

برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی در محیط رقابتی با استفاده از تئوری بازی‌ها

نگار حسن آبادی^۱*

کارشناس فنی - سازمان توسعه برق ایران

بهنام خائفی‌نژاد^۲

کارشناس ارشد فنی - سازمان توسعه برق ایران

چکیده

در مقاله حاضر روش جدیدی برای برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی (Genco) در محیط تجدید ساختار یافته ارائه شده است. در محیط رقابتی واحدهای تولیدی نگرانی در خصوص تأمین بار شبکه و نیاز مشترکان ندارند، تنها هدف آنها حداکثر نمودن سود خود از بازار می‌باشد و وظیفه اصلی حفظ امنیت و قابلیت اطمینان سیستم قدرت بر عهده اپراتور مستقل سیستم (ISO) می‌باشد لذا در چنین شرایطی امکان دارد بین اهداف واحدهای نیروگاهی و اپراتور مستقل سیستم تضاد بوجود آید. در نتیجه ISO ملزم به تغییر برنامه‌های ارائه شده از سوی Genco می‌باشد. در روش ارائه شده ISO با در نظر گرفتن انرژی تأمین نشده مورد انتظار (EENS) و تعیین جریمه برای هر بازه زمانی، برنامه تعمیرات ارائه شده توسط Genco را تعدیل می‌نماید. در این محیط مسئله برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی به صورت یک بازی دینامیک غیرهمکارانه در تئوری بازی‌ها مدل شده و استراتژی بهینه با استفاده از تعادل نش بدست آمده است. همچنین هر دو مکانیسم پرداخت MCC و pay-as-bid در نظر گرفته شده و نتایج آن با یکدیگر مقایسه شده است. الگوریتم پیشنهادی ابتدا به یک شبکه تست نمونه متشکل از دو Genco و سپس برای نشان دادن چگونگی عملکرد آن به شبکه تست Roy billinton اعمال می‌شود. نتایج بدست آمده ضرورت ارائه برنامه تعمیرات مناسب از سوی Genco جهت بدست آوردن سود بیشتر و لزوم نظارت ISO به منظور حفظ قابلیت اطمینان شبکه را نشان می‌دهد و نقش ISO در شبکه‌های با مکانیسم پرداخت MCP و Pay-as-Bid را مقایسه می‌کند.

کلمات کلیدی: برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی، تئوری بازی‌ها، تعادل نش، سیستم قدرت تجدید ساختار یافته، قابلیت اطمینان، انرژی تأمین نشده مورد انتظار.

۱-مقدمه

تعمیرات و نگهداری واحدهای تولیدی نقش بسیار مهمی در بهره‌برداری ایمن و اقتصادی از سیستم قدرت دارد. اگر به ندرت انجام گیرد موجب افت قابلیت اطمینان و امنیت شبکه می‌شود و اگر به تعداد دفعات زیاد انجام شود قابلیت اطمینان سیستم را بهبود می‌بخشد، اما موجب بالا رفتن هزینه‌ها می‌شود (بلینتن و همکاران^۳، ۱۹۹۲). در سیستم قدرت انحصاری اپراتور سیستم با هدف بهبود قابلیت اطمینان سیستم و کاهش هزینه‌های کل زمان‌بندی تعمیرات را برای همه واحدها برنامه‌ریزی و به آنها اعمال می‌کند. در این زمینه تحقیقات بسیاری صورت پذیرفته است و از روش‌های گوناگونی استفاده شده است. همچنین قیود گوناگونی مانند نیروی انسانی، پنجره تعمیرات، طول مدت تعمیرات، تقدم در تعمیرات، تکرار تعمیرات، تقاضای بار شبکه، قیود جغرافیایی، قیود مربوط به قابلیت اطمینان شبکه و ... در نظر گرفته شده است (آکرمن و همکاران^۴، ۲۰۰۱). در سال‌های اخیر مقررات‌زدایی و تجدید ساختار سیستم‌های قدرت شرایط جدیدی را بوجود آورده است. در محیط رقابتی، شرکت‌ها تولیدی به دنبال حداکثر نمودن سود خود از بازار هستند و به وضوح تصمیم‌گیری در مورد زمان تعمیرات واحدها نقش بسزایی بر سود هر یک از شرکت‌های تولیدی دارد. بنابراین برنامه‌ریزی تعمیرات از یک مسئله بهینه‌سازی مرکزی بر اساس بهبود امنیت

¹ Negar.hasanabadi@gmail.com

² Bkhaefi@gmail.com

³ Billinton

⁴ Ackerman

و هزینه کل سیستم در محیط سنتی، به یک مسئله تصمیم‌گیری برای هر Genco با هدف حداکثر نمودن سود خود تبدیل شده است. از طرف دیگر، اگر برنامه‌ریزی تعمیرات واحدها توسط هر یک از Genco ها انجام شود، قیود قابلیت اطمینان سیستم ارضا نخواهد شد. همچنین Genco ها مشتاقند تا با تعمیرات واحدهای بزرگ در زمان پیک بار، قیمت فروش انرژی در بازار را افزایش دهند. در نتیجه ISO باید زمان‌بندی تعمیرات همه واحدهای نیروگاهی را بررسی و به منظور حفظ قابلیت اطمینان و امنیت سیستم آن را دوباره تنظیم و زمان‌بندی کند. به طور کلی، مسئله برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی در محیط تجدید ساختار یافته از دو دیدگاه قابل بررسی است:

- تعیین استراتژی بهینه تعمیرات برای Genco ها.
- ایجاد یک فرآیند کارا بمنظور هماهنگی برنامه تعمیرات واحدهای تولیدی و اپراتور سیستم.

در این راستا تحقیقات بسیاری به عمل آمده است. به عنوان نمونه، هدف چاتوپادهای^۱ (۲۰۰۲) پیدا نمودن زمان بهینه برای انجام تعمیرات از دید Genco و در افق زمانی بلند مدت است. این مرجع با در نظر گرفتن درآمد حاصل از فروش انرژی به بازار اشتراکی، قراردادهای ساعتی، ماهانه و سالانه در مقابل هزینه‌های ناشی از سوخت، بهره‌برداری و تعمیرات و همچنین جریمه‌های ناشی از تامین نشدن قراردادهای سود Genco را محاسبه می‌کند و بهترین زمان برای انجام تعمیرات را معرفی می‌کند. همچنین مسائل فنی مانند افت نرخ حرارتی، کاهش ظرفیت و افزایش خطر خروج واحد را در نظر می‌گیرد.

هدف اصلی کیم و همکاران (۲۰۰۳) ارائه یک چهارچوب بر پایه تئوری بازی، برای مسئله برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای تولیدی می‌باشد و صرف نظر از عملکرد ISO، به تحلیل رفتار استراتژیک Genco ها می‌پردازد. در این مقاله مسئله برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای تولیدی به صورت یک بازی پویا و غیرهمکارانه با اطلاعات کامل مدل شده و استراتژی بهینه هر Genco، تعادل نش بدست آمده است. آقا بزرگی (۲۰۱۰) به بررسی مسئله زمان‌بندی تعمیرات Genco ها با استفاده از تئوری بازی‌ها پرداخته است. این مرجع به کمک منطق فازی، عدم قطعیت در ضرایب تابع سوخت واحدهای یک Genco از دید Genco دیگر را در نظر گرفته و در نهایت از نظریه بازی‌های فازی برای پیدا کردن نقطه تعادل استفاده کرده است. وانگ و هاندشین^۲ (۱۹۹۹) تابع هدف پیشنهادی ISO حداقل کردن نرخ تغییرات رزرو و زمان درخواستی واحدها برای رفتن به تعمیرات است. روش پیشنهادی کای و وو^۳ (۲۰۰۳) وانگ و هاندشین است، با این تفاوت که در کار پژوهشی کای و وو هر Genco علاوه بر زمان بهینه برای تعمیرات واحدهای خود، چندین بازه زمانی دیگر را نیز به ISO پیشنهاد می‌دهد. هدف ISO حداکثر نمودن درجه رضایتمندی^۴ همه Genco ها با استفاده از شاخص فازی و حداقل کردن EENS است. کانجو و همکاران^۵ (۲۰۰۵) یک فرآیند هماهنگی بین تولیدکنندگان و اپراتور سیستم بر اساس مشوق‌ها و جریمه^۶ ارائه می‌دهد. این فرآیند به تولیدکنندگان اجازه می‌دهد که سود خود از بازار را حداکثر کنند در حالیکه اپراتور سیستم قابلیت اطمینان سیستم را تضمین می‌کند. منباجی و همکاران^۷ (۲۰۰۹) با به کار بردن یک بازار مستقل برای تعمیرات، مسئله برنامه‌ریزی تعمیرات را بر اساس تئوری بازی بررسی می‌کند. در این بازار هر Genco با در نظر گرفتن عدم قطعیت بار، پیش‌بینی قیمت و استراتژی سایر Genco ها استراتژی خود را برای شرکت در بازار عمده فروشی و یا بازار تعمیرات^۸ تعیین می‌کند. از طرف دیگر، ISO بازار تعمیرات را بر اساس معیارهای قابلیت اطمینان اداره می‌کند و برای هر هفته سال مشوق و یا جریمه تعیین می‌کند. وانگ و همکاران (۲۰۰۴) با استفاده از الگوریتم ژنتیک مسئله برنامه‌ریزی واحدهای تولیدی در محیط تجدید ساختار یافته را بررسی می‌کند. تابع هدف Genco ها حداکثر کردن سود خود از طریق فروش انرژی است. ISO حداکثر کردن حداقل رزرو در هر هفته را به عنوان تابع هدف و محدود کردن حداکثر هزینه خرید انرژی را به عنوان قید در نظر می‌گیرد.

