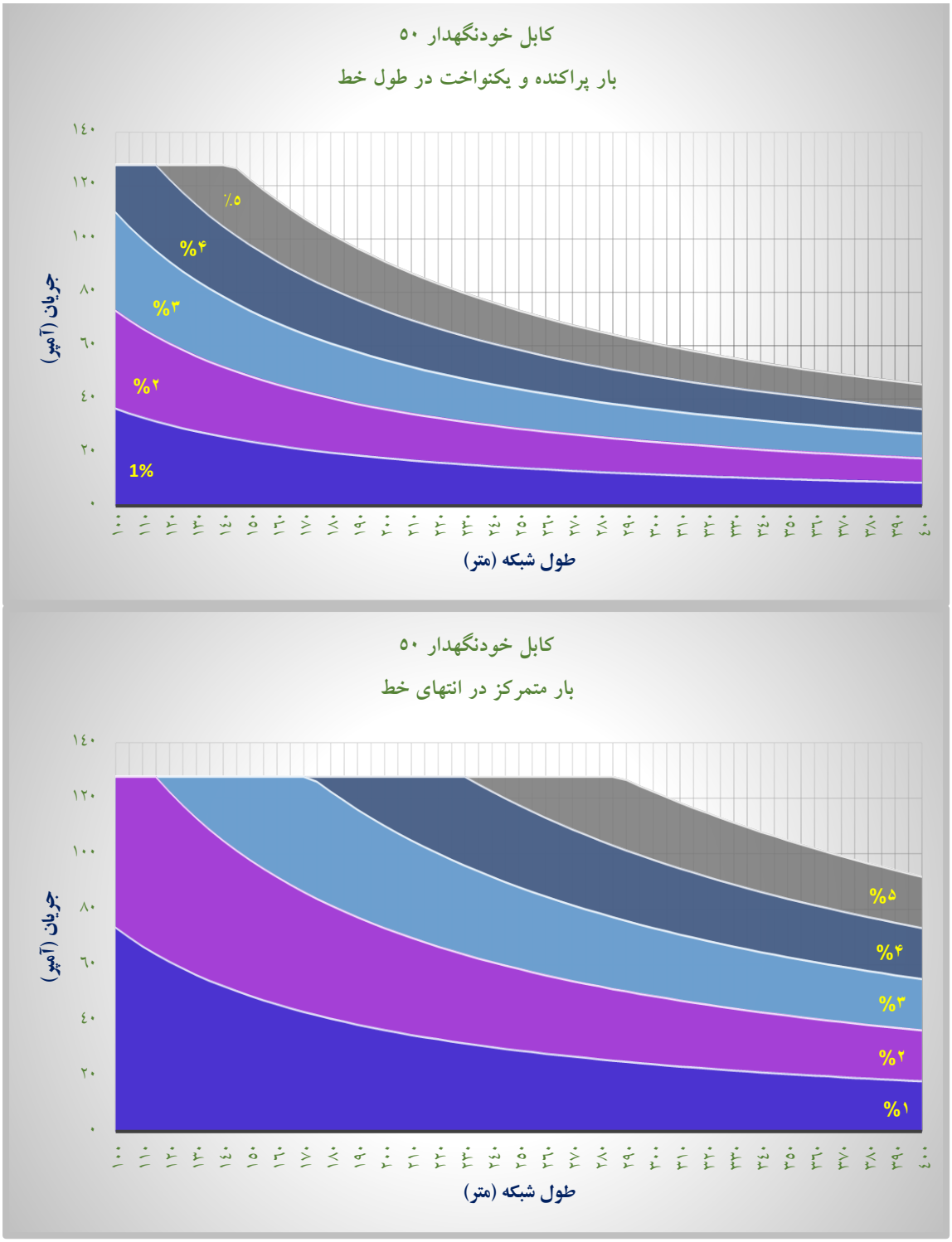
فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
۱
۲
۳
۴
۵
۶
۷
۸
۹
۱۰
۱۱
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

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

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

توضیح :

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



شکل ۲۲ : نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۵۰

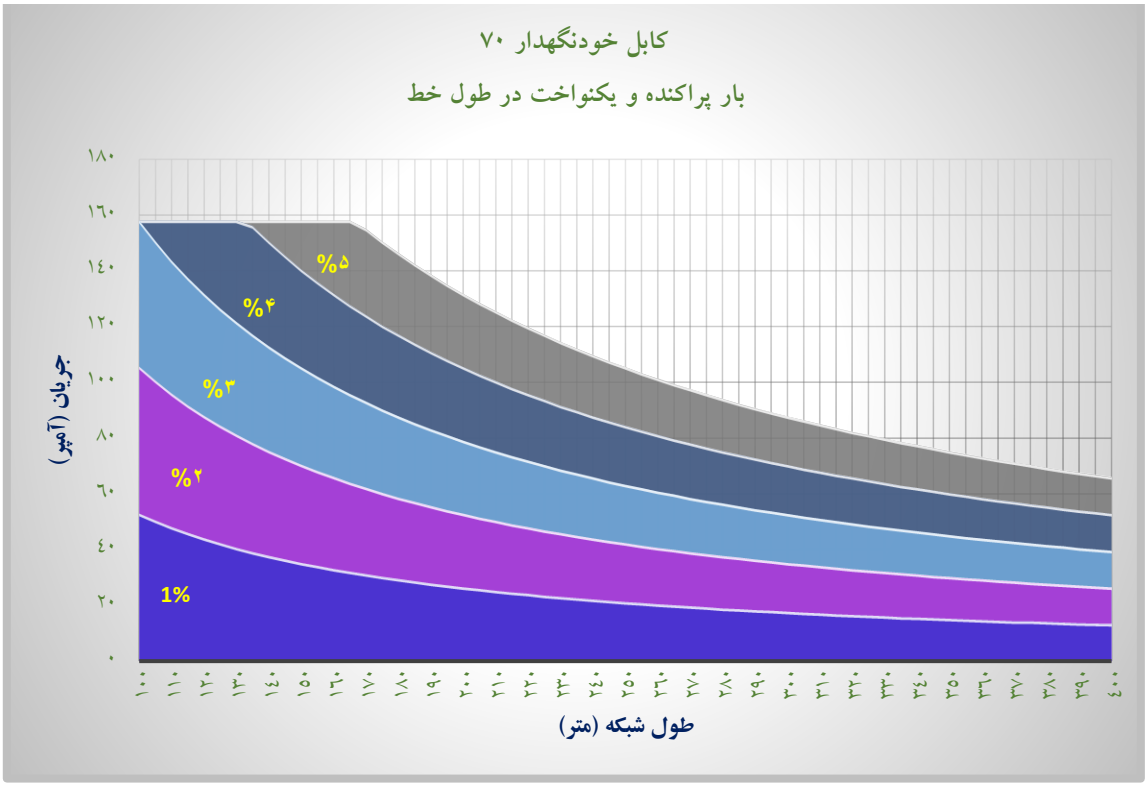
	R	X	حداکثر جریان مجاز
کابل خودنگهدار ۵۰	۰,٦٤١	۰,۱۱٦۲	۱۲۸

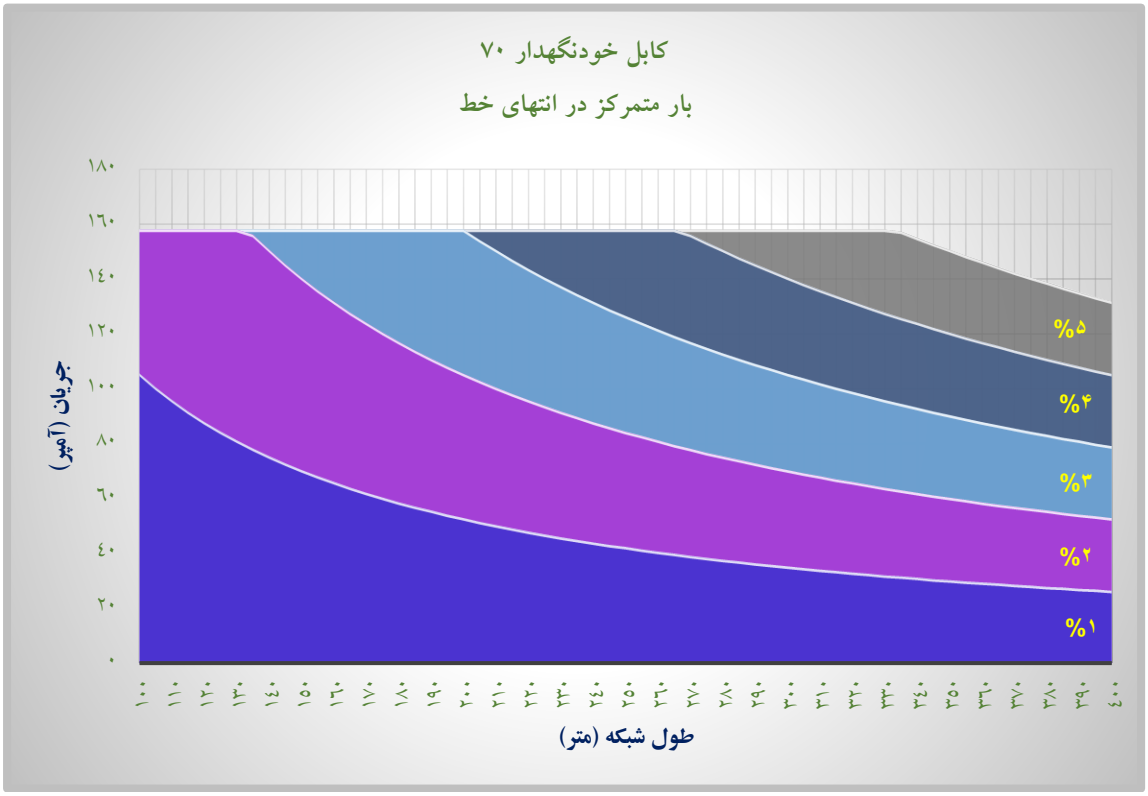
فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
۱
۲
۳
۴
۵
۶
۷
۸
۹
۱۰
۱۱
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

جدول ۲۱ :جدول تلفات برحسب کیلووات و براساس طول و جریان شبکه کابل خودنگهدار۵۰

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

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





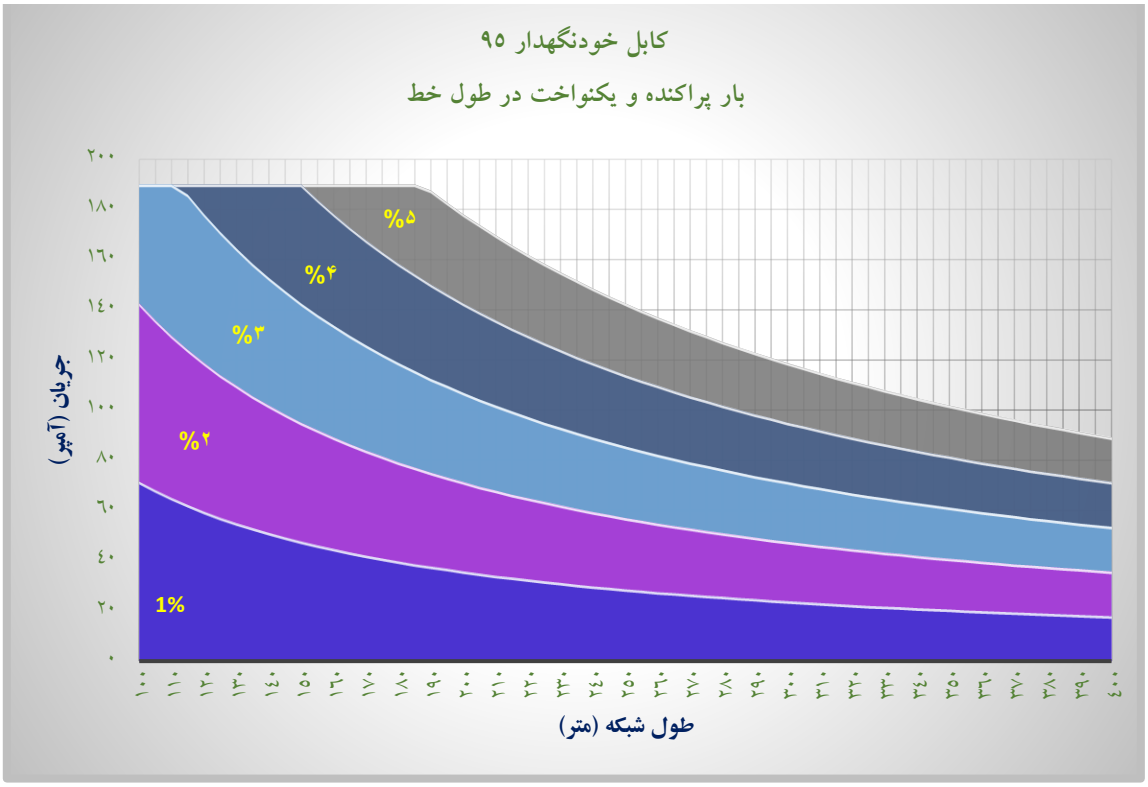
شکل ۲٤ :نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۷۰

