

زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید نیرو در بازار برق با استفاده از رویکرد برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای تحت ریسک اختلال در تسهیلات نیروگاهی

عماد روغنیان^{۱*}، عاطفه حسن‌پور^۲

۱. دانشیار گروه مهندسی صنایع، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، تهران، ایران
۲. دانشجوی دکتری مهندسی صنایع، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، تهران، ایران

خلاصه

صنعت برق از دو دهه گذشته از حالت انحصاری و نظارت مستقیم دولت خارج شده و در جهت خصوصی‌سازی حرکت نموده است. لذا، تصمیم‌گیری درخصوص زمان‌بندی خروج نیروگاه‌ها از بازار برق، به یکی از مسائل مهم شبکه تبدیل شده که بر قابلیت اطمینان شبکه تأثیرگذار می‌باشد. بهره‌بردار مستقل سیستم به‌عنوان یک نهاد حاکمیتی، مسئولیت حفظ سطح مطلوب قابلیت اطمینان شبکه را با توجه به آرایش‌های پیشنهادی خروج نیروگاه‌ها از بازار برعهده دارد. در اغلب مدل‌های کلاسیک، فرض می‌شود که نیروگاه‌ها همواره طبق برنامه کار خواهند کرد، درحالی‌که در واقعیت نیروگاه‌ها در معرض اختلال می‌باشند. در این مقاله، مسأله زمان‌بندی تعمیرات نیروگاه‌ها با رویکرد برنامه‌ریزی تصادفی دو-مرحله‌ای مبتنی بر سناریو تحت ریسک خرابی نیروگاه‌ها در نظر گرفته شده است. یک سناریو به‌عنوان رویدادی در نظر گرفته می‌شود که برخی از نیروگاه‌ها به دلیل اختلال از کار افتاده‌اند و سایرشان می‌توانند خدمات ارائه دهند. در این مسأله، زمان‌بندی تعمیرات در مرحله اول و تصمیمات مرتبط با میزان عرضه در مرحله دوم تعیین می‌شوند. سپس بهره‌بردار سیستم پس از بررسی شاخص قابلیت اطمینان، در صورت نیاز به زمان‌بندی مجدد، سیگنال‌های اصلاحی را براساس سهم مشارکت نیروگاه‌ها در کاهش قابلیت اطمینان محاسبه و ارسال می‌نماید. سپس شرکت تولید زمان‌بندی بازبینی شده خود را مجدداً برای بهره‌بردار ارسال می‌کند. این فرایند تکراری تا زمان حصول قابلیت اطمینان مطلوب ادامه خواهد داشت. به‌منظور حل مسأله پیشنهادی، ترکیب الگوریتم حرکت تجمعی ذرات و سیمپلکس پیشنهاد شده است. ارزیابی‌های عملکردی مدل بر روی یکی از شبکه‌های استاندارد IEEE-RTS انجام و نتایج گزارش شده است.

اطلاعات مقاله

تاریخچه مقاله:

دریافت ۱۳۹۹/۰۱/۰۳

پذیرش ۱۳۹۹/۰۷/۱۸

(مقاله پژوهشی)

کلمات کلیدی:

زمان‌بندی تعمیرات واحدهای

تولید نیرو

قابلیت اطمینان شبکه قدرت

ریسک اختلال نیروگاه‌ها

سیگنال‌های اصلاحی

۱. مقدمه

هر شرکت تولید برق برای انجام برنامه تعمیرات واحدهای تحت پوشش خود سالیانه هزینه‌های قابل‌ملاحظه‌ای را صرف می‌کند. این هزینه‌ها اصولاً شامل هزینه‌ی فنی تعمیرات و همچنین هزینه‌های تحمیلی مربوط به تعاملات تجاری در بازار برق، هم‌چون فرصت از

دست رفته بابت تولید انرژی و فروش آن می‌باشد. در بازارهای برق تجدید ساختار شده هدف اصلی تولیدکنندگان که همان شرکت‌های تولید نیرو هستند، سودآوری بیشتر با کمترین ریسک مالی حاصل از تعاملات تجاری آن‌ها در بازار برق می‌باشد. این سود، خود حاصل کسر هزینه‌های واحدهای تحت پوشش شرکت از درآمدهای تجاری وی در یک بازه‌ی زمانی مشخص می‌باشد. سود شرکت‌های تولید نیرو در این نوع بازار تحت‌تأثیر پارامترهای مختلف ازجمله رفتار استراتژیک رقبای بازار و سیاست‌های مداخله‌جویانه واحدهای تنظیم‌کننده بازار می‌باشد. ازجمله تصمیمات مهم و اصلی یک

* نویسنده مسئول: عماد روغنیان

تلفن: ۰۲۱-۸۴۰۶۳۳۶۵؛ پست الکترونیکی: e_roghanian@kntu.ac.ir

پوشش دهد، می‌تواند در بهبود قابلیت اطمینان سیستم تأثیر بسزایی داشته باشد. این برنامه می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری سیستم را کاهش داده و صرفه‌جویی‌هایی را در سرمایه‌گذاری برای خرید تجهیزات جدید به ارمغان آورد. بر این اساس، در این مقاله، به منظور حفظ قابلیت اطمینان شبکه‌ی قدرت و هم‌چنین تضمین سود واحدهای تولید نیرو در بازار برق، مسأله زمان‌بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی در قالب یک مسأله برنامه‌ریزی تصادفی دو-مرحله‌ای تحت ریسک اختلال در نیروگاه‌ها و تحت نظارت بهره‌بردار مستقل سیستم در نظر گرفته شده است.

در ادامه، در بخش دوم به مرور ادبیات و پیشینه‌ی موضوع تحقیق پرداخته شده و در بخش سوم با تعریف مسأله و مفروضات مدل پیشنهادی، مدل‌سازی ریاضی مسأله ارائه شده است؛ سپس در بخش چهارم روش حل مسأله معرفی شده و در بخش پنجم ارزیابی‌های عملکردی مدل پیشنهادی و تحلیل حساسیت آن نسبت به پارامترهای کلیدی بر یکی از شبکه‌های استاندارد IEEE-RTS انجام و نتایج به دست آمده ارائه شده است.

۲. مرور ادبیات

مسأله زمان‌بندی تعمیرات در سیستم قدرت، عبارت است از تعیین زمان بهینه‌ی خروج تجهیزات برای تعمیرات در افق موردنظر، که این بهینه‌سازی با ارضای تمامی قیود سیستم و حفظ قابلیت اطمینان آن صورت می‌پذیرد. این زمان‌بندی، یکی از مهم‌ترین ابزارهای افزایش دسترس‌پذیری تجهیزات و قابلیت اطمینان سیستم و در عین حال کاهش هزینه‌های تعمیرات و بهره‌برداری سیستم می‌باشد که منجر به کاهش خطاهای سیستم، افزایش عمر مفید مورد انتظار و بهره‌مندی اقتصادی سیستم قدرت می‌شود. در سال‌های اخیر، تمرکز مسأله زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید به سمت و سوی مسأله زمان‌بندی در محیط تجدیدساختار یافته و رقابتی تغییر یافته است. مطالعات بسیاری بر روی مرور و تحلیل مقالات منتشر شده در زمینه‌ی زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید از منظر توابع هدف، روش‌های حل، ویژگی‌های شبکه‌ی قدرت، مدیریت سوخت، عدم قطعیت پارامترهای ورودی و حالت‌های پیش از تجدیدساختار و پس از تجدیدساختار پرداخته‌اند [۴]-[۸]. از این رو، در این مقاله به مرور مدل‌های زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید برق تحت عدم قطعیت و رویکردهای حل در مدل‌سازی مسأله پرداخته می‌شود.

در سال‌های اخیر در بسیاری از مقالات برای مدل‌سازی مسأله برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای تولید از رویکردهای تصادفی و احتمالی استفاده شده است [۹]-[۱۲]. عدم قطعیت در تقاضا مرسوم‌ترین پارامتر غیرقطعی در مدل‌های ارائه شده اخیر می‌باشد [۱۳]-[۲۰]. البته عدم قطعیت در پارامترهای منبع انرژی نیز در برخی از مقالات مورد توجه قرار گرفته شده‌اند [۱۳]-[۱۴]، [۲۱]-[۲۲].

در مقالات اخیر مدل‌های متنوعی از زمان‌بندی تعمیرات واحدهای

شرکت تولید نیرو، تصمیم‌گیری یکپارچه درخصوص سبد تولید واحدهای نیروگاهی تحت پوشش و زمان‌بندی خروج آن‌ها برای تعمیرات از بازار برق می‌باشد.

از سوی دیگر، در سیستم‌های قدرت، امنیت شبکه شرط لازم برای بقای تعاملات تجاری بازار برق محسوب می‌شود؛ لذا حفظ قابلیت اطمینان سیستم و توجه به تعاملات تجاری و اقتصادی بازیگران بازار برق، از مهم‌ترین مؤلفه‌های موردنظر در سیستم‌های تجدید ساختار شده می‌باشند. در این میان، زمان‌بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی نقش قابل‌ملاحظه‌ای بر روی این مؤلفه‌ها دارد. مطابق گزارش منتشر شده در سال ۲۰۰۳ م. توسط کمیته رگولاتوری انرژی دولت فدرال آمریکا (FERC)، موضوع زمان‌بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی یکی از مسائل بسیار مهم در بازار برق آمریکا شناخته شده است [۱]. مهم‌ترین تفاوت انرژی الکتریکی و سایر کالاها، ضرورت توازن لحظه‌ای عرضه و تقاضا است. در صورتی که این توازن به صورت لحظه‌ای حفظ نشود سیستم قدرت دچار فروپاشی شده و خاموشی می‌تواند اثرات بسیار نامطلوبی را به اقتصاد کشور وارد نماید. بخشی از اتفاق معروف بحران انرژی کالیفرنیا که در زمستان سال ۲۰۰۰ م. رخ داد، به دلیل کاهش ظرفیت تولید نیروگاه‌ها در اثر آرایش نامناسب برنامه‌ی خروج واحدهای نیروگاهی بوده است [۲]. هم‌چنین افزایش قیمت‌های بازار نقدی (لحظه‌ای) در زمان‌های پیک بار اتفاقی است که در سال ۲۰۰۰ م. در بازار برق استرالیا به علت انتخاب زمان تعمیرات نامناسب رخ داد [۳].