¹ Chattopadhyay

² Wang and Handschin

³ Cia and Wu

⁴ Satisfaction degree

⁵ Canejo

⁶ Incentive/Disincentive

⁷ Manbachi

⁸ Maintenance Market

کاو و رن^۱ (۲۰۰۵) برای اولین بار مکانیسمی ارائه داد که در آن Genco ها زمان بندی بهینه تعمیرات واحدهای خود و مبلغ درخواستی برای تغییر زمان تعمیرات خود را به ISO ارسال می کنند. ISO پس از محاسبه درجه کفایت ظرفیت تولیدی^۲ سیستم متناظر با زمان بندی ارائه شده از سوی Genco ها، هفته هایی را که نیاز به ظرفیت اضافه دارند شناسایی می کند. ISO تعمیرات واحدهایی را که کمترین مبلغ درخواستی را برای جابه جایی زمان تعمیرات خود ارائه داده اند، تغییر می دهد تا قابلیت اطمینان سیستم ارضا شود. در روش پیشنهادی لو و همکاران^۳ (۲۰۰۸) Genco ها قیمت پیشنهادی خود برای رفتن به تعمیرات را در تمام هفته های سال بیان می کنند. در هر بازه زمانی واحدهایی که قیمت بالاتری پیشنهاد داده اند، می توانند به تعمیرات بروند. ضمن اینکه هدف ISO تامین بار و رزرو سیستم است. هدف مقاله حاضر ارائه روش جدیدی برای حل مسئله برنامه ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی براساس تئوری بازی هاست، بنحوی که شرکت های تولیدی بتوانند سود خود را از بازار حداکثر نمایند و اپراتور مستقل سیستم با تنظیم دوباره این زمان بندی ها قابلیت اطمینان و امنیت شبکه را تضمین می نماید. در محیط رقابتی شرکت های تولیدی زمان بندی تعمیرات واحدهای خود را به گونه ای تنظیم می نمایند تا سود خود را از بازار حداکثر نمایند. حال اگر اقدامات اصلاحی ISO بر روی برنامه ارائه شده از سوی Genco ها صورت نگیرد، نمی توان قابلیت اطمینان شبکه قدرت را تضمین نمود. بنابراین ISO با تنظیم جریمه هایی زمان بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی را طوری تعدیل می نماید تا بتواند قابلیت اطمینان شبکه قدرت را در همه بازه های زمانی حفظ نماید. از طرف دیگر در این تحقیق مکانیسم های پرداخت pay-as-bid و MCP به صورت جداگانه بررسی شده اند و عملکرد Genco ها در هر دو مکانیسم پرداخت بررسی شده است. از یک سیستم تست نمونه متشکل از ۳ واحد برای فهم بیشتر مسئله و همچنین شبکه RBTS به عنوان سیستم تست استفاده شده است. در ادامه در بخش ۲ روش پیشنهادی توضیح داده می شود و در بخش ۳ نتایج شبیه سازی برای شبکه تست نمونه و RBTS ارائه شده است. جمع بندی و نتیجه گیری در بخش ۴ آورده شده است.

۲- فرمول بندی مسئله

۲-۱- مسئله genco

در محیط تجدید ساختار یافته، هدف اصلی تولیدکنندگان توان یا همان Genco ها، بیشینه نمودن سود خود از بازار برق می باشد. در چنین شرایطی، مسئله برنامه ریزی تعمیرات نقش بسزایی بر میزان سود Genco ها دارد. از یک سو، تعمیرات واحدهای تولیدی در بازه های زمانی مختلف بر قیمت فروش برق و متعاقباً میزان سود Genco ها تاثیر می گذارد و از سوی دیگر قیمت های متفاوت فروش برق در بازه های زمانی مجزا در تصمیم گیری Genco ها در انتخاب زمان بندی تعمیرات مناسب تاثیر گذار می باشد. بنابراین، استراتژی هر Genco برای زمان بندی تعمیرات واحدهایش، نه تنها از تصمیم گیری خود بلکه از تصمیم گیری سایر Genco ها حاضر در بازار نیز تاثیر می پذیرد. از این رو، در این تحقیق برای مدلسازی رفتار Genco ها از تئوری بازی ها استفاده شده است، که در آن Genco ها در نقش بازیگران بازار هستند. در روش ارائه شده، سود هر Genco، مجموع سودی است که در طول دوره برنامه ریزی از بازار بدست می آورد. طول دوره برنامه ریزی یک سال در نظر گرفته شده است که به ۵۲ هفته تقسیم می شود. فرض شده است که هر هفته حداقل زمانی است که ژنراتورها برای رفتن به تعمیرات نیاز دارند. در هر هفته ۱۶۸ حراج انرژی ساعتی^۴ وجود دارد و هر Genco به دنبال حداکثر کردن سود خود از مجموعه حراج های انرژی ساعتی در طول زمان برنامه ریزی است. این سود توسط هر دو بخش استراتژی Genco ها، یعنی استراتژی تعمیرات و پیشنهاد قیمت آنها تعیین می شود. در اینجا فرض بر این است که بازار حراج انرژی ساعتی به صورت یک بازار کاملاً رقابتی طراحی شده است بطوریکه پیشنهاد قیمت هر واحد تولیدی با هزینه بهره برداری حاشیه ای آن متناسب است. به عبارت دیگر، فرض شده است که بازار حراج انرژی ساعتی به صورت مجموعه ای از حراج ها با اطلاعات کامل عمل می کند. در واقع، این فرض باعث صرف نظر کردن از استراتژی پیشنهاد قیمت Genco ها می شود.

¹ Cao and Ren

² Degree Adequacy of Generation Capacity

³ Lu

⁴ Hourly Energy Auction (HEA)

همانطور که قبلاً عنوان شد، تابع هدف هر Genco حداکثر کردن سودی است که از بازار بدست می‌آورد. سود هر Genco عبارت است از درآمدی که از فروش انرژی در بازار بدست می‌آورد منهای هزینه تولید انرژی و هزینه تعمیرات آن.

$$\prod_i^k(x^k) = \sum_{t=1}^{168} \left\{ \sum_{j=1}^{N_i} [p^t(x^k) \cdot q_{i,j}^t(x^k) - f_{i,j}(x^k)] \right\} - \sum_{j=1}^{N_i} m_{i,j}(x_i^k) \quad (1)$$

که در آن:

تعداد Genco ها	N
تعداد ژنراتورهای Genco iام	N _i
ژنراتور jام Genco iام	g _{i,j}
سود Genco iام در هفته kام	$\prod_i^k(x^k)$
استراتژی تعمیرات Genco iام در هفته kام.	x _k
قیمت فروش برق در ساعت t.	p _t
میزان توان تولیدی واحد jام Genco iام در ساعت t.	q _{i,j} ^t
تابع هزینه تولید واحد jام Genco iام	f _{i,j}
هزینه تعمیرات واحد jام Genco iام	m _{i,j}

بنابراین مجموع سود Genco iام در طول مدت برنامه‌ریزی عبارت است از:

$$\prod_i = \sum_{k \in K} \prod_i^k(x^k) \quad (2)$$

هزینه تولید هر واحد عبارت است از:

$$f_{i,j}(q_{i,j}^t) = a_{i,j} + b_{i,j}q_{i,j}^t + c_{i,j}(q_{i,j}^t)^2 \quad (3)$$

که $a_{i,j}$ و $b_{i,j}$ و $c_{i,j}$ ضرایب تابع هزینه هستند.

