**بهینه سازی نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان**

**برای سیستم‌های توزیع نیرو**

**علی شعاعی ، رضادشتی ، وحیدامیر**

*Alishoae@Yahoo.com-1*

*Rdashti@iust.ac.ir-2*

*Vahid\_amir\_proje@Yahoo.com-3*

**چکیده**

امروزه سیستم‌های توزیع برق در یک بازار آزادکار میکنند. بنابراین این سیستم‌ها باید بتوانند برق را با درجه اطمینان بالا به مشتریان عرضه کرده و برای تأمین‌کنندگان،مقرون به‌صرفه باشند. نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان ( به اختصار RCM) در دهه 1960 توسط صنعت هواپیماسازی ابداع شد تا نیاز فزاینده‌ی نگهداری و تعمیرات برای کاهش هزینه‌ها بدون کاهش ایمنی سازماندهی شود.امروزه ،روش‌های RCM ابداعی ALADON بسیار پیچیده به نظر رسیده و کاملاً توسط صنعت برق الجزایر پذیرفته‌نشده است. ضرورت وجود منابع انسانی و سرمایه ایی زیاد در فاز معرفی ،عامل منفی است که میتواند یکی از دلایل عدم استفاده از روش‌های RCM در صنعت نیرو باشد.در این مقاله ،دو هدف اصلی RCM تشریح می‌شود:تضمین ایمنی از طریق اقدامات نت پیشگیرانه و وقتی ایمنی ،اهمیت دارد ، کارکرد به شیوه مقرون به‌صرفه تری حفظ می‌شود.برای تجهیزات سیستم‌های توزیع برق ،مأموریت باید در همان سطح ایمنی موردتوجه قرار گیرد.

**کلمات کلیدی**

سیستم‌های توزیع برق، نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان،تحلیل اثرات مودهای خرابی و بحرانی بودن،هزینه ، مدلسازی ،بهینه سازی

**1. مقدمه**

نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان[[1]](#footnote-1) ( به‌اختصار RCM) ، یک فرایند سیستماتیک است برای تعیین هر آنچه می‌بایست انجام گیرد تا اطمینان حاصل شود که همه تجهیزات فیزیکی می‌توانند پیوسته وظایف خود در بافت عملیاتی را انجام دهند[2]. RCM منجر به طراحی یک برنامه نت می‌شود که تعمیرات پیشگیرانه (PM) را روی مودهای خرابی ویژه که احتمالاً رخ می‌دهند، متمرکز می‌کند.[3].در این مقاله ،یک طرح عملی جهت توسعه یک برنامه نت مقرون به‌صرفه برای سیستم‌های توزیع برق پیشنهاد می‌شود. این برنامه عمدتاً بر اساس روش نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان می‌باشد که نیازمندهای نت مودهای خرابی را اولویت بندی کرد و فعالیت نت مؤثر برای هر مود خرابی را انتخاب میکند. روش نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان (RCM) ،یک فرایند تصمیم‌گیری است برای انتخاب یک برنامه نت مقرون به‌صرفه برای بهبود قابلیت اطمینان بر اساس میزان بحرانی بودن مودهای خرابی.این روش ، نیازمندیهای نت همه مودهای خرابی را اولویت‌بندی کرده و فعالیت نت مؤثر برای مودهای خرابی بحرانی را انتخاب می‌کند[5و4].در این مقاله ، برنامه نگهداری و تعمیرات مبتنی بر RCM با استفاده از برنامه پیشنهادی برای یک سیستم توزیع برق در الجزایر،توسعه داده می‌شود.

**2. نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان (RCM)**

روش RCM ،یک روش سیستماتیک برای حفظ تعادل میان نت پیشگیرانه و نت تصحیحی است. این روش ،فعالیت‌های نت پیشگیرانه مناسب برای قطعه مناسب را در زمان مناسب انتخاب می‌کند تا به مقرون به‌صرفه ترین راه‌حل دست یابد[6].نولان[[2]](#footnote-2) در سال 1978 برای اولین بار این روش را توضیح داد.این روش در سال 1980 در صنعت نیروی هسته ایی و در سال 1990 در صنعت نیروی آب معرفی شد [7].RCM درواقع حفظ کارکرد سیستم ،شناسایی مودهای خرابی ،اولویت‌بندی وظایف و انتخاب نت مؤثر است. RCM ،تکنیکی است که برای توسعه برنامه‌ها و طرح‌ها و معیارهای نت اقتصادی استفاده می‌شود تا قابلیت عملیاتی دستگاه‌ها حفظ یا بازسازی شود. مهم‌ترین هدف RCM ،کاهش دادن هزینه‌های نگهداری و تعمیرات از طریق تمرکز روی مهم‌ترین وظایف سیستم می‌باشد. چندین فرمول مختلف برای فرایندهای RCM در مطالعات پژوهشی بیان‌شده است.بر اساس مطالعه [8]،یک تحلیل RCM اساساً به پرسش‌های زیر پاسخ می‌دهد :

