

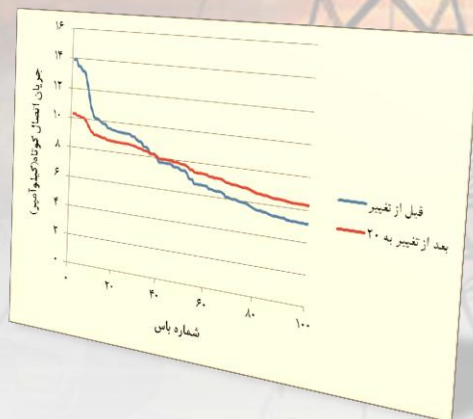
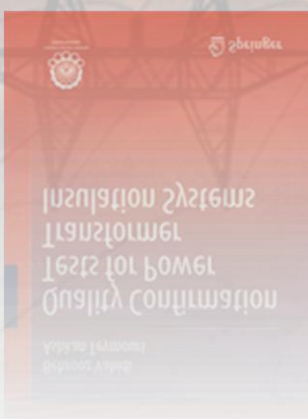
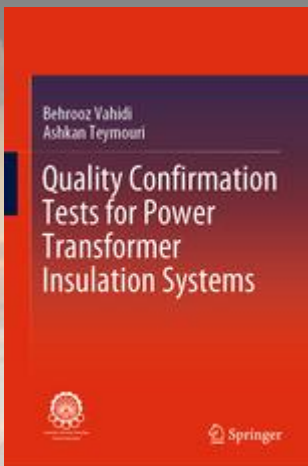


بروندادهای تخصصی

گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست

سال چهارم، شماره ۱۳، تابستان ۱۳۹۸

پژوهشگاه نیرو گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست



# به نام خدا

## گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست

صاحب امتیاز: پژوهشگاه نیرو

مدیرمسئول: مجتبی گیلوانژاد

سر دبیر: هادی نوروزی

مدیر اجرایی: هادی نوروزی

گرافیکست و صفحه آرا: هادی نوروزی

ویراستار: هادی نوروزی، آرمان صفایی

عکس روی جلد: هادی نوروزی

همکاران این شماره: مجتبی گیلوانژاد، آرمان

صفایی، فرشید منصوربخت، علی کدیور،

امیرحسین محمدزاده نیاکی، هادی نوروزی

همکاران گروه: مجتبی گیلوانژاد، فرشید

منصوربخت، مصطفی گودرزی، آرمان صفایی،

علی کدیور، امیرحسین محمدزاده نیاکی، پژمان

خزایی و هادی نوروزی

همکاران معاونت پژوهشی: مسعود حسنی

مرزونی، نوشین فرودی

ناشر:

نشانی الکترونیکی: [hnorouzi@nri.ac.ir](mailto:hnorouzi@nri.ac.ir)

نشانی: تهران، شهرک غرب، انتهای پونک

باختری، پژوهشگاه نیرو، گروه تجهیزات

خط و پست

تلفن: ۰۲۱-۸۸۵۹۰۱۷۳

دورنگار: ۰۲۱-۸۸۵۷۴۷۸۶

اعضای هیئت تحریریه:

مجتبی گیلوانژاد، فرشید منصوربخت، آرمان

صفایی، پژمان خزایی، مصطفی گودرزی، علی

کدیور، امیرحسین محمدزاده نیاکی، هادی

نوروزی

### اهداف و رویکرد:

«بروندادهای تخصصی گروه پژوهشی تجهیزات

خط و پست» با هدف ایجاد بستر مناسب برای

تبادل اطلاعات مربوط به تجهیزات خط و پست

به صورت داخل پژوهشگاهی منتشر می شود.

این مجموعه از هرگونه پیشنهاد یا انتقاد برای

هرچه بهتر شدن مطالب استقبال می کند و استفاده

از مطالب آن با ذکر منبع بلامانع است.

مسئولیت مطالب، مقالات و پژوهش های

درج شده بر عهده نویسندگان است.

• سخن سردبیر	۱
• خبر و گزارش	۲
• بررسی چالش‌های مرتبط با تغییر سطوح ولتاژی شبکه فشار متوسط اهواز	۹
• امکان‌سنجی و تدوین دانش فنی طراحی، ساخت و بکارگیری راکتورهای هموارساز در پستهای HVDC	۴۳
• تازه‌های نشر	۵۱

## سخن سردبیر

سپاس خداوند را که هستی، نام از او یافت و خرد را بی میانجی حکمت آموخت تا او را بشناسیم که شناخت او، از شناخت خود و دنیای اطراف خود شروع می شود.

بدون شک یکی از ویژگی های عصر حاضر این است که نشر و تبادل اطلاعات همزمان با پیشرفت تکنولوژی و فناوری در زمینه های مختلف علمی، با سرعت زیاد در حال انجام است. در مورد سیستم های قدرت و تجهیزات مرتبط با آن نیز چه در زمینه تکنولوژی و چه در زمینه پژوهش ها و خدمات انجام یافته، تغییرات رو به جلو بوده و پیشرفت های زیادی در مراحل مختلف تولید تا توزیع و مصرف برق، شکل گرفته است. تجهیزات و فعالیت های مربوط به خط و پست نیز از این مقوله مستثنی نبوده و با توجه به اهمیت فراوان آن، در کارایی سیستم قدرت نقش بسزایی دارد. پروژه ها و تحقیقات انجام شده در گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست پژوهشگاه نیرو، همواره در مسیر پیشرفت و در سطح فعالیت های پیشرو در دنیا می باشد. با توجه به اهمیت نشر و تبادل اطلاعات سعی شده است که این نشریه پژوهشی از انواع فعالیت های پژوهشی و تخصصی انجام شده در گروه باشد تا بتوان با استفاده از نشر این فعالیت ها در قالب گزارشات و مقالات، ارتباط مناسبی با گروه های مختلف داخل پژوهشگاه و همچنین سایر مراکز علمی و تحقیقاتی مثل دانشگاه ها برقرار کرد.

### هادی نوروزی

گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست

## آغاز پروژه

## نیازسنجی تدوین و استخراج استانداردهای حوزه انتقال و اولویت بندی آنها

👤 مدیر پروژه: امیر حسین محمدزاده نیایی

استانداردها اسناد و مدارکی هستند که مشخصات و فرایندهای طراحی شده برای به حداکثر رساندن قابلیت اطمینان مواد، محصولات، روش ها و خدماتی که مورد استفاده هر روزه مردم است، را تعیین می نمایند. استانداردها با ایجاد پروتکل هایی که در سراسر جهان قابل درک و پذیرش هستند، اساس و بنیان توسعه محصول را تشکیل می دهند. این امر فرایند توسعه محصول را ساده نموده و زمان رسیدن به بازار را کاهش می دهد. تنها از طریق استفاده از استانداردها است که اعتبار محصولات جدید و بازارهای جدید را می توان تأیید کرد. به طور خلاصه استانداردها محرک توسعه و پیاده سازی فن آوری هایی هستند که بر نحوه زندگی، کار و ارتباطات ما تأثیر می گذارند.



جهت گیری صنعت برق به سوی استاندارد نمودن موضوعات و موارد مرتبط با این صنعت، پیشرفت تکنولوژی در صنعت برق، دستیابی به یکنواختی در طراحی ضمن حفظ کیفیت قابل قبول و لازم در طراحی ایجاب می نماید که مشخصات فنی، معیارهای طراحی، بهره برداری و آزمون تجهیزات و سیستم های مرتبط با حوزه انتقال به صورت استاندارد تهیه و تدوین گردد. بسیاری از استانداردهای داخلی مرتبط با این حوزه در سال های گذشته تدوین شده است؛ در

حالیکه استانداردهای بین‌المللی متناظر، هر چند سال یکبار به روز می‌گردند. همچنین با توجه به شرایط اقلیمی کشور، برخی استانداردهای موجود نیاز به اصلاح و بازنگری دارند. از طرفی با توجه به پیشرفت تکنولوژی و ظهور تجهیزات و فناوری‌های جدید لازم است استانداردهای مرتبط با آنها نیز تدوین گردد. در نتیجه بررسی استانداردهای داخلی و نیازسنجی تدوین استانداردهای حوزه انتقال امری ضروری است.



در این پروژه، در ابتدا استانداردهای داخلی و استانداردهای IEC موجود در حوزه انتقال شناسایی شده و مورد بررسی قرار می‌گیرند. سپس استانداردهای داخلی از لحاظ به روز بودن و محتوا با استانداردهای IEC مرتبط مقایسه شده و نقاط ضعف و کمبودهایشان شناسایی می‌گردد. همچنین استانداردهایی که می‌بایست متناسب با شرایط اقلیمی کشور اصلاح شوند تعیین می‌گردد. بر این اساس، نیازسنجی جهت به‌روزرسانی استانداردهای موجود یا تدوین استانداردهای جدید انجام می‌شود. در انتها، اولویت‌بندی به‌روزرسانی و تدوین استانداردهای حوزه انتقال به همراه بودجه مورد نیاز و برنامه زمانبندی هر بخش ارائه خواهد شد.

شایان ذکر است در این پروژه، موارد ذیل لحاظ می‌گردد که لازم است مورد توجه قرار گیرد:

- در این پروژه، کلیه استانداردهای مرتبط با بخش‌های مختلف حوزه انتقال از جمله قدرت، سازه، مخابرات، کنترل و ... مورد بررسی قرار می‌گیرد.
- در خصوص استانداردهای بین‌المللی، تنها استانداردهای IEC مورد بررسی قرار خواهد گرفت.
- جهت بررسی استانداردهای داخلی و استانداردهای IEC مرتبط و مقایسه آنها، تنها محدوده کار

استاندارد (Scope) مورد مطالعه و بررسی قرار می‌گیرد

(و نه کل استاندارد و همه بخش‌های آن).

### ✚ مراحل انجام پروژه

➡ به منظور نیازسنجی تدوین استانداردهای حوزه انتقال، در مرحله اول تجهیزات، سیستم‌ها و مباحث مرتبط با این حوزه شناسایی و دسته‌بندی می‌شود که برخی از



این موارد عبارتند از: هماهنگی عایقی، خط انتقال و تجهیزات آن شامل هادی، مقره و یراق‌آلات، دکل خط انتقال و موارد مرتبط با آن از قبیل سازه و فونداسیون دکل، حریم خط انتقال، ترانسفورماتور قدرت، ترانسفورماتور زمین و کمکی، پست فشار قوی و اجزای آن شامل شینه، هادی و یراق‌آلات، قطع‌کننده‌ها (کلید، سکسیونر، سکسیونر زمین)، ترانس‌های جریان و ولتاژ، سیستم حفاظت، کابل‌ها، سیستم روشنایی، سیستم زمین، حفاظت در برابر صاعقه، سیستم‌های *LVAC* و *LVDC*، آرایش شینه‌بندی، موج‌گیر و تجهیزات کوپلینگ، سیستم کنترل و اتوماسیون پست، اینترفیس پست با دیسپاچینگ، ساختمان پست، فونداسیون تجهیزات، گنتری و ...، مباحث مربوط به حوزه امنیت و سایبری، تجهیزات الکترونیک قدرت در حوزه انتقال از قبیل

*FACTS* و *HVDC* و ... سپس استانداردهای

داخلی مربوط به هر یک از دسته‌بندی‌های انجام شده استخراج می‌گردد و لیست مراجع بین‌المللی مرتبط با هر یک از آنها تهیه می‌شود.

در مرحله دوم، استانداردهای داخلی از

لحاظ به روز بودن و محتوا با استانداردهای IEC مرجع آنها مورد مقایسه قرار می‌گیرد.

برای این منظور، ابتدا ویرایش استاندارد IEC

مورد استفاده در استاندارد داخلی با آخرین



ویرایش آن استاندارد مقایسه می‌شود. در صورتیکه ویرایش به روز شده استاندارد IEC مربوطه وجود داشته باشد، محدوده کار استانداردها (Scope) مورد مطالعه و بررسی قرار می‌گیرد (و نه کل استانداردها و همه بخش‌های آنها). در نتیجه استانداردهایی که بر اساس استانداردهای IEC مرجع نیاز به اصلاح و به‌روزرسانی دارند مشخص می‌شوند.

همچنین با توجه به وجود شرایط اقلیمی خاص در برخی نقاط کشور (به عنوان مثال خوزستان)، ممکن است استانداردهای IEC مرجع جوابگوی نیاز کشور نباشد و لذا لازم است برخی استانداردهای داخلی با توجه به شرایط اقلیمی کشور مورد بازبینی و اصلاح قرار گیرد. بنابراین در مرحله دوم، استانداردهای داخلی از منظر تأثیر شرایط اقلیمی بر آن استاندارد بررسی می‌شوند و در نتیجه لیستی از استانداردهای داخلی که از شرایط اقلیمی متأثر می‌شوند و ممکن است نیاز به بازنگری و اصلاح داشته باشند تهیه می‌گردد. بدیهی است در مرحله بازنگری استانداردهای مربوط به این حوزه، حجم قابل توجهی از فعالیت‌های مطالعاتی و تحقیقاتی مورد نیاز است که می‌بایست در تخمین بودجه و زمانبندی انجام پروژه‌ها مورد توجه قرار گیرد.



با توجه به پیشرفت تکنولوژی و ظهور تجهیزات و فناوری‌های

جدید لازم است استانداردهای مرتبط با آنها تدوین گردد.

همچنین ممکن است در خصوص برخی استانداردهای IEC

حوزه انتقال، استانداردهای داخلی متناظر با آنها قبلاً تهیه نشده باشد.

در مرحله سوم پروژه، نیاز به تدوین استانداردهای داخلی جدید

متناسب با تکنولوژی‌های جدید و نوظهور و استانداردهای IEC مربوطه تعیین خواهد شد.

پس از استخراج لیست استانداردهایی که نیاز به بازنگری دارند یا باید تدوین شوند، جهت جامع و کامل بودن پروژه به منظور نیازسنجی تدوین استانداردهای حوزه انتقال، در مرحله چهارم پروژه از شرکت مادر تخصصی توانیر، شرکت‌های برق منطقه‌ای و شرکت مدیریت شبکه ایران استعلام و نظرسنجی صورت خواهد گرفت. برای این منظور، پرسشنامه‌ای تهیه و به شرکت‌های مذکور ارسال خواهد شد تا لیست استانداردهای مربوطه و اولویت آنها اخذ و در پروژه لحاظ گردد.

پس از انجام نیازسنجی جهت به‌روزرسانی استانداردهای موجود یا تدوین استانداردهای جدید، در مرحله پنجم پروژه بر اساس نیاز کشور و مسائل و مشکلات موجود در حوزه انتقال، اولویت‌بندی تدوین استانداردهای داخلی تعیین می‌گردد. همچنین در این مرحله، بودجه مورد نیاز و برنامه زمانبندی جهت به‌روزرسانی استانداردهای موجود یا تدوین استانداردهای جدید در حوزه انتقال با توجه به اولویت‌های تعیین شده ارائه خواهد شد.

