مروری بر تعمیرات و خرابی‌های تجهیزات پست‌های انتقال و فوق توزیع

علی کریم‌آبادی*[۱]، محمد ابراهیم حاجی‌آبادی[۲]، عباداله کامیاب[۳]

*۱- شرکت فناوران انرژی طوس، ایران، ali.karimabadi90@gmail.com
۲- استادیار، گروه برق، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر ، دانشگاه حکیم سبزواری، ایران، me.hajiabadi@hsu.ac.ir
۳- دفتر فنی انتقال، معاونت بهره‌برداری شرکت برق منطقه‌ای خراسان، ایران، ebad.kamyab@gmail.com

چکیده: با ایجاد بازارهای برق، شرکت‌های برق منطقه‌ای برای سود بیشتر و حفظ قدرت رقابت‌پذیری در جهت کاهش هزینه‌های جاری خود تلاش می‌کنند. در این راستا کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری که بخش قابل توجهی از هزینه‌های بهره برداری شبکه انتقال را تشکیل می‌دهد، اهمیت مضاعفی دارد. از طرف دیگر تجهیزات شبکه برق مانند ترانسفورماتور، خطوط انتقال و کلیدهای قدرت که در طول چند دهه گذشته مورد بهره برداری قرار گرفته‌اند به طور طبیعی با افزایش طول عمر دچار فرسودگی شده اند. در نتیجه در حال حاضر شرکت‌های برق منطقه‌ای با چالش بزرگی همچون تجهیزات فرسوده مواجه هستند که برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم در حد قابل قبول و فرار از هزینه‌های سنگین مربوط به خاموشی‌ها، برنامه ریزی منسجمی برای تعمیرات در شبکه را تقاضا می‌کنند. همچنین در فضای رقابتی جدید شرکت‌های برق منطقه‌ای ترجیح می‌دهند به جای جایگزینی تجهیزات فرسوده با هزینه‌های بسیار بالا با انجام تعمیرات مناسب، بهره برداری از آن‌ها را تا حد ممکن ادامه دهند. در این مقاله پژوهش‌های انجام شده در زمینه تعیین نرخ بهینه انجام تعمیرات پیشگیرانه، تعیین اولویت تجهیزات برای انجام تعمیرات پیشگیرانه و تعیین اهمیت تجهیزات شبکه مرور شده است. همچنین مطالعات آماری خرابی تجهیزات پست‌های برق منطقه‌ای خراسان به مدت ۱۶ سال (۱۳۹۶-۱۳۸۰) انجام شده است. با بررسی خرابی تجهیزات پست‌های انتقال و فوق توزیع می‌توان برنامه‌ریزی جامع‌تری در انجام تعمیرونگهداری تجهیزات پست‌ها پیشنهاد کرد، همچنین می‌توان نقاط حساس پست‌ها را شناسایی و با انجام تعمیرونگهداری مناسب از خروج خودکار تجهیزات جلوگیری کرد. در انتها ارزیابی قابلیت اطمینان پست‌ها با کاربرد شبکه هوشمند و مدل‌های تعمیر و نگهداری پیشگیرانه با توجه به کمک معادلات تعادل مارکوف مورد بررسی قرار گرفته است.

واژه‌های کلیدی: **تعمیر و نگهداری، قابلیت اطمینان، پست انتقال و فوق توزیع**

۱- مقدمه

۱-۱- انگیزه تحقیق

در دنیای روبه رشد امروزی، تأمین انرژی مورد نیاز بخش‌های مختلف به خصوص بخش‌های صنعت، به شیوه مداوم و مطمئن از اهمیت بسزایی برخوردار است. از این رو در سال‌های اخیر، بسیاری از شرکت‌های تأمین کننده انرژی الکتریکی به سمت بهبود کیفیت خدمات رسانی به مشترکین خود رفته اند[۱]. یک سیستم قدرت متشکل از تعداد زیادی پست فوق توزیع و انتقال است که عملکرد صحیح پست‌ها متضمن عملکرد صحیح سیستم قدرت است. حوادث رخداده در پست قابلیت پخش در کل شبکه و در نتیجه منجر به قطع بار تعداد زیادی مشترک می‌شود. بنابراین حداقل نمودن قطعی مشترک ناشی از حوادث پست می‌تواند از اهمیت ویژه‌ای برخوردار باشد. در سال‌های اخیر تعمیرونگهداری به خصوص تعمیرات نوین در پست‌های برق فشارقوی با هدف کاهش حوادث پست رشد چشمگیری داشته است.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

۱-۲- مروری بر روش‌های تعمیر و نگهداری

تعمیر و نگهداری در حالت کلی به چهار دسته عمده، تعمیرات اصلاحی، تعمیرات پیشگیرانه، تعمیرات پیشبینانه و تعمیرات فعالانه تقسیم بندی می شود[۳-۱].

- **تعمیرات اصلاحی**

تعمیرات اصلاحی در تجهیزاتی انجام می‌شود که خرابی آن‌ها مشکل بزرگی برای سیستم ایجاد نمی‌کند و هزینه جایگزینی آن‌ها در صورت خرابی زیاد نیست. به همین دلیل این نوع از تعمیرات بعد از ایجاد خرابی انجام می‌شود. قابل ذکر است تعمیرات اصلاحی برای اکثر تجهیزات که در شبکه انتقال وجود دارد، استراتژی مناسبی نیست. این نوع تعمیرات را می‌توان به دو نوع تقسیم کرد، تعمیرات اصلاحی بدون برنامه‌ریزی که خرابی به صورت تصادفی، بدون برنامه‌ریزی تصحیح می‌شود. تعمیرات اصلاحی برنامه‌ریزی شده که رفع مشکل به صورت برنامه‌ریزی شده با تشخیص نقص از طریق تعمیرونگهداری پیشگیرانه یا پیش بینی شده صورت می گیرد[۳و۴].

- **تعمیرات پیشگیرانه**

تعمیرات پیشگیرانه به منظور افزایش قابلیت اطمینان و قابلیت دسترسی به تجهیزات با کاهش ضعف‌ها، اجتناب از نیاز به تعمیرات اصلاحی غیر برنامه‌ریزی، برای رفع خرابی‌های کوچک قبل از تبدیل شدن به خرابی‌های بزرگ انجام می‌شود. با انجام این تعمیرات از ایجاد خرابی و خروج تجهیز از شبکه جلوگیری به عمل می‌آید. در حال حاضر حداقل سه روش برای انجام تعمیرات پیشگیرانه وجود دارد:

- تعمیرات در بازه‌های زمانی ثابت (TBM^1)
- تعمیرات با توجه به قابلیت اطمینان سیستم (RCM^2)
- تعمیرات بر اساس شرایط فیزیکی تجهیز (CBM^3)

در روش TBM، تعمیرات در بازه‌های زمانی ثابتی انجام می‌شود که معمولاً بر اساس تجربیات بلندمدت شرکت‌های برق منطقه‌ای و پیشنهاد سازندگان تجهیزات و برای بدترین شرایط بهره‌برداری تعیین‌شده است. به همین دلیل هزینه انجام آن بالا است. ولی سادگی برنامه‌ریزی این نوع از تعمیرات و قابلیت اطمینان بالای تجهیزات باعث شده است امروزه روش TBM متداول‌ترین روش انجام تعمیرات پیشگیرانه باشد. در روش RCM، تعمیرات بر اساس اهمیت تجهیز در سیستم، هزینه تحمیلی به شبکه در صورت ایجاد خرابی تعیین می‌گردد. در این روش از تعمیرات، روش‌های جایگزین متعدد با یکدیگر مقایسه شده و روشی که قابلیت اطمینان تجهیز را در حد مورد نیاز نگه داشته و حداقل هزینه را از نظرکار آیی دارد، انتخاب می‌شود. اما در روش RCM شرایط فیزیکی تجهیز در نظر گرفته نمی‌شود. در روش CBM، تعمیرات زمانی انجام می‌شود که نیاز به آن از طریق سیستم‌های مانیتورینگ اعلام شده باشد. در CBM به کمک مانیتورینگ قسمت‌های مهم تجهیزات، خرابی‌ها و فرسودگی‌ها قبل از اینکه منجر به خرابی بزرگ و خروج تجهیز از مدار شوند، شناسایی شده و با هزینه‌ای بسیار کمتر نسبت به حالت ایجاد خرابی تعمیر می‌گردند. روش CBM در مقایسه با روش TBM فاصله زمانی بین انجام تعمیرات را افزایش می‌دهد. در نتیجه هزینه تعمیرات کاهش خواهد یافت ولی درعین‌حال این شکل از تعمیرات نیاز به تجهیزات نظارتی دارد که در صورت مقرون به صرفه بودن تجهیزات نظارتی می‌تواند روشی کارآمد باشد. [۱، ۵، ۶ و۷].