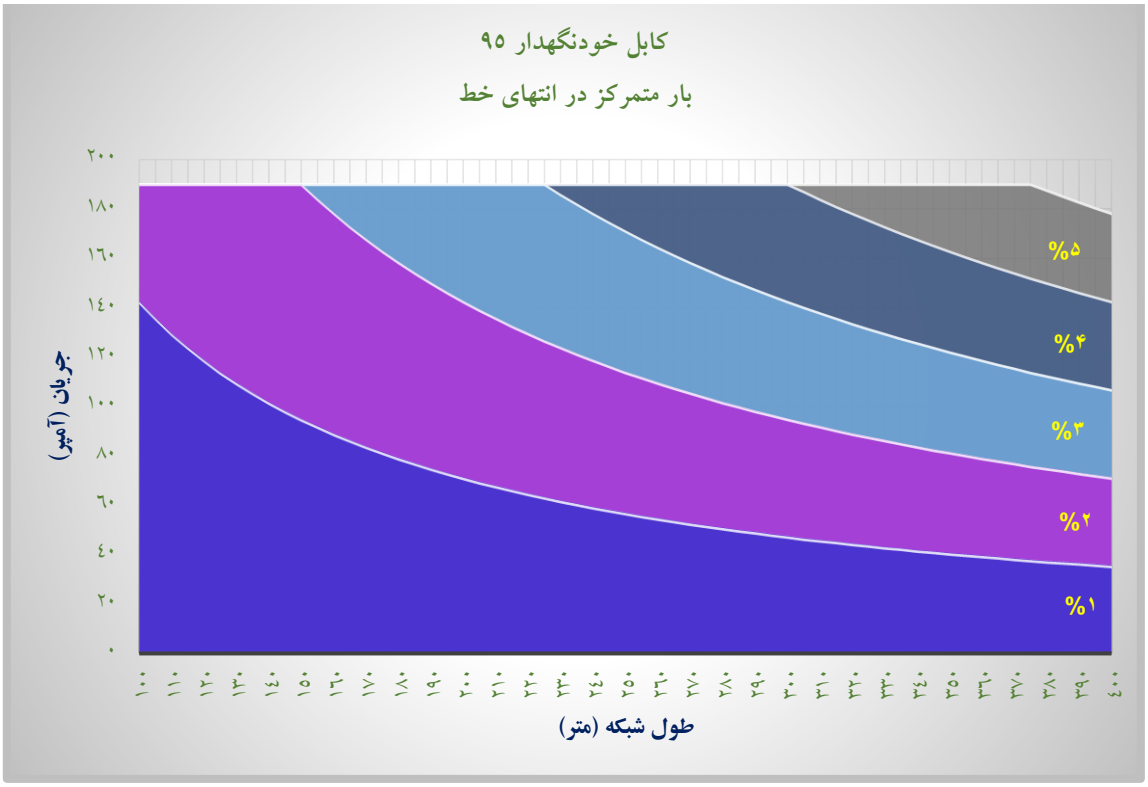
	R	X	حداکثر جریان مجاز
کابل خودنگهدار ۷۰	۰,٤٤۳	۰,۰۹۰۸	۱۵۸

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

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

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





شکل ۲۳ : نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۹۵

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

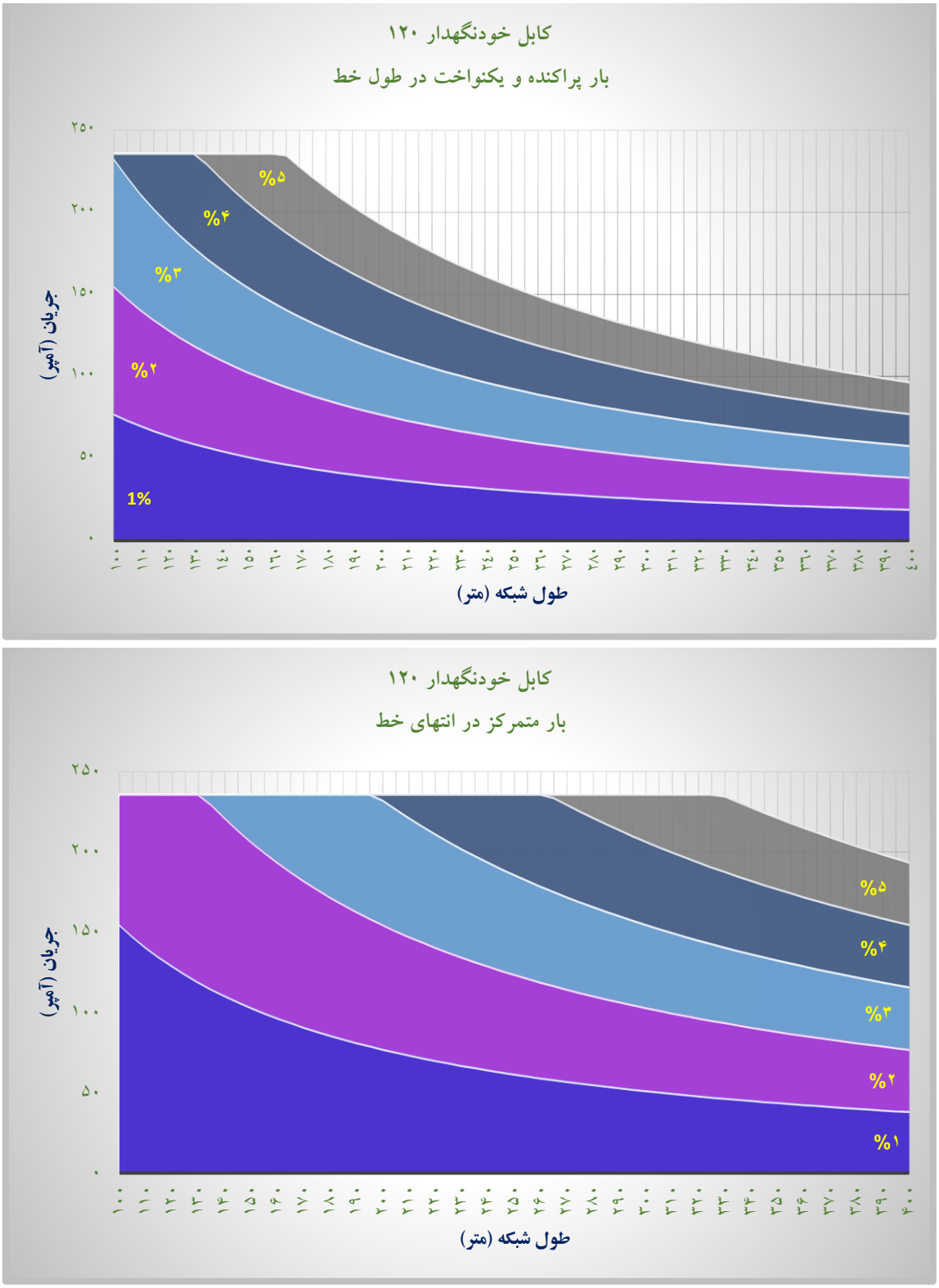
فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
۱
۲
۳
۴
۵
۶
۷
۸
۹
۱۰
۱۱
پ۱
پ۲
پ۳
پ۴
پ۵
پ۶
پ۷
پ۸
پ۹
پ۱۰
پ۱۱
اینفو
مراجع
اعضاء

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

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

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

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



شکل ۲٤ : نمودار برآورد مسافت کابل خودنگهدار ۱۲۰

	R	X	حداکثر جریان مجاز
کابل خودنگهدار ۱۲۰	۰,۲۵۸۵	۰,۱٤۹۸	۲۳٦

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

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

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

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 ۸ - برخی از جداول کاربردی در محاسبات الکتریکی

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

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			بالاتر از ۱ kV تا ۳۳ kV	
	تا ۵۰ mm^2	۷۰– ۳۰۰ mm^2	بالاتر از ۳۰۰ mm^2	تا ۳۰۰ mm^2	بالاتر از ۳۰۰ mm^2
۰/۵	۱	۱	۱	-	-
۰/۶	۰/۹۹	۰/۹۸	۰/۹۷	–	–
۰/۸	۰/۹۷	۰/۹۶	۰/۹۴	۱	۱
۱	۰/۹۵	۰/۹۴	۰/۹۲	۰/۹۸	۰/۹۷
۱/۲۵	۰/۹۴	۰/۹۲	۰/۹	۰/۹۶	۰/۹۵
۱/۵	۰/۹۳	۰/۹۱	۰/۸۹	۰/۹۵	۰/۹۴
۱/۷۵	۰/۹۲	۰/۸۹	۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۹۲
۲	۰/۹۱	۰/۸۸	۰/۸۶	۰/۹۲	۰/۹
۲/۵	۰/۹	۰/۸۷	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۸۹
۳ یا بیشتر	۰/۸۹	۰/۸۶	۰/۸۳	۰/۹	۰/۸۸

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

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 ۶۰۰*V*) [۵]

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

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]

دمای مجاز رسانا (°C)	دمای کابل‌ها (°C)	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (*km/W*)														
		۰/۷					۱/۰					۱/۵					۲/۵
		ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار
		۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵ تا ۱/۰۰
۷۰	۵	۱/۲۹	۱/۲۶	۱/۲۲	۱/۱۵	۱/۰۹	۱/۱۳	۱/۱۱	۱/۰۸	۱/۰۴	۱/۰۰	۰/۹۹	۰/۹۸	۰/۹۷	۰/۹۵	۰/۹۳	۰/۸۶
	۱۰	۱/۲۷	۱/۲۳	۱/۱۹	۱/۱۳	۱/۰۶	۱/۱۱	۱/۰۸	۱/۰۶	۱/۰۱	۰/۹۷	۰/۹۶	۰/۹۵	۰/۹۴	۰/۹۲	۰/۸۹	۰/۸۳
	۱۵	۱/۲۵	۱/۲۱	۱/۱۷	۱/۱۰	۱/۰۳	۱/۰۸	۱/۰۶	۱/۰۳	۰/۹۹	۰/۹۴	۰/۹۳	۰/۹۲	۰/۹۱	۰/۸۸	۰/۸۶	۰/۷۹
	۲۰	۱/۲۳	۱/۱۸	۱/۱۴	۱/۰۸	۱/۰۱	۱/۰۶	۱/۰۳	۱/۰۰	۰/۹۶	۰/۹۱	۰/۹۰	۰/۸۹	۰/۸۷	۰/۸۵	۰/۸۳	۰/۷۶
	۲۵	–	–	–	–	–	۱/۰۳	۱/۰۰	۰/۹۷	۰/۹۳	۰/۸۸	۰/۸۷	۰/۸۵	۰/۸۴	۰/۸۲	۰/۷۹	۰/۷۲
	۳۰	–	–	–	–	–	–	–	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۸۵	۰/۸۴	۰/۸۲	۰/۸۰	۰/۷۸	۰/۷۶	۰/۶۸
	۳۵	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۷۷	۰/۷۴	۰/۷۲	۰/۶۳
	۴۰	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۵۹
۶۵	۵	۱/۳۱	۱/۲۷	۱/۲۳	۱/۱۶	۱/۰۹	۱/۱۴	۱/۱۱	۱/۰۹	۱/۰۴	۱/۰۰	۰/۹۹	۰/۹۸	۰/۹۶	۰/۹۴	۰/۹۲	۰/۸۵
	۱۰	۱/۲۹	۱/۲۴	۱/۲۰	۱/۱۴	۱/۰۶	۱/۱۱	۱/۰۹	۱/۰۶	۱/۰۲	۰/۹۷	۰/۹۶	۰/۹۵	۰/۹۳	۰/۹۱	۰/۸۹	۰/۸۲
	۱۵	۱/۲۶	۱/۲۲	۱/۱۸	۱/۱۱	۱/۰۴	۱/۰۹	۱/۰۶	۱/۰۳	۰/۹۸	۰/۹۴	۰/۹۳	۰/۹۱	۰/۹۰	۰/۸۸	۰/۸۵	۰/۷۸
	۲۰	۱/۲۴	۱/۲۰	۱/۱۵	۱/۰۸	۱/۰۱	۱/۰۶	۱/۰۳	۱/۰۰	۰/۹۵	۰/۹۰	۰/۹۰	۰/۸۸	۰/۸۶	۰/۸۴	۰/۸۲	۰/۷۴
	۲۵	–	–	–	–	–	۱/۰۳	۱/۰۰	۰/۹۷	۰/۹۲	۰/۸۷	۰/۸۶	۰/۸۴	۰/۸۳	۰/۸۰	۰/۷۸	۰/۷۰
	۳۰	–	–	–	–	–	–	–	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۸۳	۰/۸۲	۰/۸۱	۰/۷۹	۰/۷۷	۰/۷۴	۰/۶۵
	۳۵	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۷۵	۰/۷۲	/۷۰	۰/۶۰
	۴۰	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۵۵