از آنجا که هزینه تعمیرات و نگهداری در کلیه بازه‌های زمانی یکسان می‌باشد، در اینجا از آن صرف نظر شده است و فرض بر این است که پیش‌بینی پیک بار در هر ساعت در دسترس است و قیمت پیشنهادی Genco ها با هزینه بهره‌برداری حاشیه‌ای آنها متناسب است. در این تحقیق سود Genco ها در هر دو محیط MCP و Pay-as-Bid محاسبه می‌شود و به مقایسه نتایج حاصل از شبیه‌سازی می‌پردازیم. در محیط MCP قیمت نهایی برابر با بالاترین پیشنهاد پذیرفته شده در بازار است و برای محاسبه قیمت تسویه بازار از رابطه (۴) استفاده می‌شود:

$$P^t = \max_{i \in N, j \in N_i} \{p_{i,j}(q_{i,j}^t): q_{i,j}^t > 0\} \quad (4)$$

که در آن:

$$p_{i,j}(q_{i,j}^t) = b_{i,j} + 2G_{i,j} \cdot q_{i,j}^t \quad (5)$$

واضح است که خروج واحدها بر روی میزان توان تولیدی هر واحد و در نتیجه قیمت تسویه بازار تاثیرگذار است. در محیط Pay-as-Bid مبلغ پرداختی به هر واحد با قیمت پیشنهادی آن برابر است و از آنجا که فرض کرده ایم قیمت پیشنهادی هر واحد متناسب با هزینه بهره برداری حاشیه ای آن است، داریم:

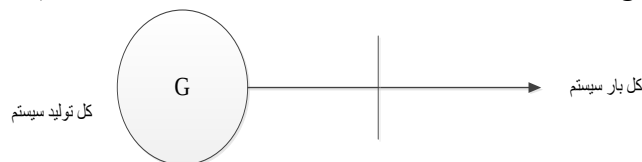
$$P_{i,j}^t = b_{i,j} + 2G_{i,j} \cdot q_{i,j}^t \quad (6)$$

قیود مسئله به شرح زیر می باشد:

- تامین بار شبکه در هر بازه زمانی: در هر بازه زمانی میزان ظرفیت در دسترس باید بزرگتر از تقاضای بار شبکه باشد.
- مدت زمان مورد نیاز برای تعمیر هر واحد: برای در نظر گرفتن این قید و پرهیز از بررسی حالات بی شمار و بی معنا برای تعمیرات واحدها، متغیر حالت را زمان آغاز تعمیرات برای هر واحد در نظر می گیریم.
- پیوستگی تعمیرات هر واحد: هنگامی که یک واحد به تعمیرات می رود، به تعداد هفته های مورد نیاز برای تعمیراتش خارج از مدار باقی می ماند.
- پنجره تعمیرات: هر ژنراتور با توجه به زمان تعمیرات سال پیش خود و سایر قیود، در بازه زمانی مشخصی مجاز به رفتن به تعمیرات می باشد.
- حداکثر و حداقل توان تولیدی هر یک از ژنراتورها.

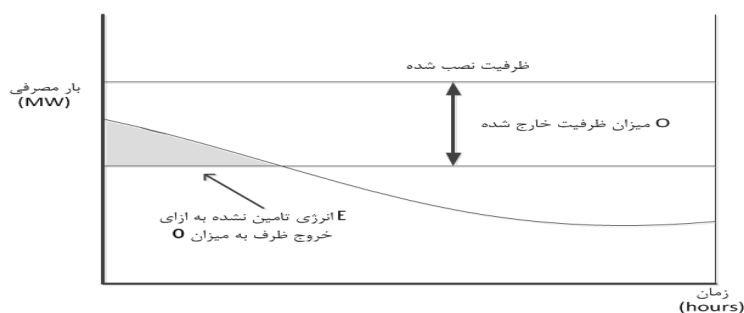
۲-۲- مسئله ISO

رعایت امنیت و قابلیت اطمینان سیستم از مهمترین وظایف بهره بردار سیستم قدرت است. هنگامی که نیروگاه ها به منظور تعمیرات از مدار خارج می شوند، میزان ظرفیت در دسترس برای شبکه کاهش می یابد. در نتیجه این کمبود ظرفیت تولیدی بر قابلیت اطمینان سیستم تاثیر می گذارد. بنابراین ISO می بایستی که در هر یک از حالات مجاز تعمیرات، قابلیت اطمینان سیستم را محاسبه کند و چنانچه سیستم به شرایط غیر قابل اطمینان وارد شود، با تعیین جریمه مناسب، GenCO ها را وادار می سازد تا برنامه تعمیرات خود را تغییر دهند. تعیین میزان دقیق ظرفیت مورد نیاز شبکه مسئله ای مهم برای تامین بار و رزرو سیستم است. در این تحقیق بمنظور مطالعات قابلیت اطمینان سیستم از مدل سطح اول استفاده شده است. برای مطالعه در سطح اول خطوط انتقال و شبکه های توزیع صد در صد قابل اطمینان فرض می شوند. به این ترتیب مدل استفاده شده مانند شکل ۱ می شود. به این معنا که فرض می شود که کل سیستم تولید در یک نقطه و کل مصرف در نقطه دیگر جمع شده اند و یک خط صد در صد مطمئن این دو نقطه را به هم وصل می کند.



شکل ۱ مدل استفاده شده برای مطالعات سطح اول

در شبکه قدرت سطح زیر منحنی بار، انرژی مصرفی در بازه زمانی مورد نظر را نشان می دهد. خروج هر ظرفیتی که از بار سیستم بیشتر شود موجب تامین نشدن بار سیستم می شود. احتمال خروج ظرفیت های مختلف با منحنی بار سیستم ترکیب می شود و انرژی تامین نشده مورد انتظار محاسبه می شود. در این تحقیق از شاخص انرژی تامین نشده مورد انتظار برای محاسبه قابلیت اطمینان سیستم استفاده شده است.



شکل ۲ انرژی تامین نشده به علت خروج میزان مشخصی از ظرفیت

انرژی تامین نشده مورد انتظار توسط رابطه (۷) محاسبه می‌شود (کیرشن^۱، ۲۰۰۳):

$$EENS = \sum_{k=1}^n E_k P_k \quad (7)$$

که در آن:

EK	انرژی قطع شده در دوره kام بر حسب MWh
PK	احتمال وقوع حالت kام

با تقسیم مقدار EENS بر کل انرژی زیر سطح منحنی مقدار نرمالیزه شده آن بدست می‌آید:

$$EENS_{p,u} = \sum_{k=1}^n \frac{E_k P_k}{E} \quad (8)$$

E: انرژی کل سیستم برابر با سطح زیر منحنی بار.

شاخص انرژی تامین نشده مورد انتظار نشان دهنده مجموع انرژی تامین نشده شبکه است و از حالات ممکن خاموش و یا روشن بودن نیروگاه‌ها حاصل می‌گردد. با کم کردن مقدار EENS پریونیت شده از یک نسبت انرژی تامین شده به کل تقاضای شبکه را بدست می‌آورند. این مقدار شاخص قابلیت اطمینان انرژی ۲ نام دارد. شاخص قابلیت اطمینان طبق رابطه زیر بدست می‌آید:

$$EIR = 1 - EENS_{p,u} \quad (9)$$

در برنامه‌ریزی سیستم قدرت علاوه بر هزینه تولید انرژی، ارزش بار از دست رفته هم در نظر گرفته می‌شود. هزینه تحمیل شده بر مصرف‌کننده‌ها بر اثر بروز وقفه در تامین انرژی، از ضرب انرژی تامین نشده در یک ضریب به نام ارزش بار از دست رفته (VOLL) بدست می‌آید. این مقدار از طریق تخمین هزینه قطع هر مگاوات بار مشترکین بدست می‌آید. به عنوان مثال در حالی که میانگین قیمت برق در

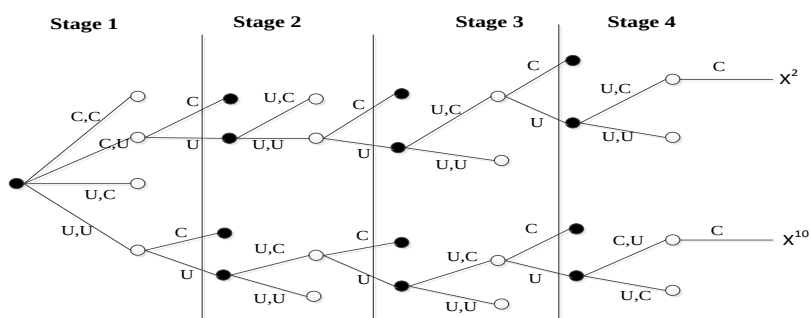
¹ Kirschen

² Energy Index of Reliability (EIR)

انگلستان بین ۱۸/۹۸ تا ۲۱/۵۸ MWh/پوند بوده است، در همان زمان ارزش بار از دست رفته بیشتر از صد برابر یعنی ۲۷۶۸ MWh/پوند بوده است.