- **تعمیرات پیشبینانه**

به مجموعه فعالیت‌هایی اطلاق می‌گردد که جهت تعیین شرایط فنی‌کارکرد سیستم در حین بهره‌برداری انجام گردیده و بر اساس نتایج حاصل از آن زمان و نوع فعالیت نگهداری و تعمیرات مورد نیاز پیش بینی می‌گردد. این نوع تعمیرونگهداری به عنوان جایگزینی برای تعمیرات اصلاحی و پیشگیرانه نمی‌باشد، بلکه به عنوان یک ابزار اضافی است که به دنبال کمینه‌سازی از طریق نظارت بر پارامترهای خاص، هزینه‌های تعمیرونگهداری و تلفات در تجهیزات است. تابع اصلی آن جمع آوری اطلاعات با تجهیزاتی نظیر سنسور است. از طریق داده‌های جمع‌آوری شده، تشخیص و روند تجزیه و تحلیل انجام می‌شود. شناسایی مشکلات بالقوه از طریق تجزیه و تحلیل تاریخی تجهیزات مشابه و دانش در طول زمان به دست می‌آید. متغیرهای متعددی نظیر چگالی، جریان، فشار، ارتعاش، دما، ولتاژ، جریان، مقاومت الکتریکی، ظرفیت، القایی، و غیره نظارت می‌شود [۳و۸].

- **تعمیرات فعالانه**

تعمیرونگهداری فعالانه عمدتاً در صنایع توسعه یافته و سازمان‌های ممتازی که مدیریت کلان آن‌ها درک درستی از اهمیت قابلیت اطمینان تجهیزات و تاثیر آن بر تولید دارند مورد استفاده قرار می‌گیرد. تعمیرونگهداری فعالانه، فعالیتی است که برای شناسایی و تصحیح علل ریشه‌ای از کارافتادگی انجام می‌گیرد. این روش تعمیرونگهداری برای تصحیح شرایطی که می‌توانند منجر به فرسودگی تجهیزات شوند اتخاذ می‌شود. روش تعمیرونگهداری فعالانه بجای بررسی فاکتورهای فرسودگی و کاهش کارآیی، ارزیابی وسعت شرایط از کارافتادگی و از کارافتادگی در شرف وقوع، تشخیص و تصحیح علل ریشه‌ای غیرعادی از کارافتادگی را نیز مورد توجه قرار می‌دهد [۳و۹].

۱-۳- هدف تحقیق

عملکرد اشتباه تجهیزات پست در زمان وقوع حوادث، باعث گسترش خاموشی به نواحی بزرگتری از شبکه می‌شود و شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهد. عواقب سنگین ناشی از وقوع خطای تجهیزات، اهمیت برنامه‌ی تعمیرونگهداری را بیش‌تر می‌کند. هدف از این مقاله پرداختن به پژوهش‌های انجام شده در زمینه تعیین نرخ بهینه انجام تعمیرات پیشگیرانه، تعیین اولویت تجهیزات برای انجام تعمیرات پیشگیرانه و تعیین اهمیت تجهیزات شبکه می‌باشد. همچنین مطالعات آماری خرابی تجهیزات پست‌های برق منطقه‌ای خراسان به مدت ۱۶ سال (۱۳۹۶-۱۳۸۰) انجام شده است. با بررسی خرابی تجهیزات پست‌های انتقال و فوق

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

توزیع می‌توان برنامه‌ریزی جامع‌تری در انجام تعمیرونگهداری تجهیزات پست‌ها پیشنهاد کرد، همچنین می‌توان نقاط حساس پست‌ها را شناسایی و با انجام تعمیرونگهداری مناسب از خروج خودکار تجهیزات جلوگیری کرد. در انتها ارزیابی قابلیت اطمینان پست‌ها با کاربرد شبکه هوشمند و مدل‌های تعمیرونگهداری پیشگیرانه با توجه به کمک معادلات تعادل مارکوف مورد بررسی قرار گرفته است.

۱-۴- ساختار مقاله

در ادامه در بخش دوم به نرخ بهینه انجام تعمیرات پیشگیرانه پرداخته شده است. در بخش سوم مطالعات آماری از خرابی تجهیزات مورد بررسی قرار گرفته است. در این بخش مطالعات آماری تجهیزات پست های فشار قوی برق منطقه‌ای خراسان در مدت ۱۶ سال انجام شده است. در بخش چهارم ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم قدرت با کاربرد شبکه هوشمند ارائه شده است. در بخش پنجم به مدل‌های تعمیرونگهداری احتمالاتی پرداخته شده است. در انتها بخش ششم شامل نتیجه‌گیری می‌باشد.

۲- نرخ بهینه انجام تعمیرات پیشگیرانه

برای تعیین نرخ بهینه انجام تعمیرات پیشگیرانه ابتدا بایستی دو مورد زیر تعیین شود.

۱- نحوه تاثیر انجام تعمیرات بر روی شاخص‌های قابلیت اطمینان تجهیز.

۲- نحوه محاسبه ریسک اعمالی به شبکه در صورت ایجاد خطا در تجهیز.

در ادامه روش‌های پیشنهادی مراجع مختلف در رابطه با هریک از موارد بالا معرفی شده است.

۲-۱- مدل‌سازی اثر تعمیرات پیشگیرانه بر روی قابلیت اطمینان تجهیز

در [۱۰] ابتدا به کمک آمار حوادث، عوامل موثر در ایجاد خطای تجهیز و درصد مشارکت هر یک از عوامل تعیین می‌گردد. در نتیجه نرخ خرابی تجهیز به کمک مجموع نرخ خرابی ناشی از وقوع عوامل مختلف مدلسازی می‌شود. در این مرجع فرض شده است به ازای هر یک از عوامل موثر در نرخ خرابی، یک فعالیت تعمیر پیشگیرانه وجود دارد. به طوری‌که با انجام هر تعمیر پیشگیرانه اثر عامل خرابی مربوط به آن در نرخ خرابی تجهیز، به مقداری مفروض کاهش می‌یابد.

در [۱۱] زیر برنامه‌ی تعمیرات برای خطوط هوایی در شبکه‌های توزیع انجام شده است. در این مراجع خرابی فیدرهای شبکه توزیع به سه دسته تقسیم می‌شوند. خرابی‌های جزئی مثل اتصال کوتاه خطوط ناشی از آلودگی مقره ها، خرابی‌های کلی مانند خرابی‌های ناشی از مشکلات مکانیکی دکل خطوط و خرابی‌های ناشی از پوشش گیاهی اطراف خطوط، این سه دسته را تشکیل می‌دهند. میزان تاثیر هر یک از عوامل جزئی، کلی و پوشش گیاهی در نرخ خرابی خط هوایی به کمک دادهای آماری حوادث مشخص شده است.

بر خلاف برخی از مراجع که تاثیر تعمیرات را به صورت قطعی در نظر می‌گیرند، مدل‌های احتمالی نیز برای تعمیرات وجود دارد که فرآیندهای فرسودگی و خرابی تجهیزات به صورت فرآیندی تصادفی مدل می‌شود[۱۲].

در مطالعات متداول قابلیت اطمینان، وضعیت تجهیز به دو صورت کاملا سالم و یا کاملا خراب در نظر گرفته می‌شود[۱۳]، درحالی که در نظر گرفتن تنها دو وضعیت برای مدل کردن شرایط بهره برداری تجهیزات شبکه قدرت چندان مناسب به نظر نمی‌رسد. چرا که تجهیزات شبکه برق با وجود فرسودگی برخی از قطعات، همچنان به درستی کار می‌کنند. به همین دلیل فرسودگی تجهیز را می‌توان به کمک چند وضعیت گسسته، به مدل قابلیت اطمینان اولیه تجهیزات اضافه کرد. اضافه کردن این تغییرات باعث می‌شود اثر تعمیرات به شکل عملی‌تری در نظر گرفته شود[۱۴-۱۷]. برای مدل کردن روند انتقال بین وضعیت های فرسودگی، تعمیرات، خرابی و ... از فرآیندهای مارکوفی استفاده می‌شود. با توجه به معادلات حاکم بر روندهای مارکوفی[۱۳]، در صورتیکه نرخ انجام تعمیرات و بازبینی تجهیز تغییر کند دسترس پذیری تجهیز نیز تغییر خواهد کرد.

در مرجع [۱۸] از دو بانک اطلاعاتی زیر استفاده شده است.

۱- آمار خرابی کلیدهای قدرت، مربوط به زمانی که تعمیرات پیشگیرانه در بازه زمانی مشخص در حال انجام بوده است.

۲- آمار خروج کلیدهای قدرت به همراه خرابی‌های تشخیص داده شده در فرآیند تعمیرات پیشگیرانه.

با انجام تعمیرات پیشگیرانه، اشکالات جزئی قبل از اینکه منجر به خروج کلید قدرت از مدار شوند شناسایی شده و رفع می‌گردند. به همین دلیل برای تعیین نرخ خرابی کلید قدرت در حالتی که هیچ گونه تعمیرات پیشگیرانه در آن انجام نشده باشد، در بانک داده دوم، آمار اشکالات جزئی شناسایی شده در فرآیندهای تعمیرات پیشگیرانه به آمار خرابی کلیدهای قدرت اضافه می‌شود. مشکل عمده روش معرفی شده در مرجع [۱۸] این است که نیاز به حجم بالایی از داده برای تشکیل دو بانک داده اولیه دارد.