1. وظایف و استانداردهای عملکرد دستگاه یا تجهیزات در بافت عملیاتی فعلی‌اش چیست؟
2. به چه روش‌هایی ممکن است خراب شود و نتواند وظیفه خود را انجام دهد ؟
3. علت هر خرابی چیست؟
4. وقتی هر خرابی رخ می‌دهد،چه اتفاقی می افتد؟
5. خرابی در چه صورت اهمیت دارد؟
6. برای پیشگیری از هر خرابی چه کار می‌توان کرد؟
7. اگر امکان اقدامات پیشگیرانه مناسب فراهم نباشد چه کار باید کرد؟

تحلیل RCM ممکن است به‌صورت یک توالی از فعالیت‌ها یا مراحل انجام شود. در استانداردهای IEC برای تحلیل RCM [9]، مراحل پایه زیر در تحلیل RCM بیان‌شده است. شکل 1نمودار منطقی کامل روش RCM را نشان می‌دهد.

* تعریف سیستم یا زیر سیستم‌ها و مرزها
* تعریف وظایف هر سیستم یا زیر سیستم و شناسایی مهم‌ترین قطعه کارکردی([[3]](#footnote-3)FSI)
* شناسایی علل خرابی مهم‌ترین قطعات کارکردی .
* پیش‌بینی تأثیرات و احتمال این خرابی‌ها
* استفاده از یک درخت تصمیم برای شناسایی اثرات خرابی‌های FSI
* شناسایی فعالیت‌ها و اقدامات نت مؤثر و قابل اجرایی که شامل برنامه نت اولیه می‌شود
* بازطراحی تجهیزات یا فرایند درصورتی‌که فعالیت قابل اجرایی را نتوان شناسایی کرد
* ایجاد یک برنامه نت پویا که از بروزرسانی دایمی و سیستماتیک برنامه نت اولیه و بازبینی برنامه از طریق پایش ، جمع‌آوری و تحلیل داده‌های سیستم در حال سرویس ،به دست آمده است.

از آنجا که نمی‌توان برای به دست آوردن این اطلاعات چندین سال منتظر ماند ،به نظر می‌رسد پیش‌بینی روند تکامل قابلیت اطمینان تجهیزات و پیامدهای اجرای برنامه جدید ضرورت دارد.این مرحله شامل مدلسازی و شبیه سازی برنامه قبل از اجرا می‌شود[10]. شکل 1،یک نمودار منطقی کامل از روش RCM را نشان می‌دهد.

تعریف سیستم ،شناسایی سطوح دندانه ایی شده

تعریف قواعد و فرضیات پایه

ساخت درخت تجهیزات

بازخورد :ارزیابی و بهبود مستمر

برنامه تحلیل بحرانی بودن اثرات و مودهای خرابی ،FMECA

تخصیص سطوح مورد توجه ویژه نت براساس بحرانی بودن

اعمال منطق تصمیم RCM

شناسایی اقدامات نت

ارائه پیشنهادات و برنامه نت نهایی

**شکل 1:ارزیابی عملکرد برنامه نت :مدل RCM**

**2. 1. روش عملی [[4]](#footnote-4)FMECA**

FMCEA یک ابزار مفید برای اجرای تحلیل RCM است. FMECA یک روش مؤثر برای ارزیابی مودهای خرابی بالقوه و تأثیرات و علل آن‌ها به روش سیستماتیک و ساختارمند است. منظور از مودهای خرابی ،روشهای خرابی یک دستگاه یا قطعه است. منظور از تحلیل اثرات ، مطالعه پیامدهای این خرابی هاست. هدف FMECA ،انجام دادن اقدامات لازم برای حذف یا کاهش خرابی است و با خرابی‌هایی که بالاترین اولویت را دارند شروع می‌شود. یک FMECA به تنهایی، حل کننده مشکل نیست و باید در ترکیب با دیگر ابزارهای حل مشکل به کار برود. تحلیل را می‌توان به شیوه کیفی یا کمی انجام داد. مراحل اصلی انجام FMECA عبارتند از [11]:

