فناوری و انرژی هسته ای

Journal home page: http://Nucte.sbu.ac.ir

فصلنامه فناوری و انرژی هسته ای، دوره دوم، شماره ۱ ، بهار ۱۴۰۲ ، ۳۷-۵۵

تغییرات فرکانس ذوب قلب ناشی از پیاده سازی برنامه RCM بر روی تجهیزات ایمنی نیروگاه اتمی بوشهر

علی ورچندی فرد[۱] ، محمدرضا عباسی*[۲]، سعید کردعلیوند[۱]

[۱] شرکت توسعه و ارتقای ایمنی نیروگاه های اتمی ایران (توانا)

[۲] دانشگاه شهید بهشتی، دانشکده مهندسی هسته ای

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۸/۳۰

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۸/۳۰

چکیده

ایمنی، قابلیت اطمینان و تعمیر و نگهداری از مباحث کلیدی در بهره برداری نیروگاه های هسته ای به شمار می آیند. اجرای صحیح و سازمان یافته ی فعالیت های تعمیر و نگهداری می تواند بستری را برای کارکرد ایمن نیروگاه فراهم کند. این پژوهش با معرفی روش تعمیر و نگهداری مبتنی بر قابلیت اطمینان(RCM) ، سعی در افزایش قابلیت اطمینان سیستم ها و تجهیزات نیروگاه از طریق بهینه سازی فعالیت های تعمیر و نگهداری دارد RCM .با تحلیل سیستم از منظر ریسک، آسیب پذیری های سیستم را شناسایی می کند و با ارائه ی راهکار هایی در حوزه ی تعمیر و نگهداری سعی در پیش گیری از وقوع پیامد های ناخواسته و افزایش ایمنی و قابلیت اطمینان نیروگاه دارد. این مقاله با بررسی رویکرد های مختلف در برنامه ی RCM اجرا شده در نیروگاه های هسته ای سعی در انتخاب روشی اجرایی و کارآمد در نیروگاه اتمی بوشهر دارد. از اینرو تعارضات میان RCM کلاسیک و RCM ساده مطرح شده و سعی شده است تا این تعارضات از طریق یک مدل جامع مرتفع شود .

در این مقاله از دو روش متفاوت RCM مبتنی بر قضاوت مهندسی و آنالیز آماری استفاده شده است و تاثیر اجرای این روش ها بر فرکانس ذوب قلب ارزیابی شده است.روش ترکیب FTA و FMEA بازگشتی برای ارزیابی تجهیزات و انتخاب تجهیزات بحرانی با توجه به عمق آنالیز مطلوب، مورد استفاده قرار گرفته است. در این روش با انجام چندباره ی FTA و FMEA در سطوح مختلف آنالیز نیروگاه، تجهیزات بحرانی با استفاده از معیار های ارزیابی ایمنی احتمالاتی(PSA) ، شناسایی می شوند.

برای محاسبه ی تاثیر اجرای RCM بر فرکانس ذوب قلب، تغییر عدم دسترسی تجهیزات ناشی از اجرای RCM در حادثه ی SB-LOCA مدلسازی شده است. با استفاده از ارزیابی احتمالاتی ایمنی و نرم افزار SAPHIRE تاثیر عدم دسترسی تجهیزات در عدم دسترسی سیستم محاسبه شده است. سیستم VE به عنوان یکی از مهم ترین سیستم های حمایتی ایمنی در نیروگاه اتمی بوشهر برای مدلسازی و اجرای فرآیند RCM مورد استفاده قرار گرفته است.

واژه های کلیدی: ارزیابی احتمالاتی ایمنی، تعمیر و نگهداری، قابلیت اطمینان، RCM، FMEA، FTA

۱- مقدمه

یکی از استراتژی های مطرح و شاید بهترین آنها در زمینه ی نگهداری و تعمیرات و بهینه سازی آن تعمیر و نگهداری مبتنی بر قابلیت اطمینان ((RCM می باشد. بیشترین بهره مندی از روش RCM را صنایع با پیچیدگی بالا دارا می باشند. صنایع مطرح در این زمینه همچون صنایع هسته ای، صنایع نفت، گاز و پتروشیمی، صنایع فولاد سازی، صنایع نظامی و همچنین شرکت های هواپیمایی و غیره می باشند.

* Corresponding Author E-mail: m_abbasi@sbu.ac.ir

شـرکت های صـاحب نامی مانند شـل، توتال، بریتیش پترولیوم، سـازمان فضـایی آمریکا، شـرکت هواپیمایی بویینگ و بسیاری شرکتها و سازمان های دیگر که هر کدام در عرصـه خود صـاحب نام هسـتند، از جمله اجراکنندگان این روش می باشند. [۱]

ایمنی، قـابلیـت اطمینـان و تعمیر و نگهـداری از مباحث کلیدی در بهره برداری نیروگاه های هسـته ای به شـمار می آیند. اجرای صـحیح و سـازمان یافته ی فعالیت های تعمیر و نگهداری می تواند بستری را برای کـارکرد ایمن نیروگـاه فراهم کنـد. تعمیر و نگهـداری مبتنی بر قابلیت اطمینان ((RCM، با اسـتفاده از روش های ارزیابی بحرانیت، سعی در افزایش قابلیت اطمینان سـیسـتم ها و تجهیزات نیروگاه از طریق بهینه سـازی فعالیت های تعمیر و نگهداری دارد. RCM با تحلیل سیستم از منظر ریسک، آسیب پذیری های سیستم را شناسایی می کند و با ارائه ی راهکار هایی در حوزه ی تعمیر و نگهداری سـعی در پیش گیری از وقوع پیامد های ناخواسـته و افزایش ایمنی و قابلیت اطمینان با بهره گیری از تعمیر و نگهداری پیشـگیرانه ی هدفمند در نیروگاه را دارد.

آپدیت اسـتاندارد SAE JA1011 که با نام SAE JA1012 در سـال ۲۰۰۹ منتشـر شـد در بردارنده ی مراحل و مفاهیم RCM به صورت زیر است:

- مشـخص نمودن شـرایط کاری و عملکردها ی تجهیز (شرایط کاری و عملکرد ها)
- تعیین عملکرد نـامطلوب تجهیز (خرابی عملکرد)
- تعیین عوامل وقوع هر خرابی عملکرد (مود های خرابی)
- تعیین پیامد های وقوع هر یک از مود های خرابی (پیامد خرابی)
- تعیین اینکه برای پیش بینی یا جلوگیری از وقوع هر شکست چه کاری باید انجام داد (فعالیت های تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و بازه ی انجام آنها)
- تعیین اینکه آیا استراتژی های دیگر مدیریت خرابی ممکن است مؤثر باشد یا نه (تغییر در طراحی)

از تعمیر و نگهداری مبتنی بر قابلیت اطمینان به عنوان بزرگ ترین تغییر در دنیای نگهداری و تعمیرات نام برده می شـود. امروزه اسـتفاده از نت مبتنی بر قابلیت اطمینـان به عنوان یک پیش نیاز برای ارتقاء میزان اثر بخشـی برنامه های تعمیر و نگهداری مطرح بوده و بر همین اسـاس گرایش سـازمان ها به این رویکرد بسیار افزایش یافته است. [۲]

۱.۱.مزایای RCM

تحلیل و بکارگیری RCM می تولند منجر به اثرات عمده ی زیر شود[۳]:

۱.۱.۱. افزایش ایمنی

در آنالیز RCM ایمنی و تاثیرات محیطی به عنوان اولویت اصـلی در نظر گرفته می شـود. مود های خرابی مربوط به ایمنی و محیط زیسـت باید مدیریت شـوند تا فرکانس وقوع آنها به حد قابل قبولی برسـد و در نتیجه ایمنی و یکپارچگی محیطی را تضمین کند.

۲.۱.۱. بهبود بهره وری اقتصادی

RCM می تواند با اتخاذ اسـتراتژی های درسـت تعمیر و نگهداری فعالیت های غیر ضـروری را ادغام یا سـاده سـازی می کند و از این طریق هزینه های کلی تعمیر و نگهـداری را کـاهش می دهـد. علاوه بر این RCM می توانـد بـا کـاهش احتمـال خرابی خـارج از برنامه مزایای اقتصادی بسیاری را به همراه داشته باشد که در آینده در این رابطه توضیح خواهیم داد.

۳.۱.۱. افزایش عمر تجهیزات

در طول فرآیند آنالیز RCM اولویت انجام فعالیت ها، با فعالیت های بازرسی و پایش وضعیت به خصوص برای تجهیزات گرانبها اسـت که نیازی به از مدار خارج کردن تجهیز ندارند. از این رو با بررسـی شـرایط این تجهیزات می توان زمـان بهینـه برای تعویض آنهـا را شـناسـایی کرد و در نتیجه از حداکثر عمر تجهیزات استفاده کرد.