به صورت کلی، خاموشی در شبکه قدرت و به عبارتی فزونی تقاضای سیستم از میزان عرضه به دو علت اصلی ممکن است رخ دهد. اولین علت آن، به وجود آمدن نواسانات تصادفی و پیش‌بینی نشده در تقاضای شبکه نسبت به سطح مورد انتظار برای آن است که این علت اغلب با استفاده از مفهوم ظرفیت رزرو یا آمادگی تا حد قابل‌قبولی برطرف می‌شود. علت دیگر خاموشی‌ها، کاهش ظرفیت در دسترس شبکه یا کمبود در عرضه انرژی نسبت به بار مورد تقاضا می‌باشد. کاهش ظرفیت در دسترس شبکه به دلایلی هم‌چون کاهش توان تجهیزات، خروج‌های برنامه‌ریزی شده و خروج‌های اجباری برای تعمیرات رخ می‌دهد. خروج برنامه‌ریزی شده از پیش مشخص و به دلایلی هم‌چون قرار دادن یک واحد در حالت رزرو یا خروج واحد به دلیل تعمیرات اساسی و نیمه‌اساسی از سیستم رخ می‌دهد. اما خروج برنامه‌ریزی نشده در حالت ایجاد خرابی در سیستم رخ داده و به صورت اجباری و پیش‌بینی نشده می‌باشد. بر این اساس، خروج غیرضروری یک واحد نیروگاهی که می‌تواند ناشی از عدم وجود برنامه‌ی زمان‌بندی مناسب در این زمینه باشد؛ علاوه بر تحمیل زیان‌های اقتصادی فراوان، ممکن است خطرات و ریسک‌های متعددی را برای شبکه‌ی قدرت و امنیت آن به وجود آورد. برنامه‌ی بهینه زمان‌بندی تعمیرات که به صورت هم‌زمان علاوه بر تعمیرات برنامه‌ریزی شده، ریسک خروج‌های اجباری و برنامه‌ریزی نشده را

خرابی واحد تولید، که سهم اصلی این مقاله است در ادبیات مورد بررسی قرار نگرفته است. نوآوری‌های این مقاله به صورت کلی به شرح زیر می‌باشند:

- مدل‌سازی زمان‌بندی تعمیرات پیش‌بینی شده همراه با خروج‌های غیرقابل پیش‌بینی.
- در نظر گرفتن خروج‌های غیرقابل پیش‌بینی به عنوان سناریوهای مدل و دستیابی به جواب بهینه.
- در نظر گرفتن نیروگاه‌های رزرو به عنوان سطوح پشتیبان به منظور جبران خروج‌های غیرقابل پیش‌بینی ظرفیت.
- استفاده از یک فرایند تکراری مبتنی بر مکانیزم جریمه‌پاداش برای ایجاد هماهنگی میان اپراتور مستقل سیستم و واحدهای تولید نیرو به منظور تضمین منافع هر دو طرف.
- استفاده از یکی از شبکه‌های آزمون قابلیت اطمینان (IEEE-RTS) برای ارزیابی اثربخشی روش پیشنهادی.

۳. تعریف مسأله پیشنهادی

هدف از این تحقیق ارائه مدلی کارآمد و قابل اطمینان برای مسأله زمان‌بندی تعمیرات میان‌مدت نیروگاه‌ها در افق یک ساله (۵۲ هفته) ضمن در نظر گرفتن ریسک بروز اختلال نیروگاه‌ها می‌باشد. برای این منظور، مجموعه‌ای از نیروگاه‌ها و گره‌های تقاضا (شین) در شبکه‌ی قدرت در نظر گرفته شده است؛ به طوری که، هر یک از شین‌ها دارای یک تقاضای هفتگی می‌باشد و برای تأمین تقاضا از واحدهای تولید نیرو، به شرکت تولید هزینه‌های ثابت و عملیاتی تحمیل خواهد شد. هر یک از نیروگاه‌های در اختیار شبکه ممکن است با احتمالی دچار خرابی یا اختلال شوند. خرابی‌ها از یکدیگر مستقل فرض شده و لذا امکان رخداد خرابی در چندین نیروگاه به صورت هم‌زمان وجود دارد. هنگامی که یک واحد نیروگاهی دچار خرابی شود دیگر قادر به ارائه خدمت نبوده و لذا میزان تولید آن واحد از لحظه خرابی تا بازگشت مجدد به شبکه پس از تعمیر صفر خواهد شد. بر این اساس، در این هنگام می‌بایست بار تخصیص داده شده به واحد نیروگاهی مزبور به واحد دیگری تخصیص داده شوند.

در مسأله پیشنهادی برای هر یک از نیروگاه‌ها، سطوح پشتیبانی تعریف شده است تا در صورت بروز هر گونه اختلال در شبکه، عرضه برق دچار وقفه نگردد و از خاموشی‌های احتمالی جلوگیری گردد. آن چه که واضح است این است که هر شرکت تولید ترجیح می‌دهد تا در دوره‌های زمانی‌ای که قیمت بازار برق کم بوده و در نتیجه‌ی آن ضررهای مالی حاصل از کاهش فروش انرژی او کمتر می‌باشد، برنامه‌ی خروج واحدهای خود را برای انجام عملیات تعمیرات اعلام نماید. اما از سوی دیگر، به دلیل اثرگذاری زمان‌بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی بر میزان ظرفیت در دسترس نصب شده و در نتیجه قابلیت اطمینان سیستم قدرت، پایش و بررسی برنامه زمان‌بندی شرکت‌های تولید در بازار امری ضروری و بسیار مهم می‌باشد؛ لذا، بهره‌بردار مستقل سیستم با توجه به تصمیمات

تولید نیرو تحت حالات خرابی واحدهای نیروگاهی ارائه شده است [۱۴]، [۱۷]، [۲۳]-[۲۶]. در این مطالعات رویکردهای مختلفی برای مقابله با عدم قطعیت در نظر گرفته شده است. استفاده از رویکرد برنامه‌ریزی تصادفی مبتنی بر سناریو همواره یکی از رویکردهای مرسوم و پرکاربرد در بهینه‌سازی در فضای عدم قطعیت محسوب می‌شود. در مسأله زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید نیرو نیز استفاده از رویکرد تولید سناریو برای پارامتر غیرقطعی مسأله با احتساب احتمال رخداد مشخص، مورد توجه قرار گرفته شده است [۱۶]، [۲۷]. در مقالات منتشر شده مبتنی بر برنامه‌ریزی تصادفی دو-مرحله‌ای، شرکت تولید برق در مرحله‌ی اول به تعیین تصمیمات زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید پرداخته، و در مرحله‌ی دوم پس از مشاهده رخداد تصادفی، در خصوص نحوه‌ی تخصیص و میزان تولید تصمیم‌گیری می‌کند [۱۵]، [۲۲] و [۲۵]. اما در این مقالات حالت‌های رزرو نیروگاه‌ها در خروج اجباری واحدهای تولید و تخصیص نیروگاه پشتیبان به منزله‌ی پوشش خرابی یک نیروگاه در نظر گرفته نشده است.

در ساختار جدید صنعت برق بازیگران متعددی مشارکت دارند. اصلی‌ترین بازیگران این حوزه، بهره‌بردار مستقل سیستم به عنوان نهاد حاکمیتی و شرکت‌های تولید نیرو به عنوان نهادهای خصوصی و رقیب می‌باشند که با اهداف متعارض و مختلفی در عرصه‌ی بازار برق ایفای نقش می‌کنند. شرکت‌های تولید به دنبال سودآوری هر چه بیشتر و کاهش هزینه‌های تولید و تعمیرات خود هستند و بهره‌بردار مستقل سیستم به دنبال حفظ سطح مطلوبی از قابلیت اطمینان شبکه می‌باشد. لذا تعارض اول در رقابت شرکت‌های تولید در کسب سهم بازار بیشتر در مقاطع زمانی مختلف می‌باشد و تعارض دوم در تصمیمات شرکت‌های تولید و اهداف بهره‌بردار مستقل سیستم ملاحظه می‌شود؛ به عنوان مثال، شرکت‌های تولید همگی تمایل به تعمیرات واحدهای خود در فصول کم‌باری می‌باشند که قیمت برق رقابتی نبوده و از سطح پایینی برخوردار است؛ از سوی دیگر، تمایل دسته جمعی واحدها برای خروج از بازار در مقاطع زمانی مشابه باعث می‌شود که تأمین بار شبکه به مخاطره بیافتد. لذا مدل‌سازی تعاملات میان شرکت‌های تولید و هم‌چنین شرکت‌های تولید و بهره‌بردار مستقل سیستم اخیراً در برخی از مقالات مورد توجه قرار گرفته است [۱۶]، [۲۷]-[۳۰].

بر این اساس، در این مقاله پیشنهاد شده است که مسأله زمان‌بندی تعمیرات میان‌مدت واحدهای تولید نیرو با استفاده از رویکرد برنامه‌ریزی تصادفی دو-مرحله‌ای تحت ریسک خرابی نیروگاه‌ها با احتساب نیروگاه‌های رزرو و پشتیبان به منظور تضمین قابلیت اطمینان سیستم و سودآوری واحدهای تولید نیرو در نظر گرفته شود. در جدول (۱) خلاصه‌ای از مرور مقالات اخیر مسأله زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید نیرو ارائه شده است.

از بررسی تحقیقات انجام شده در مسأله زمان‌بندی تعمیرات نیروگاه‌ها، می‌توان دریافت که یک مدل تصادفی مبتنی بر سناریوهای

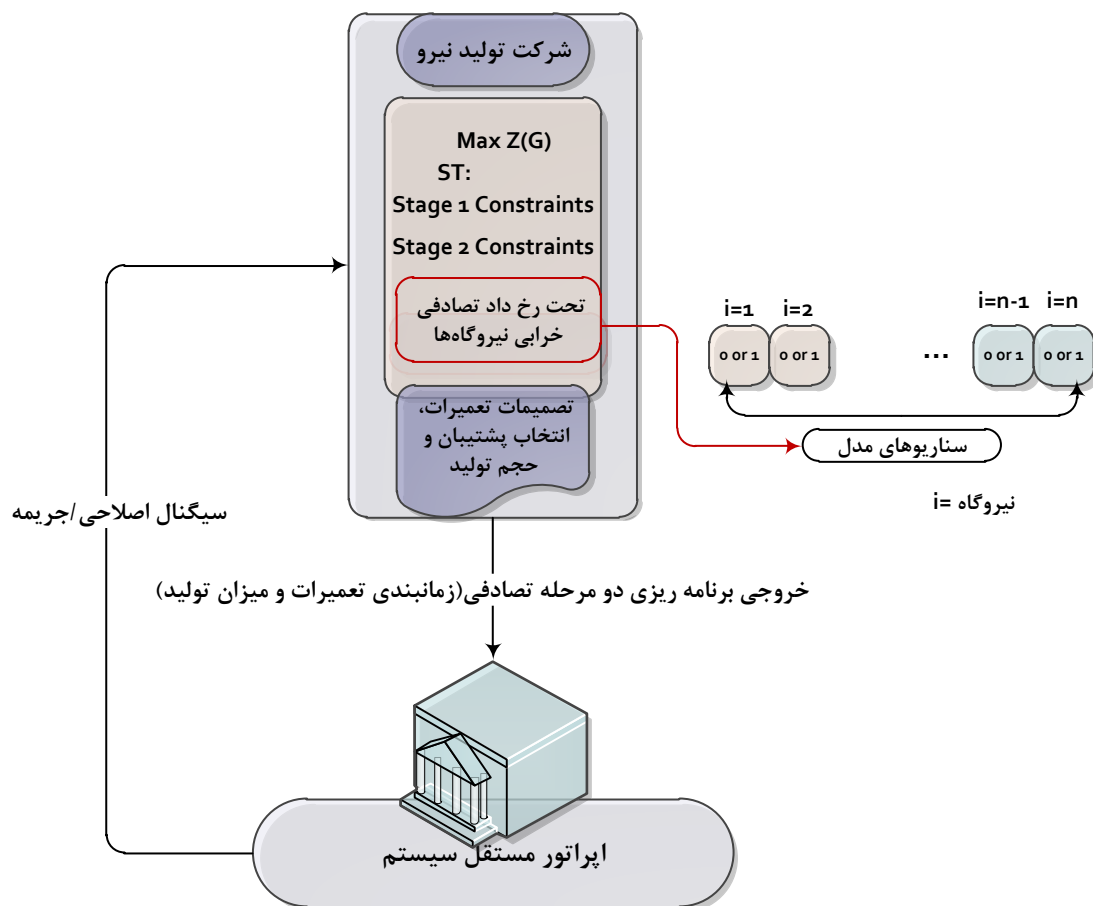
شرکت‌های تولید نیرو به بررسی ملاحظات قابلیت اطمینان سیستم می‌پردازد و با استفاده از مکانیزم جریمه‌پاداش، شرکت‌های تولید نیرو را به بازیابی تصمیمات خود وای می‌دارد. این فرایند تکراری تا زمانی که سطح مطلوب ملاحظات اپراتور حاصل شود ادامه خواهد داشت. شمای کلی مسأله پیشنهادی در شکل (۱) ارائه شده است.