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

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

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]

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

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 ۶۰۰*V*) [۵]

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

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

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 ۶۰۰*V*) [۵]

آرایش یا پیکربندی				مقاومت ویژه گرمایشی خاک (*km/W*)																	
آ (*a*)	ب (*b*)	پ (*c*)	دمای زمین (*°C*)	۰/۷					۱/۰					۱/۵					۲/۵
شمار				ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار
مدارها		کابل‌ها		۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵ تا ۱/۰۰
۱۰	۵	۶	۵	۱/۲۶	۱/۲۱	۱/۱۷	۱/۱۰	۱/۰۳	۱/۰۸	۱/۰۵	۱/۰۲	۰/۹۷	۰/۹۳	۰/۹۲	۰/۹۰	۰/۸۹	۰/۸۶	۰/۸۴	۰/۷۶
			۱۰	۱/۲۳	۱/۱۹	۱/۱۴	۱/۰۷	۱/۰۰	۱/۰۵	۱/۰۲	۰/۹۹	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۸۸	۰/۸۷	۰/۸۵	۰/۸۳	۰/۸۰	۰/۷۲
			۱۵	۱/۲۱	۱/۱۶	۱/۱۲	۱/۰۴	۰/۹۶	۱/۰۲	۰/۹۹	۰/۹۶	۰/۹۱	۰/۸۶	۰/۸۵	۰/۸۳	۰/۸۱	۰/۷۹	۰/۷۶	۰/۶۸
			۲۰	۱۸۱	۱/۱۴	۱/۰۹	۱/۰۱	۰/۹۳	۰/۹۹	۰/۹۶	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۸۲	۰/۸۱	۰/۷۹	۰/۷۷	۰/۷۵	۰/۷۲	۰/۶۳
			۲۵	–	–	–	–	–	۰/۹۶	۰/۹۳	۰/۸۹	۰/۸۴	۰/۷۸	۰/۷۷	۰/۷۵	۰/۷۳	۰/۷۰	۰/۶۸	۰/۵۸
			۳۰	–	–	–	–	–	–	–	۰/۸۶	۰/۸۰	۰/۷۴	۰/۷۳	۰/۷۱	۰/۶۴	۰/۶۶	۰/۶۳	۰/۵۲
			۳۵	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۶۹	۰/۶۱	۰/۵۸	۰/۴۶
			۴۰	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۳۸
	۸	۱۰	۰/۸۰	۱/۲۳	۱/۱۹	۱/۱۴	۱/۰۷	۰/۹۹	۱/۰۵	۱/۰۲	۰/۹۹	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۸۸	۰/۸۶	۰/۸۵	۰/۸۲	۰/۸۰	۰/۷۲
			۰/۷۶	۱/۲۱	۴/۱۶	۱/۱۱	۱/۰۴	۰/۹۶	۱/۰۲	۰/۹۹	۰/۹۶	۰/۹۱	۰/۸۵	۰/۸۴	۰/۸۳	۰/۸۱	۰/۷۸	۰/۷۶	۰/۶۷
			۰/۷۲	۱/۱۸	۱/۱۳	۱/۰۹	۱/۰۱	۰/۹۳	۰/۹۹	۰/۹۶	۰/۹۲	۰/۸۷	۰/۸۲	۰/۸۱	۰/۷۹	۰/۷۷	۰/۷۴	۰/۷۲	۰/۶۳
			۰/۶۷	۱/۱۵	۱/۱۳	۱/۰۶	۰/۹۸	۰/۹۰	۰/۹۶	۰/۹۲	۰/۸۹	۰/۸۴	۰/۷۸	۰/۷۷	۰/۷۵	۰/۷۳	۰/۷۰	۰/۶۷	۰/۵۷
			۰/۶۳	–	۱/۱۱	–	–	–	۰/۹۲	۰/۸۹	۰/۸۵	۰/۸۰	۰/۷۴	۰/۷۳	۰/۷۱	۰/۶۹	۰/۶۶	۰/۶۳	۰/۵۲
			۰/۵۷	–	–	–	–	–	–	–	۰/۸۲	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۶۸	۰/۶۶	۰/۶۴	۰/۶۱	۰/۵۷	۰/۴۵
			۰/۵۲	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۶۰	۰/۵۶	۰/۵۲	۰/۳۸
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۲۹

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

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 ۶۰۰*V*) [۵]

آرایش یا پیکربندی			دمای زمین (°C)	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (*km/W*)																			
آ (*a*)	ب (*b*)	پ (*c*)		۰/۷					۱/۰					۱/۵						۲/۵			
شمار				ضریب بار					ضریب بار					ضریب بار						ضریب بار			
مدارها		کابل‌ها		۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵	۰/۶۰	۰/۷۰	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۵ تا ۱/۰۰					
			۵	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	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	۰/۶۵					
			۱۵	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	۰/۶۰					
			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	۰/۵۱					
	۱۰		۲۵	–	–	–	–	–	۰/۹۰	۰/۸۷	۰/۸۳	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۷۰	۰/۶۸	۰/۶۶	۰/۶۳	/۶۰	۰/۴۸					
			۳۰	–	–	–	–	–	–	–	۰/۷۹	۰/۷۳	۰/۶۷	۰/۶۶	۰/۶۳	۰/۶۱	۰/۵۸	۰/۵۴	۰/۴۱					
			۳۵	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۵۶	۰/۵۲	۰/۴۸	۰/۲۳					
			۴۰	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	۰/۲۲					

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

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 ۷cm) [۵]

نوع ساختمان	شمار کابل‌ها	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)															
		۰/۷			۱/۰			۱/۵			۲/۵			۱-۰/۷		۲/۵-۱/۵	
		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار		ضریب بار	
		۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸۵	۱	۰/۸۵	۱
کابل های XLPE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۱/۰۹	۱/۰۴	۰/۹۹	۱/۱۱	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۱۳	۱/۰۷	۱/۰۱	۱/۱۷	۱/۰۹	۱/۰۳	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷
	۲	۰/۹۷	۰/۹۰	۰/۸۴	۰/۹۸	۰/۹۱	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۹۲	۰/۸۶	۱/۰۲	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۷۷	۰/۷۱	۰/۷۷-۸	۰/۷۱
	۳	۰/۸۸	۰/۸۰	۰/۷۴	۰/۸۹	۰/۸۲	۰/۷۵	۱/۹۰	۰/۸۲	۰/۷۶	۰/۹۲	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۶۷	۰/۶۱	۰/۶۸	۰/۶۱
	٤	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۶۹	۰/۸٤	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۸۲	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۲	۰/۵٦	۰/۶۲-۳	۰/۵٦
	۵	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶۵	۰/۸۰	۰/۷۲	۰/۶٦	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۶٦	۰/۸۱	۰/۷۳	۰/۶۷	۰/۵۸	۰/۵۲	۰/۵۸-۹	۰/۵۲
	٦	۰/۷٦	۰/۶۸	۰/۶۲	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۳	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۷۸	۰/۷۰	۰۰/۶٤	۰/۵۵	۰/۵۰	۰/۵٦	۰/۵۰
	۸	۰/۷۲	۰/۶٤	۰/۵۸	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۷۳	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۷٤	۰/۶٦	۰/۵۹	۰/۵۱	۰/٤٦	۰/۵۲	۰/٤٦
	۱۰	۰/۶۹	۰/۶۱	۰/۵٦	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۵٦	۰/۷۰	۰/۶۲	۰/۵٦	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۴۹	۰/٤٤	۰/۴۹	۰/٤٤
کابل های PE 1تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۱/۰۱	۰/۰۲	۰/۹۹	۰/۰٦	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۱۰	۱/۰۷	۰۱/۰۱	۱/۱۷	۱/۰۹	۱/۰۳	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۹٤	۰/۸۷
	۲	۰/۹۵	۰/۹۰	۰/۸٤	۰/۹۸	۰/۹۱	۰/۸۵	۱/۰۰	۰/۹۲	۰/۸٦	۱/۰۲	۰/۹٤	۰/۸۷	۰/۷۷	۰/۷۱	۰/۷۷-۸	۰/۷۱
	۳	۰/۸۸	۰/۸۰	۰/۷٤	۰/۸۹	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۹۰	۰/۸۲	۰/۷٦	۰/۹۲	۰/۸۳	۰/۷٦	۰/۶۷	۰/۶۱	۰/۶۸	۰/۶۱
	٤	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۶۹	۰/۸٤	۰/۷٦	۰/۷۰	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۸٦	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۲	۰/۵٦	۰/۶۲-۳	۰/۵٦
	۵	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶۵	۰/۸۰	۰/۷۲	۰/۶٦	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۶٦	۰/۸۲	۰/۷۳	۰/۶۷	۰/۵۸	۰/۵۲	۰/۵۲	۰/۵۸-۹
	٦	۰/۷٦	۰/۶۸	۰/۶۲	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۳	۰/۷۷	/۷۰	۰/۶۳	۰/۷۸	/۷۰	۰/٦٤	۰/۵۵	۰/۵۰	۰/۵٦	۰/۵۰
	۸	۰/۷۲	۰/٦٤	۰/۵۸	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۷۳	۰/۰٦۵	۰/۵۹	۰/۷٤	۰/۶٦	۰/۵۹	۰/۵۲	۰/٤٦	۰/۵۲	۰/٤٦
	۱۰	۰/۶۹	۰/۶۱	۰/۵٦	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۵٦	۰/۷۰	۰/۶۲	۰/۵٦	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۴۹	۰/٤٤	۰/۴۹	۰/٤٤

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

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

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 ۷cm) [۵]

نوع ساختمان	شماره کابل‌ها	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)															
		۰/۷			۱/۰			۱/۵			۲/۵			۱–۰/۷		۱/۵–۲/۵	
		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار		ضریب بار	
		۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸۵	۱	۰/۸۵	۱
کابل های PVC ۱ تا ۱۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۱/۰۱	۱/۰۲	۰/۹۹	۱/۰۴	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۰۷	۱/۰۶	۱/۰۱	۱/۱۱	۱/۰۸	۰/۰۱	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷
	۲	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۸۴	۰/۹۷	۰/۹۱	۰/۸۵	۰/۹۹	۰/۹۲	۰/۸۶	۱/۰۱	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۷۷	۰/۷۱	۰/۷۷–۸	۰/۷۱
	۳	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۷۴	۰/۸۹	۰/۸۱	۰/۷۵	/۹۰	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۹۱	۰/۸۳	۰/۷۷	۰/۶۷	۰/۶۱	۰/۶۸	۰/۶۱
	٤	۰/۸۲	۰/۷۹	۰/۶۹	۰/۸٤	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۷۱	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۶۲–۳	۰/۵۶
	۵	۰/۷۸	۰/۷۵	۰/۶۵	۰/۸۰	۰/۷۲	۰/۶۶	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۶۶	۰/۸۱	۰/۷۳	۰/۶۷	۰/۵۸	۰/۵۲	۰/۵۸–۹	۰/۵۲
	٦	۰/۷۵	۰/۷۱	۰/۶۲	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۳	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۶٤	۰/۷۸	۰/۷۰	۰/۶٤	۰/۵۵	۰/۵۰	۰/۵٦	۰/۵۰
	۸	۰/۷۱	۰/۶۸	۰/۵۸	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۷۳	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۷۳	۰/۶٦	۰/۶۰	۰/۵۱	۰/٤٦	۰/۵۲	۰/٤٦
	۱۰	۰/۶۸	۰/۶۱	۰/۵۵	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۵٦	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۵٦	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۴۹	۰/٤٤	۰/۴۹	۰/٤٤