۴.۱.۱. افزلیش توانـایی هـای همکـاری و هم افزایی در تیم

تجزیه و تحلیل RCM یک کار تیمی اسـت. در مقایسـه با گروه فردی، پیاده سازی و خلاقیت یک تیم از مزیت های قابل توجهی برای توسعه عملکرد فعالیت ها برخوردار اسـت. حرفه ای بودن و همکاری آنها، کارآیی و پتانسیل توسعه نیروگاه را تعیین می کند. در طی تجزیه و تحلیل، متخصصان تخصص و تجربه خود را با اعضای گروه تحلیل RCM به اشتراک می گذارند،

بنابراین باعث می شـــود آنها درک خوبی از تجهیزات داشـته باشـند و در نتیجه سـطح حرفه ای تیم را ارتقا می بخشـــند و علاوه بر این تولنایی ارتباط و همکاری اعضا تقویت خواهد شد.

۲.۱. مشکلات اجرای RCM

بســیاری از برنامه های RCM که در یک مجموعه آغاز شـدند به سـرانجام نرسـیدند و در تعدادی هم که برنامه را به پایان رساندند، به شکل سطحی و ظاهری به انجام رسید و نتایج مناسبی که می توانست داشته باشد را در برنداشت. چرا موفقیت در این برنامه تا این حد دور از دسترس بوده است؟ در واقع دلایل متعددی وجود دارد. در این پایان نامه مشـــکلات و پیچیدگی های مســـیر اجرای موفقیت آمیز این برنامه، چرایی به وجود آمدن این مشـکلات و نحوه ی اجتناب از آنها را بیان خواهد شـــد. از جمله دلایل مهم عدم موفقیت برنامه RCM در گذشته عبارت اند از:

- نبود مجری درون برنامه
- فهم نادرست اصول و مفاهیم برنامه
- سردرگمی در تعیین مرز سیستم ها و سطح مشترک آنها
- فهم نادرســت از خرابی پنهان و ســیســتم جایگزین

۳.۱. موارد محل بحث در نســخه های مختلف RCM

نســخه های متفاوتی از RCM که اســتراتژی و رویکرد های جداگانه ای را دارا می باشـند، در صـنایع گوناگون ارائه شده است. اولین نمونه ای از RCM که کاربرد گسـترده ای در صـنعت برق داشـته اسـت، به عنوان RCM ساده (که یک نسخه از آن در [۴] شرح داده شـده اسـت) شـناخته می شـود. رویکرد سـاده RCM (SRCM) تلاش می کند تا از اهداف RCM کلاسـیک پیروی کند، اما مراحلی را که فرض می کند اهمیت چندانی نخواهند داشـت را ترکیب یا حذف می کند.[۵]

به منظور ایجاد قیاس منطقی میان انواع و رویکرد های مختلف در مراحل RCM، مدل ها را در ذیل موارد محل بحث در برنامه ارائه می کنیم و به بررسـی اجمـالی نقطـه نظرهـای مختلف در رابطـه بـا مراحـل RCM می پردازیم.

۱.۳.۱. سطح آنالیز

مدل سـازی سـطح تجهیزات معمولاً برای بدسـت آوردن ویژگی های قابلیت اطمینـان در مورد یک جزء انجام می شـــود. با درک ویژگی های یک تجهیز در جزئیات بیشـتر، فعالیت های خاص نگهداری می توانند واقع بینانه تر و دقیق تر انجام شـــود. علاوه بر این، هر سطح مدل سازی به تکنیک های مختلف مدل سازی نیاز دارد. [۵] ســطوحی که در آنالیز یک مجموعه یا نیروگاه مورد ارزیابی قرار می گیرند شـــامل نیروگاه، سیستم، زیرسیستم، تجهیز و عوامل خرابی می باشد.

۲.۳.۱. تعریف عملکرد ها و خرابی در عملکرد

RCM سـاده مسـتقیما به تعریف عملکرد ها نمی پردازد بلکه فرآیند آنالیز را با بررســی فعالیت های تعمیر و نگهداری موجود شروع می کند. سـپس سـعی می شـود که مود های خرابیی را که هر فعالیت قصـد جلوگیری از آن را دارد شـناسـایی کرده و با انجام سـه مرحلـه ی آخر آنـالیز RCM، پیـامـد هـای خرابی را تشـخیص دهد و از این طریق سـیاسـت مدیریت خرابی مقرون به صرفه را تعیین کند. [۶] البته این روش و به طور کل RCM سـاده مورد پذیرش توسـعه دهندگان اصـــلی برنامه ی RCM از جمله موبری و بلوم نمی باشـد. به عنوان نمونه مشـکل بودن یافتن ارتباط میان فعالیت تعیین شده و مود خرابی که دلالت بر آن دارد، عدم شـناسـایی خرابی های پنهان و آشـکار و عدم توجه به تجهیزات پشـتیبان، از جمله نواقصی است که توسط این افراد در رابطه با RCM ســاده مطرح می شـــود. برای کسـب جزییات بیشـتر در این رابطه می توان به [۶] و [۷] مراجعه کرد.

۳.۳.۱. تعریف مود ها و عوامل خرابی

در RCM کلاسیک، تمام عملکردها، صرف نظر از اهمیت آنها، تجزیه و تحلیل می شـــوند تا خرابی عملکردی آنها و مود های خرابی که منجر به خرابی می شود را مشخص کنند. اما در RCM ساده، عملکرد هایی که غیر مهم در نظر گرفته می شـــوند در عمق مورد تجزیه و تحلیل قرار نمی گیرند، اگرچه تجهیزاتی که تنها از عملکردهای غیر مهم پشـــتیبانی می کنند، بعدا برای تعیین اهمیت اقتصـــادی آنها مورد بازنگری قرار می گیرند.

۴.۳.۱. روش های مدلسازی و آنالیز بحرانیت

نگهداری پیشگیرانه گران است زیرا باید بارها و بارها بر روی هزاران مؤلفه انجام شود. به منظور کنترل دامنه و هزینه های این فعالیت و به حداکثر رساندن اثربخشی آن، مدیران تعمیر و نگهداری نیاز دارند تا وظایف PM جامع تر را در جایی که واقعاً مورد نیاز هستند به کار گیرند و کاربرد PM را برای اجزای بی اهمیت به حداقل برسانند. برای این منظور لازم است تا با استفاده از مدل ها و آنالیز های ارزیابی تجهیزات، سیستم ها و تجهیزات بحرانی از غیر بحرانی تشخیص داده شوند. پایه و اساس این آنالیز ها عمدتا بر مبنای فرکانس رویداد حوادث و پیامد وقوع آنها می باشد.

روش های مدل سازی متعددی به منظور شناسایی تجهیزات بحرانی و تجهیزات مهم از نقطه نظر قابلیت اطمینان و تعمیر و نگهداری در صنایع استفاده می شود که در اینجا به برخی از متداولترین این روش ها در نیروگاه های هسته ای و ویژگی های کلی هر یک اشاره می کنیم:

- **اثرات مود های خرابی و آنالیز بحرانیت (FMECA)**
  - ارزیابی کمی ریسک مرتبط با هر خرابی از طریق شاخص RPN
  - رویکرد از پایین به بالا
  - عدم در نظر گرفتن ارتباط میان خرابی تجهیزات و خرابی در کل سیستم
- **آنالیز درخت خطا (FTA)**
  - ارزیابی ریسک از طریق مدلسازی ترکیب وقایع با توجه به اثرات و احتمال وقوع آنها
  - رویکرد از بالا به پایین
  - زمانبر بودن انجام آنالیز در عمق مطلوب
- **ارزیابی احتمالاتی ایمنی (PSA)**
  - ارزیابی کمی پیامدها و احتمال وقوع خرابی از طریق معیار هایی نظیر RAW, FV
  - عدم قطعیت در اطلاعات و مدل ها

۵.۳.۱. انتخاب فعالیت

تفاوت مهم دیگر بین نسخه های مختلف RCM در روش انتخاب فعالیت و استراتژی های تعمیر و نگهداری می باشد. RCM به طور واضح عوامل خرابی را با ویژگی های زمانی و وابسته به عمر مکانیزم های خرابی مرتبط نمی کند. فعالیت های PM بر مبنای زمان در برابر خرابی هایی که رندوم اتفاق می افتند بسیار ناکارآمد می باشد. تنها در سطح علل خرابی می توان تمایز میان مکانیسم های خرابی رندوم و مرتبط با فرسودگی ایجاد کرد.

به این منظور، برنامه های استاندارد نگهداری (یعنی مجموعه ای از کارهای PM و فواصل توصیه شده، که بیشتر به عنوان تمپلیت های PM شناخته می شوند) برای گونه های عمده ای از تجهیزات که معمولا در صنایع یافت می شوند تهیه شده اند. این تمپلیت ها حاوی توصیه هایی برای فعالیت ها و بازه ی انجام آنها متناسب با هر تجهیز می باشند. برخی از نسخه های RCM ساده، از این تمپلیت ها استفاده می کنند. در [۸] و [۹] نمونه هایی از تمپلیت های تجهیزات مورد استفاده در نیروگاه های هسته ای که توسط شرکت EPRI توسعه داده شده است وجود دارد.