جدول (۱): مروری بر مقالات اخیر مسأله زمان بندی تعمیرات واحدهای تولید نیرو

منابع	افق زمان بندی			ویژگی‌های زمان بندی			تابع هدف	تضمین قابلیت اطمینان	سودآوری	کاهش هزینه‌ها	پارامتر تصادفی	نوع خروج اجباری	بندمدت	میان مدت	کوتاه مدت	روش حل
	تضمین قابلیت اطمینان	تضمین قابلیت اطمینان	تضمین قابلیت اطمینان													
[۱۴]	✓	✓	✓	هزینه، تقاضا، قیمت، خروجی انرژی تجدیدپذیر،	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	الگوریتم اصلاح شده جست‌وجوی الکترو
[۱۵]	✓	✓	✓	هزینه، تقاضا و ظرفیت تولید	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	الگوریتم تولید ستون-محدودیت
[۱۶]	✓	✓	✓	تقاضا	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	سیمپلکس جریمه‌پاداش و ENS هزینه
[۱۸]	✓	✓	✓	تقاضا و منابع انرژی	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	سیمپلکس
[۱۹]	✓	✓	✓	تقاضا و سطح رزرو	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NSGAI
[۲۲]	✓	✓	✓	منبع باد	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	سیمپلکس
[۲۳]	✓	✓	✓	خروج اجباری	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	آزادسازی لاگرانژ
[۲۴]	✓	✓	✓	قیمت و ظرفیت رزرو	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	تجزیه‌ی بندرز
[۲۵]	✓	✓	✓	خرابی نیروگاه	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	تقریب میانگین نمونه
[۲۶]	✓	✓	✓	دسترسی به نیروگاه‌ها	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	سیمپلکس
[۲۷]	✓	✓	✓	قیمت برق و استراتژی رقبا	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	حل‌کننده‌های نرم‌افزار گمز
[۳۱]	✓	✓	✓	دسترسی خط انتقال	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	الگوریتم ژنتیک
مقاله حاضر	✓	✓	✓	خرابی نیروگاه	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	ترکیب سیمپلکس و حرکت تجمعی ذرات

۳-۱. مفروضات مسأله پیشنهادی

- مفروضات در نظر گرفته شده برای مسأله زمان بندی تعمیرات واحدهای تولید نیرو به شرح زیر است:
- منحنی بار شبکه براساس داده‌های گذشته پیش‌بینی شده و مشخص می‌باشد.
- مقدار قیمت هفتگی انرژی در بازار برق از پیش تعیین شده و قطعی و معلوم می‌باشد.
- نیروگاه‌ها با احتمال‌های متفاوت دچار اختلال می‌شوند و خرابی آن‌ها از تابع توزیع برنولی پیروی می‌کند.
- چندین نیروگاه می‌توانند به صورت هم‌زمان خراب شوند و خرابی نیروگاه‌ها از یکدیگر مستقل می‌باشند.
- هر نیروگاه می‌تواند یک مرکز پشتیبان در هر سطح داشته باشد.
- نیروگاه‌هایی که برای تعمیرات انتخاب می‌شوند در دوره‌ی تعمیرات از لیست واحدهای پشتیبان خارج می‌شوند.
- نیروگاه‌ها می‌توانند به طور هم‌زمان به چندین گره تقاضا خدمت دهند و تقاضا (بار) در هر گره می‌تواند از چند نیروگاه مختلف تأمین شود.
- در صورت عدم تأمین تقاضا توسط واحدهای تولید نیرو، یک نیروگاه مجازی با ظرفیت نامحدود در نظر گرفته می‌شود. تقاضاهایی که توسط نیروگاه مجازی پاسخ داده شوند مشمول جریمه می‌شوند که این می‌تواند نشان‌دهنده‌ی هزینه‌ی برون‌سپاری باشد.
- خرابی شبکه‌ی انتقال و تأثیر آن بر زمان بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی در نظر گرفته نمی‌شود.



شکل (۱): شمای کلی مسأله پیشنهادی

تعمیرات واحدهای نیروگاهی تحت اختیار خود را با هدف حداکثرسازی سود اخذ می‌نماید. شرکت تولید نیرو زمان تعمیرات واحدهای خود را در مرحله اول تعیین می‌نماید. بدین ترتیب در مرحله اول و پیش از مشاهده رخداد تصادفی خرابی نیروگاه‌ها، شرکت تولید نیرو وضعیت تعمیرات نیروگاه‌ها در بازار را برای مقاطع زمانی مختلف در افق یک‌ساله (۵۲ هفته) مشخص می‌نماید. سپس در مرحله دوم پس از مشاهده شدن رخداد تصادفی خرابی واحدها، شرکت تصمیمات مربوط به جایگزینی نیروگاه جدید و میزان تولید و نحوه پاس‌دهی به تقاضا را اخذ می‌کند.

اپراتور مستقل سیستم پس از دریافت زمان‌بندی‌های تعمیرات و میزان عرضه انرژی، شاخص قابلیت اطمینان "متوسط انرژی عرضه نشده" را محاسبه نموده و عندالزوم مقادیر جریمه را مبتنی بر سهم مشارکت هر یک از واحدها در خاموشی‌های سیستم و میزان پاداش را مبتنی بر میزان رزرو و آمادگی نیروگاه‌ها برای جبران تولیدات واحدهایی که دچار خرابی شده‌اند، تعیین می‌نماید. این فرایند تکراری تا زمانی که سطح مطلوب ملاحظات اپراتور حاصل شود ادامه خواهد داشت.

در ادامه فهرست علائم و نشانه‌های به‌کار برده شده در مدل‌سازی مسأله پیشنهادی در قالب مجموعه‌ها و اندیس‌ها، پارامترها و متغیرهای تصمیم ارائه شده است:

۲-۳. پارامتر تصادفی و توزیع احتمالاتی آن

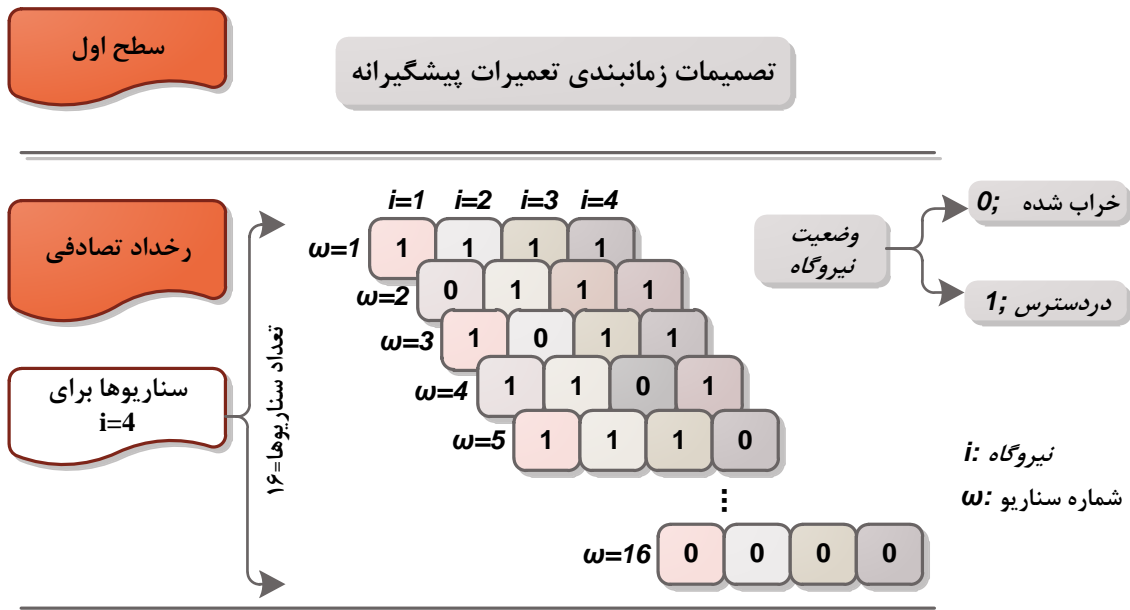
در این مطالعه، خرابی در برخی از واحدهای نیروگاهی به دلیل اختلال به‌عنوان یک سناریو در نظر گرفته شده است. همان‌طور که در فرض (۳) اشاره شد، خرابی نیروگاه‌ها با تابع توزیع برنولی مشخص می‌شود. توزیع برنولی یک توزیع احتمال گسسته از یک متغیر تصادفی است که مقدار "یک" را با احتمال "p" و مقدار "صفر" را با احتمال $q = 1-p$ به خود می‌گیرد؛ بنابراین، با توجه به ماهیت باینری وضعیت دسترس‌پذیری هر نیروگاه، توزیع برنولی برای احتمال وقوع هر سناریو در نظر گرفته شده است. شکل (۲) نمای کلی از مدل پیشنهادی را با در نظر گرفتن توالی رویدادها نشان می‌دهد.

امکان خرابی چندین نیروگاه به‌صورت هم‌زمان، در قالب سناریوهای مختلف در نظر گرفته شده است؛ لذا به‌منظور مواجهه با سناریوهای مختلف خرابی نیروگاه‌ها، برای هر یک از نیروگاه‌ها در سطوح مختلف نیروگاه پشتیبان در نظر گرفته شده است.

۳-۳. مدل‌سازی مسأله

در این بخش به مدل‌سازی مسأله زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید نیرو مبتنی بر رویکرد برنامه‌ریزی تصادفی دو-مرحله‌ای پرداخته شده است.