یکی از مشکلات مدلسازی اثر تعمیر این است که نرخ خرابی تجهیزات، متاثر از برنامه تعمیراتی است که روی آن در حال انجام بوده است. بنابراین قبل از تعیین اثر تعمیرات جدید روی نرخ خرابی، ابتدا باید تاثیر تعمیرات قبلی روی نرخ خرابی تعیین شود [۲۱-۱۹].

بر اساس مرجع [۲۰] باید بین خرابی‌های ناشی از افزایش طول عمر و خرابی‌های تصادفی تفاوت قایل شد. خرابی‌های تصادفی به دلیل اثرات محیطی مانند صاعقه اتفاق می‌افتند و قابل پیش بینی نبوده و انجام تعمیرات پیشگیرانه مانع از وقوع آنها نمی‌شود [۲۲].

۲-۲- محاسبه ریسک ناشی از خطای تجهیزات مختلف در شبکه

دومین گام اساسی برای برنامه ریزی تعمیرات، تعیین ریسک اعمالی به شبکه توسط خرابی تجهیزات مختلف و تاثیر تعمیرات پیشگیرانه

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

در کاهش این ریسک است. از یک طرف کاهش نرخ انجام تعمیرات پیشگیرانه باعث افزایش نرخ خرابی تجهیزات و افزایش ریسک اعمالی به شبکه می‌شود و از طرف دیگر تعمیرات مکرر در فاصله های زمانی کوتاه مدت، نیاز به اعمال خاموشی و همچنین صرف هزینه‌های بالا برای تعمیرات دارد. در ادامه به مرور روش‌های مختلف محاسبه ریسک شبکه می‌پردازیم.

مرجع [۲۳] در رابطه با برنامه‌ریزی تعمیرات ترانسفورماتور و کلیدهای یک پست است. ریسک اعمالی به پست به صورت میزان انرژی سالیانه از دست رفته در نقاط بار پست در نظر گرفته می‌شود. ترکیبات مختلفی از خرابی تجهیزات پست می‌تواند منجر به از دست رفتن بار پست شود. به هر یک از این ترکیبات کاتست گفته می‌شود[۲۴]. طبق تعریف، مینیمال کاتست حداقل تعداد خرابی‌هایی است که در صورت وقوع، باعث از دست رفتن بار پست خواهد شد.

در [۲۳] برنامه‌ریزی تعمیرات روی یک پست بود در حالی که در [۲۵] برنامه‌ریزی تعمیرات روی شبکه انتقال انجام شده است. در [۲۵] موارد زیر به عنوان عوامل از دست رفتن بار لحاظ شده اند.

۱- خرابی‌های داخل هر پست که منجر به قطع بار همان پست می شود.

۲- اضافه بار خطوط ورودی به پست‌ها در اثر خروج هر یک از خطوط شبکه. در این حالت فرض شده است به میزان اضافه بار خطوط ورودی به پست، بار پست قطع می شود.

در [۲۶] برنامه‌ریزی تعمیرات خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و کلیدهای قدرت برای مدت زمان یک سال انجام شده است. هدف اصلی در این مرجع تعیین زمان دقیق انجام تعمیرات پیشگیرانه تجهیزات شبکه است. در رابطه با کلیدهای قدرت تنها خرابی منجر به عمل نکردن کلید و جدا نکردن اتصال کوتاه از شبکه در نظر گرفته شده است. ریسک اعمالی به شبکه در اثر ایجاد هر خرابی به صورت حاصل ضرب احتمال ایجاد خرابی و هزینه اضافی توزیع مجدد توان بین نیروگاه‌ها در نظر گرفته می‌شود. در این مرجع ابتدا ریسک شبکه در هر یک از ساعات سال مشخص می‌شود. در واقع برای هر یک از ۸۷۶۰ ساعت سال، خروج تمامی المان‌هایی که برای برنامه‌ریزی تعمیرات داریم بررسی شده و ریسک ناشی از خروج آن‌ها تعیین می‌شود. با توجه به این‌که سطح بار شبکه در ساعت‌های مختلف سال با هم فرق می‌کند ریسک ناشی از خروج یک تجهیز نیز در ساعت‌های مختلف یکسان نخواهد بود. لازم به ذکر است در خیلی از ساعت‌های سال شرایط بهره برداری شبکه مشابه بوده و نیاز به تعیین ریسک در موارد مشابه به صورت مکرر نیست.

در [۲۷] برنامه ریزی تعمیرات برای کلیدهای قدرت در دو دوره عمر مفید و فرسودگی انجام شده است. در دوره عمر مفید هدف از برنامه‌ریزی تعمیرات، حداقل کردن مدت زمان خروج کلید از شبکه است. کلید قدرت یا به علت انجام تعمیرات پیشگیرانه و یا در اثر ایجاد خرابی از شبکه خارج می‌شود. با کاهش نرخ تعمیرات پیشگیرانه از یک طرف نرخ خرابی کلید افزایش یافته و مدت زمان خروج کلید در اثر خرابی زیاد می‌شود. از طرف دیگر افزایش نرخ تعمیرات پیشگیرانه باعث افزایش مدت زمان خروج کلید برای انجام تعمیرات پیشگیرانه خواهد شد. بنابراین بایستی مصالحه‌ای بین این دو وضعیت صورت پذیرد. مشکل عمده روش مطرح شده در این مرجع این است که در تابع هدف در نظر گرفته شده مدت زمان خروج تجهیز از شبکه حداقل می‌شود. در حالی که هزینه خروج کلید قدرت، از اهمیت بیشتری برخوردار است. برای نمونه یک ساعت خاموش برای انجام تعمیرات پیشگیرانه بسیار کم هزینه‌تر از یک ساعت خاموشی برای انجام تعمیرات اصلاحی بعد از ایجاد خرابی در کلید است. همچنین برای برنامه‌ریزی تعمیرات پیشگیرانه در دوره فرسودگی، هزینه انرژی تامین نشده در اثر ایجاد خرابی در کلید قدرت با یک فرض بسیار ساده شونده محاسبه شده است. برای نمونه فرض شده است اگر کلید ۱۳۲ کیلوولت از مدار خارج شود ۱۰۶ مگاوات توان برای مدت ۲۰ دقیقه از شبکه قطع گردد. در حالی که میزان تاثیر خطاهای کلید قدرت بر روی شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه کاملا وابسته به محل قرارگیری کلید در شبکه بوده و نیاز به بررسی و شبیه سازی مدهای خرابی کلید قدرت دارد.

۲-۳- تعیین اولویت کلیدهای قدرت شبکه برای انجام تعمیرات پیشگیرانه

در استراتژی RCM، تجهیزات مختلف شبکه با توجه میزان نیاز به انجام تعمیرات پیشگیرانه رتبه بندی می‌شوند. در نتیجه به کمک این روش تا حد زیادی از اتلاف منابع مالی و انسانی مرتبط با تعمیرات پیشگیرانه جلوگیری می‌شود [۲۸]. علاوه بر این به دلیل وقوع اشتباهات انسانی، انجام تعمیر مکرر بر روی یک تجهیز بدون نیاز واقعی آن می‌تواند باعث آسیب دیدگی تجهیز شود. برای تعیین اولویت تجهیزات علاوه بر شرایط فیزیکی آن‌ها به اهمیت آن‌ها برای شبکه نیز بایستی توجه شود. برای نمونه این روش در مراجع [۲۹]، [۳۰-۳۲] برای تعیین اولویت کلیدهای قدرت شبکه، جهت انجام تعمیرات پیشگیرانه به کار گرفته شده است. در این مراجع دو شاخص شرایط فیزیکی و اهمیت برای هر یک از کلیدهای قدرت شبکه تعیین می‌شود. شاخص شرایط فیزیکی بیانگر سلامت فیزیکی کلید قدرت است و برای تعیین آن از ویژگی‌هایی مانند طول عمر کلید، میزان اعتبار کارخانه سازنده کلید قدرت، فن آوری کلید قدرت و ... استفاده می شود [۲۸] و [۳۳]. مزیت اصلی این روش از برنامه ریزی تعمیرات RCM این است که نیاز به مدل‌سازی اثر انجام تعمیرات روی شاخص های قابلیت اطمینان کلید قدرت ندارد.