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 ۷***cm***) [۵]

نوع ساختمان	شماره کابل‌ها	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (*km/W*)															
		۰/۷			۱/۰			۱/۵			۲/۵			۰/۷–۱		۲/۵–۱/۵	
		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار		ضریب بار	
		۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۱/۰
کابل های *PVC* ۱ تا ۱۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۱/۰۱	۱/۰۲	۰/۹۹	۱/۰۴	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۰۷	۱/۰۶	۱/۰۱	۱/۱۱	۱/۰۸	۱/۰۱	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷
	۲	۰/۹۷	۰/۹۵	۰/۸۹	۱/۰۰	۰/۹۶	۱/۰۳	۱/۰۳	۰/۹۷	۰/۹۱	۱/۰۶	۰/۹۸	۰/۹۲	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۸۲–۳	۰/۷۵
	۳	۰/۹۴	۰/۸۸	۰/۸۲	۰/۹۷	۰/۸۸	۰/۹۷	۰/۹۷	۰/۸۹	۰/۸۳	۰/۹۸	۰/۹۰	۰/۸۴	۰/۷۴	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۶۷
	٤	۰/۹۱	۰/۸٤	۰/۷۸	۰/۹۲	۰/۸۵	۰/۹۳	۰/۹۳	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۹۵	۰/۸۷	۰/۸۰	۰/۷۰	۰/۶٤	۰/۷۰–۱	۰/۶٤
	۵	۰/۸۸	۰/۸۱	۰/۷۵	۰/۸۹	۰/۸۲	۰/۹۰	۰/۹۰	۰/۸۲	۰/۷۶	۰/۹۱	۰/۸۳	۰/۷۷	۰/۶۷	۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۶۰
	۶	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۷۳	۰/۸۷	۰/۸۰	۰/۸۸	۰/۸۸	۰/۸۱	۰/۷٤	۰/۸۹	۰/۸۱	۰/۷۵	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۵۹
	۸	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸٤	۰/۷۷	۰/۸۵	۰/۸۵	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۷۲	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۵۶
	۱۰	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۶۹	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۸۳	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۶۹	۰/۸٤	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵٤	۰/۶۱	۰/۵٤

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

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 ۷cm) [۵]

نوع ساختمان	شماره کابل‌ها	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)															
		۰/۷			۱/۰			۱/۵			۲/۵			۰/۷–۱		۱/۵–۲/۵	
		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار		ضریب بار	
		۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۱/۰
کابل های XLPE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۱/۰۹	۱/۰۴	۰/۹۹	۱/۱۱	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۱۳	۱/۰۷	۱/۰۱	۰/۱۷	۱/۰۹	۱/۰۳	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷
	۲	۱/۰۱	۰/۹۴	۰/۸۹	۱/۰۲	۰/۹۵	۰/۸۹	۱/۰۴	۰/۹۷	۰/۹۰	۱/۰۶	۰/۹۸	۰/۹۱	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۸۲–۳	۰/۷۵
	۳	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۸۱	۰/۹۵	۰/۸۸	۰/۸۲	۰/۹۷	۰/۸۹	۰/۸۲	۰/۹۹	۰/۹۰	۰/۸۳	۰/۷۴	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۶۷
	۴	۰/۹۱	۰/۸۴	۰/۷۸	۰/۹۲	۰/۸۴	۰/۷۸	۰/۹۳	۰/۸۵	۰/۷۹	۰/۹۵	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۷۰	۰/۶۴	۰/۷۰–۱	۰/۶۴
	۵	۰/۸۸	۰/۸۰	۰/۷۴	۰/۸۹	۰/۸۱	۰/۷۵	۰/۹۰	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۹۱	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۶۷	۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۶۰
	۶	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۷۲	۰/۸۷	۰/۷۹	۰/۷۳	۰/۸۸	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۸۹	۰/۸۱	۰/۷۴	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۵۹
	۸	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸۴	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۵۶
	۱۰	۰/۸۱	۰/۷۴	۰/۶۸	۰/۸۲	۰/۷۴	۰/۶۸	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۸۴	۰/۷۶	۰/۶۹	۰/۶۰	۰/۵۴	۰/۶۱	۰/۵۴
کابل های PE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۱/۰۱	۱/۰۲	۰/۹۹	۱/۰۶	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۱۰	۱/۰۷	۱/۰۱	۱/۱۵	۱/۰۹	۱/۰۳	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۹۴	۰/۸۷
	۲	۰/۹۷	۰/۹۴	۰/۸۹	۱/۰۰	۰/۹۵	۰/۸۹	۱/۰۴	۰/۹۷	۱/۹۰	۱/۰۶	۰/۹۸	۰/۹۱	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۸۲–۳	۰/۷۵
	۳	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۸۱	۰/۹۵	۰/۸۸	۰/۸۲	۰/۹۷	۰/۸۹	۰/۸۲	۰/۹۹	۰/۹۰	۰/۸۳	۰/۷۴	۰/۶۷	۰/۷۴	۰/۶۷
	۴	۰/۹۱	۰/۸۴	۰/۷۸	۰/۹۲	۰/۸۴	۰/۷۸	۰/۹۳	۰/۸۵	۰/۷۹	۰/۹۵	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۷۰	۰/۶۴	۰/۷۰–۱	۰/۶۴
	۵	۰/۸۸	۰/۸۰	۰/۷۴	۰/۸۹	۰/۸۱	۰/۷۵	۰/۹۰	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۹۱	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۶۷	۰/۶۰	۰/۶۷	۰/۶۰
	۶	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۷۲	۰/۸۷	۰/۷۹	۰/۷۳	۰/۸۸	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۸۹	۰/۸۱	۰/۷۴	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۶۵	۰/۵۹
	۸	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸۴	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۶۲	۰/۵۶
	۱۰	۰/۸۱	۰/۷۴	۰/۶۸	۰/۸۲	۰/۷۴	۰/۶۸	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۸۴	۰/۷۶	۰/۶۹	۰/۶۰	۰/۵۴	۰/۶۱	۰/۵۴

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

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

جدول ۲۹ :ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های تک رشته ای، نصب شده در کنار هم در زمین (فاصله کابل ها از هم ۷cm) [۵]

نوع ساختمان	شماره کابل‌ها	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)															
		۰/۷			۱/۰			۱/۵			۲/۵			۰/۷-۱		۱/۵-۲/۵	
		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار		ضریب بار	
		۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۱/۰
کابل های XLPE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۱/۰۸	۱/۰۵	۰/۹۹	۱/۱۳	۱/۰۷	۱/۰۰	۱/۱۸	۱/۰۹	۱/۰۱	۱/۱۹	۱/۱۱	۱/۰۳	۲-۰/۹۱	۰/۸۵	۳-۰/۹۲	۰/۸۵
	۲	۱/۰۱	۰/۹۳	۰/۸۶	۱/۰۳	۰/۹۴	۰/۸۷	۱/۰۵	۰/۹۵	۰/۸۸	۱/۰۶	۰/۹۶	۰/۸۸	۸-۰/۷۷	۰/۷۱	۹-۰/۷۸	۰/۷۱
	۳	۰/۹۲	۰/۸۴	۰/۷۷	۰/۹۳	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۹۵	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۹۶	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲
	٤	۰/۸۸	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۸۹	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۹۰	۰/۸۱	۰/۷٤	۰/۹۱	۰/۸۲	۰/۷٤	۰/۶۵	۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۵۸
	۵	۰/۸٤	۰/۷٦	۰/۶۹	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۸۷	۰/۷۸	/۷۰	۰/۸۷	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۱	۰/۵۵	۰/۶۲	۰/۵۵
	٦	۰/۸۲	۰/۷٤	۰/۶۷	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۸٤	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۸۵	۰/۷٦	۰/۶۹	۶۰-۰/۵۹	۰/۵۳	۰/۶۰	۰/۵۳
	۸	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶٤	۰/۸۰	۰/۷۱	۰/۶۵	۰/۸۱	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۸۱	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱
	۱۰	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۷۸	۰/۶۹	۰/۶۳	۰/۶۳	۰/۷۸	/۷۰	۰/۶۳	۰/۷۹	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۵	۰/۴۹	۰/۵۵
کابل های PE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۰/۹۸	۰/۹۸	۰/۹۹	۱/۰٤	۱/۰۳	۱/۰۰	۱/۱۱	۱/۰۷	۱/۰۱	۱/۱۹	۱/۱۱	۱/۰۳	۲-۰/۹۱	۰/۸۵	۳-۰/۹۲	۰/۸۵
	۲	۰/۹۳	۰/۹۲	۰/۸۶	۰/۹۸	۰/۹٤	۰/۸۷	۱/۰۲	۰/۹۵	۰/۸۷	۱/۰۶	۰/۹۶	۰/۸۸	۸-۰/۷۷	۰/۷۱	۹-۰/۷۸	۰/۷۱
	۳	۰/۸۹	۰/۸٤	۰/۷۷	۰/۹۳	۰/۸۵	۰/۷۷	۰/۹۵	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۹۶	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲
	٤	۰/۸۷	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۸۹	/۸۰	۰/۷۳	۰/۹۰	۰/۸۱	۰/۷٤	۰/۹۱	۰/۸۲	۰/۷٤	۰/۶۵	۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۵۸
	۵	۰/۸٤	۰/۷٦	۰/۶۹	۰/۸۵	۰/۷۷	/۷۰	۰/۸٦	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۸۷	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۱	۰/۵۵	۰/۶۲	۰/۵۵
	٦	۰/۸۲	۰/۷٤	۰/۶۷	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۸٤	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۸۵	۰/۷٦	۰/۶۹	۶۰-۰/۵۹	۰/۵۳	۰/۶۰	۰/۵۳
	۸	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶٤	۰/۸۰	۰/۷۱	۰/۶۵	۰/۸۱	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۸۱	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱
	۱۰	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۷۸	۰/۶۹	۰/۶۳	۰/۷۹	/۷۰	۰/۶۳	۰/۷۹	/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۵	۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۴۹

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 $7cm$) [۵]

نوع ساختمان	شماره کابل‌ها	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)														
		۰/۷			۱/۰			۱/۵			۲/۵			۰/۷–۱		۱/۵–۲/۵	
		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار		ضریب بار	
		۵,۰	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۱/۰
کابل های PVC ۱ تا ۱۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۰/۹۶	۰/۹۷	۰/۹۸	۱/۰۱	۱/۰۱	۱/۰۰	۱/۰۷	۱/۰۵	۱/۰۱	۰۱/۱۶	۱/۱۰	۱/۰۲	۰/۹۱–۲	۰/۸۵	۰/۹۲–۳	۰/۸۵
	۲	۰/۹۲	۰/۸۹	۰/۸۶	۰/۹۶	۰/۹۴	۰/۸۷	۱/۰۰	۰/۹۵	۰/۸۸	۱/۰۵	۰/۹۷	۰/۸۹	۰/۷۷–۸	۰/۷۱	۰/۷۸–۹	۰/۷۱
	۳	۰/۸۸	۰/۸۴	۰/۷۷	۰/۹۱	۰/۸۵	۰/۷۸	۰/۹۵	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۹۶	۰/۸۷	۰/۷۹	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲
	٤	۰/۸۶	۰/۸۰	۰/۷۳	۰/۸۹	۰/۸۱	۰/۷٤	۰/۹۰	۰/۸۲	۰/۷٤	۰/۹۱	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۶۵	۰/۵۸	۰/۶۵	۰/۵۸
	۵	۰/۸٤	۰/۷۶	/۷۰	۰/۸۵	۰/۷۷	/۷۰	۰/۸۷	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۸۷	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶۱	۰/۵۵	۰/۶۲	۰/۵۵
	۶	۰/۸۲	۰/۷٤	/۶۸۰	۰/۸۳	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۸٤	۰/۷۶	۰/۶۹	۰/۸۵	۰/۷۶	۰/۶۹	۰/۶۰–۶۰	۰/۵۳	۰/۶۰	۰/۵۳
	۸	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶۵	/۸۰	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۸۱	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۸۱	۰/۷۳	۰/۶۶	۰/۵۷	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱
	۱۰	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۳	۰/۷۸	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۷۹	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶٤	۰/۵۵	۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۴۹