در مدل پیشنهادی یک شرکت تولید نیرو تصمیمات زمان‌بندی



سطح دوم تصمیمات تولید مبتنی بر سناریو رخ داده شده (ω)

شکل (۲): نمای شماتیک مدل برنامه ریزی تصادفی دومرحله‌ای و تولید سناریو با ۴ نیروگاه

پاداش به ازای هر مگاوات تولید به علت پشتیبانی از واحدهای دارای اختلال (\$)	α	مجموعه‌ها و اندیس‌های مدل	i, m
یک عدد بسیار بزرگ	M	مجموعه واحدهای تولید نیرو	t
متغیرهای تصمیم مدل		مجموعه دوره‌های زمانی	a, b
سود شرکت تولید نیرو	Z	مجموعه شین‌ها (گره‌های سیستم انتقال)	$\xi(b)$
وضعیت تعمیرات واحد i در دوره t	X_{it}	مجموعه واحدهای متصل به شین b	$\psi(b)$
مقدار تولید واحد i در دوره t (MW)	q_{it}	مجموعه سطوح پشتیبان واحدها	r
مقدار تولید واحد i به‌عنوان پشتیبان واحد m در سطح r در دوره t (MW)	q_{imt}^r	پارامترهای مدل	
ظرفیت استفاده شده از نیروگاه مجازی برای تأمین تقاضای شین b در زمان t (MW)	Q_{bt}	حداکثر تعداد تعمیرات هم‌زمان ممکن	n
میزان جریان میان دو شین a و b در دوره t	Fl_{bat}	مقدار بار شبکه (تقاضا) در شین b در دوره t	D_{bt}
متغیر صفر و یک برای پشتیبانی نیروگاه i از نیروگاه m در سطح r در دوره t	y_{imt}^r	مدت زمان تعمیرات واحد i (هفته)	d_i
احتمال پشتیبانی واحد i از واحد m در r و t	P_{imt}^r	هزینه‌ی هر واحد سوخت برای نیروگاه i (\$/Mbtu)	f_i
در ادامه مدل زمان بندی تعمیرات واحدهای تولیدی پیشنهادی با رویکرد برنامه ریزی تصادفی دو-مرحله‌ای به صورت زیر ارائه می‌گردد:		میزان استفاده سوخت نیروگاه i (Btu/kWh)	τ_i
$Z_g = \text{Min}_{X, q, y} \sum_{i,t} M_i q_i^{\max} X_{it}$	(۱)	هزینه‌ی عملیاتی واحد تولید i (\$/MWh)	O_i
$-\sum_{i,t} P_i q_{it} (\pi_t - \tau_i f_i - O_i)$		هزینه‌ی تعمیرات واحد تولید i (\$/KW)	M_i
$-\sum_{i,r,t} P_{imt}^r q_{imt}^r (\alpha + \pi_t - \tau_i f_i - O_i) + K \sum_{bt} Q_{bt}$		ظرفیت خط انتقال میان شین b و شین a (MW)	cap_{ba}
		نرخ خروج اجباری واحد i	FOR_i
		احتمال سالم ماندن واحد i , $P_i = 1 - FOR_i$	P_i
		حداکثر ظرفیت تولید واحد i (MW)	q_i^{\max}
		حداقل ظرفیت تولید واحد i (MW)	q_i^{\min}
		قیمت انرژی در مقطع زمانی t	π_t
		جریمه به علت استفاده از نیروگاه مجازی به علت کمبود عرضه (\$)	K

یک سطح را نمایش می‌دهد و محدودیت (۱۱) تضمین‌کننده‌ی تولید در هر سطح در صورت تخصیص نیروگاه به‌عنوان پشتیبان می‌باشد. محدودیت (۱۲) ضرورت وجود حداکثر یک پشتیبان در هر سطح را برای هر نیروگاه نشان می‌دهد و محدودیت (۱۳) احتمال پشتیبانی هر واحد نیروگاه از نیروگاه دارای اختلال را در سطوح مختلف نشان می‌دهد. محدودیت (۱۴) نیز محدوده مجاز زاویه‌ی ولتاژ شین‌های خطوط انتقال و متغیرهای تصمیم‌گیریات و پشتیبانی را نمایش می‌دهد.

به‌منظور خطی‌سازی عبارت غیرخطی $P_{imt}^{r-1} y_{imt}^{r-1}$ در مدل مسأله، عبارت $P_{imt}^{r-1} y_{imt}^{r-1}$ با متغیر جدید ω_{imt}^{r-1} جایگزین شده و محدودیت‌های (۱۵) تا (۱۷) به مسأله اضافه می‌شوند.

$$\omega_{imt}^{r-1} \leq P_{imt}^{r-1} \quad \forall r, i, m, t \quad (15)$$

$$\omega_{ibt}^{r-1} \leq y_{ibt}^{r-1} \quad \forall r, i, m, t \quad (16)$$

$$\omega_{imt}^{r-1} \geq P_{imt}^{r-1} - M(1 - y_{imt}^{r-1}) \quad \forall r, i, m, t \quad (17)$$

۴. روش حل مسأله پیشنهادی

مدل پیشنهادی در بخش ۳ با عنایت به‌وجود عبارت غیرخطی ضرب دو متغیر پیوسته ($P_{imb}^r q_{imt}^r$) در تابع هدف، یک مدل برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط غیرخطی می‌باشد که با استفاده از نرم‌افزارهای موجود و روش‌های مرسوم امکان دستیابی به مقدار بهینه‌ی سراسری برای آن میسر نمی‌باشد. در این مقاله، روش ترکیبی الگوریتم حرکت جمعی ذرات-سیمپلکس به‌منظور حل مسأله پیش‌نهاده شده است. الگوریتم حرکت جمعی ذرات یک روش بهینه‌سازی مبتنی‌بر جمعیت است که اولین‌بار کندی و ابرهات (۱۹۹۵) آن‌را پیشنهاد نمودند. ایده‌ی اصلی این الگوریتم، مدل‌سازی و شبیه‌سازی حرکت و رفتار گروهی پرندگان است. این الگوریتم با یک گروه از جواب‌های تصادفی شروع به‌کار می‌کند. سپس برای یافتن جواب بهینه در فضای مسأله با به‌روز نمودن موقعیت و سرعت هر ذره به جست‌وجو می‌پردازد [۳۲].

برای این منظور، در ابتدا با استفاده از روش فراابتکاری حرکت جمعی ذرات، مقدار متغیر P_{imb}^r تعیین و مدل پیشنهادی در قالب یک مسأله برنامه‌ریزی خطی با استفاده از روش سیمپلکس حل می‌شود. به‌عبارت دیگر، از الگوریتم حرکت جمعی ذرات به‌منظور تولید جمعیتی از متغیر P_{imb}^r به‌عنوان ذرات استفاده می‌شود که مقدار بهینه‌ی متناظر با هر یک از ذرات تولید شده، توسط حل یک مدل عدد صحیح مختلط خطی با استفاده از حل‌کننده‌ی CPLEX در نرم‌افزار GAMS محاسبه می‌گردد. جواب حاصل از مدل عدد صحیح مختلط خطی حاصله به‌عنوان تابع برازندگی متناظر با ذرات در الگوریتم حرکت جمعی ذرات در نظر گرفته خواهد شد.

درنهایت پس از یافتن بهترین جواب برای مسأله پیشنهادی، شاخص قابلیت اطمینان مبتنی‌بر میزان استفاده از نیروگاه مجازی تعیین و با مقدار حداقل قابلیت اطمینان قابل قبول برای اپراتور مستقل سیستم مقایسه می‌شود. در صورتی که میزان استفاده از

$$\sum_i X_{it} = d_i \quad \forall i \quad (2)$$

$$X_{it+1} - X_{it} - X_{it+d_i} \leq 0 \quad \forall i, t \quad (3)$$

$$\sum_i X_{it} \leq n \quad \forall t \quad (4)$$

$$\sum_{r, m, i \in \xi(b)} (q_{it} - q_{imt}^r) - \sum_{b \in \Psi(a)} Fl_{ba} + Q_{bt} = D_b \quad \forall t, b \quad (5)$$

$$\sum_{i, r} q_{imt}^r \geq q_{mt} \quad \forall t, m \quad (6)$$

$$Fl_{ba} \leq Cap_{ba} \quad \forall t, b, a \quad (7)$$

$$q_i^{\min} (1 - X_{it}) \leq q_{it} + \sum_{m, r} q_{imt}^r \quad \forall i, t \quad (8)$$

$$q_{it} + \sum_{m, r} q_{imt}^r \leq q_i^{\max} (1 - X_{it}) \quad \forall i, t \quad (9)$$

$$\sum_r y_{imt}^r \leq 1 \quad \forall i, m, t \quad (10)$$

$$q_{imt}^r \leq y_{imt}^r M \quad \forall i, t, r \quad (11)$$

$$\sum_m y_{imt}^r \leq 1 \quad \forall i, t, r \quad (12)$$

$$P_{imt}^r = (1 - FOR_i) FOR_m \quad \forall i, m, t, r \quad (13)$$

$$\sum_i \frac{FOR_i}{1 - FOR_i} P_{imt}^{r-1} y_{imt}^{r-1}$$

$$Fl_{ba}, P_{imt}^r \geq 0, \quad X_{it}, y_{imt}^r \in [0, 1] \quad \forall i, b, a, t, r \quad (14)$$

معادله‌ی (۱) تابع هدف مسأله پیشنهادی را در قالب حداکثرسازی سود شرکت‌های تولید نیرو نمایش می‌دهد؛ به‌طوری‌که عبارت اول نشان‌دهنده‌ی هزینه‌ی تعمیرات واحدها، عبارت دوم تفاضل درآمد حاصل از فروش برق و هزینه‌های سوخت و ثابت تولید می‌باشد و دو عبارت آخر نیز به‌ترتیب پاداش ناشی از پشتیبانی از واحدهای دچار اختلال شده و جریمه‌ی ناشی از استفاده از نیروگاه مجازی را نمایش می‌دهد. معادله‌ی (۲) مدت‌زمان تعمیرات هر یک از واحدهای نیروگاهی را نمایش می‌دهد. محدودیت (۳) پیوستگی تعمیرات هر یک از واحدهای تولیدی از لحظه آغاز تا پایان دوره‌ی تعمیرات را تضمین می‌کند. با توجه به این‌که تعمیرات واحدهای تولیدی نیازمند منابع فنی و انسانی کافی می‌باشد، محدودیت (۴) حداکثر تعداد نیروگاه‌هایی که شرکت تولید نیرو توانایی تعمیرات هم‌زمان آن‌ها را دارا می‌باشد، نشان می‌دهد. معادله‌ی (۵) ضرورت برقراری تعادل میان عرضه و تقاضا را در افق برنامه‌ریزی برای هر گره تقاضا نشان می‌دهد. محدودیت (۶) تضمین‌کننده‌ی تأمین ظرفیت از دست رفته در حین خرابی یک نیروگاه می‌باشد و محدودیت (۷) تضمین‌کننده‌ی این است که حداکثر فلوی عبوری از خط انتقال از ظرفیت خط بیشتر نباشد. محدودیت‌های (۸) و (۹) تضمین‌کننده‌ی تولید انرژی در حدود مجاز یک نیروگاه می‌باشد و محدودیت (۱۰) تخصیص هر نیروگاه پشتیبان برای هر واحد دچار اختلال تنها در

نیروگاه مجازی کمتر از سطح قابل قبول تعیین شده باشد، جواب بهینه‌ی مسأله به‌دست آمده است. در غیراین‌صورت، اپراتور مستقل سیستم برای هر نیروگاه متناسب با سهم مشارکتش در کمبود انرژی، جریمه تعیین می‌کند. مقدار جریمه در تابع هدف مسأله پیشنهادی به‌عنوان سیگنال اصلاحی از سوی نهاد حاکمیتی به‌صورت هزینه در نظر گرفته می‌شود تا به‌واسطه‌ی آن شرکت تولید نیرو آرایش خروج نیروگاه‌های در اختیار خود را تغییر دهد. سپس مدل پیشنهادی با تابع هدف جدید مجدد با استفاده از روش فوق‌الذکر حل می‌شود. فرایند تعیین جریمه و تکرار حل مسأله تا حصول سطح قابلیت اطمینان مناسب ادامه خواهد داشت.