1. تعریف سیستم مورد تحلیل . تعریف کامل سیستم شامل تعریف مرزهای سیستم ، شناسایی وظایف داحلی و سطح مشترک ، عملکرد مورد انتظار و تعاریف خرابی می‌شود.
2. شناسایی مودهای خرابی مرتبط با خرابط سیستن .برای هر وظیفه و قطعه، همه روشهای خرابی ممکن باشد شناسایی شود. اینها را مودهای خرابی بالقوه مینامند.
3. شناسایی اثرات مودهای خرابی . همه پیامدهای هر مود خرابی بر سیستم باشد شناسایی شود.
4. تعیین و رتبه بندی هر اثر بر اساس میزان جدی بودن. مهم‌ترین قطعات هر سیستم که بر کل کار سیستم ثر دارد باید شناسایی و مشخص شوند.
5. همه علل ریشه ایی هر مود خرابی باید مشخص شود.
6. برای هر علت خرابی باید روشهای مناسب تشخیص شناسایی شوند.
7. اقدامات پیشنهاد شده برای هر خرابی که میتوند شدت خرابی را کاهش دهد باید مشخص و تعریف شود.

بعد، یک نمودار بلوکی از سیستم باید رسم شود. این نمودار ، یک نگاه کلی به قطعات اصلی یا مراحل مهم فرایند و ارتباط آن‌ها با هم می‌باشد. اینها را روابط منطقی می نامند که FMECA را می‌توان حول آن‌ها توسعه داد. بهتر است یک سیستم کدگذاری برای شناسایی قطعات مختلف سیستم ایجاد شود. نمودار بلوکی باید همیشه با FMECAهمراه باشد. شکل 2 یک نمودار منطقی از روش FMECA را نشان می‌دهد.

**2. 2. تحلیل FMECA**

**2. 2. 1. معیارهای ارزیابی برای پارامترهای مختلف FMECA**

برای ارزیابی مودهای خرابی پارامترهای مفید FMEA استفاده می‌شود این پارامترها عبارتند از: فراوانی O که وقوع مودهای خرابی را نشان می‌دهد، شدت S که مدت زمان قطع برق ناشی از مود خرابی قابل تشخیص را نشان می‌دهد و D که احتمال تشخیث مورد خرابی قبل از شروع اقدامات تصحیحی یا پیشگیرانه را نشان می‌دهد.از سه پارامتر اول می‌توان C یعنی بحرانی بودن یا عدد اولویت ریسک (RPN) را تعریف کرد که از حاصل جمع سه فاکتور OوS و D محاسبه می‌شود. این عدد امکان آنالیز ریسک و تعیین حدآستانه قابل قبول برای هر مود خرابی را فراهم میکند[12].

|  |  |
| --- | --- |
| (1) |  |

مقادیر هر پارامتر از تاریخچه شاخص پیوستگی سرویس (IC) و تعداد وقفه ها در یک دوره هفت ساله به دست آمد که در مرکز عملیات توزیع داده (COD) واقع در شمال غرب RELIZANE در الجزایر ثبت و نگهداری می شوند.مقیاس رتبه بندی برای سه پارامتر O و S و D ،1تا10 است. جداول 1تا4 ،خلاصه ارزیابی شبکه برای هر پارامتر O (فراوانی) ،S (شدت ) و D ( قابلیت تشخیص ) و C ( بحرانی بودن) را نشان میدهند.