شاخص اهمیت یک کلید قدرت در شبکه وابسته به میزان تاثیری است که خرابی‌های آن کلید روی شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه خواهد داشت. نقطه ضعف عمده این مراجع، فرضیات بسیار ساده شونده‌ای است که برای تعیین شاخص اهمیت کلیدهای قدرت در نظر می‌گیرند. برای نمونه در [۲۹] تنها یکی از مدهای خرابی کلید

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

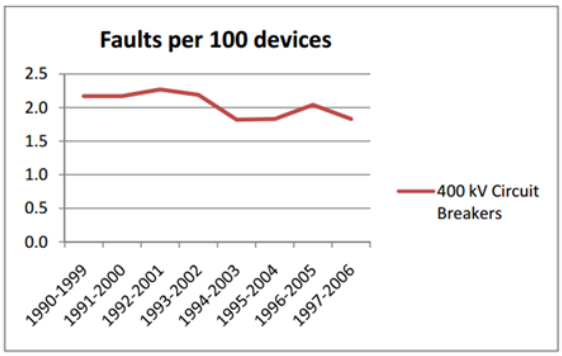
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

قدرت مدنظر قرار گرفته است، در حالی که برای تعیین اهمیت یک کلید قدرت لازم است تمامی مدهای خرابی کلید مورد بررسی قرار گیرد. همچنین در [۳۰-۳۲] فرض شده است با خرابی یک کلید قدرت توان عبوری از آن کلید قطع می‌شود و در نتیجه کلیدی که توان عبوری بیشتری در شبکه داشته باشد از اهمیت بالاتری نیز برخوردار است. این در حالی است که با وجود ساختار حلقوی شبکه انتقال در صورت قطع یک کلید قدرت، لزوما توان عبوری از کلید از شبکه قطع نخواهد شد. به عبارت دیگر برای تعیین مقدار انرژی تامین نشده شبکه لازم است محاسبات قابلیت اطمینان در شبکه انجام شود.

۳- مطالعات آماری از خرابی تجهیزات

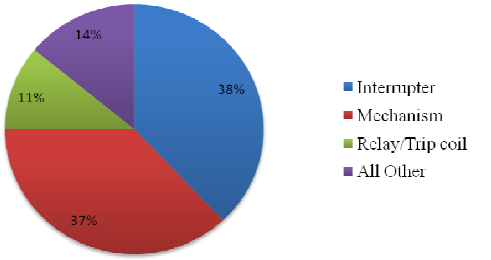
جهت محاسبه نرخ خرابی تجهیز نیاز به مطالعه آماری و بررسی حوادث رخ داده شده در تجهیز می‌باشد. مراجع مختلفی اقدام به مطالعه آماری دلایل از دست رفتن پست‌ها نموده اند. به عنوان مثال بررسی خرابی ترانسفورماتورها [۳۴] سیستم حفاظت و مدارشکن‌ها [۳۵] و باسبارها [۳۶] از جمله آن‌هاست. نتایج مطالعات بیانگر مشارکت بالای سه المان مدارشکن، باس‌بار و ترانسفورماتور [۳۷] در از دست رفتن پست می‌باشد. مرجع [۳۶] مطالعه‌ای آماری بر روی مدارشکن‌ها انجام داده است. این گزارش بر مبنای اطلاعات Nordel که هر ساله گزارش خرابی تجهیزات پست های قدرت مربوط به کشورهای سوئیس، فنلاند، دانمارک و نروژ را بیان می‌نماید آورده شده است. نتایج این مطالعه در شکل ۱ آورده شده است.



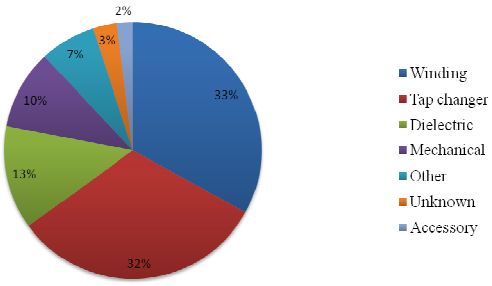
شکل۱: تعداد خرابی در هر ۱۰۰ مدار شکن در سال [۳۶]

همان‌طور که این شکل نشان می‌دهد، در شبکه مورد مطالعه تعداد خرابی مدارشکن‌ها از ۲.۲ خرابی در هر ۱۰۰ مدارشکن در سال در سال‌های 90-99 به ۷.۱ خرابی در هر ۱۰۰ مدارشکن در سال در سال‌های 97-06 کاهش یافته است. این کاهش در حالیست که به دلیل گسترده شدن شبکه، فشار بر مدارشکن‌ها افزایش یافته است. این کاهش خرابی مدارشکن‌ها را می‌توان تا حد زیادی مدیون تجهیز پست‌ها به سیستم‌های کنترل و مانیتورینگ دانست. زیرا با مانیتورینگ مداوم نرخ خرابی تجهیزات پست کاهش می‌یابد.

گزارش NERC[4] روی برخی از تجهیزات مهم پست به‌طور مختصر صحبت می‌کند، از جمله در مورد بریکر، زیرا بریکر رایج‌ترین نوع خرابی‌ها را به خودش اختصاص می‌دهد. همچنین برای هرکدام از خرابی‌های مربوط به بریکر درصدی در نظر گرفته‌شده است. شکل ۲، درصد هر کدام از خرابی‌های بریکر را نشان می‌دهد. همچنین در این گزارش خرابی ترانسفورماتورها و درصدهای خرابی‌هایشان را بیان می‌کند. شکل ۳، درصد خرابی ترانسفورماتورها را نیز نشان می‌دهد.



شکل ۲: درصد خرابی‌های بریکر[۳۷]

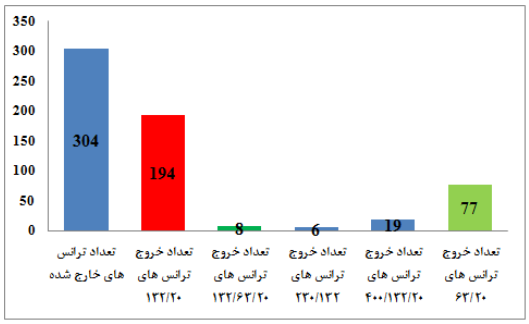


شکل ۳: درصد خرابی‌های ترانسفورماتور [۳۷]

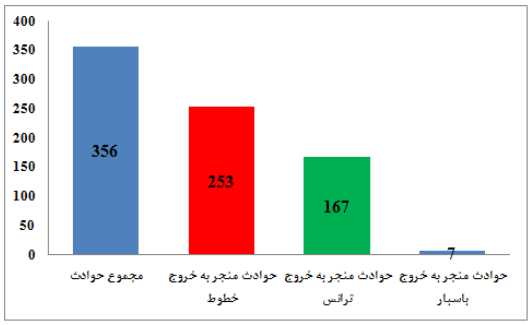
دفتر مطالعات و برنامه‌ریزی شرکت برق منطقه‌ای خراسان هر ساله مطالعات آماری تجهیزات پست‌های فشار قوی این منطقه را اعلام می‌نماید. آمار و ارقام اعلام شده در این مقاله از تاریخ ۱۳۸۰/۰۷/۰۱ الی ۱۳۹۶/۰۷/۰۶ به مدت ۱۶ سال می‌باشد[۳۸]. در شکل ۴ آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب سطح ولتاژ اعلام شده است، که ترانسفورماتورهای ۱۳۲/۲۰ کیلوولت با تعداد ۱۹۴ خروج، آمار بالاتری نسبت به سایر ترانسفورماتورها به خود اختصاص داده‌اند. نمودار توزیع حوادث بر حسب نوع تجهیزات در شکل ۵ نشان داده شده است که حوادث منجر به خروج خطوط با تعداد ۲۵۳ بالاترین مقدار را دارند. در شکل ۶ نمودار توزیع حوادث بر حسب علت بروز حادثه نشان داده شده است که اتصالی روی خطوط انتقال و فوق توزیع با تعداد ۲۲۰ حادثه بالاترین مقدار می‌باشد. آمارخروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب علت خروج در شکل ۷ نشان داده شده است. قطع ورودی پست با تعداد ۱۶۵ شایع‌ترین علت خروج ترانسفورماتورهای قدرت بوده است. در شکل ۸ آمار حوادث گسترش یافته بر حسب علت گسترش نشان داده شده است. اشکال تجهیزات پست با تعداد ۱۸ بیشترین مقدار را به خود اختصاص داده است. آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب تعداد حادثه به ظرفیت نامی در شکل ۹ نشان داده شده است. نمودار خروج خطوط بر حسب تعداد حادثه بر هر صد کیلومتر خط طی سال ۱۳۹۵ در شکل ۱۰ نشان داده شده است.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

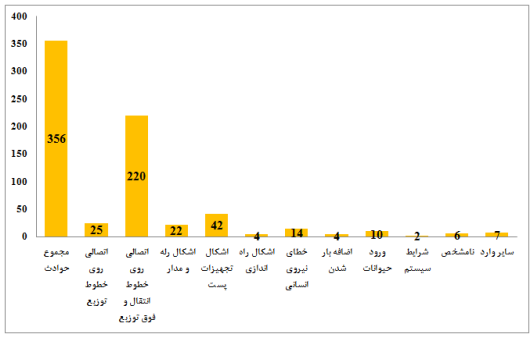
[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017