در ادامه، فرایند حل مدل پیشنهادی در قالب شش گام ارائه شده است.

گام اول: تنظیم پارامترهای الگوریتم فراابتکاری (اندازه‌ی جمعیت، تعداد تکرار، ضریب اینرسی، ضریب هوش جمعی و انفرادی) با

استفاده از روش تاگوچی.
گام دوم: انتخاب یک جامعه از ذره (متغیر P_{imb}^r) و ارسال داده‌ها به نرم‌افزار گمز.

گام سوم: حل مدل و یافتن جواب بهینه و ارسال پاسخ به الگوریتم در نرم‌افزار متلب به‌منظور تولید جامعه‌ی دیگر و مقایسه جواب‌های حاصل با تکرارهای قبل.

گام چهارم: یافتن بهترین جواب برای متغیرهای مسأله.

گام پنجم: تعیین میزان انرژی پاسخ داده نشده در افق برنامه‌ریزی و مقایسه با سطح موردنظر اپراتور مستقل سیستم.

گام ششم: تعیین جریمه در صورت عدم ارضای سطح مطلوب اپراتور مستقل و حل مجدد مسأله و بازگشت به گام دوم و در غیراین‌صورت حصول زمان‌بندی نهایی.

شکل (۳) شبه‌کد الگوریتم پیشنهادی را نمایش می‌دهد.

Set PSO parameters: Population Size, Max-iteration, C_1 (Cognitive learning factor), C_2 (Social learning factor), W (Inertia weight), ρ_1 and ρ_2 (Random numbers in interval $[0, 1]$).

FOR $i=1$ To Population Size

Particle_i=Initialized i^{th} Position randomly for backup probability (P_{imt}^r).

Particle_j Velocity=[]

Send Positions to GAMS

Solve the MIP problem by CPLEX and evaluate fitness

Particle_i cost= fitness for P_{imt}^r

Update Particle_iPBest and gBest Position

END FOR

FOR $i=1$ To Max-iteration

FOR $j=1$ To Population Size

Particle_j Velocity= $w(Particle_j Velocity)+\rho_1 * C_1*(Particle_iPBest-Particle_i)+\rho_2 * C_2*(gBest Position -Particle_i)+Particle_i$*

Particle_i= Particle_i+ Particle_j Velocity

Send Particle_i to GAMS

Solve the MIP problem by CPLEX and evaluate fitness

Particle_i cost= fitness for P_{imt}^r

Update Particle_iPBest and gBest Position

END FOR

END FOR

شکل (۳): شبه‌کد الگوریتم حل مسأله

۴-۱. معرفی شاخص قابلیت اطمینان

اپراتور مستقل سیستم وظیفه‌ی پایش و حفظ قابلیت اطمینان سیستم را برعهده دارد و سیاست‌های خود را براساس وضعیت قابلیت اطمینان شبکه تنظیم می‌کند. همان‌گونه که در تشریح مدل نیز اشاره شد، با توجه به امکان کمبود ظرفیت در دسترس شبکه از حداقل یکی از پیک‌های بار هفتگی، به‌منظور شدنی‌شدن مدل‌های مرحله‌ی دوم، یک نیروگاه مجازی با ظرفیت نامحدود در مسأله در نظر گرفته شده است که در صورت عدم تأمین تقاضا توسط واحدهای تولید نیرو، تقاضا از نیروگاه مجازی با یک جریمه تأمین شود. در اینجا شاخص قابلیت اطمینان بر مبنای ظرفیت استفاده شده از نیروگاه مجازی و معادل مقدار انرژی عرضه نشده محاسبه می‌شود.

۴-۲. تعیین میزان جریمه و پاداش واحدهای تولید

مکانیزم جریمه با توجه به سهم مشارکت هر یک از واحدهای تولید در کاهش قابلیت اطمینان شبکه و یا به‌عبارتی بالا رفتن متوسط انرژی عرضه نشده در نظر گرفته شده است. از آنجایی‌که انرژی عرضه نشده معادل مقدار استفاده از ظرفیت نیروگاه مجازی می‌باشد، در هر مرحله جریمه در تابع هدف به‌عنوان سیگنال بازبینی زمان‌بندی با توجه به سهم مشارکت هر یک از واحدهای تولید در استفاده از نیروگاه مجازی به‌روزرسانی می‌گردد. انرژی عرضه نشده در هر دوره زمانی در تکرار فعلی الگوریتم برابر خواهد بود با:

$$EENS_t = \sum_b Q_{bt} (MW) \quad (18)$$

سهم مشارکت هر یک از نیروگاه‌ها از رابطه‌ی (۱۹) حاصل می‌شود:

الگوریتم به دست می‌آید و لذا در مدل مسأله به صورت پارامتر جاگذاری می‌شود.

۵. مطالعه‌ی عددی

در این قسمت، مطالعات عددی به منظور ارزیابی مدل پیشنهادی بر روی یک شبکه تست استاندارد IEEE-RTS انجام شده است. اطلاعات این شبکه به همراه الگوی بار مورد مطالعه با استفاده از داده‌های استاندارد منتشر شده برای یک شبکه با ۲۴ شین توسط شاهیده‌پور و همکاران (۲۰۰۰) استخراج شده است [۳۳]. در شکل (۴) شمای کلی شبکه مورد بررسی شامل ۲۴ گره، ۳۲ واحد تولید نیرو و ۳۸ خط انتقال ارائه شده است. جدول (۲) اطلاعات مورد نیاز در خصوص ۳۲ نیروگاه در شبکه مورد بررسی را نمایش می‌دهد و در جدول (۳) درصد بار هفتگی سیستم از پیک بار سالیانه نشان داده شده است. با توجه به داده‌های جدول (۳)، ظرفیت نصب شده شبکه ۳۹۹۶ مگاوات می‌باشد؛ هم‌چنین فرض می‌شود پیک بار شبکه در طول افق برنامه‌ریزی برابر ۲۸۵۰ مگاوات است. جدول (۴) نیز مقدار درصد بار هر شین از بار هفتگی شبکه ارائه شده است. تمامی محاسبات با استفاده از نرم‌افزار GAMS 23.5 و MATLAB2014 انجام شده است.

$$Cont_{i,t} = \frac{q_i^{max} X_{it} + q_i^{max} (1 - X_{it}) FOR_i}{\sum_i (q_i^{max} X_{it} + q_i^{max} (1 - X_{it}) FOR_i)} diff_t \quad (19)$$

به طوری که:

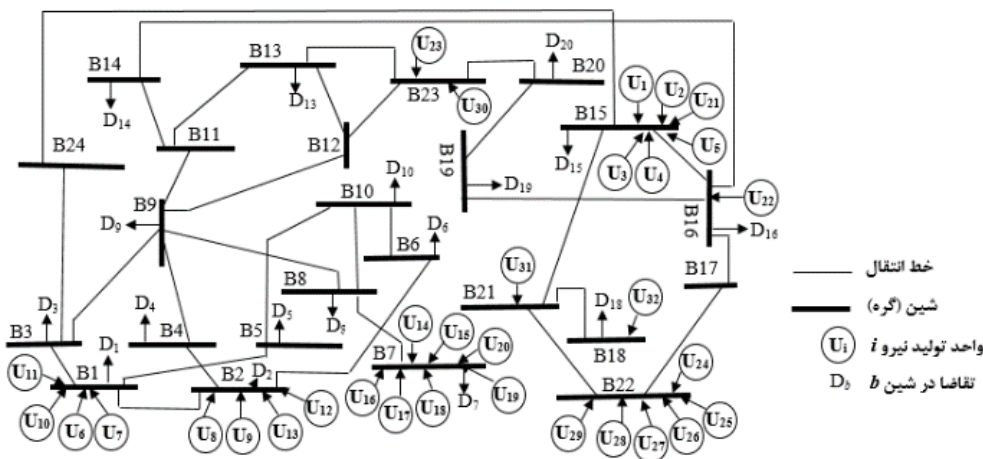
$diff_t = (EENS_t - EENS_t^L)$
 در اینجا $EENS_t^L$ حد مجاز انرژی عرضه نشده در دوره t می‌باشد که توسط اپراتور مستقل سیستم تعیین می‌شود؛ لذا به منظور حل مدل در تکرار بعدی عبارت (۲۰) به عنوان ضریب جریمه در تابع هدف اضافه خواهد شد:

$$Cont_{i,t} \times C \times X_{it} \quad (20)$$

به طوری که C مقدر جریمه برای هر واحد انرژی عرضه نشده بیش از حد مجاز می‌باشد؛ لذا تابع هدف مسأله در تکرار بعد به صورت رابطه‌ی (۲۱) در نظر گرفته می‌شود:

$$Z = \min_{X, q, y} \sum_{i,t} M_i q_i^{max} X_{it} + K \sum_{bt} Q_{bt} - \sum_{i,t} [P_{it} q_{it} (\pi_t - \tau_i f_i - O_i) - Cont_{i,t} X_{it} C] - \sum_{r,t} P_{imt}^r q_{imt}^r (\alpha + \pi_t - \tau_i f_i - O_i) \quad (21)$$

نکته‌ی حائز اهمیت این است که مقدار $Cont_{i,t}$ از تکرار قبلی



شکل (۴): شبکه‌ی ۲۴ شین مورد بررسی مطابق با IEEE-RTS

جدول (۲): داده‌های مرتبط با واحدهای تولید نیرو

شماره واحد	نوع واحد	ظرفیت واحد			هزینه			شماره متصل
		حداقل (MW)	حداکثر (MW)	مدت تعمیرات (هفته)	سوخت (\$/Mbtu)	عملیات (\$/MWh)	تعمیرات (\$/KW/Year)	
۵-۱	نفت	۲.۴	۱۲	۱	۲.۳	۵	۱۰	۱۵
۹-۶	نفت	۴	۲۰	۱	۳	۵	۰.۳	۱ و ۲
۱۳-۱۰	سوخت فسیلی	۱۵.۲	۷۶	۳	۱.۲	۰.۹	۱۰	۱ و ۲
۱۹-۱۴	نفت	۲۵	۱۰۰	۴	۲.۳	۰.۸	۸.۵	۷
۲۳-۲۰	سوخت فسیلی	۵۴.۲۵	۱۵۵	۵	۱.۲	۰.۸	۷	۱۶، ۱۵، ۱۴ و ۲۳