۲. ارزیابی احتمالاتی ایمنی

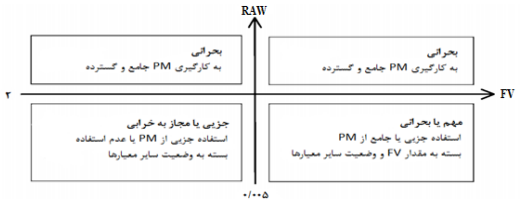
تکنیک های مدل سازی PSA که برای ارزیابی ایمنی نیروگاه و اندازه گیری ریسک مورد استفاده قرار می گیرند، ابزاری مؤثر برای ارزیابی فعالیت های تعمیر و نگهداری است تا این اطمینان حاصل شود که سیستم ها و تجهیزات مهم و بحرانی حفظ می شوند و فعالیت های نگهداری ایمنی نیروگاه را کاهش نمی دهد (فعالیت های تعمیر و نگهداری گسترده، عدم دسترسی تجهیزات را افزایش می دهد). همچنین از PSA می توان برای اولویت بندی فعالیت های مربوط به نگهداری تجهیزات سیستم که بیشترین تأثیر را در ریسک و ایمنی نیروگاه دارند، استفاده کرد و فعالیت های نگهداری می توانند بر این اساس برنامه ریزی و زمانبندی شوند. PSA نتیجتا می تواند تاثیرات ریسک ناشی از تغییر در استراتژی های تعمیر و نگهداری را ارزیابی و مانیتور کند، مشروط بر آنکه داده های کافی در مورد تغییر در سیستم یا قابلیت اطمینان تجهیزات در دسترس باشد. در اینجا به معرفی اجمالی دو شاخص اهمیت پرکاربرد در آنالیز PSA می پردازیم.

۱.۲. فاسل-وسلی (FV)

شاخص FV برای یک SSC برابر است با " نسبت افزایش CDF هنگامی که رویداد پایه دو برابر شود". به عنوان مثال اگر مقدار FV، یک درصد باشد، در صورتی که احتمال خرابی یا عدم دسترسی تجهیز دو برابر شود مقدار CDF یک درصد افزایش می یابد. در حقیقت FV نشان دهنده ی اثر متوسط خرابی یا عدم دسترسی بر CDF است در نتیجه می توان از این معیار برای رتبه بندی و ارزیابی میزان سهم هر تجهیز بر فرکانس ذوب قلب استفاده کرد. با این حال FV نمی تواند برای رتبه بندی تجهیزات از نظر قابلیت اطمینان و دسترسی مورد استفاده قرار بگیرد چون به کارکرد بسیاری از تجهیزات دیگر وابسته است.

۲.۲. ارزش انجام ریسک

برای اندازه گیری ارزش یک ویژگی در دستیابی به ریسک فعلی، یک روش منطقی حذف ویژگی و سپس تعیین میزان خطر افزایش یافته است. بنابراین ارزش انجام ریسک (RAW) به صورت افزایش میزان ریسک در صورت نبود آن ویژگی یا خراب بودن آن تعریف می شود.[۱۰] بنابراین در RAW احتمال وقوع رویداد در نظر گرفته نمی شود و فرض می شود که رویداد یا خرابی اتفاق افتاده است. این شاخص بعضا به صورت نسبت افزایش ریسک (RIR) نیز که نرمالایز شده ی مقادیر RAW می باشد، بیان می شود.



شکل ۱. دسته بندی PM بر اساس مقدار FV و RAW برای کلیه ی مود های خرابی تجهیز

۳.۲. ارتباط بین شاخص های اهمیت

اگر مقادیر FV و RAW در ارتباط با یکدیگر مورد بررسی قرار گیرد، اطلاعات و دید مناسبی از شرایط تجهیز بدست می آید. برای جلوگیری از سوء تفسیر در معنای ریسک زیاد، ضروری است که این همبستگی ها در نظر گرفته شود. از نگاه RCM فعالیت های PM تنها باید در تجهیزاتی اعمال شود که خرابی در آنها بسیار مهم باشد. از این رو RAW شاخص مهمی برای شناسایی اهمیت خرابی یک تجهیز است (حداقل از نظر ایمنی).[۱۱] با توجه به شکل ۱ که از مدل EPRI [12]اتخاذ شده است، تجهیزات میتوانند با توجه به مقادیر RAW و FV دسته بندی شوند.

۳. ارزیابی بحرانیت به روش FTA-FMEA بازگشتی

روشی که در اینجا برای ارزیابی کمی تجهیزات در سیستم VE استفاده کرده ایم مبتنی بر روش پیترز [۱۳] می باشد که از ترکیب FTA و FMEA به صورت بازگشتی استفاده می کند. شکل ۲ شماتیکی از این روش را نشان می دهد.

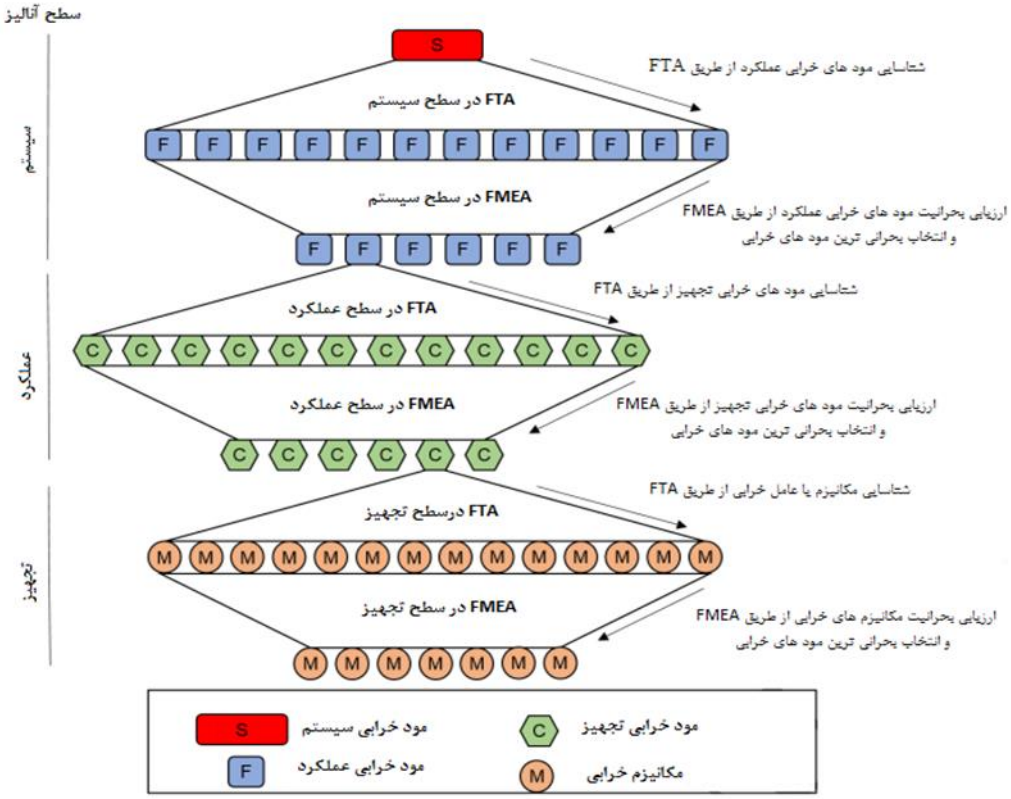
این روش برای تحلیل خرابی و تعیین تجهیزات بحرانی مورد استفاده قرار می گیرد که مبتنی بر انجام چندباره ی FTA و FMEA به روش بازگشتی است. این روش از دو جهت حائز اهمیت است. اولا این روش صریحاً اهمیت سطح جزئیات را در یک تحلیل خرابی در نظر می گیرد. این روش فرآیندی را ایجاد می کند که چه چیزی مورد آنالیز قرار بگیرد و اینکه چه هنگام در آنالیز به سطح جزییات کافی دسترسی پیدا کرده ایم. دوم اینکه روش پیشنهادی با کاهش زمان و کار مورد نیاز برای آنالیز، بحرانی ترین عوامل خرابی را شناسایی کرده و روند تحلیل را برای سیستم های پیچیده بهبود می بخشد.

آنالیز از سطح سیستم شروع می شود. سیستم به طور کلی در نظر گرفته می شود و تحلیلگر تنها مود های خرابی سطح بعدی یعنی عملکرد های سیستم را مشخص می کند. مود های خرابی عملکرد به معنی حالت های خرابی در عملکرد سیستم است. سپس در سطح بعدی، فرآیند تحلیل عمیقتر می شود. در این سطح تحلیلگر فقط خرابی های سطح بعدی یعنی سطح تجهیز را در نظر می گیرد که از این طریق می توانیم مجددا به سطح عمیقتری از تحلیل بپردازیم و مکانیزم های خرابی هر مود خرابی تجهیز را مشخص و ارزیابی کنیم. هر سطح از آنالیز شامل تعیین مود های خرابی از طریق FTA و شناسایی بحرانیت آنها از

طریق FMEA می شود.