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

جدول ۳۰ :ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های سه رشته ای نصب شده در زمین (فاصله فازها ۷cm) [۵]

نوع ساختمان	شماره کابل‌ها	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)															
		۰/۷			۱/۰			۱/۵			۲/۵			۱-۰/۷		۲/۵-۱/۵	
		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار		ضریب بار	
		۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۱/۰
کابل های XLPE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۱/۰۲	۱/۰۳	۰/۹۹	۱/۰۶	۱/۰۵	۱/۰۰	۱/۰۹	۱/۰۶	۱/۰۱	۱/۱۱	۱/۰۷	۱/۰۲	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۹۴-۵	۰/۸۹
	۲	۰/۹۵	۰/۸۹	۰/۸۴	۰/۹۸	۰/۹۱	۰/۸۵	۰/۹۹	۰/۹۲	۰/۸۶	۱/۰۱	۰/۹۴	۰/۸۷	۰/۷۷-۸	۰/۷۲	۰/۷۸-۹	۰/۷۲
	۳	۰/۸۶	۰/۸۰	۰/۷۴	۰/۸۹	۰/۸۱	۰/۷۵	۰/۹۰	۰/۸۳	۰/۷۷	۰/۹۲	۰/۸۴	۰/۷۷	۰/۶۸	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲
	٤	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۶۹	۰/۸٤	۰/۷۶	/۷۰	۰/۸۵	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۷۲	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۶۳-٤	۰/۵۷
	۵	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۵	/۸۰	۰/۷۲	۰/۶۶	۰/۸۱	۰/۷۳	۰/۶۷	۰/۸۲	۰/۷٤	۰/۶۷	۰/۵۹	۰/۵۳	۰/۵۹-۶۰	۰/۵۳
	۶	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۶۳	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۳	۰/۷۸	۰/۷۰	۰/۶٤	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶۵	۰/۵۶	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱
	۸	۰/۷۱	۰/۶٤	۰/۵۹	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۷۳	۰/۶۶	۰/۶۰	۰/۷٤	۰/۶۶	۰/۶۰	۰/۵۲	۰/۴۷	۰/۵۲-۳	۰/۴۷
	۱۰	۰/۶۸	۰/۶۱	۰/۵۶	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۷۱	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۴۹-۵۰	۰/۴٤	۰/۵۰	۰/۴٤
کابل های PE ۱ تا ۳۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۰/۹۹	۱/۰۰	۰/۹۹	۱/۰۳	۱/۰۳	۱/۰۰	۱/۰۸	۱/۰۶	۱/۰۱	۱/۱٤	۱/۰۸	۱/۰۲	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۹۴-۵	۰/۸۹
	۲	۰/۹۱	۰/۸۹	۰/۸٤	۰/۹۶	۰/۹۱	۰/۸۵	۰/۹۹	۰/۹۲	۰/۸۶	۱/۰۱	۰/۹٤	۰/۸۷	۰/۷۷-۸	۰/۷۲	۰/۷۸-۹	۰/۷۲
	۳	۰/۸۵	۰/۸۰	۰/۷٤	۰/۸۶	۰/۸۱	۰/۷۵	۰/۹۰	۰/۸۳	۰/۷۷	۰/۹۲	۰/۸٤	۰/۷۷	۰/۶۸	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲
	٤	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۶۹	۰/۸٤	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸۵	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۷۲	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۶۳-٤	۰/۵۷
	۵	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۵	۰/۸۰	۰/۷۲	۰/۶۶	۰/۸۱	۰/۷۳	۰/۶۷	۰/۸۲	۰/۷٤	۰/۶۷	۰/۵۹	۰/۵۳	۰/۵۹-۶۰	۰/۵۳
	۶	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۶۳	۰/۷۷	۰/۶۹	۰/۶۳	۰/۷۸	/۷۰	۰/۶٤	۰/۷۹	۰/۷۱	۰/۶۵	۰/۵۶	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱
	۸	۰/۷۱	۰/۶٤	۰/۵۹	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۷۳	۰/۶۶	۰/۶۰	۰/۷٤	۰/۶۶	۰/۶۰	۰/۵۲	۰/۴۷	۰/۵۲-۳	۰/۴۷
	۱۰	۰/۶۸	۰/۶۱	۰/۵۶	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۷۱	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۴۹-۵۰	۰/۴٤	۰/۵۰	۰/۴٤

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

ادامه جدول ۳۰ : ضریب مقاومت ویژه خاک برای کابل های سه رشته ای نصب شده در زمین (فاصله فازها ۷cm) [۵]

نوع ساختمان	شماره کابل‌ها	مقاومت ویژه گرمایشی خاک (km/W)															
		۰/۷			۱/۰			۱/۵			۲/۵			۰/۷–۱		۱/۵–۲/۵	
		ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار			ضریب بار		ضریب بار	
		۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸۵	۱/۰	۰/۸۵	۱/۰
کابل های PVC ۱ تا ۱۰ کیلوولت (خط به خط)	۱	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۹۴	۰/۹۷	۰/۹۷	۱/۰۰	۱/۰۴	۱/۰۳	۱/۰۱	۱/۱۳	۱/۰۷	۱/۰۲	۰/۹۴	۰/۸۹	۰/۹۴–۵	۰/۸۹
	۲	۰/۸۶	۰/۸۷	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۹۰	۰/۸۶	۰/۹۷	۰/۹۳	۰/۸۷	۱/۰۱	۰/۹۴	۰/۸۸	۰/۷۷–۸	۰/۷۲	۰/۷۸–۹	۰/۷۲
	۳	۰/۸۲	۰/۸۰	۰/۷۵	۰/۸۶	۰/۸۲	۰/۷۶	۰/۹۱	۰/۸۴	۰/۷۷	۰/۹۲	۰/۸۴	۰/۷۸	۰/۶۸	۰/۶۲	۰/۶۹	۰/۶۲
	٤	۰/۸۰	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۸٤	۰/۷۷	۰/۷۱	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۷۲	۰/۸۷	۰/۷۹	۰/۷۳	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۶۳–٤	۰/۵۷
	۵	۰/۷۸	۰/۷۲	۰/۶۶	۰/۸۱	۰/۷۳	۰/۶۷	۰/۸۱	۰/۷٤	۰/۶۸	۰/۸۲	۰/۷۵	۰/۶۸	۰/۵۹	۰/۵۳	۰/۵۹–۶۰	۰/۵۳
	۶	۰/۷۶	۰/۶۹	۰/۶٤	۰/۷۷	۰/۷۰	۰/۶٤	۰/۷۸	۰/۷۱	۰/۶۵	۰/۷۹	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۶	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۱
	۸	۰/۷۲	۰/۶۵	۰/۵۹	۰/۷۳	۰/۶۶	۰/۶۰	۰/۷٤	۰/۶۷	۰/۶۱	۰/۷۵	۰/۶۷	۰/۶۱	۰/۵۳	۰/٤۷	۰/۵۲–۳	۰/٤۷
	۱۰	۰/۶۹	۰/۶۲	۰/۵۷	۰/۷۰	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۷۱	۰/۶٤	۰/۵۸	۰/۷۱	۰/۶٤	۰/۵۸	۰/۴۹–۵۰	۰/٤٤	۰/۵۰	۰/٤٤

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

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

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]

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

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]

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

* : ۳۰۰/۱۵۰ mm^2

** : ۳۰۰/۱۸۵ mm^2

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،۶*kV* و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵]

سطح مقطع هادی (mm^2)	زره فولادی			زره آلومینیومی تک رشته ای (*kA*)
	چهار رشته ای (*kA*)	سه رشته ای (*kA*)	دو رشته ای (*kA*)	
۵۰	۳/۳	۲/۹	۲/٤	۱/٦
۷۰	٤/۹	۳/۳	۲/۸	۲/٦
۹۵	۵/٤	٤/۸	۱/٤	۳/۰
۱۲۰	۷/٦	۵/۲	–	۳/۲
۱۵۰	۸/٤	۷/٤	–	٤/۸
۱۸۵	۹/٤	۸/۲	–	۵/۲
۲٤۰	۱۰/۵	۹/۲	–	۵/۷
۳۰۰	۱۱/۷	۱۰/۱	–	٦/۳

جدول ۳٤ :حداکثر جریان اتصال کوتاه نامتقارن مجاز به زمین (کابل های زره دار سیمی با عایق *XLPE* و هادی مسی) برای سطح ولتاژ *kV* ۱/۰،٦ و مدت زمان خطای یک ثانیه [۵]

سطح مقطع هادی (mm^2)	زره فولادی				زره آلومینیومی تک رشته ای (*kA*)
	چهار رشته باسطح مقطع کاهش یافته نول (*kA*)	چهار رشته ای (*kA*)	سه رشته ای (*kA*)	دو رشته ای (*kA*)	
۵۰	۳/۳	۳/۵	۳/۰	۲/٦	۱/۸
۷۰	۵/۰	۵/۱	۳/۵	۳/۱	۲/۷
۹۵	۵/٦	۵/۷	۵/۰	٤/٤	۳/۱
۱۲۰	٦/۳	۸/۰	۵/۵	٤/۹	۳/۳
۱۵۰	۸/٦	۹/۰	۷/۸	۵/٤	٤/۸
۱۸۵	۹/۷	۹/۹	۸/٦	۷/٤	۵/٤
۲٤۰	۱۰/۹	۱۱/۳	۹/۷	۸/٤	٦/۰
۳۰۰	۱۱/۸*	۱۲/٤	۱۰/۵	۹/۲	٦/٤
۳۰۰	۱۲/٤**	۱۲/٤	۱۰/۵	۹/۲	٦/٤

* : ۳۰۰/۱۵۰ mm^2

** : ۳۰۰/۱۸۵ mm^2

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

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

جدول ۳۵ :انتخاب سطح مقطع کابل انشعاب [۵]

انشعاب	فاصله ۱۵ متری از شبکه عمومی (mm^2) سطح مقطع × تعداد رشته	فاصله ۲۵ متری از شبکه عمومی (mm^2) سطح مقطع × تعداد رشته
۱۵ آمپر تک فاز	۲×۶	۲×۶
۲۵ آمپر تک فاز	۲×۶	۲×۱۰
۱۵ آمپر سه فاز	۴×۶	۴×۱۰
۲۵ آمپر سه فاز	۴×۱۰	۴×۱۶
انشعابات در مجموع تا ۳۰ کیلووات	۴×۱۶	۴×۲۵ یا۶+ ۳×۲۵

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	
دما (°C)	*PVC*	*XLPE*	*PVC*	*XLPE*
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

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

جدول ۳۸ :مقاومت مخصوص حرارتی خاک [۵]

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

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

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

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
$70–300 mm^2$	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 ٤١ :ضریب تصحیح برای نصب گروه کابل های تک رشته در زمین [٥]

تعداد کابل	فاصله فضای بین مراکز گروه کابل ها					
	تماس با یکدیگر		٠,١٥ (m)	٠,٣٠ (m)	٠,٤٥ (m)	٠,٦٠ (m)
	مثلثی	تخت				
٢	٠,٧٧	٠,٨	٠,٨٢	٠,٨٨	٠,٩	٠,٩٣
٣	٠,٦٥	٠,٦٨	٠,٧٢	٠,٧٩	٠,٨٣	٠,٨٧
٤	٠,٥٩	٠,٦٢	٠,٦٧	٠,٧٥	٠,٨١	٠,٨٥
٥	٠,٥٥	٠,٥٨	٠,٦٣	٠,٧٢	٠,٧٨	٠,٨٣
٦	٠,٥٢	٠,٥٦	٠,٦	٠,٧	٠,٧٧	٠,٨٢

جدول ٤٢ :ضریب تصحیح برای نصب گروه کابل های چند رشته در زمین (افقی) [٥]

تعداد کابل	فاصله فضای بین مراکز گروه کابل ها					
	تماس با یکدیگر	٠,١٥ (m)	٠,٣٠ (m)	٠,٤٥ (m)	٠,٦٠ (m)	
٢	٠,٨١	٠,٨٧	٠,٩١	٠,٩٣	٠,٩٤	
٣	٠,٧	٠,٧٨	٠,٨٤	٠,٨٧	٠,٩	
٤	٠,٦٣	٠,٧٤	٠,٨١	٠,٨٦	٠,٨٩	
٥	٠,٥٩	٠,٧	٠,٧٨	٠,٨٢	٠,٨٧	
٦	٠,٥٥	٠,٦٧	٠,٧٦	٠,٨٢	٠,٨٦	

فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
١
٢
٣
٤
٥
٦
٧
٨
٩
١٠
١١
پ١
پ٢
پ٣
پ٤
پ٥
پ٦
پ٧
پ٨
پ٩
پ١٠
پ١١
اینفو
مراجع
اعضاء

جدول ٤٣ :جدول جریان قابل حمل توسط کابل مسی *pvc* بدون زره با ولتاژ ۱/۰,٦ کیلو ولت[٥]

اندازه هادی (۲mm)	در هوا				در زمین	
	تک رشته		دو رشته (A)	سه یا چهار رشته (A)	دو رشته (A)	سه یا چهار رشته (A)
	مثلثی	تخت				
١٦	___	___	٩٤	٨٠	١١٧	١٠٠
٢٥	___	___	١١٩	١٠١	١٥٧	١٣١
٣٥	___	___	١٤٨	١٢٦	١٨٩	١٥٨
٥٠	١٦٧	٢١٩	١٨٠	١٥٣	٢٢٥	١٨٨
٧٠	٢١٦	٢٨١	٢٣٢	١٩٦	٢٧٦	٢٣١
٩٥	٢٦٤	٣٤١	٢٨٢	٢٣٨	٣٣٢	٢٧٧
١٢٠	٣٠٨	٣٩٦	٣٢٨	٢٧٦	٣٧٩	٣١٦
١٥٠	٣٥٦	٤٥٦	٣٧٩	٣١٩	٤٢٥	٣٥٥
١٨٥	٤٠٩	٥٢١	٤٣٤	٣٦٤	٤٨٠	٤٠١
٢٤٠	٤٨٥	٦١٥	٥١٤	٤٣٠	٥٥٩	٤٦٦
٣٠٠	٥٦١	٧٠٩	٥٩٣	٤٩٧	٦٣١	٥٢٥
٤٠٠	٦٥٦	٨٥٢	٧١٥	٥٩٧	٧١٨	٥٩٥

اندازه هادی (۲mm)	در هوا				در زمین	
	تک رشته		دو رشته (A)	سه یا چهار رشته (A)	دو رشته (A)	سه یا چهار رشته (A)
	مثلثی	تخت				
١٦	___	___	٧٣	٦١	٨٩	٧٦
٢٥	___	___	٨٩	٧٨	١١٨	١٠٠
٣٥	___	___	١١١	٩٦	١٤٢	١٢٠
٥٠	١٢٨	١٦٣	١٣٥	١١٧	١٦٩	١٤٣
٧٠	١٦٥	٢١٠	١٧٣	١٥٠	٢٠٩	١٧٦
٩٥	٢٠٣	٢٥٦	٢١٠	١٨٣	٢٥٠	٢١١
١٢٠	٢٣٧	٢٩٨	___	٢١٢	___	٢٤١
١٥٠	٢٧٤	٣٤٤	___	٢٤٥	___	٢٧١
١٨٥	٣١٦	٣٩٤	___	٢٨٠	___	٣٠٧
٢٤٠	٣٧٥	٤٦٦	___	٣٣٠	___	٣٥٧
٣٠٠	٤٣٥	٥٣٨	___	٣٨١	___	٤٠٤

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

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 ۹ – تأثیر هارمونیک جریانی بر ظرفیت کابل در سیستم های سه فاز متعادل

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

تأثیر هارمونیک جریانی 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 سایز هادی نول از سایز 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 ۱,٦۱ 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 نسبتا کمی هستند و سایر هارمونیک ها تقریباً متعادل هستند و به صفر می رسند).

۳)در کابل ٤ یا ٥ 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 ۰,۸٦ درجه بندی شود. به عبارت دیگر، برای جریان ۲۰ آمپر، یک کابل با قابلیت حمل ۲٤ آمپر انتخاب می شود. جدول ۱ ضریب کاهشی متاثر از جریان های هارمونیکی(حاوی هارمونیک سوم) بر ظرفیت کابل را نمایش میدهد:

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

جدول ٤٥ :ضریب کاهشی جریان هارمونیکی در کابل های ٤ یا ٥ رشته ای

ضریب کاهشی		نسبت دامنه هارمونیک سوم به هارمونیک اصلی بر حسب درصد
انتخاب سایز بر اساس جریان هادی نول	انتخاب سایز بر اساس جریان هادی فاز	
–	۱	۱۵-۰
–	۰/۸٦	۳۳-۱۵
۰/۸٦	–	٤٥-۳۳
۱	–	بیشتر از ٤٥

به طور مثال در یک کابل چهار رشته که حامل جریان ۳۹ آمپر میباشد، کابل ٤×٦ مسی که مناسب برای جریان ٤۱ 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 ۰/۸٦ انتخاب شده و جریان طراحی مطابق رابطه زیر انتخاب می شود:

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

در این صورت کابل با مقطع ٤×۱۰ مسی انتخاب خواهد شد.

اگر نسبت دامنه هارمونیک سوم به دامنه هارمونیک اصلی ٤۰ 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 :

$$39*0.4*3=46.8(A)$$

و با انتخاب ضریب کاهشی ۰/۸٦ جریان طراحی از رابطه زیر انتخاب می گردد:

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

که در این صورت بازهم کابل ٤×۱۰ مسی انتخاب می شود. درصورتی که نسبت دامنه هارمونیک سوم به هارمونیک اصلی به ٥۰ درصد افزایش یابد در این صورت کابل با مقطع ۱٦ مسی برای هادی نول انتخاب می گردد.

نکته:در صورتی که بار نا متعادل 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.

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 ۱۰- جداول حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی

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

جدول ٤٦ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی 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*	هواکش نوع *b*
۱*۵۰۰	۳۵	٤٦٠	٤٦٠	٤٩٠	٥٠٠
	٤٠	٤٢٠	٤٢٠	٤٥٠	٤٦٠
	٤٥	٣٨٠	٣٩٠	٤١٠	٤٢٠
	٥٠	٣٥٠	٣٦٠	٣٧٠	٣٨٠
۱*٦٣٠	٣٥	٥٧٠	٥٧٠	٦١٠	٦٣٠
	٤٠	٥٢٠	٥٢٠	٥٥٠	٥٧٠
	٤٥	٤٨٠	٤٨٠	٥١٠	٥٢٠
	٥٠	٤٤٠	٤٤٠	٤٧٠	٤٨٠
۱*٨٠٠	٣٥	٧١٠	٧١٠	٧٦٠	٧٨٠
	٤٠	٦٥٠	٦٥٠	٦٩٠	٧١٠
	٤٥	٦٠٠	٦٠٠	٦٣٠	٦٥٠
	٥٠	٥٥٠	٥٦٠	٥٨٠	*٦١٠
۱*۱۰۰۰	٣٥	٨٦٠	٧٨٠	٩٢٠	٩٥٠
	٤٠	٧٩٠	٨٠٠	٨٤٠	٨٧٠
	٤٥	٧٣٠	٧٤٠	٧٨٠	٨٠٠
	٥٠	٦٨٠	٦٨٠	٧٢٠	*٧٥٠
۱*۱۲۵۰	٣٥	۱۰۵۰	۱۰۵۰	۱۱۲۰	۱۱٦٠
	٤٠	٩٧٠	٩٧٠	۱۰۳۰	۱۰٦٠
	٤٥	٩٠٠	٩٠٠	٩٥٠	*۱۰۱۰
	٥٠	٨٣٠	٨٤٠	٨٨٠	*٩٣٠

-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 ٤٧ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی و دو ترانسفورماتور در کنار تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف [٨]

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	هواکش نوع b
۲*۵۰۰	۳۵	۸۵۰	۸۷۰	۹۰۰	۹۳۰
	٤۰	۷۸۰	۸۰۰	۸۳۰	۸۵۰
	٤۵	۷۲۰	۷٤۰	۷۷۰	۷۹۰
	۵۰	٦۷۰	٦۸۰	۷۱۰	*۷۵۰
۲*٦۳۰	۳۵	۱۰٤۰	۱۰۷۰	۱۱۰۰	۱۱۵۰
	٤۰	۹٦۰	۹۸۰	۱۰۲۰	۱۰۵۰
	٤۵	۹۰۰	۹۱۰	۹۵۰	۹۷۰
	۵۰	۸۳۰	۸۵۰	۸۸۰	*۹۳۰
۲*۸۰۰	۳۵	۱۲۹۰	۱۳۲۰	۱۳٦۰	۱٤۲۰
	٤۰	۱۲۰۰	۱۲۲۰	۱۲٦۰	۱۳۱۰
	٤۵	۱۱۱۰	۱۱۱۳۰	۱۱۷۰	*۱۲٦۰
	۵۰	۱۰٤۰	۱۰٦۰	۱۰۹۰	*۱۱٦۰
۲*۱۰۰۰	۳۵	۱۵٦۰	۱٦۰۰	*۱۷٦۰	*۱۸۳۰
	٤۰	۱٤۵۰	۱٤۹۰	*۱٦۳۰	*۱٦۸۰
	٤۵	۱۳٦۰	۱۳۸۰	*۱۵۱۰	*۱۵۵۰
	۵۰	۱۲۷۰	۱۲۹۰	*۱٤۰۰	*۱٤۳۰
۲*۱۲۵۰	۳۵	۱۸۹۰	۱۹٤۰	*۲۱۳۰	*۲۲۲۰
	٤۰	۱۷٦۰	۱۸۱۰	*۱۹۸۰	*۲۰۵۰
	٤۵	۱٦۵۰	۱٦۹۰	*۱۸٤۰	*۱۸۹۰
	۵۰	۱۵۵۰	۱۵۸۰	*۱۷۱۰	*۱۷٦۰

-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

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

جدول ٤٨ :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*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	۳۵	٤٧٠	٤٧٠	٤٩٠	٥٠٠
	٤٠	٤٣٠	٤٣٠	٤٥٠	٤٦٠
	٤٥	٣٩٠	٣٩٠	٤١٠	٤٢٠
	٥٠	٣٦٠	٣٦٠	٣٧٠	٣٨٠
۱*٦٣٠	٣٥	٥٨٠	٥٨٠	٦١٠	٦٣٠
	٤٠	٥٣٠	٥٣٠	٥٥٠	٥٧٠
	٤٥	٤٩٠	٤٩٠	٥١٠	٥٣٠
	٥٠	٤٥٠	٤٥٠	٤٧٠	٤٨٠
۱*۸۰۰	٣٥	٧٣٠	٧٣٠	٧٦٠	٧٨٠
	٤٠	٦٦٠	٦٧٠	٦٩٠	٧١٠
	٤٥	٦١٠	٦١٠	٦٣٠	٦٥٠
	٥٠	٥٦٠	٥٦٠	٥٨٠	*٦١٠
۱*۱۰۰۰	٣٥	٨٩٠	٨٩٠	٩٢٠	٩٥٠
	٤٠	٨١٠	٨١٠	٨٤٠	٨٧٠
	٤٥	٧٥٠	٧٥٠	٧٨٠	٨٠٠
	٥٠	٦٩٠	٦٩٠	٧٢٠	*٧٥٠
۱*۱۲۵۰	٣٥	١٠٨٠	١٠٨٠	١١٢٠	١١٦٠
	٤٠	١٠٠٠	١٠٠٠	١٠٣٠	١٠٦٠
	٤٥	٩٢٠	٩٢٠	٩٥٠	*١٠١٠
	٥٠	٨٥٠	٨٥٠	٨٨٠	*٩٣٠

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

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

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

جدول ٤٩ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با ترانسفورماتور در طبقه فوقانی و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط در طبقه همکف *[٨]*

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*	هواکش نوع *b*
۱*۵۰۰	۳۵	٤٦٠	٤٧٠	٤٩٠	٥٠٠
	٤٠	٤٢٠	٤٢٠	٤٥٠	٤٦٠
	٤٥	٣٩٠	٣٩٠	٤١٠	٤٢٠
	٥٠	٣٦٠	٣٦٠	٣٧٠	٣٨٠
۱*٦٣٠	٣٥	٥٧٠	٥٧٠	٦١٠	٦٣٠
	٤٠	٥٢٠	٥٣٠	٥٥٠	٥٧٠
	٤٥	٤٨٠	٤٨٠	٥١٠	٥٢٠
	٥٠	٤٤٠	٤٤٠	٤٧٠	٤٨٠
۱*٨٠٠	٣٥	٧١٠	٧١٠	٧٦٠	٧٨٠
	٤٠	٦٥٠	٦٦٠	٦٩٠	٧١٠
	٤٥	٦٠٠	٦٠٠	٦٣٠	٦٥٠
	٥٠	٥٦٠	٥٦٠	٥٨٠	*٦١٠
۱*۱۰۰۰	٣٥	٨٧٠	٨٧٠	٩٢٠	٩٥٠
	٤٠	٨٠٠	٨٠٠	٨٤٠	٨٧٠
	٤٥	٧٤٠	٧٤٠	٧٨٠	٨٠٠
	٥٠	٦٨٠	٦٨٠	٧٢٠	*٧٥٠
۱*۱۲۵۰	٣٥	١٠٥٠	١٠٦٠	١١٢٠	١١٦٠
	٤٠	٩٧٠	٩٨٠	١٠٣٠	١٠٦٠
	٤٥	٩٠٠	٩٠٠	٩٥٠	*١٠١٠
	٥٠	٨٤٠	٨٤٠	٨٨٠	*٩٣٠

-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.