۳-فرآیند حل

در روش ارائه شده، ابتدا Genco ها در هر یک از حالات مجاز سود خود را با استفاده از رابطه (۱) محاسبه می کنند. حالت مجاز ۱ به حالتی گفته می شود که در آن تمامی قیود مسئله رعایت شده باشند. ISO نیز در هر یک از این حالات، با توجه به انرژی تامین نشده مورد انتظار و همچنین ارزش بار از دست رفته، کل جریمه ای که به واحدها تعلق می گیرد را محاسبه می کند. سپس ISO به نسبت ظرفیتی که هر واحد در هر بازه زمانی به منظور تعمیرات از مدار خارج می کند جریمه ای که به هر یک از واحدها تعلق می گیرد را محاسبه و به آنها اعلام می کند. Genco ها با کم کردن این جریمه از سودی که از بازار بدست می آورند سود نهایی خود، در هر یک از حالات تعمیرات محاسبه و سپس با در نظر گرفتن این سود نهایی به تعیین استراتژی بهینه برای تعمیرات واحدهایشان می پردازند. مسئله برنامه ریزی تعمیرات از دید Genco ها می تواند به صورت یک بازی غیرهمکارانه پویا با اطلاعات کامل توصیف شود، که در آن هر یک از بازیکنان و یا همان تولیدکنندگان استراتژی خود را طوری انتخاب می کنند که در رقابت با یکدیگر سود خود را حداکثر کنند. در این مدل، مسئله تعمیرات به صورت یک بازی چند مرحله ای مدل می شود. در این تحقیق، با استفاده از روش برگشت به عقب ۲، Genco ها استراتژی بهینه خود را تعیین می کنند. این استراتژی بهینه همان نقطه تعادل نش است. در بازی های پویا برای نمایش بازی از درخت بازی استفاده می کنیم، که در آن هر گره نشان دهنده یک بازیگر است و عملکرد بازیگران توسط شاخه ها نشان داده می شود. در روش برگشت به عقب، از گره های نهایی درخت بازی، به انتخاب استراتژی بهینه می پردازیم تا در نهایت تعادل نش برای کل بازی حاصل گردد.



شکل ۳ نمایش درخت بازی

۴-ارائه نتایج شبیه سازی

بررسی یک مثال مفهومی

برای توضیح روش پیشنهادی ابتدا از یک شبکه تست ساده متشکل از ۳ واحد استفاده می کنیم. اطلاعات مربوط به ژنراتورهای این شبکه در جدول (۱) ارائه شده است.

جدول (۱). اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی مثال مفهومی

Genco	واحدهای تولیدی	$W_{i,j}$	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	$a_{i,j}$	$b_{i,j}$	$c_{i,j}$
Genco1	g1,1	۱	۱۲۰	۳۰	۰/۰۰۵	۰/۱	۷/۵
	g1,2	۲	۹۵	۱۰	۰/۰۰۲۵	۰/۵	۰/۱

1 Feasible State

2 Backward Induction

Genco2	g2,1	۱	۱۰۰	۵	۰/۰۰۲	۰/۶	۰/۰۵
--------	------	---	-----	---	-------	-----	------

$W_{i,j}$ تعداد هفته‌هایی است که هر واحد برای تعمیراتش نیاز دارد.

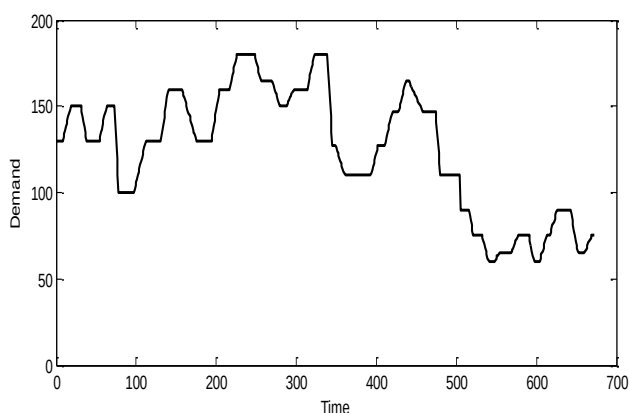
P_{min} و P_{max} حداکثر و حداقل توان تولیدی هر یک از واحدهاست.

$c_{i,j}$ و $b_{i,j}$ ، $a_{i,j}$ ضرایب تابع هزینه ژنراتورها می‌باشد.

طول بازه زمانی برنامه‌ریزی ۴ هفته در نظر گرفته شده است و در مجموع ۶۷۲ حراج انرژی ساعتی وجود دارد. اطلاعات مربوط به پیک بار هر هفته در جدول (۲) و نمودار بار آن در شکل (۴) آورده شده است.

جدول (۲). پیک بار مثال مفهومی

شماره هفته	۱	۲	۳	۴
پیک بار [MW]	۱۵۰	۱۸۰	۱۶۵	۹۰



شکل ۴ نمودار بار

با در نظر گرفتن پیک بار شبکه و ظرفیت هر واحد، در مجموع Genco ها ۱۲ حالت مجاز برای تعمیرات واحدهایشان خواهند داشت. این ۱۲ حالت در جدول (۳) نشان داده شده‌اند.

جدول (۳). حالات مجاز برای تعمیرات Genco ها

حالت مجاز	استراتژی تعمیرات Genco ها
X1	$[(0,1,1), (1,0,0)], (1,1,0)$
X2	$[(0,1,1), (1,1,0)], (1,1,0)$
X3	$[(0,1,1), (1,1,0)], (1,0,1)$
X4	$[(1,0,1), (1,1,0)], (0,1,1)$
X5	$[(1,0,1), (1,1,0)], (1,1,0)$
X6	$[(1,1,0), (0,0,1)], (1,1,0)$
X7	$[(1,1,0), (0,0,1)], (1,1,0)$
X8	$[(1,1,0), (0,0,1)], (1,1,0)$

X9	$[(1,1,1,0), (1,1,0,0)], (0,1,1,1)$
X10	$[(1,1,1,0), (1,0,0,1)], (0,1,1,1)$
X11	$[(1,1,1,0), (1,0,0,1)], (1,1,1,0)$
X12	$[(1,1,1,0), (1,1,0,0)], (1,0,1,1)$

در اینجا صفر به معنای خروج واحد به منظور تعمیرات است و یک به معنی در مدار بودن واحد است. به عنوان مثال X_1 را در نظر بگیرید. عبارت اول یعنی $(0,1,1,1)$ مربوط به $g_{1,1}$ است و بیان می‌کند که این واحد در هفته اول به تعمیرات می‌رود و در سه هفته دیگر در مدار است. عبارت دوم یعنی $(1,0,0,1)$ مربوط به $g_{1,2}$ است. از آنجا که زمان مورد نیاز برای تعمیرات این واحد دو هفته است و تعمیرات باید در دو هفته متوالی انجام شود، این واحد در هفته‌های دوم و سوم به تعمیرات می‌رود و در هفته اول و چهارم در مدار است. به همین ترتیب، عبارت $(1,1,1,0)$ مربوط به $g_{2,1}$ می‌باشد. این واحد در هفته چهارم به منظور تعمیرات از مدار خارج می‌شود و در سه هفته دیگر در مدار است. ابتدا مکانیسم پرداخت MCP را بررسی می‌شود. در هر یک از این حالات Genco با استفاده از رابطه (۱) سود خود را محاسبه می‌کنند. سود Genco ها در محیط MCP در جدول (۴) آورده شده است.