۱.۳. شناسایی مود های خرابی

به علت برخی مزایای FTA نسبت به FMEA در این مرحله برای شناسایی مود های خرابی از FTA استفاده می شود. اما FTA دارای دو نقص عمده است. اول اینکه در صورت شناسایی تمام مود های خرابی بسیار زمانبر خواهد بود. البته در این روش سعی شده است با انجام آنالیز در سه مرحله و حذف مود های خرابی که بحرانی نیستند این مشکل را برطرف کنیم. دوم اینکه FTA روشی برای ارزیابی بحرانیت و شناسایی مود های خرابی بحرانی ندارد در صورتی که با گسترش FMEA به FMECA این ارزیابی به خوبی انجام می شود. برای این منظور بعد از انجام FTA در هر مرحله از FMECA استفاده می کنیم.



شکل ۲.FTA-FMEA بازگشتی

۲.۳. ارزیابی بحرانیت

در مرحله ی دوم هدف اولویت بندی مود های خرابی شناسایی شده است. برای این منظور در FMEA، مقدار RPN را برای هر یک از مود های خرابی محاسبه می کنیم. RPN حاصل ضرب سه شاخص (۱) فرکانس وقوع (O)، (۲) پیامد وقوع (S) و (۳) توانایی شناسایی نقص (D) می باشد.

درخت خطای سیستم VE در نرم افزار SAPHIRE به صورت شکل ۳ مدلسازی شده است و ارزیابی بحرانیت با استفاده از این نرم افزار صورت می گیرد.

۱.۲.۳. شاخص احتمال وقوع خرابی

شاخص فرکانس وقوع به احتمال رخداد خرابی اشاره دارد و از بعید تا متناوب رتبه بندی می شود. در جدول ۱ موجود است، بازه هایی را برای نرخ خرابی و عدم دسترسی در تجهیزات تعیین کرده و امتیازی متناسب با هر بازه برای تجهیز در نظر گرفته می شود.

۲.۲.۳. شاخص پیامد وقوع خرابی

شاخص پیامد وقوع به تاثیر یا آسیب ناشی از خرابی در سطوح مختلف نیروگاه اشاره می کند و از آسیب خیلی شدید تا مواردی که در نظر گرفته نمی شوند، رتبه بندی می شود. این شاخص می تواند توسط متخصصین مجموعه همانطور که ذکر شد با توجه به اهداف برنامه ی RCM، اندازه گیری و تعیین شود.

همانطور که اشاره شد یکی از معیار های مهم ایمنی

احتمالاتی در تعیین پیامد ناشی از خرابی، معیار RAW می باشد. این معیار نشان دهنده ی تاثیر مقطعی خرابی در فرکانس ذوب قلب بوده و می تواند بحرانیت تک-خرابی را در CDF به خوبی تعیین کند. ما در اینجا پیامد خرابی را با این شاخص ارزیابی و تعیین می کنیم.

پس از وارد کردن مقادیر اولیه ی عدم دسترسی تجهیزات و مدل کردن درخت خطای سیستم VE در نرم افزار SAPHIRE مقادیر RAW که به صورت RIR گزارش می شوند، مبنای اولویت بندی تجهیزات خواهند بود. نتیجه تحلیل اهمیت، بر اساس معیار RIR مشخص کننده اولویت تاثیر خرابی تجهیزات در خرابی سیستم است. لذا فارغ از نوع سیستم و تعداد تجهیزات آن، برای ۱۶ درصد اول عدد ۱۰، ۱۶ درصد دوم عدد ۸ و به همین ترتیب تمام تجهیزات هر سطح به وسیله ی شاخص پیامد وقوع، مطابق جدول ۲ در ۶ دسته بندی قرار می گیرند.

جدول ۱. تعیین امتیاز مربوط به شاخص احتمال وقوع خرابی

امتیاز	بازه ی احتمال وقوع	فرکانس وقوع
۱۰	$P \geq ۱۰^{-۳}$	متناوب
۸	$۱۰^{-۴} \leq P < ۱۰^{-۳}$	محتمل
۶	$۱۰^{-۵} \leq P < ۱۰^{-۴}$	متوسط
۴	$۱۰^{-۶} \leq P < ۱۰^{-۵}$	غیر محتمل
۲	$۱۰^{-۷} \leq P < ۱۰^{-۶}$	بسیار غیر محتمل
۱	$۱۰^{-۷} > P$	بعید

جدول ۲ . تعیین امتیاز مربوط به شاخص پیامد وقوع خرابی

امتیاز	بازه ی RAW	پیامد وقوع
۱۰	۱۶ درصد اول	خیلی شدید
۸	۱۶ تا ۳۲ درصد	شدید
۶	۳۲ تا ۶۴ درصد	متوسط
۴	۶۴ تا ۸۰ درصد	کم
۲	۸۰ تا ۹۶ درصد	ناچیز
۱	۹۶ تا ۱۰۰ درصد	در نظر گرفته نمی شود

با توجه به مطالب ذکر شده در بخش ۰، لازم است تا اهمیت معیار FV نیز در رابطه با معیار RAW در نظر گرفته شود. از اینرو ۱۶ درصد اول لیست مود های خرابی تجهیزات در معیار FV را با در نظر گرفتن ارزیابی های اقتصادی و امکان یافتن فعالیت PM موثر، در صورتی که در لیست مود های خرابی بحرانی قرار نگیرند، به عنوان مود های خرابی که می توان فعالیت های PM جزیی را در آنها اعمال کرد در نظر می گیریم. البته در اینجا به دلیل محدودیت در اطلاعات مرتبط با هزینه های انجام فعالیت های تعمیر و نگهداری، ارزیابی های اقتصادی انجام نشده است.

۳.۲.۳. شاخص توانایی شناسایی نقص

شاخص توانایی شناسایی نقص به طور کلی به احتمال اینکه نقص به وجود آمده در تجهیز تا قبل از وقوع حادثه ی ناخواسته شناسایی شود دلالت دارد و نحوه ی شناسایی با توجه به سختی اطلاع از عیب و امتیاز تعیین شده برای هریک در جدول ۳ نشان داده شده است. البته این شاخص را نباید با تشخیص خرابی

پنهان یا آشکار اشتباه گرفت.

همچنین بهتر است این شاخص برای تشخیص بحرانیت در مراحل ابتدایی مورد استفاده قرار نگیرد و در مرحله ی آخر برای تعیین مکانیزم های خرابی تجهیزات این ارزیابی انجام شود. از اینرو بهتر است در مراحل ابتدایی مقدار این شاخص یک در نظر گرفته شود.

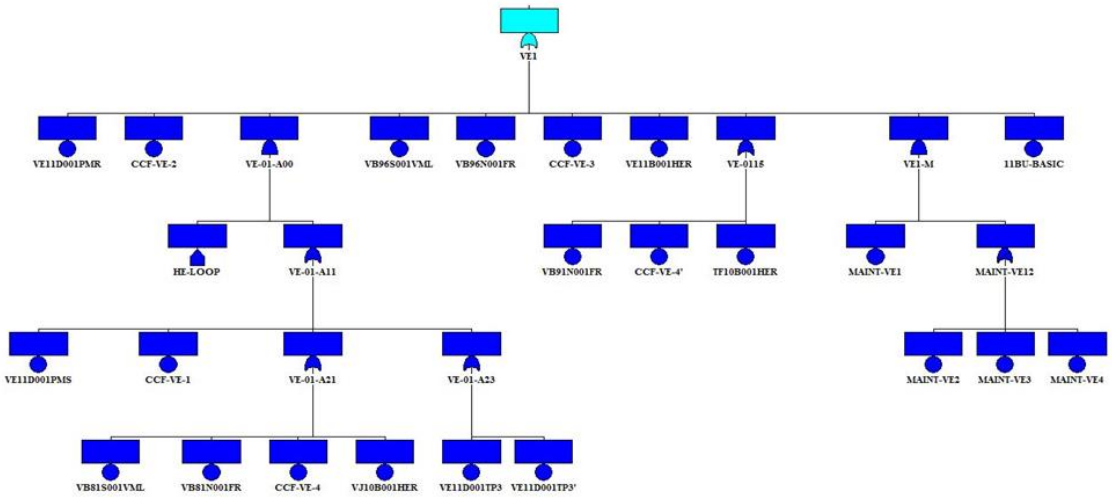
جدول ۳ . تعیین امتیاز مربوط به شاخص توانایی شناسایی نقص

امتیاز	راه های شناسایی نقص	ابزار شناسایی نقص
۸	از طریق استفاده از تکنیک های پایش وضعیت و PdM، نقص قابل شناسایی می باشد.	پایش وضعیت
۶	پرسنل متخصص مانند مکانیک ها دانش و مهارت لازم برای شناسایی نقص را دارند.	متخصصین
۴	اپراتور دارای دانش و مهارت لازم برای شناسایی نقص است.	اپراتور
۲	از طریق دیدن، شنیدن، بوییدن و لمس کردن می توان نقص را شناسایی کرد.	از طریق حس

۴. مورد مطالعاتی: سیستم VE نیروگاه هسته ای بوشهر

در این بخش به مدلسازی سیستم VE نیروگاه اتمی بوشهر و شناسایی مود های بحرانی با استفاده از روش FTA-FMEA بازگشتی می پردازیم.