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

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*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	۳۵	۸۷۰	۸۸۰	۹۰۰	۹۳۰
	۴۰	۸۰۰	۸۱۰	۸۳۰	۸۵۰
	۴۵	۷۴۰	۷۴۰	۷۷۰	۷۹۰
	۵۰	۶۷۰	۶۷۰	۷۱۰	*۷۵۰
۲*۶۳۰	۳۵	۱۰۷۰	۱۰۸۰	۱۱۰۰	۱۱۵۰
	۴۰	۹۹۰	۱۰۰۰	۱۰۲۰	۱۰۵۰
	۴۵	۹۲۰	۹۲۰	۹۵۰	۹۷۰
	۵۰	۸۵۰	۸۵۰	۸۸۰	*۹۳۰
۲*۸۰۰	۳۵	۱۳۳۰	۱۳۴۰	۱۳۶۰	۱۴۲۰
	۴۰	۱۲۳۰	۱۲۴۰	۱۲۶۰	۱۳۱۰
	۴۵	۱۱۴۰	۱۱۵۰	۱۱۷۰	*۱۲۶۰
	۵۰	۱۰۶۰	۱۰۷۰	۱۰۹۰	*۱۱۶۰
۲*۱۰۰۰	۳۵	۱۶۲۰	۱۶۳۰	۱۷۶۰	*۱۸۳۰
	۴۰	۱۵۰۰	۱۵۱۰	۱۶۳۰	*۱۶۸۰
	۴۵	۱۴۰۰	۱۴۰۰	۱۵۱۰	*۱۵۵۰
	۵۰	۱۳۰۰	۱۳۱۰	۱۴۰۰	*۱۴۳۰
۲*۱۲۵۰	۳۵	۱۹۶۰	۱۹۸۰	۲۱۳۰	*۲۲۲۰
	۴۰	۱۸۲۰	۱۸۴۰	۱۹۸۰	*۲۰۵۰
	۴۵	۱۷۰۰	۱۷۱۰	۱۸۴۰	*۱۸۹۰
	۵۰	۱۵۹۰	۱۶۰۰	۱۷۱۰	*۱۷۶۰

-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.

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

جدول ۵۱ :حداکثر بارگیری نرمال پست های زمینی با دو ترانسفورماتور در طبقه فوقانی و تابلوهای فشار ضعیف و فشار متوسط [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	هواکش نوع b
۲*۵۰۰	۳۵	۸۵۰	۸۶۰	۹۰۰	۹۳۰
	۴۰	۷۸۰	۸۰۰	۸۳۰	۸۵۰
	۴۵	۷۳۰	۷۴۰	۷۷۰	۷۹۰
	۵۰	۶۸۰	۶۸۰	۷۱۰	*۷۵۰
۲*۶۳۰	۳۵	۱۰۵۰	۱۰۶۰	۱۱۰۰	۱۱۵۰
	۴۰	۹۷۰	۹۸۰	۱۰۲۰	۱۰۵۰
	۴۵	۹۰۰	۹۱۰	۹۵۰	۹۷۰
	۵۰	۸۴۰	۸۴۰	۸۸۰	*۹۳۰
۲*۸۰۰	۳۵	۱۳۰۰	۱۳۲۰	۱۳۶۰	۱۴۲۰
	۴۰	۱۲۱۰	۱۲۲۰	۱۲۶۰	۱۳۱۰
	۴۵	۱۱۲۰	۱۱۳۰	۱۱۷۰	*۱۲۶۰
	۵۰	۱۰۴۰	۱۰۵۰	۱۰۹۰	*۱۱۶۰
۲*۱۰۰۰	۳۵	۱۵۷۰	۱۶۰۰	*۱۷۶۰	*۱۸۳۰
	۴۰	۱۴۶۰	۱۴۸۰	*۱۶۳۰	*۱۶۸۰
	۴۵	۱۳۷۰	۱۳۸۰	*۱۵۱۰	*۱۵۵۰
	۵۰	۱۲۸۰	۱۲۹۰	*۱۴۰۰	*۱۴۳۰
۲*۱۲۵۰	۳۵	۱۹۰۰	۱۹۳۰	*۲۱۳۰	*۲۲۲۰
	۴۰	۱۷۸۰	۱۸۰۰	*۱۹۸۰	*۲۰۵۰
	۴۵	۱۶۶۰	۱۶۸۰	*۱۸۴۰	*۱۸۹۰
	۵۰	۱۵۶۰	۱۵۸۰	*۱۷۱۰	*۱۷۶۰

-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.

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

جدول ۵۲ :حداکثر بارگذاری ترانسفورماتور مورد استفاده در پست های رو زمینی ۰,٤/۳۳ کیلوولت [۸]

تعداد و ظرفیت ترانسفورماتور (KVA)	حداکثر دمای محیط (C°)	تهویه طبیعی	تهویه با هواکش برقی	
			هواکش نوع a	هواکش نوع b
۵۰۰	۳۵	٤٦۰	٤۹۰	۵۰۰
	٤۰	٤۲۰	٤۵۰	٤٦۰
	٤۵	۳۹۰	٤۱۰	٤۲۰
	۵۰	۳٦۰	۳۷۰	۳۸۰
٦۳۰	۳۵	۵۷۰	٦۱۰	٦۳۰
	٤۰	۵۲۰	۵۵۰	۵۷۰
	٤۵	٤۸۰	۵۱۰	۵۲۰
	۵۰	٤٤۰	٤۷۰	٤۷۰
۸۰۰	۳۵	۷۱۰	۷٦۰	۷۸۰
	٤۰	٦۵۰	٦۹۰	۷۱۰
	٤۵	٦۰۰	٦۳۰	٦۵۰
	۵۰	۵۵۰	۵۸۰	٦۱۰
۱۰۰۰	۳۵	۸٦۰	۹۲۰	۹۵۰
	٤۰	۸۰۰	۸٤۰	۸۷۰
	٤۵	۷۳۰	۷۸۰	۸۰۰
	۵۰	٦۸۰	۷۲۰	۷۵۰
۱۲۵۰	۳۵	۱۰۵۰	۱۱۲۰	۱۱٦۰
	٤۰	۹۷۰	۱۰۳۰	۱۰٦۰
	٤۵	۹۰۰	۹۵۰	۱۰۱۰
	۵۰	۸٤۰	۸۸۰	۹۳۰

-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.

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

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 ۱۱ - جداول ارتفاع از سطح دریا و دما مناطق کشور

جدول ۵۳ :اطلاعات محیطی ایستگاه های سینو پتیک[۱]

ردیف	نام شهر	ارتفاع ازسطح 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
۱	آبادان	۱۱	A	۵۳	D	-۵	A	۲۳,۷	A	۴۸	A	۲۵
۲	اراک	۱۵۷۹	C	۴۴	B	-۲۸	B	۲۸,۳	A	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	C	۳۰	A	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	- - -		- -		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	- - -		- -		۱۰
۱۳	بوشهر	۱۴	A	۵۰	D	-۱	A	۳۸,۶	B	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	A	۵۶	B	۲۵
۱۶	تربت حیدریه	۱۳۳۳	B	۴۳	B	-۲۲	B	۱۸	A	۴۸	A	۱۷
۱۷	تهران	۱۱۹۱	B	۴۴	B	-۱۵	A	۲۵,۷	A	۴۱	A	۲۵

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

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

ادامه جدول ۵۳ : اطلاعات محیطی ایستگاه های سینو پتیک

ردیف	نام شهر	ارتفاع ازسطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	سرعت‌سریعترین باد (متر بر ثانیه)	گروه	رطوبت نسبی (درصد)	گروه	تعداد سال‌های اندازه‌گیری
۱۸	جاسک	٤	A	٤۳	B	٦	A	۱۸,٥	A	٦٤	B	۸
۱۹	چابهار	۷	A	٤٦	C	٥	A	۲,٦	A	٦۷	B	۱۳
۲۰	خرم آباد	۱۱۲٥	B	٤۷	C	-۱۳	A	۲۲,٦	A	٤٦	A	۲٥
۲۱	خوی	۱۱٥۷	B	٤۲	B	-۳۰	C	۲۰,٦	A	٥۹	B	۱۷
۲۲	دزفول	۱٤۳	A	٥۳	D	-۹	A	٤۱,۲	C	٤۱	A	۱٥
۲۳	رامسر	-۲۰	A	۳٥	A	-۱۰	A	۲۰,٦	A	۸۳	C	۲۱
۲٤	رشت	-۷	A	۳۷	A	-۱۹	A	۲۰,٦	A	۷۸	C	۲۰
۲٥	زابل	٤۸۷	A	٥۱	D	-۱۲	A	۲۳,۱	A	۳۷	A	۲۰
۲٦	زاهدان	۱۳۷۰	B	٤۳	B	-۲۲	B	٤۱,۲	C	۳٥	A	۲٥
۲۷	زنجان	۱٦٦۳	C	٤۳	B	-۳۰	C	۲۳,۱	A	٥٤	B	۲۱
۲۸	سبزوار	۹٤۱	A	٤۹	C	-۲۰	A	۲۳,۱	A	٤۱	A	۲۲
۲۹	سقز	۱٤۷٦	B	٤۳	B	-۳٦	C	۲۸,۳	A	٥۲	B	۱٥
۳۰	سمنان	۱۱۳۸	B	٤٤	B	-۱۱	A	۲٥,۷	A	٤۳	A	۱۱
۳۱	سنندج	۱۳۷۳	B	٤٤	B	-۳۱	C	۲٥,۷	A	٤٦	A	۱۷
۳۲	شاهرود	۱۳٦٦	B	٤۲	B	-۱٤	A	۲٥,۷	A	٥۱	B	۲٥
۳۳	شهرکرد	۲۰۷۸	B	٤۲	B	-۳۲	C	۲۰,٦	A	٤٦	A	۲۱
۳٤	شیراز	۱٤۹۱	B	٤۳	B	-۱٤	A	۲۰,٦	A	٤۳	A	۲٥
۳٥	طبس	٦۹۱	A	٥۱	B	-۹	A	۱۸	A	۳۷	A	۱٦

ادامه جدول ۵۳ : اطلاعات محیطی ایستگاه های سینوپتیک

ردیف	نام شهر	ارتفاع ازسطح 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

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

جدول ٥٤ : اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی [۱]