### مهمترین نتایج و دستاوردهای پروژه



- شناسایی و دسته‌بندی تجهیزات، سیستم‌ها و مباحث مرتبط با حوزه انتقال از جمله هماهنگی عایقی، خط انتقال و تجهیزات آن شامل هادی، مقره و یراق‌آلات، دکل خط انتقال و موارد مرتبط با آن از قبیل سازه و

فونداسیون دکل، حریم خط انتقال، ترانسفورماتور قدرت، ترانسفورماتور زمین و کمکی، پست فشار

قوی و اجزای آن شامل شینه، هادی و یراق‌آلات، قطع‌کننده‌ها (کلید، سکسیونر، سکسیونر زمین)، ترانس‌های جریان و ولتاژ، سیستم حفاظت، کابل‌ها، سیستم روشنایی، سیستم زمین، حفاظت در برابر صاعقه، سیستم‌های LVAC و LVDC، آرایش شینه‌بندی، موج‌گیر و تجهیزات کوپلینگ، سیستم کنترل و اتوماسیون پست، ایترفیس پست با دیسپاچینگ، ساختمان پست، فونداسیون تجهیزات، گنتری و ...، مباحث مربوط به حوزه امنیت و سایبری، تجهیزات الکترونیک قدرت در حوزه انتقال از قبیل FACTS و HVDC و ...

- استخراج لیست استانداردهای داخلی و استانداردهای IEC مرجع
- مقایسه استانداردهای داخلی با استانداردهای IEC مربوطه از لحاظ به روز بودن و کفایت فنی و

#### محتوایی

- تعیین استانداردهای داخلی که نیاز به اصلاح و بازنگری دارند (با توجه به بند قبل)
- تعیین لیست استانداردهای داخلی که با توجه به شرایط اقلیمی کشور ممکن است نیاز به به‌روزرسانی داشته باشند
- تعیین نیاز به تدوین استانداردهای جدید
- اولویت‌بندی تدوین استانداردهای حوزه انتقال
- ارائه برنامه زمانبندی و بودجه مورد نیاز جهت تدوین استانداردهای حوزه انتقال

## بررسی چالش‌های مرتبط با تغییر سطوح ولتاژی شبکه فشار متوسط اهواز

نویسندگان: هادی نوروزی، آرمان صفایی

**چکیده:** تغییرات سطوح ولتاژی در شبکه توزیع دارای چالش‌های فراوانی می‌باشد که هم از لحاظ فنی و هم از لحاظ اقتصادی این تغییرات را با محدودیت‌هایی مواجه می‌کند. محدودیت‌هایی از قبیل تامین بار شبکه، رعایت قیود سیستمی از قبیل حدود افت ولتاژ فیدرها، حد حرارتی هادی‌های خطوط و یا مسائل مرتبط با سطوح عایقی تجهیزات از جمله مسائلی می‌باشند که تغییرات در سطوح ولتاژ را با چالش همراه کرده و در نتیجه نیاز به بررسی در این زمینه وجود دارد. یکی از چالش‌ها و معضلاتی که در شبکه برق ایران در سالیان اخیر به وجود آمده است، تغییرات اقلیمی و محیطی و اثرات آن بر روی سیستم‌های قدرت می‌باشد. پدیده گرد و غبار موسوم به ریزگردها از جمله مهمترین عوامل بروز حوادث و قطعی‌ها در چندین استان کشور به خصوص استان خوزستان می‌باشد که باعث ایجاد خاموشی‌ها و خسارت‌های متعدد به سیستم شده است. اما یکی از تفاوت‌های شبکه برق استان خوزستان نسبت به اکثر شبکه کشور تفاوت در سطوح ولتاژی سیستم می‌باشد بطوریکه در رده فشار متوسط شبکه‌ها در ایران معمولاً دارای سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت می‌باشند اما استان خوزستان دارای ولتاژ متفاوتی بوده و در سطح ولتاژ ۱۱ و ۳۳ کیلوولت بهره‌برداری می‌شود. با توجه به اینکه در هنگام وقوع انواع حوادث و صدمات ایجاد شده در شبکه نیاز به جایگزینی و تغییرات در سیستم وجود دارد در نتیجه تنوع زدایی از سیستم می‌تواند یکی از راهکارهای مطلوب برای کاهش اثرات ناشی از انواع حوادث طبیعی می‌باشد. علاوه بر این موضوع با کاهش سطح ولتاژ ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت با توجه به اینکه ولتاژ نامی شبکه کاهش پیدا کرده است، در نتیجه تعداد خطاهای ناشی از بروز شکست الکتریکی ناشی از ریزگرد به علت افزایش تحمل الکتریکی در حالت نامی، می‌تواند کاهش یافته و قابلیت اطمینان سیستم بالا رود. در این مقاله به بررسی چالش‌های مرتبط با تغییر سطوح ولتاژی شبکه اهواز پرداخته می‌شود.

**کلیدواژه:** تغییرات سطوح ولتاژی، تغییرات اقلیمی، حوادث و قطعی‌ها، شبکه اهواز

### مقدمه

به طور کلی تغییراتی که در سطوح ولتاژی در شبکه اتفاق می‌افتد، می‌تواند دارای اهداف فراوانی نظیر افزایش قابلیت اطمینان سیستم، کاهش تلفات، یکسان‌سازی تجهیزات، توسعه شبکه با توجه به نرخ رشد بار، تطبیق‌پذیری با تغییرات محیطی و اقلیمی و یا کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از شبکه، باشد. همچنین باید توجه داشت که هر کدام از تغییرات و اصلاحاتی که در شبکه به وجود می‌آید،

فرصتی را برای استفاده از انواع تکنولوژی‌های جدید نیز فراهم می‌کند برای مثال در صورتی که هادی‌های هوایی یک خط با توجه به عمر آنها نیاز به تغییر داشته باشند می‌توان به استفاده از انواع هادی‌های روکش دار و یا استفاده از خطوط کابلی نیز اندیشید و با توجه به فرصتی که در جایگزینی تجهیزات وجود دارد از فناوری‌های جدید در جهت توسعه شبکه بهره‌مند شد.

برخی از چالش‌هایی که در مورد تغییرات سطوحی ولتاژی وجود دارد برای هر دو رویه افزایش و کاهش سطح ولتاژ یکسان می‌باشد. چالش‌هایی از قبیل تعویض تجهیزات اصلی شبکه نظیر ترانسفورماتورهای توزیع، برقگیرها، تجهیزات کلیدزنی، تغییر تنظیمات حفاظتی، اصلاحات در سمت فشار متوسط پست‌های فوق توزیع هم در تغییر سطح ولتاژ از ۳۳ و هم ۱۱ به ۲۰ کیلوولت وجود دارند. برخی دیگر از چالش‌ها و محدودیت‌ها از قبیل افزایش جریان عبوری از هادی‌ها و قیود حرارتی، افت ولتاژ و یا تامین بار شبکه مربوط به کاهش سطح ولتاژ شبکه بوده و موارد دیگری نظیر چالش‌های عایقی و فواصل مجاز الکتریکی در افزایش سطح ولتاژ شبکه وجود دارد. در این مقاله چالش‌ها و محدودیت‌هایی که در مورد تغییرات سطوح ولتاژی شبکه فشار متوسط شهر اهواز وجود دارد بیان شده و مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

### **چالش‌ها و الزامات حرارتی هادی‌های خطوط در تغییر سطوح ولتاژ شبکه**

با تغییر سطح ولتاژ از سطوح ولتاژی موجود در شرق و غرب اهواز، به ۲۰ کیلوولت در برخی از خطوط چالش حرارتی به وجود می‌آید. با توجه به اینکه با کاهش سطح ولتاژ از ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت مقدار جریان عبوری از خطوط افزایش پیدا می‌کند بنابراین چالش حرارتی در بخش کاهش ولتاژ خودش را نشان می‌دهد. همچنین افزایش ولتاژ از ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت که منجر به کاهش جریان عبوری از خطوط

می‌شود نه تنها چالش حرارتی به وجود نمی‌آید بلکه موجب به بهتر شدن وضعیت دمایی خطوط فشار متوسط می‌شود. در این بخش به وضعیت بارگیری خطوط موجود در شرق و غرب اهواز قبل و بعد از تغییر سطح ولتاژ و نحوه محاسبه ظرفیت جریانی خطوط هوایی با استفاده از استاندارد IEEE738 پرداخته شده است. در این استاندارد نحوه محاسبه ظرفیت حرارتی برای یک هادی بدون پوشش نصب شده در ارتفاع متوسط دکل بیان شده است.

ظرفیت حرارتی خط انتقال به عوامل زیر بستگی دارد:

- حداکثر دمای مجاز هادی
- مشخصات محیطی اعم از دمای محیط، سرعت باد و غیره
- میزان گرمای دفع شده توسط جریان های همرفتی و تابشی
- میزان گرمای جذب شده از تابش خورشید
- مقاومت ac هادی در دما و فرکانس مورد نظر

با توجه استاندارد IEEE738 به برای محاسبه ظرفیت حرارتی حالت مانا در یک نقطه مشخص به صورت محافظه کارانه، بدترین شرایط محیطی و حداکثر دمای ۷۵ تا ۱۵۰ درجه بسته به نوع هادی خط در نظر گرفته می‌شود.

### وضعیت بارگیری خطوط شرق و غرب اهواز

برای بررسی بارگیری خطوط موجود در شرق و غرب اهواز باید ویژگی هادی‌های مورد استفاده در شبکه تعریف شود. در جدول (۱) خطوط موجود در شرق و غرب اهواز به همراه ویژگی‌های هر کدام بیان شده است.

جدول (۱): انواع خطوط توزیع به کار رفته در اهواز

نام هادی	ولتاژ نامی (kV)	جریان نامی (kA)	مقاومت AC در دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد (ohm/km)	راکتانس خط (ohm/km)
lynx	۳۳	۰.۳۸۸	۰.۱۹۶۵	۰.۳۲۹
linnet	۳۳	۰.۴۱۴	۰.۱۸۶۸	۰.۳۳۵
cu70	۳۳	۰.۲۵۲	۰.۳۴۴۹	۰.۲۹۳۷
Weasel	۳۳	۰.۱۴۲	۱.۰۱۷۹	۰.۳۹۱
Mink	۳۳	۰.۱۹۹	۰.۵۶۶۱	۰.۵۶۴
Hyena	۳۳	۰.۲۷۶	۰.۳۳۶۹	۰.۳۴۸
Fox	۳۳	۰.۱۴۲	۰.۹۷۵۳	۰.۳۸۵
CU25	۳۳	۰.۱۳۶	۰.۹۲۹۸	۱.۳۱۷
ABC33KV70	۳۳	۰.۱۲۸	۰.۵۶۸	۰.۱۵۹۵
ABC33KV35	۳۳	۰.۱۲۸	۱.۱۱	۰.۱۷۹۳
ABC33KV150	۳۳	۰.۲۱	۰.۲۶۵	۰.۱۴۲
ABC33KV120	۳۳	۰.۱۸۴	۰.۳۲۵	۰.۱۴۶۷
50Cu	۳۳	۰.۲۰۸	۰.۴۶۹۵	۰.۲۹۳۷
35Cu	۳۳	۰.۱۶۹	۰.۶۵۶۲	۰.۳۰۵۲
35CU-trans	۳۳	۰.۱۲۲	۰.۶۲۶۵۷	۰.۳۰۵۲
2X33KV70	۳۳	۰.۲۰۷۹۱۷	۰.۳۴۲	۰.۱۹۴
2X33KV50	۳۳	۰.۱۷۰۷۸۹	۰.۴۹۴	۰.۲۰۳۹
2X33KV300	۳۳	۰.۴۷۰۲	۰.۰۷۸۵	۰.۱۶۶
16cu	۳۳	۰.۱۰۵	۱.۴۱۸۸	۱.۵۵۸

در واقع بر اساس جریان مجاز هادی‌ها که در جدول فوق داده شده است، نرم افزار دیگسایلنت بعد از پخش بار و محاسبه جریان عبوری از خطوط، مقدار بارگیری را محاسبه می‌کند. بنابراین در صورتی که بارگیری خطوط کمتر از ۱۰۰ درصد باشد در واقع دمای هادی کمتر از حداکثر دمای مجاز برای هادی خواهد بود و در صورت بارگیری بیش از ۱۰۰ درصد، دمای هادی بیشتر از دمای حداکثر مجاز برای هادی می‌باشد که مطلوب نیست. البته قبل از تغییر سطح ولتاژ در شبکه شرق و غرب اهواز نیز بعد از اجرای پخش بار تعدادی از خطوط بارگیری بیشتر از ۱۰۰ درصد دارند که نیاز به انجام اقدامات اصلاحی را مشخص می‌کند.

در همین راستا، افزایش ولتاژ خطوط ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت می‌تواند بخشی از مشکلات بارگیری و حرارتی در این سطح ولتاژ را مرتفع کند اما از طرف دیگر با کاهش ولتاژ خطوط ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت مقدار بارگیری خطوط افزایش پیدا می‌کند و در نتیجه باعث تشدید اضافه بارگیری از خطوط و مشکلات حرارتی خواهد شد. در ادامه برای نمونه وضعیت بارگیری خطوط شرق اهواز در دو حالت قبل و بعد از تغییر سطوح ولتاژی مورد بررسی قرار گرفته است.

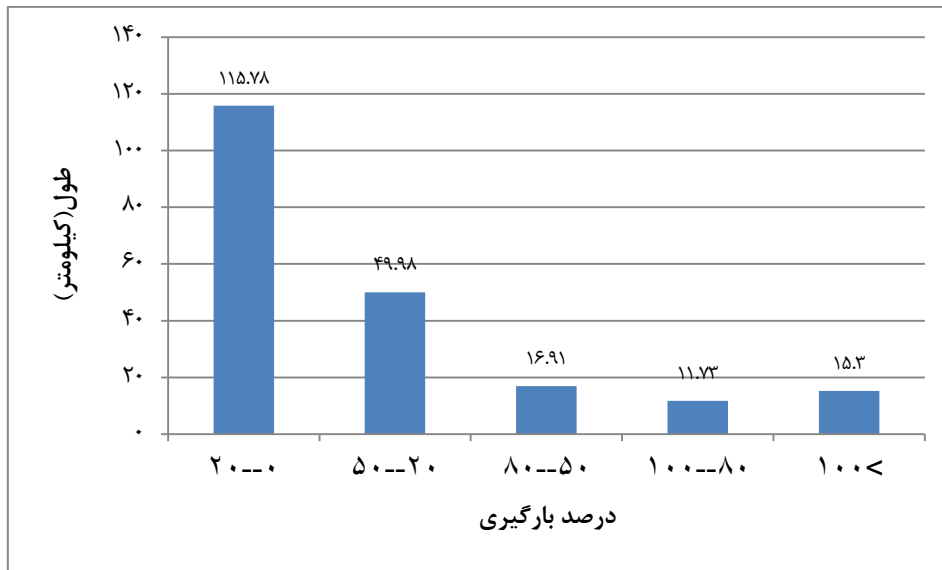
#### ➤ قبل از تغییر سطح ولتاژ

با توجه به شکل (۱) می‌توان گفت درصد بارگیری ۱۵,۳ کیلومتر از خطوط ۱۱ کیلوولتی موجود در شرق اهواز بیش از ۱۰۰ درصد می‌باشد. البته با تغییر ولتاژ از ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت انتظار می‌رود شرایط موجود بهتر شود. همچنین با توجه به شکل (۲) می‌توان گفت ۲۳,۷ کیلومتر از خطوط ۳۳ کیلوولتی موجود در شرق اهواز بارگیری بالاتر از ۱۰۰ درصد دارند که با تغییر سطح ولتاژ به ۲۰ کیلوولت انتظار می‌رود شرایط بدتر از قبل شود.