تعریف سیستم /توصیف محصول / فرایند و وظیفه آن

ساخت نمودارهای بلوکی

کامل کردن سرفصل FMEA در صفحه گسترده محصول /سیستم ،Subsys/Assy

تعریف سیستم /توصیف محصول / فرایند و وظیفه آن

شناسایی مودهای خرابی

رتبه های شدت ( دسته بندی اثرات خرابی)

فاکتور احتمال ( احتمال علل وقوع)(O)

عدد اولویت ریسک (RPN=S\*O\*D)

تحلیل بحرانی

تعیین اقدامات پیشنهادات برای حل خرابی های بالقوه ایی که RPN بالا دارد

**شکل 2:نمودار منطقی روش FMECA**

**جدول1:پارامترهای FMECA**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| نرخ وقوع احتمالی | معیار وقوع | مقدار |
| وقوع(O) |  |  |
| هر 12سال یکبار | خرابی نزدیک صفر | 1 |
| هر 10سال یکبار | بسیار پایین ، جداسازی قطعه خراب ، به ندرت خراب میشود | 2 |
| هر 8سال یکبار | پایین، غالبا خراب می‌شود | 3 |
| هر 6سال یکبار |  | 4 |
| هر 4سال یکبار | متوسط ، خرابی گهگاه | 5 |
| هر 2سال یکبار |  | 6 |
| هر سال یکبار |  | 7 |
| هر 6ماه یکبار | بالا، دایما خراب | 8 |
| هر ماه یکبار |  | 9 |
| هر هفته یکبار | بسیار بالا، خرابی مکرر | 10 |

**جدول 2:پارامترهای FMECA(شدت )**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| مدت زمان وقفه سرویس | معیار شدت | مقدار |
| شدت (S) | | |
| کمتر از 8ساعت | بسیار فاجعه بار | 8 |
| 7ساعت | فاجعه بار | 7 |
| 6ساعت | بسیار جدی | 6 |
| 5ساعت | جدی | 5 |
| 4ساعت | متوسط | 4 |
| 3ساعت | معنادار | 3 |
| 2ساعت | خرد | 2 |
| 1ساعت | بسیار خرد | 1 |
| 30دقیقه | اندک | 6/0 |
| کمتر از 30دقیقه | بسیار اندک | 2/0 |

**جدول 3:پارامترهای FMEA ( قابلیت تشخیص)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| سطح قابلیت تشخیص | معیار قابلیت تشخیص | مقدار |
| قابلیت تشخیص (D) |  |  |
| غیرقابل تشخیص | غیرممکن | 10 |
| مشکل برای تشخیص | بسیار مشکل،  بسیار دیر | 9  8 |
| تشخیص تصادفی | غیر مطمئن | 7 |
|  | گهگاه | 6 |
| تشخیص امکان پذیر | پایین | 5 |
|  | دیر | 4 |
| تشخیص مطمئن | آسان | 3 |
|  | فوری | 2 |
| تشخیص در همه زمانها | اقدام تصحیحی فوری | 1 |

**جدول 4:FMECA (بحرانی بودن)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| بحرانی بودن(C) |  | ریسک یا خطر |
| درجه بحرانی بودن | مقدار |  |
| خرد | 0تا30 |  |
| متوسط | 31تا60 | قابل قبول |
| بالا | 61تا180 | قابل تحمل |
| بسیاربالا | 181تا252 | غیرقابل قبول |
| بحرانی | 253تا324 |  |
| بسیار بحرانی | بیشتر از 324 |  |

**2. 3. ملاحظات کلی و فرضیات مطالعه برای روش RCM**

براساس تعریف روش RCM در IEC NO:60300-3-11 ، " روش شناسایی و انتخاب سیاستهای مدیریت خرابی برای دستیابی مؤثر به ایمنی ، دسترسی و اقتصاد عملیات مورد نظر " ،این روش حقیقتا به معنای تبدیل اطلاعات بازخور گذشته ی تجهیزات و دستگاه‌ها به نگهداری و تعمیرات آن‌ها در آینده است. این کار بر مبنای امور زیر انجام می‌شود:

* محاسبات آماری و محاسبات قابلیت اطمینان برای عملیات سیستم
* اجزای پایه نت پیشگیرانه ،اقدامات تعمیر /تعویض

بنابراین نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان نشان دهنده برنامه ریزی اقدامات نت آینده بر اساس حالت تکنیکی و فنی سیستم در طول دوره نهایی (T1) ، حالت مورد ارزیابی بر اساس شاخص های تخمین شده قابلیت اطمینان در لحظه برنامه ریزی(T0) است. این شاخص های قابلیت اطمینان براساس پرونده های ثبت شده رویدادهایی تخمین می‌شود که از اطلاعات موجود تهیه شده و مربوط به رفتار تجهیزات و قطعه در طول دوره اولیه(T0) است. تجهیزات سیستم‌های توزیع نیرو به صورت یک بلوک مدلسازی می‌شود. برای این بلوک ، قابلیت اطمینان ،در دسترس بودن و قابلیت تعمیرات بر اساس گزارش های خرابی ارائه شده توسط اپراتور ،تخمین می شوند. در معادلات زیر توزیع ویبول[[5]](#footnote-5) دو پارامتری نشان داده می‌شود که برای مدلسازی خرابی ناشی از فرسودگی یا خستگی استفاده می‌شود.