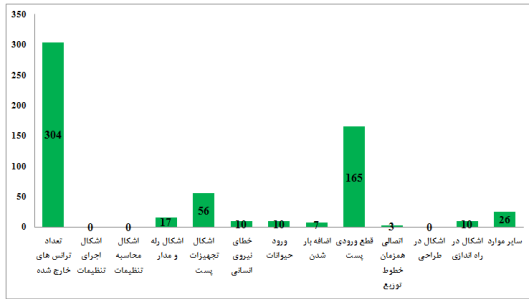
شکل۴: آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب سطح ولتاژ[۳۸]



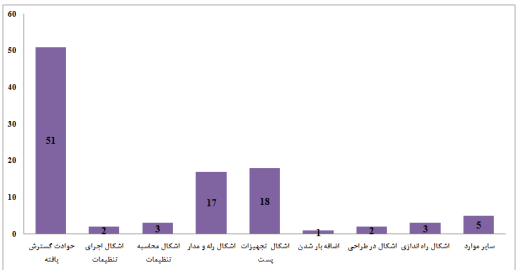
شکل۵: نمودار توزیع حوادث بر حسب نوع تجهیزات[۳۸]



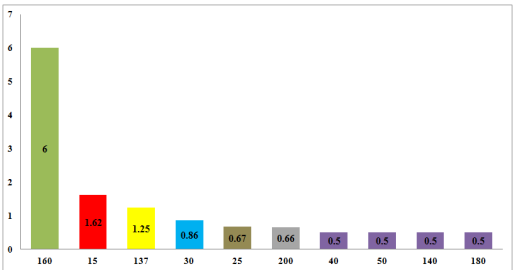
شکل۶: نمودار توزیع حوادث بر حسب علت بروز حادثه[۳۸]



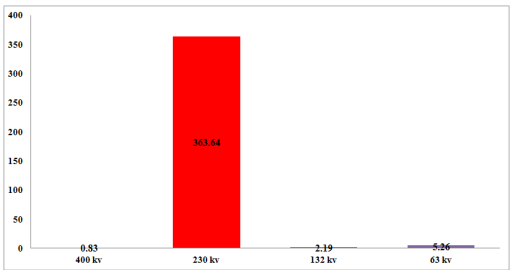
شکل۷: آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب علت خروج[۳۸]



شکل۸: آمار حوادث گسترش یافته بر حسب علت گسترش[۳۸]

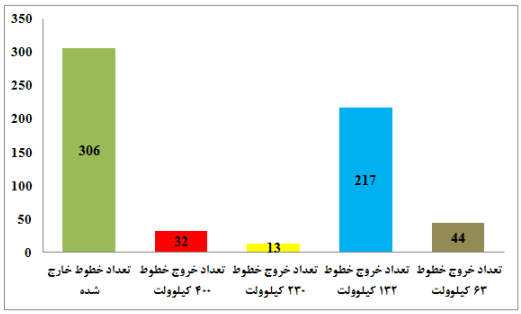


شکل۹: آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت برحسب تعداد حادثه به ظرفیت نامی[۳۸]

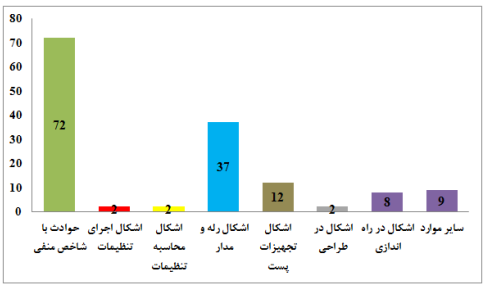


شکل۱۰: نمودار خروج خطوط برحسب تعداد حادثه بر هر صدکیلومتر خط[۳۸]

آمار حوادث منجر به خروج خطوط ۴۰۰، ۲۳۰، ۱۳۲ و ۶۳ کیلوولت در شکل ۱۱ نشان داده شده است. حوادث منجر به خروج در خطوط ۱۳۲ کیلوولت با ۲۱۷ مورد بیشترین مقدار در میان خطوط می‌باشد. آمار حوادث با شاخص عملکرد سیستم حفاظتی منفی بر حسب علت در شکل ۱۲ نشان داده شده است. اشکال در رله و مدار با تعداد ۳۷ شایع‌ترین علت می‌باشد. آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب تعداد حادثه به هر ترانس در شکل ۱۳ نشان داده شده است. ترانس ۶۳/۲۰ کیلوولت با مقدار ۱/۵۷ بالاترین آمار را در میان دیگر ترانسفورماتورهای قدرت دارد.



شکل ۱۱: آمار حوادث منجر به خروج خطوط[۳۸]

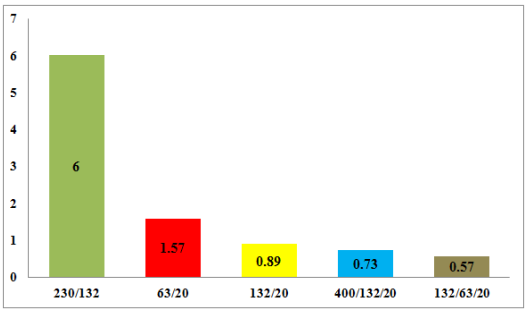


شکل ۱۲: آمار حوادث با شاخص عملکرد سیستم حفاظتی منفی بر حسب علت[۳۸]

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]



شکل۱۳: آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب تعداد حادثه به هر ترانس[۳۸]

۴- ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم قدرت با کاربرد شبکه هوشمند

دو پارامتر اصلی در مدل‌سازی قابلیت اطمینان هر المان نرخ خرابی تجهیز و زمان تعمیر آن است. با داشتن این دو پارامتر بقیه پارامترهای قابلیت اطمینان همچون احتمال خرابی تجهیز محاسبه می‌شود. بنابراین جهت بررسی اثر تجهیز پست به وسایل مانیتورینگ و سیستم هوشمند بر قابلیت اطمینان تجهیزات باید این دو پارامتر اصلاح گردند. توسعه شبکه هوشمند قابلیت‌های جدیدی را برای مانیتورینگ هوشمند ارائه می‌دهد [۳۹]. مانیتورینگ شبکه هوشمند باعث بهینه‌سازی منابع، بهبود ظرفیت‌های موجود از اجزای سیستم قدرت، مدیریت و کاهش هزینه‌ها و همچنین باعث تحقق بهره‌برداری اقتصادی شبکه هوشمند می‌شود[۴۰].

مطالعاتی در زمینه ی ارزیابی قابلیت اطمینان یک سیستم قدرت با کاربرد شبکه هوشمند انجام‌شده است. در مرجع [۴۱] روشی برای بهبود قابلیت اطمینان سیستم قدرت با استفاده از سیستم‌های نظارت بر اساس شرایط و وضعیت ارائه‌شده است. هم‌چنین بریکرها و ترانسفورماتورهای بحرانی به‌منظور افزایش قابلیت اطمینان سیستم قدرت شناسایی می‌شوند. مرجع [۴۲] وضعیت‌های مختلف مانیتورینگ هوشمند سیستم قدرت را معرفی می‌کند و یک مدل ریاضی بر پایه‌ی مدل مارکوف، برای بیان اثرات مثبت مانیتورینگ هوشمند بر روی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت تعیین می‌کند. فرمول عددی برای محاسبه‌ی به روز نرخ‌های خرابی و نرخ‌های تعمیر تجهیزات قدرت ارائه‌شده است. کاربرد اصلی مانیتورینگ شبکه‌های هوشمند در سیستم قدرت شامل موارد زیر است[۴۳]:

ترانسفورماتورها: سیستم مانیتورینگ بایستی به‌صورت مداوم راندمان و سلامت، تخمین درجه حرارت موقعیت، بار تپ‌چنجر مربوط به ترانسفورماتور را مانیتور کند.

بریکرها: سیستم مانیتورینگ باید یک ارزیابی از سطح عایق گازی یا روغن، عملکرد و سلامت بریکرها، برنامه‌های تعمیرونگهداری مناسب را تهیه کند.