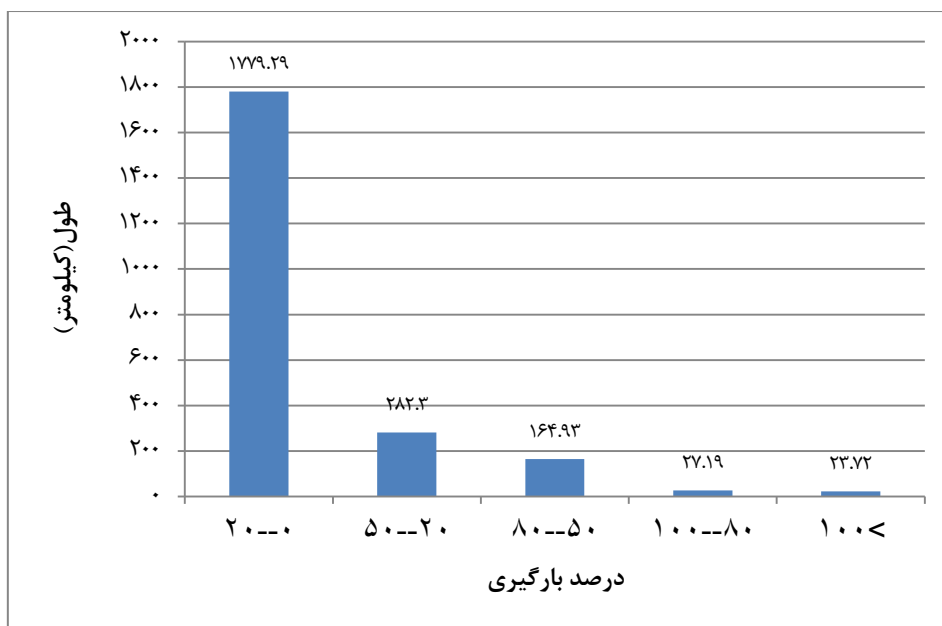
#### ➤ بعد از تغییر سطح ولتاژ

همانطور که در شکل (۳) نشان داده شده است، با افزایش سطح ولتاژ ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت مقدار بارگیری خطوط کاهش پیدا کرده است و وضعیت بارگیری خطوط نسبت به حالت قبل بهتر شده است اما با این حال همچنان حدود یک کیلومتر از خطوط بارگیری بیش از ۱۰۰ درصد دارند که بیانگر لزوم استفاده از هادی با سطح مقطع بالاتر یا استفاده از روش‌های دیگر برای کاهش بارگیری را نشان می‌دهد. با توجه به شکل (۴) با کاهش سطح ولتاژ از ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت همان‌طور که انتظار می‌رفت، مقدار بارگیری خطوط افزایش پیدا کرده است و بعد از تغییر سطح ولتاژ دود ۱۴۷,۷ کیلومتر از خطوط موجود نیاز به تغییر سطح مقطع بالاتر دارند.

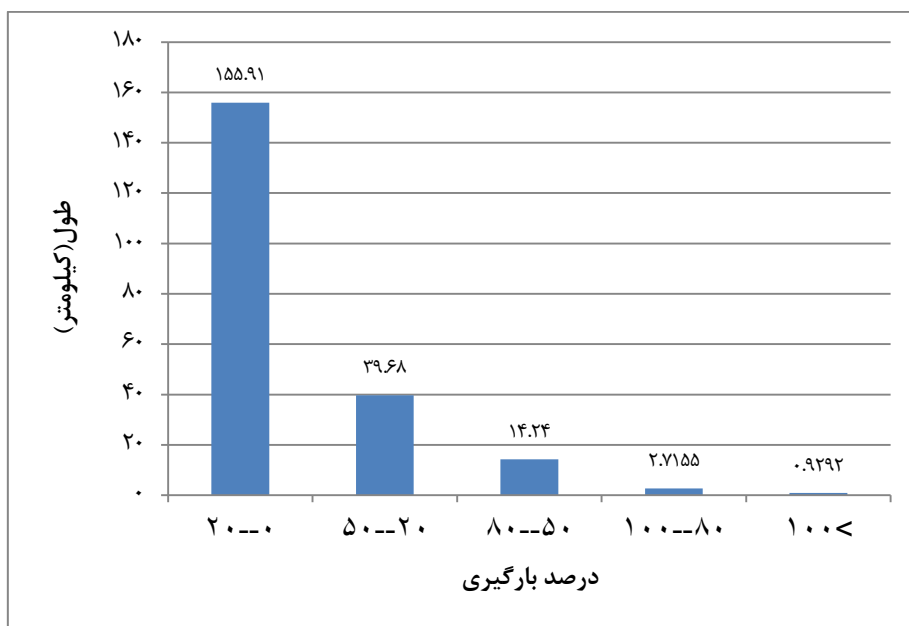




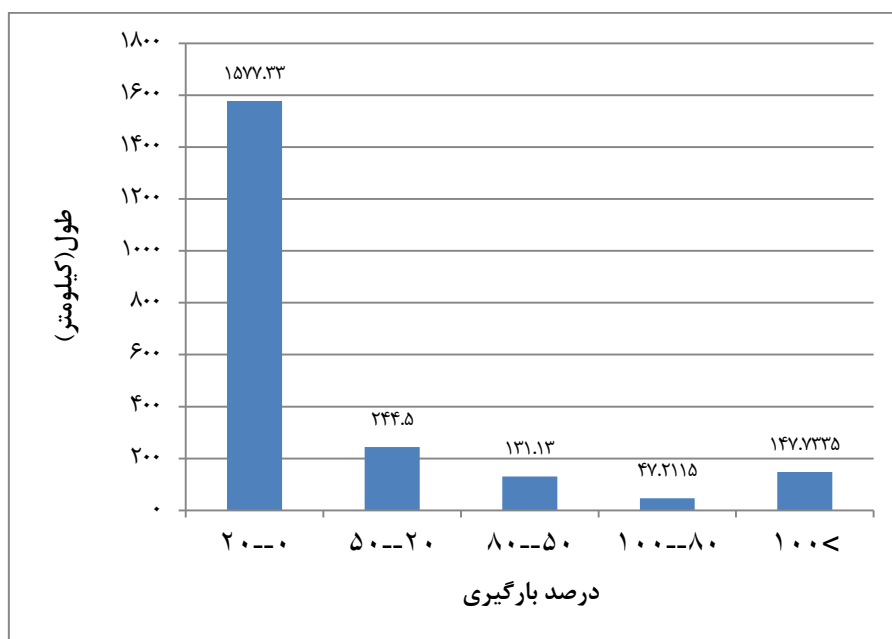
شکل (۱): نمودار توزیع بارگیری خطوط ۱۱ کیلومتری موجود در شرق اهواز قبل از تغییر سطح و لتاژ



شکل (۲): نمودار توزیع بارگیری خطوط ۳۳ کیلومتری موجود در شرق اهواز قبل از تغییر سطح و لتاژ



شکل (۳): نمودار توزیع بارگیری خطوط ۱۱ کیلوولتی موجود در شرق اهواز بعد از تغییر سطح ولتاژ



شکل (۴): نمودار توزیع بارگیری خطوط ۳۳ کیلوولتی موجود در شرق اهواز بعد از تغییر سطح ولتاژ

## چالش‌ها و الزامات عایقی و فواصل مجاز الکتریکی تغییر سطوح ولتاژ

یکی از کارهای مهمی که برای افزایش ولتاژ خط به سطوح بالاتر نامی باید انجام بگیرد، دستیابی به

فاصله مجاز هوایی برای هادی‌های خط می‌باشد. این فواصل عبارتند از:

- فاصله مجاز هادی تا زمین و سایر سازه‌های موجود
- فاصله بین هادی‌ها در خط
- فاصله مجاز بین هادی خط با سیم زمین و یا شیلد در صورت وجود
- فاصله مجاز به منظور تعمیر و نگهداری خط در حالتی که خط برق‌دار می‌باشد.

در واقع زمانی که ولتاژ خط افزایش می‌یابد و از ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت می‌رسد، فواصل بین

هادی‌ها و یا سایر تجهیزات باید طوری انتخاب گردد که استقامت مورد نیاز برای اضافه ولتاژهایی که در

سیستم ایجاد می‌شود، در حدی باشد که اختلالاتی مانند شکست الکتریکی و یا ایجاد اتصال کوتاه در شبکه

به وجود نیاید. اضافه ولتاژهای موجود شامل مواردی مانند اضافه ولتاژ فرکانس نامی، اضافه ولتاژهای ناشی

از صاعقه و یا کلیدزنی در خط می‌باشند. اما در حالتی که ولتاژ خط از ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت تغییر

می‌کند با توجه به اینکه تحمل الکتریکی تجهیزات بالا می‌باشد دیگر نیازی به تغییر و افزایش فواصل نیست

و حتی می‌توان این فواصل را البته با در نظرگیری تاثیرات ریزگردها کاهش داد.

در واقع چالش عایقی اصلی موجود مربوط به افزایش ولتاژ از ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت می‌باشد و

بحث کاهش ولتاژ از ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت چالش خاصی ایجاد نمی‌کند و حتی باعث افزایش قابلیت

عملکرد خط انتقال نیز می‌شود.

## کاهش سطح ولتاژ از ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت

در این بخش از نظر عایقی چالش خاصی وجود ندارد زیرا تحمل عایقی تجهیزات بر اساس ولتاژ نامی ۳۳ کیلوولت طراحی و انتخاب شده است. بنابراین با اعمال ولتاژ ۲۰ کیلوولت از نظر عایقی مشکلی به وجود نمی آید و حتی باعث افزایش قابلیت اطمینان عملکرد عایقی خطوط و تجهیزات در برابر حوادثی چون وقوع توفان، ریزگرد و ... نیز می شود. با توجه به اینکه اسپن مجاز الکتریکی بر اساس ولتاژ ۳۳ کیلوولت در نظر گرفته شده است بنابراین فاصله فازی از حالتی که برای ۲۰ کیلوولت طراحی شده باشد بیشتر است به همین دلیل با وزش باد فاصله هادی های فاز از هم بیشتر از حالتی خواهد بود که طراحی بر اساس ۲۰ کیلوولت باشد که این باعث افزایش قابلیت اطمینان عملکرد خط در برابر وزش باد می شود و همچنین با وزش باد شدیدتر خط با احتمال کمتری دچار خطا خواهد شد. همچنین با نشست ریزگرد روی مقره مقدار جریان ناشی افزایش پیدا می کند و اگر جریان ناشی از یک حد بحرانی فراتر رود، احتمال شکست افزایش می یابد. حد بحرانی جریان ناشی بر اساس رابطه زیر بیان شده است:

$$I_c = (SLC/15.3)^2 \quad (1)$$

در این رابطه،  $SLC$  طول خزشی ویژه است که از تقسیم طول خزشی مقره بر ولتاژ مؤثر خط به خط سیستم محاسبه می شود. طول خزشی یک مقره، کوتاه ترین فاصله بین قسمت برقدار و قسمت زمین شده آن است که از روی سطح مقره باید اندازه گیری شود. با توجه به رابطه فوق در صورتی که بخواهیم مقره هایی که بر اساس ۳۳ کیلوولت طراحی و انتخاب شده اند را در معرض ولتاژ کاری ۲۰ کیلوولت قرار دهیم، مقدار حد بحرانی جریانی ناشی بیشتر می شود، بنابراین احتمال بروز شکست با وقوع ریزگرد کاهش پیدا می کند که موجب افزایش قابلیت اطمینان عملکرد خطوط انتقال می شود. همچنین در مورد عایق کات-اوت فیوزها با توجه به اینکه بر اساس ۳۳ کیلوولت انتخاب شده اند نیز مشکلی وجود ندارد.

با تبدیل ولتاژ خط ۳۳ کیلوولت موجود به ۲۰ کیلوولت، با توجه به اینکه مقره بر اساس ولتاژ ۳۳ کیلوولت انتخاب شده است، تحمل ولتاژهایی بالاتر از آنچه برای سطح ۲۰ کیلوولت نیاز است را دارد بنابراین از این منظر نیز با کاهش ولتاژ به ۲۰ کیلوولت قابلیت اطمینان عملکرد مقره‌ها نیز بیشتر از قبل خواهد بود.

### افزایش ولتاژ از ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت

افزایش ولتاژ خطوط ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت در اهواز علاوه بر اینکه باعث یکسان‌سازی سطح ولتاژ با سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت، که سطح ولتاژ رایج فشار متوسط در کشور است، می‌شود باعث کاهش بار خطوط موجود، که بسیاری از آن‌ها دچار اضافه بار شده‌اند، نیز می‌شود. بنابراین تغییر سطح ولتاژ ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. همچنین می‌توان گفت اکثر پروژه‌های تغییر سطح ولتاژ به دلیل مزایای زیاد افزایش ولتاژ، متمرکز بر افزایش سطح ولتاژ هستند. در ادامه به چالش‌های موجود بر سر راه افزایش ولتاژ خطوط پرداخته می‌شود. افزایش ولتاژ یک شبکه هوایی به طور معمول مؤثرترین روش استراتژیک به منظور فراهم کردن یک تغییر پله‌ای در ظرفیت خط هوایی است. برای افزایش سطح ولتاژ یک خط موجود، باید ملاحظات زیادی را به منظور تغییر شرایط موجود در نظر داشت. برخی از مهم‌ترین این موارد شامل:

- فاصله تا زمین و سایر عوارض
- جابه‌جایی هادی و فاصله الکتریکی فاز به فاز بین هادی‌ها
- فاصله بین سیم‌های زمین و هادی‌ها
- عایق مورد نیاز برای انواع اضافه ولتاژهای موجود در شبکه
- فاصله مورد نیاز برای تعمیر و نگهداری گرم یک خط هوایی
- گرادیان سطحی ولتاژ، ولتاژ شروع کرونا و ولتاژهای تداخلات رادیویی

- نويز قابل شنيدن
- حریم خطوط هوایی

### چالش‌ها و الزامات مکانیکی تغییر سطوح ولتاژی و اقدامات مورد نیاز

با تغییر ولتاژ ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت، مقدار جریان عبوری از خطوط افزایش پیدا می‌کند، در این حالت از برخی از هادی‌ها، جریانی بیشتر از جریان مجاز آنها عبور می‌کند و بنابراین نیاز است تا هادی موجود با هادی مناسب جایگزین شود. با تغییر هادی برای افزایش جریان مجاز، سطح مقطع هادی جدید و همچنین وزن واحد طول آن بیشتر خواهد شد. بنابراین یکی از چالش‌های موجود بررسی توانایی مکانیکی پایه‌های توزیع برای تحمل نیروهایی است که در رژیم‌های آب و هوایی مختلف موجود در منطقه به هادی و در نتیجه به پایه وارد می‌شوند، است. در این بخش به بررسی تحمل مکانیکی پایه‌های توزیع موجود در شهرستان اهواز پرداخته شده است.

### هادی‌های هوایی متداول در شبکه‌های فشار متوسط

برای محاسبات مکانیکی ابتدا به مشخصات هادی‌های متداول که در شبکه فشار متوسط استفاده می‌شوند، نیاز می‌باشد. اطلاعات هادی‌های متداول در جدول (۲) موجود می‌باشد.