۲۲	۰.۰۵	۹۶۰۰	۲.۳	۰.۷	۵	۶	۱۹۷	۶۸.۹۵	نفت	۲۹-۲۴
۲۳	۰.۰۸	۹۵۰۰	۱.۲	۰.۷	۴.۵	۸	۳۵۰	۱۴۰	سوخت فسیلی	۳۰
۱۸ و ۲۱	۰.۱۲	۱۰۰۰۰	۰.۶	۰.۳	۵	۸	۴۰۰	۱۰۰	هسته‌ای	۳۲-۳۱

جدول (۳): مقادیر بار هفتگی سیستم در طول یک سال (درصد نسبت به پیک بار سالانه)

۱۳	۱۲	۱۱	۱۰	۹	۸	۷	۶	۵	۴	۳	۲	۱	شماره‌ی هفته
۷۰	۷۳	۷۱	۷۳	۷۴	۸۱	۸۳	۸۴	۸۸	۸۳	۸۸	۹۰	۸۶	بار (%)
۲۶	۲۵	۲۴	۲۳	۲۲	۲۱	۲۰	۱۹	۱۸	۱۷	۱۶	۱۵	۱۴	شماره‌ی هفته
۸۶	۹۰	۸۹	۹۰	۸۱	۸۶	۸۸	۸۷	۸۸	۷۵	۸۰	۷۲	۷۵	بار (%)
۳۹	۳۸	۳۷	۳۶	۳۵	۳۴	۳۳	۳۲	۳۱	۳۰	۲۹	۲۸	۲۷	شماره‌ی هفته
۷۲	۶۹	۷۸	۷۱	۷۲	۷۳	۸۰	۷۷	۷۲	۸۸	۸۰	۸۱	۷۶	بار (%)
۵۲	۵۱	۵۰	۴۹	۴۸	۴۷	۴۶	۴۵	۴۴	۴۳	۴۲	۴۱	۴۰	شماره‌ی هفته
۹۵	۱۰۰	۹۷	۹۴	۸۹	۹۴	۹۱	۸۹	۸۸	۸۰	۷۴	۷۴	۷۲	بار (%)

جدول (۴): مقدار درصد بار در هر شین شبکه

۲۰	۱۹	۱۸	۱۶	۱۵	۱۴	۱۱	۱۰	۹	۸	۷	۶	۵	۴	۳	۲	۱	شین
۴.۵	۶.۴	۱۱.۷	۳.۵	۱۱.۱	۶.۸	۹.۳	۶.۱	۶.۱	۶	۴.۴	۴.۸	۲.۵	۲.۶	۶.۳	۳.۴	۳.۸	بار (%)

۵-۱. بررسی مدل قطعی

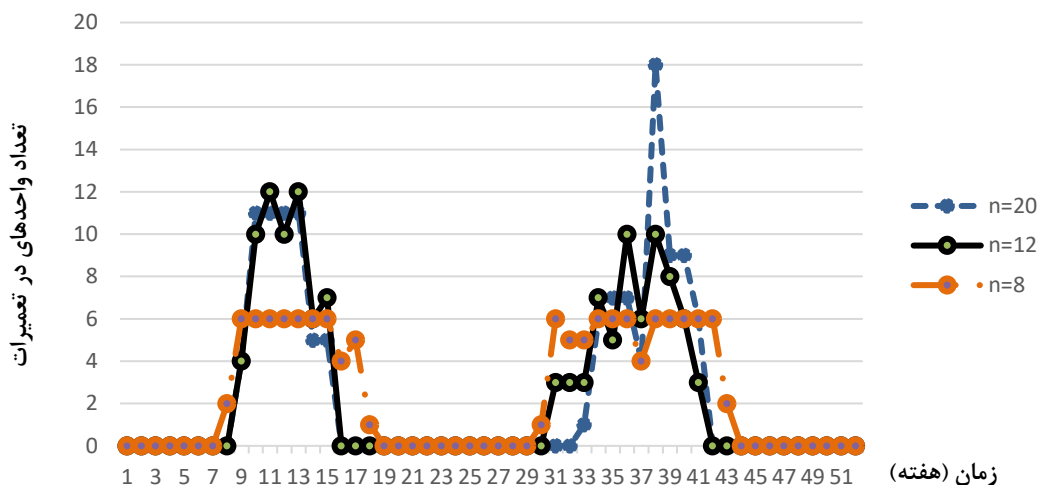
در این بخش در ابتدا به منظور بررسی عملکرد مدل پیشنهادی به بررسی رفتار مدل در حالت قطعی و بدون در نظر گرفتن ریسک اختلال در واحدهای تولیدی پرداخته شده است. برای این منظور فرض می‌شود:

$$y_{imt}^r = 0$$

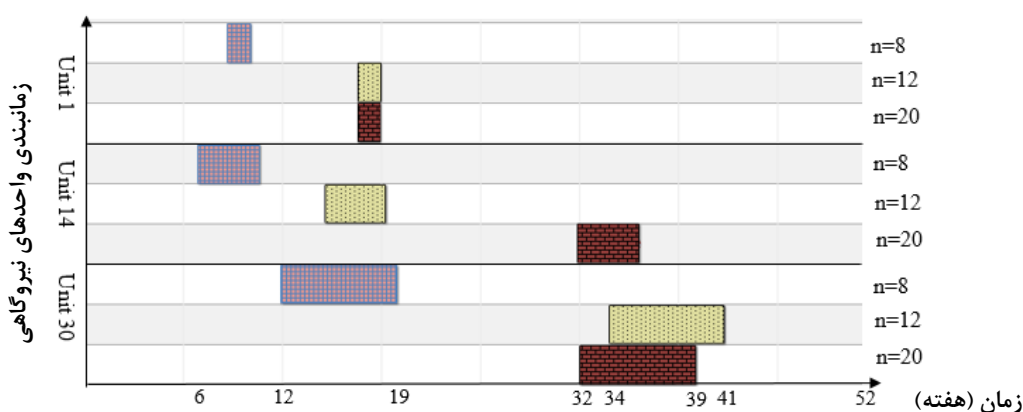
$$FOR_i = 0$$

به منظور تحلیل حساسیت مدل پیشنهادی نسبت به تغییرات حداکثر تعداد نیروگاه‌های مجاز برای تعمیرات همزمان (n)، مقادیر این پارامتر در بازه (۲۲ تا ۸) تغییر داده شده است. شکل (۵) تغییرات زمان بندی خروج مدل پیشنهادی را تحت تأثیر تغییرات پارامتر مزبور نشان می‌دهد. همان گونه که ملاحظه می‌شود، شرکت تولید نیرو برنامه ریزی خود را به گونه‌ای تنظیم می‌کند که واحدهای خود را در دوره‌های کم باری (فصول بهار و پاییز یا به عبارتی هفته‌های ۹ام تا ۱۷ام و ۳۱ام تا ۴۳ام) که قیمت انرژی کمتر می‌باشد از بازار خارج کند؛ لذا با محدود کردن تجهیزات و توان تعمیرات (کم کردن مقدار n) الگوی زمان بندی تغییر یافته و شرکت به ناچار مجبور به انجام تعمیرات در دوره‌های پر باری (فصول زمستان

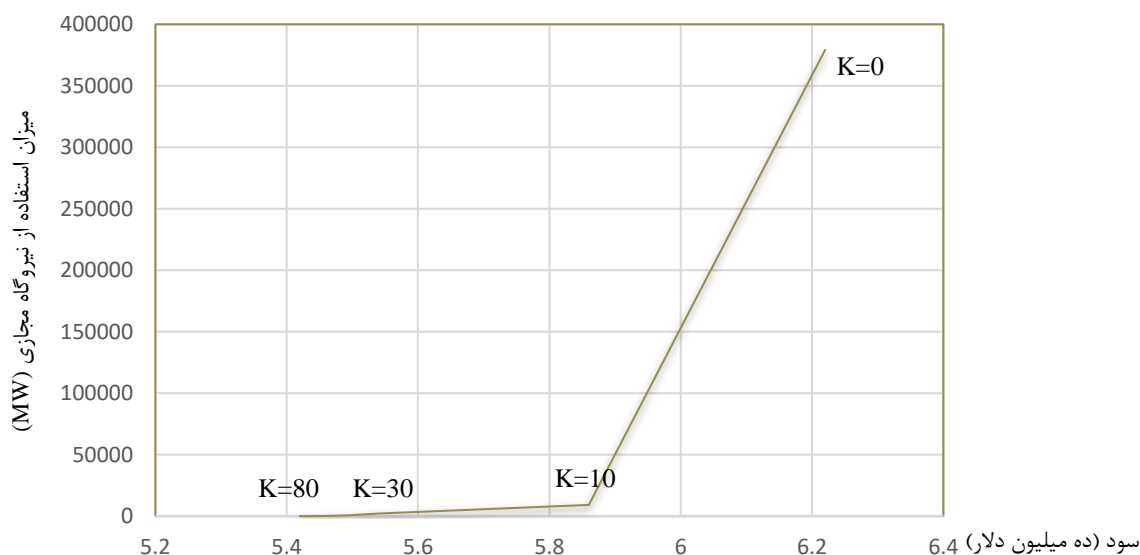
و تابستان یا هفته‌های ۱۱ام تا ۱۸ام و ۱۱ام تا ۳۰ام و ۴۴ام تا ۵۲ام) می‌باشد. شکل (۶) تغییرات زمان بندی برای واحدهای شماره ۱، ۱۴ و ۳۰ را با تغییرات پارامتر n نمایش می‌دهد. همان گونه که ملاحظه می‌شود با کاهش مقدار n واحدها ناگزیر به تغییر زمان بندی تعمیرات و انجام تعمیرات در هفته‌های پر باری می‌باشند. واحد نیروگاهی شماره ۱، در حالت $n=۱۲$ و $n=۲۰$ هفته‌ی ۱۷ام را برای تعمیرات انتخاب خواهد کرد در حالی که در حالت $n=۸$ هفته ۸ام سال میلادی (هفته‌ی پر باری در زمستان) را برای تعمیرات انتخاب نموده است. از سوی دیگر، واحد نیروگاهی شماره ۱۴ نیز در حالت $n=۲۰$ هفته‌های ۳۲ تا ۳۵ام و در حالت $n=۱۲$ هفته‌های ۱۵ تا ۱۸ام و در حالت $n=۸$ هفته‌های ۶ام تا ۹ام را برای تعمیرات انتخاب می‌نماید. همچنین واحد نیروگاهی شماره ۳۰ نیز در حالت $n=۲۰$ هفته‌های ۳۲ تا ۳۹ام و در $n=۱۲$ هفته‌های ۳۴ تا ۴۱ام و در حالت $n=۸$ هفته‌های ۱۲ تا ۱۹ام را برای تعمیرات انتخاب می‌نماید؛ که روند تغییرات زمان بندی تعمیرات به سمت فصول پر باری که قیمت انرژی در بازار بیشتر است نمایش می‌دهد.