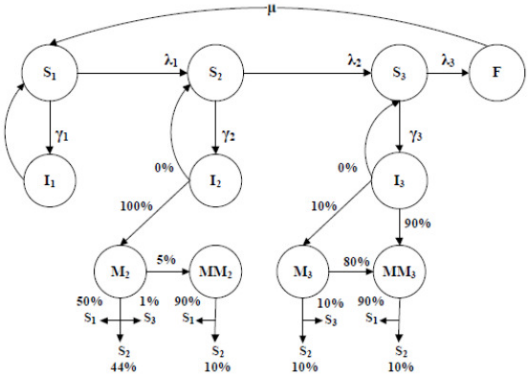
ساخت سنسورهای هوشمند با قابلیت های ارتباطی و اتصال به شبکه، نقطه شروعی برای بهره‌مندی از کاربردهای یک سیستم اتوماسیون همگون یکپارچه است. یکی از این کاربردها استفاده در حوزه تعمیرات است. اجرای تعمیرات پیشبینانه در پست‌های برق فشار قوی بر اساس دریافت اطلاعات کلیدی از طریق سنسورهای هوشمند و همچنین پردازش زمان واقعی آن‌ها صورت می‌گیرد[۴۴]. در مراجع زیر موضوع مورد مطالعه، اجرای تعمیرات پیشبینانه بر روی تجهیزات پست از جمله ترانسفورماتور و تپچنجر است. علت تولید گاز می تواند به سه دسته اصلی تقسیم شود. کرونا و تخلیه جزئی با انرژی کم به طور عمده با گازهای H_2 (هیدروژن) و متان (CH_4) همراه است. این خطا ها با انتشار انرژی کم مشخص می‌شوند. طبقه دوم با تخریب حرارتی یا گرمای بیش از حد روغن نشان داده می‌شود. گازهای اتیلن C_2H_4، متان CH_4 و اتان C_2H_6 عمدتا در طی این خطا تولید می‌شوند. آرک زدن و جرقه زدن معمولا از انتشار انرژی بالا می‌باشد. مقدار زیادی هیدروژن H_2 و استیلن C_2H_2 به دلیل این خطاهای مضر تولید می‌شود. چندین روش تشخیصی وجود دارد که برای ارزیابی و بررسی هر عیب خاص استفاده می‌شود. در صورت استفاده از ابزارهای آزمایشگاهی آفلاین، تجزیه و تحلیل گاز در روغن مورد نظر بر اساس اصل کروماتوگرافی گاز، یکی از مواردی است که بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرد [۴۵]. در مرجع [۴۶]، یک سیستم سنجش صوتی قابل اعتماد برای نظارت بر وضعیت آنلاین تپچنجر توصیف شده است. به هنگام انجام فرآیند تغییر پله در تپچنجر، حرکت کلید چرخان بر روی مقاومت‌های موقتی، ارتعاشاتی غیر قابل چشم پوشی در محفظه تپ ایجاد می‌کند. در صورت خوردگی کنتاکت‌ها و یا تضعیف قدرت عایقی روغن، میزان ارتعاشات شدت یافته که با اندازه‌گیری و بررسی این ارتعاشات می‌توان از بروز عیب‌های اساسی جلوگیری نمود. سیگنال‌های لرزش در طول فرایند تپچنجر توسط یک سنسور انتشار صدا که به تقویت کننده متصل است شناسایی می‌شوند. نتایج اندازه گیری شده به منظور تعیین مشخصات زمانی تپچنجر، مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته‌اند. توالی فرایند پروسه تپچنجر در حرکت کلید چرخان برای درک عملکردهای تغییرات تپچنجر مورد مطالعه قرار گرفت. مطالعات انجام شده در موقعیت‌های مختلف تپ در شرایط بی باری انجام شد. این تحقیقات در طی عملیات عادی و در شرایط شکست تپچنجر به منظور بررسی عملکرد روش صوتی، انجام شد. انتظار می‌رود تحقیقات بیشتری به منظور شناسایی نقص‌های کوچک انجام شود و انواع نقص‌ها بتوانند از یکدیگر جدا شوند.

۵- مدل های تعمیرونگهداری احتمالاتی

برخلاف برخی از مراجع که تأثیر تعمیرات را به‌صورت قطعی در نظر می‌گیرند، مدل‌های احتمالی نیز برای تعمیرات وجود دارد که فرآیندهای فرسودگی و خرابی تجهیزات به‌صورت فرآیندی تصادفی مدل می‌شود. در مرجع [۱۲] فرآیند فرسودگی تجهیز در شکل ۱۴ به کمک سه وضعیت S_1، S_2 و S_3 نشان داده شده است. در این سه

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017
[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

وضعیت با وجود فرسودگی، تجهیز عملکرد صحیح دارد. در صورتی که هیچ نوع تعمیرونگهداری روی تجهیز انجام نشود، با ادامه فرآیند فرسودگی و عبور از وضعیت‌های S_1، S_2 و S_3 تجهیز سرانجام وارد وضعیت خرابی F خواهد شد. در وضعیت F تجهیز نیاز به جایگزین شدن دارد و بعد از جایگزینی تجهیز جدید مجدداً به وضعیت S_1 برگردانده می‌شود. در شکل۷، λ_1 ، λ_2 و λ_3 نرخ گذار (یا نرخ روند پیری تجهیز) بین وضعیت‌های مختلف است. I_1، I_2 و I_3 وضعیت‌های بازرسی تجهیز است. γ_1، γ_2 و γ_3 نرخ های بازرسی تجهیز است. در هریک از وضعیت‌های بازرسی تصمیم گرفته می‌شود که با توجه به شرایط فیزیکی تجهیز، چه نوع تعمیری بر روی آن انجام شود. وضعیت‌های M و MM به ترتیب نشان دهنده تعمیرات پیشگیرانه جزئی و اساسی است. بعد از انجام تعمیرات پیشگیرانه جزئی و اساسی، با توجه به احتمال‌های نشان داده شده در شکل، ممکن است وضعیت تجهیز بهتر شود، در همان وضعیت قبلی باقی بماند و یا حتی به دلیل اشتباهات انسانی بدتر شود.



شکل۱۴: مدل تعمیرونگهداری تعمیم یافته تجهیز[۱۲]

مدل‌های تعمیرونگهداری احتمالاتی در مراجع [۱۲]، [۴۷]، [۴۸] و [۴۹-۵۵] آورده شده است که مطالعات تعمیرونگهداری پیشگیرانه از نوع روش‌های تعمیرونگهداری (قابلیت محور)، استفاده می‌شود. بسیاری از مدل های تعمیرونگهداری احتمالاتی که برای برنامه‌ریزی تعمیرونگهداری و بهینه سازی طراحی شده‌اند براساس دیاگرام حالت‌اند. همانطور که در مرجع [۵۶] بیان شده است، دیاگرام‌های حالت معمولا در مدل‌سازی تعمیرونگهداری برنامه‌ریزی شده با توجه به دو مزیت اصلی استفاده می‌شوند. در ابتدا، نمودارهای حالت قادر به ارائه مدل‌های ساده گرافیکی برای دستگاه‌ها با ترکیب فرآیندهای خرابی، بازرسی، تعمیرونگهداری هستند. در مرحله دوم، دیاگرام‌های حالت را می توان به طور مستقیم به مدل‌های ریاضی به نام مدل مارکوف تبدیل کرد که می‌تواند به راحتی با استفاده از روش‌های استاندارد و معادلات تحلیلی حل شوند. مدل‌های تعمیرونگهداری براساس دیاگرام‌های حالت می‌توانند نتایج دقیق را زمانی که بازرسی به صورت دوره‌ای برگزار می‌شوند ارائه دهند. به منظور بررسی مدل تعمیرونگهداری ارائه شده، در شکل ۱۵ مدل تعمیرونگهداری را با سه مرحله گسسته نشان می‌دهند که روند خراب شدن تجهیز را نشان می‌دهد. فرض کنید که تعمیرونگهداری در هر مرحله بازرسی اجرا می‌شود، نرخ نگهداری و بازرسی در هر مرحله به عنوان یک نرخ تعمیر معادل در نظر گرفته می‌شود. که D_1 به عنوان مرحله یک، سالم بودن تجهیز و D_2 به عنوان مرحله دو، خرابی جزئی و D_3 به عنوان مرحله سوم، خرابی کلی تجهیز و F به عنوان مرحله شکست تجهیز می باشد، همچنین:

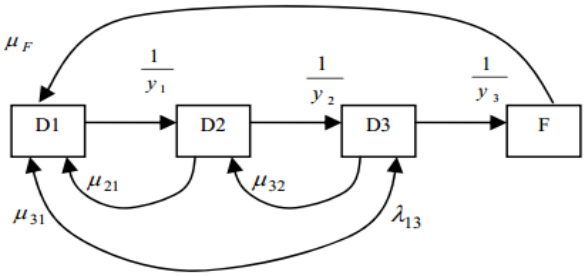
y_1 = میانگین زمان در مرحله ۱ (سال) و y_2 = میانگین زمان در مرحله ۲ (سال)

y_3 = میانگین زمان در مرحله ۳ (سال) و μ_{21} = نرخ تعمیر از مرحله ۲ تا ۱ (سال)

μ_{32} = نرخ تعمیر از مرحله ۳ تا ۲ (سال) و μ_{31} = نرخ تعمیر از مرحله ۳ تا ۱ (سال)

μ_F= نرخ تعمیر (/ سال).

نرخ انتقال از مرحله ۱ تا ۳ (λ_{13}) برای توصیف بازرسی ناقص مرحله ۱ معرفی شده است. این به احتمال زیاد به این خاطر است که بازرسی مرحله ۱ ممکن است باعث شود سیستم به مرحله ۳ منتقل شود. معایب اصلی استفاده از دیاگرام های حالت کلاسیک در مدل سازی تعمیرونگهداری، عدم توانایی ارائه نتایج دقیق آن است وقتی نرخ بازرسی غیر دوره‌ای است.