سیستم آبرسانی VE یکی از اجزای سیستم برداشت گرما در نیروگاه هسته ای بوشهر است و عملکرد انتقال حرارت از سیستم خنک کاری تجهیزات هسته ای TF و سیستم خنک کاری بسته VJ به خلیج فارس را در کلیه حالت های کارکرد مجموعه، از جمله شرایط اضطراری انجام می دهد. این سیستم یک سیستم حمایتی ایمنی است. این سیستم از دو زیرسیستم تشکیل شده است که هر کدام از آنها دارای کلنال های مستقل و جدا از هم هستند. هر کانال می تواند به تنهایی عملکرد کامل ایمنی سیستم را در کلیه ی مود های کارکردی فراهم کند.



شکل ۳ . درخت خطای سیستم **VE**

۱.۴. آنالیز در سطح سیستم

همانطور که ذکر شد اولین مرحله در این روش تعیین تمامی عملکرد های سیستم می باشد. در اینجا به منظور سادگی پروسه تحلیل و شناسایی تجهیزات تنها یک عملکرد سیستم VE در نظر گرفته می شود. "برداشت حرارت از سیستم خنک کننده تجهیزات هسته ایTF و سیستم خنک کننده بسته VJ در تمامی شرایط کاری نیروگاه و انتقال آن به خلیج فارس" تنها عملکرد سیستم VE در نظر گرفته می شود. بنابراین در این مرحله FMEA انجام نمی شود و این عملکرد، تنها عملکرد بحرانی در نظر گرفته می شود.

۲.۴. آنالیز در سطح عملکرد

در این مرحله تمام مود های عملکرد تجهیزات دخیل در عملکرد بحرانی سیستم VE که در مرحله ی قبل شناسایی شدند تحلیل می شوند. این مود ها و اطلاعات مربوط به آنها از مدارک PSA نیروگاه اتمی بوشهر [۱۴] استخراج شده اند و هریک از این مود های خرابی به صورت یک رویداد پایه در درخت خطای مدل شده است.

بر اساس گزارش نرم افزار SAPHIRE رتبه و امتیاز شاخص پیامد وقوع خرابی مربوط به کانال اول سیستم VE با توجه به معیار RIR در جدول ۴ تعیین می شود.

با توجه به نرخ خرابی و عدم دسترسی مربوط به هر یک از مود های خرابی موجود در مدارک PSA نیروگاه اتمی بوشهر، امتیاز مربوط به فرکانس وقوع خرابی در مود های خرابی کانال اول سیستم VE به صورت جدول ۵ تعیین می شود.

با محاسبه ی مقدار RPN برای این مود های خرابی و با توجه به مقدار حد که در اینجا ۴۰ در نظر گرفته شده است، مود های خرابی بحرانی به صورت جدول ۶ تعیین می شوند.

همانطور که اشاره شد ۱۶ درصد اول لیست مود های خرابی معیار FV را برای اعمال فعالیت های PM جزیی در نظر می گیریم. این مود های خرابی در جدول ۷ نشان داده شده اند.

از آنجایی تجهیزات ۲، ۳ و ۴ در لیست تجهیزات بحرانی قرار دارند و باید برنامه ی PM جامع بر روی آنها اعمال شود، تنها MAINT-VE1 که بیانگر عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری می باشد در دسته ی تجهیزاتی قرار می گیرد که می توان فعالیت های پیشگیرانه ی جزیی بر روی آن اعمال کرد.

۳.۴. آنالیز در سطح تجهیز

در این مرحله نیز مقدار RPN برای مکانیزم های خرابی همانند مراحل قبل محاسبه می گردد. دیتای مربوط به شاخص فرکانس وقوع خرابی در این مرحله، معمولا وجود ندارد اما در صورتی که این علل خرابی، شناسایی و ثبت شده باشد یا پرسنل بتوانند با تخمین خوبی امتیاز مربوط به این شاخص در این مرحله را تعیین کنند، اعمال این شاخص برای تعیین فعالیت های CBM مناسب می تواند مفید باشد.

روش دیگری که در این مرحله می توان اتخاذ کرد استفاده از تمپلیت های آماده است. این تمپلیت ها با تعیین علل غالب خرابی تجهیز فعالیت های پیشگیرانه مناسب را با توجه به شرایط کاری، دوره ی کاری و اهمیت نسبی آنها معرفی می کند.

جدول ۴ . امتیاز شاخص پیامد وقوع خرابی در سیستم *VE*

امتیاز	مود خرابی	نوع تجهیز	رویداد پایه	رتبه ی رویداد پایه
۱۰	ناتوانی در باز ماندن شیر	شیر با عملگر موتوری در سیستم VB	VB81S001VML	۱
	نشت در مبدل حرارتی	مبدل حرارتی در سیستم TF	TF10B001HER	۲
	خرابی در TPTC 17-17	سیگنال	VE11D001TP3'	۳
	خرابی در TPTC 17-17	سیگنال	VE11D001TP3	۴
۸	خرابی در راه اندازی پمپ	پمپ با محرک الکتریکی	VE11D001PMS	۵
	پمپ نمی تواند روشن بماند	پمپ با محرک الکتریکی	VE11D001PMR	۶
	نشت در مبدل حرارتی	مبدل حرارتی	VE11B001HER	۷
	ناتوانی در باز ماندن شیر	شیر با عملگر موتوری در سیستم VB	VB96S001VML	۸
۶	انسداد فیلتر	فیلتر آب دریا در سیستم VB	VB96N001FR	۹
	انسداد فیلتر	فیلتر آب دریا در سیستم VB	VB91N001FR	۱۰
	خرابی در کلیدابزار[1]	کلیدابزار	11BU-BASIC	۱۱
	انسداد فیلتر	فیلتر آب دریا در سیستم VB	VB81N001FR	۱۲
۴	خرابی در راه اندازی پمپ ها	خرابی دارای علت مشترک	CCF-VE-1	۱۳
	انسداد فیلتر های آب دریا در سیستم (VB) (چهار تجهیز)	خرابی دارای علت مشترک	CCF-VE-4	۱۴
	انسداد فیلتر های آب دریا در سیستم (VB)	خرابی دارای علت مشترک	CCF-VE-3	۱۵
	خرابی در راه اندازی پمپ ها	خرابی دارای علت مشترک	CCF-VE-2	۱۶
۲	نشت در مبدل حرارتی	مبدل حرارتی در سیستم VJ	VJ10B001HER	۱۷
	عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری		MAINT-VE1	۱۸
	عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری		MAINT-VE4	۱۹
	عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری		MAINT-VE3	۲۰
۱	عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری		MAINT-VE2	۲۱

[1] switchgear

جدول ۵. امتیاز شاخص احتمال وقوع خرابی در سیستم *VE*

امتیاز	عدم دسترسی	مود خرابی	رویداد پایه	رتبه ی رویداد پایه
۱۰	۵×۱۰^{-۳}	عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری	MAINT-VE1	۱
	۵×۱۰^{-۳}	عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری	MAINT-VE3	۲
	۵×۱۰^{-۳}	عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری	MAINT-VE4	۳
	۵×۱۰^{-۳}	عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری	MAINT-VE2	۴
	۴.۳۶×۱۰^{-۳}	خرابی در کلیدابزار	11BU-BASIC	۵
	۱.۲۵×۱۰^{-۳}	خرابی در راه اندازی پمپ	VE11D001PMS	۶
۸	۸.۷۸×۱۰^{-۴}	پمپ نمی تواند روشن بماند	VE11D001PMR	۷
	۱.۶۶×۱۰^{-۴}	خرابی در TPTC 17-17	VE11D001TP3'	۸
۶	۶.۴۸×۱۰^{-۵}	انسداد فیلتر	VB81N001FR	۹
	۶.۴۸×۱۰^{-۵}	انسداد فیلتر	VB91N001FR	۱۰
	۶.۴۸×۱۰^{-۵}	انسداد فیلتر	VB96N001FR	۱۱
	۵.۲۶×۱۰^{-۵}	خرابی در راه اندازی پمپ ها	CCF-VE-2	۱۲
	۳.۰۷×۱۰^{-۵}	خرابی در راه اندازی پمپ ها	CCF-VE-1	۱۳
	۲.۴×۱۰^{-۵}	نشت در مبدل حرارتی	VE11B001HER	۱۴
	۲.۴×۱۰^{-۵}	نشت در مبدل حرارتی	VJ10B001HER	۱۵
	۲.۴×۱۰^{-۵}	نشت در مبدل حرارتی	TF10B001HER	۱۶
	۲.۳۲×۱۰^{-۵}	خرابی در TPTC 17-17	VE11D001TP3	۱۷
	۱.۹۲×۱۰^{-۵}	ناتوانی در باز ماندن شیر	VB81S001VML	۱۸
	۱.۹۲×۱۰^{-۵}	ناتوانی در باز ماندن شیر	VB96S001VML	۱۹
۴	۱.۵۹×۱۰^{-۶}	انسداد فیلتر های آب دریا در سیستم (VB) (چهار تجهیز)	CCF-VE-4	۲۰
	۱.۵۹×۱۰^{-۶}	انسداد فیلتر های آب دریا در سیستم (VB)	CCF-VE-3	۲۱