|  |  |
| --- | --- |
| (2) |  |

در اینجا R(t) ،قابلیت اطمینان در زمان t ، t دوره زمانی [h] ، نرخ خرابی است.

|  |  |
| --- | --- |
| (3) |  |

دراینجاA در دسترس بودن ، نرخ تعمیر ، نرخ خرابی ،MTBF متوسط زمان بین خرابی ها است که از رابطه زیر به دست می آید :

|  |  |
| --- | --- |
| (4) |  |

MTTR : متوسط زمان تا تعمیر است که از رابطه زیر به دست می آید

|  |  |
| --- | --- |
| (5) |  |

MTTF: متوسط زمان تا خرابی است که از رابطه زیر به دست می آید :

|  |  |
| --- | --- |
| (6) |  |

تابع قابلیت تعمیر :

|  |  |
| --- | --- |
| (7) |  |

در اینجا M(t) ،تابع قابلیت تعمیر ،t دوره زمانی ، پارامتر شکل توزیع ویبول و طول عمر مشخصه توزیع ویبول [h]است.

**3. هزینه نگهداری و تعمیرات**

هزینه نگهداری و تعمیرات(نت) ،هزینه مرتبط با هر اقدام تصحیحی یا پیشگیرانه مبتنی بر زمان یا مبتنی بر شرایط است.هزینه نت تصحیحی مورد انتظار ، هزینه کل منابع تعمیرات مورد نیاز برای تعمیر یا تعویض قطعات خراب است. به همین صورت ، هزینه نت پیشگیرانه مورد انتظار ،هزینه کل منابع نت مورد نیاز برای معاینه فنی یا بررسی یک قطعه قبل از خراب شدن و تعویض قطعات رد شده، می‌باشد. از این رو ، هزینه کل نت در سراسر زندگی یک سیستم یا محصول ، مجموع هزینه های نت تصحیحی و پیشگیرانه و هزینه های اضافی است که از همه هزینه های دیگر به جز مواد ،نیروی کار و تجهیزات سیستم تشکیل می‌شود.LCC نت را می‌توان به دو دسته تققسیم کرد :

**3. 1. هزینه مستقیم کار نگهداری و تعمیرات**

هزینه مستقیم مرتبط با هر اقدام نت ،DCM با هزینه منابع نت،CMR سیستم توزیع برق ارتباط دارد. این هزینه منابع نت است که مستقیما در طول اجرای اقدام نت استفاده می‌شود و به صورت زیر پیشنهاد شده است :

|  |  |
| --- | --- |
| (8) | *m + Cf + Cs + Cu + Cp + Cd* |

در اینجا،Cm ،هزینه مواد،Cf هزینه تجهیزات ،Cs هزینه قطعات یدگی ،Cu هزینه در دسترس نبودن ،Cp هزینه پرسنل و Cd هزینه داده‌های فنی است.

**3. 2. هزینه غیر مستقیم نگهداری و تعمیرات**

هزینه های غیر مستقیم ICM شامل پرسنل مدیریت و اجرایی مورد نیاز برای اجرای موفق کار و هزینه پیامدهای در دسترس نبودن سیستم است که منجر به توقف کامل یا جزیی تولید می‌شود. این هزینه ها شامل هزینه های سربار یعنی حقوق پرسنل ، تهویه هوا ، بیمه ،مالیات، تلفن ،IT ،آموزش و هزینه های مشابهی می‌شود که درصورتی‌که قطعه خراب باشد رخ میدهند. این هزینه ها را نباید نادیده گرفت چون ممکن است گاهی از هزینه های دیگر بالاتر باشند. هزینه توقف تولید ،CLP ، تناسب مستقیم با محصول ضرب طول مدت زمانی که سیستم در حالت خرابی است ( زمان بیکاری سیستم) و نرخ درآمد ساعتی یا دارد که پولی است که سیستم در حین کار به دست می آورد ،از این رو ،هزینه توقف تولید را می‌توان با معادله زیر به دست آورد :