جدول (۴). سود Genco ها در محیط MCP		
حالات مجاز	سود [\$]	
	Genco1	Genco2
X_1	۶۷۰۰۴۳۵/۳۹	۱۴۳۶۶۸۴۲/۸۰
X_2	۶۲۵۱۹۸۷/۷۳	۱۳۸۲۲۲۱۷/۰۴
X_3	۱۰۴۶۲۵۰۷/۳۹	۱۰۱۷۷۲۵۵/۸۰
X_4	۱۰۲۰۶۷۶۱/۴۰	۱۰۲۳۰۵۴۵/۷۷
X_5	۵۹۴۸۵۶۱/۳۰	۱۲۳۱۴۷۶۷/۳۲
X_6	۶۶۹۹۷۳۸/۲۷	۱۴۶۳۳۹۴۶/۹۲
X_7	۹۹۹۹۷۳۹/۷۰	۱۴۵۸۵۲۲۶/۴۷
X_8	۵۸۷۵۱۳۵/۷۶	۱۹۷۳۲۰۵۲/۲۰
X_9	۱۲۹۵۲۰۴۳/۹۰	۱۳۷۹۷۴۵۹/۰۹
X_{10}	۱۰۱۴۹۱۴۹/۲۰	۱۴۳۱۶۰۴۸/۶۷
X_{11}	۵۹۷۳۱۱۱/۴۵	۱۹۶۵۷۹۴۷/۴۰
X_{12}	۱۲۹۰۴۳۶۳/۴۵	۱۲۲۳۶۷۱۹/۴۰

بدون در نظر گرفتن قابلیت اطمینان شبکه و نقش ISO استراتژی بهینه Genco ها حالت ۱ خواهد شد. در این حالت قابلیت اطمینان سیستم که توسط شاخص انرژی تامین نشده مورد انتظار سنجیده می‌شود، عبارت است از:

جدول (۵). شاخص قابلیت اطمینان در نقطه تعادل نش				
شاخص قابلیت اطمینان	هفته اول	هفته دوم	هفته سوم	هفته چهارم
EENS	۴۴۲/۷۱	۴۹۴/۱۹	۲۲۶/۳۸	۷/۳۷
EIR	۰/۹۹۴۷۱۵	۰/۹۹۴۱۰۰	۰/۹۹۷۲۹۷	۰/۹۹۹۹۱۱

در این حالت سود Genco ها برابر است با:

جدول ۶ سود Genco ها در نقطه تعادل		
Genco	Genco1	Genco2
سود [\$]	۶۷۰۰۴۳۵/۳۹	۱۴۳۶۶۸۴۲/۸۰

ISO انرژی تامین نشده مورد انتظار را در هر یک از حالات مجاز محاسبه می کند و چنانچه بیشتر از ۱/۱۵ برابر حالتی که کلیه واحدها در مدار هستند باشد، Genco هایی را که تعمیرات واحدهایشان موجب غیر قابل اطمینان شدن شبکه شده است، را جریمه می کند. مبلغ این جریمه با ضرب انرژی تامین نشده مورد انتظار در ارزش بار از دست رفته محاسبه می شود. با توجه به هزینه بسیار بالای قطعی بار در سیستم قدرت، ارزش بار از دست رفته ۳۰ برابر MCP بازار در نظر گرفته شده است. میزان این جریمه برای این مثال در جدول (۷) آورده شده است.

جدول (۷). جریمه‌ای که ISO به هریک از واحدها اختصاص می دهد			
حالات مجاز	ژنراتور ۱ [\$]	ژنراتور ۲ [\$]	ژنراتور ۳ [\$]
X ₁	۱۶۶۰۱۸/۲۰	۹۷۲۹۹۱۶/۱۲	۹۹۶۱۱/۶۳
X ₂	۱۶۶۰۱۸/۲۰	۶۳۷۷۲۰۷/۶۴	۱۶۱۷۶۲۴/۷۷
X ₃	۱۶۶۰۱۸/۲۰	۳۱۸۹۶۳۵/۴۵	۵۵۲۱۸۶۵/۵۰
X ₄	۳۶۴۵۲۹/۰۸	۳۱۸۹۶۳۵/۴۵	۲۸۶۸۷۶۰/۹۶
X ₅	۳۶۴۵۲۹/۰۸	۶۳۷۷۲۰۷/۶۴	۱۶۱۷۶۲۴/۷۷
X ₆	۱۹۶۱۲۲/۱۶	۱۰۱۹۳۰۱۵/۰۱	۹۹۶۲۲/۶۳
X ₇	۲۹۰۶/۵۳	۱۰۱۹۳۰۱۵/۰۱	۲۴۷۵۷۹۶/۶۵
X ₈	۲۰۴۷۱۱/۷۵	۱۰۱۹۳۰۱۵/۰۱	۹۰۴۵۴/۰۲
X ₉	۱۴۱۶۳۸/۴۰	۳۱۲۱۲۰۱/۰۳	۲۸۶۸۷۶۰/۹۶
X ₁₀	۲۹۰۶/۵۳	۹۷۲۹۹۱۶/۱۲	۲۸۶۸۷۶۰/۹۶
X ₁₁	۲۰۴۷۱۱/۷۵	۹۷۲۹۹۱۶/۱۲	۹۰۴۵۴/۰۲
X ₁₂	۱۴۱۶۳۸/۴۰	۳۱۲۱۲۰۱/۰۳	۵۵۲۱۸۶۵/۵۰

پس از آن Genco ها با در نظر گرفتن این جریمه در تابع هدف خود سود خود در هر یک از حالات را محاسبه کرده و سپس استراتژی بهینه خود را تعیین می کنند.

جدول (۸). سود نهایی Genco ها		
حالات مجاز	سود [\$]	
	Genco1	Genco2
X ₁	-۳۱۹۵۴۹۸/۹۲	۱۴۲۶۷۲۳۱/۱۷
X ₂	-۲۹۱۲۳۸/۱۰	۱۲۲۰۴۵۹۲/۲۶
X ₃	۷۱۰۶۸۵۳/۷۴	۴۶۵۵۳۹۰/۲۹
X ₄	۶۶۵۲۵۹۶/۸۶	۷۳۶۱۷۸۴/۸۱
X ₅	-۷۹۳۱۷۵/۴۲	۱۰۶۹۷۱۴۲/۵۵
X ₆	-۳۶۸۹۳۹۸/۹۰	۱۴۵۳۴۳۳۵/۲۹
X ₇	-۱۹۶۱۲۷/۸۴	۱۲۱۰۹۴۲۹/۸۲
X ₈	-۴۵۲۲۵۹۱/۰۰	۱۹۶۴۱۵۹۸/۱۷

X_9	۹۶۸۹۲۰۴/۴۷	۱۰۹۲۸۶۹۸/۱۳
X_{10}	۴۱۶۳۲۶/۵۴	۱۱۴۴۷۲۸۷/۷۱
X_{11}	-۳۹۶۱۵۱۶/۴۱	۱۹۵۶۷۴۹۳/۳۷
X_{12}	۹۶۴۱۵۲۴/۰۲	۶۷۱۴۸۵۳/۸۹

نقطه تعادل بازار حالت ۹ می‌شود در این حالت شاخص قابلیت اطمینان انرژی در هر هفته عبارت است از:

جدول (۹). شاخص قابلیت اطمینان در نقطه تعادل نش

شاخص قابلیت اطمینان	هفته اول	هفته دوم	هفته سوم	هفته چهارم
EENS	۲۱۲/۴۵	۲۲/۶۳	۲۲۶/۳۸	۴۹۱/۸۰
EIR	۰/۹۹۷۴۶۳	۰/۹۹۹۷۲۹	۰/۹۹۷۲۹۷	۰/۹۹۴۱۲۹

و سود هر یک از Genco ها عبارت است از:

جدول (۱۰). سود Genco ها در نقطه تعادل

Genco	Genco1	Genco2
سود [\$]	۹۶۸۹۲۰۴/۴۷	۱۰۹۲۸۶۹۸/۱۳

شاخص قابلیت اطمینان در ۳ هفته نسبت به حالت قبل بهبود می‌یابد اما در هفته چهارم قابلیت اطمینان سیستم بدتر می‌شود. در مجموع این اعمال جریمه به ISO کمک می‌کند تا به قابلیت اطمینان تقریباً یکسانی در تمام هفته‌ها دست یابد. در محیط Pay-as-Bid سود هر یک از Genco ها بدون در نظر گرفتن قابلیت اطمینان و شرایط ISO در جدول (۱۱) آمده است:

جدول (۱۱). سود هر یک از Genco ها در محیط Pay-as-Bid

حالات مجاز	سود [\$]	
	Genco1	Genco2
X_1	۳۴۷۲۱۵۵/۳۹۳	۲۲۱۸۳۰/۴۰۵
X_2	۳۴۶۳۳۵۹/۸۴۸	۲۱۱۳۲۳/۶۶۷
X_3	۳۵۹۰۱۳۱/۳۹۳	۱۵۴۶۵۲/۴۰۶
X_4	۳۶۱۰۶۹۷/۸۰۴	۱۶۸۱۱۲/۳۷۸
X_5	۳۴۸۹۰۴۴/۵۷۱	۱۹۶۳۹۰/۹۹۴
X_6	۳۴۷۱۴۵۸/۲۷۱	۲۲۳۲۷۲/۹۲۸
X_7	۳۵۴۶۴۲۹/۹۰۴	۱۸۱۰۶۲/۴۷۸
X_8	۳۵۱۲۲۰۸/۸۲۶	۲۰۳۱۲۰۲/۲۷۲
X_9	۳۵۶۷۳۵۲/۴۱۵	۱۹۰۶۷۵/۷۱۷
X_{10}	۳۵۶۷۳۵۲/۴۱۵	۱۷۵۱۴۶/۲۷۸
X_{11}	۳۵۱۳۵۹۴/۷۲۶	۱۹۹۹۱۱/۰۷۲
X_{12}	۳۵۷۲۴۷۰/۷۲۶	۱۶۲۲۸۳/۰۷۲

در این حالت نیز مسئله به صورت یک بازی پویا با اطلاعات کامل مدل شده است و برای نمایش آن از درخت بازی استفاده شده است. مجدداً بازیگران از آخرین گره‌های سمت راست درخت بازی به حل بازی می‌پردازند تا در نهایت در تعادل نش در سمت چپ بدست آید. استراتژی برتر Genco ها در حالت ۵ خواهد بود. در این حالت قابلیت اطمینان سیستم که توسط شاخص انرژی تامین نشده مورد انتظار سنجیده می‌شود، عبارت است از:

جدول (۲۰). شاخص قابلیت اطمینان در نقطه تعادل نش

هفته چهارم	هفته سوم	هفته دوم	هفته اول	شاخص قابلیت اطمینان
۲۴۵/۹۰	۲۲۶/۳۸	۷۳۶/۴۲	۱۲/۳۱	EENS
۰/۹۹۷۰۰۴	۰/۹۰۷۲۹۷	۰/۹۹۱۲۰۲	۰/۹۹۹۸۵۲	EIR

و سود Genco ها عبارت است از:

جدول (۱۳). سود Genco ها در نقطه تعادل

Genco	Genco1	Genco2
سود [\$]	۳۴۸۹۰۴۴/۵۷۱	۱۹۶۳۹۰/۹۹۴

در مکانیزم پرداخت Pay-as-Bid، ارزش بار از دست رفته، برابر با حداکثر قیمت پذیرفته شده در بازار در نظر گرفته می‌شود. در این حالت نیز، ISO انرژی تامین نشده مورد انتظار در هریک از حالات مجاز را محاسبه می‌کند. چنانچه این میزان از ۱/۱۵ برابر حالتی که همه واحدها در مدار باشند بیشتر باشد، Genco هایی را که تعمیرات واحدهایشان موجب افت قابلیت اطمینان شبکه شده است، جریمه می‌شوند. با ضرب ارزش بار از دست رفته در انرژی تامین نشده مورد انتظار غیرمجاز مبلغ این جریمه بدست می‌آید. سپس این جریمه میان واحدهایی که تعمیراتشان موجب ارضا نشدن شاخص قابلیت اطمینان شبکه شده است، به نسبت ظرفیتشان تقسیم می‌شود. میزان جریمه ISO و سود نهایی Genco ها به ترتیب در جدول های (۱۴) و (۱۵) آورده شده‌اند:

جدول (۱۴). جریمه تخصیص داده شده از سوی ISO

ژنراتور ۳ [\$]	ژنراتور ۲ [\$]	ژنراتور ۱ [\$]	حالات مجاز
۳۳۲۰/۳۸	۳۲۴۳۳۰/۵۳	۵۵۳۳/۹۴	X1
۵۳۹۲۰/۸۲	۲۱۲۵۷۳/۵۸	۵۵۳۳/۹۴	X2
۱۸۴۰۶۲/۱۸	۱۰۶۳۲۱/۱۸	۵۵۳۳/۹۴	X3
۹۵۶۲۵/۳۶	۱۰۶۳۲۱/۱۸	۱۲۱۵۰/۹۶	X4
۵۳۹۲۰/۸۲	۲۱۲۵۷۳/۵۸	۱۲۱۵۰/۹۶	X5
۳۳۲۰/۳۸	۳۳۹۷۶۷/۱۶	۶۵۳۷/۴۰	X6
۸۲۵۲۶/۵۵	۳۳۹۷۶۷/۱۶	۹۶/۸۸	X7
۳۰۱۵/۱۳	۳۳۹۷۶۷/۱۶	۶۸۲۳/۷۲	X8
۹۵۶۲۵/۳۶	۱۰۴۰۴۰/۰۳	۴۷۲۱/۲۸	X9
۹۵۶۲۵/۳۶	۳۲۴۳۳۰/۵۳	۹۶/۸۸	X10
۳۰۱۵/۱۳	۳۲۴۳۳۰/۵۳	۶۸۲۳/۷۲	X11
۱۸۴۰۶۲/۱۸	۱۰۴۰۴۰/۰۳	۴۷۲۱/۲۸	X12

جدول (۱۵). سود نهایی Genco ها

حالات مجاز	سود [\$]	
	Genco1	Genco2
X1	۳۱۴۲۲۹۰/۹۱	۲۱۸۵۱۰/۰۱
X2	۳۲۴۵۲۵۲/۳۲	۱۵۷۴۰۲/۸۴
X3	۳۴۷۸۲۷۶/۲۷	-۲۹۴۰۹/۷۷
X4	۳۴۹۲۲۲۵/۶۵	۷۲۴۸۷/۰۱
X5	۳۲۶۴۳۲۰/۰۱	۱۴۲۴۷۰/۱۶
X6	۳۱۲۵۱۵۳/۶۹	۲۱۹۹۵۲/۵۴
X7	۳۲۰۶۵۶۵/۸۵	۹۸۵۳۵/۹۲
X8	۳۱۶۵۶۱۷/۹۳	۲۰۰۱۰۵/۱۳
X9	۳۴۵۸۵۹۱/۱۰	۹۵۰۵۰/۳۵
X10	۳۲۲۸۶۵۸/۱۸	۷۹۵۲۰/۹۱
X11	۳۱۸۲۴۴۰/۴۶	۱۹۶۸۹۵/۹۳
X12	۳۴۶۳۷۰۹/۴۱	-۲۱۷۷۹/۱۱

نقطه تعادل بازار حالت ۱۱ می‌شود در این حالت شاخص قابلیت اطمینان انرژی در هر هفته عبارت است از:

جدول (۱۶). شاخص قابلیت اطمینان

شاخص قابلیت اطمینان	هفته اول	هفته دوم	هفته سوم	هفته چهارم
EENS	۱۲۱/۳۱	۴۹۴/۱۹	۲۲۶/۳۸	۳۶۸/۸۵
EIR	۰/۹۹۹۸۵۲	۰/۹۹۴۱۰۰	۰/۹۰۷۲۹۷	۰/۹۹۵۵۹۷

و سود هر یک از Genco ها عبارت است از:

جدول (۱۷). سود Genco ها در نقطه تعادل

Genco	Genco1	Genco2
سود [\$]	۳۱۸۲۴۴۰/۴۶	۱۹۶۸۹۵/۹۳

در مکانیزم پرداخت Pay-as-Bid، هنگامی که ارزش بار از دست رفته برابر با حداکثر قیمت پذیرفته شده در بازار تعیین می‌شود، واحدهایی که برق ارزان‌تری تولید می‌کنند، زیان مالی بیشتری را متحمل می‌شوند. در مقابل، این ارزش بار از دست رفته زیان مالی کمتری را بر واحدهایی که برق را با قیمت بالاتری به بازار عرضه می‌کنند، دارد. در نتیجه این واحدها تمایل چندانی به جابه‌جایی زمان تعمیرات خود ندارند.

۴-۱- شبکه تست RBTS

به منظور بررسی بیشتر و نشان دادن کارایی روش پیشنهادی از شبکه تست RBTS استفاده شده است. این سیستم متشکل از ۱۱ واحد است که اطلاعات آن در جدول زیر آورده شده است:

جدول (۱۸). اطلاعات مربوط به شبکه تست RBTS

Genco	شماره واحد	Pmax (MW)	FOR	Wi,j
-------	------------	-----------	-----	------

Genco1	۱	۴۰	۰/۰۲	۲
	۲	۲۰	۰/۰۱۵	۲
	۳	۲۰	۰/۰۱۵	۲
	۴	۲۰	۰/۰۱۵	۲
	۵	۲۰	۰/۰۱۵	۲
	۶	۵	۰/۰۱	۲
	۷	۵	۰/۰۱	۲
Genco2	۸	۴۰	۰/۰۳	۲
	۹	۴۰	۰/۰۳	۲
	۱۰	۲۰	۰/۰۲۵	۲
	۱۱	۱۰	۰/۰۲	۲

جدول (۱۹) اطلاعات مربوط به پیک بار هفتگی این شبکه را نشان می‌دهد.