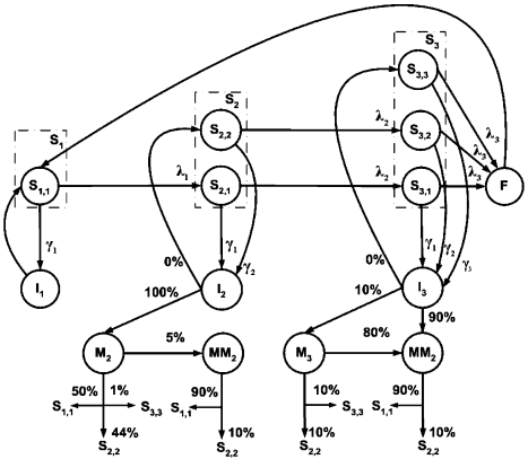


شکل۱۵: مدل تعمیر و نگهداری تجهیز[۵۵]

مرجع [۴۸] نیز با هدف تعیین نرخ‌های بازرسی براساس میزان فرسودگی تجهیز اقدام به توسعه مدل مارکوف فرسودگی مطابق شکل ۱۴ نموده است. برای نمونه در مدل شکل ۱۶، برای وضعیت فرسودگی S_2 دو وضعیت $S_{2,1}$ و $S_{2,2}$ درنظر گرفته شده است. در وضعیت $S_{2,1}$، تجهیز به وضعیت فرسودگی S_2 وارد شده است. ولی چون اپراتور متوجه این تغییر وضعیت نیست بازرسی همچنان با نرخ γ_1 انجام می‌شود. در این حالت بعد از انجام اولین بازرسی یا تعمیر، وضعیت فرسودگی تجهیز مشخص خواهد شد. به همین دلیل بعد از وضعیت‌های I_2، M_2 و MM_2 امکان انتقال به وضعیت $S_{2,2}$ وجود دارد. به عبارت دیگر در وضعیت $S_{2,2}$ تجهیز به مرحله فرسودگی دوم وارد شده است و چون اپراتور از این شرایط اطلاع دارد، بازرسی با نرخ جدید γ_2 انجام می‌شود. مدل تعمیرونگهداری پیشنهاد شده، می

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017
[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

تواند برای یافتن فواصل بازه ای دقیق بهینه برای نگهداری غیر دوره‌ای مورد استفاده قرار گیرد.



شکل۱۶: مدل تعمیرونگهداری تعمیم یافته جدید تجهیز[۴۸]

۶- نتیجه گیری

برنامه‌ی تعمیرونگهداری، یکی از مسائل چالش برانگیز برای شرکت‌های برق منطقه‌ای بوده و این شرکت‌ها همواره به دنبال بیشترین سطح قابلیت اطمینان هستند. برای حفظ قابلیت اطمینان و در دسترس بودن تجهیزات شبکه در حد قابل قبول بایستی شبکه برق با حداقل شرایط نامطلوب مورد بهره برداری قرار گیرد. در این مقاله ضمن مروری بر انواع تعمیر و نگهداری تجهیزات پست‌های انتقال و فوق توزیع، مطالعات آماری از خرابی تجهیزات پست‌های برق منطقه‌ای خراسان از جمله ترانسفورماتور قدرت، خطوط انتقال و باسبار انجام شده است. با مطالعه و دسته‌بندی خرابی تجهیزات پست‌های انتقال و فوق توزیع می‌توان برنامه‌ریزی جامع‌تری در انجام تعمیرونگهداری تجهیزات پست‌ها پیشنهاد کرد، همچنین می‌توان نقاط حساس پست‌ها به خطاهای شبکه را شناسایی و با انجام تعمیرونگهداری مناسب از خروج خودکار تجهیزات تا حدی جلوگیری کرد.

مراجع

[1] Abbasghorbani, Morteza, and Habib Rajabi Mashhadi. "Circuit breakers maintenance planning for composite power systems." *IET Generation,* Transmission & Distribution 7.10 (2013): 1135-1143.

[2] Abbasghorbani, Morteza, Habib Rajabi Mashhadi, and Yaser Damchi. "Reliability-centred maintenance for circuit breakers in transmission networks." IET Generation, Transmission & Distribution 8.9 (2014): 1583-1590.

[3] De Faria, Haroldo, João Gabriel Spir Costa, and Jose Luis Mejia Olivas. "A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis."Renewable and sustainable energy reviews 46 (2015): 201-209

[4] Endrenyi, J., Aboresheid, S., Allan, R.N., et al: "The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability," IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, no. 4, pp. 638–646, Nov. 2001

[5] Chen, B. R., et al. "Real-time microseismic monitoring and its characteristic analysis during TBM tunneling in deep-buried tunnel."Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering 30.2 (2011): 275-283.

[6] Chan T, Liu C-C, Choe J-W. Implementation of reliability-centered maintenance for circuit breakers. In: Power Engineering Society General Meeting, 2005 IEEE. 2005. p. 684–90.

[7] Jardine, Andrew KS, Daming Lin, and Dragan Banjevic. "A review on machinery diagnostics and prognostics implementing condition-based maintenance." Mechanical systems and signal processing20.7 (2006): 1483-1510.

[8] Kawada, T., et al. "Predictive maintenance systems for substations." Properties and Applications of Dielectric Materials, 1991., Proceedings of the 3rd International Conference on. IEEE, 1991.

[9] Do, Phuc, et al. "A proactive condition-based maintenance strategy with both perfect and imperfect maintenance actions." *Reliability Engineering & System Safety* 133 (2015): 22-32

[10] Bertling, L., Allan, R., and Eriksson, R.: "A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 1, pp 75-82, Feb. 2005

[11] Janjic, A. D., and Popovic, D. S.: "Selective maintenance schedule of distribution networks based on risk management approach," IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 2, pp. 597–604, May 2007

[12] Endrenyi, J., Anders, G. J., and Leite da Silva, A. M.: "Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability- An application," IEEE Trans. Power Syst., vol. 13, no. 2, pp. 576-583, May 1998

[13] Billinton, R., and Allan, R. N., Reliability Evaluation of Power Systems, 2nd ed. London, U.K.: Plenum, 1996

[14] Stopczyk, M., Sakowicz, B., and Anders, G. J.: "Application of a semi-Markov model and a simulated annealing algorithm for the selection of an optimal maintenance policy for power equipment," Int. J. Reliab. Safety, vol. 2, no. 1/2, pp. 129–145, 2008

[15] Tomasevicz, C. L., and Asgarpoor, S.: "Optimum maintenance policy using semi-Markov decision processes," Elect. Power Syst. Res., vol. 79, no. 9, pp. 1286-1291, Sep. 2009

[16] Ge, H., and Asgarpoor, S.: "An analytical method for optimum maintenance of substation," in Proc. IEEE Transm. and Distrib. Conf. and Expo., pp. 1–6, Chicago, Apr. 2008

[17] Ge, H., and Asgarpoor, S.: "Reliability evaluation of equipment and substations with fuzzy Markov processes," IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, no. 3, pp. 1319–1328, Aug 2010

[18] Buhler, J., Krontiris, T. and Balzer, G.: "Calculation of outage costs for maintenance purposes in medium voltage networks," 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conf., Malta, Valletta, Apr. 2010, pp. 1618–1623

[19] Krontiris, T., and Balzer, G.: "Assessing the effect of maintenance on high-voltage circuit breaker reliability," 11th Int. Conf. of Prob. Methods Applied to Power Syst., Singapore, Singapore, Jun. 2010, pp. 761-766

[20] Krontiris, T., Balzer, G., and Rusek, B.: "Analytical maintenance optimization for HV circuit breakers," the 6th CIGRE Southern Africa Regional Conf., Somerset West, South Africa , Aug. 2009, pp. 1-17

[21] Neumann, C., Rusek, B., Schorn, C., et. al: "Modelling the effect of maintenance on failure occurrence and lifetime management of high-voltage circuit-breakers," the CIGRE session, France, Paris, 2010, pp. 1-8

[22] Endrenyi, J., Aboresheid, S., Allan, R.N., et al: "The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability," IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, no. 4, pp. 638–646, Nov. 2001

[23] Yang, F., Kwan, C. M., and Chang, C. S.: "Multiobjective evolutionary optimization of substation maintenance using decision-varying Markov model," IEEE Trans. Power Syst., vol. 23, no. 3, pp. 1328– 1335, Aug 2008

[24] Billinton R., and Allan, R. N.: Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques, 2nd ed. New York: Plenum, 1983

[25] Yang, F., and Chang, C. S.: "Multiobjective evolutionary optimization of maintenance schedules and extents for composite power systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 4, pp. 1694–1702, Nov. 2009

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

[26] Jiang, Y., Ni, M., McCalley, J., and Van Voorhis, T.: "Risk-based resource optimization for transmission system maintenance, " IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 3, pp. 1191-2000, Aug. 2006