جدول ۶. مود های خرابی بحرانی تجهیزات سیستم VE

رتبه ی رویداد پایه	رویداد پایه	مود خرابی	شاخص پیامد خرابی	شاخص فرکانس خرابی	RPN
۱	VE11D001TP3'	خرابی در TPTC 17-17	۱۰	۸	**۸۰**
۲	VE11D001PMS	خرابی در راه اندازی پمپ	۸	۱۰	**۸۰**
۳	VE11D001PMR	پمپ نمی تواند روشن بماند	۸	۸	**۶۴**
۴	TF10B001HER	نشت در مبدل حرارتی	۱۰	۶	**۶۰**
۵	VE11D001TP3	خرابی در TPTC 17-17	۱۰	۶	**۶۰**
۶	VB81S001VML	ناتوانی در باز ماندن شیر	۱۰	۶	**۶۰**
۷	11BU-BASIC	خرابی در کلیدابزار	۶	۱۰	**۶۰**
۸	VB96S001VML	ناتوانی در باز ماندن شیر	۸	۶	**۴۸**
۹	VE11B001HER	نشت در مبدل حرارتی	۸	۶	**۴۸**

جدول ۷ . تجهیزات مهم از نظر معیار FV

رتبه ی رویداد پایه	رویداد پایه	نوع تجهیز	مود خرابی
۱	MAINT-VE1		عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری
۲	11BU-BASIC	کلیدابزار	خرابی در کلیدابزار
۳	VE11D001PMS	پمپ با محرک الکتریکی	خرابی در راه اندازی پمپ
۴	VE11D001PMR	پمپ با محرک الکتریکی	پمپ نمی تواند روشن بماند

۴.۴. دســـته بندی مود های خرابی از نظر مدل قابلیت اطمینان

پس از تعیین مود های خرابی بحرانی، لازم اســت تا پارامتر هـای قـابلیـت اطمینـان این مود هـا بـه منظور دستیابی به دسترسی بیشتر در آنها، تغییر کند .

همانطور که در فصــل گذشــته اشــاره شــد، پس از شناسایی تجهیزات بحرانی، باید مشخص شود که وقوع خرابی در هر یک از مود های عملکردی آنها، آشــکار یا پنهان می باشــد. با توجه به انواع توابع مورد اســتفاده برای مدلســازی عدم دســترســی تجهیزات در نیروگاه بوشـهر و مدارک PSA آن، عدم دسـترسـی در دسـته ی اول تجیزات که خرابی آنها برای پرسـنل آشـکار خواهد بود را می توان از رابطه ی ۴-۱ محاسبه کرد:

$$Q(t) = (\frac{\lambda}{\lambda+\mu})(1-\exp(-(\lambda+\mu)t))$$

(۱)

در این رابطه λ نرخ خرابی و μ نرخ تعمیر می باشـد که از روابط زیر بدست می آیند:

$$\lambda = \frac{1}{MTBF}$$

(۲)

$$\mu = \frac{1}{MTTR}$$

(۳)

پس از گذشـــت زمان اندکی تنها بخش پایدار در معادله ی ۴-۱ باقی می ماند و در واقع تقریب قابل قبولی اســـت که معادله ۴-۱ را تنها با بخش پایدار در نظر بگیریم. [۱۴] بنابراین معادله ی ۴-۱ به صورت زیر تبدیل می شود:

$$Q_{mean} = \frac{\lambda}{\lambda+\mu}$$

(۴)

این دسته از مود های خرابی شامل مود های شماره ی ۱، ۳، ۴، ۶، ۸ و ۹ در جدول ۶ می باشد.

برای دســـته ی دوم تجهیزات که خرابی آنها پنهان می باشد و باید از طریق تست های دوره ای خرابی های آنها را شـناسـایی کرد، عدم دسـترسـی از رابطه ی زیر محاسبه می شود:

$$Q(t) = 1-\exp(-\lambda(t-TI))$$

(۵)

که در این رابطه TI فاصله ی زمانی تست های دوره ای می باشد.

متوسط عدم دسـترسـی Q_{mean} را می توان با انتگرال گیری از رابطه ی ۴-۵ در مدت زمان TI به صـورت زیر محاسبه کرد: [۱۴]

$$Q_{mean} = \frac{1}{TI}\int_0^{TI} Q(t)dt = 1-\frac{1}{\lambda TI}(1-\exp(-\lambda TI))$$

(۶)

این دسته از تجهیزات تنها شامل تجهیز شماره ی ۵ در جدول ۶ می باشد.

دسـته ی سـوم تجهیزاتی که در سیسـتم VE قرار دارند، تجهیزاتی می باشـند که عدم دسـترسـی آنها ثابت می باشـــد. احتمال خرابی این تجهیزات مربوط به حالت "احتمال خرابی در حالت تقاضا " می باشد. این حالت معمولا در تجهیزاتی اتفاق می افتد کـه در شـــرایط اضطراری نیازمند تغییر وضعیت خود هستند. به عنوان مثال شیر نمی تواند در شرایط اضطراری بسته شود. با توجـه بـه اینکـه نرخ خرابی برای این تجهیزات تعریف نمی شـود و احتمال عدم دسـترسـی آنها ثابت می باشـد، عدم دسـترسـی آنها در برنامه ی RCM مبتنی بر FTA و FMEA بازگشـــتی، ثابت در نظر گرفته شـــده اســـت.

تجهیزات شـــماره ی ۲ و ۷ در جدول ۶ از این نوع می باشند.

۵.۴. محاســـبه ی تغییر در عدم دســـترســـی تجهیزات

رویکرد ما در این پژوهش تعیین اثر اجرای RCM بر تجهیزات سیستم VE با این فرض است که فعالیت های تعیین شـده، اثر مطلوب ما را در پی نخواهد داشـت. به بیان دیگر قصد داریم به این سوال پاسخ دهیم که اگر فعالیت های تعمیر و نگهداری پیشگیرانه ی تعیین شده در تجهیزات بحرانی نتولنـد نرخ خرابی تجهیزات را کاهش دهند یا عدم انجام تعمیرات پیشـــگیرانه در تجهیزات مجاز به خرابی موجب افزایش نرخ خرابی آنها شـود، چه تاثیری بر عدم دسـترسـی سـیسـتم خواهد داشت.

با فرض اینکه فعالیت های پیشـــگیرانه نتوانند نرخ خرابی تجهیزات بحرانی را کاهش دهند و با توجه به اهمیـت این تجهیزات از نظر قـابلیـت اطمینـان، بـا تمهیداتی که در نظر گرفته می شـــود از قبیل افزایش پرســـنل، زمان تعمیر یا همان MTTR مربوط به این تجهیزات را کـاهش می دهیم. این تجهیزات در واقع تجهیزات دسـته ی اول می باشـند که نرخ خرابی و نرخ تعمیر برای محاسبه ی عدم دسترسی آنها مدنظر است. لیسـت این تجهیزات در سـیسـتم VE به همراه تغییر عدم دسـترسـی ناشـی از کاهش زمان تعمیر در جدول ۸ نشان داده شده است.

زمان تعمیری که در نیروگاه بوشـهر برای این تجهیزات در نظر گرفته شده ۲۴ ساعت می باشد. با تمهیداتی که در نظر گرفته می شود زمان تعمیر را به نصف این مقدار (۱۲ ســـاعت) کاهش می دهیم. در نتیجه نرخ تعمیر (μ)از ۱/۲۴ به ۱/۱۲ (۰.۰۸۳) تغییر می کند. در این صورت عدم دسترسی برای این تجهیزات از رابطه ی ۴-۴ محاسبه می شود.