جدول (۱۹). اطلاعات مربوط به پیک بار هفتگی شبکه RBTS

پیک بار (MW)	شماره هفته	پیک بار (MW)	شماره هفته	پیک بار (MW)	شماره هفته
۱۴۴	۳۷	۱۶۱	۱۹	۱۵۹	۱
۱۲۹	۳۸	۱۶۳	۲۰	۱۶۷	۲
۱۳۴	۳۹	۱۵۸	۲۱	۱۶۲	۳
۱۳۴	۴۰	۱۵۰	۲۲	۱۵۴	۴
۱۳۷	۴۱	۱۶۷	۲۳	۱۶۳	۵
۱۳۸	۴۲	۱۶۴	۲۴	۱۵۶	۶
۱۴۸	۴۳	۱۶۶	۲۵	۱۵۴	۷
۱۶۳	۴۴	۱۵۹	۲۶	۱۴۹	۸
۱۶۴	۴۵	۱۴۰	۲۷	۱۳۷	۹
۱۶۸	۴۶	۱۵۱	۲۸	۱۳۶	۱۰
۱۷۴	۴۷	۱۴۸	۲۹	۱۳۲	۱۱
۱۶۵	۴۸	۱۶۳	۳۰	۱۳۴	۱۲
۱۷۴	۴۹	۱۳۴	۳۱	۱۳۰	۱۳
۱۷۹	۵۰	۱۴۴	۳۲	۱۳۹	۱۴
۱۸۵	۵۱	۱۴۸	۳۳	۱۳۳	۱۵
۱۷۶	۵۲	۱۳۵	۳۴	۱۴۸	۱۶
		۱۳۴	۳۵	۱۳۹	۱۷
		۱۳۰	۳۶	۱۵۵	۱۸

هر واحد با در نظر گرفتن تعمیرات سال قبل خود در بازه زمانی خاصی مجاز به تعمیرات می‌باشد. پنجره تعمیرات واحدهای شبکه تست RBTS به شرح زیر است:

جدول (۲۰). پنجره تعمیرات واحدها

شماره واحد	پنجره تعمیرات
۱	۳۵-۳۹
۲	۳۵-۳۹
۳	۳۲-۳۶
۴	۹-۱۳
۵	۳۲-۳۶
۶	۹-۱۳
۷	۹-۱۳
۸	۹-۱۳
۹	۹-۱۳
۱۰	۳۵-۳۹
۱۱	۹-۱۳

در مکانیزم پرداخت MCP بدون در نظر گرفتن قیود قابلیت اطمینان شبکه و نقش ISO نقطه تعادل در حالت زیر می‌شود:

جدول (۲۱). بازه زمانی تعمیرات واحدها	
شماره واحد	بازه زمانی تعمیرات
۱	۳۵-۳۶
۲	۳۵-۳۶
۳	۳۴-۳۵
۴	۱۲-۱۳
۵	۳۴-۳۵
۶	۱۲-۱۳
۷	۱۲-۱۳
۸	۹-۱۰
۹	۱۱-۱۲
۱۰	۳۵-۳۶
۱۱	۱۲-۱۳

با در نظر گرفتن این زمان بندی تعمیرات شاخص قابلیت اطمینان در هفته‌هایی که می‌تواند در آن تعمیرات انجام شود، در جدول (۲۲) آمده است:

جدول ۲۲ شاخص قابلیت اطمینان		
شماره هفته	EENS	EIR
هفته نهم	۱۱/۰۵	۰/۹۹۹
هفته دهم	۱۱/۰۳	۰/۹۹۹۹
هفته یازدهم	۳۰۴/۷۱	۰/۹۹۶۴
هفته دوازدهم	۱۱۷۲۹/۱۹	۰/۸۶۱۰
هفته سیزدهم	۶۷۴/۳۸	۰/۹۹۲۰
هفته سی و دوم	۳۳/۶۷	۰/۹۹۹۸

برنامه ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی در محیط رقابتی با استفاده از تئوری بازی‌ها

هفته سی و سوم	۳۳/۴۵	۰/۹۹۹۸
هفته سی و چهارم	۲/۸۷	۱/۰۰۰۰
هفته سی و پنجم	۲/۳۴	۱/۰۰۰۰
هفته سی و ششم	۱۳۳۳۵/۰۸	۰/۹۶۷۹
هفته سی و هفتم	۱۱۸۲/۹۸	۰/۹۸۷۲
هفته سی و هشتم	۲/۵۶	۱/۰۰۰
هفته سی و نهم	۴۳/۲۲	۰/۹۹۹۷

در این حالت سود هر یک از Gencoها عبارت است از:

جدول (۲۳). سود Gencoها در نقطه تعادل		
Genco	Genco1	Genco2
سود [\$]	۲۲۶۲۳۲۰/۰۱	۱۷۴۶۹۴۷۰/۱۶

با در نظر گرفتن جریمه تعیین شده از سوی ISO زمان‌بندی تعمیرات واحدها به صورت زیر می‌شود:

جدول (۲۴). بازه تعمیرات پس از اعمال جریمه از سوی ISO

شماره واحد	بازه زمانی تعمیرات
۱	۳۶-۳۷
۲	۳۵-۳۶
۳	۳۴-۳۵
۴	۱۲-۱۳
۵	۳۲-۳۳
۶	۱۲-۱۳
۷	۱۱-۱۲
۸	۱۲-۱۳
۹	۱۰-۱۱
۱۰	۳۶-۳۷
۱۱	۹-۱۰

در این حالت شاخص قابلیت اطمینان سود Gencoها به صورت زیر است:

جدول (۲۵). شاخص قابلیت اطمینان با در نظر گرفتن نقش ISO

شماره هفته	EENS	EIR
هفته نهم	۶۷/۰	۰/۹۹۹۲
هفته دهم	۱۴۲۱/۸	۰/۹۸۳۱
هفته یازدهم	۲۷۱/۹	۰/۹۹۶۸
هفته دوازدهم	۷۳۸/۳	۰/۹۹۰۷
هفته سیزدهم	۵۶/۹	۰/۹۹۹۳
هفته سی و دوم	۳۳/۳۰	۰/۹۹۹۸

هفته سی و سوم	۳۲/۸۳	۰/۹۹۹۸
هفته سی و چهارم	۲/۴۳	۱/۰۰۰۰
هفته سی و پنجم	۵۹/۶۱	۰/۹۹۹۶
هفته سی و ششم	۵۶/۸۸	۰/۹۹۹۶
هفته سی و هفتم	۳۱/۲۷	۰/۹۹۹۸
هفته سی و هشتم	۴۹/۱۸	۰/۹۹۹۶
هفته سی و نهم	۵۹/۶۱	۰/۹۹۹۶

جدول (۲۶). سود Genco ها پس از اعمال جریمه از سوی ISO

Genco	Genco1	Genco2
سود [\$]	۳۲۶۴۳۲۰/۴۵	۱۴۲۴۷۰/۱۹

همانطور که مشاهده می‌شود قبل از اعمال جریمه از سوی ISO هفته‌های ۱۲ و ۳۶ و ۳۷ انرژی تامین نشده بیشتر از حد مجاز است اما پس از اعمال جریمه از سوی ISO و تصحیح زمان‌بندی تعمیرات Genco ها شاخص قابلیت اطمینان در تمام هفته‌ها یکنواخت می‌شود. نتایج حاصل از شبیه‌سازی در مکانیزم پرداخت Pay-as-Bid و قبل از اعمال جریمه از سوی ISO به صورت زیر است:

جدول (۲۷). بازه تعمیرات هر واحد

شماره واحد	بازه زمانی تعمیرات
۱	۳۵-۳۶
۲	۳۵-۳۶
۳	۳۳-۳۴
۴	۱۲-۱۳
۵	۳۳-۳۴
۶	۹-۱۰
۷	۱۲-۱۳
۸	۱۲-۱۳
۹	۱۲-۱۳
۱۰	۳۸-۳۹
۱۱	۱۰-۱۱