[27] Choonhapran, P.: "Application of high voltage circuit breakers and
development of aging model," Ph.D.thesis, Univ. Darmstadt, Dept.
Elect. and Comp. Eng., Darmstadt, Germany, 2007

[28] Krontiris, T.: "Fuzzy systems for condition assessment of equipment in electric power systems," Ph.D. thesis, Univ. Darmstadt, Dept. Elect. and Comp. Eng., Darmstadt, Germany, 2012

[29] Chan, T., Chen-Ching, L., and Jong-Woong, C.: "Implementation of reliability-centered maintenance for circuit breakers'. in Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, San Francisco, CA, June 2005, pp. 684-690

[30] Schlabbach, J. and Berka, T.: "Reliability-centered maintenance of MV circuit-breakers," in Proc. IEEE 9th Int. Power Tech. Conf., Porto, Portuga, Sep. 2001, pp.1 -5

[31] Balzer, G., Bakic, K., Haubrich, H. J., et al: "Selection of an optimal maintenance and replacement strategy of H.V. equipment by a risk assessment process," CIGRE Session, Paris, 2006, pp. 1–9

[32] Orlowska, T., Balzer, G., Halfmann, M., et al: "Life cycle management of circuit-breakers by application of reliability centered maintenance," CIGRE Session, Paris, 2000, pp. 1–8

[33] Janssen, A.L.J., Degen, W., Heising, C.R., et al: "Life management of circuit-breakers," CIGRE technical brochure, vol. 165, no. 1, pp.1–140, May 2000

[34] R. Billinton and W. Li, *Reliability evaluation of electric power systems using Monte Carlo simulation method*, 1st Edition Plenum Press, New York 1994.

[35] CEA Equipment Reliability Information System, *Forced outage performance of transmission equipment*, 1995-1999, Canadian Electric Association, Canada.

[36] Johnny Vikesjö, *Reliability Comparison between Different 400 kV Substation Designs*, M.S. Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2008.

[37] NERC Technical Report: *AC Substation Equipment Failure Report*,December 2014, http://www.nerc.com/comm/PC/AC Substation Equipment Task Force ACSETF/Final _ACSETF_Report.pdf

[۳۸] شرکت برق منطقه‌ای خراسان- دفتر فنی انتقال و شرکت انتقال نیرو پاژ- دفتر فنی، http://www.aptc.ir &http://www.krec.ir

[39] NERC Technical Report: Reliability consideration from the integration of smart grid , December 2010, [Online]. Available: http://www.nerc.com/files/SGTF Report _Final_posted.pdf.

[40] Zhong J, Zheng RM, Yang WH, Wu F. Construction of smart grid at information age. 電網技術. 2009;

[41] Eftekharnejad S, Heydt GT, Vittal V. Implications of smart grid technology on transmission system reliability. In: Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES. 2011. p. 1–8.

[42] Falahati B, Kargarian A. Power system reliability enhancement considering smart monitoring. In: Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE. 2015. p. 1–5.

[43] Eskandari Nasab M, Maleksaeedi I, Mohammadi M, Ghadimi N. A new multiobjective allocator of capacitor banks and distributed generations using a new investigated differential evolution. Complexity. 2014;19(5):40–54.

[44] ی

[45] Condition Monitoring Techniques for Electrical Equipment—A Literature Survey

[46] R.Vilaithong, S.Tenbohlen, T.Stirl, On-Line Tap Changer Diagnosis Based On Acoustic Technique

[47] Abeygunawardane SK, Jirutitijaroen P. New state diagrams for probabilistic maintenance models. IEEE Trans Power Syst. 2011;26(4):2207–13.

[48] Stopczyk M, Sakowicz B, Anders GJ. Application of a semi-Markov model and a simulated annealing algorithm for the selection of an optimal maintenance policy for power equipment. Int J Reliab Saf. 2008;2(1-2):129–45.

[49] Natti S, Kezunovic M, Singh C. Sensitivity analysis on the probabilistic maintenance model of circuit breaker. In: Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006 PMAPS 2006 International Conference on. 2006. p. 1–7.

[50] Endrenyi J, Anders GJ. Aging, maintenance, and reliability-approaches to preserving equipment health and extending equipment life. IEEE Power Energy Mag. 2006;4(3):59–67.

[51] Maciejewski H. Reliability centered maintenance of repairable equipment. In: Dependability of Computer Systems, 2009 DepCos-RELCOMEX'09 Fourth International Conference on. 2009.
p. 332–9.

[52] Ge H, Asgarpoor S. Reliability and maintainability improvement of substations with aging infrastructure. IEEE Trans Power Deliv. 2012;27(4):1868–76.

[53] Heo J-H, Kim M-K, Park G-P, Yoon YT, Park JK, Lee S-S, et al. A reliability-centered approach to an optimal maintenance strategy in transmission systems using a genetic algorithm. IEEE Trans Power Deliv. 2011;26(4):2171–9.

[54] Abeygunawardane SK, Jirutitijaroen P. A realistic maintenance model based on a new state diagram. In: Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on. 2010. p. 299–303.

[55] Abeygunawardane SK, Jirutitijaroen P. Effects of maintenance on reliability of probabilistic maintenance models. In: Proc Int Conf Probabilistic Methods Applied to Power Systems. 2012.

[56] T. M. Welte, "Using state diagrams for modeling maintenance of deteriorating systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 58–66, Feb. 2009.

رزومه



علی کریم‌آبادی در سبزوار متولد شده است (۱۳۶۸). تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق- قدرت در دانشگاه آزاد اسلامی- واحد بجنورد (۱۳۹۰) و کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت در دانشگاه آزاد اسلامی- واحد نیشابور (۱۳۹۲) سپری کرده است. در حال حاضر دانشجوی دکتری تخصصی برق- قدرت در دانشگاه آزاد اسلامی- واحد نیشابور (۱۳۹۴) و کارشناس تست رلیاژ پست‌های انتقال و فوق توزیع در شرکت فناوران انرژی طوس می‌باشد. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه بازار برق، حفاظت سیستم‌های قدرت و قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت است.



عباداله کامیاب در فارس متولد شده است (۱۳۴۶). تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق- قدرت در دانشگاه فردوسی مشهد (۱۳۶۹) و کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت در دانشگاه فردوسی مشهد (۱۳۸۲) و دکتری مهندسی برق- قدرت در دانشگاه فردوسی مشهد سپری کرده است.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

فعالیت های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه پست‌های فشار قوی و حفاظت سیستم‌های قدرت است و در حال حاضر مسئول دفتر فنی انتقال شرکت در برق منطقه‌ای خراسان می‌باشد.



محمد ابراهیم حاجی‌آبادی در نیشابور متولد شده است (۱۳۶۲). تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق- قدرت در دانشگاه سیستان و بلوچستان (۱۳۹۵) و کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت در صنعتی شریف (۱۳۸۶) و دکتری مهندسی برق- قدرت در دانشگاه فردوسی مشهد (۱۳۹۱) سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه بازار برق، قابلیت اطمینان سیستم های قدرت و سیستم های توزیع انرژی الکتریکی است و در حال حاضر استادیار گروه برق دانشگاه حکیم سبزواری می‌باشد.

زیرنویس‌ها

[1] Time Based maintenance
[2] Reliability Centered maintenance
[3] Condition Based maintenance
[4] North American Electric Reliability Corporation

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

A review of the maintenance and equipment failure of transmission and Super distribution substations

Abstract: By creating electricity markets, regional electrical companies are working to reduce their current costs for greater profit and maintain Competitiveness strength. In this way, the reduction of maintenance costs, which is a significant part of the cost of operating the transmission network, has a much importance. On the other hand, electricity network equipment such as transformer, transmission lines and circuit breakers that have been exploited over the last few decades, naturally, With longer lifetime, have been aging. Consequently, regional electrical companies are now faced with a major challenge, such as aging equipment that to maintain the reliability of the system to an acceptable level and to escape the heavy costs associated with outages, they require a coherent planning for maintenance on the network. In the new competitive environment, regional electrical companies prefer to continue to use aging equipment as much as possible instead of replacing them with high costs by performing appropriate maintenances. In this paper, researches on determining the optimal rate of preventive maintenance, determining the priority of equipment for preventive maintenance and determining the importance of network equipment have been performed. In addition, statistical studies of the failure of khorasan regional electrical company substations for 16 years (2001-2017) have been carried out. By investigation the failure of the transmission and super distribution substations equipments, can be proposed a more comprehensive planning of maintenance of substation equipment, it is also possible to identify the critical points of the substations and prevent the outage of the equipment by performing proper maintenance. Finally, evaluation of reliability of substations with the use of smart grids and preventive maintenance models has been investigated with the help of Markov equations.

Keywords: Maintenance, Reliability, Transmission and Super Distribution Substation.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

[DOR: 20.1001.1.23222468.1395.5.2.3.5]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 5 -No. 2- autumn 2016 & winter 2017