|  |  |
| --- | --- |
| (9) | *LP* |

**3. 3. هزینه کل نگهداری و تعمیرات**

هزینه کل نگهداری و تعمیرات LCC ،مجموع هزینه های مستقیم و غیر مستقیم است از این رو :

|  |  |
| --- | --- |
| (10) |  |

**4. مطالعات موردی :استفاده از این روش در سیستم‌های توزیع برق**

ابتدا توضیحاتی در باره ایستگاه توزیع برق واقع در منطقه Relizane در شمال غرب الجزیره ارائه می‌شود. خصوصیات این سیستم توزیع برق را می‌توان به صورت زیر بیان کرد(شکل 3) .

1. خطوط برق (EL)
2. قطع کننده مدار (CB)
3. باس بار (BB)
4. ترانسفورماتور نیرو (PTR)،فیوز (F)
5. Sectionalizer (SW) ،EFS (سیستم تغذیه کننده برق)



**شکل 3:نمودار استاندارد ساختار EFS**

**4. 1. دسته بندی خرابی ها و هزینه تعویض تخمین شده ی قطعات اصلی**

خرابی قطعات مختلف ،پایه و مبنای خرابی EFS است با این حال قابلیت اطمینان سیستم‌های پیچیده مثل EFS به ساختار نوع اتصال اجزا و قطعات آن‌ها و میزان وابستگی عملیات به اجزا و قطعات ،بستگی دارد. می دانیم که از قطعاتی که سطح قابلیت اطمینان بالا ندارند، می‌توان طرح سیستم مطمئن را بر اساس ساختار فزاینده بهینه به دست آورد با این حال اثربخشی این سیستم‌ها را نمی‌توان تضمین کرد. برای حل مشکل ارتباط ضعیف EFS و قطعاتش ،و تعین بهترین روشهای بهبود قابلیت اطمینان و تعیین داده‌های مبدا برای تضمین قابلیت اطمینان این سیستم‌ها، اولین مرحله در زمان مطالعه قابلیت اطمینان EFS ،اندازه گیری و تحلیل قابلیت اطمینان قطعات مختلف این سیستم‌هاست. اطلاعاتی که روی نمونه ایی از چند سیستم توزیع برق واقع در شمال غرب الجزیره جمع‌آوری شده ، امکان ترسیم منحنی هزینه و توزیع خرابی های چندین قطعه این EFS ها را فراهم کرد (جدول 5). توزیع خرابی ها بر حسب درصد و هزینه تعویض تخمین شده برای هر قطعه اصلی EFS در شمال غرب الجزیره نشان داده شده است. نرخ خرابی و متوسط زمان تعمیر قطعات سیستم تغذیه کننده برق که با ضریب اعتماد تعیین شده اند ،در جدول 6دیده می‌شود. ما عدد 24را به عنوان حد آستانه بحرانی بودن انتخاب کردیم.در جدول قطعات بحرانی فراتر از 24 به ترتیب نزولی گروه بندی می شوند.لازم است ابتدا روی این قطعات کار شود. به دنبال مطالعه ایی که روی سیستم توزیع برق RELIZANE در شمال غرب الجزیره انجام شد،مشخص شد که لازم است نوسازی و بازسازی کامل انجام شود چون اکثر قطعات به ویژه ترانسفورماتورهای نیرو و خطوط برق بسیار قدیمی بوده و از سال 1948 در حال کار بوده اند.

اگر مقدار بحرانی بودن از 120بیشتر باشد ،باید کل طرح سیستم زیر سئوال برود. برای همین منظور پیشنهاد می‌شود کل خطوط نیرو با استفاده از همان جنس تغییر داده شود ، ترانسفورماتورها با همتاهای قدرتمند و نیرومندتر تعویض شود و نهایتا عایق های قدیمی کلا با عایق هایی از جنس مواد کمپوزیت تعویض شود تا در مقابل رطوبت شدید و شوری این منطقه مقاوم باشد.