جدول (۲۸). شاخص قابلیت اطمینان قبل از اعمال جریمه از سوی ISO

شماره هفته	EENS	EIR
هفته نهم	۱/۶۶۲۳	۱/۰۰۰۰
هفته دهم	۱/۵۰۱۵	۱/۰۰۰۰
هفته یازدهم	۰/۵۹۲۰	۱/۰۰۰۰
هفته دوازدهم	۲۰۹/۳۴۲۳	۰/۹۹۷۵
هفته سیزدهم	۱۳۵/۸۱۷۹	۰/۹۹۸۴
هفته سی و دوم	۰/۳۵۸۸	۱/۰۰۰۰
هفته سی و سوم	۰/۵۹۵۲	۱/۰۰۰۰

برنامه ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی در محیط رقابتی با استفاده از تئوری بازی‌ها

هفته سی و چهارم	۰/۱۲۵۳	۱/۰۰۰۰
هفته سی و پنجم	۰/۱۱۵۰	۱/۰۰۰۰
هفته سی و ششم	۵۸/۷۴۶۶	۰/۹۹۹۶
هفته سی و هفتم	۳۵۹/۵۰۴۲	۰/۹۹۷۴
هفته سی و هشتم	۰/۱۱۹۳	۱/۰۰۰۰
هفته سی و نهم	۰/۱۱۵۰	۱/۰۰۰۰

جدول (۲۹). سود هر یک از Gencoها

Genco	Genco1	Genco2
سود [\$]	۵۰۷۵۲۰	۳۶۱۱۲۰۰

پس از اعمال جریمه از سوی ISO خواهیم داشت:

جدول (۳۰). بازه تعمیرات هر یک از واحدها

شماره واحد	بازه زمانی تعمیرات
۱	۳۸-۳۹
۲	۳۶-۳۷
۳	۳۲-۳۳
۴	۱۱-۱۲
۵	۳۳-۳۴
۶	۱۲-۱۳
۷	۱۲-۱۳
۸	۹-۱۰
۹	۹-۱۰
۱۰	۳۸-۳۹
۱۱	۱۰-۱۱

جدول (۳۰). شاخص قابلیت اطمینان پس از اعمال جریمه از سوی ISO

شماره هفته	EENS	EIR
هفته نهم	۲۸/۵۵۶۶	۰/۹۹۹۷
هفته دهم	۲۶/۱۷۹۸	۰/۹۹۹۷
هفته یازدهم	۴/۰۱۳۱	۱/۰۰۰۰
هفته دوازدهم	۱۷/۸۰۵۷	۰/۹۹۹۸
هفته سیزدهم	۱/۴۰۱۷	۱/۰۰۰۰
هفته سی و دوم	۰/۳۵۸۸	۱/۰۰۰۰
هفته سی و سوم	۰/۵۹۵۲	۱/۰۰۰۰
هفته سی و چهارم	۰/۱۲۵۳	۱/۰۰۰۰
هفته سی و پنجم	۳/۱۰۲۲	۱/۰۰۰۰
هفته سی و ششم	۰/۱۹۹۲	۱/۰۰۰۰

هفته سی و هفتم	۰/۶۹۳۵	۱/۰۰۰۰
هفته سی و هشتم	۳/۲۱۴۲	۱/۰۰۰۰
هفته سی و نهم	۳/۱۰۲۲	۱/۰۰۰۰

جدول (۳۲). سود هر یک از Genco ها با در نظر گرفتن جریمه ISO		
Genco	Genco1	Genco2
سود [\$]	۳۴۵۶۳۰	۲۵۰۴۵۰

در مکانیزم پرداخت Pay-as-Bid نیز اعمال جریمه از سوی ISO موجب می‌شود تا Genco ها زمان‌بندی تعمیرات خود را طوری تغییر دهند تا قابلیت اطمینان تقریباً یکسانی در تمام هفته‌ها حاصل شود.

۵- نتیجه‌گیری

در این تحقیق یک راه‌حل بهینه برای مسئله زمان‌بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی ارائه شده است، به نحوی که Genco ها بتوانند سود خود را از بازار حداکثر کنند و در عین حال، شاخص قابلیت اطمینان انرژی بهینه شود. در محیط رقابتی، Genco ها به دنبال کسب حداکثر سود ممکن از بازار حراج ساعتی هستند و ممکن است اهداف آنها با ISO که به دنبال حفظ قابلیت اطمینان سیستم است، در تضاد باشد. بنابراین ISO با وضع جریمه‌هایی بر مبنای EENS، Genco ها را وادار به تعدیل زمان‌بندی تعمیراتشان می‌نماید. برای حل این مسئله، از تئوری بازی‌ها استفاده شده است و مسئله برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای نیروگاهی به صورت یک بازی پویا با اطلاعات کامل مدل شده است. راه حل بهینه تعادل نش است که توسط روش بازگشت به عقب بدست می‌آید. در این تحقیق، هر دو مکانیزم پرداخت MCP و Pay-as-Bid در نظر گرفته شد و نتایج حاصل از شبیه‌سازی آنها با یکدیگر مقایسه شد. برای فهم بیشتر الگوریتم پیشنهادی از یک مثال مفهومی استفاده شد. و برای نشان دادن کاربرد آن، الگوریتم پیشنهادی به شبکه تست RBTS اعمال شد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در مکانیزم پرداخت MCP جریمه تعیین شده از سوی ISO موجب می‌شود تا قابلیت اطمینان در تمام هفته‌ها تقریباً یکسان شود. اما در مکانیزم پرداخت Pay-as-Bid به دلیل اختلاف قیمت پیشنهادی و در نتیجه سود Genco ها، این جریمه بر واحدهایی که قیمت بالاتری را پیشنهاد می‌دهند تاثیر کمتری دارد و بر واحدهای باقیمت پیشنهادی کمتر تاثیر بیشتر. در نتیجه، در مکانیزم پرداخت Pay-as-Bid این الگوریتم کارایی کمتری دارد. همچنین در شبکه تست RBTS، با توجه به قدرت کمتر واحدها در تغییر قیمت‌ها، نتایج قابل قبول‌تری حاصل شده است.

مراجع

- Billinton, R., & Allan, R. N. (1992). *Reliability evaluation of engineering systems* (Vol. 792). New York: Plenum press.
- Ackermann, A., Anderson, G., Soder, L., (2001). Distribution generation: A definition, *Elec. power Syst. Res.* 57, 195-204.
- Chattopadhyay, D., Life-Cycle Maintenance Management of Generating Units in a Competitive Environment. *IEEE Trans. On Power System.* 19 (2).
- Kim, J-H., Park, J-B., Park, J-K., kim, B. (2003). A New Game-Theoretic Framework for Maintenance Strategy Analysis. *IEEE Trans. on Power Systems.* 8, 698-706.
- Agha Bozorgi, A. H., Pedram, M. M., Yousefi, G. R.. (2010). Unit Maintenance Scheduling by means of Fuzzy-Game Theory, Considering Uncertainty in Rival Genco's Data. *18th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*. 889 – 894.

- Yaoyu Wang, Y. Handschin, E. (1999). Unit Maintenance Scheduling in Open Systems Using Genetic Algorithm. *Transmission and Distribution Conference IEEE*. 334-339.
- Cai, L., & Wu, B. (2003, June). A regulation for congestion of generator maintenance in a deregulated system. In *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, (Vol. 4, pp. 5-pp). IEEE.
- Conejo, A. J., García-Bertrand, R., & Díaz-Salazar, M. (2005). Generation maintenance scheduling in restructured power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 984-992.
- Manbachi, M., Parsaeifard, A. H., & Haghifam, M. R. (2009, October). A new solution for maintenance scheduling using maintenance market simulation based on game theory. In *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)* (pp. 1-8). IEEE.
- Wang, J., Wen, F., Yang, R., Ni, Y., & Wu, F. F. (2004, June). Towards the development of an appropriate regulation mechanism for maintenance scheduling of generating units in electricity market environment. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*. (pp. 1198-1202). IEEE.
- Gao, Z., & Ren, Z. (2005, October). Competitive maintenance scheduling and settlement base on bidding in electricity market. In *Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005 Industry Applications Conference, 2005*. (Vol. 4, pp. 2684-2689). IEEE.
- Lu, G., Chung, C. Y., Wong, K. P., & Wen, F. (2008). Unit maintenance scheduling coordination mechanism in electricity market environment. *IET generation, transmission & distribution*, 2(5), 646-654.
- Kirschen, D. S. (2003). Demand-side view of electricity markets. *IEEE Transactions on power systems*, 18(2), 520-527.