جدول (۲): هادی‌های متداول خطوط فشار متوسط

نام تجاری	قطر نهایی (mm)	سطح مقطع (mm <sup>2</sup> )	وزن (kg/km)	نیروی کسپختگی (N)	مدول الاستیسیته kg/mm <sup>2</sup>	ضریب انبساط طولی (۶-۱۰ <sup>۶</sup> )
فاکس	۸,۳۷	۴۲,۷۷	۱۴۹	۱۲۸۱۲	۸۱۰۰	۱۹,۱
مینک	۱۰,۹۸	۷۳,۶۵	۲۵۵	۲۱۳۱۳	۸۱۰۰	۱۹,۱
هاینا	۱۴,۵۷	۱۲۶,۴۳	۴۵۰	۳۹۹۷۷	۷۷۰۰	۱۹
لینکس	۱۹,۵۳	۲۲۶,۲	۸۴۲	۷۹۸۰۰	۸۲۰۰	۱۷,۸

### پایه‌های مورد استفاده در شبکه فشار متوسط

در اکثر موارد از پایه‌های ۱۲ متری با ویژگی‌های داده شده در جدول (۳)، برای خطوط هوایی فشار

متوسط استفاده می‌شود.

جدول (۳): مشخصات پایه‌های ۱۲ متری مورد استفاده در خطوط فشار متوسط

طول پایه (m)	قدرت اسمی (kg)	وزن تیر (kg)	ابعاد سر تیر (cm)	ابعاد ته تیر (cm)
۱۲	۲۰۰	۹۵۰	۱۵*۱۰,۵	۳۹*۲۲,۵
۱۲	۴۰۰	۱۵۸۰	۲۲*۱۹	۴۶*۳۱
۱۲	۶۰۰	۲۰۰۰	۲۵*۱۹	۵۵*۳۷
۱۲	۸۰۰	۲۵۰۰	۳۱*۲۳	۶۱*۴۱
۱۲	۱۲۰۰	۳۲۰۰	۴۰*۲۴	۷۰*۴۲

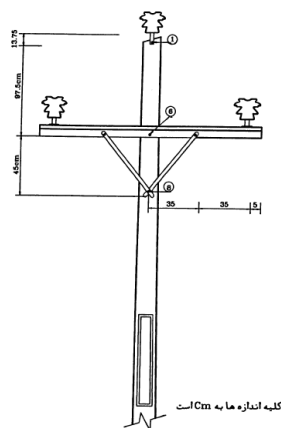
برای محاسبات انجام شده برای پایه تک‌مداره در این بخش از کراس آرم ۱/۵ متری استفاده شده است

که از راس تیر ۱ متر فاصله دارد که آرایش آن در شکل (۵) نمایش داده شده است. همچنین حداقل فاصله

هوایی مجاز برای خط ۲۰ کیلوولت از زمین، ۷/۵ متر در نظر گرفته می‌شود، مقدار فلش حداکثر فلش مجاز

۱/۷ متر بدست می‌آید که با در نظر گرفتن ضریب اطمینان آن را ۱/۵ متر در نظر می‌گیریم. باید به این نکته

توجه داشت که گودال مناسب برای تیر ۱۲ متری حدود ۱/۸ متر عمق دارد.



شکل (۵۰): آرایش پایه توزیع تک‌مداره مورد استفاده برای محاسبات مکانیکی

همچنین برای محاسبه نیروی باد وارد بر پایه از ابعاد تیر ۱۲ متری با قدرت اسمی ۶۰۰ کیلوگرم استفاده شده است. همچنین ابعاد مقره ۲۲٫۸ در ۱۶٫۵ سانتی متر و وزن هر مقره ۱۰ کیلوگرم در نظر گرفته شده است.

### محاسبه حداکثر نیروی وارد بر پایه تک‌مداره

در این بخش بر اساس محاسبات مکانیکی حداکثر نیروی وارد بر انواع پایه‌ها، طول‌های متفاوت اسپن معادل و هادی‌های فشار متوسط متداول محاسبه شده است و بر اساس آن قدرت اسمی مناسب برای هر حالت پیشنهاد شده است. طول اسپن برای پایه فشار متوسط معمولاً بین ۴۰ تا ۱۰۰ متر تغییر می‌کند. برای نمونه در این بخش محاسبات مکانیکی با استفاده از هادی فاکس انجام شده است و مقادیر اسمی مناسب پایه برای حالات مختلف پیشنهاد شده است. در محاسبات طول اسپن با توجه به محاسبات حداکثر اسپن بین ۴۰ تا ۸۰ متر تغییر کرده است.

جدول (۴): حداکثر نیروی وارد شده بر حسب کیلوگرم به پایه تک‌مداره و اسپن‌های مختلف با هادی فاکس

طول اسپن (متر)	میان‌ی	کششی ۱۰ درجه	کششی ۲۰ درجه	کششی ۳۰ درجه	کششی ۴۰ درجه	کششی ۵۰ درجه	کششی ۶۰ درجه	کششی ۷۰ درجه	کششی ۸۰ درجه	کششی ۹۰ درجه	انتتهایی
۴۰	۲۵۳	۳۴۱	۴۲۷	۵۱۱	۵۹۲	۶۷۰	۷۴۳	۸۱۱	۸۷۴	۹۳۱	۵۰۸
۵۰	۳۳۵	۴۳۱	۵۷۲	۷۰۹	۸۴۲	۹۶۹	۱۰۸۹	۱۲۰۳	۱۳۰۸	۱۴۰۳	۸۲۵
۶۰	۴۱۴	۵۲۶	۷۲۵	۹۲۰	۱۱۰۹	۱۲۹۰	۱۴۶۲	۱۶۲۴	۱۷۷۵	۱۹۱۳	۱۱۶۷
۷۰	۴۹۵	۶۱۶	۸۷۰	۱۱۱۹	۱۳۶۰	۱۵۹۲	۱۸۱۲	۲۰۱۹	۲۲۱۲	۲۳۸۹	۱۴۸۶
۸۰	۵۸۸	۷۰۰	۱۰۰۲	۱۲۹۸	۱۵۸۴	۱۸۶۰	۲۱۲۲	۲۳۶۹	۲۵۹۹	۲۸۰۹	۱۷۶۶



جدول (۵): حداقل قدرت اسمی مورد نیاز برای پایه تک‌مداره و اسپن‌های مختلف با هادی فاکس

طول اسپن (متر)	میان‌ی	کششی ۱۰ درجه	کششی ۲۰ درجه	کششی ۳۰ درجه	کششی ۴۰ درجه	کششی ۵۰ درجه	کششی ۶۰ درجه	کششی ۷۰ درجه	کششی ۸۰ درجه	کششی ۹۰ درجه	انتهایی
۴۰	۴۰۰	۴۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۶۰۰
۵۰	۴۰۰	۶۰۰	۸۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۲*۸۰۰	۲*۸۰۰	۱۲۰۰
۶۰	۶۰۰	۶۰۰	۸۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۲*۸۰۰	۲*۸۰۰	۲*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰	۱۲۰۰
۷۰	۶۰۰	۸۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۲*۸۰۰	۲*۸۰۰	۲*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰
۸۰	۶۰۰	۸۰۰	۱۲۰۰	۲*۸۰۰	۲*۸۰۰	۲*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰

### محاسبه حداکثر نیروی وارد بر پایه دومداره

در این بخش بر اساس محاسبات مکانیکی حداکثر نیروی وارد بر پایه دومداره در طول‌های متفاوت اسپن معادل و هادی‌های فشار متوسط متداول محاسبه شده است و بر اساس آن قدرت اسمی مناسب برای هر حالت پیشنهاد شده است. طول اسپن معادل برای پایه فشار دومداره متوسط معمولاً بین ۴۰ تا ۱۰۰ متر تغییر می‌کند. برای نمونه در این بخش محاسبات مکانیکی با استفاده از هادی فاکس انجام شده است و مقادیر اسمی مناسب پایه برای حالات مختلف پیشنهاد شده است. در محاسبات طول اسپن با توجه به محاسبات حداکثر اسپن بین ۴۵ تا ۶۵ متر تغییر کرده است.

جدول (۶): حداکثر نیروی وارد شده بر حسب کیلوگرم به پایه دومداره و اسپن‌های مختلف با هادی فاکس

طول اسپن (متر)	میان‌ی	کششی ۱۰ درجه	کششی ۲۰ درجه	کششی ۳۰ درجه	کششی ۴۰ درجه	کششی ۵۰ درجه	کششی ۶۰ درجه	کششی ۷۰ درجه	کششی ۸۰ درجه	کششی ۹۰ درجه	انتهایی
۴۵	۴۴۵	۸۹۹	۱۳۵۸	۱۸۰۷	۲۲۴۳	۲۶۶۴	۳۰۶۴	۳۴۴۳	۳۷۹۶	۴۱۲۱	۲۶۷۱
۵۵	۵۵۸	۱۰۸۸	۱۶۶۳	۲۲۲۷	۲۷۷۴	۳۳۰۲	۳۸۰۵	۴۲۸۰	۴۷۲۴	۵۱۳۲	۳۳۵۱
۶۵	۶۴۸	۱۲۵۲	۱۹۲۰	۲۵۷۴	۳۲۱۰	۳۸۲۳	۴۴۰۷	۴۹۵۸	۵۴۷۳	۵۹۴۷	۳۸۹۲

جدول (۷): حداقل قدرت اسمی مورد نیاز برای پایه دومداره و اسپن‌های مختلف با هادی فاکس

طول اسپن (متر)	میان‌ی	کششی ۱۰ درجه	کششی ۲۰ درجه	کششی ۳۰ درجه	کششی ۴۰ درجه	کششی ۵۰ درجه	کششی ۶۰ درجه	کششی ۷۰ درجه	کششی ۸۰ درجه	کششی ۹۰ درجه	انتهایی
۴۵	۶۰۰	۱۲۰۰	۲*۸۰۰	۳*۶۰۰	۲*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۴*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰
۵۵	۶۰۰	۱۲۰۰	۲*۸۰۰	۲*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۴*۱۲۰۰	۴*۱۲۰۰	۵*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰
۶۵	۸۰۰	۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰	۲*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۳*۱۲۰۰	۴*۱۲۰۰	۵*۱۲۰۰	۵*۱۲۰۰	۵*۱۲۰۰	۴*۱۲۰۰

### چالش‌ها، الزامات و اقدامات حفاظتی تغییر سطوح ولتاژ

وقوع تغییر سطح ولتاژ از ۳۳ و ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت، تغییرات زیادی در جریان بار عبوری از خطوط و همچنین سطح اتصال کوتاه در پست‌ها و سایر نقاط شبکه اتفاق می‌افتد. با افزایش ولتاژ ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت و ثابت ماندن توان، مقدار جریان بار عبوری از خطوط کاهش پیدا می‌کند و از طرف دیگر با کاهش ولتاژ در سطح ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت شاهد افزایش جریان عبوری از خطوط خواهیم بود. با توجه به اینکه تنظیم جریانی رله‌ها و همچنین انتخاب فیوزها وابسته به جریان بار می‌باشد، این تغییر جریان بار روی زمان عملکرد تجهیزات حفاظتی تأثیر می‌گذارد. همچنین با توجه به اینکه کلیدهای مورد استفاده در سمت فشار متوسط پست‌های فوق توزیع ۱۶، ۲۰ و ۲۵ کیلوآمپر می‌باشند و با تغییر سطح ولتاژ مقدار جریان اتصال تغییر می‌کند باید برای عملکرد حفاظتی مناسب، قدرت قطع کلیدها نیز مورد بررسی قرار گیرد. در ادامه تأثیر تغییر ولتاژ بر جریان‌های شبکه توزیع اهواز مورد بررسی قرار می‌گیرد.

### تغییر سطح جریان اتصال کوتاه پست‌های شرق و غرب اهواز

تغییر سطح اتصال کوتاه می‌تواند روی تنظیمات رله‌ها تأثیرگذار باشد، بنابراین در این بخش تغییر سطح اتصال کوتاه پست‌های شرق و غرب اهواز مورد بررسی قرار گرفته است. در پست‌های فوق توزیع بعد از تغییر سطح ولتاژ سمت فشار متوسط ترانسفورماتور، مقدار جریان اتصال کوتاه سمت فشارقوی ثابت باقی

می‌ماند اما مقدار جریان اتصال کوتاه سمت فشار متوسط وابسته به ولتاژ جدید و همچنین امیدانس ترانسفورماتور، تغییر می‌کند. برای محاسبه امیدانس ترانسفورماتور در دو حالت قبل و بعد از تغییر سطح ولتاژ فشار ضعیف، مقدار قدرت نامی ترانسفورماتور ثابت می‌باشد. برای محاسبه جریان اتصال کوتاه سمت فشار ضعیف مقدار امیدانس شبکه بالادست نیز قابل صرف نظر می‌باشد.

با تغییر سطح ولتاژ ثانویه ترانسفورماتور از ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت نسبت جریان اتصال کوتاه در حالت ۲۰ کیلوولت به ۳۳ کیلوولت حدود ۱,۶۵ می‌باشد. در واقع با کاهش سطح ولتاژ ثانویه مقدار جریان اتصال کوتاه افزایش پیدا می‌کند. همچنین با تغییر سطح ولتاژ ثانویه ترانسفورماتور از ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت نسبت جریان اتصال کوتاه در حالت ۲۰ کیلوولت به ۱۱ کیلوولت حدود ۰,۵۵ می‌باشد. در واقع با افزایش سطح ولتاژ ثانویه مقدار جریان اتصال کوتاه کاهش پیدا می‌کند. در این بخش مطالعات اتصال کوتاه برای چند پست اهواز آورده شده است. با توجه به بررسی سطح اتصال کوتاه پست‌ها بعد از تغییر ولتاژ متوجه می‌شویم که جریان اتصال کوتاه پست در باس‌هایی که قبلاً ولتاژ ۱۱ کیلوولت داشته‌اند و به ۲۰ کیلوولت تغییر پیدا کرده‌اند، کاهش پیدا می‌کند. بنابراین کلیدهای موجود در این باس‌ها همچنان توانایی قطع جریان اتصال کوتاه را دارند و می‌توانند بر اساس تشخیص رله‌های حفاظتی عملکرد مناسب داشته باشند و در حداقل زمان به قطع جریان پردازند. اما در مورد باس‌های ۳۳ کیلوولت با توجه به اینکه بعد از تبدیل به ۲۰ کیلوولت، جریان اتصال کوتاه افزایش پیدا می‌کند، ممکن است چند حالت پیش بیاید. ممکن است در برخی موارد کلیدها قدرت قطع مناسب داشته باشند و نیازی به تعویض نباشد اما در برخی موارد هم نیاز به تعویض کلید و یا استفاده از راهکارهای دیگری برای کاهش جریان اتصال کوتاه باشد. بنابراین باید کلید موجود در این باس‌ها برای عملکرد حفاظتی مناسب مورد بررسی قرار بگیرند.