**جدول 5:دسته بندی خرابی ها و هزینه تخمین شده تعویض قطعات اصلی EFS در شمال غربی الجزیره**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| قطعات برقی | تعداد خرابی های تحلیل شده | تعداد خرابیهای اجزا و قطعات | هزینه |
| خطوط انتقال | 143 | درایورهای برقی | 7.7/11 218500 |
|  |  | عایق ها | 3/92/132 |
| ترانسفورماتورها | 96 | عایق ها | 2/55/53 745000 |
|  |  | ترمینالها | 3/32/31 |
|  |  | سوییچ | 5/12/12 |
| قطع کننده مدار خط (CB) | 105 | عایقها | 7/25/27 1414000 |
|  |  | درایو کنترل | 3/55/58 |
|  |  | سیستم درایو | 19/21 |
| باس بار | 39 | تماس با دستگاه‌ها | 100/ 39 68500 |

**جدول 6- داده‌های مربوط به قابلیت اطمینان اجزای EFS در شمال غربی الجزیره بین سالهای 2007تا 2010**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| اجزا و قطعات EFS | ولتاژ بالا | نرخ خرابی (1/سال) | متوسط زمان تعمیر(ساعت) |
|  |  |  | 12 |
| خطوط انتقال برق در 100کیلومتر | 30 |  | 11 |
| ترانسفورماتورها و عایق ها |  |  |  |
| قطع کننده مدار خط |  |  |  |
| باس بار |  |  |  |

**جدول 7- جدول دسته بندی اجزا بر اساس بحرانی بودن**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| قطعه | بحرانی بودن | عمل نت |
| ARS | 4 | عمل تصحیحی |
| SW | 8 |  |
| BB | 24 | بهبود عملکرد اجزا ، نت پیشگیرانه سیستماتیک |
| FUS | 36 |  |
| CB | 120 | زیرسئوال بردن طرح کامل |
| IS | 140 |  |
| PTR | 200 |  |
| EL | 265 |  |



**شکل 4:تجهیزات بحرانی EFS تا ده سال**



**شکل 5: قابلیت اطمینان R(t) مربوط به سیستم تغذیه کننده برقی**



**شکل 6:نرخ خرابی r(t) مربوط به سیستم تغذیه کننده برقی**



**شکل7: هزینه های سیستم تغذیه کننده برقی**

**4. 2. ضمیمه :جدول FMECA**

درجدول A1 خلاصه کاری که برای تحلیل اثرات مود خرابی و روش بحرانی بودن (FMECA )روی سیستم توزیع برق انجام شده ،بیان می‌شود.

**4. 3. اندازه گیری پارامترهای بهینه ، ، ،A و هزینه ها**

برای تعیین پارامترهای بهینه ی EFS بهینه سازی جهانی را روی یک نمونه سیستم توزیع برق واقع در منطقه ایالت RELIZANE در شمال غرب الجزیره اجرا کردیم .برای این کار از مدلهای مختلف و شبیه سازیهای مختلف استفاده شد که در این مطالعه مطرح شده اند. بعد از تعیین تجهیرات بحرانی EFS به مدت ده سال ،ترانسفورماتورهای نیرو (TR) ، خطوط برق (EL) ،عایق ها (IS) و قطع کننده های مدار را در اولویت قرار داده شد. نتیجه مدلسازی و شبیه سازی در جدول 7به طور خلاصه بیان‌شده و چهار عدد به ترتیب R(t) ،F(t) ،r(t) و A(t) هستند. مدل بهینه سازی RCM که برای سیستم توزیع برق بکار رفت ،نتایج خوبی داشت.این نتیجه را به شکل اعداد و ارقام در جدول 8بیان‌شده و اهمیت استراتژی بهینه سازی نت برای حفظ قابلیت اطمینان تجهیزات و در دسترس بودن سیستم برق از جمله کاهش هزینه تعمیرات برای افزایش مدت زمان بین دو خرابی متوالی و کاهش دادن مدت زمان تعمیرات ،را نشان می‌دهد.مطالعه ایی که روی سیستم توزیع برق RELIZANE در شمال غرب الجزیره انجام شد، نشان داد که لازم است این سیستم کاملا نوسازی شود چون اکثر قطعات بسیار قدیمی و کهنه هستند.