شکل (۵): تعداد واحدهای در تعمیرات در طول افق یک ساله (۵۲ هفته)



شکل (۶): تغییرات زمان بندی واحدهای ۱، ۱۴ و ۳۰ با تغییر پارامتر n



شکل (۷): تغییرات میزان سودآوری شرکت تولید و میزان استفاده از نیروگاه مجازی به‌ازای تغییر در ضریب جریمه‌ی نیروگاه مجازی

سودآوری به ازای مقادیر مختلف ضریب جریمه‌ی شرکت نمایش داده شده است. جدول (۵) تغییرات مزبور را نمایش می‌دهد. همان‌گونه که ملاحظه می‌شود با افزایش ضریب جریمه، مقدار انرژی از دست رفته کاهش و قابلیت اطمینان شبکه افزایش یافته، ولی سودآوری

هم‌چنین به‌منظور تحلیل حساسیت مدل نسبت به پارامتر جریمه، مقادیر این پارامتر در بازه‌ی (۰ تا ۱۰۰ دلار) تغییر داده شده است. شکل (۷) تغییرات میزان استفاده از نیروگاه مجازی یا به‌عبارتی شاخص قابلیت اطمینان "میزان انرژی از دست رفته" و میزان

$$EENS_t = \sum_{Scen, D_t > q^{max}} (D_t - q_{scen}^{max}) P_{scen} \quad (22)$$

واحد تولید تعدیل شده است.

۵-۲. تعیین حداقل شاخص قابلیت اطمینان

متوسط انرژی عرضه نشده در هر هفته در افق زمانی یک ساله یا به عبارتی حداقل مقادیر شاخص تنظیم شده از سوی اپراتور مستقل سیستم در جدول (۶) نشان داده شده است. هم چنین با استفاده از مقادیر به دست آمده از جدول (۶)، مقدار انرژی عرضه نشده انتظاری در طول ۵۲ هفته، برابر با ۷۵۲kWh می باشد.

لذا اپراتور مستقل سیستم هیچ گاه نمی تواند حدود مجاز قابلیت اطمینان شبکه را سخت گیرانه تر از مقادیر به دست آمده در حالت بدون خروج برنامه ریزی شده که در جدول (۶) ارائه شده است، در نظر گیرد. در غیر این صورت مباحث توسعه نیروگاه ها و افزایش ظرفیت نصب شده مطرح خواهد شد.

۵-۳. بررسی مدل تصادفی

در مسأله برنامه ریزی تصادفی دو-مرحله ای پیشنهادی برای هر یک از نیروگاه های شبکه ی سطوح پشتیبانی (۲) تعریف شده است تا در صورت بروز هر گونه اختلال در شبکه، عرضه ی برق دچار وقفه نگردد و از خاموشی های احتمالی جلوگیری گردد. در این بخش به ارزیابی مدل تصادفی دو-مرحله ای پیشنهادی پرداخته شده است. برای این منظور، مسأله در حالت های بدون احتساب نیروگاه رزرو، با احتساب یک سطح نیروگاه رزرو و با احتساب دو سطح نیروگاه رزرو از منظر میزان متوسط استفاده از نیروگاه مجازی در سال، متوسط میزان تولیدات در سطوح پشتیبان و تعداد تکرار برای دستیابی به سطح مطلوب قابلیت اطمینان شبکه بررسی و مورد مقایسه قرار گرفته است. تحلیل حساسیت مدل با در نظر گرفتن حداکثر انرژی از دست رفته ی مجاز ۱.۶۸ مگاوات ساعت در سال در جدول (۷) ارائه شده است. همان گونه که ملاحظه می شود، به صورت کلی متوسط انرژی عرضه نشده با احتساب سطوح رزرو در مدل کاهش یافته و لذا قابلیت اطمینان شبکه افزایش می یابد؛ زیرا با افزایش سطوح پشتیبانی برای خرابی هر یک از واحدهای نیروگاهی، احتمال خاموشی و عدم تأمین تقاضای شبکه کاهش خواهد یافت.

هم چنین در جدول (۸) تحلیل حساسیت مدل تصادفی بر مبنای تغییرات احتمال سالم ماندن نیروگاه شماره ۱ ارائه شده است. همان گونه که مشخص است با افزایش احتمال خرابی نیروگاه یا کاهش احتمال سالم ماندن آن، شرکت تولید تلاش برای جابه جایی تعمیرات نیروگاه به هفته های کم باری که نرخ عرضه انرژی کمتر است می نماید.

به منظور بررسی مدل تصادفی در ابتدا به تعیین حداقل سطح قابلیت اطمینان مورد نظر اپراتور مستقل سیستم پرداخته شده است. همان طور که در بخش ۴-۲ تشریح شد، در فرایند تکرار مقدار استاندارد و قابل قبول برای شاخص متوسط انرژی عرضه نشده $(EENS_t^L)$ می بایست توسط اپراتور مستقل سیستم به عنوان شاخص قابلیت اطمینان شبکه مشخص شود. این مقدار قطعاً نباید از مقدار متوسط انرژی عرضه نشده در شبکه بدون در نظر گرفتن تعمیرات برنامه ریزی شده کمتر باشد؛ لذا در ابتدا به محاسبه ی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه ی بدون احتساب خروج های برنامه ریزی شده برای تعمیرات پرداخته شده است. بنابراین، فرض می شود که هیچ یک از واحدهای نیروگاهی نیازمند تعمیرات اساسی در افق زمانی مسأله نباشند ($d_i = 0$) و فقط خروج های اجباری و برنامه ریزی نشده محتمل باشند.

جدول (۵): سود و انرژی از دست رفته با ضرایب جریمه مختلف

ضریب جریمه (K)	سود شرکت تولید (\$)	انرژی از دست رفته (MW)
۰	۶.۲۲×۱۰^۷	۳۷۹۲۱۰.۸
۱۰	۵.۸۶×۱۰^۷	۹۲۱۵.۲
۳۰	۵.۵۴×۱۰^۷	۲۱۸۵.۷
۵۰	۵.۴۹×۱۰^۷	۴۷۷.۳
۸۰	۵.۴۵×۱۰^۷	.
۱۰۰	۵.۴۲×۱۰^۷	.

بر این اساس، برای تمامی سناریوهای محتمل برای خرابی نیروگاه ها در مسأله که معادل تعداد (۳۲) حالت می باشد، مقدار احتمال سناریو و میزان ظرفیت در دسترس شبکه ی محاسبه و میزان ظرفیت باقی مانده با تقاضا در تمام هفته ها در افق زمانی مقایسه می گردد. همان طور که مشخص است در صورتی که مقدار تقاضا در هفته بیشتر از ظرفیت باقی مانده باشد، کمبود و یا انرژی از دست رفته با احتمال سناریو متناظر رخ می دهد. بنابراین، متوسط انرژی از دست رفته در هر هفته برابر با امید ریاضی کمبودهای رخ داده به ازای سناریوهای مختلف می باشد. نحوه محاسبه ی این شاخص در رابطه ی (۲۲) نمایش داده شده است.

جدول (۶): مقادیر متوسط انرژی عرضه نشده در افق یک سال با احتساب خروج های اجباری نیروگاه ها

هفته	زمستان													بهار
	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	
بار	۲۴۵۶	۲۵۶۵	۲۵۰۲	۲۳۷۷	۲۵۰۸	۲۳۹۷	۲۳۷۱	۲۲۹۷	۲۱۰۹	۲۱۰۰	۲۰۳۷	۲۰۷۲	۲۰۰۶	
EENS (MWh)	۰	۰.۵۰۴	۰.۳۳۶	۰	۰.۳۳۶	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	

تابستان

بهار

هفته

۲۶	۲۵	۲۴	۲۳	۲۲	۲۱	۲۰	۱۹	۱۸	۱۷	۱۶	۱۵	۱۴	بار
۲۴۵۴	۲۵۵۳	۲۵۳۸	۲۵۶۵	۲۳۱۱	۲۴۳۹	۲۵۰۸	۲۴۷۹	۲۳۸۵	۲۱۴۹	۲۲۸۰	۲۰۵۵	۲۱۳۷	EENS (MWh)
.	۰.۵۰۴	۰.۵۰۴	۰.۵۰۴	.	.	۰.۳۳۶	۰.۱۶۸	
پاییز						تابستان						هفته	
۳۹	۳۸	۳۷	۳۶	۳۵	۳۴	۳۳	۳۲	۳۱	۳۰	۲۹	۲۸	۲۷	بار
۲۰۶۳	۱۹۸۰	۲۲۲۳	۲۰۰۹	۲۰۶۹	۲۰۷۷	۲۲۸۰	۲۲۱۱	۲۰۵۸	۲۵۰۸	۲۲۸۲	۲۳۲۵	۲۱۵۱	EENS (MWh)
.	۰.۳۳۶	.	.	.	
زمستان						پاییز						هفته	
۵۲	۵۱	۵۰	۴۹	۴۸	۴۷	۴۶	۴۵	۴۴	۴۳	۴۲	۴۱	۴۰	بار
۲۷۲۲	۲۸۵۰	۲۷۶۴	۲۶۸۵	۲۵۳۶	۲۶۷۹	۲۵۹۱	۲۵۲۲	۲۵۱۱	۲۲۸۰	۲۱۲۰	۲۱۱۷	۲۰۶۳	EENS (MWh)
۴.۳۶۸	۱۷.۱۳۶	۶.۲۱۶	۳۰.۲۴	۰.۵۰۴	۲.۸۵۶	۰.۸۴	۰.۳۳۶	۰.۳۳۶	

جدول (۷): تحلیل حساسیت مدل تصادفی در $EENS_t^L = 1.68MWh$

تعداد تکرار	سه تکرار آخر الگوریتم			معیار (MWh)	حالت مدل
	۳	۲	۱		
۵	۱.۶۸	۵.۰۴	۲۳.۵۲	$\sum_{hr} 168 \frac{Q_{bt}}{52}$ $\sum_{i,r,t} \frac{P_{imt}^r q_{imt}^r}{52}$	بدون رزرو $y_{imt}^r = 0$
	-	-	-		
۳	۱.۵۱۲	۱۱.۷۶	۵۸.۸	$\sum_{hr} 168 \frac{Q_{bt}}{52}$ $\sum_{i,r,t} \frac{P_{imt}^r q_{imt}^r}{52}$	با رزرو در یک سطح $r = 1$
	۴۸۶	۴۱۹	۳۴۱		
۳	۱.۳۴۴	۸.۴	۳۰.۲۴	$\sum_{hr} 168 \frac{Q_{bt}}{52}$ $\sum_{i,r,t} \frac{P_{imt}^r q_{imt}^r}{52}$	با رزرو در دو سطح $r = 2$
	۵۰۲	۴۷۵	۳۸۹		

جدول (۸): تحلیل حساسیت مدل تصادفی بر مبنای تغییرات احتمال سالم ماندن نیروگاه شماره ۱

نرخ خروج اجباری	احتمال سالم ماندن (P_i)	پنجره تعمیرات (هفته)	سودآوری شرکت تولید
۰	۱	-	۵.۸۷×۱۰^۷
۰.۰۱	۰.۹۹	۸	۵.۸۶×۱۰^۷
۰.۰۲	۰.۹۸	۸	۵.۸۶×۱۰^۷
۰.۰۵	۰.۹۵	۷	۵.۸۵×۱۰^۷
۰.۱	۰.۹	۱۰	۵.۸۵×۱۰^۷
۰.۲۵	۰.۷۵	۱۳	۵.۸۴×۱۰^۷