جدول ۸. تغییر عدم دسترسی دسته ی اول مود های خرابی بحرانی

شـــماره ی رویداد پایه	رویداد پایه	مود خرابی	نرخ خرابی (λ)	عـدم دســـتـرســـی (μ=۱/۲۴=۰.۰۴۱)	عـدم دســـتـرســـی (μ=۱/۱۲=۰.۰۸۳)
۱	VE11D001TP3'	خـرابـی در TPTC 17-17	۶.۹×۱۰^{-۶}	۱.۶۶×۱۰^{-۴}	۸.۲×۱۰^{-۵}
۲	VE11D001PMR	پمـپ نـمی توانـد روشن بماند	۳.۶۶×۱۰^{-۵}	۸.۷۸×۱۰^{-۴}	۴.۳۹×۱۰^{-۴}
۳	TF10B001HER	نشـــت در مبـدل حرارتی	۱×۱۰^{-۶}	۲.۴×۱۰^{-۵}	۱.۲×۱۰^{-۵}
۴	VB81S001VML	ناتوانی در باز ماندن شیر	۸.۷×۱۰^{-۷}	۱.۹۲×۱۰^{-۵}	۹.۶×۱۰^{-۶}
۵	VB96S001VML	ناتوانی در باز ماندن شیر	۸.۷×۱۰^{-۷}	۱.۹۲×۱۰^{-۵}	۹.۶×۱۰^{-۶}
۶	VE11B001HER	نشـــت در مبـدل حرارتی	۱×۱۰^{-۶}	۲.۴×۱۰^{-۵}	۱.۲×۱۰^{-۵}

همچنین برای مود های خرابی نوع دوم در لیست تجهیزات بحرانی (مود خرابی شماره ی ۵) که دارای خرابی پنهان می باشند و باید به طور دوره ای تست شوند، فواصل بازرسی آنها را کاهش می دهیم. فاصله ی تست دوره ای در نیروگاه بوشهر ۴ هفته می باشد. این فاصله را به بازه های دو هفته و یک هفته کاهش می دهیم و تاثیر آن را بر عدم دسترسی تجهیز و سیستم ارزیابی می کنیم .

تغییر عدم دسترسی برای این تجهیز با TI یک هفته (۱۶۸ ساعت) و دو هفته (۳۳۶ ساعت) و نرخ خرابی ۶.۹×۱۰^{-۸}با استفاده از رابطه ی ۴-۶ به صورت زیر محاسبه می شود:

$$Q_{mean} = ۱ - \frac{۱}{۶.۹ \times ۱۰^{-۸} * ۱۶۸}(۱ - \exp(-۶.۹ \times ۱۰^{-۸} * ۱۶۸)) = ۵.۸ \times ۱۰^{-۶}$$

$$Q_{mean} = ۱ - \frac{۱}{۶.۹ \times ۱۰^{-۸} * ۳۳۶}(۱ - \exp(-۶.۹ \times ۱۰^{-۹} * ۳۳۶)) = ۱.۱۶ \times ۱۰^{-۵}$$

۱.۵.۴. تغییر در عدم دسترسی تجهیزات غیر بحرانی

همانطور که ذکر شد فرض ما بر این است که اقدامات تعمیر و نگهداری تعیین شده نتیجه ی مطلوب ما را در پی نداشته باشد. از آنجایی که در نیروگاه بوشهر تعمیرات پیشگیرانه در تمام تجهیزات سیستم VE صورت می گیرد، این احتمال وجود دارد که با در نظر گرفتن تجهیزاتی که غیر بحرانی شناسایی شدند به عنوان تجهیزات "مجاز به خرابی"، نرخ خرابی آنها افزایش یابد. بنابراین لازم است تا اثر ناشی از افزایش نرخ خرابی در مود های خرابی غیر بحرانی نیز در نظر گرفته شود.

از آنجایی که خرابی در این مود ها آشکار است، در دسته بندی اول از نظر مدل قابلیت اطمینان قرار می گیرند. با در نظر گرفتن افزایش دو برابری و سه برابری در نرخ خرابی این تجهیزات، عدم دسترسی آنها را از رابطه ۴-۴ محاسبه می کنیم. لیست این مود های خرابی و عدم دسترسی ناشی از تغییر نرخ خرابی آنها در جدول ۹ نشان داده شده است.

۲.۵.۴. تغییر در عدم دسترسی ناشی از فعالیت تعمیر و نگهداری

در مدارک PSA نیروگاه بوشهر فرض شده است که مدت زمان کارکرد نیروگاه در یک سال ۷۲۰۰ ساعت می باشد و یک خرابی در سال برای کانال اتفاق می افتد و مدت زمان تعمیر کانال ۳۶ ساعت می باشد. بنابراین احتمال عدم دسترسی ناشی از تعمیر و نگهداری که واحد آن یک بر ساعت می باشد، ثابت بوده و برابر است با:

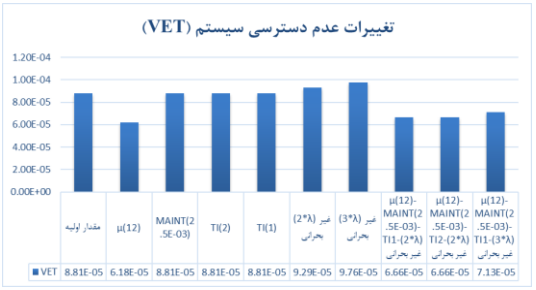
$$Q_{maint} = \frac{۳۶ \times ۱}{۷۲۰۰} = ۵ \times ۱۰^{-۳}$$

برای کاهش عدم دسترسی ناشی از تعمیر و نگهداری می توان زمان تعمیر را با افزایش پرسنل کاهش داد. از اینرو برای عدم دسترسی ناشی از تعمیر و نگهداری که بحرانی تعیین می شوند، تعداد پرسنل را ۴ برابر افزایش می دهیم تا زمان تعمیر به ۹ ساعت و عدم دسترسی به ۱.۲۵×۱۰^{-۳}برسد. اگر عدم دسترسی ناشی از تعمیر و نگهداری در دسته بندی تجهیزاتی قرار بگیرد که نیازمند PM جزیی باشند، تعداد پرسنل را دو برابر افزایش می دهیم تا زمان تعمیر به ۱۸ ساعت و عدم دسترسی به ۲.۵×۱۰^{-۳} برسد. بنابراین از آنجایی که در بخش ۴-۹-۲، MAINT-VE1 در دسته بندی تجهیزات نیازمند PM جزیی قرار گرفت، عدم دسترسی ناشی از تعمیر و نگهداری برای سیستم VE، ۲.۵×۱۰^{-۳} در نظر گرفته می شود. با توجه به اینکه

آنالیز های انجام شده در این فصل بر روی یک کانال از چهار کانال سیستم VE صورت گرفته است، با تعمیم به سایر کانال ها عدم دسترسی ناشی از تعمیر و نگهداری برای آنها نیز ۲.۵×۱۰^{-۳} تعیین می گردد.

۳.۵.۴. تاثیر اجرای RCM مبتنی بر FTA-FMEA در سیستم VE

همانطور که ذکر شد سیستم VE از ۴ کانال یکسان تشکیل شده است. آنالیز های صورت گرفته در این بخش برای یک کانال انجام شده و به بقیه ی کانال ها تعمیم داده می شوند. برای شناسایی اثر تغییرات صورت گرفته در سطح سیستم در درخت خطای مربوط به سیستم یک گیت AND با نام VET تعریف شد و چهار کانال سیستم VE در زیر آن قرار گرفتند. در واقع این کار بیانگر آن است که برای از دست رفتن سیستم باید تمامی کانال های سیستم خراب شوند. درخت خطای مربوط به سیستم و کانال اول در پیوست ها آمده است. تغییرات عدم دسترسی در سیستم و کانال ناشی از پیاده سازی RCM مبتنی بر FTA و FMEA بازگشتی در جدول ۱۰ نشان داده شده است. همچنین این نتایج برای سیستم VE در شکل ۴ ترسیم شده است.



شکل ۴. تغییرات عدم دسترسی ناشی از پیاده سازی RCM مبتنی بر FTA-FMEA

جدول ۹ . تغییر عدم دسترسی مود های خرابی غیر بحرانی

شماره ی رویداد پایه	رویداد پایه	مود خرابی	نرخ خرابی (λ)	عدم دسترسی (λ×۲)	عدم دسترسی (λ×۳)
۱	VB81N001FR	انسداد فیلتر	۲.۷×۱۰^{-۶}	۱.۳×۱۰^{-۴}	۱.۹۴×۱۰^{-۴}
۲	VB91N001FR	فیلتر آب دریا در سیستمVB	۲.۷×۱۰^{-۶}	۱.۳×۱۰^{-۴}	۱.۹۴×۱۰^{-۴}
۳	VB96N001FR	فیلتر آب دریا در سیستمVB	۲.۷×۱۰^{-۶}	۱.۳×۱۰^{-۴}	۱.۹۴×۱۰^{-۴}
۴	VJ10B001HER	مبدل حرارتی در سیستمVJ	۱×۱۰^{-۶}	۴.۸×۱۰^{-۵}	۷.۲×۱۰^{-۵}