جدول (۸): جریان اتصال کوتاه سمت فشار متوسط در پست ساحلی قبل و بعد از تغییر ولتاژ

جریان اتصال کوتاه سمت فشار متوسط در پست ساحلی قبل و بعد از تغییر ولتاژ					
نام باسبار	ولتاژ باس قبل از تغییر	جریان اتصال کوتاه قبل از تغییر ولتاژ (kA)	جریان اتصال کوتاه بعد از تغییر ولتاژ (kA)	ظرفیت ترانسفورماتور متصل به باس (MVA)	امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور (%uk)
Saheli T4	۱۱	۱۱.۶۵۱۴	۶.۴۰۸	۲۷	۱۲.۱۴
Saheli T3	۳۳	۱۴.۱۱۶۹	۲۳.۲۹۴۶	۳۰	۱۰.۱
Saheli T1-T2	۳۳	۱۴.۱۱۶۹	۲۳.۲۹۴۶	۳۰	۱۰.۳۷
Saheli T1-T2	۳۳	۱۴.۱۱۶۹	۲۳.۲۹۴۶	۳۰	۱۰.۱

جدول (۹): جریان اتصال کوتاه سمت فشار متوسط در پست گلستان قبل و بعد از تغییر ولتاژ

جریان اتصال کوتاه سمت فشار متوسط در پست گلستان قبل و بعد از تغییر ولتاژ					
نام باسبار	ولتاژ باس قبل از تغییر	جریان اتصال کوتاه قبل از تغییر ولتاژ (kA)	جریان اتصال کوتاه بعد از تغییر ولتاژ (kA)	ظرفیت ترانسفورماتور متصل به باس (MVA)	امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور (%uk)
Golestan T1	۳۳	۱۲.۹۳۴۶	۲۱.۳۴۲۷	۲۷	۵.۷
Golestan T2	۳۳	۱۲.۹۳۴۶	۲۱.۳۴۲۷	۲۷	۸.۶

در جدول (۱۰) برخی باس‌های ۳۳ کیلوولتی در شرق و غرب اهواز و جریان قبل و بعد از تغییر سطح ولتاژ نمایش داده شده است. قدرت قطع کلید موجود نیز بر اساس جریان اتصال کوتاه قبل از تغییر سطح ولتاژ از بین ۱۶، ۲۰ و ۲۵ کیلوآمپر انتخاب شده است به طوری که کمترین قدرت قطع کافی را برآورده کند.

جدول (۱۰): چند نمونه جریان اتصال کوتاه باس سمت فشار متوسط پست قبل و بعد از تغییر ولتاژ

چند نمونه جریان اتصال کوتاه باس سمت فشار متوسط قبل و بعد از تغییر ولتاژ					
نام پست	نام باسبار	جریان اتصال کوتاه قبل از تغییر (kA)	جریان اتصال کوتاه بعد از تغییر (kA)	کمترین قدرت قطع کلید مورد نیاز قبل از تغییر (kA)	مناسب بودن کلید بعد از تغییر
ساحلی	Saheli T3	۱۴،۱	۲۳،۳	۱۶	خیر
پادشهر	Padashahr T4	۹،۲	۱۵،۲	۱۶	بله
لوله‌سازی	Loleh Sazi Jadid T3	۴،۹	۸،۱	۱۶	بله
آزادشهر	Azad Shar T1	۱۰،۱	۱۶،۷	۱۶	بله
خرما	Khorma T3	۱۱	۱۸	۱۶	خیر
گلستان	Golestan T1	۱۲،۹	۲۱،۳	۱۶	خیر
نورد	Navard_5AIGJS01	۲۲،۵	۳۷،۱	۲۵	خیر
توحید	Tohid T1	۹،۲	۱۵،۲	۱۶	بله

می‌توان مشاهده کرد که در برخی از موارد کلید موجود همچنان توانایی قطع جریان اتصال کوتاه را دارد و نیازی به تغییر آن نیست در برخی از موارد هم تغییر کلید و رفتن به یک یا دو پله جریانی بالاتر مورد نیاز می‌باشد. البته برای مواردی مثل پست نورد که در جدول بیان شد، که جریان اتصال کوتاه بعد از تغییر حدود ۳۷ کیلوآمپر شده است به نظر می‌رسد باید با استفاده از راهکار مناسب سطح جریان اتصال کوتاه را کاهش داد.

همچنین با تغییر سطح ولتاژ، مقدار جریان اتصال کوتاه نیز تغییر می‌کند بنابراین زمان عملکرد رله‌های اضافه جریان موجود در شبکه نیز تغییر خواهد کرد. البته این تغییر به منحنی استفاده شده برای تنظیم حفاظتی و تنظیم جریانی و زمانی رله بستگی دارد اما در این بخش بر اساس منحنی کاهش معمولی، تنظیم جریانی ۴۰۰ آمپر، تنظیم زمانی یک بار با مقدار  $TMS=0.05$  زمان عملکرد رله ابتدای فیدر، قبل و بعد از تغییر ولتاژ در جدول (۱۱) نمایش داده شده است.

جدول (۱۱): محاسبه زمان عملکرد رله حفاظتی قبل و بعد از تغییر ولتاژ با تنظیم زمانی  $TMS=0.05$

محاسبه زمان عملکرد رله حفاظتی قبل و بعد از تغییر ولتاژ با تنظیم زمانی $TMS=0.05$						
تغییر زمان عملکرد (میلی ثانیه)	زمان عملکرد رله بعد از تغییر ولتاژ (میلی ثانیه)	زمان عملکرد رله قبل از تغییر ولتاژ (میلی ثانیه)	جریان اتصال کوتاه بعد از تغییر (kA)	جریان اتصال کوتاه قبل از تغییر (kA)	نام باسبار	نام پست
۱۲.۱	۸۲.۷	۹۴.۸	۲۳.۳	۱۴.۱	Saheli T3	ساحلی
۱۵.۴	۹۲.۸	۱۰۸.۲	۱۵.۲	۹.۲	Padashahr T4	پادشهر
۲۳.۳	۱۱۲.۹	۱۳۶.۲	۸.۱	۴.۹	Loleh Sazi Jadid T3	لوله‌سازی
۱۴.۶	۹۰.۳	۱۰۴.۹	۱۶.۷	۱۰.۱	Azad Shar T1	آزادشهر
۱۳.۶	۸۸.۵	۱۰۲.۱	۱۸	۱۱	Khorma T3	خرما
۱۲.۷	۸۴.۶	۹۷.۳	۲۱.۳	۱۲.۹	Golestan T1	گلستان
۹.۶	۷۳.۸	۸۳.۴	۳۷.۱	۲۲.۵	Navard_5AIGJS01	نورد
۱۵.۴	۹۲.۸	۱۰۸.۲	۱۵.۲	۹.۲	Tohid T1	توحید

## چالش‌ها و الزامات مرتبط با تعویض و تغییر تجهیزات

یکی از چالش‌هایی که در مورد تغییر سطوح ولتاژی در شبکه فشار متوسط وجود دارد تغییرات مرتبط با تجهیزات اصلی شبکه می‌باشد. تجهیزاتی از قبیل ترانسفورماتورهای توزیع، برقگیرها، کات اوت فیوزها، تجهیزات قطع‌کننده، تابلوهای فشار متوسط سمت پست فوق توزیع، هادی‌های خطوط از جمله مهمترین تجهیزاتی می‌باشند که با تغییر سطوح ولتاژی شبکه نیاز است مورد بررسی قرار گرفته و در صورت لزوم تعویض گردند. باید توجه داشت که تعویض تجهیزات در شبکه با توجه به عمر مفید آنها یکی از مسائلی می‌باشد که جدا از تغییر سطوح ولتاژی نیز وجود داشته است. در واقع با افزایش مقدار عمر و پیر شدن تجهیزات، عملکرد آنها تحت تاثیر قرار گرفته و در نتیجه نرخ خرابی و میزان خاموشی‌ها و همچنین هزینه‌های تعمیر و نگهداری در شبکه افزایش خواهد یافت. چند نمونه از موارد مرتبط با تعویض تجهیزات مختلف بر اثر فرسودگی در زیر آورده شده است:

با تغییر سطح ولتاژ شبکه از ۳۳ و ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت برخی از تجهیزات سیستم از قبیل ترانسفورماتورهای توزیع با توجه به محدودیت ولتاژی که برای شبکه وجود دارد نیاز به تعویض دارند. در ادامه برای هر کدام از تجهیزات موجود در شبکه فشار متوسط چالش‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد.

### چالش‌های مرتبط با تعویض ترانسفورماتورهای توزیع

در مورد ترانسفورماتور ۳۳ به ۰/۴ کیلوولت در صورتی که ولتاژ بهره‌برداری شبکه از ۳۳ به ۲۰ کاهش پیدا کند در آن صورت ولتاژ ثانویه سمت فشار ضعیف به جای ۰/۴ کیلوولت به ۰/۲۳۲ کیلوولت یعنی در حدود ۵۸ درصد کاهش پیدا خواهد کرد که خارج از محدوده مجاز می‌باشد. همچنین تغییرات تپ‌چنجر نیز

جوابگوی این محدوده از افت نخواهد بود و لذا نیاز است که ترانسفورماتور موجود توزیع با نوع ۲۰ به ۰/۴ کیلوولت تعویض شود.

تعویض ترانسفورماتور ۳۳ به ۰/۴ کیلوولت و استفاده از ترانسفورماتورهای توزیع با سطح ولتاژ ۲۰ به ۰/۴ به صورت رویه‌های زیر می‌تواند انجام گیرد:

▪ تعویض ترانسفورماتور ۳۳ به ۰/۴ کیلوولت با ترانسفورماتور ۲۰ به ۰/۴ کیلوولت

در این سناریو ترانسفورماتور قبل با یک ترانسفورماتور جدید جایگزین خواهد شد. از جمله محدودیت‌ها و چالش‌هایی که در این حالت وجود دارد مسئله هزینه می‌باشد. در واقع نحوه جایگزینی ترانسفورماتور قبل با ترانسفورماتور جدید با توجه به سن ترانسفورماتور قدیمی می‌تواند از جهت مقدار هزینه متفاوت باشد. همچنین یکی دیگر از اقداماتی که در این راستا می‌توان انجام داد فروش ترانسفورماتور قبل به سازندگان و تولیدکنندگان ترانسفورماتور باشد و در نتیجه مقداری از هزینه پرداختی بابت ترانسفورماتور جدید می‌تواند جبران گردد.

▪ انجام تغییرات روی ترانسفورماتور ۳۳ به ۰/۴ کیلوولت موجود و تبدیل آن به ترانسفورماتور ۲۰ به ۰/۴ کیلوولت

رویه دیگری که در مورد ترانسفورماتورها می‌تواند صورت گیرد، اصلاح و تغییرات در ترانسفورماتورها و ساختار آن می‌باشد. البته این روش بسیار می‌تواند زمان‌بر باشد و به لحاظ عملی نتوان برای همه‌ی ترانسفورماتورها این کار را انجام داد. همچنین از لحاظ عملی نیز انجام تغییرات روی ترانسفورماتور موجود نمی‌تواند الزامات و قیود ترانسفورماتور جدید را رعایت کند. برای نمونه در صورتیکه ترانسفورماتور با سطح ولتاژ اولیه ۳۳ بخواهد تبدیل به ترانسفورماتور ۲۰ کیلوولت گردد، تغییرات موجود روی ترانسفورماتور با دو رویکرد باید انجام گیرد:

- ثابت ماندن جریان نامی سیم پیچی

در این رویکرد با توجه به نسبت تبدیل جدید و الزام خروجی  $0/4$  کیلوولت در ثانویه، باید تعداد دور سیم پیچی در سمت اولیه ترانسفورماتور کاهش یابد، همچنین با توجه به ثابت ماندن جریان نامی سیم پیچی و کاهش سطح ولتاژ، مقدار توان نامی نیز به نسبت  $20/33$  کاهش می یابد.

در واقع در این رویکرد هم مقدار توان قابل عبور از ترانسفورماتور کاهش پیدا می کند و در نتیجه برای جبران بار کاهشی نیاز است تعداد ترانسفورماتورها باید افزایش یابند و هم اینکه تغییرات انجام شده روی ترانسفورماتور باعث افزایش احتمال خطا شده و در نتیجه قابلیت اطمینان نیز پایین خواهد آمد.

- ثابت ماندن بار نامی ترانسفورماتور و تغییر جریان نامی سیم پیچی

در رویکرد دوم تغییرات روی ترانسفورماتور موجود بسیار بیشتر خواهد شد. در واقع با توجه به الزام ثابت ماندن توان عبوری، علاوه بر تغییرات نسبت دور، باید هادی های سیم پیچی ها نیز از لحاظ سطح مقطع دچار تغییر شده و از هادی هایی با سطح مقطع بالاتر استفاده کرد. در این حالت علاوه بر افزایش هزینه تغییرات نسبت به رویکرد اول، احتمال خطا و خرابی ترانسفورماتور نیز بالاتر می باشد، اما با توجه ثابت ماندن بار عبوری، تعداد ترانسفورماتورهای اضافه شده نسبت به رویکرد اول کمتر خواهد بود.

در مورد ترانسفورماتور  $11$  به  $0/4$  کیلوولت در صورتی که ولتاژ بهره برداری شبکه از  $11$  به  $20$  کاهش پیدا کند در آن صورت ولتاژ ثانویه سمت فشار ضعیف به جای  $0/4$  کیلوولت به  $0/727$  کیلوولت یعنی در حدود  $50$  درصد افزایش پیدا خواهد کرد که خارج از محدوده مجاز می باشد. همچنین مانند تغییرات  $33$  به



۲۰ کیلوولت، تپ‌چنجر نیز نمی‌تواند ولتاژ را در محدود استاندارد حفظ کند و لذا نیاز است که

ترانسفورماتور موجود توزیع با نوع ۲۰ به ۰/۴ کیلوولت تعویض شود.

تعویض ترانسفورماتور ۱۱ به ۰/۴ کیلوولت و استفاده از ترانسفورماتورهای توزیع با سطح ولتاژ ۲۰ به

۰/۴ به صورت رویه‌های زیر می‌تواند انجام گیرد:

▪ تعویض ترانسفورماتور ۱۱ به ۰/۴ کیلوولت با ترانسفورماتور ۲۰ به ۰/۴ کیلوولت

در این سناریو مانند حالت ۳۳ به ۲۰ کیلوولت، ترانسفورماتور قبل با یک ترانسفورماتور جدید جایگزین خواهد شد. از جمله محدودیت‌ها و چالش‌هایی که در این حالت وجود دارد مسئله هزینه می‌باشد. در واقع نحوه جایگزینی ترانسفورماتور قبل با ترانسفورماتور جدید با توجه به سن ترانسفورماتور قدیمی می‌تواند از جهت مقدار هزینه متفاوت باشد. همچنین یکی دیگر از اقداماتی که در این راستا می‌توان انجام داد فروش ترانسفورماتور قبل به سازندگان و تولیدکنندگان ترانسفورماتور باشد و در نتیجه مقداری از هزینه پرداختی بابت ترانسفورماتور جدید می‌تواند جبران گردد.

▪ انجام تغییرات روی ترانسفورماتور ۱۱ به ۰/۴ کیلوولت موجود و تبدیل آن به ترانسفورماتور ۲۰

به ۰/۴ کیلوولت

مهمترین چالشی که برای تغییرات سطح ولتاژ ۱۱ و تبدیل آن به ۲۰ کیلوولت وجود دارد، فواصل مجاز عایقی می‌باشد. در واقع با توجه به مشکلات عایقی و نیاز به در واقع زمانی که ولتاژ خط افزایش می‌یابد و از ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت می‌رسد، فواصل بین هادی‌ها و یا سایر تجهیزات باید طوری انتخاب گردد که استقامت مورد نیاز برای اضافه ولتاژهایی که در سیستم ایجاد می‌شود، در حدی باشد که اختلالاتی مانند شکست الکتریکی و یا ایجاد اتصال کوتاه در شبکه به وجود

نیاید. اضافه ولتاژهای موجود شامل مواردی مانند اضافه ولتاژ فرکانس نامی، اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه و یا کلیدزنی در خط می‌باشند.