ردیف	نام شهر	ارتفاع ازسطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه
۱	آباده	۱۸٤٥	C	۳۹	A	-۱۳,۲	A
۲	آبعلی	۲٤٥۰	D	۳۹,٤	A	-۱۹,٥	A
۳	آستارا	-۲٥	A	۳٦,٥	A	-٥	A
٤	آشتیان	۱۷۹۱	C	٤۱	B	-۱۸	A
٥	آغاجاری	۲۷	A	٥۱,۳	D	-۱,۹	A
٦	آمل	۲۹	A	۳۷,٥	A	-۷,٥	A
۷	اردبیل	۱۳۷۲	B	۳۸	A	-۳۱,٤	C
۸	اردستان	۱۳۸۱	B	٤٥,٥	C	-۹	A
۹	اردکان فارس	۲۲۰۰	D	۳٥	A	-۱۷	A
۱۰	ارسک	۱۲٤۰	B	٤٤	B	-۹,٥	A
۱۱	اسفراین	۱۲۱۰	B	۳۷	A	-۱۳	A
۱۲	اسکو	۱٥۰۰	C	۳۹	A	-۱۹,٥	A
۱۳	اسلام آباد غرب	۱۳٥٥	B	٤۲	B	-۱۸	A
۱٤	اندیمشک	۸٥	A	٥۲	D	-٦,٥	A
۱٥	اهر	۱۱٥۷	B	۳۹,٥	A	-۲۲	B
۱٦	ایلام	۱۳۱۹	B	٤۷	C	-۱٥	A
۱۷	بابل	۲	A	٤۱	B	-٦	A
۱۸	بارنیشابور	۱٥۲۰	C	۳۸,٥	A	-۲٥	B
۱۹	بافت	۲۲٥۰	D	۳۸	A	-۲۰	A
۲۰	بجنورد	۱۰۷٤	B	٤۲,۳	B	-۲۳	B
۲۱	برازجان	۱۳۰	A	٥۲	D	۲	A
۲۲	بروجرد	۱٦۰۰	C	٤۱	B	-۲۲	B
۲۳	بندر ترکمن	-۱۰	A	۳۹	A	-٥,٥	A
۲٤	بندرشرفخانه	۱۳۰۲	B	۳٥,۸	A	-۱۳,٥	A
۲٥	بندرماهشهر	۳	A	٥۲	D	-۳,٥	A
۲٦	بهبهان	۳۰۰	A	٥۱	D	-٦	A
۲۷	بهشهر	۳	A	٤۱	B	-٥,٥	A
۲۸	بیجار	۱۹٤۰	C	٤۱,٥	B	-۳۸	C
۲۹	تربت جام	۸٤٥	A	٤۱,۷	B	-۱٥,٥	A

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

ادامه جدول ٥٤ : اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی

ردیف	نام شهر	ارتفاع ازسطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه
٣٠	تفرش	١٨٧٨	C	٣٩	A	-٢٣,٥	B
٣١	تویسرکان	١٧٨٠	C	٤٠	A	-٢٠	A
٣٢	جریزه خارک	٣	A	٤٦	C	٦	A
٣٣	جزیره قشم	٣١	A	٤٩	C	٩,٤	A
٣٤	جزیره کیش	٣٠	A	٤٥	C	٩	A
٣٥	جلفا	٧٠٤	A	٤٤	B	-٢٠	A
٣٦	جهرم	٩٨٥	A	٤٥	C	-٧	A
٣٧	جیرفت	٦٣٥	A	٤٩	C	-٥	A
٣٨	حمیدیه	٥٣	A	٥٠	D	-١	A
٣٩	خاش	١٤٠٠	B	٤٤	B	-٩,٦	A
٤٠	خرم آبادتنکابن	٥٠	A	٣٨	A	-٣,٨	A
٤١	خرمشهر	٥	A	٤٩,٥	C	-٥	A
٤٢	خنداب	١٩٢٠	C	٤٥	C	-٣١,٥	C
٤٣	خوانسار	٢٣٠٠	D	٣٦,٥	A	-١٥,٥	A
٤٤	خوربیابانک	٨٥٠	A	٤٨	C	-١١	A
٤٥	داراب	١١٥٠	B	٤٦	C	-٥	A
٤٦	دامغان	١١٧٠	B	٤٢	B	-١١,٥	A
٤٧	درود	١٤٠٢	B	٤١	B	-٢٣	B
٤٨	دشت آزادگان	٤٨	A	٤٨	C	-٦,٥	A
٤٩	دماوند	٢٠٥٠	D	٣٦,٥	A	-٢١,٥	B
٥٠	رامهرمز	٢٠٠	A	٥٢	D	-٣	A
٥١	رفسنجان	١٤٦٩	B	٤٢	B	-٩,٥	A
٥٢	رودبار	٢٨٠	A	٤٣	B	-٦	A
٥٣	زرندکرمان	١٦٦٣	C	٤١,٨	B	-١٢,٤	A
٥٤	ساوه	١١٦٧	B	٤٧	C	-١٠	A
٥٥	سد ارس	٨١٦	A	٤٥	C	-١٧,٥	A
٥٦	سد دز	٥٢٥	A	٤٧	C	-١٠,٥	A
٥٧	سد کرج	١٥٨٨	C	٣٧	A	-١٢,٥	A

فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
١
٢
٣
٤
٥
٦
٧
٨
٩
١٠
١١
پ١
پ٢
پ٣
پ٤
پ٥
پ٦
پ٧
پ٨
پ٩
پ١٠
پ١١
اینفو
مراجع
اعضاء

ادامه جدول ٥٤ : اطلاعات محیطی ایستگاههای کلیماتولوژی

ردیف	نام شهر	ارتفاع ازسطح دریا (متر)	گروه	بیشینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه	کمینه درجه حرارت (درجه سلسیوس)	گروه
٥٨	سراب	١٦٥٠	C	٣٩,٥	A	-٢٨,٥	B
٥٩	سرخس	٢٢٥	A	٤٥,٤	C	-٢١,٤	B
٦٠	سرعین	١٧٥٠	C	٣٦,٥	A	-٢١,٥	B
٦١	سلماس	١٢٦٢	B	٣٧,٥	A	-٢٨	B
٦٢	سیاه بیشه	١٩٨٠	C	١٦	A	-١٦	A
٦٣	شوش	١١٢	A	٥٠,٥	D	-٢,٥	A
٦٤	شوشتر	١٥٠	A	٥٢,٥	D	-٦	A
٦٥	شیروان	١٣٩٢	B	٤٠,٥	B	-٢٢	B
٦٦	طوق مشهد	١٠٣٤	B	٤٠,٤	B	-٢٤	B
٦٧	طوس فردوس	١٠٤٠	B	٤٢,٥	B	-٣٠,٥	C
٦٨	فردوس	١٢٩٠	B	٤٤,٤	B	-١٦	A
٦٩	فریدن	٢٢٠٠	D	٣٦,٥	A	-٣٠	C
٧٠	فریمان	١٤١١	B	٣٨	A	-٢٢,٥	B
٧١	فولادشهر	١٦٦٥	C	٤٠,٥	B	-١٤,٥	A
٧٢	فومن	-١٠	A	٣٩	A	-٥	A
٧٣	فیروز آباد (خلخال)	١٠٩٠	B	٤٢,٥	B	-٣٧,٥	C
٧٤	فیروز آباد (فارس)	١٣٠٠	B	٤٦,٥	C	-٥,٥	A
٧٥	فیروزکوه	١٩٢٢	C	٣٩	A	-٢٦	B
٧٦	قائم شهر	٥٠	A	٤٣	B	-٦,٥	A
٧٧	قصر شیرین	٣٠٠	A	٤٧	C	-٨	A
٧٨	قم	٩٢٨	A	٤٥	C	-١٠	A
٧٩	قمشه	١٧٠٠	C	٣٩,٥	A	-١٢,٥	A
٨٠	قوچان	١٣٢٠	B	٤١,٥	B	-٢٦	B
٨١	کازرون	٧٥٥	A	٤٨,٥	C	-٤	A
٨٢	کاشمرولی آباد	١٠٦٠	B	٤٢,٦	B	-٨	A
٨٣	گچساران	٧٠٩	A	٤٨	C	-٣,٦	A
٨٤	گرمسار	٨٥١	A	٤٥	C	-٢٣	B
٨٥	گلپایگان	٢٠٤٤	D	٣٨	A	-٢٩	B

فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
١
٢
٣
۴
۵
۶
٧
٨
٩
١٠
١١
پ١
پ٢
پ٣
پ۴
پ۵
پ۶
پ٧
پ٨
پ٩
پ١٠
پ١١
اینفو
مراجع
اعضاء

ادامه جدول ٥٤ : 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
٨٦	گنبدقابوس	١٥٠	A	٤٤,٦	B	-٦,٣	A
٨٧	گناباد	١١٥٠	B	٤٧	C	-١٧	A
٨٨	لار فارس	٩٠٠	A	٤٦,٢	C	١	A
٨٩	لاهیجان	-٢	A	٣٧,٥	A	-٤	A
٩٠	لوشان	٥٥٠	A	٤٤,٥	B	-٢	A
٩١	ماکو	١٦٣٤	C	٣٩,٥	A	-١٧	A
٩٢	محمودآباد ساری	١١٨	A	٤٤	B	٠	A
٩٣	محلات	١٧٤٧	C	٣٨	A	-٨	A
٩٤	مراغه	١٤٢٠	B	٤١	B	-٢١	B
٩٥	مرند	١٤٢٠	B	٤١	B	-٢٠	A
٩٦	مرودشت	١٦٠٣	C	٤٢,٥	B	-٨,٥	A
٩٧	مریوان	١٣٧٠	B	٤١	B	-٢٣,٥	B
٩٨	مسجد سلیمان	٣٦٢	A	٤٩	C	-١	A
٩٩	ملایر	١٧٤٠	C	٣٩	A	-١٩,٥	A
١٠٠	منجیل	٣٥٠	A	٤٢	B	-١٧	A
١٠١	مهاباد	١٤٠٠	B	٤٢	B	-٢٣	B
١٠٢	میاندوآب	١٣١٤	B	٤١	B	-٢٥,٥	B
١٠٣	میانه	١١٠٠	B	٤٥,٢	C	-٢١	B
١٠٤	میناب	٣٠	A	٥٠	D	١	A
١٠٥	نایین	١٦٠٠	C	٤١,٨	B	-١٠,٥	A
١٠٦	نجف آباد	١٣٥٠	B	٤٠,٥	B	-١٣	A
١٠٧	نورآباد ممسنی	٩٠٠	A	٤٦	C	-١,٥	A
١٠٨	نوشهر	-٢	A	٣٥	A	-٧	A
١٠٩	نهاوند	١٧٤٠	C	٣٩	A	-٢٠	A
١١٠	نهبندان	١٣٢٥	B	٤٥,٥	C	-٧,١	A
١١١	نیشابور	١٣٥٠	B	٤٢	B	-١٩	A
١١٢	هفت تپه	٨٠	A	٥٠,٥	D	-٢,٨	A

فهرست
شکل
جدول
پیشگفتار
١
٢
٣
٤
٥
٦
٧
٨
٩
١٠
١١
پ١
پ٢
پ٣
پ٤
پ٥
پ٦
پ٧
پ٨
پ٩
پ١٠
پ١١
اینفو
مراجع
اعضاء

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 ۱۲ – اینفوگرافیک محاسبات الکتریکی

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

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

۱۲- مراجع:

[۱].**استاندارد** ترانسفورماتورهای روغنی،مشخصات فنی،شماره ٦٧٧٠،موسسه استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران، ۱۳۸۰

[۲].دستورالعمل الزمات و معیار های 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 minrral-oil-immersed power transformers-2018

[۵].مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشار متوسط و ضعیف،نشریه شماره ۳۷٤،سازمانبرنامه وبودجه کشور،شرکت توانیر،۱۳۸٦

[٦].مشخصات عمومی و اجرایی پست های هوایی و زمینی ۲۰ و ۳۳ کیلوولت ،نشریه شماره ۳۷۵،سازمان برنامه و بودجه کشور،شرکت توانیر ،۱۳۸٦

[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 دفتراستانداردها شرکت توانیر،۱۳۷٤

[۹].استاندارد اجرایی پست های توزیع زمینی ۲۰ کیلوولت ،جلد سوم،معاونت تحقیقات و تکنولوژی دفتراستانداردها شرکت توانیر،۱۳۷٤

[۱۰].استاندارد ترانسفورماتورهای نوع روغنی-جلد اول-معاونت تحقیقات و تکنولوژی دفتراستانداردها 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 دفتراستانداردها شرکت توانیر، تیر ماه ۱۳۷٤

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

۱۳- اعضاء تدوین کننده دستور العمل به‌ترتیب 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 قادیکلائی	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 مهندسین 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 مهندسین 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 شقاقی‌شهر	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 مهندسین مشاور دانشمند
۱۹	جناب آقای مهندس صالح عسگری	شرکت مهندسین 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 علی پور	شرکت توزیع نیروی برق استان گیلان
۲۳	جناب آقای دکتر مهیار قلی‌زاده	شرکت توانیر
۲۴	جناب آقای دکتر محی الدین گنجیان	شرکت توزیع نیروی برق استان مازندران
۲۵	جناب آقای مهندس حسین منصوری	شرکت توزیع نیروی برق استان زنجان