جدول ۱۰. تغییرات عدم دسترسی ناشی از پیاده سازی RCM مبتنی بر FTA-FMEA

	VE1	درصد تغییر VE1	VET	درصد تغییر VET
عدم دسترسی اولیه با در نظر گرفتن LOOP	۱.۱۹۵ × ۱۰$^{-۲}$		۸.۸۰۸ × ۱۰$^{-۵}$	
عدم دسترسی با μ=۱/۱۲ (μ12)	۱.۱۳۶ × ۱۰$^{-۲}$	-۴.۹۳	۶.۱۷۸ × ۱۰$^{-۵}$	-۲۹.۸۵
عدم دسترسی ناشی از تعمیر و نگهداری (MAINT2.5E-03)	۹.۵۲۰ × ۱۰$^{-۳}$	-۲۰.۳۳	۸.۸۰۸ × ۱۰$^{-۵}$	۰
عدم دسترسی با TI یک هفته (TI1)	۱.۱۹۳ × ۱۰$^{-۲}$	-۰.۱۶	۸.۸۰۸ × ۱۰$^{-۵}$	۰
عدم دسترسی با TI دو هفته (TI2)	۱.۱۹۴ × ۱۰$^{-۲}$	-۰.۰۸	۸.۸۰۸ × ۱۰$^{-۵}$	۰
عدم دسترسی با رشد ۲ برابری نرخ خرابی تجهیزات غیر بحرانی (2λ)	۱.۲۱۷ × ۱۰$^{-۲}$	۱.۸۴	۹.۲۸۸ × ۱۰$^{-۵}$	۵.۴۴
عدم دسترسی با رشد ۳ برابری نرخ خرابی تجهیزات غیر بحرانی (3λ)	۱.۲۳۹ × ۱۰$^{-۲}$	۳.۶۸	۹.۷۵۹ × ۱۰$^{-۵}$	۱۰.۷۹
μ(12) - MAINT(2.5E0-3) - 2λ - TI1	۹.۱۳۸ × ۱۰$^{-۳}$	-۲۳.۵۳	۶.۶۵۸ × ۱۰$^{-۵}$	-۲۴.۴۰
μ(12) - MAINT(2.5E0-3) - 2λ - TI2	۹.۱۴۴ × ۱۰$^{-۳}$	-۲۳.۴۸	۶.۶۵۸ × ۱۰$^{-۵}$	-۲۴.۴۰
μ(12) - MAINT(2.5E0-3) - 3λ - TI1	۹.۳۵۷ × ۱۰$^{-۳}$	-۲۱.۶۹	۷.۱۲۹ × ۱۰$^{-۵}$	-۱۹.۰۶

۶.۴. تاثیر اجرای RCM در حادثه ی LOCA-I-1

به منظور بررسی اثر تغییرات انجام شده در سیستم VE، تغییر در فرکانس ذوب قلب در حادثه ی LOCA-I-1ارزیابی شده است. درخت خطای این رویداد در پیوست ها آمده است. همانطور که اشاره شد، فرکانس وقوع این حادثه با در نظر گرفتنLOOP ، ۱۰$^{-۶}$ × ۱.۵۶می باشد و تنها عملکرد ایمنی CIV-1 برای جلوگیری از ذوب قلب در درخت رویداد این حادثه در نظر گرفته می شود. تاثیر تغییرات صورت گرفته در فرکانس ذوب قلب از دو روش RCM مبتنی بر-FTA FMEAو RCM ساده ی کلاسیک در حادثه ی LOCA-I-1در نمودار ۴-۳ ترسیم شده است.

همانطور که در نمودار ۴-۵ نشان داده شده است در اثر اعمال نتایج حاصل از RCM مبتنی بر FMEA-FTA تغییری در فرکانس وقوع عملکرد ایمنی CIV-1 و متعاقبا در فرکانس ذوب قلب مشاهده نشد.

در مقابل پس از اعمال تغییرات ناشی از RCM ساده ی کلاسیک فرکانس وقوع عملکرد ایمنی CIV-1 به ۷.۹۳۰ × ۱۰$^{-۷}$ و ۷.۹۳۱ × ۱۰$^{-۷}$ به ترتیب در اثر رشد دو برابری و سه برابری نرخ خرابی تجهیزات مجاز به خرابی و بازه ی تست یک هفته ای برای تجهیزات دارای خرابی پنهان، تغییر یافت. علاوه بر این فرکانس وقوع ذوب قلب نیز به ترتیب ذکر شده به ۱.۲۳۷۰۸ × ۱۰$^{-۱۳}$ و ۱.۲۳۷۲۳ × ۱۰$^{-۱۳}$ تغییر یافت.

۵. نتیجه گیری

اگرچه که تحلیل دقیق احتمال خرابی سیستم نیازمند استفاده از اطلاعات بهره برداری و اطلاعات تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پایش وضعیت تجهیزات می باشد و همچنین اجرای کامل و دقیق RCM نیازمند اجماع پرسنل متخصص مجموعه است اما با توجه به آنالیز انجام شده در این پژوهش به نظر می رسد که دسته بندی غالب تجهیزات سیستم VE در دسته ی "مجاز به خرابی" می تواند اثر نامطلوبی در احتمال خرابی سیستم داشته باشد. از اینرو از نقطه نظر احتمال خرابی و عدم دسترسی بهتر است با در نظر گرفتن شاخص هایی نظیر RPN، منابع و امکانات تعمیر و نگهداری را به تجهیزات و مود های خرابی بحرانی اختصاص داد و با ارزیابی نتایج حاصل و به کارگیری مباحث مرتبط با اقدامات مستمر که در فصل سوم توضیح داده شد، فعالیت های بهینه ی تعمیر و نگهداری و بازه ی صحیح انجام آنها را شناسایی کرد.

مراجع

[۱] افراسیابی، هادی. (۱۳۸۶). بررسی راهکارهای استقرار سیستم RCM در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی، ارائه الگوی اجرایی، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.

[۲] ادب، حسین. (۱۳۹۴). ارزیابی سیستم نگهداری و تعمیرات مبتنی بر قابلیت اطمینان ((RCMبا رویکرد () (ELECTREمطالعه موردی:پمپ های صنعتی ایران)

Chen, Y.; Zhang, T. (2012)"Application & Development of Reliability-Centered Maintenance (RCM) in China's Nuclear Energy Field". Operation Technology Research Center

Streamlined Reliability Centered Maintenance (SRCM) Implementation Guidelines, EPRI, Palo Alto, CA: 1998. EPRIGEN Report TR-109795-V2.

Reliability and Preventive Maintenance: Balancing Risk and Reliability, EPRI product 1002936, User's Manual, EPRI, Palo Alto, CA: 2002

Moubray, J. (2000) "The Case Against Streamlined Reliability Centered Maintenance". Engineering Managemant Journal; EMJ 12(4):25-31

Bloom, N. B. "Rliability Centered Maintenanace Implementation Made Simple," McGraw-Hill Companies, 2005

The EPRI PM Basis Database, EPRI product 1003282, and The EPRI PM Basis Database: User's Manual, EPRI, Palo Alto, CA: 2001, EPRI product 1001448

Preventive Maintenance Basis Guidelines. EPRI, Palo Alto, CA: 1999. TR-106857 Volumes 1-38.

NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Measures of Risk Importance and Their Applications, NUREG/CR-3385, (1983)

Reliability and Risk Significance: For Maintenance and Reliability Professionals at Nuclear Power Plants, EPRI, Palo Alto, CA: 2002. 1007079.

Streamlined Reliability Centered Maintenance (SRCM) Implementation Guidelines, EPRI, Palo Alto, CA: 1998. EPRIGEN Report TR-109795-V2.

J. F. W. Peeters, R. J. I. Basten, and T. Tinga, "Improving failure analysis efficiency by combining FTA and FMEA in a recursive manner," Reliab. Eng. Syst. Saf., vol. 172, no. November 2017, pp. 36–44, Apr. 2018.

PROBABILISTIC SAFETY ASSESSMENT on the project of reconstruction and completion of Unit 1 NPP "Bushehr", 18.BU.1 0.0.OO.VAB.PR, Moscow, 2003

Nuclear Technology and Energy

Journal home page: http://Nucte.sbu.ac.ir

Nuclear Technology and Energy, Vol. 2, No. 1, Spring 2023, 37-55

Changes in core meltdown frequency due to implementation of RCM program on safety equipment of Bushehr nuclear power plant

A.Varchandi[a], M. Abbasi[b], S. Kordalivand[a]

[a]Tavana Company, Tehran, Iran

[b]Faculty of engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

Received :21 - 11 - 2021

Accepted: 21 - 11 - 2022

Abstract

Safety, reliability and maintenance are key issues in the operation of nuclear power plants. Proper and organized implementation of maintenance activities can provide a platform for the safe operation of the power plant.

In This research we try to increase the reliability of power plant systems and equipment by optimizing maintenance activities by introducing the reliability-based maintenance method (RCM).

In This article the different approaches in the RCM program implemented in nuclear power plants and tries to choose an operational and efficient method in Bushehr nuclear power plant. Hence, the conflicts between classical RCM and simple RCM have been raised and an attempt has been made to resolve these conflicts through a comprehensive model.

In this paper, two different RCM methods based on engineering judgment and statistical analysis have been used and the effect of these methods on heart rate has been evaluated. The method of combining FTA and recursive FMEA to evaluate equipment and select critical equipment according to the depth of analysis Optimally, used. In this method, by performing FTA and FMEA repeatedly at different levels of power plant analysis, critical equipment is identified using probabilistic safety assessment criteria (PSA).

Keywords: PSA, Repair and maintenance, Reliability, FTA, FMEA, RCM

*** Corresponding Author E-mail: m_abbasi@sbu.ac.ir**