با توجه به اینکه انجام تغییرات روی ترانسفورماتور ۱۱ کیلوولت و تبدیل آن به ترانسفورماتور ۲۰ کیلوولت نیاز به افزایش استقامت عایقی ترانسفورماتور و فواصل بین بوشینگ‌ها دارد در نتیجه میزان تغییرات و همچنین هزینه آن بسیار بیشتر از حالت تبدیل ترانسفورماتور ۳۳ به ۲۰ کیلوولت بوده و این رویه اقتصادی نخواهد بود.

همانطور که پیش‌تر نیز اشاره شد ترانسفورماتورهای توزیع شهرستان اهواز دارای دو نوع نسبت تبدیل می‌باشند، در این بخش وضعیت بارگیری فعلی این ترانسفورماتورها به تفکیک شبکه شرق و غرب مورد بررسی قرار می‌گیرد.

### چالش‌ها و الزامات مرتبط با تعویض برقگیرها

. در مورد برقگیرها با توجه به هدف استفاده از آن که حفاظت تجهیزاتی از قبیل ترانسفورماتورها و خطوط زمینی و هوایی در مقابل اضافه ولتاژها می‌باشد، چالش به وجود آمده عدم عملکرد مناسب برقگیر در شرایط جدید می‌باشد. با توجه به اینکه یکی از پرکاربردترین تجهیزاتی که در شبکه فشار متوسط اهواز وجود دارد برقگیرهای وروی ترانسفورماتورهای توزیع می‌باشد لذا بررسی تاثیرات تغییر سطح ولتاژ شبکه از ۳۳ و ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت روی برقگیرهای موجود و همچنین ضرورت تعویض آنها مهم خواهد بود.

با توجه به نمودار غیر خطی برقگیر، در صورت ایجاد صاعقه با انرژی زیاد (برای مثال دارای جریان اولیه ۱۰ کیلوآمپر)، ولتاژ ایجاد شده معادل یک پریونیت خواهد بود. در حالت جایگزینی ولتاژ شبکه ۳۳ کیلوولت با ۲۰ کیلوولت، در صورتیکه برقگیرها تعویض نشوند، در شرایط بروز اضافه ولتاژ گذرا، ولتاژ

ایجاد شده بسیار بالاتر از میزان یک پریونیت شبکه خواهد بود. در نتیجه ولتاژ باقی مانده بیش‌تری در شبکه ایجاد می‌شود، که یک چالش در بحث حفاظت از تجهیزات و هماهنگی عایقی است.

همچنین در حالی که شبکه ۱۱ به ۲۰ کیلوولت تبدیل گردد در آن صورت ولتاژی که بر روی برقگیر در حالت نامی وجود دارد بالاتر از ولتاژ عملکرد آن بوده و با توجه به اینکه این ولتاژ به صورت دائم بر روی برقگیر خواهد بود در نتیجه باعث ترکیدن آن خواهد شد. در واقع حداقل ولتاژ نامی برقگیر برای اینکه در حالت کارکرد عادی سیستم دچار خرابی ناشی از عبور جریان‌های ناشی و افزایش انرژی نشود، باید از حداکثر ولتاژ سیستم بزرگتر باشد. حداکثر ولتاژی که در سیستم به صورت دائمی و یا موقت به وجود می‌آید، ناشی از عواملی نظیر نوع و مقدار سیستم زمین، خطاهای ایجاد شده، قطعی بار، رزونانس و سایر عوامل موقت و دائم می‌باشد. با توجه به اینکه نوع سیستم زمین در سیستم فشار متوسط معمولاً موثر می‌باشد و با مقاومت پایین می‌باشد لذا حداقل ولتاژ نامی برقگیر برای عملکرد مناسب در حدود ولتاژ نامی سیستم می‌باشد لذا با تبدیل شبکه ۱۱ به ۲۰ و یا ۳۳ کیلوولت باید برقگیرهای موجود ۱۱ کیلوولت تعویض گردند.

### چالش‌ها و الزامات مرتبط با تعویض کات‌اوت فیوزها

یکی از تجهیزات مهمی که در شبکه فشار متوسط به کار می‌رود فیوز کات‌ها می‌باشند که قبل از ورودی ترانسفورماتورهای توزیع جهت حفاظت جریانی مورد استفاده قرار می‌گیرند. با توجه به اینکه فیوزکات جهت قرار گیری در مدار توسط مقره به پایه تیر توزیع، اتصال دارد اذا چالش‌های موجود در رابطه با فیوزکات‌اوت هم از نوع جریانی می‌باشد و هم از نوع ولتاژی. در رابطه با تغییرات سطح ولتاژ در ادامه چالش‌ها و الزامات مربوط به تعویض کات‌اوت فیوزها برای دو حالت بالا به پایین و بالعکس، آورده شده است.

## ➤ تغییر سطح ولتاژ ۱۱ به ۲۰ کیلوولت

هنگام تغییر سطح ولتاژ از ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت، دو پارامتر جریان و ولتاژ مورد بررسی باید قرار گیرد. در مورد ولتاژ همانطور که مشخص است، افزایش سطح ولتاژ باعث می‌شود که مقره‌های پایه کات‌اوت فیوز در صورتی که بر اساس ولتاژ نامی ۱۱ کیلوولت طراحی شده باشند دیگر جوابگوی ولتاژ نامی ۲۰ کیلوولت نبوده و الزامات مرتبط با فواصل عایقی رعایت نمی‌گردد.

همچنین با توجه به اینکه با تغییر سطح ولتاژ ۱۱ به کیلوولت، با ثابت ماندن ظرفیت نامی ترانسفورماتور، جریان عبوری از سمت اولیه کاهش می‌یابد لذا مشخصه جریان نامی فیوز، تغییر خواهد کرد. علاوه بر این مقدار جریان اتصال کوتاه سمت فشار متوسط نیز دچار تغییراتی خواهد بود اما باید توجه داشت که این تغییرات دارای روند مشخص نمی‌باشد. در واقع با افزایش سطح ولتاژ فشار متوسط مقدار جریان اتصال کوتاه در خروجی پست فوق توزیع کاهش می‌یابد که میزان کاهش جریان به امپدانس ترانسفورماتورهای فوق توزیع بستگی دارد. اما در طول شبکه فشار متوسط با توجه به امپدانس فیدر و طول خط جریان اتصال کوتاه در طول خط می‌تواند نسبت به حالت قبل از تغییر سطح ولتاژ، افزایش نیز یابد. برای بررسی دقیق این موضوع در رابطه زیر نحوه محاسبه اتصال کوتاه سمت فشار متوسط آورده شده است:

$$I_u = \frac{u/\sqrt{3}}{X_u + X_l} = \frac{u/\sqrt{3} \times S_b}{(\%uk_u) \times u^2 + X_l} \quad (2)$$

که در آن پارامترها به صورت زیر می‌باشند:

$u$ : ولتاژ سمت فشار متوسط؛

$S_b$ : قدرت اسمی ترانسفورماتور؛

$\%uk_u$ : امپدانس پریونیت ترانسفورماتور با ولتاژ ثانویه  $u$ ؛

$X_u$ : امپدانس ترانسفورماتور بر حسب اهم؛

$X_l$ : امپدانس خط فشار متوسط بر حسب اهم تا نقطه خطا؛

$I_u$ : جریان اتصال کوتاه سمت ثانویه؛

با توجه به این روابط نسبت جریان اتصال کوتاه ثانویه با دو سطح ولتاژ  $u$  و  $v$  مطابق زیر

می‌باشد:

$$\frac{I_u}{I_v} = \frac{u}{v} \times \left( \frac{(\%uk_v) \times v^2 + X_l}{(\%uk_u) \times u^2 + X_l} \right) \quad (3)$$

با توجه به روابط نشان داده شده، هنگامی که خطا در نزدیک‌های پست فوق توزیع اتفاق بیافتد، با تغییر

سطح ولتاژ شبکه از ۱۱ به ۲۰ کیلوولت جریان اتصال کوتاه نسبت به حالت قبل کاهش می‌یابد اما به ازای

خطاهای دورتر مقدار جریان می‌تواند نسبت به حالت قبل افزایش نیز یابد.

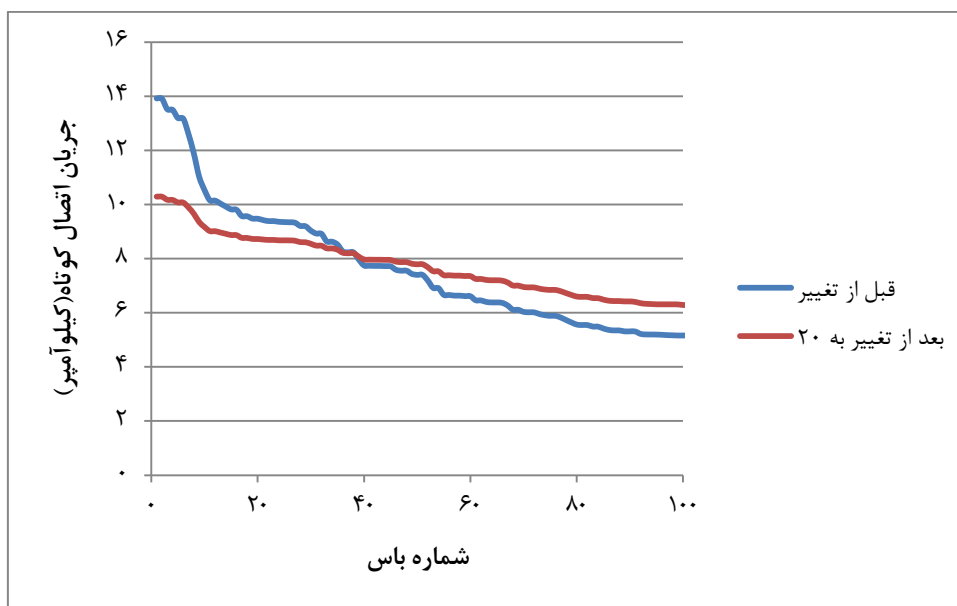
به منظور بررسی درستی روند تغییرات جریان اتصال کوتاه در باس‌های مختلف در فیدر ۱۱ کیلوولتی

بررسی روی فیدر 3012 tohid قبل از تغییر ولتاژ و بعد از تغییر ولتاژ به ۲۰ کیلوولت در نرم افزار دیگسایلنت

انجام گرفته است. همان طور که در شکل (۶) مشخص است جریان اتصال کوتاه در برخی موارد برای سطح

ولتاژ ۱۱ کیلوولت بیشتر است و در برخی موارد برای سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت بیشتر است که وابسته به

فاصله باس از ابتدای فیدر می‌باشد.



شکل (۶): جریان اتصال کوتاه در باس‌های مختلف فیدر tohid3012 قبل و بعد از تغییر ولتاژ

در مجموع با توجه به الزامات عایقی و جریانی سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت، کات‌اوت فیوز هنگام تغییر سطح ولتاژ از ۱۱ به ۲۰ کیلوولت نیاز به تعویض خواهد داشت.

➤ تغییر سطح ولتاژ ۳۳ به ۲۰ کیلوولت

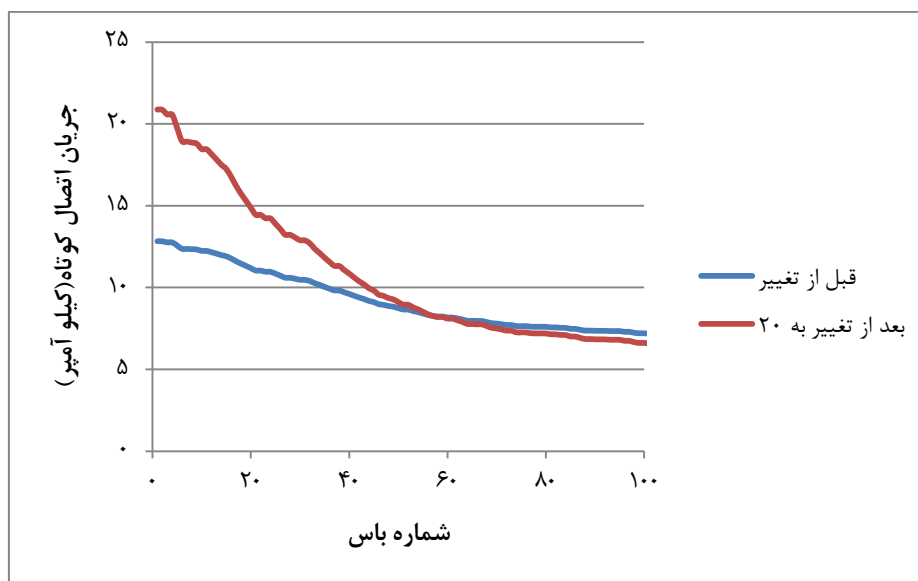
هنگام تغییر سطح ولتاژ از ۳۳ به ۲۰ کیلوولت، چالش‌های مربوط به اثرات تغییر سطح ولتاژ بر روی کات‌اوت فیوز کمتر خواهد بود. در واقع با توجه به کاهش سطح ولتاژ نامی شبکه، از لحاظ عایقی مقره‌های نگهدارنده کات‌اوت فیوز با توجه به اینکه دارای طراحی ۳۳ کیلوولت می‌باشند، مشکلی از لحاظ الزامات مرتبط با ولتاژ نامی ۲۰ کیلوولت نخواهند داشت، همچنین با توجه به وجود مشکل ریزگردها در شهر اهواز پایین آوردن ولتاژ بهره‌برداری برای مقره‌های ۳۳ کیلوولت، عملاً مانند افزایش فاصله خزشی در حدود ۶۵ درصد می‌باشد که با این تغییر جریان‌های ناشی عبوری از سطوح مقره که منشا ایجاد نواحی خشک می‌باشد، بسیار کاهش پیدا کرده (جریان ناشی با معکوس مجذور ولتاژ رابطه مستقیم دارد و با توجه به

مکانیزم شکست مفره می‌توان گفت احتمال وقوع شکست سطحی بسیار و در نتیجه ایجاد خطای اتصال کوتاه روی خطوط فشار متوسط پایین خواهد آمد.

اما از لحاظ جریانی با ثابت ماندن بار ترانسفورماتورهای توزیع مقدار جریانی عبوری از خطوط فشار متوسط افزایش خواهد یافت که این افزایش در حدود ۶۵ درصد می‌باشد. با توجه به اینکه فیوزکات اوت به صورت سری در ورودی ترانسفورماتورهای توزیع و در سمت فشار متوسط قرار دارد لذا جریان نامی مورد نیاز برای فیوزکات اوت مورد نیاز بالاتر از حالت ۲۰ کیلوولت خواهد بود. همچنین با تغییر سطح ولتاژ شبکه از ۳۳ به ۲۰ کیلوولت مقدار جریان اتصال کوتاه نیز به شدت برای خطاهای نزدیک پست فوق توزیع افزایش می‌یابد که این تغییرات منجر به تعویض لینک فیوزکات خواهد شد.