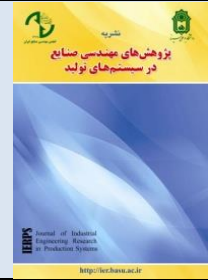
۶. نتیجه و جمع‌بندی

بهره‌بردار مستقل سیستم به‌منظور تضمین قابلیت اطمینان شبکه در نظر گرفته شد. برای این‌منظور، در مسأله پیشنهادی برای هر یک از نیروگاه‌های شبکه، نیروگاه‌هایی به‌عنوان پشتیبان در سطوح مختلف تعریف شد تا در صورت بروز هرگونه اختلال در نیروگاه مورد نظر، نیروگاه پشتیبان بخشی از ظرفیت خود را در اختیار بازار قرار دهد تا عرضه‌ی برق دچار وقفه نگردد و از خاموشی‌های احتمالی جلوگیری شود. مدل پیشنهادی از مزیت بهینه‌سازی مسأله زمان‌بندی تعمیرات برنامه‌ریزی شده با احتساب تعمیرات برنامه‌ریزی نشده برخوردار است. مکانیزم جریمه‌پاداش به‌عنوان یکی از ابزارهای مرسوم نهادهای حاکمیتی نیز به‌منظور بهبود در شاخص قابلیت اطمینان و افزایش تمایل برای نیروگاه‌ها به‌منظور تخصیص بخشی از ظرفیت تولید به‌عنوان رزرو در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است. ارزیابی مدل پیشنهادی بر روی یک شبکه‌ی تست استاندارد جهانی IEEE-RTS انجام و تحلیل حساسیت‌های مدل عملکرد موفق و مناسب آن‌را نشان می‌دهد.

در این مقاله، به‌منظور حفظ قابلیت اطمینان شبکه‌ی قدرت و همچنین تضمین سود شرکت‌های تولید نیرو در بازار برق، مسأله زمان‌بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی در قالب یک مسأله برنامه‌ریزی تصادفی دو-مرحله‌ای تحت ریسک اختلال در نیروگاه‌ها و تحت نظارت

- Averse Generation Maintenance Scheduling with Microgrid Aggregators. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6): 6470-6479.
- [16] Mazidi, P, Yaser Tohidi, Andres Ramos, and Miguel A. Sanz-Bobi. (2018). Profit-Maximization Generation Maintenance Scheduling through Bi-Level Programming." *European Journal of Operational Research*, 264(3): 1045-1057.
- [17] Bao, Z., C. Gui, and X. Guo. (2018). Short-Term Line Maintenance Scheduling of Distribution Network with PV Penetration Considering Uncertainties. *IEEE Access*, 6: 21-30.
- [18] Ge, Xiaolin, Shu Xia, and Xiangjing Su. (2018). Mid-Term Integrated Generation and Maintenance Scheduling for Wind-Hydro-Thermal Systems. *International Transactions on Electrical Energy Systems*.
- [19] Zhong, Shuya, Athanasios A. Pantelous, Mark Goh, and Jian Zhou. (2019). A Reliability-and-Cost-Based Fuzzy Approach to Optimize Preventive Maintenance Scheduling for Offshore Wind Farms. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 124(3):643-663.
- [20] Yildirim, M., N. Z. Gebraeel, and X. A. Sun. (2019). Leveraging Predictive Analytics to Control and Coordinate Operations, Asset Loading and Maintenance." *IEEE Transactions on Power Systems*, 101(4).
- [21] Latify, M. A, Hossein Seifi, and Habib Rajabi Mashhadi. (2013). An Integrated Model for Generation Maintenance Coordination in a Restructured Power System Involving Gas Network Constraints and Uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 46: 425-440.
- [22] Ji, G., W. Wu, and B. Zhang. (2016). Robust Generation Maintenance Scheduling Considering Wind Power and Forced Outages. *IET Renewable Power Generation*, 10(5): 634-641.
- [23] Wang, Y., Z. Li, M. Shahidehpour, L. Wu, C. X. Guo, and B. Zhu. (2016). Stochastic Co-Optimization of Midterm and Short-Term Maintenance Outage Scheduling Considering Covariates in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(6): 4795-4805.
- [24] Helseth, A., M. Fodstad, and B. Mo. (2018). Optimal Hydropower Maintenance Scheduling in Liberalized Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6): 6989-6998.
- [25] Basçiftci, Beste, Shabbir Ahmed, Nagi Gebraeel, and Murat Yildirim. (2017). Integrated Generator Maintenance and Operations Scheduling under Uncertain Failure Times, 76(2):117-132.
- [26] Bagheri, Bahareh, and Nima Amjadi. (2018). Stochastic Multiobjective Generation Maintenance Scheduling Using Augmented Normalized Normal Constraint Method and Stochastic Decision Maker: Stochastic Multi-Objective Generation Maintenance Scheduling. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(2):27-38.
- [27] Sadeghian, Omid, Amin Mohammadpour, and Behnam Mohammadi-ivatloo. (2019). Risk-Based Stochastic Short-Term Maintenance Scheduling of
- [1] Federal energy regulatory commission. (2003). State of the markets report.
- [2] Christopher Weare. (2003). The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options.
- [3] Australian energy market operator. (2010). AN INTRODUCTION TO AUSTRALIA'S NATIONAL ELECTRICITY MARKET.
- [4] Yamayee, Z. A. (1982). Maintenance Scheduling: Description, Literature Survey, and Interface with Overall Operations Scheduling. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS*, 101(8): 2770-2779.
- [5] Kralj, Branimir L., and Radivoj Petrović. (1988). Optimal Preventive Maintenance Scheduling of Thermal Generating Units in Power Systems — a Survey of Problem Formulations and Solution Methods. *European Journal of Operational Research*, 35(1): 1-15.
- [6] Dahal, Keshav. (2004). A Review of Maintenance Scheduling Approaches in Deregulated Power Systems." *International Conference on Power Systems*.
- [7] Khalid, A, and Karamitsos Ioannis. (2012). A Survey of Generator Maintenance Scheduling Techniques.
- [8] Froger, Aurélien, Michel Gendreau, Jorge E. Mendoza, Éric Pinson, and Louis-Martin Rousseau. (2016). Maintenance Scheduling in the Electricity Industry: A Literature Review. *European Journal of Operational Research*, 251(3): 695-706.
- [9] Billinton, R., and A. Abdulwhab. (2003). Short-Term Generating Unit Maintenance Scheduling in a Deregulated Power System Using a Probabilistic Approach. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 150(4): 463-468.
- [10] Fotouhi Ghazvini, Mohammad Ali, Bruno Canizes, Zita Vale, and Hugo Morais. (2013). Stochastic Short-Term Maintenance Scheduling of Gencos in an Oligopolistic Electricity Market. 101(3):37-46.
- [11] Wang, Y., Z. Li, M. Shahidehpour, L. Wu, C. X. Guo, and B. Zhu. (2016). Stochastic Co-Optimization of Midterm and Short-Term Maintenance Outage Scheduling Considering Covariates in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(6):4795-4805.
- [12] Reihani, Ehsan, Ali Sarikhani, Moez Davodi, and Mehdi Davodi. (2012). Reliability Based Generator Maintenance Scheduling Using Hybrid Evolutionary Approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 42(1): 434-439.
- [13] Bozorgi, Ali, Mir Mohsen Pedram, and G. Reza Yousefi. (2016). Unit Maintenance Scheduling: A Robust Model, Based on Fuzzy Cost Factors and Peak Loads." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 79: 142-149.
- [14] Kamali, R., P. Khazaei, P. Banizamani, and S. Saadatian. (2018). Stochastic Unit Generation Maintenance Scheduling Considering Renewable Energy and Network Constraints. 2018 World Automation Congress (WAC).
- [15] Manshadi, S. D., and M. E. Khodayar. (2018). Risk-

- 318.
- [31] Xu, Bo, Shenzhi Xu, and Yumin Zhang. (2019). "Short-Term Power System Maintenance Scheduling with Imperfect Repair." *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 486: 012144.
- [32] Eberhart, R. C., & Kennedy, J. (1995). "A new optimizer using particle swarm theory." *Paper presented at the Proceedings of the sixth international symposium on micro machine and human science*.
- [33] Shahidehpour, M., and Marwali Mk. (2000). Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems. doi:10.1007/978-1-4615-4473-9.
- Gencos in an Oligopolistic Electricity Market Considering the Long-Term Plan. *Electric Power Systems Research*.
- [28] Fotouhi Ghazvini, Mohammad Ali, and S. M. Moghaddas-Tafreshi. (2009). A Game Theoretic Framework for Generation Maintenance Scheduling in Oligopolistic Electricity Markets.
- [29] Fotouhi Ghazvini, Mohammad Ali, and Abouzar Estebarsari. (2011) Market Power Appearance through Game Theoretic Maintenance Scheduling of Distributed Generations. 29(6): 512-537.
- [30] Min, C. G., M. K. Kim, J. K. Park, and Y. T. Yoon. (2013) Game-Theory-Based Generation Maintenance Scheduling in Electricity Markets. *Energy*. (55): 310-



Maintenance scheduling of generation companies in electricity market based on two-stage stochastic programming approach under the risk of power unit's disruption

E. Roghanian^{1*}, A. Hassanpour²

1. Associate Professor, Department of Industrial Engineering, Faculty of Industrial Engineering, Khajeh Nasir al-Din Tusi University of Technology, Tehran, Iran
2. PhD Student in Industrial Engineering, Faculty of Industrial Engineering, Khajeh Nasir al-Din Tusi University of Technology, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

Article history:

Received 29 May 2019
Accepted 3 October 2019

Keywords:

Generation Maintenance Heduling
Power Network Reliability
Risk of Power Unit's Disruption
Corrective Signal

ABSTRACT

Since the past two decades, the electricity industry has begun to change from monopolized and under the direct supervision of the state to privatization. Therefore, the power unit's outage scheduling in the electricity market has become one of the most important issues that affect system reliability. The independent system operator, as a public authority, is responsible for maintaining the desired level of network reliability concerning the proposed arrangements of outages. In most classical models assumed that units will always operate as schedules, while in the real world, units are under the risk of disruption. In this paper, a generation maintenance scheduling problem based on a two-stage stochastic programming approach under the risk of the units' failure is considered. A scenario is considered as an event where some of the generation units have failed due to the disruption and, the others can provide service. In the first stage, maintenance scheduling decisions are set. Then, generation amounts are made in the second stage. Then the independent operator system determines the corrective signals based on the power units' contribution in decreasing the reliability index. The generation company reviews and modifies its maintenance scheduling and sends them back to the independent system operator. This iterative procedure will continue until the optimal reliability level reach. To solve the proposed model, a combination method consisting of particle swarm optimization and simplex is proposed. The capability of the proposed algorithm is evaluated on an IEEE reliability test system and the results are reported.

* Corresponding author. E. Roghanian
Tel.: 021-84063365; E-mail address: e_roghanian@kntu.ac.ir