**شکل 8:میانگین در دسترس بودن A(t) سیستم تغذیه کننده برقی**



**شکل 9:قابلیت تعمیر M(t) سیستم تغذیه کننده برقی**

**جدول 8:پارامترهای بهینه و هزینه ها برای EFS**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| پارامترها | قبل از بهینه سازی | بعد از بهینه سازی (برای مدت ماموریت =120ماهه) |
| قابلیت اطمینانR |  |  |
| غیرقابلیت اطمینانF |  |  |
| نرخ خرابی |  |  |
| هزینه ها(DA) |  |  |
| MTBE (سال) |  |  |
| MTTR(h/year) |  |  |
| در دسترس بودنA تا ده سال |  |  |
| قابلیت تعمیرات Mتا ده سال |  |  |

**5. نتیجه گیری**

در این مقاله ، از مدل RCM برای بهینه سازی مدیریت نگهداری و تعمیرات EFS تجهیزات استفاده می‌شود. مهم‌ترین نتایجی که به دست آمد ،پیشنهاداتی برای ادغام مجدد استراتژی نت از جمله اجرای بهینه این رویکرد است. این مطالعه ،امکان پذیر بودن اجرای روش بهینه سازی نت مبتنی بر قابلیت اطمینان را نشان داد. این رویکرد بر اساس تحلیل FMECA است. اجرای این رویکرد ،نقش مهمی در کاهش هزینه های نت را نشان می‌دهد. در حقیقت این رویکرد:

* میزان وابسته بودن به هر قطعه را به دقت تعریف میکند
* وظایف بحرانی سیستم را نشان می‌دهد
* سیاست نت برای سیستم و اجزای آن تعریف میکند

در سطح قابلیت اطمینان سیستم ،قطعاتی را شناسایی کردیم که باید مورد توجه ویژه قرار گیرند.بعد از تحلیل منطقی و ساختاری ،مثال مورد بحث در بافت این مطالعه انتخاب شد. با این کار امکان کنترل بهتر سیستم تحت مطالعه فراهم شد و در عین حال روابط ضعیف شناسایی شد و انواع نت بکار رفته روی هر زیرسیستم و قطعه شناخته شد.در پایان ، این فرایند یک فرایند واقعی برای بهینه سازی هزینه های نت است.

**6**. **منابع ومراجع**

[1] Svensk Energi – Swedenergy AB. RCM for electrical distribution systems – asimplified decision model for maintenance planning Part 1, 2001 [in Swedish].

[2] McKenna T, Oliverson R. Glossary of reliability and maintenanceterms. Houston, Texas: Gulf Publishing Co.; 1997.

[3] Smith Anthony M, Hinchcliffe Glenn R. RCM-Gateway World ClassMaintenance, 2004.

[4] Bertling L, Eriksson R, Allan RN. Relation between preventive maintenance and

reliability for a cost-effective distribution system. IEEE Porto Power TechConference 2001.

[5] Picknell J, Steel KA. Using a CMMS to support RCM. Maintenance Technolog1997:110–7. October.

[6] Bertling L. Reliability assessment of electrical power systems Course material

for Vattenfall El distribution. KTH Elec. Eng., Stockholm, Sweden, Paper A-ETSEEK-0504, August 2005.

[7] Bertling L. Reliability Centred Maintenance for electric power distribution.

[8] Moubray J. Reliablity-centred Maintenance. Butterworth-Heinemann, 1991.

[9] IEC Standards 60300-3-11. Application guide – Reliability centeredmaintenance, \_rst edition, Mars 1999.

[10] Despujols, A. Optimisation de la maintenance par la fiabilite. Techniquesl’ingenieur, dossier MT9310, 2004.

[11] Life management for generator circuit-breakers D. BRAUN ABB High Voltage,

Technologies Ltd., A. GUERIG Nordostschweizerische Kraftwerke AG(Switzerland) 1994.

[12] Mohamed HAMADACHE. determination des besoins pour l’elaboration d’unestrategie de maintenance des équipements automatisés du réseau aérien dedistfubution d’électricité à moyenne tension montreal, le 30 avril 2010.

[13] Tutorials on Life Cycle Costing and Reliability Engineering Course MaterialProfessor U Dinesh Kumar Indian Institute of Management Bangalore. 2005.

1. -Reliability centered maintenance [↑](#footnote-ref-1)
2. -Nowlan [↑](#footnote-ref-2)
3. -Functionally Significant Item [↑](#footnote-ref-3)
4. - Failure Modes and Effects Criticality Analysis [↑](#footnote-ref-4)
5. -Weibull [↑](#footnote-ref-5)