به منظور بررسی درستی روند تغییرات جریان اتصال کوتاه در باس‌های مختلف در فیدر ۳۳ کیلوولتی بررسی روی فیدر golestan5062 قبل از تغییر ولتاژ و بعد از تغییر ولتاژ به ۲۰ کیلوولت در نرم افزار دیگسایلنت انجام گرفته است. همان طور که در شکل (۷) مشخص است جریان اتصال کوتاه در برخی موارد برای سطح ولتاژ ۳۳ کیلوولت بیشتر است و در برخی موارد برای سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت بیشتر است که وابسته به فاصله باس از ابتدای فیدر می‌باشد.

با توجه به چالش‌های جریانی و ولتاژی مرتبط با کات اوت فیوزها در حالت تغییر سطح ولتاژ ۳۳ به کیلوولت تنها المان جریانی و یا لینک فیوز نیاز به تعویض خواهد داشت و پایه‌های نگهدارنده آن می‌تواند همچنان مورد استفاده قرار گیرد.



شکل (۷۰): جریان اتصال کوتاه در باس‌های مختلف فیدر Golestan5062 قبل و بعد از تغییر ولتاژ

### چالش‌های و الزامات مرتبط با تعویض کلیدها و سکسیونرها

کلیدهای قطع‌کننده و یا دژنگتورها به همراه سکسیونرها از تجهیزات مهم شبکه فشار متوسط می‌باشند که جهت قطع جریان و ولتاژ در شبکه به کار می‌روند. با تغییر سطح ولتاژ سیستم از ۱۱ و ۳۳ به ۲۰ کیلوولت هر کدام از این تجهیزات قطع‌کننده با چالش‌هایی همراه خواهند بود که باید مورد بررسی قرار گیرند. مانند سایر تجهیزاتی که پیش‌تر مورد بررسی قرار گرفت، برای دو حالت تغییر سطح ولتاژ شبکه، چالش‌های جریانی و عایقی و الزامات مرتبط با تعویض و یا تغییر شرایط بهره‌برداری برای کلیدهای قدرت و سکسیونرها نیز به صورت جدا مورد بررسی قرار می‌گیرد.

#### ➤ تغییر سطح ولتاژ ۱۱ به ۲۰ کیلوولت

با افزایش سطح ولتاژ شبکه فشار متوسط مهمترین چالشی که برای قطع‌کننده‌های شبکه فشار متوسط به وجود می‌آید، محدودیت‌ها و سطوح استقامت عایقی می‌باشد. برای مقایسه بین سطوح ولتاژی، مقادیر نامی دو کلید قدرت ۱۱ و ۲۰ کیلوولت در جدول (۱۲) آورده شده است.



با توجه به مقادیری که آورده شده است، با افزایش سطح ولتاژ شبکه از ۱۱ به ۲۰ کیلوولت محدودیت‌های مرتبط با سطوح عایقی مهمترین چالش کلیدهای قدرت خواهد بود که بر این اساس کلیدهای قدرت و سکسیونرها باید تعویض شده و تجهیزات جدید با سطح ولتاژ نامی ۲۰ کیلوولت در شبکه قرار گیرند.

البته چالش‌های مرتبط با تغییرات جریان نامی و اتصال کوتاه نیز وجود دارد اما با توجه به تعویض کلیدها، الزامات جریانی باید برای تجهیزات جایگزین صورت پذیرد. همانطور که پیش‌تر نیز بیان شد، جریان‌های نامی و اتصال کوتاه شبکه MV با توجه به نوع هادی خط و فاصله آن از پست فوق توزیع می‌تواند نسبت به حالت قبل از تغییر سطح ولتاژ افزایش و یا کاهش یابد.

#### ➤ تغییر سطح ولتاژ ۳۳ به ۲۰ کیلوولت

در حالت تغییر سطح ولتاژ شبکه از ۳۳ به ۲۰ کیلوولت مهمترین چالشی که برای کلیدهای قدرت و سکسیونرها وجود دارد تغییر جریان نامی و اتصال کوتاه شبکه در سمت فشار متوسط می‌باشد. در واقع با تغییر سطح ولتاژ شبکه از ۳۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت ولتاژ شبکه کاهش یافته و در نتیجه الزامات مرتبط با استقامت عایقی در این حالت برای تجهیزات رعایت خواهد شد. در جدول (۱۲) مشخصات نامی دو کلید ۳۳ و ۲۰ کیلوولت نشان داده شده است. همانطور که در جدول مشخص است با توجه به ولتاژ نامی و ولتاژهای استقامت عایقی شبکه و تجهیزات ۳۳ کیلوولت، در حالت تغییر سطح ولتاژ شبکه به ۲۰ کیلوولت تجهیزات از لحاظ عایقی مشکلی نخواهند داشت. اما از لحاظ جریانی و چالش‌های مرتبط با جریان نامی و جریان اتصال کوتاه باید تغییرات جریان شبکه برای تجهیزات مورد بررسی قرار گیرد

به طور کلی می توان نتیجه گرفت که کلیدها و سکسیونرها در حالت تغییر سطح ولتاژ شبکه از ۱۱ به ۲۰ کیلوولت باید تعویض شده و با مشخصات و الزامات عایقی شبکه ۲۰ کیلووات انتخاب شوند اما در حالت تغییر شبکه از ۳۳ به ۲۰ کیلوولت تعویض تجهیزات با توجه به مشخصات بار و مشخصات کلید و سکسیونر می تواند به تعویق انداخته شده و در موقعی که تجهیز نتواند الزامات جریانی را رعایت کند با تجهیز جدید جایگزین گردد.

جدول (۱۲): مشخصات نامی دو کلید قدرت شبکه فشار متوسط ۳۳ و ۲۰ کیلوولت

مقایسه مشخصات نامی کلید قدرت شبکه فشار متوسط در دو سطح ولتاژ متفاوت			
۱۱	۲۰	۳۳	ولتاژ نامی (کیلوولت)
۱۲	۲۴	۳۶	بالاترین ولتاژ سیستم (کیلوولت)
۲۸	۵۰	۷۰	ولتاژ استقامت عایقی با فرکانس شبکه به مدت یک دقیقه (کیلوولت)
۷۵	۱۲۵	۱۷۰	ولتاژ استقامت عایقی با موج ضربه ای صاعقه (کیلوولت)
۶۳۰	۶۳۰	۶۳۰	جریان نامی کلید (آمپر)
۱۶-۲۰	۱۶-۲۰	۱۶-۲۰	جریان تحمل کوتاه مدت نامی (کیلوآمپر)
۱-۳	۱-۳	۱-۳	زمان نامی اتصال کوتاه (ثانیه)
۴۰	۴۰	۴۰-۵۰	جریان تحمل دینامیک نامی (پیک) (کیلوآمپر)
O-0.3s-CO-3min-CO	O-0.3s-CO-3min-CO	O-0.3s-CO-3min-CO	عملکرد نامی
Minimum oil/SF6	SF6/ Vacuum	Minimum oil/SF6	تیپ کلیدها

### چالش های و الزامات مرتبط با تعویض ترانسفورماتورهای جریانی و ولتاژی

مانند سایر تجهیزاتی که تاکنون مورد بررسی قرار گرفته است در مورد ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ نیز دو چالش ولتاژی و جریانی برای تغییر سطح ولتاژ ۳۳ و ۱۱ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت وجود دارد. اما تفاوت عمده ای که برای تجهیزات اندازه گیری نسبت به سایر تجهیزات از قبیل ترانسفورماتورهای توزیع،

کلیدها و غیره وجود دارد دقت اندازه‌گیری این تجهیزات در شرایط بهره‌برداری مختلف می‌باشد. برای نمونه ترانسفورماتورهای ولتاژ در محدوده ۲۰ درصد بالاتر و پایین‌تر از ولتاژ نامی تجهیز می‌تواند دارای دقت مناسبی باشد و در غیر این صورت اندازه‌گیری با خطا همراه خواهد بود. همچنین در مورد ترانسفورماتورهای جریان‌ی اندازه‌گیری و حفاظتی نیز این موضوع وجود دارد و در صورت تغییرات جریان خارج از محدوده مشخص، مقادیر اندازه‌گیری شده و عملکرد تجهیزات دارای خطا خواهد بود. بایستی دقت نمود سمت ثانویه این تجهیزات تغییر نیافته و ثابت می‌باشد و صرفاً سمت اولیه آنها مطابق سمت ولتاژ تغییر خواهد یافت.

#### ➤ چالش‌های تغییر سطح ولتاژ ۱۱ به ۲۰ کیلوولت

با توجه به اینکه با تغییر سطح ولتاژ شبکه از ۱۱ به ۲۰ کیلوولت، استقامت عایقی تجهیزات دچار چالش اساسی می‌گردد در نتیجه با افزایش سطح ولتاژ عملاً ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری جریان‌ی و ولتاژی موجود باید تعویض شده و با توجه به مشخصات شبکه ۲۰ کیلوولت انتخاب گردند. در جدول (۱۳) و جدول (۱۴) مشخصات نامی دو ترانسفورماتور جریان و ولتاژ در سطوح ولتاژی ۱۱ و ۲۰ کیلوولت آورده شده است. همانطور که در مورد چالش‌های تعویض سایر تجهیزات شبکه فشار متوسط ذکر شد، در حالت تغییر سطح ولتاژ از پایین به بالا با توجه به مشکل استقامت عایقی تجهیزات، نیاز است که ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ تعویض شده و با نمونه ۲۰ کیلوولت جایگزین گردند.

#### ➤ چالش‌های تغییر سطح ولتاژ ۳۳ به ۲۰ کیلوولت

در حالت تغییر سطح ولتاژ از مقدار بالاتر به پایین‌تر، چالش مرتبط با ولتاژ از نوع دقت اندازه‌گیری خواهد بود و با توجه به اینکه ترانسفورماتورهای ولتاژی در محدوده ۲۰ درصد ولتاژ نامی دارای دقت قابل

قبول می‌باشند، با تغییر سطح ولتاژ از ۳۳ به ۲۰ کیلوولت ۶۵ درصد تغییر در ولتاژ نامی به وجود می‌آید که بسیار بالاتر از حد قابل قبول جهت اندازه‌گیری ولتاژ با دقت مناسب می‌باشد، لذا در این حالت ترانسفورماتور ولتاژ نیاز به تغییر خواهند داشت. در مورد ترانسفورماتورهای جریانی نیز با توجه به اینکه با کاهش ولتاژ نامی شبکه، جریان عبوری از هادی‌ها و همچنین جریان اتصال کوتاه افزایش خواهد داشت لذا تعویض این تجهیز بستگی به میزان افزایش جریان خواهد داشت و در صورتیکه این میزان بالاتر از حد قابل قبول باشد نیاز است که با نمونه ۲۰ کیلوولت تعویض گردند. باید توجه داشت که حتی اگر مشکلی بابت کلاس دقت اندازه‌گیری هم وجود نداشته باشد، از آنجا که ثانویه ترانس ولتاژ در ولتاژ ۳۳ کیلوولت، ۱۱۰ ولت می‌باشد و هنگامی که در سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت استفاده گردد خروجی آن ۶۶ ولت می‌شود و این مقدار برای رله‌هایی قابلیت تنظیم را نداشته باشند، به عنوان خطای *under voltage* دیده می‌شود و فرمان قطع صادر می‌شود. رله‌های خود تغذیه نیز که با ولتاژ ۱۱۰ ولت تغذیه می‌شوند نیز دچار مشکل می‌شوند. همچنین ولتاژ ۶۶ ولت سیستم اندازه‌گیری و کنتور را که بر روی ۱۱۰ ولت تنظیم شده است را دچار مشکل می‌نماید. هرچند با مبدل‌هایی می‌شود ولتاژ ۶۶ ولت را به ۱۱۰ ولت رساند ولی از قابلیت اطمینان سیستم می‌کاهد.

جدول (۱۳): مشخصات فنی ترانسفورماتورهای ولتاژ در سطوح ولتاژی

مشخصات فنی ترانسفورماتورهای ولتاژ در سطوح ولتاژی ۱۱ و ۲۰ کیلوولت			
۱۱	۲۰	۳۳	ولتاژ نامی (کیلوولت)
۱۲	۲۴	۳۶	بالاترین ولتاژ سیستم (کیلوولت)
۲۸	۵۰	۷۰	ولتاژ استقامت عایقی با فرکانس شبکه به مدت یک دقیقه (کیلوولت)
۹۵	۱۲۵	۱۷۰	ولتاژ استقامت عایقی با موج ضربه‌ای صاعقه (کیلوولت)
۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	ولتاژ ثانویه (ولت)

جدول (۱۴): مشخصات نامی دو ترانسفورماتور جریان در سطوح ولتاژی

مشخصات نامی دو ترانسفورماتور جریان در سطوح ولتاژی ۳۳ و ۲۰ کیلوولت			
۱۱	۲۰	۳۳	ولتاژ نامی (کیلوولت)
۱۲	۲۴	۳۶	بالاترین ولتاژ سیستم (کیلوولت)
۲۸	۵۰	۷۰	ولتاژ استقامت عایقی با فرکانس شبکه به مدت یک دقیقه (کیلوولت)
۹۵	۱۲۵	۱۷۰	ولتاژ استقامت عایقی با موج ضربه‌ای صاعقه (کیلوولت)
۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	جریان نامی (آمپر)
۱۶-۲۰	۱۶-۲۰	۱۶-۲۰	جریان تحمل کوتاه مدت نامی (کیلوآمپر)
۱-۳	۱-۳	۱-۳	زمان نامی اتصال کوتاه (ثانیه)
۴۰	۴۰	۴۰-۵۰	جریان تحمل دینامیک نامی (بیک) (کیلوآمپر)
۱	۱	۱	جریان ثانویه (آمپر)

## مراجع

- [1] IEEE T&D Committee. "Calculating the current-temperature of bare overhead conductors." IEEE Standard 738 (2006).
- [2] J. Lassila, "Strategic development of electricity distribution networks—concept and methods," Acta Universitatis Lappeenrantaensis, 2009.
- [3] E. Lakervi and E.J. Holmes, "Electricity Distribution Network Design", 1989.
- [4] Cigré TB 425: Increasing capacity of overhead transmission lines - needs and solutions, JWG B2/C1.19 (2010)
- [۵] مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشار متوسط و فشار ضعیف، نشریه شماره ۳۷۴
- [۶] خطوط هوایی شبکه‌های توزیع برق، تجهیزات و طراحی، تألیف مهندس کریم روشن میلانی، انتشارات مؤسسه آموزش عالی علمی-کاربردی صنعت آب و برق، چاپ اول، تابستان ۱۳۸۱
- [۷] آمار تفصیلی صنعت برق ایران، توزیع نیروی برق، شرکت مادر تخصصی توانیر، سال ۱۳۹۵

امکان سنجی و تدوین دانش فنی طراحی، ساخت و بکارگیری راکتورهای هموارساز در

## پستهای HVDC

مدیر پروژه: علی کدیور

هدف از انجام این پروژه امکان سنجی و تدوین دانش فنی طراحی، ساخت و بکارگیری راکتورهای هموارساز است. انتخاب طراحی راکتور هموارساز در یک پست HVDC، بسیار چالش برانگیز است. چالشهایی از قبیل اینکه چه اندازه‌ای باید داشته باشد، کجا بایستی نصب شود، آیا اصولاً مورد نیاز است یا خیر. به عنوان مقدمه چند کارکرد راکتور هموار ساز HVDC به شرح ذیل بیان خواهد شد.

- محدودسازی سرعت افزایش جریان در خطاهای سمت dc، یعنی اتصال به زمین و یا خطاهای ارتباطی اینورترها، در ترکیب با زمان مرده و تنظیم سرعت کنترل کننده جریان یکسوساز. از آنجایی که جریان DC موجب جریان معادل در سمت AC می شود، میزان اختلال در شبکه AC مستقیماً به عملکرد محدودساز بستگی دارد. برای اینورتر که مشکل ارتباط مخابراتی دارد، محدودیت سرعت افزایش جریان برای بازیابی عملیات حیاتی است. از سوی دیگر، پاسخ سریع سیستم HVDC نیازمند یک مدار DC با خاصیت القاء الکتریکی کوچک است که به معنی اندازه راکتور هموارساز متوسط است. بنابراین در انتخاب اندازه راکتور، باید هماهنگی تمامی جنبه های فوق لحاظ شود.
- راکتور هموارساز در رابطه با انتقال فرکانس بین شبکه های ناهمگن (نوسانات غیر هارمونیک) و اجتناب از جریان عدم انطباق در محدوده کم باری نقش کلیدی دارد، هرچند که راکتانس نشستی ترانسفورماتور مبدل نیز در این فرایند نقش دارد.

- تداخل تلفنی ناشی از خطوط انتقال DC، گرچه یک عملکرد ضروری مدار فیلتر دی سی است، اما راکتور هموارساز نیز در آن نقش دارد. بنابراین انتخاب اندازه راکتور هموارساز با الزامات عملکرد فیلتر دی سی مرتبط است.



- از رزونانس در فرکانس شبکه یا دیگر فرکانس های پایتتر در سمت dc هم برای اتصالات کابل دریایی و هم برای خطوط زمینی و هوایی باید اجتناب شود لذا مدار را می توان از طریق انتخاب مناسب و سازگار راکتور هموارساز با امپدانس فیلتر dc از حال رزونانس خارج نمود و جلوی رزونانس را گرفت.

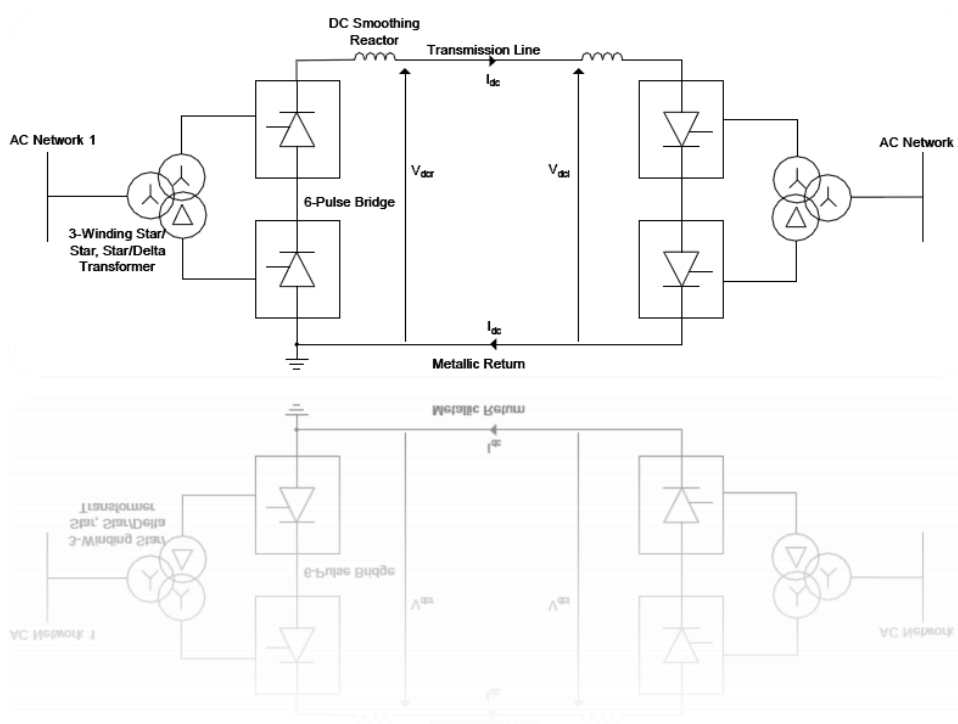
در حالیکه در اوایل اجرایی شدن لینک های HVDC گاهی اوقات از راکتورهای بزرگ (در محدوده ۱۰۰۰ mH یا بالاتر)، استفاده می شد اندازه راکتور در لینک های DC اخیر در محدوده ۳۰۰ - ۱۰۰ mH برای فاصله های طولانی، و از صفر تا ۸۰ mH در یک طرح پشت به پشت<sup>۱</sup> کاهش یافته است. این کاهش ممکن است دلایل مختلفی از جمله عملکرد کنترل دیجیتال نسبت به کنترل های آنالوگ، عملکرد بهتر فیلترهای dc tuned چندگانه از فیلترهای تک تنظیم شده، و غیره داشته باشد.

<sup>1</sup> Back to Back

گرچه امکان اجرای یک طرح HVDC بدون استفاده از یک راکتور هموارساز حداقل در اتصال پشت به پشت، به دلیل ولتاژ اتصال کوتاه ۱۰-۲۰٪ و امپدانس نشتی ترانسفورماتور وجود دارد لیکن در هر صورت، توصیه نمی‌شود و در انتقال از طریق خطوط یا کابل هوایی بلند، راکتور هموار سازی احتمالا ضروری است.

### انواع مبدلها و اندازه راکتورهای هموار ساز

هیچ قاعده بین المللی پذیرفته شده برای تعیین اندازه مناسب راکتور هموارساز وجود ندارد. انتخاب، بیشتر بر اساس نتایج مطالعات طراحیهای مختلف و تجربه عملی موجود است. علاوه بر این، اندازه راکتور باید در طراحی کامل ایستگاه و در کنار امپدانس نشتی ترانسفورماتور مورد ارزیابی قرار گیرد.



اگر یک راکتور هموارساز بزرگ در سمت DC واقع شده باشد، ولتاژ AC به طرف DC منتقل می‌شود، که منجر به پالس های دائمی جریان DC می‌شود و بنابراین طرف DC به عنوان منبع جریان عمل می‌کند. این نوع مبدل به عنوان مبدل منبع جریان (CSC) شناخته شده است. عموماً بر اساس



تکنولوژی تریستور است. تریستورها با صدور یک سیگنال کنترل می توانند روشن شوند، اما هنگامی که جریان از طریق تریستورها متوقف می شود، می توان آن را خاموش کرد. لذا CSC-HVDC نیاز به یک منبع ولتاژ قوی AC برای تعویض جریان بین رشته تریستورها در مبدل دارد. بنابراین مبدل CSC-HVDC گاهی اوقات به عنوان LCC-HVDC نامیده می شود. شکل شماره ۱ نمودار تک خطی مبدل منبع جریان به همراه محل نصب راکتور هموار ساز را نشان می دهد.

HVDC می تواند جریان خود را بین ولوهای مبدل برقرار کند؛ چرا که ولوها شامل IGBT ها هستند که قابلیت خاموش شدن دارند. بنابراین مبدل VSC-HVDC نیز به عنوان مبدل خود سوئیچ (SCC) طبقه بندی شده است. این نوع راکتورها عموماً در سیستم CSC-HVDC کاربرد دارند و در مبدل VSC-HVDC یا وجود ندارند و یا کوچک هستند.

به طور کلی دو نوع راکتور وجود دارد:

- راکتورهای هواخنک
- راکتورهای غوطه ور در روغن

راکتور خشک هوایی برای طراحی مقادیر کوچک مقرون به صرفه است. مزیت این نوع راکتور، امکان نگهداری واحدهای یدکی (تا آنجا که لازم است) است، زیرا معمولاً شامل چندین کوئل سری است. از سوی دیگر، راکتورهای خشک در معرض آلودگی هستند. در مناطق زلزله خیز، بعلاوه دارا بودن یک پلتفرم عایق بلند، بسیار مشکل و خطرناک است. راکتور نوع خشک بدون نیاز به نگهداری و بدون خطر آتش سوزی است که عوامل مهمی در ارزیابی هستند.



راکتور غوطه ور در روغن برای طراحی مقادیر بزرگ اندوکتانس، مقرون به صرفه است. به زمین لرزه مقاوم است. فقط پوشینگها در معرض آلودگی قرار دارند. تعمیر و نگهداری و قطعات یدکی آن گران است و شبیه به ترانسفورماتور نیازمند تعمیر و نگهداری دوره‌ای، رطوبت زدایی و غیره بوده و خطر آتش سوزی نیز دارد. در صورتی که راکتور از یک هسته آهن استفاده می‌کند اشباع راکتور در جریان‌های بالا نیز باید مورد توجه قرار گیرد.

تولید نویز و محل نصب نیز پارامتر مهم دیگری در انتخاب نوع راکتور است. هرچند هنوز اختلاف نظر وجود دارد که کدام نوع راکتور نسبت به دیگری مطلوب‌تر است لیکن با توجه به شرایط کشور ما و اینکه کدام نوع مبدل در آینده توسعه شبکه برق کشور انتخاب و در کجا قرار است استفاده شود نیز امکان تصمیم‌گیری بین نوع روغنی و خشک و همچنین سایز طراحی وجود ندارد و نیازمند مطالعه ریشه‌ای است.

## مراحل پروژه

مرحله اول شامل مطالعات توسعه فناوری راکتورهای هموارساز، یعنی توجیه پذیری استفاده از راکتورهای هموارساز، بررسی تجربیات استفاده از راکتورهای هموارساز در کشورهای مختلف و مطالعات تطبیقی، تبیین ابعاد موضوع و محدوده مطالعات و تبیین مشخصه‌های فناوری راکتورهای هموارساز است. در این بخش با توجه به مشکلات و چالش‌هایی که در طراحی و بهره‌برداری پستهای HVDC وجود دارد، توجیه‌پذیری استفاده از فناوری راکتورهای هموارساز در انواع پستهای HVDC بیان خواهد شد. همچنین چالش‌ها و الزاماتی که در استفاده از این فناوری وجود دارد متناسب با نیازمندیهای شبکه HVDC در افق زمانی کوتاه مدت، بلند مدت یا میان مدت مطرح است مشخص خواهد شد و نهایتاً سطح مورد نیاز تحلیل فنی و مطالعاتی تا نیل به دانش طراحی و ساخت مورد بررسی قرار می‌گیرد.

مرحله دوم شناخت دانش فنی و چالش‌های طراحی و ساخت در داخل کشور است. در این بخش انواع فناوری‌های راکتورهای هموارساز بیان خواهد شد. روش‌های جدید و در حال توسعه و انواع سیستم‌های موجود و اجزای مرتبط با آن در این بخش معرفی خواهد شد. با شناخت چالش‌های طراحی و ساخت در داخل کشور، سناریویی که باید به‌عنوان هدف، متناسب با نیاز کشور و امکان ساخت داخل آن انتخاب شود معرفی خواهد شد.



مرحله سوم امکان سنجی طراحی و ساخت و برآورد قیمت خواهد بود. متناسب با سطح پیچیدگی دانش فنی مورد نیاز، افراد خبره حاضر در کشور و امکان همکاری با ایشان، امکان سنجی فنی و بازرگانی جهت

انجام طراحی منتخب بند قبل (نوع و اندازه راکتور) صورت خواهد گرفت تا توجیه تخصیص وقت و سرمایه در مقایسه با مشابه خارجی ارائه گردد.



مرحله چهارم شامل تدوین نقشه راه طراحی و ساخت به صورت تدوین پروژه های اجرایی و ارائه زمان بندی فنی و مالی است. نقشه راهی که در این بخش ترسیم می گردد، مشخص می کند که در افق زمانی تحلیل، چه پروژه هایی باید توسط چه مجریانی صورت پذیرد تا ساخت راکتور مذکور عملی گردد.

مرحله پنجم شامل تدوین دانش فنی تئوری طراحی و ساخت (طراحی مقدماتی) است و در این مرحله از طریق انجام

شبیه سازیهای اجزا محدود، نتایج تئوری در بوته آزمایش قرار خواهند گرفت و دانش فنی ساخت نمونه پروتوتایپ حاصل خواهد شد.

در این مرحله مطالعات حرارتی، توزیع میدانی و انواع نیروهای حاصل از اتصال کوتاه و جریان دائمی مورد بررسی قرار گرفته و طراحی بهینه جهت ساخت نمونه آزمایشگاهی استخراج می گردد. این مرحله شامل مطالعات اجزای محدود (دو بعدی و طراحی اولیه) به شرح ذیل است.

- شبیه سازی میدانهای الکترومغناطیسی
- شبیه سازی حرارتی و خنک سازی
- شبیه سازی نیروهای الکترومغناطیسی

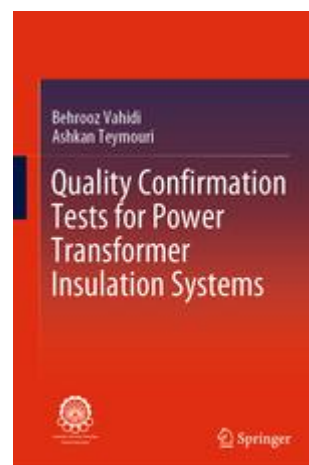
### نتایج مورد انتظار و دستاوردهای جانبی

با تکمیل مراحل فوق انتظار می رود نقشه راه طراحی و ساخت فناوری راکتورهای هموارساز در پستهای DC عملی شده و ضمن امکان سنجی پیاده سازی دانش فنی در قالب تکنولوژی ساخت داخل این اقلام به تدوین دانش فنی طراحی، ساخت و به کارگیری این راکتورها دست یابیم. بر این اساس برآورد قیمت و زمان ساخت داخل در مقایسه با نمونه های مشابه خارجی استخراج و با توجه به اولویت و اهمیت موضوع بررسی خواهد شد. محصول نهایی، طراحی پایه برای امکان سنجی ساخت محصول، بیان ترتیبی پروژه های مورد نیاز بمنظور ساخت محصول و تدوین دانش فنی تئوری محصول خواهد بود

**Title: Quality Confirmation Tests for Power Transformer Insulation Systems**

Authors: Vahidi, Behrooz, Teymouri, Ashkan

Publisher: Springer



عنوان فارسی: آزمون‌های تایید کیفیت برای سیستم‌های عایقی

ترانسفورماتورهای قدرت

سال انتشار: ۲۰۱۹

ناشر: Springer

تمرکز اصلی این کتاب بر روی عایق کاغذ و روغن موجود در ترانسفورماتورهای قدرت، به ویژه برای ترانسفورماتورهای EHV و UHV می‌باشد. در واقع اهمیت عایق در ترانسفورماتورها با افزایش سطح ولتاژ بیشتر می‌گردد. اگرچه طی دهه‌های اخیر تحقیقات بر روی عایق ترانسفورماتورها و روش‌های عیب‌یابی آنها افزایش یافته است، اما عایق‌های ترانسفورماتورهای HV کم و بیش بدون تغییر مانده است.

این کتاب که برای دانشجویان و مهندسين سیستم‌های قدرت نوشته شده است، دارای پنج فصل می‌باشد که در فصل اول و دوم اساس عایق روغن ترانسفورماتورها به مورد بررسی قرار می‌گیرد، در حالیکه در فصل سوم به عایق کاغذ پرداخته می‌شود. در دو فصل پایانی نیز روش‌های آزمون و نتایج مرتبط با آنها مورد بحث قرار می‌گیرد.